

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

Г. А. Сендерович, О. Г. Гриб, І. Т. Карпалюк, Н. В. Рудевіч, Т. С. Донецька

**ОСНОВНІ ФІЗИЧНІ ПРОЦЕСИ  
В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМАХ**

Навчальний посібник  
для бакалаврів спеціальності G3 «Електрична інженерія»  
усіх форм навчання

Затверджено  
редакційно-видавничою  
радою НТУ «ХПІ»,  
протокол № 2 від 26.06.2025 р.

Харків  
НТУ «ХПІ»  
2026

УДК 621.311  
О-75

Рецензенти:

*О. О. Мірошнік*, д-р техн. наук, проф., Державний біотехнологічний університет;

*М. І. Лазарєв*, д-р пед. наук, проф., Харківський національний університет ім. В. Н. Каразіна

**Основні** фізичні процеси в електроенергетичних системах:

**О-75** навчальний посібник для бакалаврів спеціальності G3 «Електрична інженерія» усіх форм навчання / Г. А. Сендерович, О. Г. Гриб,  
І. Т. Карпалюк, Н. В. Рудевіч, Т. С. Донецька. Харків : НТУ «ХПІ»,  
2026. 367 с.

**ISBN 978-617-05-0595-8**

У навчальному посібнику розглядається теорія побудови електроенергетичної системи, способи підтримання режимів її роботи, а також питання реалізації підтримання режимів на практиці.

Призначено для студентів усіх форм навчання спеціальності G3 «Електрична інженерія».

Іл. 149. Табл. 25. Бібліогр. 14 назв.

УДК 621.311

ISBN 978-617-05-0595-8

© Сендерович Г. А., Гриб О. Г.,  
Карпалюк І. Т., Рудевіч Н. В.,  
Донецька Т. С., 2026  
© НТУ «ХПІ», 2026

## ЗМІСТ

ВСТУП.....	7
ГЛАВА 1 . ВІДОМОСТІ ПРО РОБОТУ ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМ ТА МЕРЕЖ.....	9
1.1. Загальні моменти історії розвитку електричних систем та мереж .....	9
1.2. Основні елементи електричної системи .....	13
1.3. Шкала номінальних напруг в електричних системах.....	17
1.4. Вимоги до електричних мереж і класифікація.....	20
1.5. Режими роботи нейтралі електричних мереж .....	25
1.6. Припущення та позначення, що використовуються при аналізі електричних мереж .....	35
Питання для самоперевірки .....	38
ГЛАВА 2 . КОНСТРУКЦІЇ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ .....	40
2.1. Повітряні лінії електропередачі.....	40
2.2. Кабельні лінії електропередачі .....	43
Питання для самоперевірки .....	52
ГЛАВА 3 . ХАРАКТЕРИСТИКИ ТА ПАРАМЕТРИ ЕЛЕМЕНТІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СИСТЕМИ.....	53
3.1. Схеми заміщення ліній електропередачі .....	53
3.2. Схеми заміщення трансформаторів та автотрансформаторів .....	67
3.3. Характеристики споживачів електричної енергії .....	94
Питання для самоперевірки .....	115
ГЛАВА 4 . РОЗРАХУНКИ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ .....	117
4.1. Основні поняття та визначення .....	117
4.2. Вирази для розрахунку параметрів режиму лінії електропередачі.....	119
4.3. Наведені та розрахункові навантаження підстанцій .....	124
4.4. Розрахунок розімкненої мережі живлення в два етапи.....	126
4.5. Особливості розрахунку режиму розімкнених розподільних мереж з $U_{\text{ном}} \leq 35$ кВ.....	129
4.6. Розрахунок мережі з різними номінальними напругами .....	131

4.7. Розрахунок простих замкнених мереж .....	136
4.8. Розрахунки складнозамкнених мереж .....	143
Питання для самоперевірки .....	162
<b>ГЛАВА 5 . МЕТОДИ ТА АЛГОРИТМИ РОЗРАХУНКУ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ.....</b>	<b>164</b>
5.1. Числові матриці та дії над ними .....	164
5.2. Математична модель для розрахунку усталеного режиму електричної системи .....	172
5.3. Методи розв'язання рівнянь усталеного режиму електричної мережі .....	183
Питання для самоперевірки .....	205
<b>ГЛАВА 6 . УСТАЛЕНІ РЕЖИМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМ.....</b>	<b>206</b>
6.1. Баланс потужностей в електричній системі .....	207
6.2. Регулювання активної потужності та частоти .....	212
6.3. Поняття про оптимальний розподіл активних потужностей між електростанціями.....	221
6.4. Режими роботи основних елементів електричних мереж.....	225
Питання для самоперевірки .....	228
<b>ГЛАВА 7 . РЕАКТИВНА ПОТУЖНІСТЬ В ЕЛЕКТРИЧНІЙ СИСТЕМІ....</b>	<b>229</b>
7.1. Баланс реактивної потужності та його зв'язок з напругою.....	229
7.2. Споживачі реактивної потужності .....	233
7.3. Виробництво реактивної потужності генераторами .....	235
7.4. Компенсація реактивної потужності.....	240
Питання для самоперевірки .....	258
<b>ГЛАВА 8 . РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ В ЕНЕРГОСИСТЕМІ.....</b>	<b>259</b>
8.1. Загальні положення.....	259
8.2. Методи регулювання напруги у центрах живлення .....	260
8.3. Регулювання напруги на електростанціях.....	265
8.4. Регулювання напруги на знижувальних підстанціях .....	266
Питання для самоперевірки .....	314
<b>ГЛАВА 9 . ЯКІСТЬ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ.....</b>	<b>315</b>

9.1. Нормативна база якості електричної енергії.....	316
9.2. Оцінка якості електроенергії у системах загального призначення.....	318
9.3. Засоби вимірювання показників якості електроенергії.....	327
9.4. Моніторинг якості електричної енергії.....	336
9.5. Методи та засоби підвищення якості електроенергії.....	344
СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ.....	372
ПРЕДМЕТНИЙ ПОКАЖЧИК.....	374

## ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ

АРЧ – автоматичний регулятор частоти  
АРШ – автоматичний регулятор швидкості  
АСДУ – автоматизована система диспетчерського керування  
БК – батарея конденсаторів  
ВН – висока напруга  
ДСТУ – державний стандарт України  
ЕЕ – електрична енергія  
ЕРС – електрорушійна сила  
ЕС – електроенергетична система  
КЗ – коротке замикання  
КЛ – кабельна лінія електропередачі  
КР – компенсуючий реактор  
КРП – компенсація реактивної потужності  
ЛЕП – лінія електропередачі  
ЛР – лінійний регулятор  
НН – низька напруга  
ОЕС – об'єднана електроенергетична система  
ПБЗ – пристрій регулювання без збудження  
ПКПНВ – пристрій компенсації провалів напруги та вимкнень  
ПЛ – повітряна лінія електропередачі  
ПС – електрична підстанція  
РПН – регулювання під навантаженням  
СЕП – система електропостачання  
СК – синхронний компенсатор  
СН – середня напруга  
СП – симетрувальні пристрої  
СТК – статичний тиристорний компенсатор  
СТРК – слідкувальний тиристорно-реакторний компенсатор  
ХХ – холостий хід  
ШР – шунтувальний реактор

## ВСТУП

В навчальному плані першого бакалаврського рівня освітньо-професійної програми «Електроенергетика» передбачено дисципліну «Основні процеси в електроенергетичних системах». Цю дисципліну можна вивчати як самостійну, або як складову дисципліни «Електричні системи та мережі», що є однією з базових освітніх компонентів, в якій закладається фундамент спеціальної підготовки інженера-електроенергетика.

Основними темами дисципліни «Основні процеси в електроенергетичних системах» є: Основні елементи електричної системи. Класифікація електричних мереж. Припущення і позначення. Характеристики і параметри елементів електричної мережі. Ознайомлення з конструкцією ліній електропередачі. Схеми заміщення ліній електропередачі. Розрахунок параметрів схем заміщення трансформаторів та автотрансформаторів. Типи та характеристики споживачів електричної енергії. Графіки навантаження споживачів електричної енергії. Математична модель щодо розрахунків лінії електропередачі. Векторна діаграма лінії електропередачі. Методи розрахунків лінії електропередачі. Математична модель розрахунку усталеного режиму електроенергетичного режиму. Метод вузлових напруг. Методи рішення рівнянь усталеного режиму електричної мережі. Баланс потужності в електричній системі. Регулювання активної потужності і частоти в енергосистемі. Баланс активної потужності і його зв'язок з частотою. Регулювання частоти обертання турбіни. Регулювання частоти в енергосистемі. Поняття про оптимальний розподіл активних потужностей між електростанціями. Режими роботи основних елементів електричних мереж. Реактивна потужність в енергосистемі. Баланс реактивної потужності і його зв'язок з напругою. Компенсація реактивної потужності. Синхронні компенсатори. Батареї конденсаторів. Регулювання напруги в енергосистемі.

Даний посібник саме призначений для вивчення матеріалу з дисципліни «Основні процеси в електроенергетичних системах». Відмінною особливістю

змісту цього посібника є розкриття складних теоретичних питань функціонування електроенергетичних систем крізь призму практичних реалізацій на конкретних прикладах розрахунків електричних мереж, при різних режимах електроенергетичних систем.

Основна мета посібника – активізувати пізнавальну діяльність особи, що вивчає основні фізичні процеси в електроенергетичних системах шляхом розв’язання чисельних прикладів розрахунків сучасних елементів електроенергетичних систем, передачі, розподілення та споживання електричної енергії.

До посібника включено також матеріал необхідний студентам для самостійної роботи над дисципліною, підготовки до практичних та лабораторних занять, виконання контрольних індивідуальних завдань та розрахунків курсових і дипломних проєктів, заліків та іспитів.

При викладі матеріалу посібника спочатку розглядалась теорія побудови електроенергетичної системи, підтримання режимів її роботи, а потім реалізація підтримання режимів на практиці.

Навчальний посібник підготовлений на основі досвіду навчання студентів електроенергетичних спеціальностей.

## ГЛАВА 1 . ВІДОМОСТІ ПРО РОБОТУ ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМ ТА МЕРЕЖ

### 1.1. Загальні моменти історії розвитку електричних систем та мереж

Початком розвитку електроенергетики можна вважати 70-ті роки XIX століття, коли почалися перші дослідження передачі електричної енергії на відстань. Французький фізик **І. Фонтен** в **1873 р.** демонстрував на Віденській міжнародній виставці властивості оборотності електричних машин. Двигун та генератор з'єднувалися між собою кабелем завдовжки 1 км. Таким чином була доведена принципова можливість передачі механічної енергії на відносно велику відстань шляхом подвійного перетворення енергії: механічної в електричну на генераторному кінці і електричної в механічну - у споживача. Економічна доцільність такого принципу ще не була тоді доведена, але це була перша у світі передача електроенергії на значну відстань.

У **1874-1876 р.р.** в російській військовий інженер **Ф.А Піроцький** на артилерійському полігоні Волкова поля в Петербурзі демонструє передачу електричної енергії від генератора 4,4 кВт на відстань 200 м, а потім на 1 км. у своїх дослідженнях він прагнув довести економічність «електричної передачі сили» та використав провідники великого перерізу – занедбану гілку Сестрорецької залізниці.

У 1880 р. петербурзький фізик **Д.А. Лачинов** опублікував у журналі «Електрика» своє дослідження «Електрична робота», в якій зробив висновок: **збільшення напруги дозволяє передавати енергію на більшу відстань.** Теоретичні висновки Д.А. Лачинова підтвердив француз **М. Депре** у **1882 р** на міжнародній електротехнічній виставці у Мюнхені. Він продемонстрував передачу електроенергії постійним струмом і напругою 1500-2000 В повітряною лінією довжиною 57 км між Мюнхеном і Місбахом ( $P = 0,5$  кВт).

У тому ж році **І.Ф. Усагін** на Всеросійській промисловій виставці в Москві використовував винайдений ним у 1876 р. трансформатор, чим довів **можливість застосування змінного струму для зміни величини напруги при передачі електроенергії.**

З 1880 р. починається будівництво промислових електричних мереж постійного струму. У 1887 р. загальна довжина кабельних ліній Москви та Петербурга досягла 115 км. Втрати напруги у цих мережах постійного струму сягали 40%. У 1887 р. була введена перша, розташована в Одесі, ПЛ однофазного змінного струму напругою 2000 В. Потім лінії на змінному струмі вводяться в Царському селі (1890) і в Петербурзі (1892).

Перша у світі передача трифазного змінного струму була продемонстрована в 1891 р. на міжнародній електротехнічній виставці у Франкфурті-на-Майні. Була передана потужність 20 кВ А до міста Лауфен на відстань 175 км при напрузі 28 кВ. Автор розробки, головний енергетик фірми АЕГ М.О. Доливо-Добровольський створив до цього моменту набір необхідних трифазних елементів електропередачі: синхронні генератори та трансформатори, а також асинхронні двигуни. З цього моменту розпочинається широке будівництво трифазних ліній електропередачі (ЛЕП).

1895 р. – трифазна ЛЕП для електропостачання Ленських золотих копалень,  $U = 10$  кВ,  $l = 21$  км.

1903 – у США трифазна ЛЕП з  $U = 60$  кВ,  $l = 236$  км.

1909 – у США трифазна ЛЕП з  $U = 100$  кВ,  $l = 338$  км.

1914 р. – США трифазна ЛЕП з  $U = 150$  кВ,  $l = 388$  км.

У Росії в цей час також відбувається бурхливий розвиток електричних мереж. Зокрема, в 1913 р. довжина мереж у містах становила (табл. 1.1)

Таблиця 1.1 – Протяжність мереж у Росії 1913 р.

	Кабельні мережі, км	ПЛ, км
Москва	1400	–
Петербург	1320	118
Баку	394	550
Одеса	24	38,5

У 1913 р. потужність всіх електростанцій Росії становила 1098 кВт, які вироблялися на сотнях окремо працюючих дрібних електростанціях. Дрібні

електростанції характеризуються низькими техніко-економічними показниками: високою питомою вартістю встановленої потужності, низькою надійністю, слабким використанням встановленої потужності. Об'єднання електростанцій було практично неможливо, так як умови їх паралельної роботи не були вивчені, система електричного струму не була стандартизована (однофазний, трифазний, постійний струм), використовувалася різна частота (25; 40; 52,2; 50 Гц).

Процес широкого об'єднання електростанцій на паралельну роботу та утворення перших енергосистем почався відповідно до плану ГОЕЛРО у 20-х роках на основі використання ЛЕП-110 кВ. До 1935 р. були створені 6 енергосистем: Московська, Ленінградська, Донбаська, Харківська, Дніпровська, Київська.

У 1940 р. відбулося об'єднання на паралельну роботу Дніпровської та Донбаської енергосистем через ЛЕП напругою 220 кВ з єдиною диспетчерською службою, що започаткувало створення Об'єднаної енергосистеми Півдня (України).

### **Що дає об'єднання електростанцій та енергосистем на паралельну роботу?**

1. *Можливість збільшення одиничної потужності агрегатів.* Це підвищує економічність їх роботи та знижує капітальні витрати за рахунок зниження питомої вартості встановленої потужності.

2. *Підвищується економічність роботи енергосистеми* за рахунок економічності агрегатів і зниження коливань навантаження.

3. *Знижуються капітальні витрати на розвиток енергосистеми* за рахунок зниження загального максимуму навантаження та зниження загального резерву встановленої потужності.

4. *Підвищуються надійність та якість електропостачання.*

Основою електроенергетики України сьогодні є Об'єднана електроенергетична система (ОЕС). Найбільші теплові, атомні та гідравлічні

станції ОЕС України представлено в табл. 1.2-1.4. В табл. 1.5 наведено довжину повітряних та кабельних ліній електропередачі ОЕС України

Таблиця 1.2 – Найбільші теплові електростанції України

Назва	Встановлена потужність на 01.01.2013, МВт	Кількість та електрична потужність енергоблоків, шт. МВт	<b>ЗАХІДЕНЕРГО 4621</b>		
			Бурштинська ТЕС	2321	20 енергоблоків + 2 турбіни
<b>ДНПРОЕНЕРГО 8185</b>	<b>25 енергоблоків</b>	Добротвірська ТЕС	500	2 × 150 (1 турбіни – 100 МВт)	
Запорізька ТЕС	3600	3×800, 4×300	Ладижинська ТЕС	1800	6×300
Криворізька ТЕС	2820	10 × 282	<b>СХІДЕНЕРГО 4207</b>		
Придніпровська ТЕС	1765	3×285, 1×310, 4×150	Зуївська ТЕС	1245	2×300, 1×325, 1×320
<b>ДОНБАСЕНЕРГО 2795</b>	<b>11 енергоблоків + 1 турбіна</b>	Курахівська ТЕС	1502	3×210, 1×200, 1×220, 2×225	
Слов'янська ТЕС	880	1×800 (1 турбіна – 80 МВт)	Луганська ТЕС	1460	1×210, 2×175, 4×200, (1 турбіна – 100 МВт)
Старобешівська ТЕС	1915	4×175, 1×215, 5×200	<b>АЕК КИЇВЕНЕРГО 1200</b>		
<b>ЦЕНТРЕНЕРГО 7600</b>	<b>23 енергоблоки</b>	Київська ТЕЦ-5	700	2×250, 2×100	
Вуглегірська ТЕС	3600	3×800, 4×300	Київська ТЕЦ-6	500	2×250
Зміївська ТЕС	2200	6×175, 3×275, 1×325	<b>ХАРКІВСЬКА ТЕЦ-5 470</b>		
Трипільська ТЕС	1800	6×300			1×250, 2×110

Таблиця 1.3 – Атомні електростанції України

Назва	Встановлена потужність на 01.01.2013, МВт	Кількість, електрична потужність та тип енергоблоків, шт. МВт
Запорізька АЕС	6000	6×1000 (ВВЕР)
Південно-Українська АЕС	3000	3×1000 (ВВЕР)
Рівненська АЕС	2835	2×1000 (ВВЕР), 1×420 (ВВЕР), 1×415 (ВВЕР)
Хмельницька АЕС	2000	2×1000 (ВВЕР)

Таблиця 1.4 – Найбільші гідравлічні електростанції України

Назва	Встановлена потужність на 01.01.2013, МВт	Кількість та електрична потужність гідравлічних турбін, шт. МВт
Дніпровська ГЕС	1513,1	3×65,0; 6×72,0; 1×2,0; 2×100,8; 5×112,5; 1×120,0;
Київська ГАЕС	235,5	3×41,5; 3×37,0;
Київська ГЕС	429,5	17×22,0; 3×18,5;
Канівська ГЕС	472,0	16×18,5; 8×22,0;
Кременчуцька ГЕС	632,9	11×52,1; 1×60,0;
Дніпродзержинська ГЕС	369,5	4×48,4; 4×44,0;
Каховська ГЕС	329,0	1×50,0; 5×55,8;
Дністровська ГЕС	702,0	6×117,0;
Дністровська ГАЕС	324,0	1×324,0;
Ташлицька ГАЕС	302,0	2×151,0;

Таблиця 1.5 – Довжина повітряних та кабельних ліній електропередачі ОЕС України

Напруга кВ	тис. км
Повітряні лінії	
800 (постійний струм)	0,1
750	4,1
500-400	0,7
330	13,4
220	4,1
150	9,2
110	42,6
35	71,7
6-20	298,7
0,4 і менш	449,4
Усього за колами	893,5
Кабельні лінії	
110	0,1
35	0,5
6-20	48,3
0,4 і менш	29,9
Усього	78,8

## 1.2. Основні елементи електричної системи

Та величезна роль, яку відіграє електроенергія в нашому житті обумовлена наступними її властивостями:

- легкість передачі на великі відстані в порівнянні з іншими видами енергії;
- можливість перетворень на інші види енергій з високим коефіцієнтом корисної дії, незалежно від її кількості, тому немає потреби у її зберіганні;
- електроенергія проявляється у вигляді потоку, який подрібнити на частини легше, ніж інші енергетичні потоки (вугілля, нафтопродукти);
- споживання електроенергії може плавно змінюватися від нуля до максимуму залежно від ходу самого процесу виробництва або навантаження робочого механізму; можливість значної концентрації потужності при виробництві електроенергії;
- потік електроенергії можна уявити безперервним або періодичним у вигляді синусоїди. Таке уявлення найбільш зручне для інформаційних потоків. Тому ЛЕП часто використовуються і для передачі інформації;
- електроенергія є найбільш чистим видом енергії та найменшою мірою забруднює навколишнє середовище;
- орієнтація використання трифазного струму надала використанню електроенергії однорідність.

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 та споживання теплової та електричної енергій. Воно називається енергетичною системою.

Енергетична система – це сукупність всіх ланок ланцюжка одержання, перетворення, розподілу та використання теплової та електричної енергії. Енергетична система складається з електричних станцій, електричних мереж і споживачів електричної енергії, теплових мереж і споживачів теплової енергії (рис. 1.1).

Електростанція виробляє електричну, а теплофікаційна станція – електричну та теплову енергію.

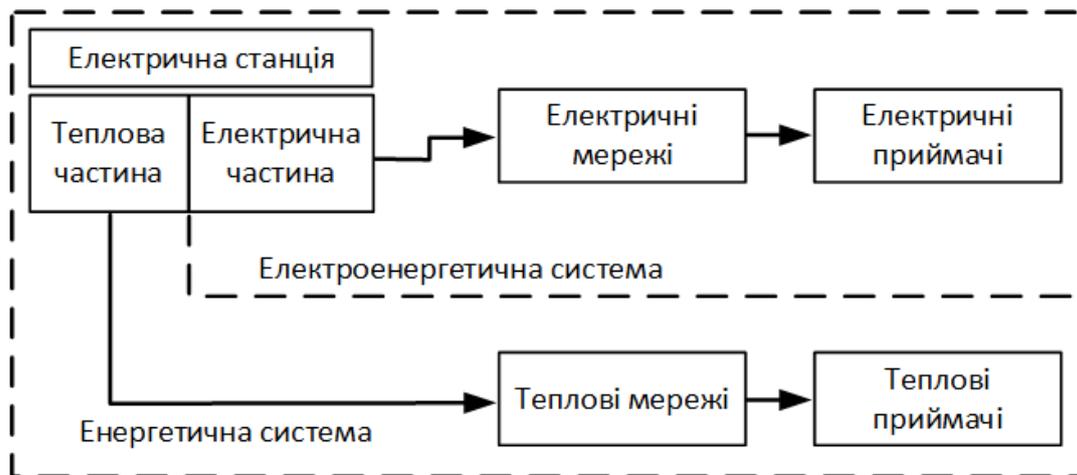


Рисунок 1.1 – Енергетична і електрична системи

Електрична частина електростанції включає основне і допоміжне обладнання. Основне – це синхронні генератори, збірні шини, вимикачі, роз'єднувачі, електроприймачі потреб. Допоміжне обладнання призначене для виконання функцій вимірювання, сигналізації, захисту та автоматики та ін.

**Електрична або електроенергетична система** є частиною енергетичної системи. З неї виключаються теплові мережі та теплові споживачі. **Електроенергетична система** – це сукупність електричних частин електростанцій, електричних мереж і споживачів, пов'язаних спільністю режиму виробництва, розподілу та споживання електроенергії.

Електроенергетична система є складним об'єктом. Складність обумовлена низкою специфічних особливостей:

- постійний збіг за часом процесу вироблення, передачі та споживання електроенергії;
- безперервність процесу вироблення, передачі та споживання електроенергії та необхідність у зв'язку з цим безперервного контролю за цим процесом. Процес передачі електроенергії по ланцюгу "генератор – електроприймач" можливий лише за надійного електричного і магнітного зв'язку на всьому протязі цього кола;

- підвищена небезпека електричного струму для навколишнього середовища та обслуговуючого персоналу;
- швидке проходження процесів, пов'язаних з відмовою різних елементів основного технологічного ланцюжка;
- різноманіття функціональних систем та пристроїв, які здійснюють технологію виробництва електроенергії; керування, регулювання та контроль. Необхідність їх постійного і чіткого взаємодії;
- віддаленість енергетичних об'єктів один від одного;
- залежність режимів роботи електричних систем від різних випадкових факторів (погодні умови, режим роботи енергосистеми, споживачів);
- значний обсяг робіт з ремонтно-експлуатаційного обслуговування великої кількості різнотипного обладнання.

Спрощену електричну систему можна уявити наступним чином (рис. 1.2).



Рисунок 1.2 – Електрична система

**Електрична мережа** – це сукупність електроустановок передачі та розподілу електричної енергії. Вона складається з підстанцій, розподільних пристроїв, повітряних і кабельних ліній електропередачі.

**Лінія електропередачі (ЛЕП)** – це електроустановка, призначена для передачі електроенергії.

Оскільки передача електроенергії економічно вигідна лише з ЛЕП високої напруги, то енергія, що виробляється на ЕС, перетворюється на енергію високої напруги за допомогою трансформаторів ЕС. **Електрична підстанція**

(ПС) – це електроустановка, призначена для перетворення електроенергії однієї напруги на електроенергію іншої напруги та розподілу електроенергії. Вона складається з трансформаторів, збірних шин та комутаційних апаратів, а також допоміжного обладнання: пристроїв релейного захисту та автоматики, вимірювальних приладів та ін. Підстанції призначені для зв'язку генераторів та споживачів з лініями електропередачі, а також для зв'язку окремих частин електричної системи. Підстанції, у яких виконується ця трансформація називаються **підвищувальними**. На іншому кінці електропередачі будується **знижувальна** підстанція. Друга назва умовна, так як знижувальна підстанція може бути одночасно і живильною.

Електроустановки, прийом та розподілення електроенергії в яких виконується на одному рівні напруги, тобто без трансформації, називаються **розподільчими** чи **перемикаючими пунктами**.

Енергосистеми, розташовані в різних економічних районах, зв'язуються між собою лініями електропередач високої напруги. Це забезпечує взаємний обмін потужностями та дає такі переваги:

- зниження сумарного максимуму;
- зменшення сумарного резерву потужності (12 – 20 % сумарної потужності);
- підвищується надійність та якість енергопостачання;
- підвищується економічність використання енергоресурсів;
- покращується використання потужності ЕС (можна будувати потужні агрегати);
- полегшується робота систем при сезонних змінах навантаження, при ремонтах та аваріях.

Але в об'єднаних системах ускладнюється релейний захист, автоматика та керування режимами.

### **1.3. Шкала номінальних напруг в електричних системах**

Вироблення, передача та споживання електроенергії виконується при різних напругах: генерація при напрузі до 24 кВ, передача – при напрузі 35 кВ і вище, споживання – сотні і тисячі вольт.

Номінальною напругою елементів електричної мережі (ЛЕП, електроприймачі, генератори, трансформатори) називається та напруга, на якій ці елементи розраховані і тому мають оптимальні технічні та економічні характеристики.

В електричній системі застосовується трифазна мережа, що працює з частотою  $f = 50$  Гц і стандартними номінальними напругами. Номінальна напруга встановлюється державним стандартом до 1000 В (табл. 1.6) та більше 1000 В (табл. 1.7).

Таблиця 1.6 – Номінальна напруга (до 1000 В) змінного трифазного струму, В

Джерела та перетворювачі	42	230	400	690
Мережі та електроприймачі	40	220	380	660

Таблиця 1.7 – Номінальна напруга (більш 1000 В) змінного трифазного струму, кВ

Мережі і приймачі	Генератори і СК	Трансформатори і автотрансформатори				Найбільша робоча напруга електроустановування
		без РПН		з РПН		
		Первинні обмотки	Вторинні обмотки	Первинні обмотки	Вторинні обмотки	
(3)	(3,15)	(3 і 3,15)	(3,15 і 3,3)	–	(3,15)	(3,6)
6	6,3	6; 6,3	6,3; 6,6	6; 6,3	6,3; 6,6	7,2
10	10,5	10; 10,5	10,5; 11	10; 10,5	10,5; 11	12,0
20	21	20	22	20; 21	22	24,0
35	–	35	38,5	35; 36,75	38,5	40,5
110	–	–	121	110; 115	115; 121	126
(150)	–	–	(165)	(158)	(158)	(172)
220	–	–	242	220; 230	230; 242	252
330	–	330	347	330	330	363
500	–	500	525	500	–	525
750	–	750	787	750	–	787
1150	–	–	–	1150	–	1200

Номинальні напруги джерел (генератори і СК) за умовами компенсації втрат напруги в мережі живлення прийняті на 5 % вище номінальних напруг мережі.

Первинні обмотки трансформаторів є приймачами електроенергії. Тому для підвищувальних трансформаторів їх номінальні напруги дорівнюють номінальним напругам генераторів; для знижувальних трансформаторів – номінальним напругам мережі або на 5 % вище. Вторинні обмотки трансформаторів живлять наступну мережу. Щоб компенсувати втрату напруги в трансформаторах, їх номінальна напруга вища за номінальну напругу мережі на 5 – 10 %.

Кожна розподільна електрична мережа, до якої підключені електроприймачі, має номінальну напругу, що відповідає номінальній напрузі цих електроприймачів. Насправді електроприймачі працюють при напрузі відмінному від номінальної напруги через втрати напруги в мережі. Згідно з ДСТУ, при нормальному режимі роботи мережі напруга, що підводиться до електроприймачів, не повинна відрізнятися від номінальної більше, ніж на  $\pm 5\%$ . Тобто. напруга  $U_1$  не повинна перевищувати номінальну більш ніж на 5 %. Напруга  $U_2$  не повинна бути нижчою більше, ніж на 5 % (рис. 1.3).

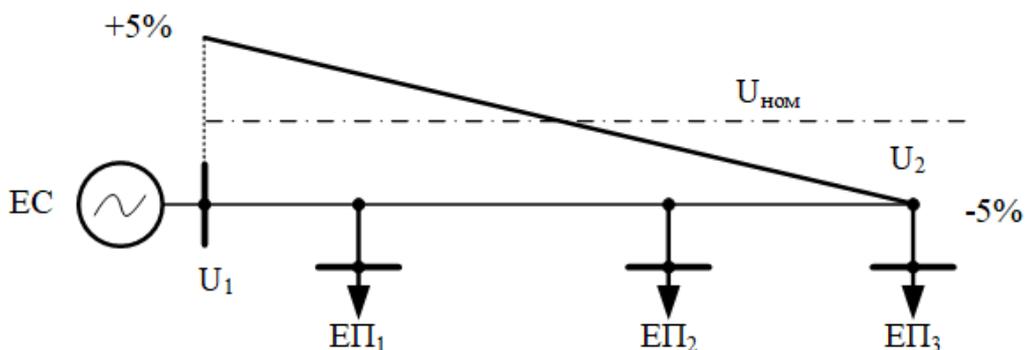


Рисунок 1.3 – Відповідність номінальної напруги мережі та електроприймачів

Що стосується високовольтних мереж, до яких електроприймачі безпосереднього підключення не мають, то в них необхідно, щоб найбільша робоча напруга не перевищувала допустимих значень (табл. 1.7).

Напруги 220 В та 3, 6 і 150 кВ вважаються неперспективними і не рекомендуються для нових проєктованих мереж. Напруга 20 кВ широко застосовується у Європі, в зв'язку з цим має сенс до застосування в Україні.

У мережі до 1 кВ найбільшого поширення набула напруга 380 В. Використовується для живлення освітлювального навантаження всередині та поза приміщеннями, для живлення дрібномоторного навантаження промислових підприємств.

Напруга 660 В застосовується в заводських мережах для живлення електросилового навантаження.

Напруга 6, 10 та 35 кВ використовуються для розподільних мереж у міській та сільській місцевості.

В Україні напруга 110 кВ є основною для живлячих мереж. Напруги 330, 750 кВ відіграють роль системоутворюючих напруг.

Напруга 220 кВ в Україні мало використовується. Для порівняння: довжина ліній 220 кВ становить 4,1 тис. км, довжина ліній 110 кВ – 42,6 тис. км (див. табл. 1.5). В енергосистемі мережі 220 кВ виконують в основному роль живлячих мереж при системоутворюючих мережах напругою 500 і 1150 кВ.

#### **1.4. Вимоги до електричних мереж і класифікація**

Електричні мережі служать для передачі електроенергії від місця виробництва до місця її споживання та повинні відповідати певним вимогам:

1. Забезпечити **надійність** електропостачання споживачів. Надійним вважається електропостачання, при якому у разі аварії елемента мережі живлення відновлюється протягом часу, необхідного для проведення оперативних (неавтоматичних) перемикань, без виконання ремонту або заміни пошкодженого елемента.

2. Забезпечити **безперебійне** електропостачання споживачів I категорії надійності. Безперебійним вважають електропостачання у тому випадку, якщо при аварії елемента живлення споживачів не порушується або має місце перерва на час дії автоматики (1 – 2,5 с).

3. Забезпечити споживачам **якість** електроенергії.

4. Забезпечити **безпеку** та **зручність** експлуатації.

5. Задовольняти умови **економічності**.

6. Забезпечити можливість **розвитку** електричної мережі без докорінного перебудови.

– Електричні мережі класифікуються:

– за родом струму;

– за номінальною напругою;

– за конструктивним виконанням;

– за розташуванням;

– за конфігурацією;

– за рівнем резервування;

– за функціями, що виконуються;

– за характером споживачів;

– за призначенням у схемі електропостачання;

– за режимі роботи нейтралі.

**За родом струму** розрізняють мережі змінного та постійного струму.

Основне поширення набули мережі трифазного змінного струму. Однофазними виконуються внутрішньоквартирні мережі. Їх можна розглядати як відгалуження від трифазної чотирипровідної мережі.

Мережі постійного струму використовуються в промисловості (електричні печі, електролізні цехи) та для живлення міського електротранспорту.

Постійний струм для передачі енергії на великі відстані в Україні використовується на одній повітряній лінії напругою 800 кВ та довжиною близько 100 км (див. табл. 1.5). На сьогодні ведуться потужні роботи щодо

впровадження кабельних систем постійного струму. Зокрема, у 2022 році при приєднанні до мережі з Польщею застосовано вставку кабелю постійного струму на 110 кВ. На постійному струмі працює тільки ЛЕП: спочатку і в кінці ЛЕП будуються перетворювальні підстанції, на яких відбувається перетворення змінного струму в постійний і навпаки. Використання постійного струму забезпечує стійку паралельну роботу генераторів ЕС.

Постійний струм використовується для організації зв'язку електроенергетичних систем. При цьому відхилення частоти в кожній системі практично не відбивається на потужності, що передається.

Існують передачі пульсуючого струму. Електроенергія передається по загальній лінії одночасно змінним і постійним струмами. У такої передачі збільшується пропускна здатність по відношенню до ЛЕП змінного струму і полегшується відбір потужності в порівнянні з ЛЕП постійного струму.

**За номінальною напругою** мережі діляться на [3]:

- мережі низьких напруг (220 – 660 В);
- мережі середньої напруги (6 – 35 кВ);
- мережі високої напруги (110 – 150 кВ);
- мережі надвисокої напруги (220 – 750 кВ).

**За конструктивним виконанням** розрізняють повітряні та кабельні мережі, проводки та струмопроводи.

Струмопровід – це установка для передачі та розподілу електроенергії, яка використовується на промислових підприємствах. Складається з неізолюваних або ізолюваних провідників, ізоляторів, захисних оболонок і опорних конструкцій.

Електропроводки призначені для виконання мереж у будинках.

**За розташуванням** мережі діляться на зовнішні та внутрішні.

Зовнішні виконуються неізолюваними (голими) проводами та кабелями. Внутрішні виконуються ізолюваними проводами.

**За конфігурацією** мережі діляться на розімкнені (рис. 1.4) та замкнені (рис. 1.5).

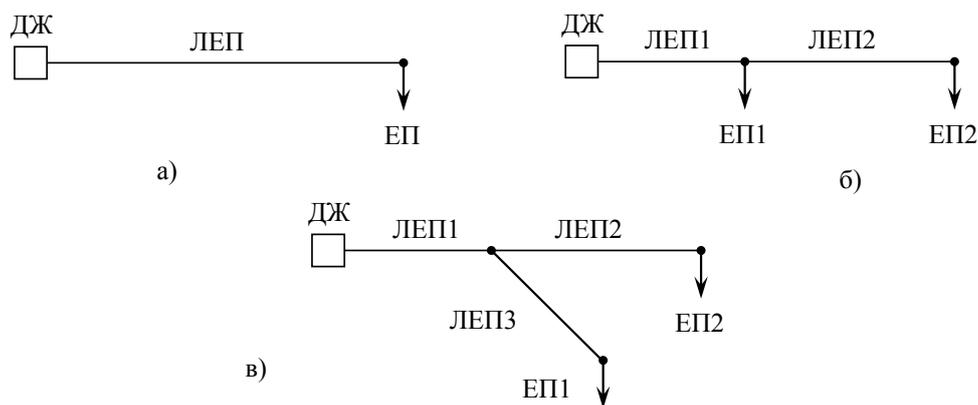


Рисунок 1.4 – Розімкнені мережі: а) радіальна; б) магістральна; в) магістральна з відгалуженням

Розімкнені мережі живляться від одного джерела живлення і передають електроенергію до споживачів тільки в одному напрямку.

У замкнених мережах електроприймачі одержують щонайменше з двох сторін. Розрізняють прості замкнені мережі та складнозамкнені мережі. Прості замкнені мережі мають один замкнений контур, складнозамкнені – кілька. До простих замкнених мереж відносяться кільцева мережа та мережа з двостороннім живленням.

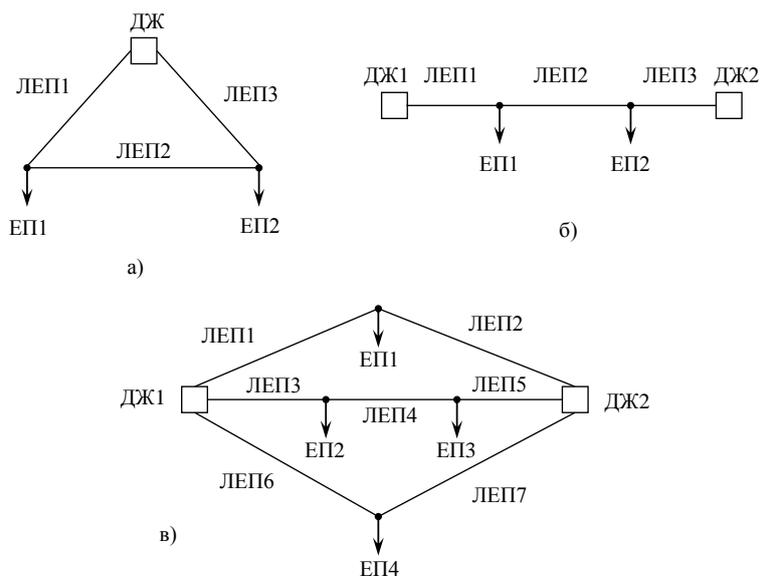


Рисунок 1.5 – Замкнені мережі: а) кільцева; б) із двостороннім живленням; в) складнозамкнена

*За ступенем резервування* мережі діляться на нерезервовані та резервовані. Замкнені мережі завжди резервовані, тому що при відключенні будь-якої ЛЕП або будь-якого джерела живлення жоден із споживачів не втратить живлення. Магістральні мережі, виконані одним колом, є нерезервованими, так як частина або всі споживачі втрачають живлення залежно від місця пошкодження та місць встановлення комутаційної апаратури.

Магістральні мережі, виконані двома колами, є резервованими.

*За функціями, що виконуються*, розрізняють системоутворюючі, живильні і розподільні мережі.

*Системоутворюючі мережі* – це мережі напругою 330 кВ та вище. Виконують функцію формування енергосистем, об'єднуючи потужні ЕС і забезпечуючи їх функціонування як *єдиного* об'єкта керування. Ці мережі характеризуються великим радіусом охоплення, значними навантаженнями. Вони здійснюють також зв'язки великої довжини між системами. Мережі виконуються за складнозамкненими багатоконтурними схемами з кількома ДЖ.

*Живильні мережі* призначені для передачі електроенергії від підстанцій системоутворюючої мережі і від шин 110 - 220 кВ ЕС до центрів живлення розподільної мережі 6-35 кВ – районним підстанціям. Живлячі мережі зазвичай замкнені або розімкнені резервовані. Основну частину цих мереж в Україні виконано на напругу 110 кВ.

*Розподільні мережі* призначена для передачі електроенергії на невеликі відстані від шин нижчої напруги районних ПС безпосередньо до споживачів. Такі мережі виконують за розімкненими схемами. Розрізняють розподільні мережі високої напруги ( $U_{\text{ном}} > 1$  кВ) і низької напруги ( $U_{\text{ном}} < 1$  кВ). Основні напруги у містах – 10(6)/0,4 кВ, у сільських мережах – 35/10/0,4 кВ, рідше – 35/0,4 кВ.

Для постачання великих підприємств та великих міських підстанцій використовують глибокі введення високої напруги 110-330 кВ. Мережі внутрішнього електропостачання великих міст виконують із напругою 110 кВ.

*За характером споживачів* розподільні мережі поділяються на міські, промислові та сільські.

Міські мережі характеризуються високою щільністю електричних навантажень (до  $12 \text{ МВ} \cdot \text{А}/\text{км}^2$ ) та великою кількістю різнорідних споживачів.

До промислових мереж відносяться мережі промислових підприємств. Ці мережі поділяються на мережі зовнішнього та внутрішнього електропостачання. Напряга залежить від близькості до живильної ПС. Якщо вона розташована поблизу підприємства, то напруга зовнішнього електропостачання – 6 - 10 кВ, а внутрішнього – до 1000 В. Якщо живильна ПС розташована далеко, то напруга зовнішнього електропостачання підвищується. Якщо на території заводу використовуються глибокі введення високої напруги 110-330 кВ, то в схемі внутрішнього електропостачання використовується напруга 6 - 35 кВ.

Сільські мережі – мережі напругою 0,4 – 35 кВ. Вони призначені для живлення невеликих населених пунктів, сільськогосподарських підприємств. Відрізняються великою протяжністю та малою густиною навантаження (до  $15 \text{ кВ} \cdot \text{А}/\text{км}^2$ ). Сільські мережі виконуються, в основному, повітряними ЛЕП за розімкнутими схемами.

*За призначенням у схемі електропостачання* мережі поділяються на місцеві та районні.

Місцеві мережі охоплюють площу радіусом до 30 км. Вони мають малу щільність навантаження та напругу до 35 кВ включно. Це сільські, комунальні та фабрично-заводські мережі. До місцевих мереж відносяться "глибокі введення" напругою 110 кВ.

Районні мережі охоплюють великі райони та мають напругу 110 кВ та вище. По районних мереж здійснюється передача електроенергії від ЕС до місць її споживання. До районних мереж відносяться основні мережі системи, магістральні ЛЕП внутрішньосистемного зв'язку та міжсистемні зв'язки.

### **1.5. Режими роботи нейтралі електричних мереж**

*За режимом роботи нейтралі* мережі діляться:

- на мережі із ізольованою нейтраллю;
- на мережі із компенсованою нейтраллю;
- на мережі із ефективно - заземленою нейтраллю;
- на мережі з глухозаземленою нейтраллю.

Під режимом нейтралі електричної мережі *розуміють спосіб з'єднання нейтралей електрообладнання, насамперед трансформаторів, із землею*. У мережах із ізольованою нейтраллю електроустановки немає зв'язку із землею. У мережах із компенсованою нейтраллю зв'язок нейтралі із землею здійснюється через дугогасну котушку. У мережах із глухозаземленою нейтраллю – безпосередній зв'язок із землею. У мережах із ефективно-заземленою нейтраллю – частина нейтралей трансформаторів заземлена, частина – розземлена (у нейтраль включені роз'єднувач та розрядник).

Режими роботи нейтралей істотно впливають на техніко-економічні параметри та характеристики електричних мереж, а саме, на рівень ізоляції, вимоги до обладнання та засобів його захисту від перенапруг, коротких замикань та інших аномальних режимів, капіталовкладення, надійність роботи, питання техніки безпеки та інші. У мережах різної напруги використовують різні режими нейтралі, які ми розглянемо в залежності від номінальної напруги ( $U_{ном}$ ).

Вибір режиму роботи нейтралі в мережі до 1000 В визначається безпекою робіт. У мережі вище 1000 В – двома причинами:

- вартістю ізоляції обладнання;
- величиною струмів однофазного замикання землі.

*Електричні мережі з  $U_{ном} < 1000$  В*. «Правила улаштування електроустановок» (ПУЕ) допускають використання в мережах з  $U_{ном} < 1000$  В як глухозаземленої, так і ізольованої нейтралі.

У найбільш поширених чотирипровідних мережах широкого застосування 380/220 (220/127) використовується глухозаземлена нейтраль. Корпуси електрообладнання, приєднаного до чотирипровідної мережі, металеві

каркаси розподільних щитів, електроприводи та інші частини електроустановок, розташованих у приміщеннях з підвищеною небезпекою (залізобетонні та цегляні підлоги, висока вологість, наявність технологічних апаратів і механізмів тощо ) або на відкритому повітрі, повинні мати металевий зв'язок із заземленою нейтраллю установки. Цей зв'язок здійснюється через нульовий провід (або жилу кабелю), що прокладається разом із фазними. Замикання на корпус будь-якої фази призведе до короткого замикання (КЗ) на землю з досить великими струмами, які забезпечать надійне спрацювання релейного захисту (автоматів, запобіжників) та подальше вимкнення пошкодженого елемента або однієї фази мережі залежно від використовуваного захисту. Такий режим нейтралі виключає значне перевищення напруги в мережі по відношенню до землі з метою підвищення безпеки широкого кола осіб, що торкаються

Мережі з ізолюваною нейтраллю можуть використовуватися в установках, що обслуговуються спеціально навченим персоналом, наприклад, у промисловій мережі 660 В. Замикання на землю в цій мережі не призведе до КЗ та вимкнення пошкодження. Мережа буде продовжувати працювати в повнофазному режимі, але при цьому напруги двох неушкоджених фаз по відношенню до землі збільшаться до лінійних значень (рис. 1.6). ізоляції, швидке виявлення персоналом мережі замикань на землю та швидка їх ліквідація, а при підвищених вимогах безпеки – автоматичне вимкнення пошкодженої ділянки мережі.

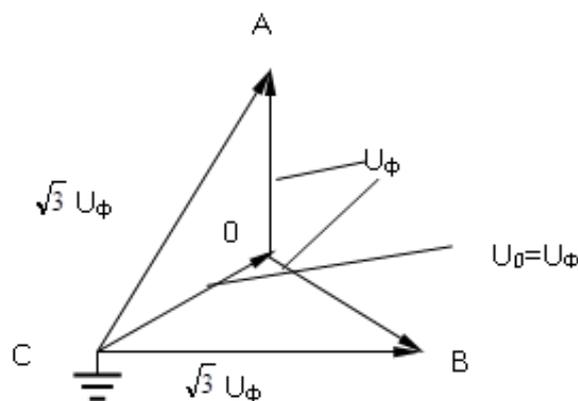


Рисунок 1.6 – Замикання на землю у мережі із ізолюваною нейтраллю

В обох випадках ізоляція розраховується на лінійну напругу.

**Електричні мережі з  $U_{\text{ном}} = 3 - 35$  кВ.** Це електроустановки, які згідно з ПУЕ мають малі струми замикання на землю ( $I_3 \leq 500$  А). Мережі з  $U_{\text{ном}} = 3 - 35$  кВ виконують із ізольованими або компенсованими нейтраліями. Замикання на землю в таких мережах не називають коротким або називають простим замиканням на землю. Воно не позначається на роботі споживачів, оскільки останні включені лінійну напругу. Просте замикання на землю не вважається в мережах 3-35 кВ аварією та релейний захист може працювати на сигнал.

При нормальній роботі будь-якої трифазної мережі ємнісні фазні струми на землю взаємно компенсуються. У мережі з ізольованою нейтраллю, при замиканні однієї фази, наприклад, на землю (рис. 1.7, а), ємнісний струм в ній відсутній, так як він виявляється під нульовим потенціалом. У кожній здоровій фазі напруга щодо землі зростає у  $\sqrt{3}$  рази (рис. 1.7, б).

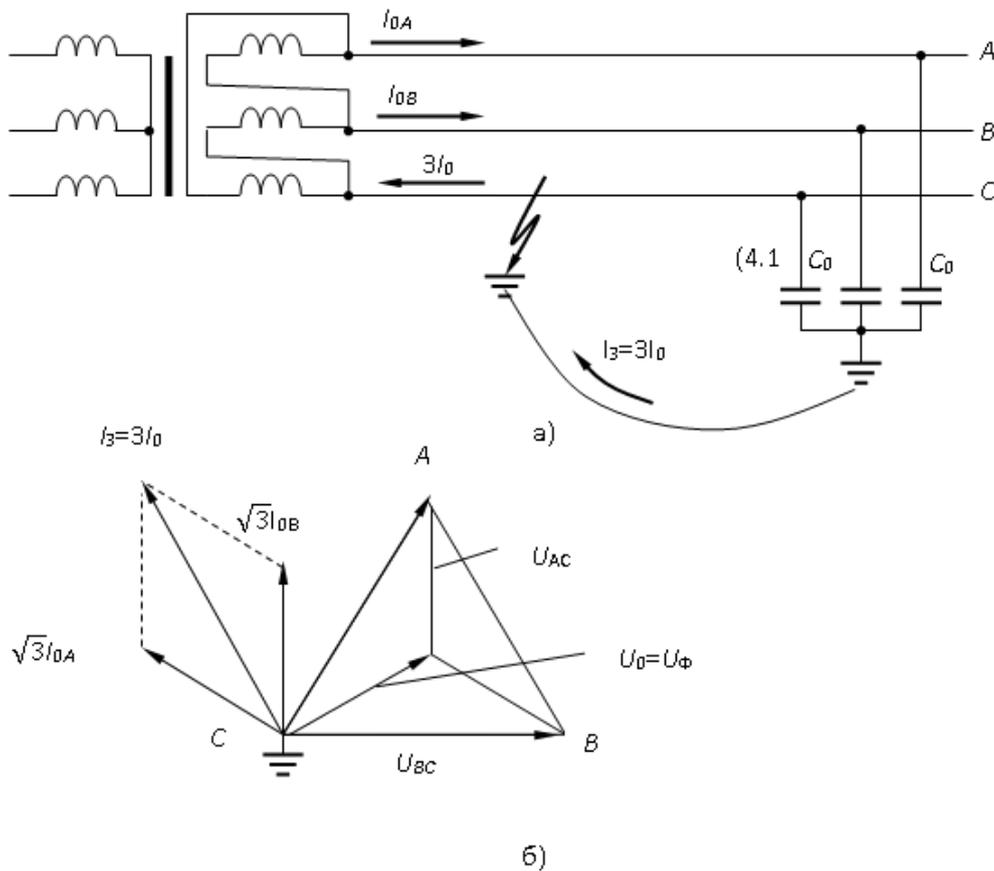


Рисунок 1.7 – Замикання на землю в мережі із ізолюваною нейтраллю: а) схема мережі; б) векторна діаграма

Відповідно, у  $\sqrt{3}$  разів збільшуються фазні емнісні струми  $I_{0A}+I_{0B}$ . При цьому з'являється струм у землю, що проходить через місце замикання фази З на землю, обмотки трансформатора, здорові фази А,В ліній, їх розподілені ємності щодо землі  $C_0$  і рівний геометричній сумі емнісних струмів здорових фаз  $I_3 = I_{0A}+I_{0B}$ . За величиною цей струм дорівнює трьом фазним емнісним струмам неушкодженої лінії  $I_3 = 3I_0$ .

Для замикання однієї фази в мережі з ізолюваною нейтраллю слід також враховувати фактор техніки безпеки. Він проявляється в наявності крокової напруги і напруги дотику до опор при тривалому протіканні струму в землю. Значення цих небезпечних для персоналу і населення напруг тим вище, чим більша величина струму, що стікає в землю в місці пошкодження.

Струм однофазного замикання в мережах з ізолюваною нейтраллю визначається ємністю фаз мережі по відношенню до землі і залежить від напруги, конструкції та протяжності мережі. Приблизна величина його питомих значень залежно від конструкції та напруги наведена у табл. 1.8 .

Таблиця 1.8 – Практичні значення ємнісного струму на землю, А/км

Вид лінії	Номінальна напруга мережі, кВ		
	6	10	35
Повітряна	0,015	0,025	0,1
Кабельна перерізом:			
50 – 95 мм <sup>2</sup>	0,6 – 0,8	0,8 – 1,0	3,7 – 4,1
120 – 240 мм <sup>2</sup>	0,9 – 1,3	1,1 – 1,6	4,4 – 5,2

ПУЕ регламентує граничні значення ємнісних струмів замикання на землю в мережах із ізолюваною нейтраллю:

– у мережах, що не мають залізобетонні та металеві опори на ПЛ, та у всіх мережах 35 кВ – 10 А;

– у мережах 3 – 20 кВ, – кабельних та повітряних на залізобетонних та металевих опорах, – при нарузі 3 – 6 кВ – 30 А, при 10 кВ – 20 А, при 15 – 20 кВ – 15 А.

При виконанні цих умов тривалі перенапруги не повинні досягати небезпечних для ізоляції обладнання значень і значення струмів, що стікають в землю не є небезпечними за рівнем крокової напруги і напруги дотику до опор.

У тих випадках, коли ємнісний струм при замиканні на землю перевищує допустимі значення, то в мережі використовується компенсація нейтралі. Якщо зіставити дані табл. 1. і вимоги ПУЕ, то стає зрозумілим, що практично всі кабельні мережі з  $U_{ном} = 6 - 35$  кВ і повітряні мережі 35 кВ з сумарною довжиною електрично зв'язаних ліній понад 100 км повинні працювати з компенсованою нейтраллю. Компенсація здійснюється включенням в нейтральну точку трифазної мережі індуктивного опору, що настраюється – дугогасної котушки (реактора) з регульованим повітряним зазором магнітопроводу або зі ступінчастим регулюванням числа витків її обмотки.

Компенсуючі пристрої, як правило, встановлюють у центрі живлення компенсованої мережі. На рис. 1.8, а представлена схема найпростішої компенсованої мережі з ємнісним опором  $\frac{1}{\omega C_0}$  на фазу. Нейтраль первинної обмотки одного з мережевих трансформаторів (трансформатора власних потреб або спеціально встановленого заземлюючого трансформатора) зі схемою з'єднання обмоток зірка-трикутник заземлюється через регульований індуктивний опір – дугогасну котушку.

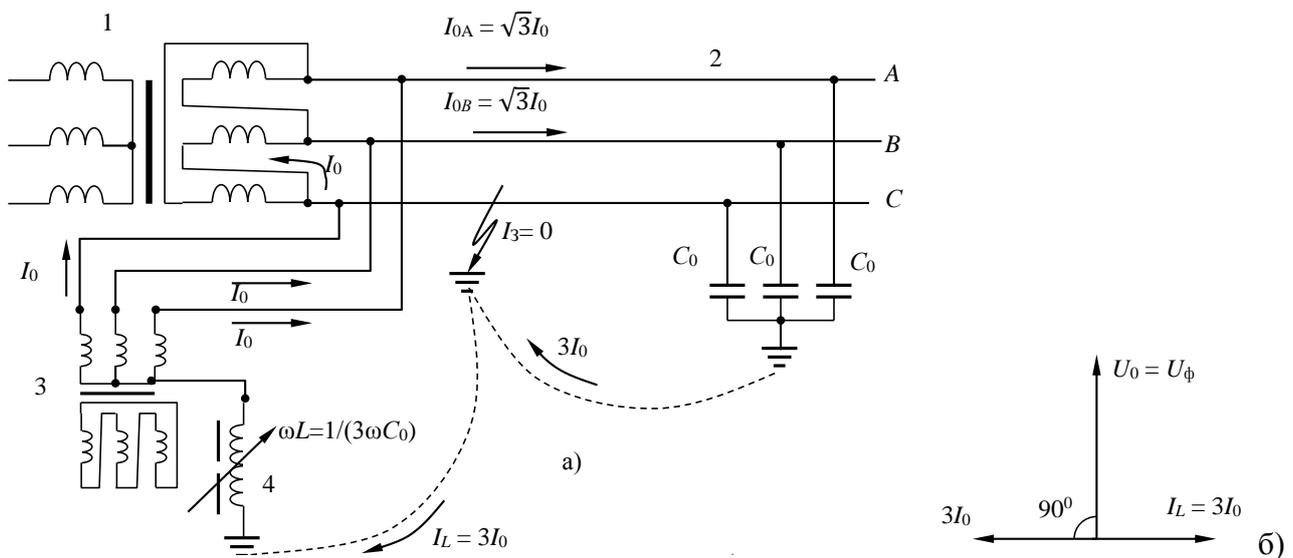
Дугогасну котушку налаштовують у резонанс з ємнісним опором мережі.

$$\omega \cdot L_k = \frac{1}{(3\omega C_0)}, \quad (1.1)$$

де  $C_0$  – ємність однієї фази сітки на землю;  $L_k$  – індуктивність дугогасного реактора.

При цьому індуктивний струм  $I_L$  дорівнює сумарному ємнісному струму  $3I_0$  (рис. 1.8 б). Струм у місці замикання фази на землю, що представляє собою геометричну суму цих двох струмів, дорівнюватиме нулю. Налаштування котушки з повною компенсацією ємнісного струму називають резонансним.

Компенсація ємнісного струму при резонансній або близькій до неї надбудові дугогасильної котушки, знижує швидкість відновлення напруги на пошкодженій фазі і амплітуду напруги, що відновлюється. Амплітуди перенапруг при такому налаштуванні не перевищує  $2,8 U_{\phi m}$ , а ймовірність появи напруг вищих кратностей менше, ніж у некомпенсованій мережі. При розладі компенсації більше, ніж на  $\pm 5 \%$ , перенапруги в компенсованих мережах і ймовірність появи граничних напруг такі ж, як у мережах з ізольованою нейтраллю.



1 – силовий трансформатор; 2 – лінія; 3 – заземлюючий трансформатор; 4 – дугогасильна котушка

Рисунок 1.8 – Замикання на землю в мережі з компенсованою нейтраллю:

а) схема протікання струмів; б) векторна діаграма струмів у місці замикання

На практиці використовують налаштування котушки дугогасіння, з невеликою перекомпенсацією ( $I_L > 3I_0$ ). Недокомпенсація ємнісного струму в аварійних випадках (при несиметрії ємностей фаз) може призвести до появи перенапружень більш високих, ніж у некомпенсованій мережі.

**Мережі напругою 110 кВ та вище** вважаються мережами з великими струмами замикання на землю (понад 500 А). Вони не можуть працювати із ізольованою нейтраллю, тому що ізоляція в цьому випадку повинна розраховуватися на лінійну напругу. А це дорого. Мережі працюють із заземленою нейтраллю. При цьому струм однофазного короткого замикання може перевищувати трифазний струм КЗ. І тут комутаційна апаратура має вибиратися з більшого струму, тобто. однофазний.

У місці пошкодження в таких мережах виникає електрична дуга з великим струмом. Дуга гаситься при вимкненні пошкодження. Оскільки більшість КЗ є такі, що самоусуваються, то перевірка лінії включається знову під впливом АПВ. Якщо КЗ самоусунулося, то ЛЕП залишається у роботі, якщо

ні, то пошкодження відключається знову. У перехідному режимі і при комутаціях в мережі виникають внутрішні перенапруги. Величина перенапруги впливає на вибір ізоляції. Величину перенапруги намагаються обмежити і тому заземлюють нейтралі устаткування. Але що більше заземлених нейтралей, то менше величина перенапруги, але тим більше величина струму однофазного КЗ.

*У мережах 110 кВ* надходять у такий спосіб. Частина нейтралей розземлюють, щоб величина струмів однофазного КЗ не перевищувала величину струмів трифазного КЗ. Заземлюють нейтралі трансформаторів на електростанціях, вузлових підстанціях і тупикових споживчих підстанціях. Напруга на неушкоджених фазах по відношенню до землі в режимі, що встановився, не повинна бути більше  $0,8U_{\text{ном}}$  (лінійного). Такі мережі називаються **мережами із ефективно-заземленою нейтраллю**.

У цих мережах однофазні замикання землі становлять понад 90 % всіх ушкоджень. Зниження рівня струмів КЗ зменшує аварійне навантаження на обладнання та продовжує термін його служби. Зменшення струмів однофазного КЗ – завдання важлива у разі, з великої відносної кількості цих ушкоджень. У розвинених складнозамкнених мережах 110 кВ України струми однофазного КЗ на землю можуть бути більшими за струми трифазного КЗ, за якими прийнято проводити вибір силового обладнання мереж. У цих випадках зменшення струмів однофазного КЗ стає ще більш актуальною задачею, тому що якщо цього не зробити, може знадобитися вибір більш дорогого обладнання, розрахованого на більш високі струми КЗ.

Розмикання частини нейтралей трансформаторів підвищує опір нульової послідовності  $x_0$  і тим самим зменшує струм замикання на землю. Кількість відключених нейтралей має бути якомога більшою. Мінімальна кількість визначається обмеженням струму однофазного КЗ ( $I_k^{(1)}$ ) лише на рівні не вище струму трифазного КЗ ( $I_k^{(3)}$ ):  $I_k^{(1)} \leq I_k^{(3)}$ .

З іншого боку, вимкнення частини нейтралей призводить до збільшення перенапруг у здорових фазах при однофазному КЗ. Відповідно до існуючих вимог, в мережах з ефективно заземленою нейтраллю, коефіцієнт заземлення мережі

$$K_3 = U_{\text{ф неущк}} / U_{\text{ном}} \leq 0,8 \quad (1.2)$$

або, що те саме, коефіцієнт замикання мережі

$$K_{\text{зм}} = U_{\text{ф неущк}} / U_{\text{ф ном}} \leq 1,4, \quad (1.3)$$

де  $U_{\text{ф неущк}}$  – фазна напруга неушкоджених фаз в режимі однофазного КЗ, що встановився.

Перенапруги у неушкоджених фазах знижується зі зменшенням еквівалентного опору нульової послідовності  $X_0$  кола КЗ і, відповідно, зростанням  $I$ . Для обмеження перенапруг у межах зазначених вимог необхідно знижувати опір нульової послідовності мережі до рівня

$$X_0 \leq (3 - 5) X_1, \quad (1.4)$$

де  $X_1$  – еквівалентний опір прямої послідовності кола КЗ.

Це відповідає умові підвищення рівня однофазного струму КЗ приблизно до

$$I_k^{(1)} \geq 0,6 \cdot I_k^{(3)}. \quad (1.5)$$

Таким чином, кількість відключених нейтралей обирають виходячи з умови дотримання двох вимог: обмеження струму КЗ на землю  $I_k^{(1)} \leq I_k^{(3)}$  та обмеження за перенапругами у неушкоджених фазах –  $K_3 \leq 0,8$  або  $K_{\text{зм}} \leq 1,4$ . У перехідних режимах кратність внутрішніх перенапруг за оцінками досліджень не перевищує 2,5.

У мережах з  $U_{\text{ном}} \geq 220$  кВ застосовують глухе заземлення нейтралі всіх трансформаторів. У цьому випадку напруга на неушкоджених фазах по

відношенню до землі в режимі, що встановився, не перевищує фазне. Комутаційна апаратура обирається з більшого струму КЗ.

**У мережах 500 кВ і вище** вдаються до додаткового обмеження внутрішніх перенапруг технічними засобами.

Система режимів нейтралей, викладена вище, була прийнята історично і використовується в електричних мережах України. У світовій практиці немає єдиної думки про оптимальну сферу застосування того чи іншого способу заземлення нейтралей. Так було в країнах Західної Європи та Японії, резонансне заземлення нейтралей використовується у мережах до 220 кВ, тоді як, наприклад, в США є розподільні мережі 10 – 35 кВ з ефективним заземленням нейтралей.

### **1.6. Припущення та позначення, що використовуються при аналізі електричних мереж**

У електроенергетичних системах відбуваються складні фізичні процеси. Їхній коректний математичний опис ускладнюється тим, що всі параметри режиму безпосередньо або опосередковано взаємопов'язані, а параметри схеми не завжди відомі або відомі приблизно. Тому використовується система припущень, яка дозволяє проводити інженерні розрахунки з достатньою для цього точністю.

Окреслимо найзагальніші припущення та умовні позначення, що використовуються в даному посібнику. У відповідності до викладення матеріалу будуть вводитися та використовуватися більш детальні припущення та позначення.

Фізична природа електричного струму може розглядатися у двох аспектах:

- корпускулярному (молекулярному), тобто. у вигляді потоку електронів;
- у хвильовому, тобто. у вигляді електромагнітного поля, яке має різні прояви у електроенергетиці.

При молекулярному аспекті за одиницю енергії беруть 1 МеВ, при хвильовому – 1 кВт·год. Їхнє співвідношення таке  $1 \text{ МеВ} = 4,42 \cdot 10^{-20} \text{ 1 кВт·год}$ .

Співвідношення цих величин підкреслює, що енергетичні завдання мають розглядатися не в молекулярному, а в хвильовому аспекті.

Передача електроенергії теж у хвильовому аспекті. Лінія електропередач не транспортує електрику, як канали транспортують воду. Вона є хвилеводом, який змушує енергію слідувати певним шляхом. Такий хвилевід є найпростішим засобом передачі енергії при хвилях малої довжини.

У той же час облік хвильових властивостей передачі електроенергії електромагнітним полем виявляється досить складним при вирішенні практичних інженерних завдань. Якщо протяжність об'єкта не можна порівняти з довжиною хвилі (для ПЛ  $\lambda \approx 6000 \text{ км}$ ), то завдання спрощується в силу того, що хвильовий характер процесів можна не враховувати. У розрахунках це дозволяє представляти параметри схеми мережі як **зосереджених елементів**. Виходячи з цього підходу, складають схеми заміщення для розрахунків електричної мережі, для яких прийняті припущення та відповідна система позначень.

У загальному випадку трифазної мережі відповідає трифазна схема заміщення (рис. 1.9, а). При розрахунках електричних мереж, крім особливих режимів, приймають, **що мережа симетрична, а струми і напруги за трьома фазами симетричні і синусоїдальні**. Такі припущення дозволяють виконувати схему однофазної заміщення (рис. 1.9, б). На схемі заміщення вказують опір однієї фази елементів мережі ( $z_{л}, z_{нав}$  тощо), фазний струм ( $I_{\phi}$ ), лінійна напруга ( $\underline{U}$ ) і потужність, що передається за трьома фазами. Використання фазної напруги позначається індексом «ф»:  $U_{\phi}$ . При цьому лінійною напругу вважають за модулем  $U = \sqrt{3} U_{\phi}$ , а за фазою – рівною фазної. Напруга та струм є комплексними величинами:

$$\left. \begin{aligned} \underline{U} &= U' + jU'' = U \angle \beta \\ \underline{I} &= I' + jI'' = I \angle \alpha \end{aligned} \right\} \quad (1.6)$$

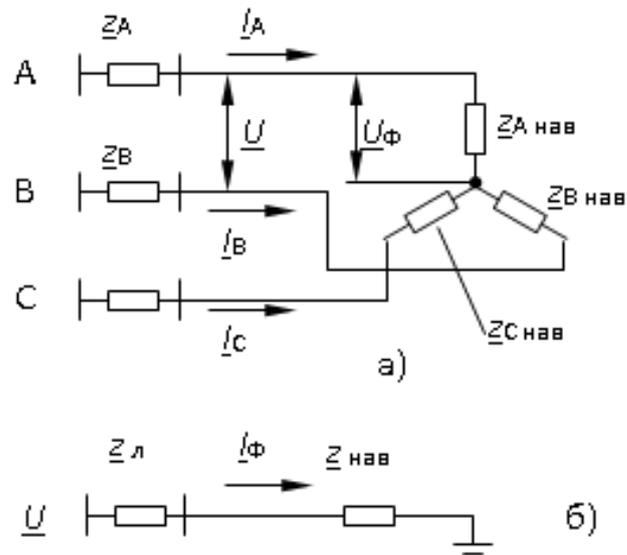
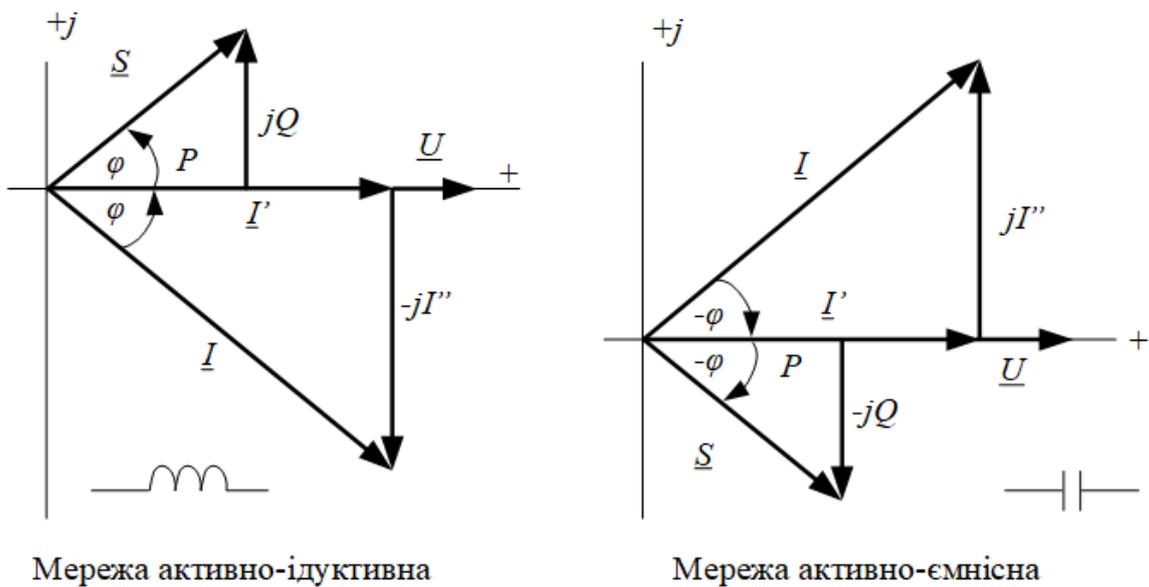


Рисунок 1.9 – Позначення у схемах заміщення: а) трифазний;  
б) однофазний

Кут між напругою і струмом ( $\angle\varphi = \angle\beta - \angle\alpha$ ) приймають позитивним для індуктивного кола і негативним для ємнісного (рис. 1.10).



Мережа активно-індуктивна

Мережа активно-ємнісна

Рисунок 1.10 – Векторні діаграми параметрів режиму мережі

Для того щоб вектор повної потужності  $\underline{S}$  мав позитивний аргумент  $\varphi$  в індуктивному колі і негативний в ємнісному, теоретичні основи електротехніки передбачають розрахунок  $\underline{S}$  з пов'язаним комплексом струму. Для однофазного кола:

$$\underline{S}_\Phi = \underline{U}_\Phi \cdot \underline{I}^* = U_\Phi \angle \beta \cdot I \angle -\alpha = U_\Phi \cdot I \angle \varphi, \quad (1.7)$$

для трифазного:

$$\underline{S} = 3 \cdot \underline{U}_\Phi \cdot \underline{I}^* = 3 \frac{U}{\sqrt{3}} \cdot I^* = \sqrt{3} \cdot U \cdot I^* = P + jQ, \quad (1.8)$$

де  $P = \sqrt{3}UI \cos \varphi$  – активна потужність;  $Q = \sqrt{3}UI \sin \varphi$  – реактивна потужність.

Струм через потужність визначається за формулою:

$$\underline{I} = \frac{\underline{S}^*}{\sqrt{3}\underline{U}^*}. \quad (1.9)$$

Втрати потужності в елементах мережі визначаються як:

$$\Delta \underline{S} = 3 \cdot I^2 \cdot \underline{z} = \frac{S^2}{U^2} \cdot (r + jx), \quad (1.10)$$

де  $\underline{z} = r + jx$  – комплексний опір елементів мережі.

Комплексна провідність елементів визначається за формулою:

$$\underline{y} = \frac{1}{\underline{z}} = \frac{1}{r+jx} = \frac{r-jx}{r^2+x^2} = \frac{r}{r^2+x^2} - j \frac{x}{r^2+x^2} = g - jb, \quad (1.11)$$

де  $g$  – активна складова провідності;  $b$  – реактивна складова провідності.

У виразах (1.10) і (1.11)  $x$  застосовується зі знаком плюс для індуктивних елементів, зі знаком мінус – для ємнісних,  $b$ , навпаки, застосовується зі знаком мінус для індуктивних елементів, зі знаком плюс – для ємнісних.

### Питання для самоперевірки

1. Що таке електроенергетична система? Назвіть переваги об'єднаних енергосистем.

2. Дайте визначення поняттю електрична мережа. Сформулюйте вимоги до електричних мереж.
3. Які основні складові електричних систем та мереж?
4. Назвіть класифікаційні ознаки електричних мереж.
5. Що розуміється під номінальною напругою? Які класи номінальних напруг існують, область їх застосування?
6. Які види споживачів існують? Назвіть вимоги ДСТУ щодо підтримання напруги у споживачів?
7. Дайте характеристику електричним мережам за функціями: системоутворюючі, живильні і розподільні мережі.
8. Чім відрізняються розімкнені, прості замкнені та складнозамкнені мережі? За рахунок чого в цих мережах забезпечується резервування?
9. Назвіть існуючі режими нейтралі електричних мереж.
10. В чому особливості роботи мережі з ізольованою або компенсованою нейтраллю.

## ГЛАВА 2 . КОНСТРУКЦІЇ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАЧІ

### 2.1. Повітряні лінії електропередачі

Електричною *повітряною лінією* (ПЛ) електропередачі називається пристрій для передачі електричної енергії по проводах, що розташовані на відкритому повітрі та прикріплені за допомогою ізоляторів та арматури до опор або кронштейнів інженерних споруд. Головні елементи ПЛ:

- проводи, які служать для передачі електроенергії;
- грозозахисні троси для захисту від атмосферних перенапруг (грозових розрядів). Вони монтуються у верхній частині опор;
- опори, що підтримують проводи та троси на певній висоті над поверхнею;
- ізолятори, що ізолюють проводи від тіла опори;
- арматура, за допомогою якої проводи закріплюються на ізоляторах, а ізолятори на опорі.

За конструктивним виконанням розрізняють одноланцюгові та дволанцюгові лінії. Під ланцюгом розуміють три проводи (трифазний ланцюг) однієї ПЛ.

Конструктивна частина ПЛ характеризується типами опор, довжинами прольотів, габаритними розмірами, конструкцією фази та типами гірлянд ізоляторів.

За типом опори ПЛ поділяються на проміжні та анкерні. Проміжні та анкерні розрізняються способом підвіски проводів. На проміжній опорі провід підвішується за допомогою підтримуючих гірлянд ізоляторів. На анкерних опорах проводи закріплені жорстко та натягнуті до заданого тяжіння за допомогою натяжної гірлянди ізоляторів (рис. 2.1)

За призначенням розрізняють опори кутові, кінцеві, спеціального призначення.

За матеріалом опор розрізняють дерев'яні (до 220 кВ), залізобетонні (35 – 330 кВ) та металеві (35 кВ та вище).



Рисунок 2.1 – Кріплення проводу у фазі на проміжній (а) та анкерній (б) опорах: 1 – траверса; 2 – гірлянда ізоляторів; 3 – затискач; 4 – провід

На ПЛ застосовують голі проводи та троси. Перебуваючи на відкритому повітрі, вони зазнають атмосферних впливів. Тому матеріал проводів, крім хорошої провідності, повинен бути стійким до корозії, мати механічну міцність. Для проводів застосовують такі матеріали:

- мідь;
- алюміній;
- сталь;
- сплави алюмінію та міді с іншими металами (залізом, магнієм, кремнієм).

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

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

Сталеві проводи мають погану провідність. Відрізняються великою механічною міцністю. Не мають стійкості до корозії. Активний опір залежить від струму, що протікає.

Виконують проводи і з двох металів – сталі та алюмінію. Сталь знаходиться всередині проводу і служить для збільшення механічної міцності. Алюміній знаходиться зовні і є струмопровідною частиною.

У маркуванні проводів спочатку вказується матеріал, а потім переріз мм<sup>2</sup>. Мідні проводи маркують літерою **М**, алюмінієві проводи – літерою **А**, сталеві проводи – літерами **ПС** та **ПСО** та сталеалюмінієві – літерами **АС**. У маркуванні сталеалюмінієвих проводів спочатку вказують переріз алюмінію, а потім сталі. Наприклад, АС-120/19. Проводи марки **АС** випускаються з різним відношенням перерізів алюмінію і сталі при тому самому перерізі алюмінію. Залежно від цього відношення розрізняють проводи полегшеної конструкції, середньої, посиленої та особливо посиленої міцності.

Для захисту проводів марки **АС** від корозії та хімічних впливів використовують спеціальні захисні засоби. Тип захисту відображається в маркуванні проводу:

- марки **АСКС**, **АСКП** – провід сталеалюмінієвий корозійностійкий із заповненням сталевого сердечника (С) або всього проводу (П) мастилом;
- марка **АСК** – як і **АСКС**, сталевий сердечник ізольований поліетиленовою плівкою.

За кордоном застосовуються ізолюючі самонесучі проводи, які являють собою системою ізольованих жил, скручених навколо несучого троса. Скрутка виконується таким чином, що все механічне навантаження сприймається тільки несучим тросом. Такі проводи прокладаються без ізоляторів. На опорі можуть бути змонтовані кілька ПЛ різних напруг.

За конструкцією проводів розрізняють:

- однопроводні, що складаються з одного проводу суцільного перерізу;
- багатопроводні з одного металу, що складаються в залежності від перерізу проводу з непарної кількості проводів (від 7 до 61);
- багатопроводні із двох металів. Кількість проводів сталевого осердя – непарне (1, 7 або 19). Кількість дротів струмопровідної частини – парне.

Проводи ПЛ розташовують на опорі різними способами:

- на одноланцюгових опорах – трикутником чи горизонтально (рис. 2.2, а, б);

– на дволанцюгових опорах – зворотною ялинкою або шестикутником у вигляді “бочки” (рис. 2.2, в, г).

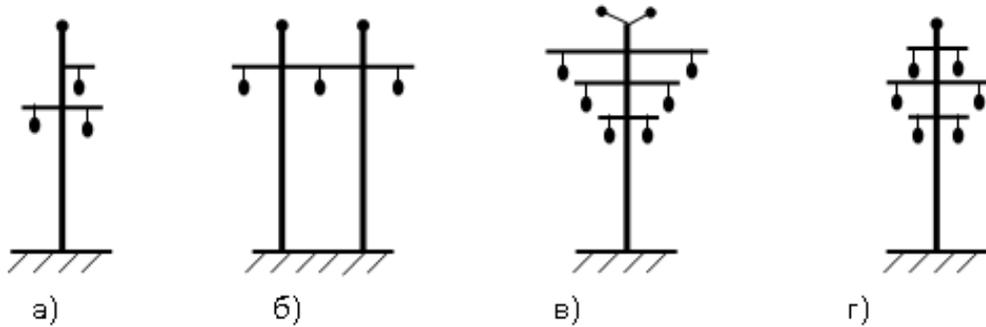


Рисунок 2.2 – Розташування проводів на опорах: а) трикутником; б) горизонтально; в) зворотною ялинкою; г) бочкою

Горизонтальне розташування проводу – найкраще за умовами експлуатації, бо дозволяє застосовувати нижчі опори і виключає схльостування проводів при скиданні ожеледиці або танці проводів. Танець проводів – це коливання проводів з малою частотою і великою амплітудою.

Так як у всіх варіантах несиметричне розташування проводів по відношенню один до одного, то для вирівнювання реактивного опору і ємнісної провідності по фазах на ПЛ 110 кВ і вище протяжністю більше 100 км застосовують транспозицію, тобто. змінюють розташування проводів на опорах (рис. 2.3).

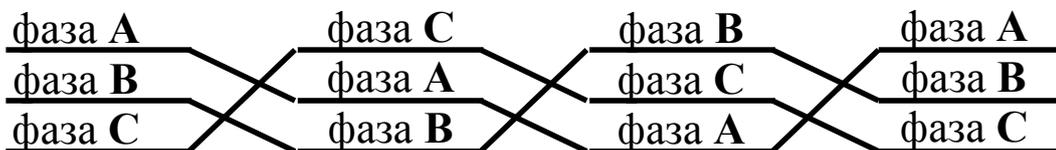


Рисунок 2.3 – Транспозиція на ПЛ

## 2.2. Кабельні лінії електропередачі

*Кабельна лінія електропередачі (КЛ)* – це лінія для передачі електроенергії, що складається з одного або декількох кабелів.

*Кабель* – це ізольована по всій довжині металева жила (або кілька жил), поверх якої накладені захисні шари.

Переваги КЛ по відношенню до ПЛ:

- несхильність до атмосферних впливів;
- скритність траси та недоступність для сторонніх осіб.

Недоліки:

- дорожче ПЛ того класу напруги;
- більш трудомісткі у споруді;
- вимагають більшого терміну для ремонту та більш кваліфікованого обслуговуючого персоналу;
- передача однієї і тієї ж потужності вимагає проводу більшого перерізу.

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

Головними елементами КЛ є:

- кабель задля передачі електроенергії;
- сполучні муфти;
- кінцеві муфти (загортання);
- стопорні муфти. Застосовуються на крутих ділянках траси для попередження стікання кабельної маси;
- підживлювальні апарати та система сигналізації тиску масла для ліній виконаних маслonaповненими кабелями;
- кабельні споруди (кабельні колектори, тунелі, канали, шахти, колодязі), що застосовують на окремих ділянках траси.

До основних частин кабелю будь-якої напруги відносяться:

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

Основними видами кабелів, що застосовуються в електричних мережах, є: кабелі з паперовою просоченою ізоляцією та кабелі з ізоляцією на основі зшитого поліетилену.

Типова конструкція кабелю з паперовою просоченою ізоляцією наведена на рис. 2.4.

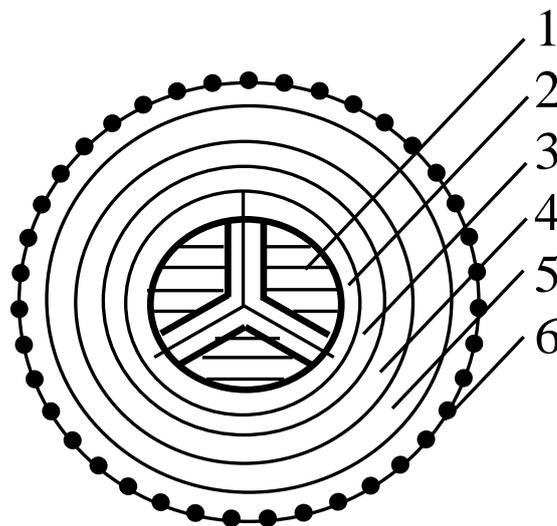


Рисунок 2.4 – Типова конструкція кабелю з паперовою просоченою ізоляцією:  
1 – струмопровідна жила; 2 – фазна ізоляція; 3 – поясна ізоляція; 4 – оболонка;  
5 – броня; 6 – захисний покрив

Струмопровідна *жила* виконується з міді або алюмінію з одного (до 16 мм<sup>2</sup>) або кількох проводів. За кількістю жил розрізняють кабелі:

- одножильні. Застосовують на постійному струмі і 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 та нульовий провід). Застосовують на змінному струмі при напрузі до 1000В.

Фазна ізоляція призначена для ізоляції жил один від одного. Виконують зі спеціального технічного паперу з в'язким просоченням, яке збільшує електричну міцність.

Поясна ізоляція забезпечує однакову електричну міцність між жилами та між будь-якою фазою та землею. Це важливо, оскільки в мережі з ізолюваною нейтраллю при замиканні однієї з фаз на землю дві інші фази по відношенню до землі виявляються під лінійною напругою.

Поділ ізоляції на фазну та поясну дозволяє зменшити діаметр кабелю. Але за наявності поясної ізоляції електричне поле відрізняється від радіального (рис. 2.5). У цьому випадку силові лінії мають різні кути нахилу по відношенню до шарів паперу, що обумовлює наявність у них тангенційної складової поля. Електрична міцність вздовж шарів паперу у 8 – 10 разів менша, ніж уперек.

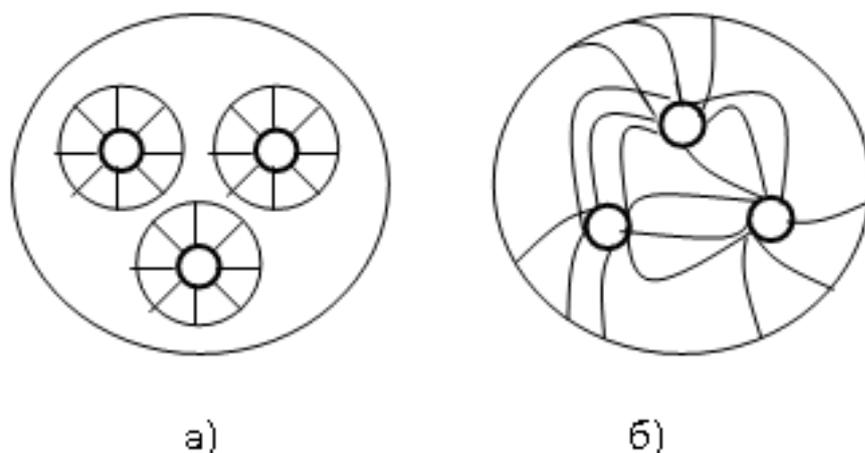


Рисунок 2.5 – Електричне поле в кабелі: а) з екранованими жилами; б) з поясною ізоляцією.

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 та захисту її від проникнення вологи, повітря, хімічних продуктів, виключає старіння ізоляції під дією тепла та світла. Виконують із алюмінію, свинцю, поліетиленових матеріалів.

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

Зовнішній покрив захищає броню від корозії. Являє собою джутове покриття, просочене бітумною масою.

У разі підвищення напруги шар ізоляції потрібно збільшувати. Це не вигідно. Тому при напрузі 35 кВ і вище кабелі виконуються з окремо освинцьованими або екранованими жилами. І електричне, і теплове поля – радіальні (рис. 2.5, б).

Кабелі з в'язким просоченням мають істотний недолік: після зняття струмового навантаження, тобто. під час остигання в кабелі з'являються газові включення. Це з тим, що коефіцієнт лінійного розширення кабельної маси значно більше коефіцієнта лінійного розширення ізолюючого паперу. Діелектрична міцність газових включень менша у кілька разів, ніж у паперу. При підвищенні напруженості електричного поля це може пошкодити ізоляцію.

Щоб уникнути цього при напругах 10 – 110 кВ застосовують газонаповнені кабелі. Це освинцьовані кабелі. Фазна ізоляція виконується із збіднено-просоченого паперу. Кабель знаходиться під невеликим надлишковим тиском (0,1 – 0,3 МПа) інертного газу (азоту). Це підвищує ізолюючі властивості паперу. Постійність тиску забезпечується безперервним підживленням газу.

При напрузі 110 – 500 кВ використовуються маслонаповнені кабелі. Жили виконують порожнистими та заповнюють їх малов'язким очищеним маслом під тиском до 1,6 МПа. Надлишковий тиск виключає можливість утворення порожнин в ізоляції кабелю, що збільшує його електричну міцність. Залежно від величини тиску розрізняють маслонаповнені кабелі високого та низького тиску. Маслопровідний канал через спеціальні муфти на трасі з'єднується із баками тиску.

Маркуються кабелі за початковими буквами елементів, які характеризують їх конструкцію:

- жила – літера А для алюмінію, без позначення міді;

- оболонка – літера **А** для алюмінію, **С** – для свинцю, **В** – для полівінілхлориду, **Н** – для гуми, **П** – для поліетилену;

- броня – буква **Б** для сталевих стрічок, **П** – для плоских дротів, **К** – для круглих дротів, **Г** – для кабелів без броні та захисного шару.

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

Для маслонаповнених кабелів низького тиску перед основною аббревіатурою вказують літери **МН**, а кабелів високого тиску – **МВС**.

Після аббревіатури вказують кількість жил і переріз жил  $\text{мм}^2$ .

Наприклад, ААБ-3 х 120 – трижильний алюмінієвий кабель з алюмінієвою оболонкою та бронею зі свинцю з перерізом жил  $120 \text{ мм}^2$ ; СБ-3 х 95 трижильний мідний кабель зі свинцевими оболонкою і бронею перерізом жил  $95 \text{ мм}^2$ .

У свою чергу існує два варіанти виконання кабелів з ізоляцією на основі зшитого поліетилену – трижильні та одножильні. В основному такі кабелі випускаються одножильними. Типову конструкцію одножильного кабелю із зшитого поліетилену представлено на рис. 2.6

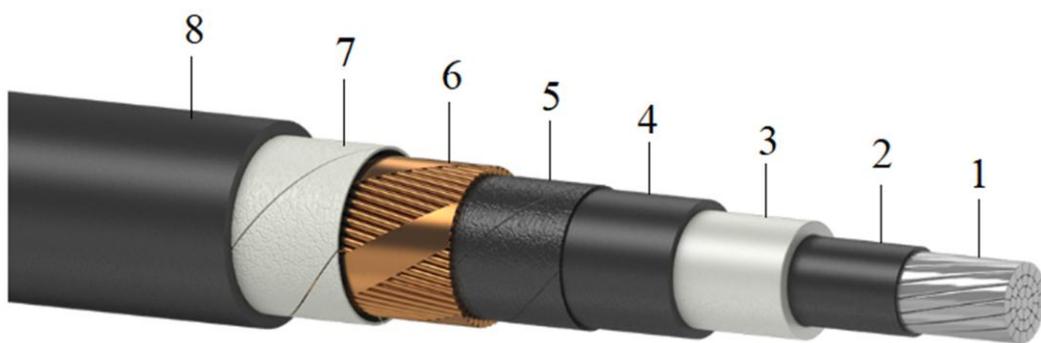


Рисунок 2.4 – Типова конструкція одножильного кабелю з ізоляцією на основі зшитого поліетилену: 1 – струмопровідна жила; 2 – напівпровідний екран із зшиваємої композиції поліетилену по струмопровідній жилі; 3 – ізоляція - зшитий поліетилен; 4 – напівпровідний екран із зшиваємої композиції поліетилену з ізоляції; 5 – іар з напівпровідної водоблокуючої стрічки; 6 – екран - мідні дроти, скріплені мідною стрічкою; 7 – розділовий шар з

водоблокуючої стрічки; 8 – зовнішня оболонка - світлостабілізований поліетилен

Використання одножильних кабелів дає можливість забезпечити підвищену надійності електропостачання за рахунок різкого зниження ймовірності міжфазних коротких замикань. Ймовірність одночасного руйнування в одному місці ізоляції двох конструктивно не з'єднаних між собою одножильних кабелів (з'єднувальні або кінцеві муфти) відповідає ймовірності міжфазного пошкодження ошиновки з ізольованими шинопроводами, тобто дуже маленькими. Ймовірність однофазних замикань на землю при використанні одножильних кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену набагато менше, ніж при використанні трижильних кабелів. Це досягається як самою конструкцією одножильних кабелів, а також кращими діелектричними властивостями ізоляції. Одножильна конструкція кабелів дозволяє виконувати поперечний переріз струмоведучих жил до 800 мм. Кабелі з таким перерізом успішно конкурують з шинами, що використовуються в системах електропостачання потужних підприємств.

Екранування кабелю необхідне для електромагнітної сумісності кабелю з різними зовнішніми впливами і забезпечення симетрії електричного поля навколо жили кабелю, отже, для поліпшення умов роботи ізоляції.

Внутрішні екрани виготовлені з напівпровідного пластику, зовнішній екран - з мідних дротів і смуг.

Основне завдання, яке вирішує екран з мідного дроту, - це вирівнювання електричного поля, що діє на основну ізоляцію кабелю (ізоляцію жили), тобто для того, щоб екран виконував свою функцію, він повинен бути заземленим.

Крім металевих екранів, конструкція має напівпровідникові екрани: один наноситься на зовнішню поверхню провідника, а інший - поверх основного ізоляційного шару кабелю на внутрішній поверхні металевих екранів. Напівпровідникові екрани забезпечують локальні вирівнювання напруженості

електричного поля на негладкій поверхні провідника проводу і металевого екрану.

Ізоляція екрану призначена для запобігання попадання води всередину кабелю, через обмотку екранних проводів в основну ізоляцію. Надійність кабелю багато в чому залежить від цілісності його оболонки. Зовнішня захисна оболонка захищає внутрішні елементи кабелю від попадання вологи і механічних пошкоджень при його монтажі і роботі. Зовнішні оболонки кабелів виготовляються з поліетилену або високоміцного полівінілхлоридного (ПВХ) пластикату.

Буквено-цифрові позначення (маркування) для кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену:

- **А** — алюмінієвий провідник, без позначення — мідний струмоведучий провідник,
- **PV** – ізоляційний матеріал – зшитий (вулканізований) поліетилен,
- **П** або **С** – оболонка з поліетилену або ПВХ пластикату,
- **у** — армована поліетиленова оболонка збільшеної товщини,
- **нг** – оболонка з полівінілхлоридного пластикату зниженої горючості,
- **Нгд**- являє собою корпус з полівінілхлоридного пластикату зі зниженими димо- і газовиділеннями,
  - **д** - поздовжнє ущільнення щитка водоблокуючими стрічками,
  - **1** або **3** - кількість провідників,
  - **50—800** — поперечний переріз провідника, мм<sup>2</sup>,
  - **Гж**- горюча ліквідація провідника,
  - **1-500** - номінальна напруга, кВ.

Приклад позначення: АПвПг 1х240/35-10 – кабель з алюмінієвою жилою (А), ізоляція ПВХ (ПВ), поліетиленова оболонка (П), герметизація екрана (г), суцільна (1), поперечний переріз провідника 240 мм<sup>2</sup>, поперечний переріз екрану 35 мм<sup>2</sup>, номінальна напруга 10 кВ.

Силові кабелі з ізоляцією на основі зшитого поліетилену використовуються в будівництві кабельних ліній електропередач під землею, в траншеях, під дном річок і озер, а також в ґрунтах різних категорій.

Переваги кабелів із зшитого поліетилену над кабелями з паперовою просоченою ізоляцією:

- Висока потужність, що передається (струмове навантаження) в залежності від умови прокладки кабелю (в 1,4-1,5 рази вище).

- Вищі довгостроково допустимі температури нагріву кабеля.

- При аварійних режимах (струми короткого замикання) спостерігається відносно високий термічний опір. Це пов'язано з ізоляційним матеріалом, так як кабелі із зшитого поліетилену мають більш високу максимальну граничну допустиму температуру кабелю.

- Підвищена механічна стійкість до динамічних і статичних навантажень.

- Низькі питомі пошкодження кабелів (в 4-5 разів нижче, ніж у кабелів із паперово-просоченою ізоляцією);

- Більш тривалий залишковий термін служби кабелю (згідно із заявленими даними з технічного паспорту - більше 40 років);

- Менше значення радіуса вигину, ваги, діаметра кабелю в плані ізоляції, відсутність броньованої оболонки полегшує монтаж кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену;

- Прокладка кабелю можлива при низьких температурах до  $-25\text{ }^{\circ}\text{C}$ , без попереднього прогріву конструкцій, це пов'язано з наявністю полімерних матеріалів в ізоляції та оболонці;

- В конструктивних елементах кабелю відсутні рідкі наповнювачі, що дозволяє скоротити вартість і час монтажних робіт;

- Вони досить екологічні за рахунок відсутності технічних масел і їх витоку в елементах кабелю, при пошкодженні не забруднюють навколишнє середовище;

- На відміну від кабелів з паперовою ізоляцією, гігроскопічність основних елементів кабелю з поліетиленовою ізоляцією мають менше значення;
- Ізоляція має високі діелектричні характеристики;
- При проектуванні траси можливе укладання на різних висотних рівнях.

### **Питання для самоперевірки**

1. Які конструкції ліній електропередачі вам відомо?
2. Назвіть головні елементи повітряної лінії.
3. Які проводи застосовують на ПЛ?
4. Яким чином здійснюється маркування проводів ПЛ.
5. Які опори застосовують на ПЛ?
6. Що таке транспозиція ліній електропередачі?
7. Сформулюйте переваги та недоліки КЛ.
8. Назвіть головні елементи кабельної лінії.
9. Охарактеризуйте конструкцію кабелів з просоченою паперовою ізоляцією та з ізоляцією на основі зшитого поліетилену.
10. Назвіть переваги кабелів з ізоляцією на основі зшитого поліетилену.

### ГЛАВА 3 . ХАРАКТЕРИСТИКИ ТА ПАРАМЕТРИ ЕЛЕМЕНТІВ ЕЛЕКТРИЧНОЇ СИСТЕМИ

До складу електричної мережі входять різні за призначенням та конструкцією елементи (ЛЕП, трансформатори тощо). Але на кожній з ділянок її можна охарактеризувати однаковим набором параметрів схеми мережі, що відображають властивості елементів і різняться між собою лише кількісно.

Кожен елемент електричної мережі представляється у вигляді схеми заміщення. В свою чергу розрахункова схема електричної мережі утворюється в результаті об'єднання схем заміщення окремих елементів з урахуванням послідовності їх з'єднання в мережі.

#### 3.1. Схеми заміщення ліній електропередачі

Будь-яка ЛЕП, строго кажучи, має велику кількість рівномірно розподілених уздовж неї нескінченно малих активних і реактивних опорів і провідностей. Точний їх облік необхідний при розрахунку довгих ліній (ПЛ більше 300 км, для КЛ більше 50 км). У практичних розрахунках обмежуються спрощеними методами і вважають, що ЛЕП володіє не розподіленими, а зосередженими опорами і провідностями.

Для ліній електропередачі складають П-подібні (рис. 3.1, а) або Т-подібні (рис. 3.1, б) схеми заміщення.

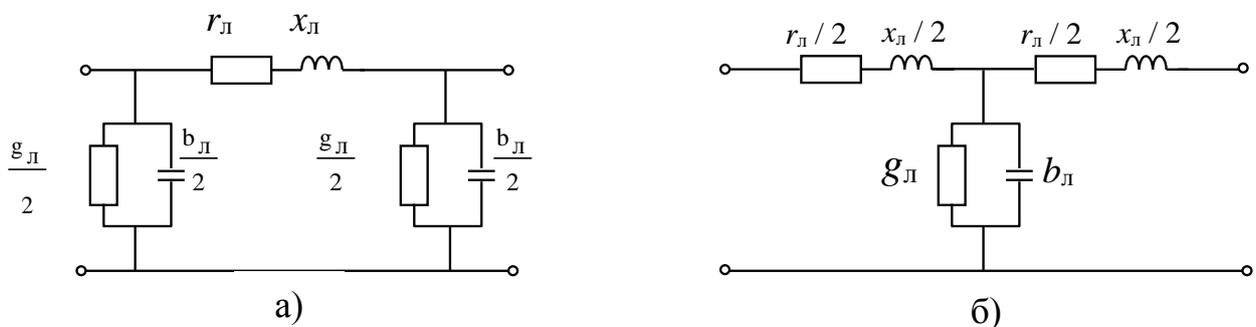


Рисунок 3.1 – Схема заміщення лінії електропередачі: а) П-подібна;  
б) Т-подібна

В схеми заміщення входять зосереджені параметри у вигляді поздовжніх і поперечних елементів: поздовжні – активний ( $r_{л}$ ) і реактивний ( $x_{л}$ ) опори лінії, поперечні – активна ( $g_{л}$ ) і реактивна ( $b_{л}$ ) провідності.

**Активний опір** – це опір, який чинить провідник змінному струму. При протіканні змінного струму по провіднику (шині, обмотці тощо) виникає вихрове магнітне поле. Саме це вихрове поле призводить до появи вихрового струму. Взаємодія основного струму та вихрового обумовлюють перерозподіл густини струму. Як наслідок, опір зростає в порівнянні з постійним струмом.

Як відомо опір провідника на постійному струмі (омічний опір) залежить від його матеріалу, перерізу ( $F$ , мм<sup>2</sup>) та довжини ( $l$ , км):

$$R = \rho \cdot \frac{l}{F},$$

де  $\rho$  – питомий опір металу провідника, Ом·мм<sup>2</sup>/км.

Опір одного кілометра провідника називають погонним опором, який визначається як:

$$r_{0 \text{ пог}} = \frac{\rho}{F} = \frac{1}{\gamma \cdot F},$$

де  $\gamma$  – питома провідність матеріалу провідника, км·См/мм<sup>2</sup>.

Для міді  $\gamma_{Cu} = 53 \cdot 10^{-3}$  км·См/мм<sup>2</sup>, для алюмінію  $\gamma_{Al} = 31,7 \cdot 10^{-3}$  км·См/мм<sup>2</sup>.

При частоті 50 Гц додаткові втрати потужності в алюмінієвих провідниках незначні, ними можна нехтувати. У мідних і алюмінієвих проводах активний опір лінії ( $r_{л}$ , Ом) визначають за погонним опором проводу ( $r_0$ , Ом/км), довжиною лінії ( $l$ , км) і кількістю проводів в одній фазі ( $n_{\phi}$ ):

$$r_{л} = r_0 l / n_{\phi}. \quad (3.1)$$

В інженерній практиці  $r_0$  звичайно називають питомим опором, а його значення, як і інші питомі параметри лінії, приймають за відповідними таблицями з довідкової літератури. Для алюмінієвих та мідних проводів

активний опір практично дорівнює омичному, і  $r_{л}$  можна розраховувати за формулою:

$$r_{л} = \rho l / F. \quad (3.2)$$

Активний опір залежить від температури проводу. Значення питомих опорів ( $r_0$  або  $\rho$ ) у довідковій літературі зазвичай наводять при  $t^{\circ} = 20^{\circ} \text{C}$ , що є певним наближенням. Однак цього наближення зазвичай достатньо для виконання розрахунків електричної мережі, так як воно лежить в межах точності завдання інших вихідних даних. У разі необхідності проведення точних розрахунків при явно іншій температурі проводу, опір лінії слід уточнити за відповідними формулами. Для сталевих проводів можна скористатися формулою:

$$r_{0t} = r_0 [1 + 0,004 (t - 20)], \quad (3.3)$$

де  $t$  – температура проводу, 0,004 – температурний коефіцієнт питомого опору провідника.

Активний опір сталевих проводів набагато більший за омичний через поверхневий ефект і наявність додаткових втрат на гістерезис (перемагнічування) та вихрові струми у сталі:

$$r_0 = r_{0\text{пост}} + r_{0\text{дод}},$$

де  $r_{0\text{пост}}$  – омичний опір одного кілометра проводу;  $r_{0\text{дод}}$  – активний опір, який визначається змінним магнітним полем всередині провідника,  $r_{0\text{дод}} = r_{0\text{поверх.еф}} + r_{0\text{гістер.}} + r_{0\text{вихр.}}$

Зміна активного опору сталевих провідників показано на рисунку 3.2.

При малих величинах струму індукція прямо пропорційна струму. Отже,  $r_0$  збільшується. Потім настає магнітне насичення: індукція та  $r_0$  практично не змінюються. При подальшому збільшенні струму  $r_0$  зменшується через зниження магнітної проникності сталі ( $\mu$ ). Для практичних розрахунків питомий опір сталевих проводів визначають за таблицями в залежності від перерізу та величини струму.

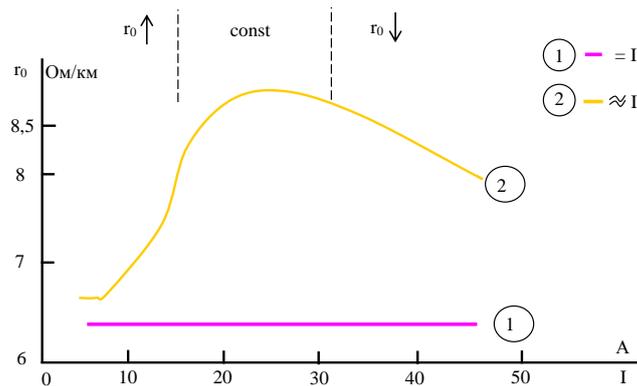


Рисунок 3.2 – Залежність активного (омічного) опору сталевих провідників від величини струму: 1 – постійного струму; 2 – змінного струму

**Реактивний опір** лінії має індуктивний характер і залежить, перш за все, від конструкції лінії, що визначається за питомим індуктивним опором фази ( $x_0$ , Ом/км) і довжиною лінії  $l$ :

$$x_{\text{л}} = x_0 l. \quad (3.4)$$

Змінний струм, проходячи проводом, утворює навколо нього змінне магнітне поле, яке наводить у провіднику електрорушійну силу (ЕРС) зворотного напрямку (ЕРС самоіндукції). *Опір струму*, обумовлений протидією ЕРС самоіндукції, називається *реактивним індуктивним опором*.

Величина реактивного індуктивного опору залежить як від значення індуктивності у власному проводі, так і від величин взаємної індуктивності з сусідніми проводами. Чим далі розташовані фазні проводи лінії, тим менший вплив сусідніх проводів – потік розсіювання та індуктивний опір збільшуються. Це можна проілюструвати, оперуючи поняттями індуктивності. Індуктивний опір фази залежить від її власної та взаємних індуктивностей, наприклад, для фази А:

$$x_A = \omega \cdot (L_A - M_{AB} - M_{AC}), \quad (3.5)$$

де  $L_A$ ,  $M_{AB}$ ,  $M_{AC}$  – власна та взаємні індуктивності фази А;  $\omega$  – кутова частота.

Чим ближче розташовані фази, тим більше взаємні індуктивності між ними, і, як видно з (3.5), тим більше фаза розмагнічується і тим менше її індуктивний опір. Зі сказаного випливає, що, по-перше, реактивні опори фаз відрізняються в силу їх геометрично різного взаємного розташування і, по-друге, істотно відрізняються реактивні опори повітряних і кабельних ліній.

На величину індуктивного опору впливає діаметр проводу, магнітна проникність ( $\mu$ ) і частота змінного струму. Величина питомого індуктивного опору розраховується за такою формулою:

$$x_0 = \omega \cdot (4,6 \lg \frac{D_{cp}}{R_{np}} + 0,5\mu) \cdot 10^{-4} = x'_0 + x''_0, \quad (3.6)$$

де  $\mu$  – магнітна проникність;  $D_{cp}$  – середньгеометрична відстань між фазами ЛЕП;  $R_{cp}$  – радіус проводу.

Питомий індуктивний опір має дві складові:  $x'_0$  і  $x''_0$ . Складова  $x'_0$  називається зовнішнім індуктивним опором, що зумовлена зовнішнім магнітним полем і залежить тільки від геометричних розмірів ЛЕП. Складова  $x''_0$  називається внутрішнім індуктивним опором, що зумовлена внутрішнім магнітним полем і залежить тільки від  $\mu$ , тобто від струму, що проходить провідником.

Середньгеометрична відстань між фазними проводами розраховується за формулою:

$$D_{cp} = \sqrt[3]{D_{12} \cdot D_{13} \cdot D_{23}}.$$

На рис. 3.3 показано можливе розташування дротів на опорі.

При розташуванні проводів в одній площині (рис. 3.3 а, б) формула для розрахунку  $D_{cp}$  спрощується:

$$D_{cp} = \sqrt[3]{D \cdot 2 \cdot D \cdot D} = 1,26 \cdot D.$$

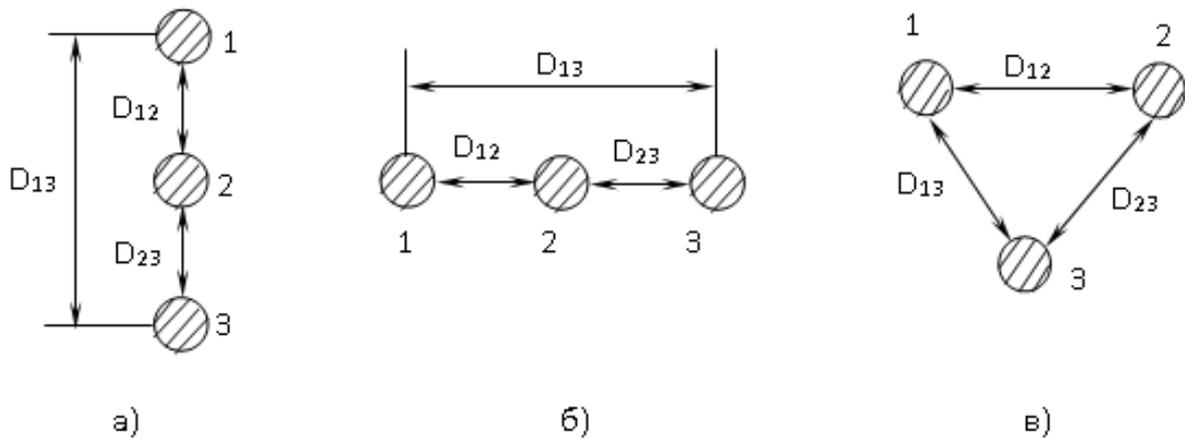


Рисунок 3.3 – Розташування проводів на опорі: а), б) в одній площині;  
в) у вершинах трикутника

Якщо ж проводи розташовані у вершинах рівностороннього трикутника, то  $D_{\text{ср}} = D$ .

Для ЛЕП напругою 6-10 кВ відстань між дротами становить 1-1,5 м; напругою 35 кВ – 2-4 м; напругою 110 кВ – 4-7 м; напругою 220 кВ – 7-9м.

При  $f = 50\text{Гц}$  значення  $\omega = 2 \cdot \pi \cdot f = 3,14 \text{ 1/с}$ . Тоді формула (3.6) записується так:

$$x_0 = 0,144 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{R_{\text{пр}}} + 0,016 \cdot \mu. \quad (3.7)$$

Для провідників, виготовлених із кольорового металу (мідь, алюміній),  $\mu = 1$ .

Для зниження величини індуктивного опору на ЛЕП високої напруги (330 кВ та вище) застосовують розщеплення фази на кілька проводів. Для ЛЕП на напрузі 330 кВ зазвичай використовують 2 проводи у фазі (індуктивний опір знижується приблизно на 19%), на напрузі 500 кВ – 3 проводи у фазі (індуктивний опір знижується приблизно на 28%), на напрузі 750 кВ – 4-6 проводів у фазі (індуктивний опір знижується приблизно на 33%).

Величина погонного індуктивного опору при розщепленій конструкції фази розраховується як:

$$x_0 = 0,144 \cdot \lg \frac{D_{\text{ср}}}{R_{\text{пр экв}}} + \frac{0,016 \cdot \mu}{n}, \quad (3.8)$$

де  $n$  – кількість проводів у фазі;  $R_{\text{пр экв}}$  – еквівалентний радіус проводу.

При  $n = 2, 3$  еквівалентний радіус проводу визначиться як:

$$R_{\text{пр экв}} = \sqrt[n]{a^{n-1} \cdot R_{\text{пр}}},$$

де  $a$  – крок розщеплення (середньгеометрична відстань між проводами у фазі);

$R_{\text{пр}}$  – радіус проводу.

При більшій кількості проводів у фазі їх розташовують по колу (рис. 3.4).

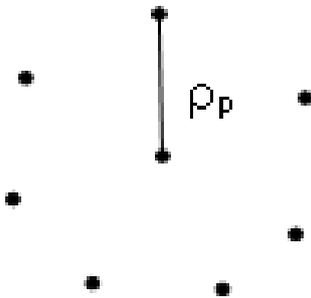


Рисунок 3.4 – Розташування проводів у фазі при  $n \geq 4$

У цьому випадку величина еквівалентного радіуса проводу дорівнює:

$$R_{\text{пр экв}} = \rho_p \sqrt[n]{\frac{n \cdot R_{\text{пр}}}{\rho_p}},$$

де  $\rho_p$  – радіус розщеплення.

Розмір питомого індуктивного опору залежить від радіуса проводу, і майже не залежить від перерізу (рис. 3.5).

Величина  $x_0$  зменшується зі збільшенням радіуса проводу. Чим менший середній діаметр проводу, тим більше  $x_0$ , так як меншою мірою впливають сусідні проводи, зменшується ЕРС самоіндукції. Вплив другого кола для дволанцюгових ЛЕП проявляється мало, тому їм нехтують.

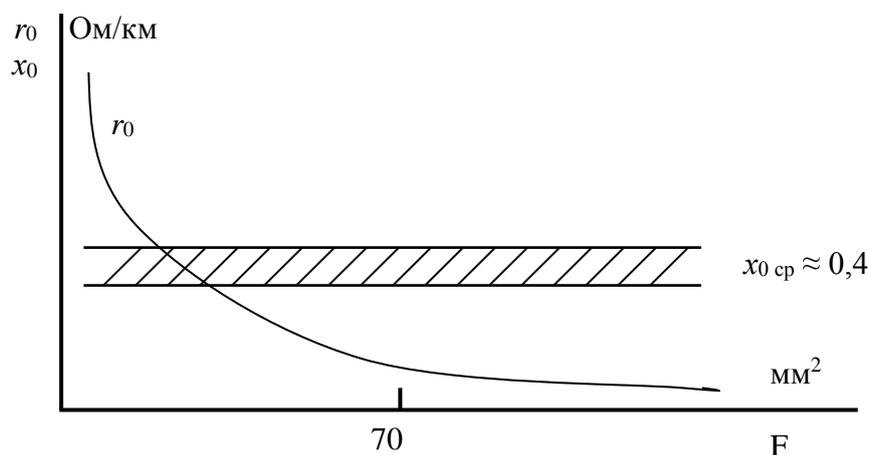


Рисунок 3.5 – Залежність активного та реактивного опорів від перерізу провідника

У кабельних лініях, в силу їх конструкції, відстань між фазами, а значить, і  $x_0$  відповідно (3.7) значно менше, ніж у повітряних. Порівняємо питомий індуктивний опір кабельних і повітряних ліній різних напруг (табл. 3.1):

Таблиця 3.1 – Порівняння реактивних опорів КЛ та ПЛ

Номинальна напруга, кВ	$x_0$ , Ом/км	
	КЛ	ПЛ
6	0,06	0,31
35	0,125	0,4

У наближених розрахунках можна приймати:

- для повітряних ЛЕП  $x_0 = 0,36 - 0,46$  Ом/км;
- для кабельних ЛЕП напругою 6 – 10 кВ  $x_0 = 0,06 - 0,09$  Ом/км;
- для кабельних ЛЕП напругою 35 кВ  $x_0 = 0,11 - 0,13$  Ом/км.

При розрахунку режимів кабельних мереж з  $U_{ном}$  10 кВ в їх схемах заміщення можна враховувати тільки активний опір. Розрахунок перерізу таких кабелів за допустимою втратою напруги без урахування реактивного опору може призвести до помітних похибок, тут є обмеження. Якщо переріз кабелю менший від зазначеного в табл. 3.2 то розрахунок на втрату напруги слід виконувати з урахуванням реактивного опору.

**Активна провідність** обумовлена втратами активної потужності в діелектриках. Її величина залежить від:

- струму витоку по ізоляторах (втрати малі, можна знехтувати);
- втрата потужності на корону.

Таблиця 3.2 – Максимальні значення перерізів кабелів, для яких допустимо вести розрахунок на втрату напруги без урахування індуктивного опору

Коефіцієнт потужності $\cos\varphi$	0,95		0,9		0,85		0,8		0,75		0,7	
	М	А	М	А	М	А	М	А	М	А	М	А
Матеріал проводів												
Кабелі до 1 кВ	70	120	50	95	35	70	35	50	25	50	25	35
Кабелі 6 – 10 кВ	50	95	35	50	25	50	25	35	16	25	16	25

Активна провідність призводить до втрат активної потужності в режимі холостого ходу ПЛ. Втрати потужності на корону ( $\Delta P_{\text{кор}}$ ) зумовлені іонізацією повітря навколо проводів. При досягненні напруженості електричного поля на поверхні проводу пробивних значень повітря, що оточує (21,2 кВ/см), на поверхні проводу утворюються електричні розряди. Через нерівності поверхень багатожильних проводів, забруднень і задирок розряди з'являються спочатку тільки в окремих точках проводу – *місцева корона*. У міру підвищення напруженості корона поширюється на велику поверхню проводу і в кінцевому рахунку охоплює провід цілком по всій довжині – *загальна корона*.

Втрата потужності на корону залежить від погодних умов. Найбільші втрати потужності на корону відбуваються за різних атмосферних опадів. Наприклад, на повітряних ЛЕП напругою 330÷750 кВ  $\Delta P_{\text{кор}}$  під час снігу підвищуються на 14%, дощу – на 47%, паморозі – на 107% порівняно із втратами за хорошої погоди. Корона викликає корозію проводів, створює перешкоди на лініях зв'язку та радіоперешкоди.

Величину втрат потужності на корону можна розрахувати за такою формулою (кВт/км):

$$\Delta P_{\text{кор}} = \frac{0,18}{\delta} \cdot \sqrt{\frac{R_{\text{пр}}}{D_{\text{ср}}}} \cdot (U_{\text{ф}} - U_{\text{кор ф}})^2, \quad (3.9)$$

де  $\delta$  – коефіцієнт, що враховує барометричний тиск;  $U_{\text{ф}}$ ,  $U_{\text{кор ф}}$  – фазна робоча напруга ПЛ і напруга, при якій виникає корона.

*Початкова напруженість* (у хорошу погоду), за якої виникає загальна корона, розраховується за формулою Піка (кВ/см):

$$E_0 = 30,3 \cdot m \cdot \delta \cdot \left(1 + \frac{0,3}{\sqrt{R_{\text{пр}} \cdot \delta}}\right), \quad (3.10)$$

де  $m$  – коефіцієнт негладкості проводу;  $R_{\text{пр}}$  – радіус проводу, см;  $\delta$  – коефіцієнт, що враховує барометричний тиск.

Для гладких циліндричних проводів значення  $m = 1$ , для багатожильних проводів –  $m = 0,82 \div 0,92$ .

Величина  $\delta$  розраховується за формулою:

$$\delta = \frac{0,386 \cdot P}{273 + \theta},$$

де  $P$  – тиск, мм ртутного стовбця;  $\theta$  – температура повітря,  $^{\circ}\text{C}$ .

При нормальному атмосферному тиску (760 мм рт. ст.) та температурі  $20^{\circ}\text{C}$   $\delta = 1$ . Для районів з помірним кліматом середньорічне значення  $\delta$  дорівнює 1,05.

*Робоча напруженість* за нормальних умов роботи ЛЕП визначається за формулами (кВ/см):

- для нерозщепленої фази

$$E = \frac{0,355 \cdot U_{\text{екс}}}{R_{\text{пр}} \lg \frac{D_{\text{ср}}}{R_{\text{пр}}}}, \quad (3.11)$$

- для розщепленої фази

$$E_p = \frac{0,355 \cdot U_{\text{екс}}}{n \cdot R_{\text{пр}} \lg \frac{D_{\text{ср}}}{R_{\text{пр}^{\frac{2}{n}} \text{екв}}}}, \quad (3.12)$$

де  $U_{\text{екс}}$  – середня експлуатаційна (лінійна) напруга.

Якщо величина експлуатаційної напруги невідома, то вважають, що  $U_{\text{екс}} = U_{\text{ном}}$ .

Розмір робочої напруженості на фазах різна. У розрахунках приймається величина найбільшої напруженості:

$$E_{\text{max}} = k_{\text{расп}} \cdot k_{\text{роз}} E, \quad (3.13)$$

де  $k_{\text{расп}}$  – коефіцієнт, що враховує розташування проводів на опорі;  $k_{\text{роз}}$  – коефіцієнт, що враховує конструкцію фази.

Для проводів, розташованих у вершинах рівностороннього трикутника або близького до нього,  $k_{\text{роз}} = 1$ . Для проводів, розташованих горизонтально або вертикально,  $k_{\text{роз}} = 1,05 - 1,07$ .

Для нерозщепленої фази  $k_{\text{розщ}} = 1$ . При розщепленій конструкції фази коефіцієнт  $k_{\text{розщ}}$  розраховується за формулами:

- при  $n = 2$

$$k_{\text{розщ}} = 1 + \frac{2 \cdot R_{\text{пр}}}{a};$$

- при  $n = 3$

$$k_{\text{розщ}} = 1 + \frac{3,5 \cdot R_{\text{пр}}}{a}.$$

Напруга, при якій виникає корона, розраховується за такою формулою:

$$U_{\text{кор}} = \frac{U_{\text{екс}} \cdot E_0}{E_{\text{max}}}. \quad (3.14)$$

Щоб підвищити  $U_{\text{кор}}$ , потрібно знизити  $E_{\text{max}}$ . І тому необхідно збільшити чи радіус проводу  $R_{\text{пр}}$  чи  $D_{\text{ср}}$ . У першому випадку ефективно розщеплювати проводи у фазі. Збільшення  $D_{\text{ср}}$  призводить до значної зміни габаритів ПЛ. Захід малоефективний, оскільки  $D_{\text{ср}}$  перебуває під знаком логарифму.

Якщо  $E_{\text{max}} > E_0$ , то робота ЛЕП є неекономічною через втрати потужності на корону. Відповідно до ПУЕ, корона на проводах відсутня, якщо виконується умова:

$$E_{\max} \leq 0,9 E_0 (m = 0,82, \delta = 1). \quad (3.15)$$

При проектуванні вибір перерізів проводів виконують таким чином, щоб корони в хорошу погоду не було. Оскільки збільшення радіуса проводу є основним засобом зниження  $\Delta P_{\text{кор}}$ , то, виходячи з цієї умови, встановлені мінімально допустимі перерізи за умовами корони: при напрузі 110 кВ – 70мм<sup>2</sup>, при напрузі 150 кВ – 120мм<sup>2</sup>, при напрузі 220 кВ – 240мм<sup>2</sup>.

При розрахунку усталених режимів мереж до 220 кВ активну провідність практично не враховують. У мережах з  $U_{\text{ном}} \geq 330$  кВ при складанні схем заміщення використовують довідкові дані щодо втрат на корону:

Розмір питомої активної провідності розраховується за такою формулою (См/км):

$$g_0 = \frac{\Delta P_{\text{кор}}}{U_{\text{ном}}^2}, \quad (3.16)$$

Активна провідність ділянки мережі знаходиться так (См):

$$g_{\text{л}} = g_0 l, \quad (3.17)$$

або

$$g_{\text{л}} = \frac{\Delta P_{\text{к0}} \cdot 10^{-3}}{U_{\text{ном}}^2} l, \quad (3.18)$$

де  $\Delta P_{\text{к0}}$  – питомі втрати на корону, кВт/км.

У кабельних лініях розрахунок активної провідності виконується за тими самими формулами (3.17, 3.18), що й повітряної ЛЕП. Природа втрат активної потужності  $\Delta P$  інша. У кабельних лініях втрати енергії обумовлено фізичними процесами в електричній ізоляції: електричною провідністю, поляризацією та іонізацією у повітряних проміжках, наприклад, при стіканні просочувальної рідини. Ці діелектричні втрати характеризуються тангенсом кута діелектричних втрат  $\text{tg}\delta$ . Для кабелів з паперовою просоченою ізоляцією значення  $\text{tg}\delta$  вказується у технічних характеристиках заводом-виробником. Діелектричні втрати в КЛ враховуються при  $U \geq 35$  кВ.

**Реактивна провідність** визначається ємністю між фазами та землею. У практичних розрахунках її знаходять за питомою провідністю фази ( $b_0$ , См/км) і  $l$  (км) (См):

$$b_{\text{л}} = b_0 \cdot l. \quad (3.19)$$

Питома провідність  $b_0$ , як і інші питомі параметри лінії, може визначатися за довідковими таблицями. Для ПЛ величина погонної реактивної провідності розраховується за формулами:

- для нерозщеплених проводів (См/км)

$$b_0 = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg \frac{D_{\text{ср}}}{R_{\text{пр}}}}; \quad (3.20)$$

- для розщеплених проводів (См/км)

$$b_{0\text{р}} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg \frac{D_{\text{ср}}}{R_{\text{пр экв}}}}. \quad (3.21)$$

Розщеплення збільшує  $b_0$  на 21÷33%.

Ємнісна провідність кабельних ліній вища, ніж повітряних (3.20). Для КЛ величина питомої провідності частіше розраховується як питома ємність за формулою:

$$b_0 = \omega C_0.$$

Величина  $C_0$  наводиться в нормативно-технічній документації на кабелі. Реактивна провідність ділянки мережі розраховується за формулою (3.19).

У повітряних ліній значення  $b_0$  мало, значно менше, ніж у кабельних, тому що  $D_{\text{ср ПЛ}} \gg D_{\text{ср КЛ}}$ . Це дозволяє спростити схеми заміщення ПЛ. Під дією напруги у провідностях протікає ємнісний струм (струм зміщення або зарядний струм):

$$I_{\text{с}} = b_{\text{л}} \cdot U_{\text{ф}}.$$

Величина цього струму визначає формально втрати реактивної потужності ємнісної провідності  $b_{л}$ , а фактично генерацію реактивної потужності, яку називають зарядною потужністю ПЛ ( $Q_c$ ):

$$Q_c = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_c = U^2 \cdot b_{л}.$$

Зарядну потужність для схем заміщення визначають за формулою:

$$Q_c = U_{\text{ном}}^2 b_0 l. \quad (3.22)$$

У районних мережах зарядні струми можна порівняти з робочими струмами. При  $U_{\text{ном}} = 110$  кВ, величина  $Q_c$  становить близько 10% від активної потужності, що передається, при  $U_{\text{ном}} = 220$  кВ –  $Q_c \approx 30\% P$ . Тому її потрібно враховувати в розрахунках. У мережі номінальною напругою до 35 кВ величиною  $Q_c$  можна знехтувати.

**Використання схем заміщення.** Таким чином, розрахунки ЛЕП можуть бути представлені симетричними П-подібними і Т-подібними схемами (рис. 3.1), в яких як параметри схеми використовуються поздовжні елементи - активний ( $r_{л}$ ) і реактивний ( $x_{л}$ ) опори, і поперечні елементи – активна ( $g_{л}$ ) та реактивна ( $b_{л}$ ) провідності. П-подібна схема застосовується частіше.

Залежно від класу напруги використовуються повні схеми заміщення або спрощені, в яких частиною параметрів нехтують або враховують їх приблизно. Розглянемо П-подібні схеми (рис. 3.6).

#### **ПЛ напругою 330 кВ та вище.**

Враховуються всі елементи схеми заміщення –  $r_{л}$ ,  $x_{л}$ ,  $g_{л}$ ,  $b_{л}$  (рис. 3.1, а);

#### **ПЛ напругою 110, 220 кВ.**

Враховуються елементи  $r_{л}$ ,  $x_{л}$ ,  $b_{л}$ . (рис. 3.6, а). Втрати на корону не враховуються ( $\Delta P_{\text{кор}} \approx 0$  і відповідно  $g_{л} \approx 0$ ). Замість провідності  $b_{л}$ , особливо у ПЛ 110 кВ, зазвичай використовують зарядну потужність  $Q_c$  (рис. 3.6, б)

#### **ПЛ напругою до 35 кВ.**

Враховуються елементи  $r_{л}$ ,  $x_{л}$ ,  $\Delta P_{\text{кор}} \approx 0$ ,  $\Delta Q_c \approx 0$  (рис. 3.6, в).

#### **КЛ напругою 35 кВ.**

Враховуються елементи  $r_{л}$ ,  $g_{л}$ ,  $b_{л}$ ,  $x_{л} \approx 0$  (рис. 3.6, г).

### КЛ напругою 20 кВ.

Враховуються елементи  $r_{л}, b_{л}, x_{л} \approx 0, g_{л} \approx 0$  (рис. 3.6, д).

### КЛ напругою до 10 кВ.

Враховуються елементи  $r_{л} (x_{л} \approx 0, g_{л} \approx 0, \Delta Q_c \approx 0)$  (рис. 3.6, е).

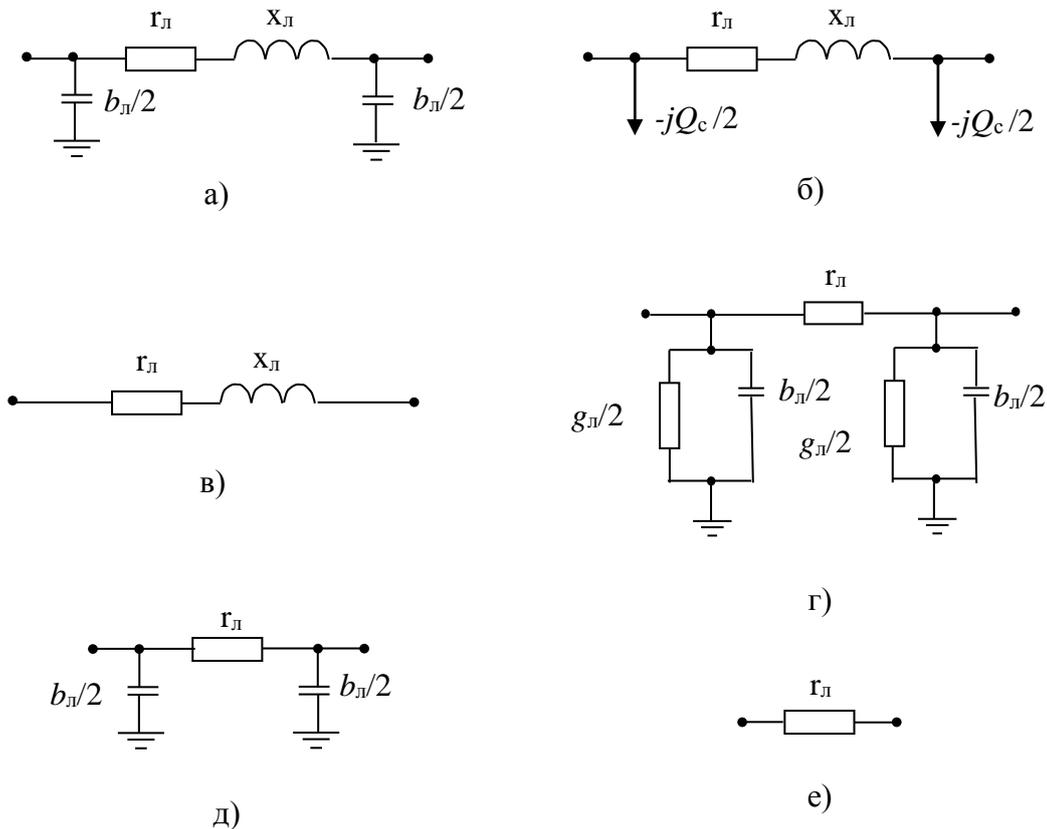


Рисунок 3.6 – Спрощені схеми заміщення ЛЕП: а, б) ПЛ при  $U_{ном} = 110, 220$  кВ;

в) ПЛ при  $U_{ном} \leq 35$  кВ;

г) КЛ при  $U_{ном} = 35$  кВ; д) КЛ при  $U_{ном} = 20$  кВ; е) КЛ при  $U_{ном} = 6-10$  кВ

## 3.2. Схеми заміщення трансформаторів та автотрансформаторів

На електростанціях і підстанціях встановлюються трифазні і однофазні, двообмоткові і триобмоткові силові трансформатори і автотрансформатори, і силові однофазні і трифазні трансформатори з розщепленою обмоткою нижчої напруги.

В аббревіатурі трансформатора послідовно (зліва направо) наводиться наступна інформація:

- вид пристрою (**А** – автотрансформатор, без позначення – трансформатор);
- кількість фаз (**О** – однофазний, **Т** – трифазний);
- наявність розщепленої обмотки нижчої напруги – **Р**;
- система охолодження (**М** – природна циркуляція мастила та повітря, **Д** – примусова циркуляція повітря та природна циркуляція мастила, **МЦ** – природна циркуляція повітря та примусова циркуляція мастила, **ДЦ** – примусова циркуляція повітря та мастила тощо);
- кількість обмоток (без позначення **Д** – двообмотковий, **Т** – триобмотковий);
- наявність пристрою регулювання напруги під навантаженням – **Н**;
- виконання (**З** – захисне, **Г** – грозоупорне, **У** – вдосконалене, **Л** – з литою ізоляцією);
- специфічна сфера застосування (**С** – для систем потреб електростанцій, **Ж** – для електрифікації залізниць);
- номінальна потужність у кВ·А,
- клас напруги обмоток (напруги мережі, до якої підключається трансформатор) кВ.

### 3.2.1. Двообмотковий трансформатор

На електричних схемах двообмотковий трансформатор представляється так (рис. 3.7):



Рисунок 3.7 – Однолінійна схема двообмоткового трансформатора

В обмотках вказуються схеми з'єднання обмоток (зірка, зірка з нулем, трикутник) та режим роботи нейтралі:

- зірка – із ізольованою нейтраллю;
- зірка з нулем – є з'єднання нейтралі із землею.

Відповідно до прийнятої системи позначень аббревіатура трансформатора, наприклад, ТДН-10000/110/10 розшифровується: трансформатор трифазний, двообмотковий з примусовою циркуляцією повітря і природною циркуляцією мастила і системою регулювання напруги під навантаженням. Номінальна потужність – 10000 кВ А, клас напруги обмотки вищої напруги – 110 кВ, нижчої напруги – 10 кВ.

У практичних розрахунках двообмотковий трансформатор, однолінійна схема якого показана на рисунку 3.7 представляють у вигляді Г-подібної схеми заміщення (рис. 3.8 а), на якій:  $r_T$  і  $x_T$  - активний і реактивний опори обмоток;  $g_T$  - активна провідність, що характеризує втрати потужності на нагрівання осердя;  $b_T$  - реактивна провідність, яка визначається магнітним потоком взаємодукції в обмотках трансформатора.

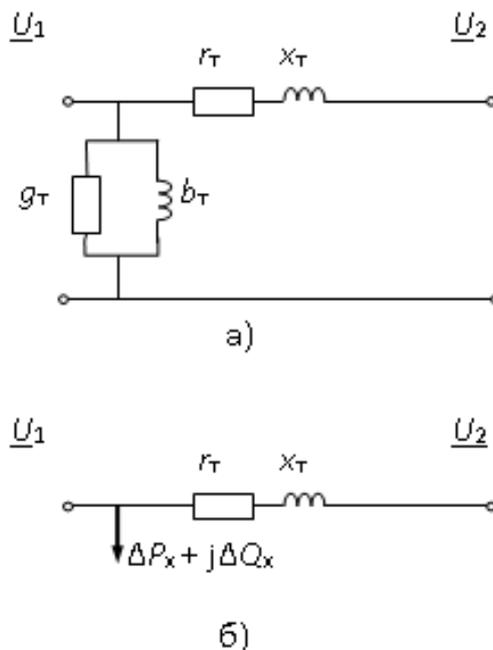


Рисунок 3.8 – Схема заміщення трансформатора: а – повна, б – спрощена

У такій схемі заміщення відсутня трансформація, тобто відсутній ідеальний трансформатор. Тому в розрахунках вторинна напруга виявляється приведеним до напруги первинної обмотки. ( $U_2 = U'_2$ ).

Якщо розрахунки здійснюють для одного ступеня напруги, то у схемі заміщення не показують трансформацію по напрузі. Поздовжні елементи схеми заміщення знижувальних трансформаторів  $r_T$  і  $x_T$  включають опори первинних обмоток і вторинних, приведених до напруги первинної сторони:  $r_T = r_1 + r'_2$ ;  $x_T = x_1 + x'_2$  або  $r_T = r_1 + k_T^2 \cdot r_2$ ;  $x_T = x_1 + k_T^2 \cdot x_2$ , де  $k_T$  – коефіцієнт трансформації. При цьому вторинні напруги виходять також приведеними до сторони вищої напруги:  $U'_2 = k_T \cdot U_2$ .

У разі проведення розрахунків у мережі з різними ступенями номінальної напруги можливе виконання розрахунків, при яких параметри трансформатора приводять до нижчої сторони. Якщо при розрахунку параметрів схеми заміщення це не обумовлено спеціально, то «за замовчуванням» параметри наводяться до сторони вищої напруги.

Поперечну гілку схеми заміщення, представлену активною  $g_T$  і реактивною  $b_T$  провідностями, зазвичай підключають з боку первинної обмотки: для підвищувальних трансформаторів – з боку обмотки нижчої напруги, для знижувальних - з боку обмотки вищої напруги.

У розрахунках електричних мереж з  $U_{\text{ном}} \leq 220$  кВ трансформатори зазвичай представляють спрощену схему заміщення (рис. 3.8, б), в якій коло поперечних провідностей ( $g_T$  і  $b_T$ ) представляють у вигляді втрат холостого ходу: активних ( $\Delta P_x$ ) і реактивних ( $\Delta Q_x$ ).

*Паспортні (каталожні) дані двообмоткового трансформатора:*

$S_{T \text{ ном}}$  – номінальна потужність, МВ·А;

$U_{1 T \text{ ном}}$ ,  $U_{2 T \text{ ном}}$  – номінальні напруги, кВ;

$\Delta P_x$  – втрати активної потужності холостого ходу, кВт;

$I_x$  – струм холостого ходу, %;

$\Delta P_k$  – втрати активної потужності короткого замикання, кВт;

$u_k$  – напруга короткого замикання, %.

Паспортні дані містять дві групи інформації: номінальні параметри ( $S_{T \text{ ном}}$ ,  $U_{1 \text{ Т ном}}$ ,  $U_{2 \text{ Т ном}}$ ), які є вихідними даними для конструкторської розробки трансформатора, та параметри схеми заміщення ( $\Delta P_x$ ,  $I_x$ ,  $\Delta P_k$ ,  $u_k$ ), отримані в результаті двох дослідів, що проводять в заводських умовах: холостого ходу (ХХ) і короткого замикання (КЗ).

Якщо порівняти параметри схеми заміщення, вказані на рисунку 3.8, з паспортними даними, то стає зрозумілим, що вони не збігаються за винятком одного параметра –  $\Delta P_x$  (рис. 3.8, б). Параметри схеми заміщення трансформатора, необхідні для розрахунку мережі, вимагають визначення з паспортних даних, отриманих у досліді ХХ та КЗ. Розглянемо ці досліді докладніше.

Провідності поперечного кола або, як його називають, кола холостого ходу визначаються з *досліді холостого ходу*. Дослід ХХ виконують шляхом підключення до первинної обмотки номінальної напруги  $U_{1 \text{ Т ном}}$  при розімкненій вторинній обмотці (рис. 3.9). Дослід дає можливість заміряти струм холостого ходу  $I_x$ , який у каталожних даних дають у відсотках до номінального струму трансформатора, і втрати активної потужності  $\Delta P_x$ .

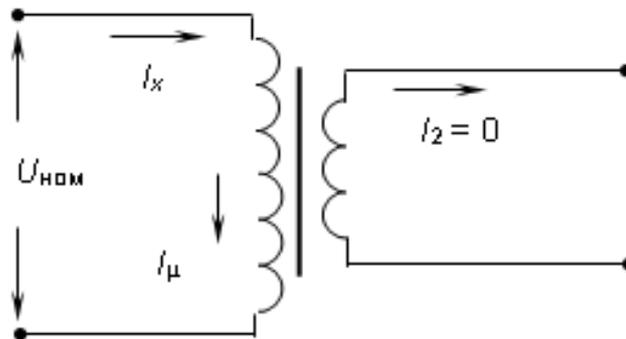


Рисунок 3.9 – Дослід холостого ходу двообмоткового трансформатора

У режимі ХХ трансформатор споживає потужність, що дорівнює рівну втратам холостого ходу:

$$\Delta S_x = \Delta P_x + j\Delta Q_x.$$

Втрати активної потужності пропорційні активній провідності трансформатора:

$$\Delta P_x = \sqrt{3}U_{T \text{ ном}} I_{\text{ст}} = \sqrt{3} U_{T \text{ ном}} \frac{U_{T \text{ ном}}}{\sqrt{3}} g_T$$

або

$$\Delta P_x = U_{T \text{ ном}}^2 \cdot g_T.$$

Звідси може бути визначено величину активної провідності:

$$g_T = \frac{\Delta P_x}{U_{T \text{ ном}}^2}. \quad (3.23)$$

Втрати реактивної потужності пропорційні реактивній провідності трансформатора:

$$\Delta Q_x = U_{T \text{ ном}}^2 \cdot b_T.$$

Звідси величина реактивної провідності трансформатора дорівнює:

$$b_T = \frac{\Delta Q_x}{U_{T \text{ ном}}^2}. \quad (3.24)$$

Величина втрат реактивної потужності пропорційна току намагнічування:

$$\Delta Q_x = \sqrt{3} \cdot I_\mu \cdot U_{T \text{ ном}}, \quad (3.25)$$

де  $I_\mu$  – струм намагнічування трансформатора.

Комплекс струму холостого ходу складається з активного струму в сталі  $I_{\text{ст}}$  і реактивного струму намагнічування  $I_\mu$ :

$$\underline{I}_x = I_{\text{ст}} + jI_\mu.$$

Оскільки величина струму в сталі становить близько 10 % від струму намагнічування, то з урахуванням складання струмів у квадратурі ( $I_x = \sqrt{I_{\text{ст}}^2 + I_\mu^2}$ ) можна вважати, що струм холостого ходу є практично реактивним ( $I_x \approx I_\mu$ ). При цьому вираз (3.25) можна записати у вигляді:

$$\Delta Q_x = \sqrt{3} \cdot I_x \cdot U_{T \text{ ном}} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_x \% \cdot I_{T \text{ ном}} \cdot U_{T \text{ ном}}}{100}$$

або

$$\Delta Q_x = \frac{I_x \% \cdot S_{T \text{ ном}}}{100}. \quad (3.26)$$

Формула (3.24) набуде вигляду:

$$b_T = \frac{I_x \% \cdot S_{T \text{ ном}}}{100 \cdot U_{T \text{ ном}}^2}. \quad (3.27)$$

Величини активного і реактивного опорів знаходять з *дослідом короткого замикання* (рис. 3.10). Для цього досліді всі три фази трансформатора замикають на землю, а на первинну обмотку подають таку напругу, при якій в трансформатор надходить номінальний струм  $I_{T \text{ ном}}$ . Цю напругу називають напругою короткого замикання  $u_k$  і представляють в каталожних даних у відсотках від номінального. Крім того, активні втрати потужності заміряють в обмотках трансформатора  $\Delta P_k$ , які називають втратами короткого замикання.

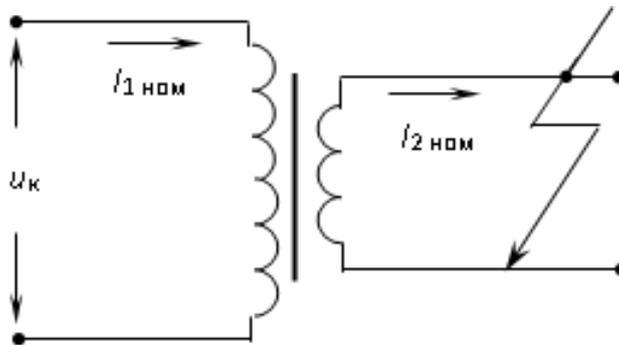


Рисунок 3.10 – Дослід короткого замикання двообмоткового трансформатора

За даними досліді КЗ знаходять поздовжні елементи схеми заміщення.

Так як напруга короткого замикання на порядок менше номінальної напруги трансформатора ( $u_k \ll U_{T \text{ ном}}$ ), то втрати активної потужності у провідності практично рівні нулю. Вплив колом холостого ходу нехтують. Таким чином, всі втрати активної потужності в режимі короткого замикання йдуть на нагрівання обмоток. Математично це можна записати:

$$\Delta P_K = 3 \cdot I_{T \text{ ном}}^2 \cdot r_T = \frac{S_{T \text{ ном}}^2}{U_{T \text{ ном}}^2} \cdot r_T,$$

звідки отримуємо:

$$r_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{T \text{ ном}}^2}{S_{T \text{ ном}}^2}. \quad (3.28)$$

Реактивний опір знаходять за реактивною складовою втрати напруги в обмотках трансформатора під час досліду КЗ. Напряга короткого замикання є комплексна величина  $u_K = u'_K + ju''_K$  і складається з втрат напруги в активному і реактивному опорах трансформатора:

$$u'_K = \sqrt{3} \cdot I_{T \text{ ном}} \cdot r_T; \quad u''_K = \sqrt{3} \cdot I_{T \text{ ном}} \cdot x_T.$$

Реактивну складову втрати напруги  $u''_K$  при відомих  $u_K$  і  $r_T$  можна знайти за теоремою Піфагора:

$$u''_K = \sqrt{u_K^2 - (u'_K)^2} = \sqrt{u_K^2 - (\sqrt{3} \cdot I_{T \text{ ном}} \cdot r_T)^2}.$$

Реактивний опір знаходимо з умови:

$$\frac{u''_K \%}{100} \cdot U_{T \text{ ном}} = \sqrt{3} \cdot I_{T \text{ ном}} \cdot x_T = \frac{S_{T \text{ ном}}}{U_{T \text{ ном}}} \cdot x_T,$$

звідки отримуємо:

$$x_T = \frac{u''_K \%}{100} \cdot \frac{U_{T \text{ ном}}^2}{S_{T \text{ ном}}}. \quad (3.29)$$

Для сучасних потужних трансформаторів, у яких  $r_T \ll x_T$ , у формулі (3.29) вважають, що  $u''_K = u_K$ .

Значення  $U_{T \text{ ном}}$  приймають для сторони трансформатора, до якої наведені опори та провідності. Якщо приведення параметрів не обговорюється спеціально, то прийнято вважати, що  $U_{T \text{ ном}} = U_{1 T \text{ ном}}$ .

У формулах (3.23) – (3.29) опори виражаються в Ом, провідності См, якщо напруги виражені в кВ, а потужності - МВ А і МВт.

**Втрати потужності** в трансформаторах ( $\Delta S_T$ ) складаються з втрат в обмотках ( $\Delta S_{\text{обм}}$ ) та втрат у сталі ( $\Delta S_{\text{ст}}$ ). Перші прийнято також називати втратами в міді ( $\Delta S_M$ ), другі – втратами холостого ходу ( $\Delta S_X$ ), тому що вони мають місце в ланцюзі холостого ходу.

$$\Delta \underline{S}_T = \Delta \underline{S}_{\text{ст}} + \Delta \underline{S}_{\text{обм}}. \quad (3.30)$$

Втрати потужності носять комплексний характер через наявність у схемі заміщення активних та реактивних елементів.

Втрати в сталі  $\Delta \underline{S}_{\text{ст}} = \Delta P_{\text{ст}} + j\Delta Q_{\text{ст}}$  визначені вище:  $\Delta P_{\text{ст}} = \Delta P_X$  – каталожна величина;  $\Delta Q_{\text{ст}} = \Delta Q_X$  можна знайти за формулою (3.26).

Втрати в обмотках  $\Delta \underline{S}_{\text{ст}} = \Delta P_{\text{ст}} + j\Delta Q_{\text{ст обм}}$  залежать від навантаження  $S_2$  на стороні нижчої напруги трансформатора:

$$\begin{aligned} \Delta P_{\text{обм}} &= 3 \cdot I^2 \cdot r_T = \frac{S_2^2}{U_2^2} \cdot r_T = \Delta P_K \cdot \frac{U_{T \text{ ном}}^2}{U_2^2} \cdot \frac{S_2^2}{S_{T \text{ ном}}^2}; \\ \Delta Q_{\text{обм}} &= 3 \cdot I^2 \cdot x_T = \frac{S_2^2}{U_2^2} \cdot x_T = \frac{u_K''\%}{100} \cdot \frac{U_{T \text{ ном}}^2}{U_2^2} \cdot \frac{S_2^2}{S_{T \text{ ном}}^2}. \end{aligned} \quad (3.31)$$

При припущенні, що вторинна напруга трансформатора дорівнює номінальній, рівняння (3.31) набувають вигляду:

$$\begin{aligned} \Delta P_{\text{обм}} &= \Delta P_K \cdot \frac{S_2^2}{S_{T \text{ ном}}^2}; \\ \Delta Q_{\text{обм}} &= \frac{u_K''\%}{100} \cdot \frac{S_2^2}{S_{T \text{ ном}}}. \end{aligned} \quad (3.32)$$

При **паралельному увімкненні**  $k$  однакових трансформаторів параметри еквівалентної схеми заміщення змінюються порівняно з одиночним трансформатором в такий спосіб:  $r_{T \text{ е}} = r_T / k$ ;  $x_{T \text{ е}} = x_T / k$ ;  $g_{T \text{ е}} = k \cdot g_T$ ;  $b_{T \text{ е}} = k \cdot b_T$ . З огляду на це можна виразити втрати потужності для  $k$  трансформаторів:

$$\begin{aligned} \Delta P_T &= k \cdot \Delta P_X + \frac{1}{k} \cdot \Delta P_K \cdot \frac{S_2^2}{S_{T \text{ ном}}^2}; \\ \Delta Q_T &= k \cdot \frac{I_X\%}{100} \cdot S_{T \text{ ном}} + \frac{1}{k} \cdot \frac{u_K''\%}{100} \cdot \frac{S_2^2}{S_{T \text{ ном}}}. \end{aligned} \quad (3.33)$$

Усі наведені формули до розрахунку втрат потужності є наближеними, оскільки використовують номінальні напруги трансформаторів, а ч не реальні, отримані в результаті розрахунків режимів мережі. Прийняті припущення забезпечують достатню точність для мереж з  $U_{\text{ном}} \leq 220$  кВ, у яких використовуються розрахунки за спрощеними схемами заміщення трансформаторів (рис. 3.6, б).

### 3.2.2. Триобмотковий трансформатор

Триобмотковий трансформатор, однолінійна електрична схема якого представлена на рисунку 3.11, має три номінальні напруги. Відповідно до прийнятої системи позначень аббревіатура трансформатора ТДТН-25000/110/35/10 розшифровується: трансформатор трифазний, триобмотковий з примусовою циркуляцією повітря і природною циркуляцією мастила і системою регулювання напруги під навантаженням. Номінальна потужність – 25000 кВ А, клас напруги обмотки вищої напруги – 110 кВ, середньої напруги – 35 кВ, нижчої напруги – 10 кВ.

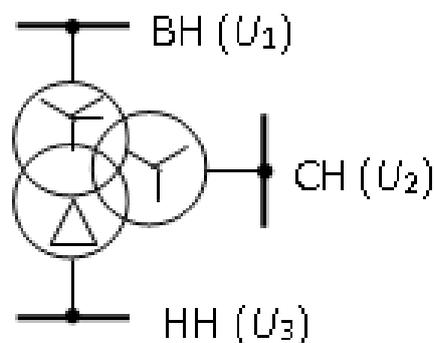


Рисунок 3.11 – Однолінійна схема триобмоткового трансформатора

*Паспортні дані:*

$S_{\text{Т ном}}$  – номінальна потужність МВ·А;  $U_{1 \text{ Т ном}}$ ,  $U_{2 \text{ Т ном}}$ ,  $U_{3 \text{ Т ном}}$  – номінальні напруги, кВ;  $\Delta P_x$  – втрати холостого ходу, кВт;  $I_x$  – струм холостого ходу, %;  $\Delta P_K^{B-C}$ ,  $\Delta P_K^{B-H}$ ,  $\Delta P_K^{C-H}$  – втрати короткого замикання в досліді КЗ для обмоток

напруги: висока-середня, висока-низька, середня-низька, кВТ;  $u_K^{B-C}$ ,  $u_K^{B-H}$ ,  $u_K^{C-H}$  – напруги короткого замикання у відповідних дослідах КЗ, %.

Обмотки триобмоткового трансформатора можуть мати різні потужності. За номінальну потужність трансформатора приймається потужність, що дорівнює найбільшій з потужностей його обмоток. На цю потужність трансформатор розраховується за умовами нагріву. В експлуатації знаходяться трансформатори з наступними співвідношеннями виконання обмоток, %: 100/100/100; 100/100/66,7; 100/66,7/66,7. Сучасні триобмоткові трансформатори випускають з усіма обмотками, розрахованими на  $S_{T\text{ ном}}$ . При цьому паспортні дані дають одне значення втрат короткого замикання –  $\Delta P_K^{B-C}$ .

У розрахунках триобмотковий трансформатор є трипроменевою схемою заміщення, спрощений варіант якої показаний на (рис. 3.12). Всі опори у схемі приведені до напруги вищої обмотки, хоча на схемі та у розрахунках це зазвичай не вказується.

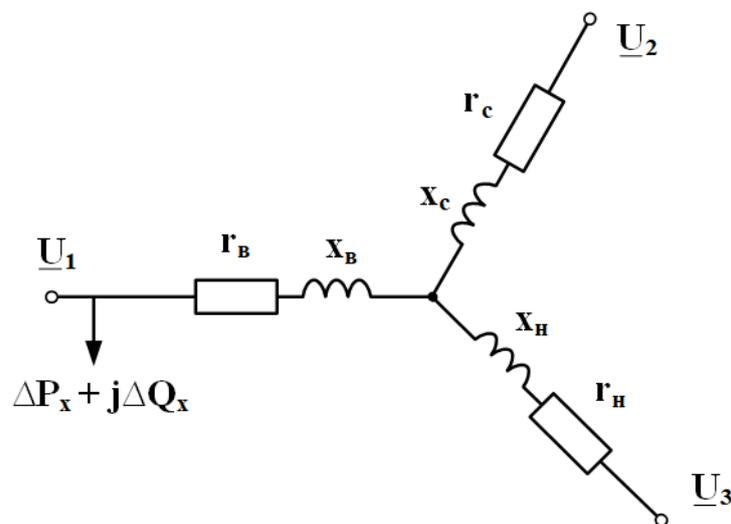


Рисунок 3.12 – Схема заміщення триобмоткового трансформатора

Параметри кола холостого ходу вводяться у схему та розраховуються аналогічно двообмотковому трансформатору за формулами (3.23) - (3.27).

За даними досліду короткого замикання визначають активні та реактивні опори променів схеми заміщення.

Досліди короткого замикання (їх три) виконуються в такий спосіб: одна обмотка закорочується, друга перебуває в холостому ході, а в третю обмотку подається напруга короткого замикання. В результаті дослідів визначають такі паспортні дані:

– при закороченій обмотці середньої напруги та живленні з боку обмотки вищої напруги –  $u_K^{B-C}$ ,  $\Delta P_K^{B-C}$ ;

– при закороченій обмотці низької напруги та живленні з боку обмотки вищої напруги –  $u_K^{B-H}$ ,  $\Delta P_K^{B-H}$ ;

– при закороченій обмотці низької напруги та живленні з боку обмотки середньої напруги –  $u_K^{C-H}$ ,  $\Delta P_K^{C-H}$ .

Враховуючи умови проведення дослідів, можна записати такі системи рівнянь:

$$\begin{cases} u_K^{B-C} = u_K^B + u_K^C; \\ u_K^{B-H} = u_K^B + u_K^H; \\ u_K^{C-H} = u_K^C + u_K^H. \end{cases} \quad (3.34)$$

$$\begin{cases} \Delta P_K^{B-C} = \Delta P_K^B + \Delta P_K^C; \\ \Delta P_K^{B-H} = \Delta P_K^B + \Delta P_K^H; \\ \Delta P_K^{C-H} = \Delta P_K^C + \Delta P_K^H. \end{cases} \quad (3.35)$$

При конструюванні трансформаторів з метою зниження втрат активної потужності обирають переріз проводів в обмотках за умови рівності щільності струму в них у разі номінального завантаження. У сучасних триобмоткових трансформаторах, у яких обмотки розраховані на  $S_{T \text{ ном}}$ , ця умова призводить до рівності наведених значень активних опорів всіх трьох обмоток ( $r_1 = r_2' = r_3'$ ). Доведемо це твердження.

Переріз обмоток обирають виходячи з вимоги мінімальних втрат енергії в трансформаторі, виконання якого відповідно до теорії конструювання слід очікувати при дотриманні умови рівності густини струму при номінальному навантаженні обмоток:

$$j_{1 \text{ ном}} = j_{2 \text{ ном}} = j_{3 \text{ ном}} \quad (3.36)$$

або

$$\frac{I_{1\text{ Т НОМ}}}{F_1} = \frac{I_{2\text{ Т НОМ}}}{F_2} = \frac{I_{3\text{ Т НОМ}}}{F_3}, \quad (3.37)$$

де  $F_1, F_2, F_3$  – переріз обмоток.

Виразимо переріз проводів обмоток  $F$  через питомий опір  $\rho$ , довжину витків  $l_{\text{ВИТ}}$  (вважаємо  $l_{\text{ВИТ}} \approx \text{const}$  для всіх обмоток) та кількість витків  $\omega$ . Можна записати, що опір обмотки:

$$r = \frac{\rho \cdot l}{F} = \frac{\rho \cdot l_{\text{ВИТ}} \cdot \omega}{F}, \text{ звідки } F = \frac{\rho \cdot l_{\text{ВИТ}} \cdot \omega}{r}.$$

Використовуємо вираз перерізів для кожної обмотки у формулі (3.37):

$$\frac{I_{1\text{ Т НОМ}} \cdot r_1}{\rho \cdot l_{\text{ВИТ}} \cdot \omega_1} = \frac{I_{2\text{ Т НОМ}} \cdot r_2}{\rho \cdot l_{\text{ВИТ}} \cdot \omega_2} = \frac{I_{3\text{ Т НОМ}} \cdot r_3}{\rho \cdot l_{\text{ВИТ}} \cdot \omega_3}. \quad (3.38)$$

Після скорочення  $\rho$  і  $l_{\text{ВИТ}}$  визначимо струми та витки обмоток середньої та низької напруг через струми та витки обмотки високої напруги, а також врахуємо коефіцієнти трансформації між відповідними обмотками:

$$\frac{I_{1\text{ Т НОМ}} \cdot r_1}{\omega_1} = \frac{I_{1\text{ Т НОМ}} \cdot k_{\text{Т}}^{\text{В-С}} \cdot r_2}{\omega_1 / k_{\text{Т}}^{\text{В-С}}} = \frac{I_{1\text{ Т НОМ}} \cdot k_{\text{Т}}^{\text{В-Н}} \cdot r_3}{\omega_1 / k_{\text{Т}}^{\text{В-Н}}}$$

або

$$r_1 = (k_{\text{Т}}^{\text{В-С}})^2 \cdot r_2 = (k_{\text{Т}}^{\text{В-Н}})^2 \cdot r_3;$$

$$r_1 = (r_2)' = (r_3)',$$

що і потрібно було довести.

Для знаходження активних опорів у трансформаторах, в яких всі обмотки розраховані на  $S_{\text{Т НОМ}}$ , спочатку визначають загальний активний опір обмоток високої та середньої напруги за формулою (3.28), що має для дослідів КЗ обмоток високої та середньої напруги наступний вигляд:

$$r_{\text{Т В-С}} = \frac{\Delta P_{\text{К}}^{\text{В-С}} \cdot U_{\text{Т НОМ}}^2}{S_{\text{Т НОМ}}^2}. \quad (3.39)$$

Потім знаходять активні опори обмоток:

$$r_B = r_C = r_H = r_{B-C} / 2. \quad (3.40)$$

Для розрахунку активних опорів трансформаторів з різною номінальною потужністю обмоток формули (3.39), (3.40) не підходять. Методика розрахунку активних опорів таких трансформаторів викладена нижче, під час розгляду автотрансформаторів (п. 3.2.4), у яких використовуються обмотки з різною номінальною потужністю.

*Реактивні опори* визначають за формулою (3.29) для кожного з променів зірки, нехтуючи активною складовою  $u'_k$  ( $u''_k = u_k$ ). Щоб скористатися цією формулою, каталожні значення напруги короткого замикання треба перерахувати для променів схеми заміщення. Для цього розв'яжемо систему рівнянь (3.34) щодо  $u_k^B, u_k^C, u_k^H$ :

$$\begin{cases} u_k^B = \frac{u_k^{B-C} + u_k^{B-H} - u_k^{C-H}}{2}; \\ u_k^C = \frac{u_k^{B-C} + u_k^{C-H} - u_k^{B-H}}{2}; \\ u_k^H = \frac{u_k^{B-H} + u_k^{C-H} - u_k^{B-C}}{2}. \end{cases} \quad (3.41)$$

Формула (3.29) для триобмоткового трансформатора запишеться у вигляді трьох виразів:

$$x_B = \frac{u_k^{B\%}}{100} \cdot \frac{U_{T\text{НОМ}}^2}{S_{T\text{НОМ}}}; \quad x_C = \frac{u_k^{C\%}}{100} \cdot \frac{U_{T\text{НОМ}}^2}{S_{T\text{НОМ}}}; \quad x_H = \frac{u_k^{H\%}}{100} \cdot \frac{U_{T\text{НОМ}}^2}{S_{T\text{НОМ}}}. \quad (3.42)$$

### 3.2.3. Двообмотковий трифазний трансформатор з розщепленою обмоткою нижчої напруги

Двообмоткові трансформатори потужністю 25 і більше МВ·А виконуються з розщепленою обмоткою нижчої напруги. Трансформатори з розщепленою обмоткою використовують для зменшення струмів короткого замикання при пошкодженнях на стороні нижчої напруги. Умовне позначення на схемах показано на рисунку 3.13.

Відповідно до прийнятої системи позначень аббревіатура трансформатора ТДРН-25000/110/10 розшифровується: трансформатор трифазний, двообмотковий з розщепленою обмоткою нижчої напруги з примусовою

циркуляцією повітря і природною циркуляцією мастила і системою регулювання напруги під навантаженням. Номінальна потужність - 25000 кВ А, клас напруги обмотки вищої напруги - 110 кВ, нижчої напруги - 10 кВ.

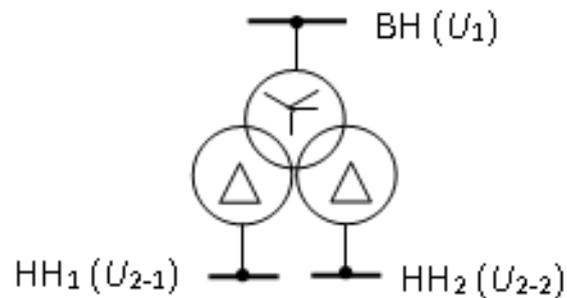


Рисунок 3.13 – Умовне зображення двообмоткового трансформатора з розщепленою обмоткою НН

Набір паспортних даних і схема заміщення для розрахунку режимів, що встановилися, у такого трансформатора такі, як у звичайного двообмоткового.

Параметри кола холостого ходу вводяться в схему і розраховуються аналогічно двообмотковому трансформатору за формулами (3.23) - (3.27).

Дослід *короткого замикання* виконується при паралельному з'єднанні обмоток нижчої напруги. За отриманими даними визначаються загальні активний та індуктивний опір трансформатора за формулами (3.28), (3.29).

Трансформатори з розщепленою обмоткою виконуються із відсотковим співвідношенням номінальних потужностей обмоток 100/50/50. У схемах заміщення для розрахунків сталих режимів розщеплення зазвичай не враховують.

Урахування розщеплення необхідно для розрахунку струмів короткого замикання. При розщепленні обмотки нижчої напруги на дві, двообмотковий трансформатор може розглядатися як триобмотковий з однією обмоткою вищої (ВН) і двома нижчої напруги (НН<sub>1</sub> і НН<sub>2</sub>). Схема заміщення є трипроменевою зіркою (рис. 3.14).

При однакових колах НН<sub>1</sub> і НН<sub>2</sub> наскрізний опір трансформатора можна представити у вигляді:

$$z_T = z_B + z_H / 2. \quad (3.43)$$

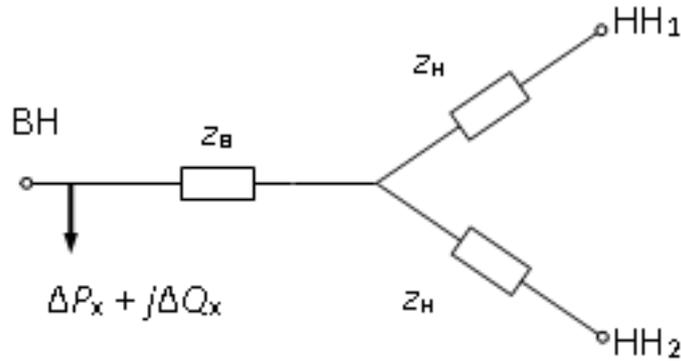


Рисунок 3.14 – Схема заміщення двообмоткового трансформатора з розщепленою обмоткою нижчої напруги

Опір між двома виводами нижчої напруги дорівнює (рис. 3.14):

$$z_{HH} = 2 \cdot z_H. \quad (3.44)$$

Для трансформаторів із розщепленими обмотками існує поняття коефіцієнта розщеплення

$$k_p = z_{HH} / z_T. \quad (3.45)$$

У двообмоткових тристрижневих трансформаторах з розташуванням обмоток ВН, НН<sub>1</sub> та НН<sub>2</sub> на одному стрижні у кожній фазі  $k_p = 3,5$ . Використавши у формулі (3.43) рівняння (3.44) і (3.45), виразимо опір обмотки ВН:

$$z_B = z_T - \frac{z_{HH}}{4} = z_T \cdot \left(1 - \frac{z_{HH}}{z_T \cdot 4}\right) = z_T \cdot \left(1 - \frac{3,5}{4}\right)$$

або

$$z_B = 0,125 \cdot z_T; \quad (3.46)$$

$$z_H = 2(z_T - z_B) = 2z_T \cdot (1 - 0,125)$$

або

$$z_{H1} = z_{H2} = 1,75 \cdot z_T. \quad (3.47)$$

Застосування трансформаторів з розщепленими обмотками для роздільного живлення секцій нижчої напруги дозволяє знизити струм короткого замикання майже в два рази і обійтися в багатьох випадках без струмообмежувальних реакторів.

### 3.2.4. Автотрансформатор

Однолінійну схему автотрансформатора наведено на рис. 3.15. Відповідно до прийнятої системи позначень аббревіатура автотрансформатора АТДЦТН-125000/220/110/10 розшифровується: автотрансформатор трифазний, триобмотковий з примусовою циркуляцією повітря і мастила і системою регулювання напруги під навантаженням. Номінальна потужність – 125000 кВА, клас напруги обмотки вищої напруги – 220 кВ, середньої напруги – 110 кВ, нижчої напруги – 10 кВ.

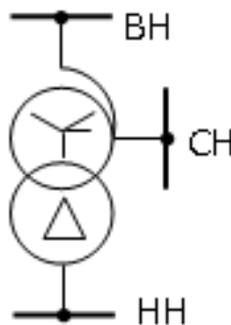


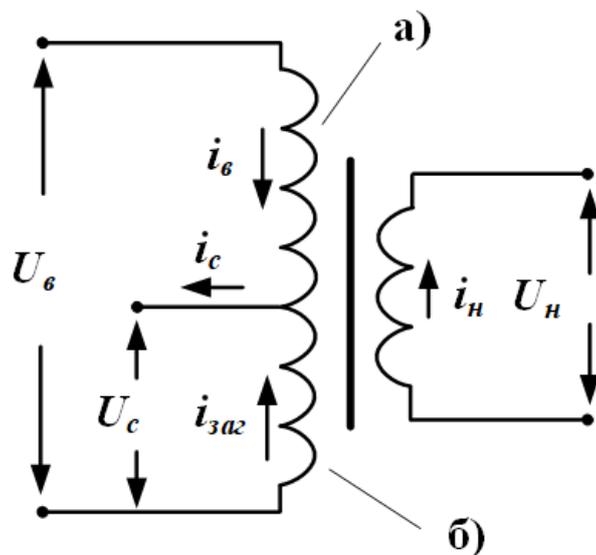
Рисунок 3.15 – Однолінійна схема автотрансформатора

*Паспортні дані* автотрансформатора переважно такі ж, як у триобмоткового трансформатора. До них додається інформація про потужність

обмотки нижчої напруги  $S_{ТНОМ}^H$ , яку в довідковій літературі представляють або в іменованих одиницях потужності (МВ·А), або у відсотковому змісті від  $S_{ТНОМ}$ . У класичній літературі з електричних мереж для позначення  $S_{ТНОМ}^H$  використовують зручне в розрахунках поняття *коефіцієнта потужності обмотки нижчої напруги*

$$\alpha_H = \frac{S_{ТНОМ}^H}{S_{ТНОМ}}. \quad (3.48)$$

Автотрансформатор відрізняється від триобмоткового трансформатора тим, що його обмотки вищої та середньої напруги, крім магнітного зв'язку мають ще електричний зв'язок (рис. 3.16). Обмотка середньої напруги є частиною обмотки вищої напруги. Обмотка вищої напруги складається з двох частин – послідовної обмотки (а) і загальної обмотки (б).



а) послідовна обмотка; б) загальна обмотка.

Рисунок 3.16 – Схема з'єднання обмоток автотрансформатора

В автотрансформаторах обмотки ВН та СН мають магнітний та електричний зв'язки, обмотка НН – тільки магнітний. В автотрансформаторах номінальну потужність  $S_{ТНОМ}$ , яку трансформатор може прийняти з мережі, прийнято називати *прохідною*  $S_{пр}$ . При цьому акцентується увага на те, що

йдеться про потужність, що передається між обмотками високої та середньої напруги. *Типовою* ( $S_{\text{тип}}$ ) називають потужність, на яку розраховують обмотки та осердя автотрансформатора.

Прохідна (номінальна) потужність автотрансформатора дорівнює:

$$S_{\text{пр}} = S_{\text{т ном}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{т ном}}^{\text{В}} \cdot I_{\text{т ном}}^{\text{В}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{т ном}}^{\text{С}} \cdot I_{\text{т ном}}^{\text{С}}. \quad (3.49)$$

При роботі автотрансформатора в режимі зниження напруги в послідовній обмотці протікає струм  $I_{\text{в}}$ . Він створює магнітний потік і наводить у загальній обмотці струм  $I_{\text{заг}}$ . Струм навантаження в обмотці середньої напруги дорівнює сумі цих струмів:

$$I_{\text{с}} = I_{\text{в}} + I_{\text{заг}}. \quad (3.50)$$

Вираз (3.49) можна записати так:

$$S_{\text{т ном}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{т ном}}^{\text{В}} \cdot I_{\text{т ном}}^{\text{В}} = \underbrace{\sqrt{3} \cdot I_{\text{т ном}}^{\text{В}} \cdot (U_{\text{т ном}}^{\text{В}} - U_{\text{т ном}}^{\text{С}})}_{\substack{\text{Трансформаторна потужність, що} \\ \text{передається магнітним шляхом з обмотки} \\ \text{ВН в обмотку СН. Називається } \textit{типовою} \\ \text{потужністю. Визначає розміри} \\ \text{магнітопроводу.}}} + \underbrace{\sqrt{3} \cdot I_{\text{т ном}}^{\text{В}} \cdot U_{\text{т ном}}^{\text{С}}}_{\substack{\text{Електрична} \\ \text{потужність, що передається} \\ \text{за рахунок електричного} \\ \text{зв'язку обмоток. Не} \\ \text{навантажує загальну обмотку}}}$$

Розрахункова, вона ж типова, потужність послідовної частини обмотки "а" (рис. 3.16) дорівнюватиме:

$$S_{\text{тип}} = \sqrt{3} \cdot I_{\text{т ном}}^{\text{В}} \cdot (U_{\text{т ном}}^{\text{В}} - U_{\text{т ном}}^{\text{С}}) = \sqrt{3} \cdot U_{\text{т ном}}^{\text{В}} I_{\text{т ном}}^{\text{В}} \cdot \left(1 - \frac{U_{\text{т ном}}^{\text{С}}}{U_{\text{т ном}}^{\text{В}}}\right) = \alpha \cdot S_{\text{т ном}}.$$

Для загальної частини обмотки "б":

$$S_{\text{тип}} = \sqrt{3} \cdot (I_{\text{т ном}}^{\text{С}} - I_{\text{т ном}}^{\text{В}}) \cdot U_{\text{т ном}}^{\text{С}} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{т ном}}^{\text{С}} I_{\text{т ном}}^{\text{С}} \cdot \left(1 - \frac{I_{\text{т ном}}^{\text{В}}}{I_{\text{т ном}}^{\text{С}}}\right) = \alpha \cdot S_{\text{т ном}}.$$

У цих виразах  $\alpha = \left(1 - \frac{U_{\text{т ном}}^{\text{С}}}{U_{\text{т ном}}^{\text{В}}}\right) = \left(1 - \frac{I_{\text{т ном}}^{\text{В}}}{I_{\text{т ном}}^{\text{С}}}\right)$  – *коефіцієнт вигідності*, який априорі менше одиниці  $\alpha < 1$ . Таким чином, обмотки, а значить і осердя автотрансформатора, розраховують на потужність меншу за прохідну:

$$S_{\text{тип}} = \alpha \cdot S_{\text{т ном}}. \quad (3.51)$$

Конструкція автотрансформатора дозволяє передавати між обмотками високої та середньої напруги потужність, що перевищує типову, на яку розраховані ці обмотки та осердя. На потужних вузлових підстанціях для зв'язку між системоутворюючими мережами і мережами живлення, а також між мережами живлення різного напруги використовують автотрансформатори. Порівняно з триобмотковими трансформаторами тієї ж потужності вони дешевші і мають менші втрати потужності.

Ці властивості проявляються тим сильніше, чим менша різниця між номінальними напругами високої та середньої сторін і відповідно менший коефіцієнт вигідності  $\alpha$ . Так, для типового в Україні співвідношення напруг  $U_{\text{НОМ}}^{\text{В}} = 330$  кВ та  $U_{\text{НОМ}}^{\text{С}} = 110$  кВ коефіцієнт вигідності виходить рівним  $\alpha=2/3$ , а для  $U_{\text{НОМ}}^{\text{В}} = 220$  кВ і  $U_{\text{НОМ}}^{\text{С}} = 110$  кВ –  $\alpha = 1/3$ . Це означає, що у першому випадку автотрансформатор розраховується на  $2/3$  прохідної потужності ( $S_{\text{тип}} = \frac{2}{3} S_{\text{пр}}$ ), тоді як у другому – лише  $1/3$  ( $S_{\text{тип}} = \frac{1}{3} S_{\text{пр}}$ ).

Номінальна потужність обмотки нижчої напруги принципово не може перевершувати типову ( $S_{\text{ТНОМ}}^{\text{Н}} \leq S_{\text{тип}}$ ), так як обмотка нижчої напруги має тільки магнітний зв'язок з іншими обмотками. Інакше кажучи, коефіцієнт потужності обмотки нижчої напруги  $\alpha_{\text{Н}} = S_{\text{ТНОМ}}^{\text{Н}}/S_{\text{ТНОМ}}$  (3.48) не перевищує коефіцієнта вигідності ( $\alpha_{\text{Н}} \leq \alpha$ ). Для сучасних автотрансформаторів різних типів  $\alpha_{\text{Н}} = 0,25; 0,4; 0,5$ . Така особливість автотрансформаторів не є незручністю експлуатації, оскільки потужність, що знімається з обмотки нижчої напруги, зазвичай достатня для потреб підстанції і місцевого споживання. З іншого боку, з'являються деякі відмінності у розрахунку параметрів схеми заміщення, яка аналогічна схемі заміщення триобмоткового трансформатора (рис. 3.12).

Струм, що протікає в загальній частині обмотки, є різницею двох струмів ( $I_{\text{С}} - I_{\text{В}}$ ). Тому загальна частина обмотки "б" (рис. 3.16) може бути виготовлена із проводу меншого діаметра. Є можливість обирати переріз проводів обмотки НН. Якщо автотрансформатори виконані з дотриманням правила рівності щільностей номінального струму (3.36), то  $r_{\text{В}} = r'_{\text{С}}$  визначаються за формулами

(3.39) і (3.40), як і в триобмоткових трансформаторах. Значення  $r_H$  приводять до  $S_{T\text{ ном}}$  за формулою:

$$r_H = r_B / \alpha_H. \quad (3.52)$$

Формулу (3.52) отримано з правила рівності щільностей (3.36). З урахуванням меншої потужності обмотки нижчої напруги формула (3.37) зміниться в частині цієї обмотки:

$$\frac{I_{1\text{ T ном}} \cdot r_1}{\rho \cdot l_{\text{вит}} \cdot \omega_1} = \frac{I_{2\text{ T ном}} \cdot r_2}{\rho \cdot l_{\text{вит}} \cdot \omega_2} = \frac{\alpha_H \cdot I_{3\text{ T ном}} \cdot r_3}{\rho \cdot l_{\text{вит}} \cdot \omega_3}.$$

Подальші перетворення дадуть аналогічну зміну у формулі (3.38):

$$r_1 = (r_2)' = \alpha_H \cdot (r_3)',$$

із чого й випливає (3.52).

У триобмоткових трансформаторах із співвідношенням потужностей обмоток 100/100/66,7 % розрахунок активного опору обмотки з меншою потужністю виконується також за формулою (3.52) при  $\alpha_H = 0,667$ .

Якщо в автотрансформаторі (триобмотковому трансформаторі) не виконується умова рівності щільностей струму в обмотках (3.36), то в їх каталожних даних вказують три значення втрат активної потужності короткого замикання:  $\Delta P_K^{B-C}$ ,  $\Delta P_K^{B-H}$ ,  $\Delta P_K^{C-H}$ .

При розрахунку слід враховувати, що досліди короткого замикання за участю обмотки НН проводять при  $I_{\text{ ном}}^H$ , що відповідає потужності  $S_{\text{ T ном}}^H$ . У цьому випадку значення  $\Delta P_K^{B-H}$ ,  $\Delta P_K^{C-H}$  треба привести до  $S_{\text{ T ном}}^H$  :

$$\begin{cases} (\Delta P_K^{B-H})' = \Delta P_K^{B-H} \cdot \left(\frac{S_{\text{ T ном}}}{S_{\text{ T ном}}^H}\right)^2 = \frac{\Delta P_K^{B-H}}{\alpha_H^2}; \\ (\Delta P_K^{C-H})' = \Delta P_K^{C-H} \cdot \left(\frac{S_{\text{ T ном}}}{S_{\text{ T ном}}^H}\right)^2 = \frac{\Delta P_K^{C-H}}{\alpha_H^2}. \end{cases} \quad (3.53)$$

Потім проводиться перерахунок втрат короткого замикання для променів за формулами, отриманими із системи трьох рівнянь (3.35) і однотипним з напругами короткого замикання (3.41):

Потім проводиться перерахунок втрат короткого замикання для променів за однотипними формулами з напругами короткого замикання:

$$\begin{cases} \Delta P_K^B = \frac{\Delta P_K^{B-C} + (\Delta P_K^{B-H})' - (\Delta P_K^{C-H})'}{2}; \\ \Delta P_K^C = \frac{\Delta P_K^{B-C} + (\Delta P_K^{C-H})' - (\Delta P_K^{B-H})'}{2}; \\ \Delta P_K^H = \frac{(\Delta P_K^{B-H})' + (\Delta P_K^{C-H})' - \Delta P_K^{B-C}}{2}. \end{cases} \quad (3.54)$$

Розрахунок активних опорів здійснюють за формулою (3.28) для кожного променя схеми заміщення:

$$r_B = \frac{\Delta P_K^B \cdot U_{ТНОМ}^2}{S_{ТНОМ}^2}; \quad r_C = \frac{\Delta P_K^C \cdot U_{ТНОМ}^2}{S_{ТНОМ}^2}; \quad r_H = \frac{\Delta P_K^H \cdot U_{ТНОМ}^2}{S_{ТНОМ}^2}. \quad (3.55)$$

Розрахунок реактивних опорів та кола холостого ходу автотрансформатора виконується за формулами, наведеними вище для триобмоткового трансформатора.

Слід зазначити, що особливості дослідів КЗ за участю обмотки НН проводять при  $I_{ТНОМ}^H$ , дають вимірювання  $u_K^{B-H}$  і  $u_K^{C-H}$ , відповідні потужності  $S_{ТНОМ}^H$ . Але виконувати приведення напруг короткого замикання до  $S_{ТНОМ}^H$  ( $(u_K^{B-H})' = u_K^{B-H}/\alpha_H$ ,  $(u_K^{C-H})' = u_K^{C-H}/\alpha_H$ ) при розрахунку реактивних опорів не потрібно, так як у каталожних даних вони даються вже наведеними до  $S_{ТНОМ}^H$ .

**Втрати потужності** в автотрансформаторах і триобмоткових трансформаторах, як і двообмоткових, складаються з втрат в обмотках і втрат в сталі (3.30). Втрати сталі для автотрансформаторів, триобмоткових і двообмоткових трансформаторів визначають однаково, аналогічно тому, як показано в п. 3.2.1.

Втрати в обмотках шукають як сумарні втрати у променях схеми заміщення. При цьому для кожного з променів можна застосувати виведені для двообмоткового трансформатора формули (3.32), але зручніше проводити розрахунок за загальними формулами втрат потужності:

$$\left\{ \begin{array}{l} \Delta P_{\text{обм}} = \frac{S_B^2}{U_{\text{T ном}}^2} \cdot r_B + \frac{S_C^2}{U_{\text{T ном}}^2} \cdot r_C + \frac{S_H^2}{U_{\text{T ном}}^2} \cdot r_H; \\ \Delta Q_{\text{обм}} = \frac{S_B^2}{U_{\text{T ном}}^2} \cdot x_B + \frac{S_C^2}{U_{\text{T ном}}^2} \cdot x_C + \frac{S_H^2}{U_{\text{T ном}}^2} \cdot x_H, \end{array} \right. \quad (3.56)$$

де  $S_B, S_C, S_H$  – потужності, що проходять через відповідні обмотки.

**Переваги** автотрансформатора в порівнянні з триобмотковим трансформатором:

- менша витрата матеріалів (міді, сталі, ізоляції);
- менші габарити;
- менші втрати активної потужності в режимах холостого ходу та короткого замикання;
- більший коефіцієнт корисної дії;
- найлегші умови охолодження.

**Недоліки:**

- складність виконання незалежного регулювання напруги;
- небезпека переходу атмосферних перенапруг з обмотки вищої напруги в обмотку середньої напруги та назад через електричний зв'язок обмоток;
- необхідність обов'язкового глухого заземлення нейтралі. Це призводить до того, що струм однофазного короткого замикання може бути більше струму трифазного короткого замикання. Якщо розземлити нейтраль, то ізоляцію обмоток потрібно розраховувати на лінійну напругу.

### 3.2.5. Приклади розрахунку параметрів схем заміщення

**Приклад 3.1.** Визначити наведені до сторони вищої напруги параметри схеми заміщення двох паралельно увімкнених трансформаторів типу ТДН-10000/110. Визначити втрати потужності у трансформаторах при навантаженні на шини нижчої напруги  $\underline{S} = 12 + j5$  МВ·А.

Відповідно до довідкової літератури знаходимо каталожні дані трансформатора:  $S_{\text{T ном}} = 10$  МВ А;  $U_{1 \text{ T ном}} = 115$  кВ;  $U_{2 \text{ T ном}} = 11$  кВ;  $\Delta P_{\text{к}} = 60$  кВт;  $\Delta P_{\text{х}} = 14$  кВт;  $u_{\text{к}} \% = 10,5$  %;  $I_{\text{х}} = 0,7$  %.

Параметри повної (рис. 3.8 а) та спрощеної (рис. 3.8 б) схем заміщення одного трансформатора визначаємо за формулами (3.26) - (3.29). У формулах використовуємо напруги  $U_{1\text{ Т НОМ}}$ , так як параметри повинні бути приведені до сторони вищої напруги. Напругу короткого замикання вважаємо практично реактивною ( $u_k = u''_k$ ), що характерно для трансформаторів великої потужності. Тоді:

$$r_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{\text{Т НОМ}}^2}{S_{\text{Т НОМ}}^2} = \frac{60 \cdot 10^{-3} \cdot 115^2}{10^2} = 7,94 \text{ Ом};$$

$$x_T = \frac{u_k \% \cdot U_{\text{Т НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{Т НОМ}}} = \frac{10,5 \cdot 115^2}{100 \cdot 10} = 139 \text{ Ом};$$

$$g_T = \frac{\Delta P_x}{U_{\text{Т НОМ}}^2} = \frac{14 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 1,06 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$b_T = \frac{I_x \% \cdot S_{\text{Т НОМ}}}{100 \cdot U_{\text{Т НОМ}}^2} = \frac{0,7 \cdot 10}{100 \cdot 115^2} = 5,29 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$\text{або } b_T = \frac{\Delta Q_x}{U_{\text{Т НОМ}}^2} = \frac{0,07}{115^2} = 5,29 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$\Delta Q_x = \frac{I_x \% \cdot S_{\text{Т НОМ}}}{100} = \frac{0,7 \cdot 10}{100} = 0,07 \text{ МВар}.$$

У випадку паралельної роботи  $k$  однакових трансформаторів їх еквівалентні опори  $r_{ек}$  і  $x_{ек}$  будуть у  $k$  разів менше, а еквівалентні провідності  $g_{ек}$  і  $b_{ек}$  – в  $k$  разів більше, ніж одного трансформатора. У нашому випадку  $k = 2$ :

$$r_{ек} = 7,95 / 2 = 3,98 \text{ Ом}; \quad g_{ек} = 2 \cdot 1,06 \cdot 10^{-6} = 2,12 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$x_{ек} = 139 / 2 = 69,5 \text{ Ом}; \quad b_{ек} = 2 \cdot 5,293 \cdot 10^{-6} = 10,58 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Для спрощеної схеми заміщення, в якій коло холостого ходу представлено втратами потужності в ній, втрати в сталі двох трансформаторів складуть:

$$\Delta \underline{S}_{ст} = 2 \cdot (14 + j70) \cdot 10^{-3} = 0,028 + j0,14 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Виходячи з формул (3.32), (3.33), знайдемо втрати потужності в обмотках еквівалентного трансформатора:

$$\Delta \underline{S}_{обм} = \frac{1}{k} \cdot \frac{\Delta P_K \cdot S_2^2}{S_{\text{Т НОМ}}^2} + j \frac{1}{k} \cdot \frac{u_k \%}{100} \cdot \frac{S_2^2}{S_{\text{Т НОМ}}} =$$

$$= \frac{1}{2} \cdot 60 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{12^2 + 5^2}{10^2} + j \frac{1}{2} \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{12^2 + 5^2}{10} = 0,051 + j0,89 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Сумарні втрати потужності у двох трансформаторах (2.30):

$$\Delta \underline{S}_T = \Delta \underline{S}_{\text{обм}} + \Delta \underline{S}_{\text{ст}} = (0,028 + j0,14) + (0,051 + j0,89) = 0,079 + j1,03 \text{ МВ}\cdot\text{А}.$$

**Приклад 3.2.** Визначити параметри схеми заміщення триобмоткового трансформатора типу ТДНТ-40000/220. Визначити втрати потужності в трансформаторі при навантаженнях на шинах середньої напруги  $\underline{S}_c = 30 + j10 \text{ МВ}\cdot\text{А}$ , на шинах нижчої напруги  $\underline{S}_n = 5 + j2 \text{ МВ}\cdot\text{А}$ .

Каталожні дані трансформатора:  $S_{T \text{ ном}} = 40 \text{ МВ А}$ ;

$$U_{1 T \text{ ном}} = 230 \text{ кВ}; \quad U_{2 T \text{ ном}} = 38,5 \text{ кВ}; \quad U_{3 T \text{ ном}} = 11 \text{ кВ};$$

$$\Delta P_k^{b-c} = 220 \text{ кВт}; \quad \Delta P_x = 55 \text{ кВт}; \quad I_x = 1,1 \text{ \%};$$

$$u_k^{b-n} \% = 22 \text{ \%}; \quad u_k^{b-c} \% = 12,5 \text{ \%}; \quad u_k^{c-n} \% = 9,5 \text{ \%}.$$

Співвідношення між номінальними потужностями обмоток 100/100/100%.

Спрощена схема заміщення триобмоткового трансформатора наведена на рис. 3.12. У завданні не вказано, до якої напруги треба приводити параметри схеми заміщення, отже, приводимо до сторони вищої напруги.

Параметри кола холостого ходу для повної та спрощеної схем заміщення знаходимо аналогічно двообмотковому трансформатору за формулами (3.23) - (3.25):

$$g_T = \frac{55 \cdot 10^{-3}}{230^2} = 1,04 \cdot 10^{-6} \text{ См}; \quad b_T = \frac{1,1 \cdot 40}{100 \cdot 230^2} = 8,32 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$\Delta Q_x = \frac{1,1 \cdot 40}{100} = 0,44 \text{ Мвар}.$$

Для знаходження активних опорів визначаємо загальний активний опір обмоток високої та середньої напруги за формулою (3.39):

$$r_{T \text{ в-с}} = \frac{\Delta P_k^{b-c} \cdot U_{T \text{ ном}}^2}{S_{T \text{ ном}}^2} = \frac{220 \cdot 10^{-3} \cdot 230^2}{40^2} = 7,27 \text{ Ом}.$$

Потім розраховуємо активні опори обмоток (3.40):

$$r_1 = r_2 = r_3 = r_{\text{в-с}} / 2 = 7,27 / 2 = 3,64 \text{ Ом}.$$

За формулами (3.41) знаходимо напруги короткого замикання променів схеми заміщення, а потім (3.42) – їх реактивні опори:

$$u_K^B = \frac{u_K^{B-C} + u_K^{B-H} - u_K^{C-H}}{2} = 0,5 (22 + 12,5 - 9,5) = 12,5 \%;$$

$$u_K^C = \frac{u_K^{B-C} + u_K^{C-H} - u_K^{B-H}}{2} = 0,5 (12,5 + 9,5 - 22) = 0;$$

$$u_K^H = \frac{u_K^{B-H} + u_K^{C-H} - u_K^{B-C}}{2} = 0,5 (22 + 9,5 - 12,5) = 9,5 \%;$$

$$x_B = \frac{u_K^{B0}\%}{100} \cdot \frac{U_{T\text{НОМ}}^2}{S_{T\text{НОМ}}} = \frac{12,5 \cdot 230^2}{100 \cdot 40} = 165 \text{ Ом};$$

$$x_C = \frac{u_K^{C0}\%}{100} \cdot \frac{U_{T\text{НОМ}}^2}{S_{T\text{НОМ}}} = 0;$$

$$x_H = \frac{u_K^{H0}\%}{100} \cdot \frac{U_{T\text{НОМ}}^2}{S_{T\text{НОМ}}} = \frac{9,5 \cdot 230^2}{100 \cdot 40} = 126 \text{ Ом}.$$

Для визначення втрат потужності наносимо на схему заміщення потужності, що проходять гілками (рис. 3.17)

За формулою (3.56) визначаємо втрати потужності в обмотках трансформатора:

$$\Delta P_{\text{обм}} = \frac{S_B^2}{U_{T\text{НОМ}}^2} \cdot r_B + \frac{S_C^2}{U_{T\text{НОМ}}^2} \cdot r_C + \frac{S_H^2}{U_{T\text{НОМ}}^2} \cdot r_H = \frac{35^2 + 12^2}{230^2} \cdot 3,64 +$$

$$+ \frac{30^2 + 10^2}{230^2} \cdot 3,64 + \frac{5^2 + 2^2}{230^2} \cdot 3,64 = \frac{3,64}{230^2} \cdot (1369 + 1000 + 29) = 0,165 \text{ МВт}.$$

$$\Delta Q_{\text{обм}} = \frac{S_B^2}{U_{T\text{НОМ}}^2} \cdot x_B + \frac{S_C^2}{U_{T\text{НОМ}}^2} \cdot x_C + \frac{S_H^2}{U_{T\text{НОМ}}^2} \cdot x_H = \frac{35^2 + 12^2}{230^2} \cdot 165 +$$

$$+ \frac{30^2 + 10^2}{230^2} \cdot 0 + \frac{5^2 + 2^2}{230^2} \cdot 126 = 4,27 + 0 + 0,07 = 4,34 \text{ Мвар}.$$

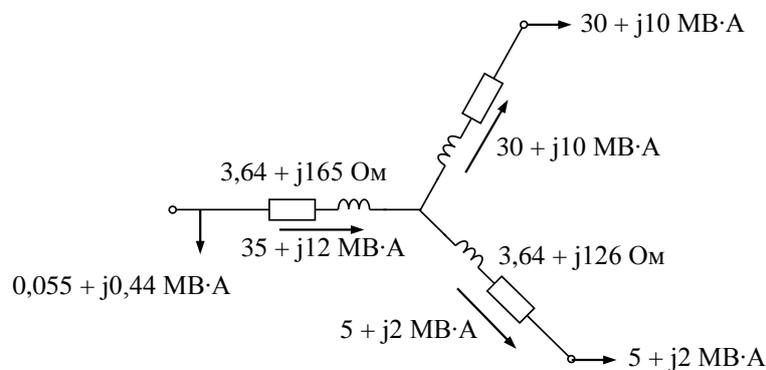


Рисунок 3.17 – Потокорозподіл у схемі заміщення триобмоткового трансформатора

Загальні втрати потужності у трансформаторі (3.30):

$$\Delta S_T = \Delta S_{\text{обм}} + \Delta S_{\text{ст}} = (0,165 + j4,34) + (0,22 + j0,44) = 0,385 + j4,78 \text{ МВ}\cdot\text{А}.$$

**Приклад 3.3.** Визначити опори обмоток автотрансформатора типу АТДЦТН-240000/330/220, що наводяться до сторони вищої напруги.

Каталожні дані:  $S_{\text{ном}} = 240 \text{ МВ}\cdot\text{А}$ ;

$$U_{1 \text{ ном}} = 330 \text{ кВ}; \quad U_{2 \text{ ном}} = 242 \text{ кВ}; \quad U_{3 \text{ ном}} = 11 \text{ кВ};$$

$$\Delta P_{\text{к}}^{\text{в-с}} = 560 \text{ кВт}; \quad \Delta P_{\text{к}}^{\text{в-н}} = 260 \text{ кВт}; \quad \Delta P_{\text{к}}^{\text{с-н}} = 250 \text{ кВт};$$

$$u_{\text{к}}^{\text{в-с}} \% = 9,6 \% ; \quad u_{\text{к}}^{\text{в-н}} \% = 74 \% ; \quad u_{\text{к}}^{\text{с-н}} \% = 60 \% .$$

$$\Delta P_{\text{х}} = 130 \text{ кВт}; \quad I_{\text{х}} = 0,5 \% ;$$

Потужність обмотки нижчої напруги  $S_{\text{ном}}^{\text{н}} = 0,4 S_{\text{ном}}$ , тоб-то  $\alpha_{\text{н}} = 0,4$ .

Спрощена схема заміщення автотрансформатора аналогічна до схеми триобмоткового трансформатора, наведеної на рис. 3.12. Коло короткого замикання розраховується аналогічно дво- і триобмотковим трансформаторам, тому її розрахунок не включений в приклад.

Досліди короткого замикання за участю обмотки низької напруги проведені при  $I_{\text{Т ном}}^{\text{н}}$ , що відповідає потужності  $S_{\text{Т ном}}^{\text{н}}$ . У цьому випадку значення  $\Delta P_{\text{к}}^{\text{в-н}}$ ,  $\Delta P_{\text{к}}^{\text{с-н}}$  треба привести до  $S_{\text{Т ном}}$  за формулою (3.53):

$$(\Delta P_{\text{к}}^{\text{в-н}})' = \frac{\Delta P_{\text{к}}^{\text{в-н}}}{\alpha_{\text{н}}^2} = 260 / 0,4^2 = 1625 \text{ кВт};$$

$$(\Delta P_{\text{к}}^{\text{с-н}})' = \frac{\Delta P_{\text{к}}^{\text{с-н}}}{\alpha_{\text{н}}^2} = 250 / 0,4^2 = 1562,5 \text{ кВт}.$$

Визначимо втрати потужності короткого замикання (3.54) та напруги короткого замикання (3.42), що відповідають променям схеми заміщення:

$$\Delta P_{\text{к}}^{\text{в}} = 0,5 (1625 + 560 - 1562,5) = 311,25 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{\text{к}}^{\text{с}} = 0,5 (560 + 1562,5 - 1625) = 248,75 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{\text{к}}^{\text{н}} = 0,5 (1625 + 1562,5 - 560) = 1313,75 \text{ кВт};$$

$$u_{\text{к}}^{\text{в}} \% = 0,5 (9,6 + 74 - 60) = 11,8 \% ;$$

$$u_{\text{к}}^{\text{с}} \% = 0,5 (9,6 + 60 - 74) = - 2,2 \% ;$$

$$u_k^H \% = 0,5 (74 + 60 - 9,6) = 62,2 \%$$

Визначаємо активні опори за формулами (3.55) та реактивні – за формулами (3.42):

$$r_T^B = \frac{311,25 \cdot 10^{-3} \cdot 330^2}{240^2} = 0,58 \text{ Ом};$$

$$r_T^C = \frac{248,75 \cdot 10^{-3} \cdot 330^2}{240^2} = 0,47 \text{ Ом};$$

$$r_T^H = \frac{1313,75 \cdot 10^{-3} \cdot 330^2}{240^2} = 2,48 \text{ Ом}.$$

$$X_T^B = \frac{11,8 \cdot 330^2}{100 \cdot 240} = 53,54 \text{ Ом};$$

$$X_T^C = 0;$$

$$X_T^H = \frac{62,2 \cdot 330^2}{100 \cdot 240} = 283,23 \text{ Ом}.$$

### 3.3. Характеристики споживачів електричної енергії

Електроенергетичні системи споруджують задля забезпечення споживачів енергією. Необхідна цими споживачами потужність визначає електричне навантаження мережі. Від характеру навантаження залежать вимоги, які пред'являються до електричної мережі. Споживачі електроенергії є частиною електричної системи і безпосередньо впливають на її роботу в усіх режимах – нормальних, аварійних і післяаварійних.

*Електричне навантаження* - величина, що характеризує споживання потужності окремими приймачами або споживачами електроенергії.

*Електроприймачі* – індивідуальні пристрої (електродвигун, електрична піч, електрична лампа тощо), що споживають електричну енергію.

*Споживачі електричної енергії* – сукупність приймачів, об'єднаних у групи за такими основними ознаками:

- вхідним параметрам режиму (напрузі, роду струму, частоті);
- надійністю електропостачання (потрібного ступеня безперебійності та ступеня резервування);

- технологічними зв'язками та режимами роботи;
- територіальним розміщенням;
- схемою електропостачання.

### **3.3.1 Типи споживачів електричної енергії**

Усі споживачі електроенергії умовно поділяються на такі групи:

- комунально-побутові;
- промислові;
- електрифікований транспорт;
- виробничі споживачі сільського господарства;
- інші споживачі.

До *комунально-побутових* відносяться освітлення житлових будинків і громадських будівель, двигуни ліфтів, холодильників, технологічне обладнання підприємств громадського харчування та установ побутового обслуговування.

До *промислових* електроприймачів відносяться електродвигуни, освітлювальні прилади, електротермічні установки, випрямні установки для перетворення змінного струму на постійний.

Навантаження тягових ПС залізниці, трамваїв, тролейбусів, метро відноситься до *електрифікованого транспорту*.

До *виробничих споживачів сільського господарства* відноситься обладнання тваринницьких ферм, млинів, підприємств з переробки сільськогосподарської продукції.

До *інших* споживачів належать насосні установки водопроводу та каналізації, компресорні станції.

Залежно від експлуатаційно-технічних ознак усі електроприймачі діляться за:

- режимами роботи;
- потужністю та напругою;
- родом струму;
- рівнем надійності.

За *режимами роботи* розрізняють електроприймачі:

- з тривалим незмінним або малозмінним навантаженням.

Характеризуються тим, що тривало працюють без перевищення тривало допустимої температури. Сюди належать електродвигуни насосів, вентиляторів;

- з короткочасним навантаженням. При роботі електроприймачів їх температура нижче тривало допустимої температури, а за час зупинки струмопровідні частини остигають до температури навколишнього середовища. Сюди відносяться більшість електроприводів металорізальних верстатів;

- із повторно-короткочасним навантаженням. Тривалість циклу "вимкнення-увімкнення" не перевищує 10 хвилин. При роботі електроприймачів їх температура нижче тривало допустимої температури, а за час зупинки струмопровідні частини не остигають до температури навколишнього середовища;

- нагрівальні апарати, що працюють у тривалому режимі із практично постійним навантаженням;

- електричне освітлення. Електроприймачі характеризуються різкою зміною навантаження.

За *потужністю та напругою* розрізняють електроприймачі:

- **великої** потужності (80 – 100 кВт і більше) напругою 6 – 10 кВ.

Наприклад, печі;

- **малої та середньої** потужності (менше 80 кВт) напругою 380 – 660 В.

За *родом струму* розрізняють електроприймачі:

- **змінного струму** промислової частоти;
- змінного струму **підвищеної** чи **зниженої** частоти;
- **постійного** струму.

*Ступінь надійності* електроприймачів встановлюється в залежності від наслідків, які мають місце при раптовій перерві в електропостачанні. Розрізняють електроприймачі I, II, III категорії.

**I категорія.** Перерва в електропостачанні таких споживачів пов'язана з небезпекою для життя людей, значними збитками економіки держави, пошкодженням обладнання, масовим браком продукції. До споживачів I категорії надійності відносяться шахти, залізниці, доменні та електролізні цехи, метро, стадіони, міські споживачі загальним навантаженням більше 10 МВ·А. Живлення споживачів I категорії надійності повинно здійснюватися від двох незалежних джерел живлення. *Незалежними* вважаються джерела втрата напруги на одному з яких з будь-якої причини не призводить до втрати напруги на іншому. Дві системи шин вважаються незалежними джерелами живлення. Серед споживачів I категорії надійності виділяють **особливу групу** електроприймачів. До неї відносять електроприймачі, для яких безперебійне електропостачання необхідне для безаварійної зупинки виробництва, пов'язаного з можливістю виникнення пожеж, вибухів, загибеллю людей. Для них необхідно передбачити три незалежні джерела живлення. Це - операційні лікарні, хімічне виробництво. Перерва в електропостачанні споживачів I категорії надійності допускається на час автоматичного перемикавання на резервне живлення;

**II категорія.** Перерва в електропостачанні таких споживачів пов'язана з масовим недовиробленням продукції, простоєм робітників, механізмів, промислового транспорту, порушенням нормальної життєдіяльності значної кількості міських жителів. До споживачів II категорії надійності належать великі магазини, підприємства легкої промисловості, будівлі висотою понад 5 поверхів, багатоквартирні будинки з електроплитами, навчальні заклади, групи споживачів із загальним навантаженням від 300 до 1000 кВ·А. Рекомендується живлення від двох незалежних джерел живлення. Допускається живлення від одного джерела живлення та від одного трансформатора за наявності резерву по вторинній стороні. Допускається перерва в електропостачанні на час перемикаць із введення резервного живлення черговим персоналом. Тривалість ремонту не повинна перевищувати однієї доби;

**III категорія.** До них належать усі невідповідальні споживачі: невеликі житлові селища, будинки до п'яти поверхів. Перерва в електропостачанні таких споживачів допускається на якийсь час до однієї доби.

### **3.3.2 Графіки навантаження споживачів електричної енергії**

Властивості електроприймачів, увімкнених у мережу, зумовлюють характер навантаження та її техніко-економічні показники, безпосередньо впливають на якість електроенергії. Наприклад, електроприймачі, що створюють нерівномірні фази навантаження, викликають несиметрію струму і напруги. Або електроприймачі з різко змінним поштовховим навантаженням створюють коливання напруги в електричних мережах. Це викликає миготіння ламп, відмова від роботи електронної апаратури, погіршення роботи електродвигунів.

Для забезпечення вимог до роботи мереж, покращення їх техніко-економічних показників вживаються різноманітні технічні заходи. Наприклад, роздільне живлення силових та освітлювальних електроприймачів.

Споживачі електроенергії впливають на аварійні та післяаварійні режими електроенергетичної системи. Так, у розподільних мережах можливе істотне підживлення короткого замикання близько розташованим руховим навантаженням, що необхідно враховувати при розрахунках струмів КЗ. У післяаварійних режимах, що супроводжуються зміною напруги та (або) частоти, позначається регулюючий ефект навантаження, який може сприяти або перешкоджати збереженню сталої роботи електричної системи.

Таким чином, особливості роботи споживачів електроенергії повинні враховуватися при проєктуванні, аналізі режимів та експлуатації електроенергетичної системи.

Споживання електроенергії залежить від призначення електроприймача, режиму його роботи, часу роботи та багатьох інших факторів. Процес споживання електроенергії у часі відбивається за графіками навантаження.

За видом фіксованого параметра розрізняють графіки активної, реактивної, повної потужності і струму електроприймача. Графіки відображають зміни навантаження за певний період. За цією ознакою їх поділяють на *добові* (24 год), *сезонні* та *річні*. Фактичний графік навантаження електроприймача може бути отриманий за допомогою реєструючих приладів, які фіксують зміну відповідного параметра в часі. Обриси добових графіків навантаження одного і того ж електроприймача змінюються в залежності від того, розглядається робоча доба або вихідні дні, від пори року. На його контур впливає і безліч випадкових факторів. Тому одним добовим графіком навантаження не можна охарактеризувати роботу електроприймача.

Для зручності розрахунків реально отриманий графік замінюють узагальненим. Зазвичай для кожного споживача дається кілька добових графіків, які характеризують його роботу у різний час року й у різні дні тижня. Це графіки зимової та літньої доби для робочих днів, графік вихідного дня. Основним є зимовий графік робочого дня. Його максимальне навантаження приймається за 100%, а ординати решти всіх графіків задаються у відсотках саме від цього значення.

За графіками однотипних підприємств отримують типові графіки навантаження, які наводяться в довідковій літературі. За відсутності графіків реактивної потужності їх можна отримати з графіків активної потужності. Для найбільшого (нб) навантаження:

$$Q_{\text{нб}} = P_{\text{нб}} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{\text{нб}}, \quad (3.57)$$

де  $\operatorname{tg}\varphi_{\text{нб}}$  – визначається за значенням  $\cos\varphi_{\text{нб}}$ , яке задається як вихідний параметр для кожного споживача.

За добовими графіками навантаження розробляють **річні графіки навантаження за тривалістю**. Навантаження на графіку розташовують у порядку їх зменшення від найбільшої  $P_{\text{нб}}$  до найменшої  $P_{\text{нм}}$  (рис. 3.18).

Графік за тривалістю навантажень застосовують у розрахунках техніко-економічних показників, розрахунках втрат електроенергії, в оцінці

використання устаткування протягом року. Площа, обмежена кривою графіка активного навантаження, чисельно дорівнює енергії, що споживав електроприймач протягом року:

$$W_{\text{рік}} = \sum P_i \cdot \Delta t_i, \quad (3.58)$$

де  $P_i$  – потужність  $i$ -го ступеня графіка;  $\Delta t_i$  – тривалість ступеня.

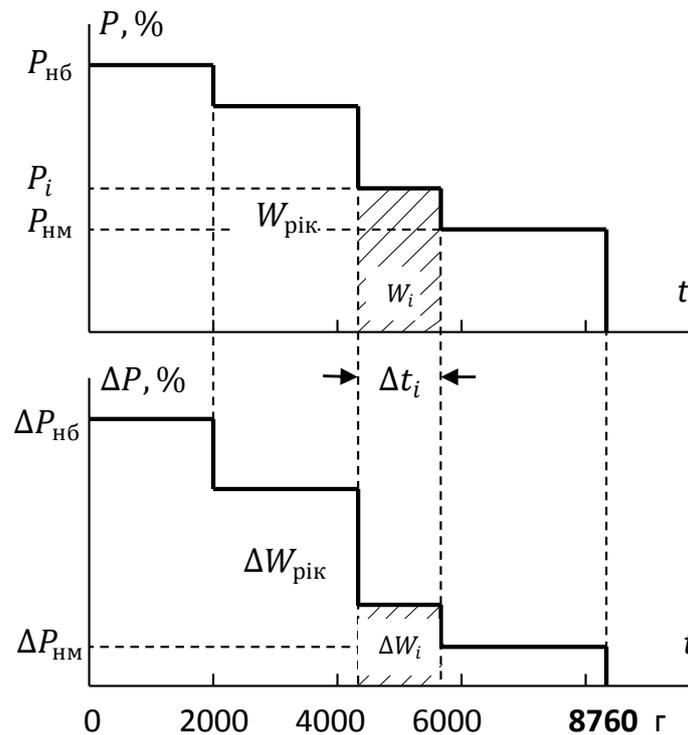


Рисунок 3.18 – Річні графіки за тривалістю: активної потужності  $P$  та втрат активної потужності  $\Delta P$

Середнє навантаження за рік дорівнює:

$$P_{\text{ср}} = W_{\text{рік}} / 8760.$$

Ступінь нерівномірності графіка роботи установки оцінюють коефіцієнтом заповнення:

$$k_{\text{зп}} = \frac{W_{\text{рік}}}{P_{\text{нб}} \cdot 8760} = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{нб}}}.$$

Коефіцієнт заповнення графіка показує, у скільки разів спожита кількість електроенергії менша за ту кількість енергії, яка була б спожита, якби навантаження установки весь час було максимальним. Вочевидь, чим рівномірніше графік, тим значення коефіцієнта заповнення ближче до одиниці.

Для характеристики графіка користуються *часом використання максимального навантаження*  $T_{нб}$ . Це **час, протягом якого під час роботи установки з максимальним навантаженням з мережі споживається така сама кількість електроенергії, що й за реальним графіком навантаження за рік**. Значення  $T_{нб}$  можна розрахувати так:

$$T_{нб} = W_{год} / P_{нб}.$$

Значення  $T_{нб}$  є важливим параметром графіка навантаження і для різних споживачів наводиться у довідковій літературі.

Аналогічно річному графіку навантаження за тривалістю для електричної мережі або якогось її послідовно увімкненого елемента, наприклад лінії, можна побудувати **річний графік за тривалістю для втрат потужності** (рис. 3.18). Відповідність між графіками є в кожному  $i$ -му ступені, залежність величини втрат потужності від потужності, що передається по лінії, має квадратичний характер. Ці втрати потужності називають навантажувальними ( $\Delta W_{рік}^{наб}$ ), оскільки вони змінюються залежно від потужності навантаження.

Площа, обмежена кривою графіка активного навантаження, чисельно дорівнює річним втратам навантажувальних потужностей в елементі мережі:

$$\Delta W_{рік}^{наб} = \sum \Delta P_i \cdot \Delta t_i.$$

Середня величина втрат потужності протягом року дорівнює:

$$\Delta P_{ср} = \Delta W_{рік}^{наб} / 8760.$$

Коефіцієнтом заповнення графіка за тривалістю для втрат потужності:

$$k_{зп}^{\Delta P} = \frac{\Delta W_{рік}^{наб}}{\Delta P_{нб} \cdot 8760} = \frac{\Delta P_{ср}}{\Delta P_{нб}}.$$

Нерівномірність графіка за тривалістю для  $\Delta P$  вище, у графіка навантаження ( $k_{3П}^{\Delta P} \leq k_{3П}$ ). Умова рівності коефіцієнтів заповнення має місце лише за постійного навантаження ( $k_{3П}^{\Delta P} = k_{3П} = 1$ ).

З річного графіка за тривалістю для  $\Delta P$  можна отримати *час найбільших втрат потужності*  $\tau$  – це час, протягом якого при роботі установки з максимальним навантаженням втрати потужності складуть величину, що дорівнює річним втратам при роботі за реальним графіком навантаження.

Математичний запис наведеного формулювання простий:

$$\tau = \Delta W_{\text{рік}}^{\text{наб}} / \Delta P_{\text{нб}}.$$

Значення  $\tau$  є важливим параметром річного графіка за тривалістю для  $\Delta P$ , який використовується для розрахунку втрат електричної енергії:

$$\Delta W_{\text{рік}}^{\text{наб}} = \tau \cdot \Delta P_{\text{нб}}. \quad (3.59)$$

Час найбільших втрат потужності  $\tau$  широко застосовується для розрахунку втрат електричної енергії в електричній мережі та її елементах.

Визначати можна безпосередньо з графіків за тривалістю. Для типових графіків пікової форми  $\tau$  знаходять за графічними залежностями  $\tau = f(T_{\text{нб}}, \cos\varphi)$  та емпіричними формулами. Зокрема для річних втрат використовують формулу:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{нб}}}{10\,000}\right)^2 \cdot 8760, \text{ час.} \quad (3.60)$$

Більш детально використання розглянуто в розділі, присвяченому розрахунку втрат електричної енергії.

### **3.3.3. Статичні характеристики навантажень споживачів**

Споживачі електроенергії різні за складом і режимом роботи використовуваних електроприймачів. Енергосистема забезпечує живленням промислові підприємства, житлові будинки та комунально-побутові підприємства, електрофікований транспорт тощо. Для промислових підприємств основним видом електроприймачів є асинхронний двигун, що

характеризується обов'язковим споживанням реактивної потужності, і працює з різним  $\cos\varphi$  в залежності від завантаження двигуна. На промислових підприємствах можуть використовуватися синхронні двигуни великої номінальної потужності, для яких нормальними режимами є як споживання, так і генерація реактивної потужності. Комунально-побутове навантаження, що раніше вважалося переважно активним (освітлення, нагрівальні прилади), зараз споживає помітну величину і має стійку тенденцію до подальшого зростання реактивної потужності. Це пов'язано з дедалі ширшим застосуванням складно-побутової техніки. Зростає питома вага спеціальних видів навантаження - випрямлячів та інверторів, електрохімії та електрометалургії, електрофікованого залізничного та міського транспорту. Значну частину споживання електроенергії становлять втрати у мережах. Характерний нашій країні приблизний склад комплексного навантаження, %, наведено нижче:

Дрібні асинхронні двигуни.....	34
Великі асинхронні двигуни.....	14
Освітлення.....	25
Випрямлячі та інвертори, печі та нагрівальні прилади.....	10
Синхронні двигуни.....	10
Втрати в мережах.....	7

Важливою властивістю навантаження споживача є те, що значення її активної та реактивної потужностей залежать від напруги та частоти. *Статичними характеристиками навантаження за напругою  $P_n(U)$ ,  $Q_n(U)$  і частотою  $P_n(f)$ ,  $Q_n(f)$*  називають залежність активної та реактивної потужностей від напруги або частоти при повільно змінюваних параметрах режиму. Кожне значення  $P_n$ ,  $Q_n$  відповідає певному режиму, що встановився. Для порівняння, *динамічні характеристики* – це ті ж залежності, але з урахуванням перехідних процесів при параметрах режиму, що швидко змінюються.

Кожному споживачеві електроенергії притаманні власні статичні показники навантаження. Розглянемо їх для найбільш характерних приймачів.

**Освітлювальне навантаження**, що складається з ламп розжарювання, є чисто активним, не залежить від частоти і пропорційне квадрату напруги в припущенні, що опір нитки розжарювання не змінюється при нагріванні ( $r_H = const$ ):

$$P = U^2 / r_H \sim U^2 . \quad (3.61)$$

Якщо враховувати залежність  $r_H$  від відхилення температури, викликаного зміною напруги, то активна потужність освітлювального навантаження пропорційна напрузі в ступені 1,6. Статичні характеристики освітлювального навантаження наведено на рис. 3.19.

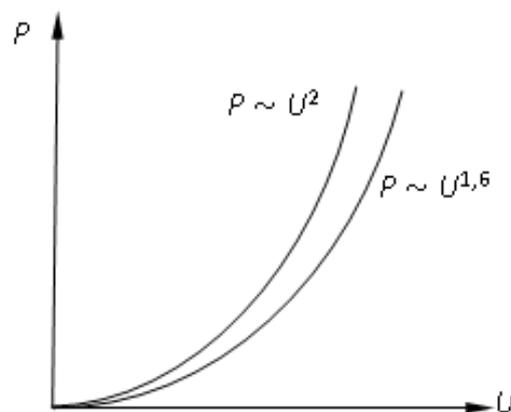


Рисунок 3.19 – Статичні характеристики активної освітлювальної потужності  $P(U)$

**Асинхронний двигун** споживає активну потужність, що визначається приводним у рух механізмом. Розрізняють три основні типи механічних характеристик функції кутової швидкості обертання  $\omega$ : а) механічний момент  $M_{мех}$  постійний; б) момент пропорційний швидкості; в) момент пропорційний квадрату швидкості. Подальші міркування виконані при допущенні, що  $M_{мех} = const$ . Спрощена схема заміщення асинхронного двигуна наведено нарис. 3.20.

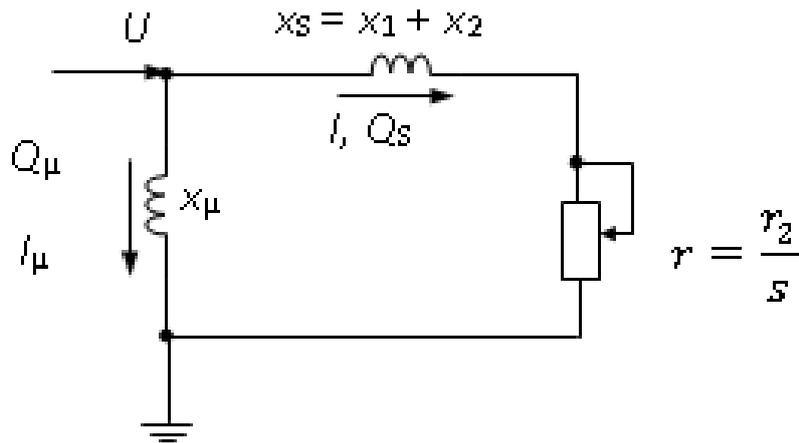


Рисунок 3.20 – Спрощена схема заміщення асинхронного двигуна

На схемі заміщено позначено  $x_s$  – сумарний опір обмоток статора ( $x_1$ ) та ротора ( $x_2$ ),  $r_2$  – наведений до статора опір ротора. Відповідно до схеми заміщення активна потужність, що споживається двигуном

$$P = 3 \cdot I^2 \cdot \frac{r_2}{s}, \quad (3.62)$$

де  $s$  – ковзання ротора.

Наближено вважають, що  $M_{\text{мех}} = P/\omega_0$ , де  $\omega_0$  – синхронна кутова швидкість обертання ротора. При такому припущенні відносні значення моменту і потужності дорівнюють ( $M^* = P^*$ ), а умова  $M_{\text{мех}} = \text{const}$  означає, що  $P = \text{const}$ . Щодо рівняння (3.62) із сказаного впливає, що:

$$3 \cdot I^2 \cdot \frac{r_2}{s} = \text{const},$$

та висновок про пропорційність ковзання квадрату струму:

$$s \sim I^2. \quad (3.63)$$

Важливими параметрами асинхронного двигуна є моментні характеристики (рис. 3.21, а), які дають залежність  $P(s)$ .

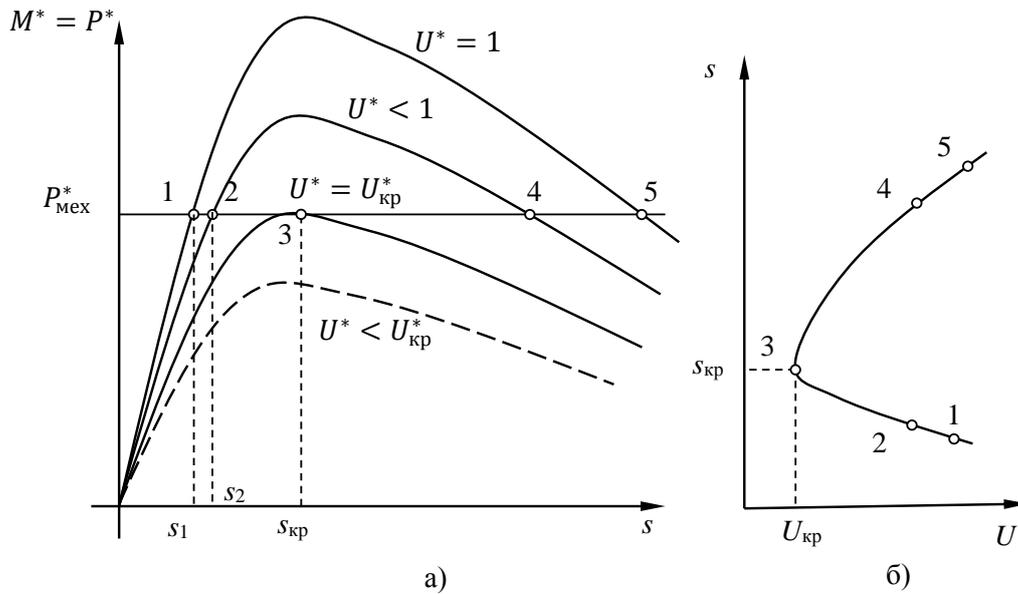


Рисунок 3.21 – Характеристики асинхронного двигуна: а) залежність  $P^*=f(s)$ ; б) залежність  $s = f(U)$

Режим роботи асинхронного двигуна, що встановився, буде в тому випадку, якщо дотримується рівність електричної потужності двигуна і механічної потужності, що передається їм в механізм ( $P = P_{мех}$ ). При номінальній напрузі ( $U^* = 1$ ) ця умова виконується у точці перетину характеристик  $P^* = f(s)$  і  $P_{мех}^* = const$  – це точка 1, якій відповідає ковзання  $s_1$ .

Зниження напруги ( $U^* < 1$ ) дає перетин у точці 2 зі збільшенням ковзання ( $s_2 > s_1$ ). У разі зниження напруги до критичної ( $U^* = U_{кр}^*$ ), характеристики  $P^* = f(s)$  та  $P_{мех}^* = const$  мають точку перетину 3 при ковзанні  $s_{кр}$ . При зниженні напруги до  $U^* < U_{кр}^*$ , максимальна потужність, що розвивається двигуном, менша за механічну ( $P_{макс}^* < P_{мех}^*$ ), двигун загальмовується і відключається або, як кажуть енергетики, «перекидається». При  $U < U_{кр}$  двигун втрачає стійкість роботи. Нестійкою є робота двигуна на низхідних частинах моментних характеристик при  $s > s_{кр}$ , тому стійка робота двигуна в точках 4, 5 неможлива.

Для точок 1 – 5 можна побудувати залежність ковзання зміни напруги  $s = f(U)$ , показану на рис. 3.21, б.

Реактивна потужність двигуна  $Q$  має дві складові (рис. 3.22):

$$Q = Q_{\mu} + Q_s, \quad (3.64)$$

де  $Q_{\mu}$  – намагнічуюча потужність;  $Q_s$  – реактивна потужність розсіювання, що втрачається в опорі розсіювання  $x_s$ .

Намагнічуюча потужність пропорційна квадрату напруги:  $Q_{\mu} = U^2 / x_{\mu}$ . При  $x = \text{const}$  залежність  $Q_{\mu} = f(U)$  є парабола. З урахуванням зменшення  $x_{\mu}$  за рахунок насичення крива дещо спрямовується (рис. 3.22).

Реактивна потужність розсіювання пропорційна квадрату струму:  $Q_s = 3I^2 x_s$  а, отже, згідно (3.63) – і ковзанню  $s$ . Тому функція  $Q_{\mu} = f(U)$  (рис. 3.22) якісно буде такою самою, як функція  $s = f(U)$ , показана вище на рисунку 3.21, б.

Статичну характеристику реактивної потужності асинхронного двигуна за напругою  $Q = f(U)$  знайдемо як суму двох кривих відповідно до (3.64). Верхня частина кривої відповідає точкам 4,5 на рисунку 3.21 і також є нестійкою.

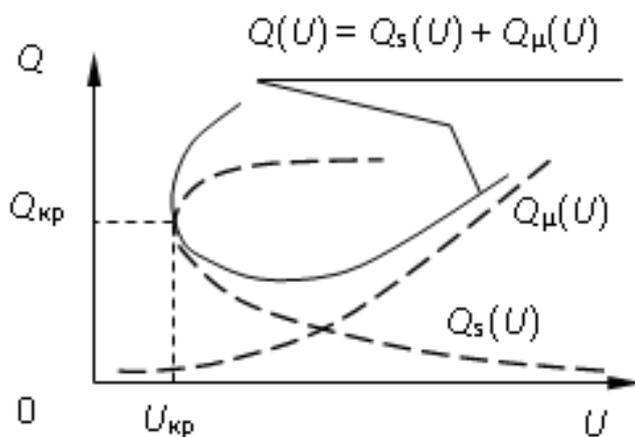


Рисунок 3.22 – Статичні характеристики реактивної потужності за напругою для асинхронного двигуна

Статичну характеристику активної потужності за напругою зазвичай приймають постійною  $P(U) = \text{const}$ , оскільки в невеликих межах відхилення

напруги у споживача зміни ковзання і швидкості асинхронного двигуна будуть незначні.

**Синхронний двигун** представимо спрощеною схемою заміщення, наведеної для неявнополюсної машини на рисунку 3.23, а.

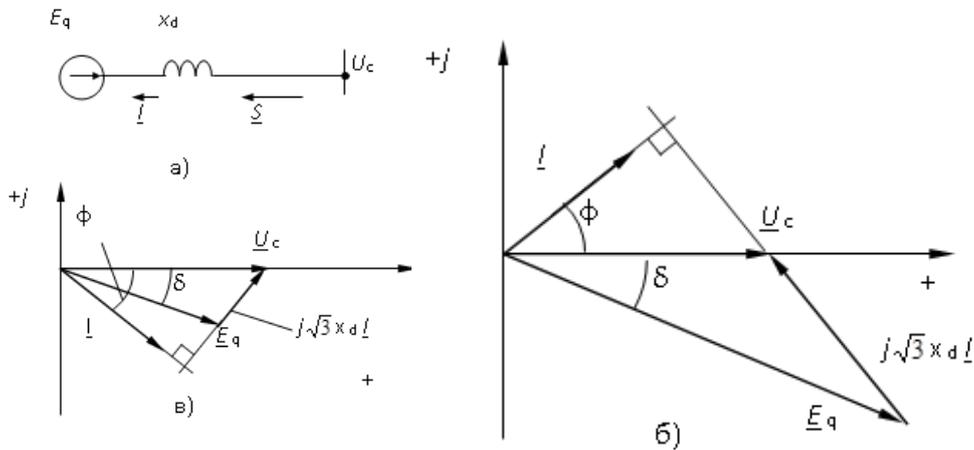


Рисунок 3.23 – Схема заміщення синхронного двигуна (а) та векторні діаграми в режимах перезбудження (б) та недозбудження (в)

За схемою заміщення можна скласти рівняння:

$$\underline{U}_c = \underline{E}_q + \sqrt{3} \underline{I} x_d, \quad (3.65)$$

де  $\underline{U}_c$  – напруга мережі;  $\underline{I}$  – струм статора;  $x_d$  – поздовжня індуктивність машини;  $\underline{E}_q$  – ЕРС холостого ходу.

Електрорушійна сила холостого ходу  $E_q$ , якщо не враховувати насичення, пропорційна струму збудження. Значення  $\underline{U}_c$  і  $\underline{E}_q$  визначаються режимом мережі та характером механізму, що наводиться,  $x_d$  – конструкцією двигуна. На відміну від інших параметрів, що входять до формули (3.65), значення  $E_q$  є регульованим при керуванні синхронним двигуном. Залежно від величини струму збудження синхронний двигун може працювати з перезбудженням або з недозбудженням. Названі режими показані на діаграмах, побудованих за рівнянням (3.65).

Діаграма на рисунку 3.23, б – відповідає режиму перезбудження, коли струм збудження забезпечує досить високий рівень ЕРС  $E_q > U_c$ . У цьому

вектор струму статора  $\underline{I}$  випереджає по фазі вектор напруги  $\underline{U}_c$ , тобто, струм  $I$ , споживаний з мережі, має ємнісний характер. Синхронний двигун у режимі перезбудження генерує реактивну потужність.

У режимі *недозбудження* (рис. 3.23, в) при малому струмі збудження  $E_q < U_c$ . У цьому режимі струм статора  $I$  відстає від напруги мережі  $U_c$ , тобто має індуктивний характер. Синхронний двигун у режимі недозбудження споживає реактивну потужність.

З рівняння (3.65) виводяться відомі аналітичні вирази, які призначені для визначення споживаних синхронним двигуном активної та реактивної потужностей і мають широке застосування в курсах «Електричні машини» та «Перехідні процеси в електричних системах»:

$$P = \frac{U_c \cdot E_q}{x_d} \cdot \sin\delta; \quad (3.66)$$

$$Q = \frac{U_c^2}{x_d} - \frac{U_c \cdot E_q}{x_d} \cdot \cos\delta. \quad (3.67)$$

Ці формули дають аналітичне пояснення та уточнення висновків, зроблених за діаграмами. З виразу (3.66) видно, що активній потужності  $P$ , яка визначається механізмом, що приводиться в рух, відповідає певне значення  $E_q \cdot \sin\delta$  ( $E_q \cdot \sin\delta \sim P$ ). Якщо активна потужність незмінна ( $P = \text{const}$ ), то величина  $\sin\delta$ , а значить і  $\delta$ , зменшуються зі збільшенням  $E_q$  і, навпаки, зростають при зменшенні  $E_q$ . У формулі (3.67) використовується  $\cos\delta$ , який збільшується та зменшується разом з  $E_q$ . У режимі перезбудження струм збудження піднімають до рівня, при якому  $E_q \cdot \cos\delta > U_c$ , в режимі недозбудження струм збудження знижують до рівня, при якому  $E_q \cdot \cos\delta < U_c$ . У першому випадку згідно (3.67) йде генерація реактивної потужності ( $Q < 0$ ), у другому - споживання ( $Q > 0$ ).

Статичні характеристики реактивної потужності синхронного двигуна визначаються рівнем струму збудження. Залежно від величини струму та системи збудження вони можуть бути абсолютно різними, що відрізняються якісно.

**Типові узагальнені статичні характеристики комплексного навантаження за напругою та частотою.** При розрахунках режимів електричних мереж до шин підстанції може бути підключено споживачі, які мають різний набір електроприймачів залежно від профілю діяльності. Якщо вузлом навантаження розглядається районна підстанція, наприклад, 110 кВ, то набір споживачів за характером навантаження буде дуже різноманітний. Статичні характеристики потужності по напрузі в таких випадках можна отримати дослідним шляхом, знімаючи залежності  $P_n(U)$ ,  $Q_n(U)$  у вузлах навантаження. Якщо ці показники невідомі, для розрахунків використовують типові узагальнені статичні показники. Ці характеристики отримані розрахунковим шляхом для комплексного навантаження із складом, наведеним на початку п. 3.3.3, та на рисунку 3.24 показані у відносних одиницях.

Поняття про статичні характеристики навантаження необхідне для пояснення статичної стійкості роботи енергосистеми, на яку впливає зміна навантаження. Цей вплив характеризується ступенем зміни активної й реактивної потужностей при зміні напруги або частоти та називається *регулюючим ефектом навантаження*. Чисельно регулюючий ефект оцінюється частковими похідними

$$\frac{\partial P_n}{\partial U}; \frac{\partial Q_n}{\partial U}; \frac{\partial P_n}{\partial f}; \frac{\partial Q_n}{\partial f}.$$

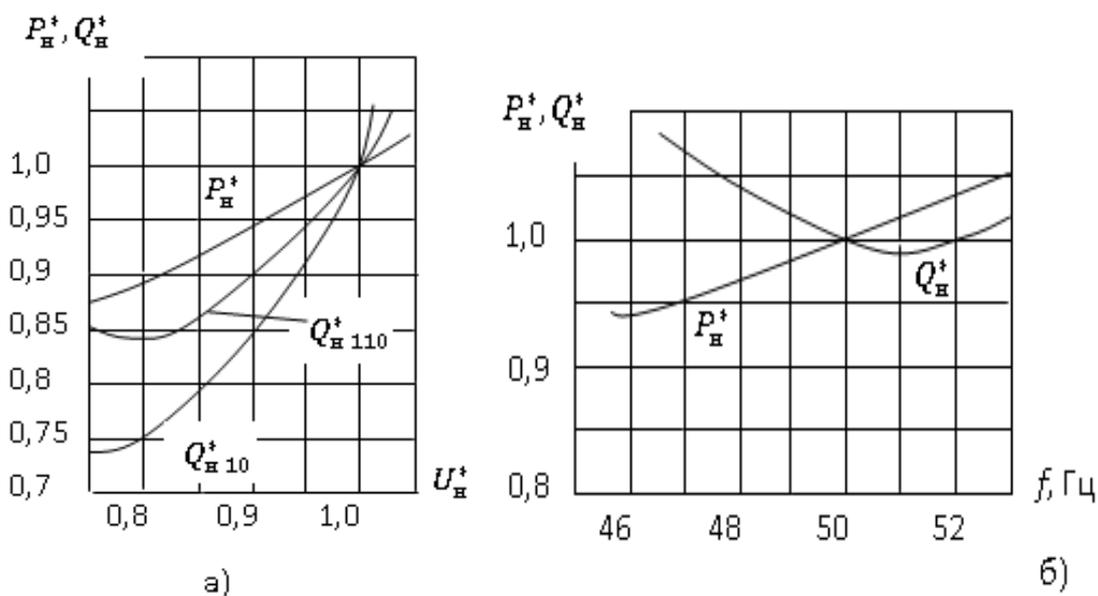


Рисунок 3.24 – Типові узагальнені статичні характеристики: а) по напрузі; б) по частоті

В електроенергетичній системі всі параметри режиму взаємопов'язані тією чи іншою мірою. З функцій, що розглядаються, найбільш суттєві і представляють особливий інтерес два зв'язки: активна потужність і частота ( $P$  і  $f$ ), реактивна потужність і напруга ( $Q$  і  $U$ ).

Згідно з наведеними на рисунку 3.24 статичним характеристикам регулюючий ефект активної потужності завжди позитивний і за напругою, і частотою:

$$\frac{\partial P_H}{\partial U} > 0; \quad \frac{\partial P_H}{\partial f} > 0. \quad (3.68)$$

Позитивний регулюючий ефект навантаження стабілізує роботу системи. Збільшення споживання активної потужності  $P_H$  призводить до зниження частоти  $f$  у системі. Це, своєю чергою, дає зниження  $P_H$  відповідно до статичної характеристики  $P_H(f)$ . Баланс активної потужності встановлюється із новим значенням  $f$ . Якби регулюючий ефект навантаження був негативним, то при зменшенні частоти активна потужність зростає б, що призвело б до додаткового зниження  $f$ , зростання  $P_H$  і, як наслідок, до втрати стійкості. Позитивний

регулюючий ефект навантаження є аналогом негативного зворотного зв'язку в теорії автоматичного керування, негативний регулюючий ефект – аналог позитивного зворотного зв'язку.

Статичні характеристики реактивної потужності за напругою для вузлів 110 кВ ( $Q_{н 110}$ ) і 10 кВ ( $Q_{н 10}$ ), а також частотою мають  $U$ -подібний характер. Нормальним режимам роботи відповідають ліва від мінімуму частина характеристик  $Q_{н}(f)$  та права характеристики  $Q_{н}(U)$ . Так як реактивна потужність надає непрямий вплив на частоту, основною залежністю за напругою є  $Q_{н}(U)$ , для якої регулюючий ефект позитивний і стабілізує вплив:

$$\frac{\partial Q_{н}}{\partial U} > 0. \quad (3.69)$$

При зниженні напруги в мережі нижче критичного рівня, якому відповідає мінімум кривої  $Q_{н}(U)$ , регулюючий ефект навантаження стає негативним:

$$\frac{\partial Q_{н}}{\partial U} < 0. \quad (3.70)$$

Зниження напруги нижче критичного призводить до лавинного зниження напруги, «перекидання» асинхронних двигунів, розвалу тієї частини системи електропостачання, де сталося зниження. Це називається *втратою стійкості навантаження*.

### **3.3.4. Завдання навантажень під час розрахунків режимів електричних мереж**

Параметри пасивних елементів схеми заміщення електричної мережі – ліній та трансформаторів – у розрахунках приймають постійними, ці елементи розглядають як лінійні. Активні елементи – навантаження та генератори – представляють у вигляді лінійних та нелінійних джерел. Залежно від способу завдання навантажень і генераторів рівняння режиму мережі, що встановився, виходять лінійними або нелінійними. Способи завдання навантажень залежать від виду мережі та цілей розрахунку.

1. Навантаження задається **постійним по модулю та фазі струмом**:

$$\underline{I}_H = I'_H + jI''_H = \text{const.} \quad (3.71)$$

Цей спосіб застосовується у розподільних мережах низької напруги ( $U_{\text{ном}} \leq 1$  кВ) і, як правило, у розподільних мережах високої напруги, з  $U_{\text{ном}} \leq 35$  кВ. При цьому режим роботи мережі, що встановився, описується системою лінійних алгебраїчних рівнянь.

У мережах живлення цей спосіб завдання навантаження призводить до неприпустимо великих похибок.

2. Навантаження визначається **постійною потужністю**:  $P_H = \text{const}$ ,  $Q_H = \text{const}$  або:

$$\underline{S}_H = P_H + jQ_H = \text{const.} \quad (3.72)$$

Такий спосіб завдання навантаження означає, що до вузла введено нелінійне джерело струму, величина якого залежить від напруги:

$$\underline{I}_H = \frac{\underline{S}_H^*}{\sqrt{3}\underline{U}^*} = \frac{P_H - jQ_H}{\sqrt{3}\underline{U}^*} = \text{var.} \quad (3.73)$$

Спосіб завдання навантаження  $\underline{S}_H = \text{const}$  дає нелінійні рівняння режиму, що встановився.

Даний спосіб використовується для розрахунків мереж, а також у ряді випадків розподільних мереж високої напруги. Навантаження мереж живлення підключається за трансформаторами, що мають пристрої регулювання напруги під навантаженням. Зміна напруги в мережі живлення не призводить до зміни напруги на шинах навантаження і зміни її потужності. Величина струму змінюватиметься відповідно до (3.73).

Не слід плутати спосіб  $\underline{S}_H = \text{const}$  із завданням навантаження потужністю при припущенні, що  $U = U_{\text{ном}}$ . Таке припущення вводить у формулу (3.73) пропорційну залежність між струмом і потужністю, робить рівняння режиму, що встановився, лінійними, а саме завдання навантаження – еквівалентним першому способу. Цей спосіб завдання навантаження широко застосовується у розподільних мережах.

3. Навантаження є **постійною провідністю** або опором (рис. 3.25):

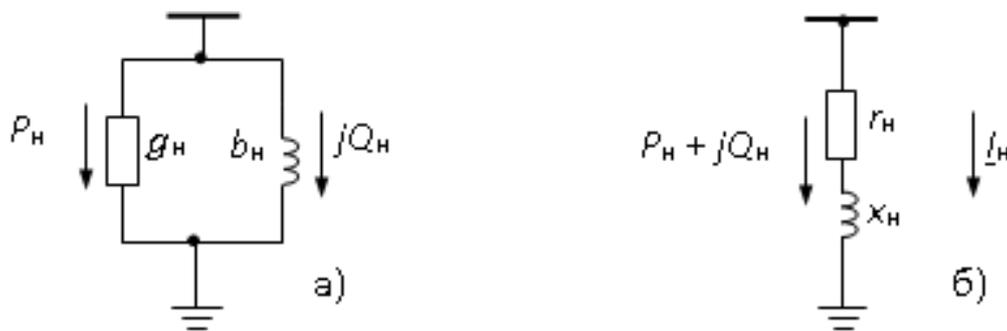


Рисунок 3.25 – Завдання навантаження: а) постійною провідністю; б) постійним опором

$$\underline{Y}_n = g_n - jb_n = \text{const} \text{ або } \underline{Z}_n = r_n + jx_n = \text{const}. \quad (3.74)$$

Такий спосіб еквівалентний завданням навантаження статичними характеристиками у вигляді квадратичних залежностей від напруги:

$$P_n = U^2 \cdot g_n; Q_n = U^2 \cdot b_n. \quad (3.75)$$

Рівняння режиму, що встановився, при заданні навантаження за умовами (3.74) або (3.75) нелінійні. Цей спосіб широко використовується при розрахунках перехідних процесів, де спостерігаються великі зниження напруги.

4. **Статичні характеристики** повніше відбивають властивості навантаження, ніж завдання постійними струмом, потужністю чи провідністю. Облік статичних характеристик по напрузі істотно впливає на результати розрахунків післяаварійних режимів, коли напруга сильно відрізняється від номінальної. Статичні характеристики по частоті повинні враховуватися при розрахунках післяаварійних режимів, що встановилися, в яких спостерігаються відхилення частоти від номінальної.

Використання статичних показників призводить до ускладнення розрахунків. При розрахунках на персональних комп'ютерах статичні характеристики  $P_n(U)$ ,  $Q_n(U)$  задають як поліномів функції напруги, зазвичай другого ступеня. Іноді для цієї мети використовують показові функції. У

багатьох випадках статичні характеристики навантаження у вузлах не відомі і можливе застосування лише типових.

### **3.3.5. Представлення генераторів при розрахунках ustalених режимів**

Завдання генеруючого вузла визначається функцією, яку він виконує.

1. **Постійною напругою по модулю та фазі:**  $U_{\Gamma} = \text{const}$ ,  $\delta_{\Gamma} = \text{const}$ . Для забезпечення заданих значень  $U_{\Gamma}$  і  $\delta_{\Gamma}$  у вузлі повинна генеруватися повна потужність, що забезпечує баланс активних і реактивних потужностей при будь-яких змінах навантажень, тобто.  $P_{\Gamma} = \text{var}$ ,  $Q_{\Gamma} = \text{var}$ . При цьому завданні генеруючий вузол є *базисним за напругою і балансуєчим за потужністю*.

Завдання генеруючого вузла  $U_{\Gamma} = \text{const}$ ,  $\delta_{\Gamma} = \text{const}$  є основним для генеруючих вузлів мережі.

2. **Постійними активною потужністю та модулем напруги:**  $P_{\Gamma} = \text{const}$ ,  $U_{\Gamma} = \text{const}$ . Задля забезпечення виконання цих умов повинні змінюватися фаза напруги ( $\delta_{\Gamma} = \text{var}$ ) і реактивна потужність ( $Q_{\Gamma} = \text{var}$ ). Вузол є *базисним за напругою та балансуєчим за реактивною потужністю*.

Цей спосіб застосовують для вузлів, в яких встановлені синхронні компенсатори або генератори, що використовують регулятори напруги з цільовим завданням підтримки  $U_{\Gamma} = \text{const}$ .

3. **Постійною потужністю:**  $P_{\Gamma} = \text{const}$ ;  $Q_{\Gamma} = \text{const}$ . Фіксована генерація. Завдання аналогічне до завдання навантажень із протилежним знаком. Зазвичай використовується для обліку фіксованих перетікань потужності зовнішніх зв'язків.

### **Питання для самоперевірки**

1. Які існують схеми заміщення ліній електропередачі. Наведіть формули для розрахунків параметрів схеми заміщення.

2. У чому різниця в конструкції повітряних та кабельних ліній з точки зору параметрів схеми заміщення?
3. Який вигляд має схема заміщення двообмоткового трансформатора? За якими формулами розраховуються параметри схеми заміщення?
4. Охарактеризуйте особливості конструкції та роботи трифазного двообмоткового трансформатор з розщепленою обмоткою нижчої напруги.
5. Який вигляд має схема заміщення триобмоткового трансформатора. За якими формулами розраховуються параметри схеми заміщення.
6. Охарактеризуйте особливості конструкції та роботи автотрансформатора. Що розуміється під прохідною та типовою потужністю автотрансформатора?
7. Назвіть існуючі типи споживачів електричної енергії.
8. Що таке графіки навантаження споживачів електричної енергії. Поясніть фізичний сенс та використання параметрів  $T_{нб}$  і  $\tau$ .
9. Що розуміється під статичними характеристиками навантаження споживачів? Що таке регулюючий ефект навантаження?
10. Якими параметрами задаються навантаження та генератори при розрахунках усталених режимів в електричних мережах.

## ГЛАВА 4 . РОЗРАХУНКИ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

### 4.1. Основні поняття та визначення

Для розрахунків режимів електричної системи її представляють у вигляді електричного кола, призначеного для виробництва, розподілу та споживання електроенергії. При цьому використовується термінологія, близька до прийнятої в теорії електричних кіл.

*Схемою заміщення* (або просто схемою) називають графічне зображення електричного кола, що показує послідовність з'єднання її ділянок і відображає властивості електричного кола, який аналізується.

*Гілкою* називають ділянку електричного кола, що складається з послідовно з'єднаних елементів. Характерною особливістю є наявність однакового струму у всіх елементах гілки.

*Вузлом* називають місце з'єднання двох чи більше гілок. Однією гілкою може бути джерело струму.

*Контур* – це будь-який замкнений шлях, що проходить кількома гілками.

Якщо схема не містить контурів, то вона називається розімкненою. У розімкнених мережах живлення кожного навантаження можна здійснювати тільки з одного боку (рис. 4.1, а). Кожен вузол отримує живлення не більше, ніж по одній гілці. У разі вимкнення будь-якої гілки припиняється живлення всіх навантажень, потужність яких проходить по цій гілці.

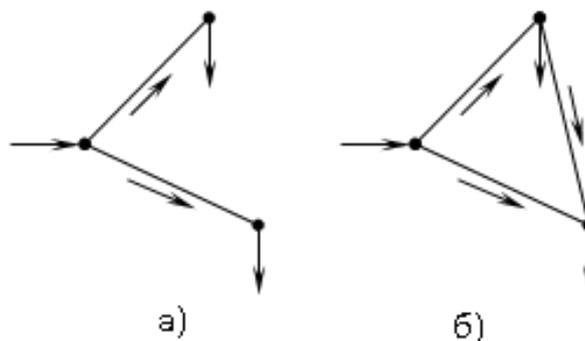


Рисунок 4.1 – Схема з'єднання електричної мережі: а – розімкнена; б – замкнена

Схема, що містить хоча б один контур, називається *замкненою*. У замкненій мережі є хоча б один вузол, що отримує живлення по двох або більше гілках (рис. 4.1 б). Вимкнення будь-якої гілки не призводить до припинення живлення.

*Пасивні елементи* схем заміщення (опори та провідності) створюють шляхи для проходження електричного струму. Розглядають поздовжні та поперечні елементи. *Поперечні* пасивні елементи – це гілки, увімкнені між вузлами схеми і нейтраллю, вузлом, що має нульовий потенціал. На рис. 1.9, а нейтраль – це нульова точка зірки опорів  $z_{\text{нав}}$ , на рис. 1.9, б цей же вузол – земля. *Поздовжні* елементи – це гілки, що з'єднують усі вузли, крім вузлів із нульовим потенціалом, тобто, з нейтраллю. Поздовжні гілки включають активні та індуктивні опори ліній електропередачі та обмоток трансформаторів, ємність пристроїв поздовжньої компенсації. Поперечні пасивні елементи відповідають провідності ліній електропередачі на землю, реакторам і конденсаторам, увімкненим на землю. У деяких випадках втрати в сталі трансформаторів подаються в схемі заміщення як поперечні провідності.

*Активні елементи* схем заміщення – це джерела ЕРС та струму. Для них найбільш характерним є те, що вони визначають напругу або струми у вузлах приєднання цих елементів до кола, незалежно від інших параметрів режиму схеми.

У курсі «Електричні системи та мережі» розглядають режими мережі, що встановилися (усталені режими). При цьому для розрахунку режимів використовують *рівняння усталеного режиму*.

Усталені режими кіл, що містять тільки лінійні пасивні елементи і постійні за модулем і фазою активні елементи, описуються лінійними рівняннями алгебри - *лінійними рівняннями усталеного режиму*. Такі кола називають *лінійними електричними колами*. Цей випадок відповідає розрахунку усталених режимів електричних систем при заданні навантаження споживачів струмами, постійними за модулем і фазою.

У розрахунках ustalених режимів електричних систем нелінійність пасивних елементів, зазвичай, не враховують. У цьому сенсі поздовжня частина схеми завжди лінійна. У той самий час, зазвичай, враховують нелінійні характеристики джерел струму. Нелінійність джерела струму відповідає завданням у вузлах навантаження постійною потужністю або її статичними характеристиками, що визначають залежність потужності від напруги. Усталені режими електричних систем з нелінійними джерелами струму описуються нелінійними рівняннями алгебри - *нелінійними рівняннями усталеного режиму*.

#### **4.2. Вирази для розрахунку параметрів режиму лінії електропередачі**

Завдання розрахунку режиму полягає у визначенні параметрів режиму, до яких належать:

- значення струмів у елементах мережі;
- значення напруги у вузлах мережі;
- значення потужностей на початку та в кінці елемента мережі;
- значення втрат потужності та електроенергії.

Розрахунок цих величин необхідний для вибору устаткування, забезпечення якості електроенергії, оптимізації режимів роботи мереж.

Вихідними даними для розрахунку режиму є:

- схема електричних з'єднань та її параметри – значення опорів та провідностей її елементів;
- потужності навантажень чи їх графіки потужності;
- значення напруги в окремих точках мережі.

Теоретично мережу можна розрахувати за допомогою методів, відомих у теорії основ електротехніки, що ґрунтуються на законах Кірхгофа. Проте, безпосереднє їх застосування ускладнено з двох причин:

- велика кількість елементів у реальній мережі;
- специфіка завдання вихідних даних.

Специфіка завдання вихідних даних на прикладі *окремо взятої лінії з одностороннім живленням* полягає в наступному. Напруга задається на

початку лінії, де розташоване джерело живлення. Навантаження підключено в кінці лінії, там задається споживана потужність. Для того, щоб використовувати I закон Кірхгофа у вузлі живлення, треба знати потужності на початку лінії. Щоб використати I закон Кірхгофа у приймаючому вузлі, треба знати напругу наприкінці лінії. Для їх визначення треба обчислити втрати потужності та падіння напруги в лінії, а для цього необхідно знати струм. Струм на початку розрахунку невідомий. Використання II закону Кірхгофа не виходить з цих же причин. Тому застосовувати закони Кірхгофа безпосередньо для отримання коректного математичного рішення неможливо.

Розглянемо векторну діаграму лінії електропередачі (рис. 4.2 а), в кінці якої задані напруга  $\underline{U}_2$  і навантаження  $\underline{S}_2$ . Направимо в комплексній площині вектор  $\underline{U}_2$  за дійсною віссю (рис. 4.2 б), прийнявши його за вихідний.

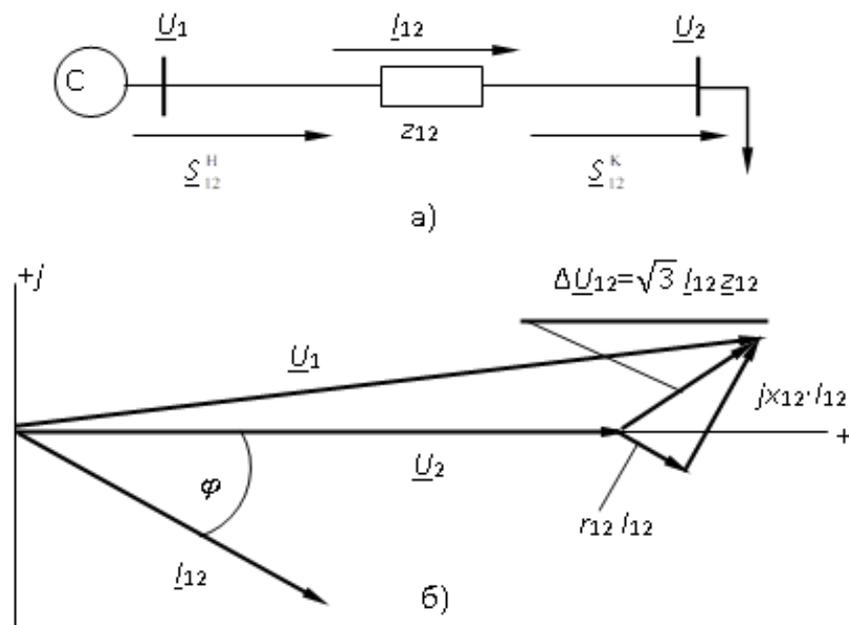


Рисунок 4.2 – Лінія з одностороннім живленням (а) та її векторна діаграма (б)

Струм  $\underline{I}_{12}$  відстає від напруги  $\underline{U}_2$  по фазі на кут  $\varphi$ , так як коло має індуктивний характер. Вектор напруги на початку лінії  $\underline{U}_1$  побудований у відповідності з рівнянням:

$$\underline{U}_1 = \underline{U}_2 + \Delta \underline{U}_{12}, \quad (4.1)$$

де  $\Delta \underline{U}_{12} = \sqrt{3} \cdot I_{12} \cdot (r_{12} + jx_{12})$ .

Вектор  $\Delta \underline{U}_{12}$ , що є геометричною різницею між векторами напруги на початку  $\underline{U}_1$  і наприкінці  $\underline{U}_2$  лінії, називають *падінням напруги* в лінії. Алгебраїчна різниця між діючими значеннями напруги на початку  $U_1$  і кінці  $U_2$  лінії називається *втратою напруги*.

Розглянемо детальніше векторну діаграму напруги (рис. 4.3, а). Індекс «к» на осях комплексної площини показує, що її координати прив'язані до вектора напруги в кінці лінії  $\underline{U}_2$ , який прийнятий як вихідний для діаграми і збігається з дійсною віссю  $\underline{U}_2 = U_2$ .

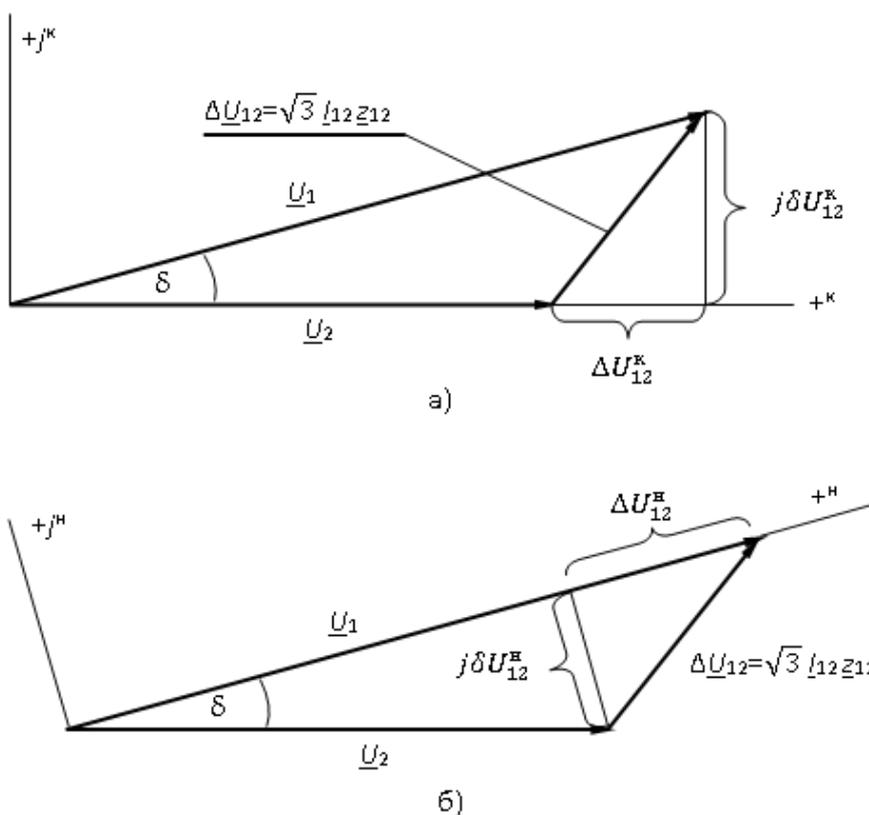


Рисунок 4.3 – Векторні діаграми лінії при заданні параметрів режиму:

а – наприкінці лінії; б – на початку лінії

Вектор падіння напруги  $\Delta \underline{U}_{12}$  (4.1) можна замінити через його проекції на дійсну і уявну осі. Тоді комплекс напруги на початку лінії дорівнюватиме:

$$\underline{U}_1 = U_2 + \Delta U_{12}^K + j\delta U_{12}^K. \quad (4.2)$$

Найчастіше при розрахунках режимів мережі інтерес представляє модуль комплексної величини напруги:

$$U_1 = \sqrt{(U_2 + \Delta U_{12}^K)^2 + (\delta U_{12}^K)^2}. \quad (4.3)$$

Кут між векторами напруги на початку та в кінці лінії:

$$\delta = \text{arc tg } \frac{\delta U_{12}^K}{U_2 + \Delta U_{12}^K}. \quad (4.4)$$

Розрахунок напруги на початку лінії за параметрами режиму, заданими в кінці лінії вимагає визначення поздовжньої та поперечної складових падіння напруги. Виведемо формули їх розрахунку. За законом Ома:

$$\Delta U_{12} = \sqrt{3} I_{12} z_{12}.$$

З урахуванням того, що згідно (1.9):

$$\underline{I}_{12} = \frac{S_{12}^*}{\sqrt{3} \underline{U}_2},$$

представимо падіння напруги в наступному вигляді:

$$\Delta \underline{U}_{12} = \frac{P_{12}^K - jQ_{12}^K}{U_2} (r_{12} + jx_{12}) = \frac{P_{12}^K r_{12} + Q_{12}^K x_{12}}{U_2} + j \frac{P_{12}^K x_{12} - jQ_{12}^K r_{12}}{U_2}.$$

З отриманого виразу випливають вирази для ортодоксальних складових падіння напруги, розрахованих за формулами для кінця лінії, – поздовжньої  $\Delta U_{12}^K$  (проекція на речову вісь "+") і поперечної  $\delta U_{12}^K$  (проекція на уявну вісь "+j"):

$$\Delta U_{12}^K = \frac{P_{12}^K r_{12} + Q_{12}^K x_{12}}{U_2}; \quad \delta U_{12}^K = \frac{P_{12}^K x_{12} - jQ_{12}^K r_{12}}{U_2}. \quad (4.5)$$

Визначимо втрати потужності лінії електропередачі у разі розрахунку режиму її роботи при заданні напруги і потужності кінці лінії:

$$\Delta \underline{S}_{12}^K = 3 \cdot I_{12}^2 \cdot \underline{z}_{12} = \frac{(S_{12}^K)^2}{U_2^2} \cdot (r_{12} + jx_{12}) = \frac{(P_{12}^K)^2 + (Q_{12}^K)^2}{U_2^2} \cdot (r_{12} + jx_{12}). \quad (4.6)$$

Потужності на початку і в кінці лінії будуть відрізнятися за рахунок втрат потужності:

$$\underline{S}_{12}^H = \underline{S}_{12}^K + \Delta \underline{S}_{12}^K. \quad (4.7)$$

Якщо вихідним прийняти вектор  $U_1$  (рис. 4.3, б), що відповідає заданню параметрів режиму  $\underline{S}_{12}^H$  і  $\underline{U}_1$  на початку лінії, то дійсна вісь буде збігатися з вектором  $\underline{U}_1$  ( $\underline{U}_1 = U_1$ ). Координати комплексної площини повернуться на кут  $\delta$ . Взаємне розташування векторів не змінюється залежно від координат, тому розрахунок режиму лінії можна проводити при будь-яких координатах. Змінюються проекції векторів на осі, зокрема проекції вектора падіння напруги  $\Delta \underline{U}_{12}$ :

$$\Delta U_{12}^H \neq \Delta U_{12}^K; \quad \delta U_{12}^H \neq \delta U_{12}^K.$$

Зміна верхніх індексів на "н" відповідає умові розрахунку електропередачі при заданні напруги та потужності на початку лінії електропередачі. Відповідно зміниться рівняння до розрахунку параметрів режиму лінії електропередачі:

$$\Delta U_{12}^H = \frac{P_{12}^H r_{12} + Q_{12}^H x_{12}}{U_1}; \quad \delta U_{12}^H = \frac{P_{12}^H x_{12} - j Q_{12}^H r_{12}}{U_1}. \quad (4.8)$$

$$\underline{U}_2 = U_1 - \Delta U_{12}^H - j \delta U_{12}^H; \quad (4.9)$$

$$U_2 = \sqrt{(U_1 - \Delta U_{12}^H)^2 + (\delta U_{12}^H)^2}; \quad (4.10)$$

$$\delta = \arctg \frac{\delta U_{12}^H}{U_1 - \Delta U_{12}^H}. \quad (4.11)$$

$$\Delta \underline{S}_{12}^H = \frac{(S_{12}^H)^2}{U_1^2} \cdot (r_{12} + jx_{12}) = \frac{(P_{12}^H)^2 + (Q_{12}^H)^2}{U_1^2} \cdot (r_{12} + jx_{12}); \quad (4.12)$$

$$\underline{S}_{12}^K = \underline{S}_{12}^H - \Delta \underline{S}_{12}^H. \quad (4.13)$$

Поперечну складову падіння напруги  $\delta U_{12}^H$  враховують у лініях з  $U_{\text{ном}} \geq 220$  кВ. На розрахунок мережі 110 кВ облік  $\delta U_{12}^H$  позначається незначно.

Існують формули для розрахунку режиму лінії при заданні вихідних параметрів режиму в кінці лінії (4.2) – (4.7) і є формули для розрахунку режиму лінії при заданні вихідних параметрів на початку лінії (4.8) – (4.13). Насправді присутня інша ситуація: навантаження задано у кінці лінії, а напруга – на початку. Коректних математичних формул щодо такого розрахунку немає. Протиріччя між наявним математичним описом і реальною практикою вирішується різними шляхами в різних мережах.

При розрахунку розподільних мереж з  $U_{\text{ном}} \leq 35$  кВ приймають низку допущень, що спрощують розрахунок. У мережах живлення з  $U_{\text{ном}} = 110$  кВ і вище використовують розрахунки методами математичного наближення.

### **4.3. Наведені та розрахункові навантаження підстанцій**

На рисунку 4.4, а наведено схему електричної мережі з трьома знижувальними підстанціями ПС1 – ПС3, які отримують живлення від центру живлення ЦП. Схема заміщення (рис. 4.4, б) враховує кожен підстанцію двома вузлами. На нижчій стороні ( $\underline{U}_H$ ) включено навантаження ( $\underline{S}$ ), на стороні високої напруги ( $\underline{U}_B$ ) враховано втрати холостого ходу трансформаторів ( $\Delta \underline{S}_x$ ) і половина реактивної (зарядної) потужності ( $Q_c$ ), що генерується кожною лінією, що підходить до підстанції.

Розрахункова схема заміщення ділянки мережі є досить складною конфігурацією, якщо враховувати повну схему заміщення ЛЕП і трансформаторів. Для спрощення розрахункових схем мереж із номінальною напругою до 220 кВ включно вводять поняття "наведених", "розрахункових" навантажень.

Для зменшення кількості вузлів у схемі заміщення для спрощення розрахунків використовують навантаження ( $\underline{S}_{\text{пр}}$ ), що наведені до вищої сторони трансформатора. Наведене навантаження розташовується в  $i$ -му вузлі вищої

напруги (рис. 4.4, в) і відрізняється від навантаження на нижчому боці на величину втрат потужності в трансформаторах:

$$\underline{S}_{\text{пр}i} = \underline{S}_i + \Delta\underline{S}_{\text{обм}i} + \Delta\underline{S}_{\text{x}i}, \quad (4.14)$$

де  $\Delta\underline{S}_{\text{обм}i}$  і  $\Delta\underline{S}_{\text{x}i}$  – втрати потужності трансформаторів підстанції в обмотках та сталі.

Для проведення розрахунків у мережах 110 кВ частіше користуються розрахунковими навантаженнями (рис. 4.4, г), які включають напівсуму зарядних потужностей всіх відповідних до підстанції ліній. Для  $i$ -ої підстанції:

$$\underline{S}_{\text{р}i} = \underline{S}_{\text{пр}i} - j \sum_{k=1}^n \frac{Q_{c ik}}{2}, \quad (4.15)$$

де  $k$  і  $n$  – номер та кількість вузлів, з якими пов'язана лініями вузол  $i$ .

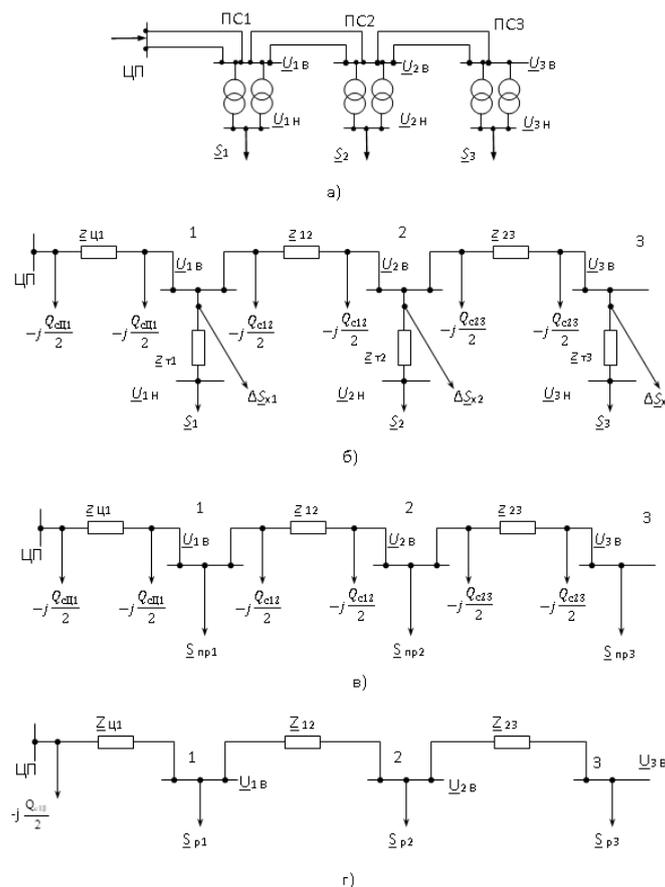


Рисунок 4.4 – Подання навантаження до розрахункової схеми: а) вихідна схема; б) повна схема заміщення; в) схема заміщення з наведеним навантаженням; г) схема заміщення з розрахунковим навантаженням

Введення розрахункового навантаження підстанцій призводить до певної похибки розрахунку, пов'язаної з тим, що на момент визначення розрахункового навантаження дійсна напруга у вузлах невідома. Розрахунок зарядної потужності ліній виконують при номінальній напрузі мережі:

$$Q_{c\ ik} = U_{\text{ном}}^2 b_{ik},$$

де  $b_{ik}$  – ємнісна провідність лінії, підключеної до вузла  $i$ .

Втрати потужності у трансформаторах знаходять при номінальній напрузі трансформаторів за формулами, наведеними вище (див. § 3.2).

#### **4.4. Розрахунок розімкненої мережі живлення в два етапи**

Основними методами розрахунку режимів електричних мереж 110 кВ і вище є методи математичного наближення, які забезпечують розрахунок режиму з практично будь-якою заданою точністю. У програмах розрахунку поточкорозподілу на комп'ютерах можна використовувати ітераційні методи: простих ітерацій, Зейделя, Ньютона та інших.

*Розрахунок розімкненої мережі у два етапи* є різновидом ітераційних методів, фактично – це метод послідовних наближень, який в силу простоти виконання розрахунків може бути використаний для ручного розрахунку, що і знаходило застосування до широкого поширення комп'ютерної техніки. Для навчального процесу цей метод викликає інтерес із погляду ознайомлення з підходом до розрахунків режимів ітераційними методами.

На початку розрахунку задаються першим наближенням напруги у вузлах (нульова ітерація). Зазвичай за нульову ітерацію приймають припущення про те, що напруги у всіх вузлах схеми рівні між собою і дорівнюють номінальному значенню мережі. За прийнятим значенням напруги та заданої потужності споживачів можна розрахувати значення параметрів режиму, у тому числі значення напруги у вузлах мережі. Ці значення напруги будуть другим

наближенням (першою ітерацією). Розрахунок повторюють до тих пір, поки результати наступних наближень не відрізнятимуться один від одного з заданою точністю. Найчастіше для отримання несупорядливих, але прийнятних для оцінки режиму результатів, достатньо 1-2 ітерацій.

Кожна ітерація за цим методом виконується у два етапи.

На першому етапі нульової ітерації роблять припущення, що напруга у всіх вузлах, крім базисного, дорівнює номінальній (або середньоніомінальній), і за формулами для кінця лінії (4.6), (4.7) визначають потужність на початку кожної ділянки мережі. На другому етапі послідовно, починаючи з найближчого до базисного, розраховують напруги у всіх вузлах за формулами для початку лінії (4.8), (4.10).

**Приклад розрахунку.** Нехай у розімкненій мережі (рис. 4.5) задані необхідні параметри схеми заміщення, розрахункові навантаження у вузлах та напруга в центрі живлення.

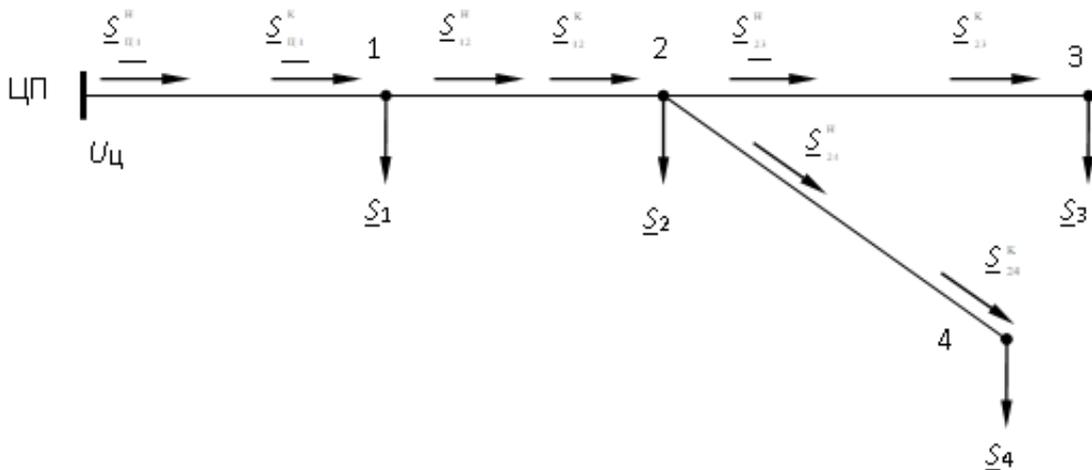


Рисунок 4.5 – Розрахунок розімкненої мережі живлення

*I етап.* Приймаємо:  $U_1 = U_2 = U_3 = U_4 = U_{ном}$ . Проводимо розрахунок по формулам для завдання напруги та навантаження в кінці лінії:

$$\underline{S}_{23}^K = \underline{S}_3;$$

$$\Delta \underline{S}_{23}^K = \frac{(P_{23}^K)^2 + (Q_{23}^K)^2}{U_3^2} \cdot (r_{23} + jx_{23}); \quad \underline{S}_{23}^H = \underline{S}_{23}^K + \Delta \underline{S}_{23}^K.$$

$$\underline{S}_{24}^K = \underline{S}_4;$$

$$\Delta \underline{S}_{24}^K = \frac{(P_{24}^K)^2 + (Q_{24}^K)^2}{U_4^2} \cdot (r_{24} + jx_{24}); \quad \underline{S}_{24}^H = \underline{S}_{24}^K + \Delta \underline{S}_{24}^K.$$

$$\underline{S}_{12}^K = \underline{S}_2 + \underline{S}_{23}^H + \underline{S}_{24}^H;$$

$$\Delta \underline{S}_{12}^K = \frac{(P_{12}^K)^2 + (Q_{12}^K)^2}{U_2^2} \cdot (r_{12} + jx_{12}); \quad \underline{S}_{12}^H = \underline{S}_{12}^K + \Delta \underline{S}_{12}^K.$$

$$\underline{S}_{\text{ц1}}^K = \underline{S}_1 + \underline{S}_{12}^H;$$

$$\Delta \underline{S}_{\text{ц1}}^K = \frac{(P_{\text{ц1}}^K)^2 + (Q_{\text{ц1}}^K)^2}{U_1^2} \cdot (r_{\text{ц1}} + jx_{\text{ц1}}); \quad \underline{S}_{\text{ц1}}^H = \underline{S}_{\text{ц1}}^K + \Delta \underline{S}_{\text{ц1}}^K.$$

*II етап.* Проводимо розрахунок за формулами для початку лінії:

$$\Delta U_{\text{ц1}}^H = \frac{P_{\text{ц1}}^H r_{\text{ц1}} + Q_{\text{ц1}}^H x_{\text{ц1}}}{U_{\text{ц}}}; \quad \delta U_{\text{ц1}}^H = \frac{P_{\text{ц1}}^H x_{\text{ц1}} - j Q_{\text{ц1}}^H r_{\text{ц1}}}{U_{\text{ц}}}.$$

$$U_1 = \sqrt{(U_{\text{ц}} - \Delta U_{\text{ц1}}^H)^2 + (\delta U_{\text{ц1}}^H)^2}.$$

$$\Delta U_{12}^H = \frac{P_{12}^H r_{12} + Q_{12}^H x_{12}}{U_1}; \quad \delta U_{12}^H = \frac{P_{12}^H x_{12} - j Q_{12}^H r_{12}}{U_1};$$

$$U_2 = \sqrt{(U_1 - \Delta U_{12}^H)^2 + (\delta U_{12}^H)^2}.$$

$$\Delta U_{23}^H = \frac{P_{23}^H r_{23} + Q_{23}^H x_{23}}{U_2}; \quad \delta U_{23}^H = \frac{P_{23}^H x_{23} - j Q_{23}^H r_{23}}{U_2};$$

$$U_3 = \sqrt{(U_2 - \Delta U_{23}^H)^2 + (\delta U_{23}^H)^2}.$$

$$\Delta U_{24}^H = \frac{P_{24}^H r_{24} + Q_{24}^H x_{24}}{U_2}; \quad \delta U_{24}^H = \frac{P_{24}^H x_{24} - j Q_{24}^H r_{24}}{U_2};$$

$$U_4 = \sqrt{(U_2 - \Delta U_{24}^H)^2 + (\delta U_{24}^H)^2}.$$

У цьому розрахунок нульового наближення закінчується.

На *першому етапі* наступних ітерацій у формулах (4.6), (4.7) використовують значення напруг у вузлах, отримані на *другому етапі попередньої ітерації*. Розрахунок триває до того часу, поки зміна напруги у кожному вузлі стане менше точності, необхідної для розрахунку.

Так як методи математичного наближення дозволяють отримати розрахунок з будь-якою заданою точністю, похибки розрахунку визначаються, в основному, достовірністю використовуваних параметрів схеми заміщення, потужності навантажень і напруги в центрі живлення.

За ручного розрахунку зазвичай прораховують одну ітерацію.

#### 4.5. Особливості розрахунку режиму розімкнених розподільних мереж з $U_{\text{ном}} \leq 35$ кВ

За призначенням у схемі електропостачання розподільні мережі з  $U_{\text{ном}} \leq 35$  кВ є місцевими. У таких мережах навантаження задають постійним по модулю і фазі струмом. При цьому усталений режим роботи мережі описується системою лінійних алгебраїчних рівнянь, рішення яких простіше, ніж нелінійних. Завдання навантажень постійним струмом не враховує їх зміну функції напруги. Здійснити такий облік у розподільних мережах через велику кількість та різноманітність приймачів електроенергії дуже важко. На тлі похибок обліку навантажень електроприймачів точний розрахунок режиму, що використовується в мережах живлення (див. § 4.4), в розподільних мережах стає недоцільним. З цієї причини у розрахунках режимів місцевих мереж вводять припущення, які спрощують і, найголовніше, дозволяють проводити розрахунки при завданні навантаження в кінці, а напруги на початку лінії.

В основу розрахунків розімкнених розподільних мереж з  $U_{\text{ном}} = 35$  кВ покладено такі припущення:

1) *при розрахунках потоків (потокорозподілу) потужності у гілках мережі не враховують втрати потужності*; При такому допущенні у формулах для розрахунку лінії (рис. 4.2, а) потужності на початку і в кінці будуть однаковими:

$$\underline{S}_{12}^{\text{н}} = \underline{S}_{12}^{\text{к}} = \underline{S}_{12};$$

2) *розрахунок втрати напруги ведеться за  $U_{\text{ном}}$* .

У формулах для розрахунку лінії напруги на початку і в кінці будуть однаковими:

$$\underline{U}_1 = \underline{U}_2 = U_{\text{ном}};$$

3) *нехтують поперечною складовою падіння напруги* ( $\delta U = 0$ ). Це означає, що не враховується зсув напруги по фазі між окремими вузлами мережі ( $\delta = 0$ ), а втрату напруги вважають рівною поздовжньою складовою падіння напруги:

$$\underline{U}_1 - \underline{U}_2 = U_1 - U_2 = \Delta U_{12}.$$

Названі припущення виключають необхідність використання методів математичного наближення для розрахунку лінії. Якщо порівнювати з розрахунком мережі живлення в два етапи, то в розподільній мережі на I етапі визначають потокорозподіл за балансом потужності у вузлах без розрахунку втрат потужності за формулами (4.6). На II етапі знаходять напругу у вузлах за спрощеними формулами (4.8), (4.10):

$$\Delta U_{12} = \frac{P_{12}r_{12} + Q_{12}x_{12}}{U_{\text{ном}}}; \quad (4.16)$$

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{12}. \quad (4.17)$$

Після цього розрахунок закінчується. На відміну від мережі живлення він не є розрахунком чергового наближення, так як проведення ітераційного розрахунку не потрібно.

Крім того, використовують припущення, які незначно впливають на точність розрахунків через конструктивні особливості розподільних мереж повітряного або кабельного виконання:

4) *не враховується зарядна потужність ліній* ( $Q_c = 0$ ). Реактивна потужність, що генерується лінією електропередачі, пропорційна квадрату напруги та довжині лінії (3.22):

$$Q_c = U_{\text{ном}}^2 b_0 l.$$

Лінії з  $U_{\text{ном}} = 6 - 35$  кВ набагато коротші ліній з  $U_{\text{ном}} = 110$  кВ. Згідно з формулою (3.22) зарядна потужність лінії 35 кВ може відрізнятися від зарядної потужності ПЛ 110 кВ у меншу сторону на 1 – 2 порядки. Зарядну потужність ліній  $Q_c$  не враховують з її незначної величини;

5) не враховується реактивний опір ( $x$ ) кабелю. Жили кабельних ліній розташовані в безпосередній близькості, що призводить до їх взаємного розмагнічування фаз і малого порівняно з повітряними лініями питомого реактивного опору (3.7). Реактивні опори алюмінієвих кабелів менші, ніж активні. Насамперед це притаманно для низьковольтних кабелів з  $U_{\text{ном}} < 1$  кВ.

У той же час слід пам'ятати, що у високовольтних кабелях великого перерізу, особливо мідних, активні та реактивні опори можуть бути близькими за величиною. Для високовольтних кабелів треба враховувати активні опори для розрахунку втрати напруги;

б) під час розрахунку режимів не враховуються втрати потужності холостого ходу трансформаторів. Це означає, що при розрахунку режиму розподільної мережі у схемі заміщення трансформатора (рис. 3.8) не враховується коло холостого ходу.

Активні втрати потужності стали враховують тільки при розрахунку втрат активної потужності  $\Delta P$  і електроенергії  $\Delta W$  по всій мережі.

#### **4.6. Розрахунок мережі з різними номінальними напругами**

Електричні мережі завжди мають ступені різної номінальної напруги. Розрахунки режимів мереж різної номінальної напруги в більшості випадків вдається розділити. Це можливо завдяки тому, що мережі різної номінальної напруги зазвичай виконують різні функції. У той самий час є завдання, на розв'язання яких неможливо чи недоцільно проводити розрахунки лише однієї ступені напруги:

*по-перше*, мережа одного призначення може бути виконана на різних рівнях напруги;

*по-друге*, може знадобитися точніший розрахунок режимів, який можливий при врахуванні взаємодії мереж різних рівнів номінальної напруги;

*по-третє*, навіть якщо вдалося виділити для розрахунку мережу однієї напруги, наприклад 110 кВ, стоїть завдання контролю напруги мережі нижчого рівня напруги, наприклад 10 кВ.

На рисунку 4.6 а наведена схема мережі напруги з двома номінальними  $U_{В\text{ ном}}$ ,  $U_{С\text{ ном}}$  (наприклад,  $U_{В\text{ ном}} = 110\text{ кВ}$ ,  $U_{С\text{ ном}} = 35\text{ кВ}$ ). Крім того, при розрахунку режиму мережі потрібно визначення напруги на стороні нижчої напруги трансформаторів  $U_{2Н\text{ ном}}$ ,  $U_{3Н\text{ ном}}$ .

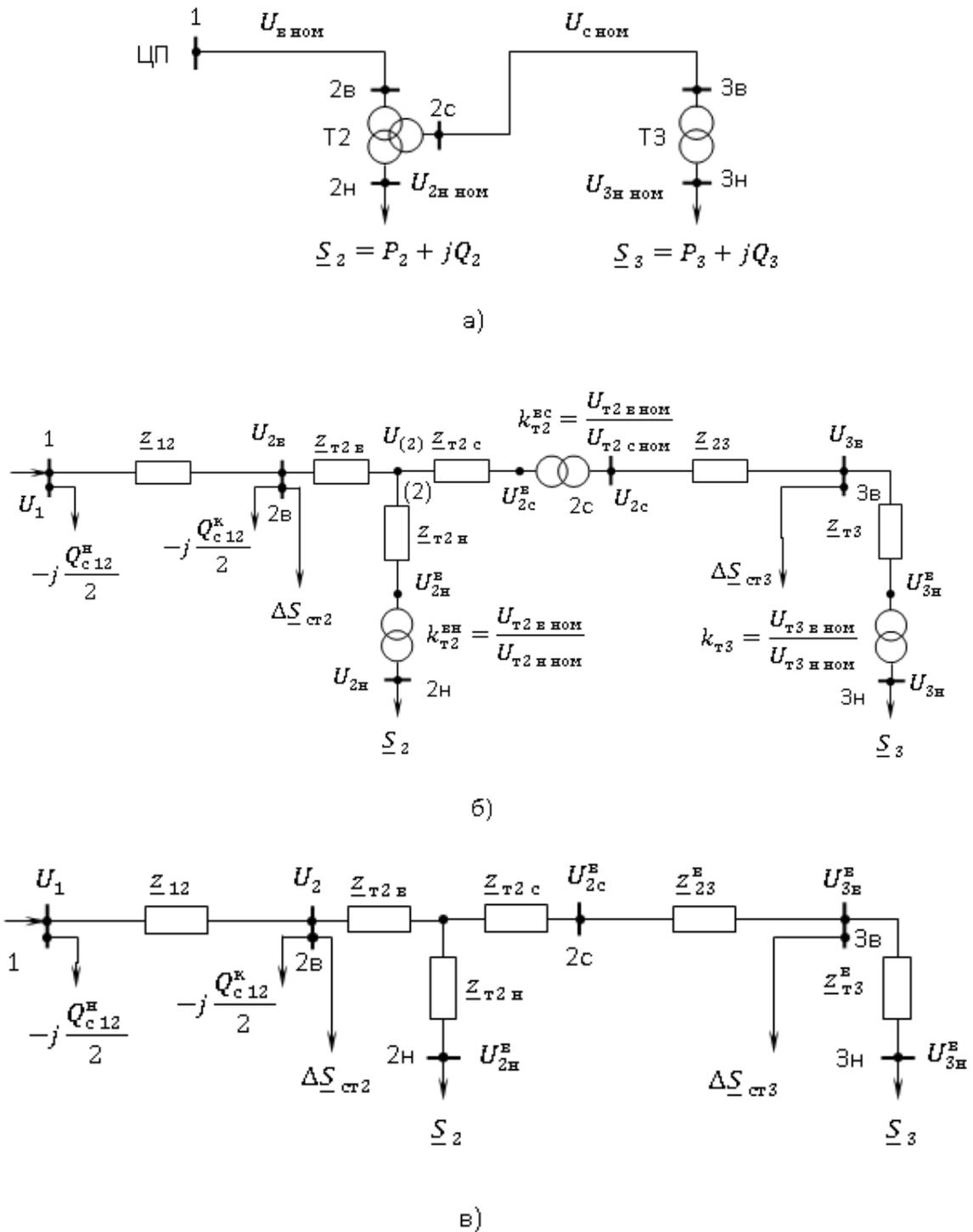


Рисунок 4.6 – Схеми мережі з двома номінальними напругами:  
а) електрична однолінійна; б) заміщення з урахуванням ідеальних

трансформаторів; в) заміщення з приведенням параметрів до однієї базової напруги

Для проведення розрахунків у мережі з різними номінальними напругами трансформатори представляють у вигляді їх схеми заміщення та ідеального трансформатора, які не мають опору, але мають коефіцієнти трансформації (рис. 4.6, б): для трансформатора Т2 –  $k_{Т2}^{BC} = \frac{U_{Т2 В НОМ}}{U_{Т2 С НОМ}}$  між сторонами ВН і СН,

$$k_{Т2}^{BH} = \frac{U_{Т2 В НОМ}}{U_{Т2 Н НОМ}} \text{ між сторонами ВН і ПН; для трансформатора } k_{Т3} = \frac{U_{Т3 В НОМ}}{U_{Т3 Н НОМ}}.$$

Розрахунки в мережі з різними номінальними напругами можна виконувати двома способами: приведенням мережі до однієї базової напруги та з урахуванням ідеальних трансформаторів.

*Приведення мережі до однієї базової напруги.* При використанні цього способу в схемі заміщення не показують ідеальні трансформатори (рис. 4.6, в) і опори мережі всіх ступеней призводять до базисної напруги шляхом множення або поділу на  $k_T^2$ .

Так, у разі приведення до  $U_{В НОМ}$  наведені опори розраховуються за формулами:

$$\underline{z}_{23}^B = \underline{z}_{23} \cdot (k_{Т2}^{BC})^2, \underline{z}_{Т3}^B = \underline{z}_{Т3} \cdot (k_{Т2}^{BC})^2,$$

де  $\underline{z}_{23}, \underline{z}_{Т3}$  – дійсний опір ПЛ 2-3 трансформатора Т3.

Розрахунок режиму роблять так, як у мережі з однією напругою, отримуючи наведені до базисних значень напруги та струми. Реальні значення знаходять множенням або поділом на  $k_T$ , наприклад:

$$U_{2C} = \frac{U_{2C}^B}{k_{Т2}^{BC}}; U_{3B} = \frac{U_{3B}^B}{k_{Т2}^{BC}}; U_{2H} = \frac{U_{2H}^B}{k_{Т2}^{BH}}; U_{3H} = \frac{U_{3H}^B}{k_{Т2}^{BC} \cdot k_{Т3}},$$

де  $U_{2C}^B, U_{3B}^B, U_{2H}^B, U_{3H}^B$  – наведені значення напруги у відповідних вузлах мережі.

Приведення мережі до однієї напруги часто використовується при розрахунку струмів короткого замикання і рідко при розрахунку режимів електричних мереж, що встановилися.

*Розрахунок із урахуванням ідеальних трансформаторів.* У схемі зберігають ідеальні трансформатори (рис. 4.6, б), що дає можливість враховувати коефіцієнти трансформації при визначенні напруг. У розрахунку використовується те, що потужність під час проходження через ідеальний трансформатор не змінює своєї величини.

Розрахунок режиму мережі з декількома номінальними напругами може бути виконаний для будь-яких заданих умов і зведений до розрахунку або при заданій напрузі наприкінці передачі, або – при заданій напрузі на початку передачі.

Більший практичний інтерес представляє розрахунок при заданій напрузі на початку передачі. В результаті розрахунку режиму визначають напруги у всіх вузлах схеми з боку вищої напруги трансформаторів. А далі для кожної трансформаторної підстанції розраховується напруга на шинах навантаження (на боці нижчої напруги).

Покажемо з прикладу схеми, наведеної на рисунку 4.6 б, одну (нульову) ітерацію розрахунку в два етапи. Нехай задані необхідні параметри схеми заміщення, навантаження  $\underline{S}_2$  і  $\underline{S}_3$ , напруга у центрі живлення  $U_1$ .

*1 етап.* Нехай:  $U_1 = U_{2В} = U_{2Н}^B = U_{2С}^B = U_{В\text{ ном}}$ ;  $U_{2С} = U_{3В} = U_{3Н}^B = U_{С\text{ ном}}$ .

Тут  $U_{2Н}^B$  і  $U_{2С}^B$  – напруги на сторонах ПН і СН, наведені до сторони ВН трансформатора Т2;  $U_{3С}^B$  – напруги на сторонах ПН, наведена до сторони ВН трансформатора Т3. Проводимо розрахунок за формулами для завдання напруги та навантаження в кінці лінії.

Втрати потужності в обмотках трансформатора Т3 становлять:

$$\Delta \underline{S}_{\text{обм } 3} = \frac{P_3^2 + Q_3^2}{(U_{3Н}^B)^2} \cdot \underline{z}_{Т3} = \frac{P_3^2 + Q_3^2}{(U_{3Н}^B)^2} \cdot (r_{Т3} + jx_{Т3}).$$

Потужність наприкінці ПЛ 23 дорівнює її споживанню трансформатором Т3:

$$\underline{S}_{23}^K = \underline{S}_3 + \Delta \underline{S}_{\text{обм } 3} + \Delta \underline{S}_{\text{ст } 3}.$$

Визначаємо втрати потужності у ПЛ 23 та потужність на початку лінії:

$$\Delta \underline{S}_{23} = \frac{(P_{23}^K)^2 + (Q_{23}^K)^2}{U_{3B}^2} \cdot \underline{Z}_{23} = \frac{(P_{23}^K)^2 + (Q_{23}^K)^2}{U_{3B}^2} \cdot (r_{23} + jx_{23}); \quad \underline{S}_{23}^H = \underline{S}_{23}^K + \Delta \underline{S}_{23}.$$

Потужність на початку обмоток СН і НН трансформатора Т2:

$$\Delta \underline{S}_{\text{обм Т2 С}} = \frac{(P_{23}^H)^2 + (Q_{23}^H)^2}{(U_{2C}^B)^2} \cdot \underline{Z}_{\text{Т2 С}}; \quad \underline{S}_{\text{обм Т2 С}}^H = \underline{S}_{23}^H + \Delta \underline{S}_{\text{обм Т2 С}}.$$

$$\Delta \underline{S}_{\text{обм Т2 Н}} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{(U_{2H}^B)^2} \cdot \underline{Z}_{\text{Т2 Н}}; \quad \underline{S}_{\text{обм Т2 Н}}^H = \underline{S}_2 + \Delta \underline{S}_{\text{обм Т2 Н}}.$$

Потужність у кінці обмотки ВН трансформатора Т2:

$$\underline{S}_{\text{обм Т2 В}}^K = \underline{S}_{\text{обм Т2 С}}^H + \underline{S}_{\text{обм Т2 Н}}^H.$$

Потужність на початку обмотки ВН трансформатора Т2:

$$\Delta \underline{S}_{\text{обм Т2 В}} = \frac{(P_{\text{обм Т2 В}}^K)^2 + (Q_{\text{обм Т2 В}}^K)^2}{U_{(2)}^2} \cdot \underline{Z}_{\text{Т2 В}}; \quad \underline{S}_{\text{обм Т2 В}}^H = \underline{S}_{\text{обм Т2 В}}^K + \Delta \underline{S}_{\text{обм Т2 В}}.$$

Потужність наприкінці ПЛ 12 враховує її споживання трансформатором Т3 та зарядну потужність лінії:

$$\underline{S}_{12}^K = \underline{S}_{\text{обм Т2 В}}^H + \Delta \underline{S}_{\text{СТ2}} - j \frac{Q_{C12}^K}{2}.$$

Потужність на початку ВЛ 12:

$$\Delta \underline{S}_{12} = \frac{(P_{12}^K)^2 + (Q_{12}^K)^2}{U_{2B}^2} \cdot \underline{Z}_{12}; \quad \underline{S}_{12}^H = \underline{S}_{12}^K + \Delta \underline{S}_{12}.$$

$$\Delta \underline{S}_{23}^K = \frac{(P_{23}^K)^2 + (Q_{23}^K)^2}{U_3^2} \cdot (r_{23} + jx_{23}); \quad \underline{S}_{23}^H = \underline{S}_{23}^K + \Delta \underline{S}_{23}^K.$$

На цьому виконання I етапу може бути закінчено.

*II етап.* Проводимо розрахунок за формулами для початку лінії.

Попереочною складовою втрати напруги  $\delta U$  нехтуємо, так як розраховується мережа з  $U_{\text{НОМ}} \leq 110$  кВ.

Напруга наприкінці ВЛ 12:

$$\Delta U_{1-2B} = \frac{P_{12}^H r_{12} + Q_{12}^H x_{12}}{U_1}; \quad U_{2B} = U_1 - \Delta U_{1-2B}.$$

Напруга у фіктивному вузлі з'єднання обмоток Т2:

$$\Delta U_{2B-(2)} = \frac{P_{обм\ T2\ B}^H r_{T2\ B} + Q_{обм\ T2\ B}^H x_{T2\ B}}{U_{2B}}; \quad U_{(2)} = U_{2B} - \Delta U_{2B-(2)}.$$

Наведені та фактичні напруги на сторонах НН і СН Т2:

$$\Delta U_{(2)-2H} = \frac{P_{обм\ T2\ H}^H r_{T2\ H} + Q_{обм\ T2\ H}^H x_{T2\ H}}{U_{(2)}}; \quad U_{2H}^B = U_{(2)} - \Delta U_{(2)-2H}; \quad U_{2H} = U_{2H}^B / k_{T2}^{BH}.$$

$$\Delta U_{(2)-2C} = \frac{P_{обм\ T2\ C}^H r_{T2\ C} + Q_{обм\ T2\ C}^H x_{T2\ C}}{U_{(2)}}; \quad U_{2C}^B = U_{(2)} - \Delta U_{(2)-2C}; \quad U_{2C} = U_{2C}^B / k_{T2}^{BC}.$$

Фактично напруга у кінці ВЛ 23:

$$\Delta U_{2C-3B} = \frac{P_{23}^H r_{23} + Q_{23}^H x_{23}}{U_{2C}}; \quad U_{3B} = U_{2C} - \Delta U_{2C-3B}.$$

Наведена та фактична напруга на стороні НН Т3:

$$\Delta U_{3B-3H} = \frac{P_{обм\ T3}^H r_{T3} + Q_{обм\ T3}^H x_{T3}}{U_{3B}}; \quad U_{3H}^B = U_{3B} - \Delta U_{3B-3H}; \quad U_{2H} = U_{2C}^B / k_{T3}.$$

На цьому розрахунок нульового наближення закінчується.

#### 4.7. Розрахунок простих замкнених мереж

До простих замкнених мереж відносяться лінії з двостороннім живленням (рис. 4.7, а) та кільцеві мережі (рис. 4.7, б). Кільцеву мережу можна перетворити на мережу з двостороннім живленням, якщо розрізати її за джерелом живлення. Розрахунок режиму роботи таких мереж можна поділити на дві частини. У першій частині знаходять поточкорозподіл у мережі, у другій проводять розрахунок режиму за аналогією з розрахунком у розімкненій мережі.

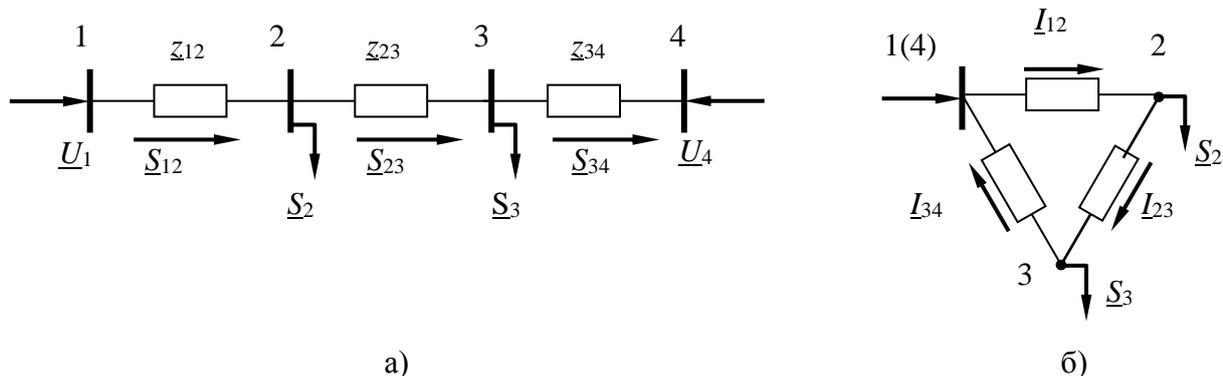


Рисунок 4.7 – Прості замкнені мережі: а) – лінія з двостороннім живленням; б) – кільцева схема

### Розрахунок поточкорозподілу в лінії із двостороннім живленням.

Розглянемо ЛЕП з двостороннім живленням (рис. 4.7, а). Відомо:

- потужності навантажень;
- опори ділянок ЛЕП;
- напруги на джерелах живлення.

Потрібно визначити розподіл потужностей на ділянках ЛЕП.

При **рівності напруг** у вузлах живлення лінії з двостороннім живленням ( $\underline{U}_1 = \underline{U}_4$ ) ця схема еквівалентна кільцевій (рис. 4.7, б). Розглянемо цей випадок.

Приймаємо припущення:

- нехтуємо втратами потужності в лініях;
- приймаємо напругу у всіх вузлах, рівним  $U_{\text{НОМ}}$ ;
- використовуємо розрахункові потужності навантажень.

Визначимо потужність, що проходить головними ділянками замкненої мережі. За II законом Кірхгофа (рис. 4.7, б):

$$\underline{I}_{12} \cdot \underline{Z}_{12} + \underline{I}_{23} \cdot \underline{Z}_{23} + \underline{I}_{34} \cdot \underline{Z}_{34} = 0.$$

При заданих припущеннях запишемо II закон Кірхгофа через потужності:

$$\frac{\underline{S}_{12}^*}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}} \cdot \underline{Z}_{12} + \frac{\underline{S}_{23}^*}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}} \cdot \underline{Z}_{23} + \frac{\underline{S}_{34}^*}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}} \cdot \underline{Z}_{34} = 0$$

або

$$\underline{S}_{12} \cdot \underline{Z}_{12}^* + \underline{S}_{23} \cdot \underline{Z}_{23}^* + \underline{S}_{34} \cdot \underline{Z}_{34}^* = 0, \quad (4.18)$$

де  $\underline{Z}_{12}^*$ ,  $\underline{Z}_{23}^*$ ,  $\underline{Z}_{34}^*$  – комплексні сполучені опори ліній.

Виходячи з балансу потужностей (I закон Кірхгофа), визначимо потужності  $\underline{S}_{23}$  і  $\underline{S}_{34}$  через  $\underline{S}_{12}$ . (рис. 4.7, а):

$$\underline{S}_{23} = \underline{S}_{12} - \underline{S}_2; \quad \underline{S}_{34} = \underline{S}_{23} - \underline{S}_3 = \underline{S}_{12} - \underline{S}_2 - \underline{S}_3.$$

Підставимо значення  $\underline{S}_{23}$  і  $\underline{S}_{34}$ , отримані за умовою балансу у вузлах, у формулу (4.18):

$$\underline{S}_{12} \cdot \underline{Z}_{12}^* + (\underline{S}_{12} - \underline{S}_2) \cdot \underline{Z}_{23}^* + (\underline{S}_{12} - \underline{S}_2 - \underline{S}_3) \cdot \underline{Z}_{34}^* = 0$$

звідки отримаємо:

$$\underline{S}_{12} = \frac{\underline{S}_2 \cdot (\underline{Z}_{23}^* + \underline{Z}_{34}^*) + \underline{S}_2 \cdot \underline{Z}_{34}^* + \underline{S}_3 \cdot \underline{Z}_{34}^*}{\underline{Z}_{12}^* + \underline{Z}_{23}^* + \underline{Z}_{34}^*} = \frac{\underline{S}_2 \cdot \underline{Z}_{24}^* + \underline{S}_3 \cdot \underline{Z}_{34}^*}{\underline{Z}_{14}^*}.$$

Аналогічним шляхом можна вивести формулу для перетікання потужності по іншій головній ділянці  $\underline{S}_{43}$ . Загалом для лінії з двостороннім живленням, в якій не чотири, а "n" вузлів, потужність на головних ділянках дорівнює:

$$\underline{S}_{12} = \sum_{k=2}^{n-1} \frac{\underline{S}_k \cdot \underline{Z}_{kn}^*}{\underline{Z}_{1n}^*}; \quad \underline{S}_{n,n-1} = \sum_{k=2}^{n-1} \frac{\underline{S}_k \cdot \underline{Z}_{k1}^*}{\underline{Z}_{1n}^*}. \quad (4.19)$$

Для однорідної мережі, в якій відношення реактивних та активних опорів однакові на кожній ділянці, формули (4.19) спрощуються до виду, за якого немає необхідності проводити розрахунки з комплексними числами:

$$\underline{S}_{12} = \sum_{k=2}^{n-1} \frac{\underline{S}_k \cdot r_{kn}}{r_{1n}}; \quad \underline{S}_{n,n-1} = \sum_{k=2}^{n-1} \frac{\underline{S}_k \cdot r_{k1}}{r_{1n}}. \quad (4.20)$$

У цих мережах можна проводити розрахунки активного та реактивного поточкорозподілу незалежно один від одного.

Ще більше розрахунки спрощуються, якщо лінії мають однаковий переріз. У цьому випадку у формулах (4.19), (4.20) можна замінити опори довжинами ліній:

$$\underline{S}_{12} = \sum_{k=2}^{n-1} \frac{\underline{S}_k \cdot l_{kn}}{l_{1n}}; \quad \underline{S}_{n,n-1} = \sum_{k=2}^{n-1} \frac{\underline{S}_k \cdot l_{k1}}{l_{1n}}. \quad (4.21)$$

Перетікання потужності по решті гілок визначають за балансом потужностей у вузлах:

$$\underline{S}_{23} = \underline{S}_{12} - \underline{S}_2; \quad \underline{S}_{34} = \underline{S}_{23} - \underline{S}_3;$$

або у загальному вигляді

$$\underline{S}_{k,k+1} = \underline{S}_{k-1,k} - \underline{S}_k. \quad (4.22)$$

Особливості розрахунку при **нерівності напруг** у вузлах живлення лінії з двостороннім живленням ( $\underline{U}_1 \neq \underline{U}_4$ ). Використовуючи принцип накладення, замінимо вихідну схему (рис. 4.8, а) двома: в одній –  $\underline{U}'_1 = \underline{U}_4$  (рис. 4.8, б), в другій –  $\underline{U}'_1 = \underline{U}_4 - \underline{U}_1$  (рис. 4.8, в).

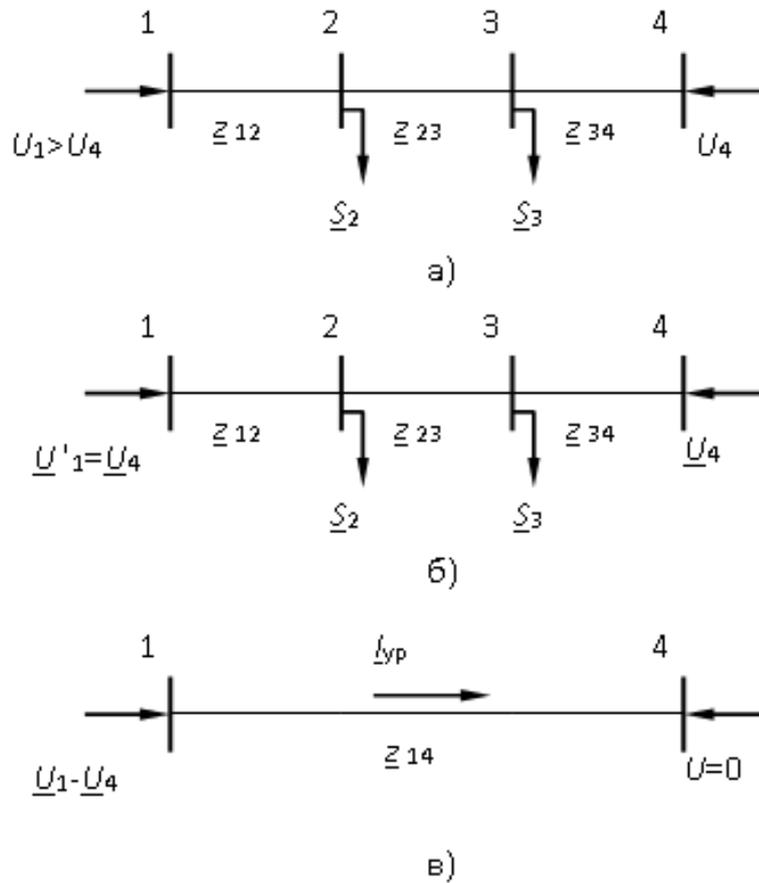


Рисунок 4.8 – Розрахунок лінії з двостороннім живленням при  $\underline{U}_1 \neq \underline{U}_4$

Розрахунок схеми з  $\underline{U}'_1 = \underline{U}_4$  виконується за формулами (4.19) – (4.22). У схемі з  $\underline{U}'_1 = \underline{U}_4 - \underline{U}_1$  визначають зрівняльний струм або зрівняльну потужність:

$$\underline{I}_{\text{ур}} = \frac{\underline{U}_1 - \underline{U}_4}{\sqrt{3}z_{14}}; \quad (4.23)$$

$$\underline{S}_{\text{ур}} = \sqrt{3} \cdot \underline{I}_{\text{ур}} \cdot U_{\text{ном}} = \frac{\underline{U}_1 - \underline{U}_4}{z_{14}^*} \cdot U_{\text{ном}}. \quad (4.24)$$

В результаті накладання режимів у загальному випадку маємо для "n" вузлів:

$$\underline{S}_{12} = \sum_{k=2}^{n-1} \frac{\underline{S}_k z_{kn}^*}{z_{1n}^*} + \underline{S}_{\text{ур}}; \quad (4.25)$$

$$\underline{S}_{n,n-1} = \sum_{k=2}^{n-1} \frac{\underline{S}_k z_{k1}^*}{z_{1n}^*} - \underline{S}_{\text{ур}}. \quad (4.26)$$

**Розрахунок режиму простої замкненої мережі.** В результаті розрахунку поточкорозподілу значення частини потужностей ділянок вийдуть негативними, тобто, вони мають зворотний напрямок до прийнятого. Таким чином, у схемі виявиться вузол, потужності якого підходять з двох сторін. Вузол, в який потужність надходить з двох сторін, називається точкою розділу потужності або точкою потокоподілу, який на схемі позначають знаком "▼" (рис. 4.9, а).

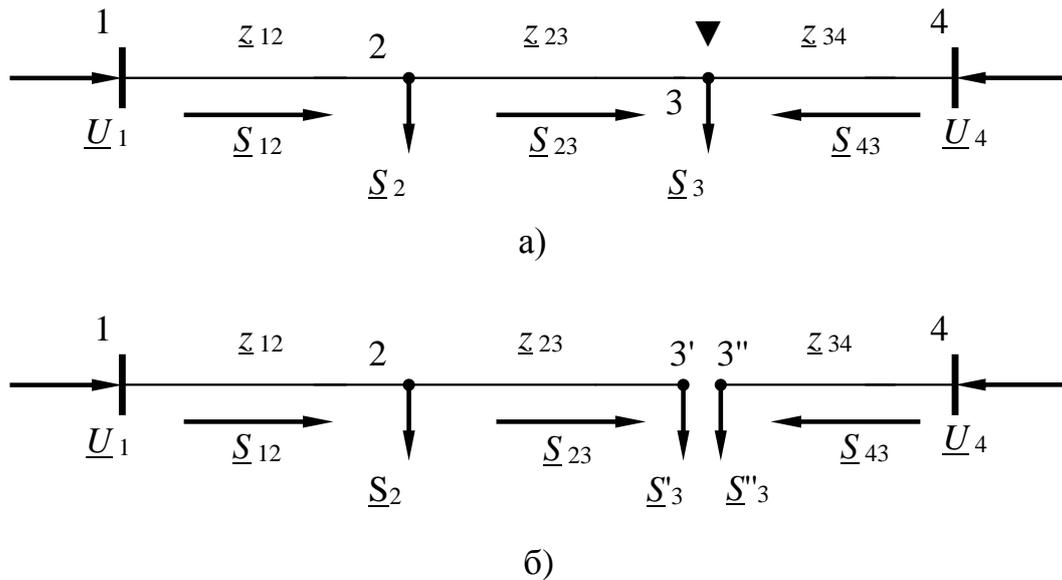


Рисунок 4.9 – Розрахунок режиму простої розімкненої мережі: а) вихідна схема; б) розімкнена схема

У точці потокоподілу, визначеної за результатами розрахунку поточкорозподілу, замкнену схему розмикають таким чином, щоб поточкорозподіл у частині мережі, що залишилася, не змінився (рис. 4.9, б):

$$\underline{S}_3 = \underline{S}'_3 + \underline{S}''_3; \quad \underline{S}'_3 = \underline{S}_{23}; \quad \underline{S}''_3 = \underline{S}_{43}. \quad (4.27)$$

Тепер мережа представлена двома розімкненими лініями, у яких виконують відповідний розрахунок, наприклад, розрахунок у два етапи. В результаті розрахунку значення напруги у вузлах 3' і 3'' можуть дещо відрізнятися. Для вузла 3 набувають середнього арифметичного значення.

Точки потокоподілу по активній і реактивній потужностям можуть не збігатися. Якщо не збігаються, то над точкою розділу активної потужності ставиться знак  $\blacktriangledown$ , а над точкою розділу реактивної потужності – знак  $\nabla$  (рис. 4.10, а). Замкнену мережу розмикають інакше, виключаючи ділянку зустрічного перетікання активної та реактивної потужностей (рис. 4.10, б).

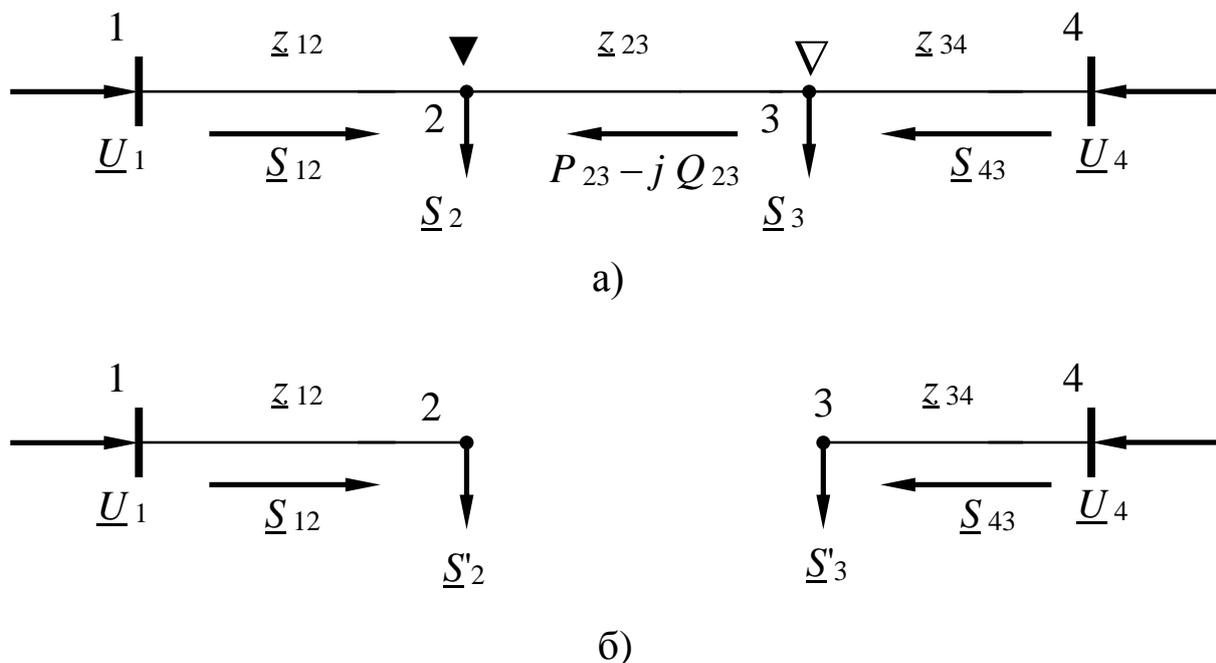


Рисунок 4.10 – Розрахунок у разі двох точок потокоподілу: а) вихідна схема; б) розімкнена схема

При цьому, як і в першому випадку, дотримується вимога про незмінність поточкорозподілу в частині мережі, що залишилася:

$$\underline{S}'_2 = P_{12} + j(Q_{12} + \Delta Q_{23}); \quad \underline{S}'_3 = (P_{43} + \Delta P_{32}) + jQ_{43}, \quad (4.28)$$

де  $\Delta P_{32} = \frac{P_{32}^2 + Q_{23}^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot r_{23}$ ;  $\Delta Q_{32} = \frac{P_{32}^2 + Q_{23}^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot x_{23}$ .

Далі, аналогічно мережі з однією точкою потокоподілу, проводиться розрахунок двох розімкнених ліній.

## 4.8. Розрахунки складнозамкнених мереж

Складнозамкненими називають електричні мережі, що мають більше одного незалежного контуру. Розвинені складнозамкнені мережі розраховують на персональних комп'ютерах за допомогою прикладних програм. Але при разовому розрахунку мереж невеликої складності знайшли застосування методи спрощених розрахунків. При ручному розрахунку загальна методика така ж, як у простих замкнених мережах: знаходиться поточкорозподіл, у точці потокоподілу мережа розривається і проводиться розрахунок, аналогічний розрахунку розімкненої мережі. Істотно відрізняються від розрахунків у простій мережі лише методи визначення поточкорозподілу.

Для ручного розрахунку поточкорозподілу найбільш широко відомий метод перетворення схем заміщення електричної мережі. Крім нього буде розглянуто метод контурних потужностей.

Слід зазначити, що у цих методах використовують припущення, прийняті у розрахунках простих замкнених мереж (див. §4.7), а саме:

- нехтують втратами потужності в лініях;
- приймають напругу у всіх вузлах, рівним  $U_{\text{ном}}$ ;
- використовують розрахункові потужності навантажень.

### 4.8.1. Метод перетворення схем заміщення електричної мережі

Ідея методу полягає в тому, що задана складнозамкнена мережа шляхом поступових перетворень наводиться до лінії двостороннього живлення. У перетвореній схемі визначаються потужності та струми на ділянках. Потім шляхом послідовних зворотніх перетворень знаходиться дійсний розподіл струмів і потужностей вихідної мережі.

В результаті таких перетворень знаходяться попередні розподіли потужностей і точки розділу потужностей. Точок розділу активної та реактивної потужностей може бути кілька. Складнозамкнена мережа розрізається струмами розділу активної потужності. В отриманих спрощених

схемах виконується розрахунок режиму при заданій напрузі на джерелах живлення.

Метод перетворення складнозамкненої мережі використовує ряд простих прийомів. Кожен із прийомів дозволяє виконати перетворення ділянки мережі з малою кількістю елементів. Для цієї ділянки можна зробити потрібний розрахунок, а потім за допомогою зворотних перетворень повернутися до вихідної схеми. Деякі з методів відомі з курсу «Теоретичні основи електротехніки», деякі властиві курсу «Електричні системи та мережі».

Розглянемо 5 прийомів.

Прийом 1. Заміна площі перерізу проводів ділянки еквівалентної мережі.

Прийом 2. Заміна паралельних ліній за відсутності на них навантажень еквівалентною лінією.

Прийом 3. Заміна джерел напруги, приєднаних до однієї точки мережі, одним еквівалентним.

Прийом 4. Перетворення трикутника опорів на еквівалентну зірку.

Прийом 5. Перенесення навантажень до інших точок мережі.

**Прийом 1. Заміна площі перерізу проводів ділянки еквівалентної мережі.** Застосовується в мережах, в яких можна знехтувати індуктивним опором і враховувати лише активні опори. Наприклад, у кабельних мережах напругою до 35 кВ. Враховуючи, що індуктивний опір повітряних ЛЕП змінюється в малих межах, прийом може використовуватися і для перетворення мереж вищої напруги.

Для спрощення розрахунків перерізу всіх проводів мережі наводяться з одним загальним перерізом. Як наведена (еквівалентна) площа перерізу приймається площа перерізу проводів, які найчастіше зустрічаються в заданій мережі. Після приведення площ перерізів всіх ділянок до еквівалентної розрахунок перетвореної мережі ведеться не за опорами ділянок мережі, а за їх довжинами. Це полегшує розрахунок.

В основу прийому покладено умову, що електричний стан мережі до і після перетворення не змінюється. Це означає, що розподіл потужності та втрата напруги однакові до та після перетворення.

Умови виконуються, якщо активні опори ділянок до і після перетворення не зміняться.

Припустимо, що ділянка довжиною  $l_1$  виконана перерізом  $F_1$ . Переріз ділянки потрібно замінити перерізом  $F$ . Математично умова перетворення записується наступним чином:

$$r_1 = r_2 \text{ або } \frac{l_1}{\gamma \cdot F_1} = \frac{l}{\gamma \cdot F}.$$

Для виконання умови повинна змінитись довжина ділянки мережі. Її величина визначається з наведеного виразу:

$$l = l_1 \cdot \frac{F}{F_1}. \quad (4.29)$$

**Прийом 2. Заміна паралельних ліній за відсутності на них навантажень еквівалентною лінією.**

*Пряме завдання.* Відомі потужності  $\underline{S}_1, \underline{S}_2, \dots, \underline{S}_n$  паралельних ліній та їх опору  $\underline{z}_1, \underline{z}_2, \dots, \underline{z}_n$  (рис. 4.11, а). Необхідно знайти значення і  $\underline{z}_{\text{екв}}$  у перетвореній схемі (рис. 4.11, б).

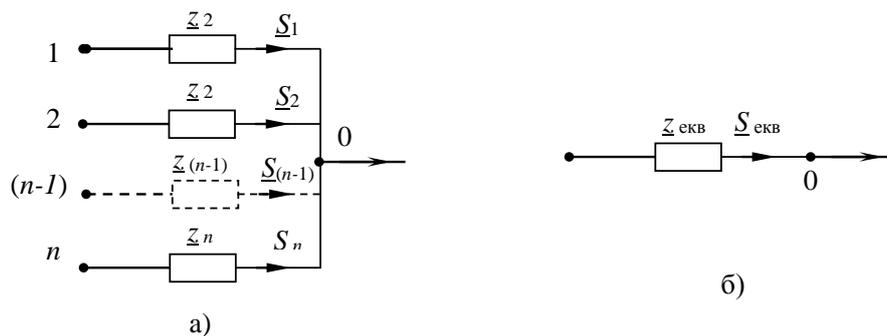


Рисунок 4.11 – Пояснення до прийому 2: а) вихідна схема; б) перетворена схема

Умова еквівалентності схем – однакова напруга в точці 0 у перетвореній та вихідній схемах.

Якщо напруга в точках 1 – n однакова, ми можемо записати:

$$\underline{z}_{\text{екв}} = \frac{1}{\underline{y}_{\text{екв}}} \text{ і } \underline{S}_{\text{екв}} = \sum_{i=1}^n \underline{S}_i. \quad (4.30)$$

Еквівалентна провідність схеми розраховується за такою формулою:

$$\underline{y}_{\text{екв}} = \sum_{i=1}^n \frac{1}{\underline{z}_i}. \quad (4.31)$$

*Зворотне завдання.* Відомі потужність  $\underline{S}_{\text{екв}}$  та опір  $\underline{z}_{\text{екв}}$  у перетвореній схемі (рис. 4.11, б). Знайти потужності  $\underline{S}_1, \underline{S}_2, \dots, \underline{S}_n$  у вихідній схемі (рис. 4.11, а).

Так як напруга в точці 0 однакова, то однаково падіння напруги на опорах у перетвореній та вихідній схемах:

$$\Delta \underline{U}_1 = \Delta \underline{U}_2 = \dots = \Delta \underline{U}_n = \Delta \underline{U}_{\text{екв}}$$

або

$$\frac{\underline{S}_1 \cdot \underline{z}_1^*}{\underline{U}_0} = \frac{\underline{S}_2 \cdot \underline{z}_2^*}{\underline{U}_0} = \dots = \frac{\underline{S}_n \cdot \underline{z}_n^*}{\underline{U}_0} = \frac{\underline{S}_{\text{екв}} \cdot \underline{z}_{\text{екв}}^*}{\underline{U}_0}.$$

З отриманої рівності можна знайти значення потужностей  $\underline{S}_1, \underline{S}_2, \dots, \underline{S}_n$ :

$$\underline{S}_1 = \frac{\underline{S}_{\text{екв}} \cdot \underline{z}_{\text{екв}}^*}{\underline{z}_1^*}; \quad \underline{S}_2 = \frac{\underline{S}_{\text{екв}} \cdot \underline{z}_{\text{екв}}^*}{\underline{z}_2^*}; \quad \dots \quad \underline{S}_n = \frac{\underline{S}_{\text{екв}} \cdot \underline{z}_{\text{екв}}^*}{\underline{z}_n^*}. \quad (4.32)$$

**Прийом 3. Заміна джерел напруги, приєднаних до однієї точки мережі, одним еквівалентним.**

*Пряме завдання.* Відомі значення струмів  $\underline{I}_1, \underline{I}_2, \dots, \underline{I}_n$  паралельних ліній, їх опору  $\underline{z}_1, \underline{z}_2, \dots, \underline{z}_n$  та значення фазних ЕРС (рис. 4.12, а). Необхідно знайти значення  $\underline{I}_{\text{екв}}$  й  $\underline{E}_{\text{екв} \phi}$  у перетвореній схемі (рис. 4.12, б).

*Умова еквівалентності схем* - однакова напруга в точці 0 в перетвореній і вихідній схемах.

Значення струмів у гілках вихідної схеми розраховуються за виразами:





$$\underline{S}_n = \sqrt{3} \cdot \underline{U}_0 \cdot \underline{I}_n^* \quad (4.39)$$

#### Прийом 4. Перетворення трикутника опорів на еквівалентну зірку.

*Пряме завдання.* Відомі значення потужностей у гілках трикутника  $\underline{S}_{12}, \underline{S}_{23}, \underline{S}_{31}$ , опору гілок  $\underline{z}_{12}, \underline{z}_{23}, \underline{z}_{31}$ . (рис. 4.13). Необхідно знайти значення потужностей  $\underline{S}_1, \underline{S}_2, \underline{S}_3$  у променях зірки та опору променів  $\underline{z}_1, \underline{z}_2, \underline{z}_3$ .

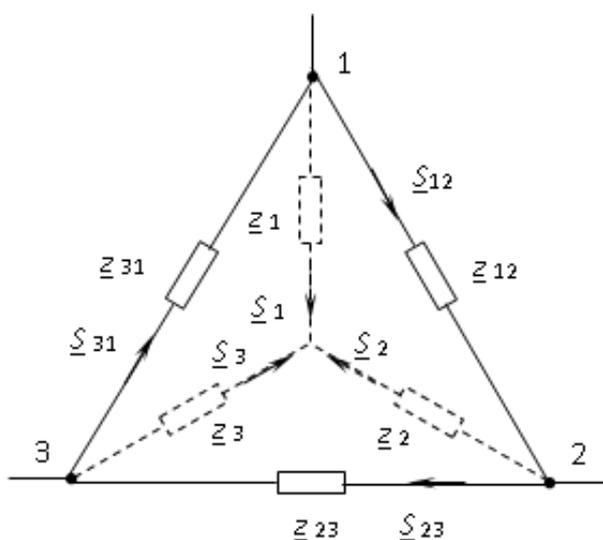


Рисунок 4.13 – Пояснення до прийому 4

*Умова еквівалентності схем* – режим за точками 1, 2 і 3 залишається постійним до і після перетворення.

Опори променів зірки розраховуються за формулами:

$$\underline{z}_1 = \frac{\underline{z}_{12} \cdot \underline{z}_{31}}{\underline{z}_{12} + \underline{z}_{23} + \underline{z}_{31}}; \quad \underline{z}_2 = \frac{\underline{z}_{12} \cdot \underline{z}_{23}}{\underline{z}_{12} + \underline{z}_{23} + \underline{z}_{31}}; \quad \underline{z}_3 = \frac{\underline{z}_{31} \cdot \underline{z}_{23}}{\underline{z}_{12} + \underline{z}_{23} + \underline{z}_{31}}. \quad (4.40)$$

Потужності в променях зірки визначаються за I законом Кірхгофа, складеного для вузлів 1, 2, 3. При прийнятих напрямках потужностей отримаємо:

$$\underline{S}_1 = \underline{S}_{31} - \underline{S}_{12}; \quad \underline{S}_2 = \underline{S}_{12} - \underline{S}_{23}; \quad \underline{S}_3 = \underline{S}_{23} - \underline{S}_{31}. \quad (4.41)$$

*Зворотнє завдання.* Відомі значення потужностей  $\underline{S}_1, \underline{S}_2, \underline{S}_3$  у променях зірки та їх опору  $\underline{z}_1, \underline{z}_2, \underline{z}_3$  (рис. 4.13). Необхідно знайти значення потужностей у гілках трикутника  $\underline{S}_{12}, \underline{S}_{23}, \underline{S}_{31}$ , їх опору  $\underline{z}_{12}, \underline{z}_{23}, \underline{z}_{31}$ .

Опори сторін трикутника розраховуються за формулами:

$$\begin{aligned}\underline{z}_{12} &= \underline{z}_1 + \underline{z}_2 + \frac{\underline{z}_1 \cdot \underline{z}_2}{\underline{z}_3}; \\ \underline{z}_{23} &= \underline{z}_2 + \underline{z}_3 + \frac{\underline{z}_2 \cdot \underline{z}_3}{\underline{z}_1}; \\ \underline{z}_{31} &= \underline{z}_3 + \underline{z}_1 + \frac{\underline{z}_3 \cdot \underline{z}_1}{\underline{z}_2}.\end{aligned}\tag{4.42}$$

Потужності у гілках трикутника розраховуються за II законом Кірхгофа, складеного для замкнених контурів. При прийнятому напрямку обходу контурів за годинниковою стрілкою маємо наступні рівняння:

$$\begin{aligned}\frac{\underline{S}_{12} \cdot \underline{z}_{12}^*}{U_{\text{НОМ}}} + \frac{\underline{S}_2 \cdot \underline{z}_2^*}{U_{\text{НОМ}}} - \frac{\underline{S}_1 \cdot \underline{z}_1^*}{U_{\text{НОМ}}} &= 0; \\ \frac{\underline{S}_{23} \cdot \underline{z}_{23}^*}{U_{\text{НОМ}}} + \frac{\underline{S}_3 \cdot \underline{z}_3^*}{U_{\text{НОМ}}} - \frac{\underline{S}_2 \cdot \underline{z}_2^*}{U_{\text{НОМ}}} &= 0; \\ \frac{\underline{S}_{31} \cdot \underline{z}_{31}^*}{U_{\text{НОМ}}} + \frac{\underline{S}_1 \cdot \underline{z}_1^*}{U_{\text{НОМ}}} - \frac{\underline{S}_3 \cdot \underline{z}_3^*}{U_{\text{НОМ}}} &= 0.\end{aligned}$$

Вирішуючи отримані рівняння, визначаємо значення потужностей у трикутнику:

$$\begin{aligned}\underline{S}_{12} &= \frac{\underline{S}_1 \cdot \underline{z}_1^* - \underline{S}_2 \cdot \underline{z}_2^*}{\underline{z}_{12}}; \\ \underline{S}_{23} &= \frac{\underline{S}_2 \cdot \underline{z}_2^* - \underline{S}_3 \cdot \underline{z}_3^*}{\underline{z}_{23}}; \\ \underline{S}_{31} &= \frac{\underline{S}_3 \cdot \underline{z}_3^* - \underline{S}_1 \cdot \underline{z}_1^*}{\underline{z}_{31}}.\end{aligned}\tag{4.43}$$

Прямим може бути перетворення зірки на трикутник. Тоді зворотнє завдання – перетворення трикутника на зірку.

**Прийом 5. Перенесення навантажень до інших точок мережі.** Іноді заміну кількох ЛЕП однією еквівалентною або кількох джерел одним еквівалентним не можна виконати через проміжні навантаження. Тому спочатку необхідно виконати перетворення, яке називається перенесенням

навантаження. Ідея цього перетворення полягає у заміні схеми з проміжним навантаженням схемою, в якій навантаження розділене на частини та увімкнено по кінцях ділянки ЛЕП.

Розглянемо мережу із двостороннім живленням (рис. 4.14, а).

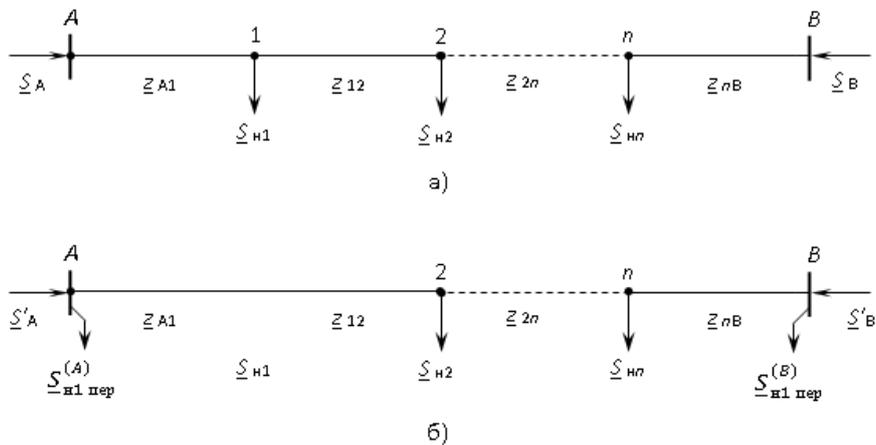


Рисунок 4.14 – Пояснення до прийому 5: а) вихідна схема; б) перетворена схема

Вважаємо, що напруги у всіх точках мережі рівні за величиною і збігаються за фазою:

$$\underline{U}_1 = \underline{U}_2 = \dots = \underline{U}_n = \underline{U}_A = \underline{U}_B.$$

Припустимо, що виконання якогось перетворення заважає існуюче навантаження в точці 1.

*Пряме завдання.* Перенести навантаження з точки 1 на шини джерел живлення та знайти розподіл потужності в перетвореній схемі (рис. 4.14, б).

*Умова перетворення* – режим мережі за межами перетвореної ділянки залишається таким самим, як і до перетворення.

Знайдемо потужності головних ділянок у вихідній схемі:

$$\underline{S}_A = \sum_{i=1}^n \frac{\underline{S}_{ni} \cdot \underline{Z}_{iB}^*}{\underline{Z}_{AB}^*}; \quad \underline{S}_B = \sum_{i=1}^n \frac{\underline{S}_{ni} \cdot \underline{Z}_{iA}^*}{\underline{Z}_{AB}^*}.$$

Значення потужностей головних ділянок у перетвореній схемі визначимо за формулою (4.19) з урахуванням того, що навантаження  $\underline{S}_{\text{н1 пер}}$  рознесене по вузлах  $A$  ( $\underline{S}_{\text{н1 пер}}^{(A)}$ ) і  $B$  ( $\underline{S}_{\text{н1 пер}}^{(B)}$ ):

$$\underline{S}'_A = \sum_{i=2}^n \frac{\underline{S}_{\text{нi}} \cdot \underline{Z}_{iB}^*}{\underline{Z}_{AB}^*} + \frac{\underline{S}_{\text{н1 пер}}^{(A)} \cdot \underline{Z}_{AB}^*}{\underline{Z}_{AB}^*} + \frac{\underline{S}_{\text{н1 пер}}^{(B)} \cdot \underline{Z}_{BB}^*}{\underline{Z}_{AB}^*};$$

$$\underline{S}'_B = \sum_{i=2}^n \frac{\underline{S}_{\text{нi}} \cdot \underline{Z}_{iA}^*}{\underline{Z}_{AB}^*} + \frac{\underline{S}_{\text{н1 пер}}^{(A)} \cdot \underline{Z}_{AA}^*}{\underline{Z}_{AB}^*} + \frac{\underline{S}_{\text{н1 пер}}^{(B)} \cdot \underline{Z}_{AB}^*}{\underline{Z}_{AB}^*}.$$

Опори  $\underline{Z}_{AA}^* = \underline{Z}_{BB}^* = 0$ .

Умова перетворення при перенесенні навантажень у математичному вигляді записується так:

$$\underline{S}_A = \underline{S}'_A; \quad \underline{S}_B = \underline{S}'_B.$$

Прирівняємо вирази для потужностей  $\underline{S}_A$  і  $\underline{S}'_A$ :

$$\sum_{i=1}^n \frac{\underline{S}_{\text{нi}} \cdot \underline{Z}_{iB}^*}{\underline{Z}_{AB}^*} = \sum_{i=2}^n \frac{\underline{S}_{\text{нi}} \cdot \underline{Z}_{iB}^*}{\underline{Z}_{AB}^*} + \frac{\underline{S}_{\text{н1 пер}}^{(A)} \cdot \underline{Z}_{AB}^*}{\underline{Z}_{AB}^*} + \frac{\underline{S}_{\text{н1 пер}}^{(B)} \cdot \underline{Z}_{BB}^*}{\underline{Z}_{AB}^*}.$$

Скоротимо знаменники та перетворимо суму в лівій частині рівняння:

$$\underline{S}_{\text{н1}} \cdot \underline{Z}_{1B}^* + \sum_{i=2}^n \underline{S}_{\text{нi}} \cdot \underline{Z}_{iB}^* = \sum_{i=2}^n \underline{S}_{\text{нi}} \cdot \underline{Z}_{iB}^* + \underline{S}_{\text{н1 пер}}^{(A)} \cdot \underline{Z}_{AB}^*.$$

Скоротимо однакові елементи рівності та знайдемо ту частину потужності навантаження 1, яка була перенесена на джерело живлення  $A$ :

$$\underline{S}_{\text{н1 пер}}^{(A)} = \underline{S}_{\text{н1}} \cdot \frac{\underline{Z}_{1B}^*}{\underline{Z}_{AB}^*}. \quad (4.44)$$

Якщо виконати аналогічні перетворення, прирівнявши потужності  $\underline{S}_B$  і  $\underline{S}'_B$ , то знайдемо ту частину потужності навантаження 1, яка була перенесена на джерело живлення  $B$ :

$$\underline{S}_{\text{н1 пер}}^{(B)} = \underline{S}_{\text{н1}} \cdot \frac{\underline{Z}_{1A}^*}{\underline{Z}_{AB}^*}. \quad (4.45)$$

Правильність розрахунків підтверджується наступною перевіркою:

$$\underline{S}_{n1 \text{ пер}}^{(A)} + \underline{S}_{n1 \text{ пер}}^{(B)} = \underline{S}_{n1}. \quad (4.46)$$

Для зручності виконання перетворення ми перенесли навантаження на джерела живлення. Фактично перенесення навантаження може бути зроблено в будь-які два вузли лінійної ділянки мережі. При цьому потужності навантажень у цих вузлах зміняться на величину перенесеної потужності.

*Зворотне завдання.* Повернути навантаження в точку 1 і знайти розподіл потужності у вихідній схемі (рис. 4.14, а).

У вихідній схемі потужність на ділянці  $A-1$  дорівнює потужності джерела живлення  $A$ :

$$\underline{S}_{A1} = \underline{S}_A. \quad (4.47)$$

У перетвореній схемі потужність на ділянці  $A-2$  дорівнює:

$$\underline{S}_{A2} = \underline{S}'_A - \underline{S}_{n1 \text{ пер}}^{(A)}. \quad (4.48)$$

Віднімемо з виразу (4.47) вираз (4.48). Отримаємо:

$$\underline{S}_{A1} - \underline{S}_{A2} = \underline{S}_A - \left( \underline{S}'_A - \underline{S}_{n1 \text{ пер}}^{(A)} \right).$$

Оскільки  $\underline{S}_A = \underline{S}'_A$ , то

$$\underline{S}_{A1} - \underline{S}_{A2} = \underline{S}_{n1 \text{ пер}}^{(A)}.$$

Потужність на ділянці  $A-1$  визначається як:

$$\underline{S}_{A1} = \underline{S}_{A2} + \underline{S}_{n1 \text{ пер}}^{(A)}. \quad (4.49)$$

Подальший потокорозподіл виконується за балансами у вузлах.

Розглянемо повернення навантаження в точку 1 при вирішенні задачі зі сторони джерела живлення  $B$ . У вихідній схемі потужність на ділянці 1-2 дорівнює:

$$\underline{S}_{12} = -\left( \underline{S}_B - \sum_{i=2}^n \underline{S}_i \right). \quad (4.50)$$

У перетвореній схемі потужність на ділянці  $A-2$  дорівнює:

$$\underline{S}_{A2} = -\left( \underline{S}'_B - \sum_{i=2}^n \underline{S}_i - \underline{S}_{n1 \text{ пер}}^{(B)} \right). \quad (4.51)$$

Відніmemo з виразу (4.50) вираз (4.51). Отримаємо:

$$\underline{S}_{12} - \underline{S}_{A2} = -(\underline{S}_B - \sum_{i=2}^n \underline{S}_i) + \underline{S}'_B - \sum_{i=2}^n \underline{S}_i - \underline{S}_{\text{н1 пер}}^{(B)}$$

Враховуючи  $\underline{S}_B = \underline{S}'_B$ , отримаємо вираз:

$$\underline{S}_{12} - \underline{S}_{A2} = -\underline{S}_{\text{н1 пер}}^{(B)}$$

з якого знайдемо потужність  $\underline{S}_{12}$ :

$$\underline{S}_{12} = \underline{S}_{A2} - \underline{S}_{\text{н1 пер}}^{(B)} \quad (4.52)$$

З отриманих перетворень можна записати таке правило повернення навантаження.

Якщо напрям повернення навантаження збігається з напрямом потужності на ділянці у перетвореній схемі, то для визначення потужності у вихідній схемі необхідно скласти перенесене навантаження та потужність на ділянці у перетвореній схемі. Якщо напрям повернення не збігається, то для визначення потужності у вихідній схемі, потрібно з потужності на ділянці в перетвореній схемі відняти потужність перенесеного навантаження.

#### 4.8.2. Метод контурних потужностей

В основі методу, що розглядається, лежить відомий з теорії електротехніки метод контурних струмів, згідно з яким для кожного незалежного контуру складають рівняння  $\sum \underline{I}_{ki} \cdot \underline{z}_{ki} = 0$ . З урахуванням прийнятих припущень це рівняння можна записати через потужність:

$$\sum \frac{\underline{S}_{ki}^*}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} \cdot \underline{z}_{ki} = 0 \quad (4.53)$$

або

$$\sum \underline{z}_{ki}^* \cdot \underline{S}_{ki} = 0. \quad (4.54)$$

Розглянемо застосування методу з прикладу схеми із двома контурами (рис. 4.15). Розрахунок виконується у такому порядку:

1. Наносять довільні значення перетікань потужності по лініях  $\underline{S}'_{kj}$  з урахуванням лише однієї вимоги – дотримання балансу потужностей у кожному вузлі.

2. Вибирають напрямки контурних потужностей  $\underline{S}_{ki}$  ( $\underline{S}_{k1}$ ,  $\underline{S}_{k2}$ ), однакові для всіх незалежних контурів.

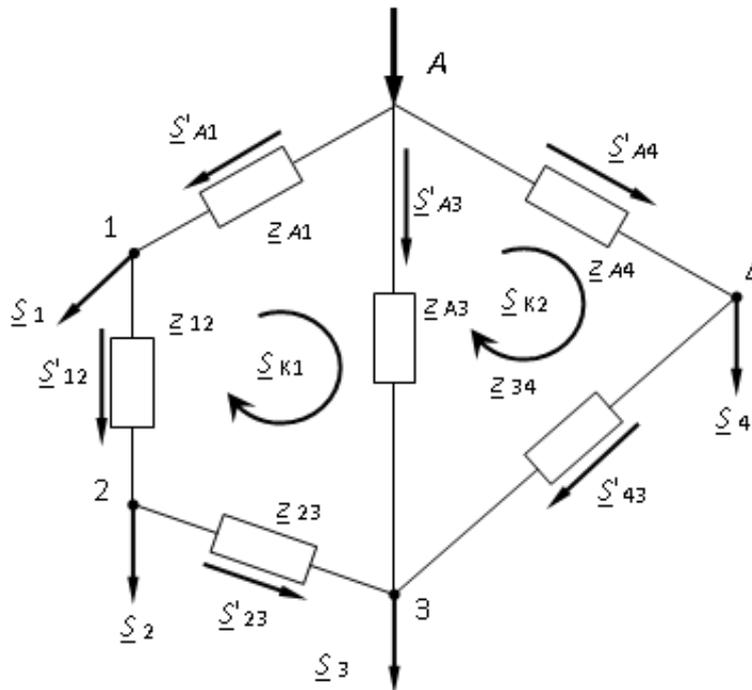


Рисунок 4.15 – Розрахунок мережі методом контурних потужностей

3. Складають систему лінійних алгебраїчних рівнянь за формулою (4.54). Порядок системи дорівнює кількості незалежних контурів схеми, що розглядається.

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{I. } \underline{z}_{A3}^* \cdot (\underline{S}_{K1} - \underline{S}_{K2} + \underline{S}'_{A3}) + \underline{z}_{23}^* \cdot (\underline{S}_{K1} - \underline{S}'_{23}) + \underline{z}_{12}^* \cdot (\underline{S}_{K1} - \underline{S}'_{12}) + \\ \quad + \underline{z}_{A1}^* \cdot (\underline{S}_{K1} - \underline{S}'_{A1}) = 0; \\ \text{II. } \underline{z}_{A3}^* \cdot (\underline{S}_{K2} - \underline{S}_{K1} - \underline{S}'_{A3}) + \underline{z}_{A4}^* \cdot (\underline{S}_{K2} + \underline{S}'_{A4}) + \underline{z}_{34}^* \cdot (\underline{S}_{K2} + \underline{S}'_{43}) = 0. \end{array} \right.$$

Перетворимо отримані рівняння за I і II контурами щодо невідомих  $\underline{S}_{K1}$  і  $\underline{S}_{K2}$ :

$$\begin{cases} \text{I. } \underline{z}_{K1}^* \cdot \underline{S}_{K1} - \underline{z}_{A3}^* \cdot \underline{S}_{K2} = -\underline{z}_{A3}^* \cdot \underline{S}'_{A3} + \underline{z}_{23}^* \cdot \underline{S}'_{23} + \underline{z}_{12}^* \cdot \underline{S}'_{12} + \underline{z}_{A1}^* \cdot \underline{S}'_{A1}; \\ \text{II. } -\underline{z}_{A3}^* \cdot \underline{S}_{K1} + \underline{z}_{K2}^* \cdot \underline{S}_{K2} = \underline{z}_{A3}^* \cdot \underline{S}'_{A3} - \underline{z}_{A4}^* \cdot \underline{S}'_{A4} - \underline{z}_{34}^* \cdot \underline{S}'_{43}. \end{cases} \quad (4.55)$$

де  $\underline{z}_{K1}^* = \underline{z}_{A3}^* + \underline{z}_{23}^* + \underline{z}_{12}^* + \underline{z}_{A1}^*$ ;  $\underline{z}_{K2}^* = \underline{z}_{A3}^* + \underline{z}_{A4}^* + \underline{z}_{34}^*$ .

4. Систему лінійних алгебраїчних рівнянь (4.55) розв'язують будь-яким відомим методом щодо  $\underline{S}_{K1}$  і  $\underline{S}_{K2}$ .

5. Реальну потужність у кожній гілці знаходять як суму заданої (фіктивної) та контурної потужностей.

$$\begin{cases} \text{I. } \underline{S}_{kj} = \underline{S}'_{kj} + \underline{S}_{K1}; \\ \text{II. } \underline{S}_{kj} = \underline{S}'_{kj} + \underline{S}_{K2}. \end{cases} \quad (4.56)$$

### 4.8.3 Приклади розрахунків замкнених електричних мереж

**Приклад 4.1.** Визначити потокорозподіл та напругу у вузлах кільцевої мережі 110 кВ. Напруга у центрі живлення  $U_A = 124$  кВ. Параметри мережі та режиму наведені на схемі заміщення (рис. 4.16): опори ліній  $\underline{z}_{kj}$ , Ом; зарядна потужність ліній  $Q_{c\ kj}$ , Мвар; наведені навантаження підстанцій  $\underline{S}_{ni}$ , МВ·А.

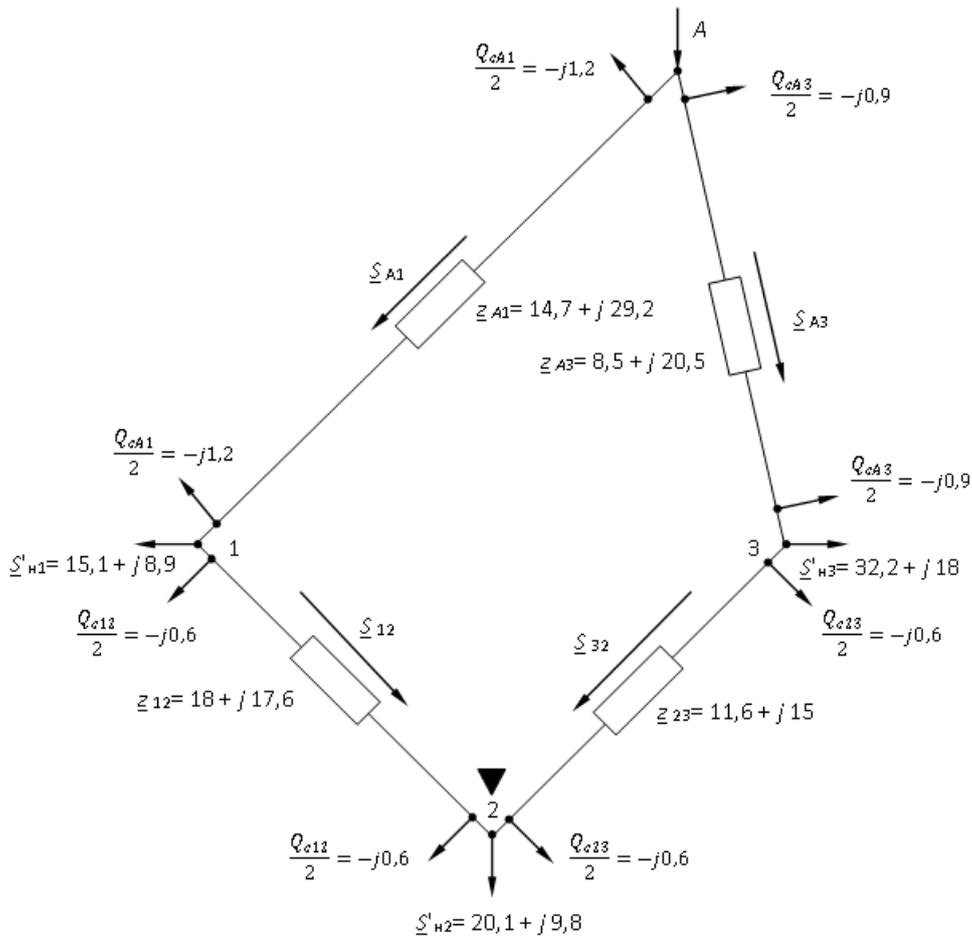


Рисунок 4.16 – Схема заміщення кільцевої мережі

Обчислюємо розрахункові навантаження підстанцій:

$$\underline{S}_{н1} = \underline{S}'_{н1} - j \frac{Q_{cA1}}{2} - j \frac{Q_{c12}}{2} = 15,1 + j8,9 - j1,2 - j0,6 = 15,1 + j7,1 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\underline{S}_{н2} = 20,1 + j9,8 - j0,6 - j0,6 = 20,1 + j8,6 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\underline{S}_{н3} = 32,2 + j18 - j0,9 - j0,6 = 32,2 + j16,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Визначаємо потокорозподіл у мережі без урахування втрат потужності в поздовжніх елементах ліній:

$$\begin{aligned} \underline{S}_{A1} &= \frac{\underline{S}_{н1} \cdot (\underline{z}_{12}^* + \underline{z}_{23}^* + \underline{z}_{A3}^*) + \underline{S}_{н2} \cdot (\underline{z}_{23}^* + \underline{z}_{A3}^*) + \underline{S}_{н3} \cdot \underline{z}_{A3}^*}{\underline{z}_{AA}^*} = \\ &= \frac{(15,1+j7,1)(38,1-j53,1) + (21,1+j8,6)(21,1-j35,5) + (32,2+j16,5)(8,5-j20,5)}{52,8-j82,3} = 26 + j10,8 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \end{aligned}$$

$$\underline{S}_{12} = \underline{S}_{A1} - \underline{S}_{н1} = 26 + j10,8 - (15,1 + j7,1) = 10,9 + j3,7 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\underline{S}_{23} = \underline{S}_{12} - \underline{S}_{H2} = 10,9 + j3,7 - (21,1 + j8,6) = -9,2 - j4,9 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Вузол 2 є точкою потокоподілу, так як отримує живлення з двох сторін.

Потік потужності по лінії спрямований від вузла 3 у вузол 2:

$$\underline{S}_{32} = -\underline{S}_{23} = 9,2 + j4,9 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

$$\underline{S}_{A3} = \underline{S}_{32} + \underline{S}_{H3} = 9,2 + j4,9 + (32,2 + j16,5) = 41,4 + j21,4 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

Перевірка:

$$\underline{S}_{A3} = \frac{\underline{S}_{H1} \cdot \underline{Z}_{A1}^* + \underline{S}_{H2} \cdot (\underline{Z}_{12}^* + \underline{Z}_{A1}^*) + \underline{S}_{H3} \cdot (\underline{Z}_{A1}^* + \underline{Z}_{12}^* + \underline{Z}_{23}^*)}{\underline{Z}_{AA}^*};$$

$$\underline{S}_{A3} = 41,3 + j21,2 \text{ МВ} \cdot \text{А} - \text{точність, достатня для ручного розрахунку.}$$

*Розмикаємо кільцеву схему в точці потокоподілу для заміни розрахунку режиму роботи замкненої мережі розрахунком режиму ліній з одностороннім живленням (див. §4.4). Навантаження в точці потокоподілу  $\underline{S}_{H2} = 20,1 + j8,6 \text{ МВ} \cdot \text{А}$  розділена на дві частини:  $\underline{S}'_2 = \underline{S}_{12} = 10,9 + j3,7 \text{ МВ} \cdot \text{А}$  і  $\underline{S}''_2 = \underline{S}_{32} = 9,2 + j4,9 \text{ МВ} \cdot \text{А}$  (рис. 4.17). Виконуємо розрахунок двох розімкнених ліній у два етапи.*

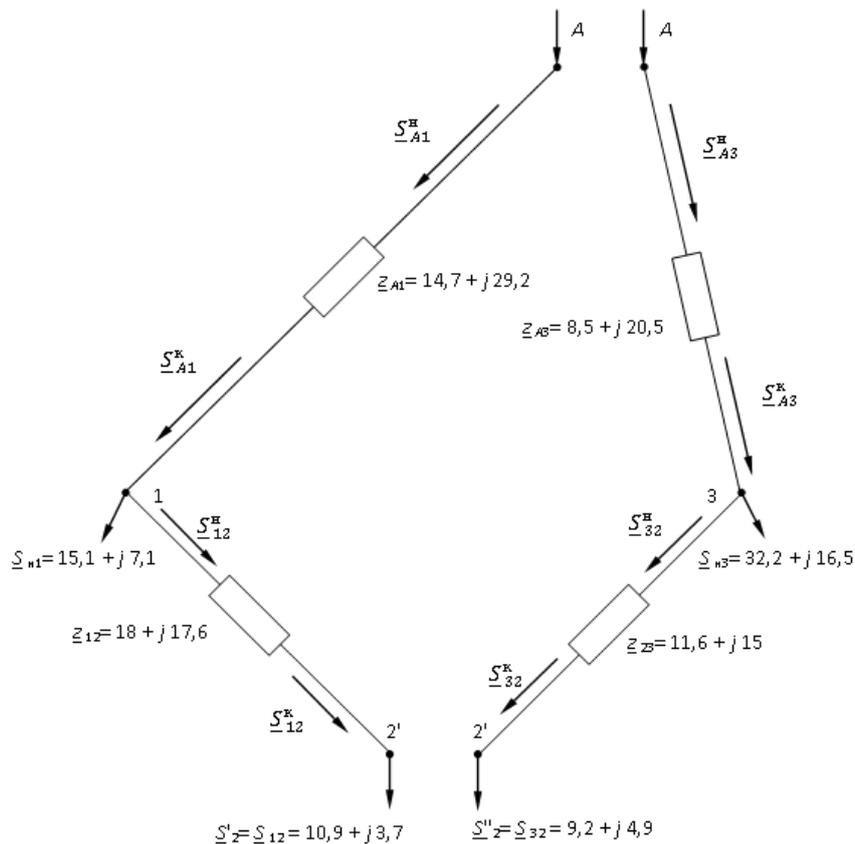


Рисунок 4.17 – Схема заміщення для розрахунку режиму мережі

Як приклад проводимо розрахунок для лінії 1-2.

I етап. Приймаємо:  $U_1 = U'_2 = U''_2 = U_3 = U_{\text{НОМ}}$ .

$$\underline{S}_{12'}^K = \underline{S}'_2;$$

$$\begin{aligned} \Delta \underline{S}_{12} &= \frac{(P_{12}^K)^2 + (Q_{12}^K)^2}{U_2^2} \cdot (r_{12} + jx_{12}) = \frac{10,9^2 + 3,7^2}{110^2} \cdot (18 + j17,6) = \\ &= 0,2 + j0,2 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \end{aligned}$$

$$\underline{S}_{12'}^H = \underline{S}_{12'}^K + \Delta \underline{S}_{12} = 10,9 + j3,7 + 0,2 + j0,2 = 11,1 + j3,9 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\underline{S}_{A1}^K = \underline{S}_{12'}^H + \underline{S}_{H1} = 11,1 + j3,9 + 15,1 + j7,1 = 26,2 + j11,0 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\begin{aligned} \Delta \underline{S}_{A1} &= \frac{(P_{A1}^K)^2 + (Q_{A1}^K)^2}{U_1^2} \cdot (r_{A1} + jx_{A1}) = \frac{26,2^2 + 11,0^2}{110^2} \cdot (14,7 + j29,2) = \\ &= 1,0 + j1,9 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \end{aligned}$$

$$\underline{S}_{A1}^H = \underline{S}_{A1}^K + \Delta \underline{S}_{A1} = 26,2 + j11,0 + 1,0 + j1,9 = 27,2 + j12,9 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

II етап.  $U_A = 124 \text{ кВ}$ .

Проводимо розрахунок за формулами для початку лінії. Для ПЛ 110 кВ поперечної складової напруги нехтуємо:  $\delta U_{A1}^H = 0$ .

$$\Delta U_{A1} = \frac{P_{A1}^H r_{A1} + Q_{A1}^H x_{A1}}{U_A} = \frac{27,9 \cdot 14,7 + 12,9 \cdot 29,2}{124} = 6,28 \text{ кВ};$$

$$U_1 = U_A - \Delta U_{A1} = 124 - 6,28 = 117,72 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{12'} = \frac{P_{12'}^H r_{12'} + Q_{12'}^H x_{12'}}{U_1} = \frac{11,1 \cdot 18 + 3,9 \cdot 17,8}{117,72} = 2,38 \text{ кВ};$$

$$U'_2 = U_1 - \Delta U_{12'} = 117,72 - 2,38 = 115,34 \text{ кВ}.$$

По лінії А-3-2 аналогічно знайдено напругу  $U''_2 = 115,31$  кВ.

Приймаємо середньоарифметичне значення  $U_2 = \frac{U'_2 + U''_2}{2} = 115,32$  кВ.

На цьому розрахунок нульової ітерації закінчується.

**Приклад 4.2.** Визначити методом контурних потужностей (див. п. 4.8.2) поточкорозподіл складнозамкненої мережі 110 кВ. Вважати у першому наближенні, що ці лінії мають однаковий перетин. Довжини ліній (км) та розрахункові навантаження підстанцій (МВ·А) наведені на однолінійній схемі мережі (рис. 4.18).

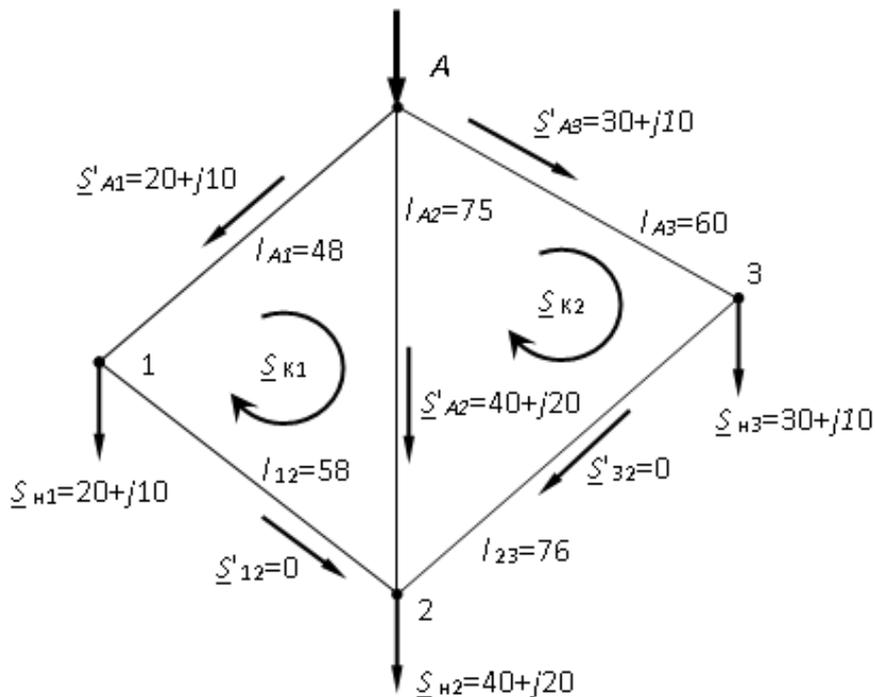


Рисунок 4.18 – Розрахунок мережі методом контурних потужностей

1. Наносимо довільні значення перегікання потужності по лініях  $\underline{S}'_{kj}$  з урахуванням дотримання балансу потужностей у кожному вузлі. Для спрощення розрахунків зручно використовувати гілки з нульовою потужністю ( $\underline{S}'_{12}=0, \underline{S}'_{32}=0$ ).

2. Вибирають напрямки контурних потужностей  $\underline{S}_{K1}, \underline{S}_{K2}$  однаковими для обох незалежних контурів.

3. Складають систему двох лінійних алгебраїчних рівнянь за формулою (4.54):

$$\begin{cases} \text{I. } l_{A2} \cdot (\underline{S}_{K1} - \underline{S}_{K2} + \underline{S}'_{A2}) + l_{12} \cdot (\underline{S}_{K1} - \underline{S}'_{12}) + l_{A1} \cdot (\underline{S}_{K1} - \underline{S}'_{A1}) = 0; \\ \text{II. } l_{A3} \cdot (\underline{S}_{K2} + \underline{S}'_{A3}) + l_{23} \cdot (\underline{S}_{K2} + \underline{S}'_{32}) + l_{A2} \cdot (\underline{S}_{K2} - \underline{S}_{K1} - \underline{S}'_{A2}) = 0. \end{cases}$$

Перетворимо рівняння за I та II контурами щодо невідомих  $\underline{S}_{K1}$  і  $\underline{S}_{K2}$ :

$$\begin{cases} \text{I. } +l_{K1} \cdot \underline{S}_{K1} - l_{A2} \cdot \underline{S}_{K2} = -l_{A2} \cdot \underline{S}'_{A2} + l_{A1} \cdot \underline{S}'_{A1}; \\ \text{II. } -l_{A2} \cdot \underline{S}_{K1} + l_{K2} \cdot \underline{S}_{K2} = +l_{A2} \cdot \underline{S}'_{A2} - l_{A3} \cdot \underline{S}'_{A3}; \end{cases}$$

де  $l_{K1} = 48 + 75 + 58 = 181$  км;  $l_{K2} = 60 + 76 + 75$  км.

Підставимо числові значення потужностей та довжин:

$$\begin{cases} \text{I. } 181 \cdot \underline{S}_{K1} - 75 \cdot \underline{S}_{K2} = -75 \cdot (40 + j20) + 48 \cdot (20 + j10); \\ \text{II. } -75 \cdot \underline{S}_{K1} + 211 \cdot \underline{S}_{K2} = 75 \cdot (40 + j20) - 60 \cdot (30 + j10). \end{cases}$$

Після розрахунку правої частини маємо:

$$\begin{cases} \text{I. } 181 \cdot \underline{S}_{K1} - 75 \cdot \underline{S}_{K2} = -2040 - j1020; \\ \text{II. } -75 \cdot \underline{S}_{K1} + 211 \cdot \underline{S}_{K2} = 1200 + j900. \end{cases}$$

4. Систему лінійних алгебраїчних рівнянь вирішуємо щодо  $\underline{S}_{K1}$  і  $\underline{S}_{K2}$ :

$$\underline{S}_{K1} = \frac{\Delta_1}{\Delta} = -10,45 - j4,54 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

де  $\Delta = \begin{vmatrix} 181 & -75 \\ -75 & 211 \end{vmatrix} = 181 \cdot 211 - 75^2 = 32566$  – визначник системи рівнянь;

$$\Delta_1 = \begin{vmatrix} -2040 - j1020 & -75 \\ 1200 + j900 & 211 \end{vmatrix} = -340440 - j147720.$$

$$\underline{S}_{K2} = \frac{\Delta_2}{\Delta} = 1,97 + j2,65 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

$$\text{де } \Delta_2 = \begin{vmatrix} 181 & -2040 - j1020 \\ -75 & 1200 + j900 \end{vmatrix} = 64200 + j86400.$$

5. Реальну потужність у кожній гілці знаходимо як суму заданої (фіктивної) та контурної потужностей (4.56):

$$\begin{aligned} \underline{S}_{A2} &= \underline{S}'_{A2} + \underline{S}_{K1} - \underline{S}_{K2} = 40 + j20 - 10,45 - j4,54 - 1,97 - j2,65 = \\ &= 27,58 + j12,81 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \end{aligned}$$

$$\underline{S}_{12} = \underline{S}'_{12} - \underline{S}_{K1} = 10,45 + j4,54 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\underline{S}_{A1} = \underline{S}'_{A1} - \underline{S}_{K1} = 20 + j10 + 10,45 + j4,54 = 30,45 + j14,54 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\underline{S}_{32} = \underline{S}'_{32} + \underline{S}_{K2} = 1,97 + j2,65 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\underline{S}_{A3} = \underline{S}'_{A3} + \underline{S}_{K2} = 30 + j10 + 1,97 + j2,65 = 31,97 + j12,65 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Перевірка:

$$\underline{S}_{H1} + \underline{S}_{H2} + \underline{S}_{H3} = 20 + j10 + 40 + j20 + 30 + j10 = 90 + j40 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

$$\begin{aligned} \underline{S}_{A1} + \underline{S}_{A2} + \underline{S}_{A3} &= 30,45 + j14,54 + 27,58 + j12,81 + 31,97 + j12,65 = \\ &= 90 + j40 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \end{aligned}$$

### Питання для самоперевірки

1. Наведіть вирази для розрахунку параметрів режиму лінії електропередачі.
2. Що розуміється під наведеними та розрахунковими навантаженнями підстанцій?
3. Яким чином здійснюється розрахунок розімкненої мережі живлення в два етапи.
4. Назвіть особливості розрахунку режиму розімкнених розподільних мереж з  $U_{\text{ном}} \leq 35$  кВ.
5. Дайте характеристику алгоритму розрахунку мережі з різними номінальними напругами.
6. Сформулюйте правила розрахунку мережі з різними номінальними напругами шляхом приведення мережі до однієї базової напруги.

7. Як робиться розрахунок простих замкнених мереж при рівності напруг у вузлах живлення.
8. Яким чином здійснюється розрахунок простих замкнених мереж при нерівності напруг у вузлах живлення.
9. Дайте характеристику методу перетворення (трансформації) схем заміщення електричної мережі при розрахунку складнозамкнених мереж.
10. Сформулюйте метод контурних потужностей, що використовується при розрахунку складнозамкнених мереж.

## ГЛАВА 5 . МЕТОДИ ТА АЛГОРИТМИ РОЗРАХУНКУ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

У сучасному проектуванні ручний розрахунок режимів електричних мереж використовується для найпростіших орієнтовних розрахунків. Практично всі розрахунки виконують на персональних комп'ютерах, за допомогою спеціально розроблених програм.

Завдання цього розділу полягає в тому, щоб ознайомити студентів енергетиків з теоретичними основами застосування ітераційних методів, що використовуються для побудови алгоритмів розрахунку усталених режимів за допомогою персональних комп'ютерів.

### 5.1. Числові матриці та дії над ними

У математичному описі розділу широко використовуються матриці та операції з ними. Для кращого розуміння матеріалу студентами видається доцільним нагадати основні поняття теорії матриць, що використовуються нижче.

*Матриця* – це прямокутна таблиця величин, записаних у певному порядку. Самі величини називають *елементами матриці*. Матриця  $\bar{A}$  з елементами  $a_{ij}$  може бути представлена в одному з наступних видів:

$$\begin{aligned} \bar{A} &= \begin{pmatrix} a_{11} & a_{12} & a_{13} & \cdots & a_{1n} \\ a_{21} & a_{22} & a_{23} & \cdots & a_{2n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{m1} & a_{m2} & a_{m3} & \cdots & a_{mn} \end{pmatrix} = \left\| \begin{array}{ccccc} a_{11} & a_{12} & a_{13} & \cdots & a_{1n} \\ a_{21} & a_{22} & a_{23} & \cdots & a_{2n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{m1} & a_{m2} & a_{m3} & \cdots & a_{mn} \end{array} \right\| = \\ &= \begin{bmatrix} a_{11} & a_{12} & a_{13} & \cdots & a_{1n} \\ a_{21} & a_{22} & a_{23} & \cdots & a_{2n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{m1} & a_{m2} & a_{m3} & \cdots & a_{mn} \end{bmatrix} = \bar{A} (a_{ij}), \end{aligned}$$

де  $m$  – кількість рядків матриці,  $n$  – кількість стовпців матриці.

**5.1.1. Термінологія.** Використовуються різні конфігурації матриці.

*Квадратна* матриця має рівну кількість рядків та стовпців ( $m = n$ ):

$$\bar{A} = \begin{pmatrix} a_{11} & a_{12} & a_{13} & \cdots & a_{1n} \\ a_{21} & a_{22} & a_{23} & \cdots & a_{2n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{n1} & a_{n2} & a_{n3} & \cdots & a_{nn} \end{pmatrix}.$$

*Симетрична* матриця – це квадратна матриця, в якій рівні елементи, симетричні відносно головної діагоналі:  $a_{ij} = a_{ji}$ .

*Діагональна* матриця – це симетрична матриця, в якій всі елементи, розташовані не на головній діагоналі, дорівнюють нулю:

$$\bar{A} = \begin{pmatrix} a_{11} & 0 & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & a_{22} & 0 & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & 0 & \cdots & a_{nn} \end{pmatrix}.$$

Матрицю-стовпець ( $n = 1$ ) та матрицю-рядок ( $m = 1$ ) називають арифметичними векторами:

$$\bar{A} = \begin{pmatrix} a_{11} \\ a_{21} \\ \vdots \\ a_{m1} \end{pmatrix}; \bar{A} = (a_{11} \quad a_{12} \quad \cdots \quad a_{1n}).$$

Матриця-одиниця – це матриця-стовпець, елементи якої рівні 1:

$$\bar{1} = \begin{pmatrix} 1 \\ 1 \\ \vdots \\ 1 \end{pmatrix}.$$

*Одинична матриця* – це діагональна матриця, ненульові елементи якої рівні 1:

$$\bar{E} = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 0 & \cdots & 0 \\ 0 & 1 & 0 & \cdots & 0 \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ 0 & 0 & 0 & \cdots & 1 \end{pmatrix}.$$

*Блочна* матриця – це матриця, елементи якої є також матриці.

Транспонована матриця – це матриця, у якій змінюють місцями стовпці та рядки відносно вихідної матриці. Якщо вихідна матриця  $\bar{A} = (a_{ij})$ , то транспонована –  $\bar{A}_T = (a_{ji})$ . Транспонована матриця добутку дорівнює добутку транспонованих матриць-множників:

$$(\bar{A} \cdot \bar{B})_T = \bar{A}_T \cdot \bar{B}_T.$$

Зворотна матриця – це матриця, множення на яку вихідної матриці ліворуч або праворуч дає одиничну матрицю:

$$\bar{A}^{-1} \cdot \bar{A} = \bar{A} \cdot \bar{A}^{-1} = \bar{E}.$$

**5.1.2. Дії над матрицями.** Додавання матриць можливе лише для матриць однакової розмірності. При додаванні матриць проводиться додавання однойменних елементів. Для матриць  $\bar{A} = (a_{ij})$  і  $\bar{B} = (b_{ij})$  маємо:

$$\bar{A} + \bar{B} = (a_{ij} + b_{ij}).$$

Множення на постійний множник (коефіцієнт) проводиться шляхом множення на цей множник всіх елементів матриці:

$$\bar{C} = \lambda \cdot \bar{A} = \bar{A} \cdot \lambda = \bar{A}(\lambda \cdot a_{ij}).$$

Множення матриць. Множення матриці  $\bar{A}$  розмірністю  $m_1 \times n_1$  на матрицю  $\bar{B}$  розмірністю  $m_2 \times n_2$  можливе тільки в тому випадку, якщо кількість стовпців першої матриці дорівнює кількості рядків другої:

$$n_1 = m_2.$$

Множення матриць здійснюється по елементним перемноженням рядків матриці  $\bar{A}$  на стовпці матриці  $\bar{B}$  з подальшим підсумовуванням додатків. Розглянемо множення на прикладах:

$$\begin{pmatrix} 2 & 3 \\ 5 & 1 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} 1 & 2 & 1 \\ 3 & 4 & 2 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 2 \cdot 1 + 3 \cdot 3 & 2 \cdot 2 + 3 \cdot 4 & 2 \cdot 1 + 3 \cdot 2 \\ 5 \cdot 1 + 1 \cdot 3 & 5 \cdot 2 + 1 \cdot 4 & 5 \cdot 1 + 1 \cdot 2 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 11 & 16 & 8 \\ 8 & 14 & 7 \end{pmatrix};$$

$$\begin{pmatrix} 2 & 7 \\ 3 & 1 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} 8 \\ 2 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 2 \cdot 8 + 7 \cdot 2 \\ 3 \cdot 8 + 1 \cdot 2 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 30 \\ 26 \end{pmatrix}.$$

**Властивості дій над матрицями (вибірково):**

*комутативність:*

$$\bar{A} + \bar{B} = \bar{B} + \bar{A}, \text{ але } \bar{A} \cdot \bar{B} \neq \bar{B} \cdot \bar{A};$$

асоціативність:

$$(\overline{A} + \overline{B}) + \overline{C} = \overline{A} + (\overline{B} + \overline{C}) \text{ і } (\overline{A} \cdot \overline{B}) \cdot \overline{C} = \overline{A} \cdot (\overline{B} \cdot \overline{C});$$

дистрибутивність:

$$(\overline{A} + \overline{B}) \cdot \overline{C} = \overline{A} \cdot \overline{C} + \overline{B} \cdot \overline{C}.$$

Множення матриці  $\overline{A}$  зліва та справа на одиничну матрицю  $\overline{E}$  не змінює вихідну матрицю:

$$\overline{A}^{-1} \cdot \overline{A} = \overline{A} \cdot \overline{A}^{-1} = \overline{E}.$$

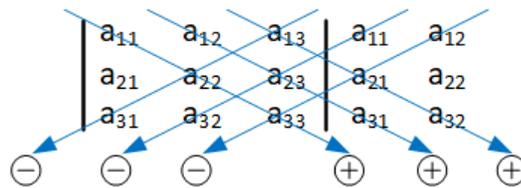
**5.1.3. Визначник (детермінант)** квадратної матриці  $\overline{A}$  – це число, пораховане певним чином. Позначення визначника прийнято виділяти прямими дужками  $|\overline{A}|$  або представляти в одному з наступних виглядів:  $\det \overline{A}$ ,  $\Delta$ ,  $D$ .

Визначник *другого* порядку розраховують як різницю добутків елементів за діагоналями матриці:

$$\begin{vmatrix} a_{11} & a_{12} \\ a_{21} & a_{22} \end{vmatrix} = a_{11} \cdot a_{22} - a_{21} \cdot a_{12}.$$

Обчислення визначника  $n$ -го порядку є досить громіздким завданням, яке має різні рішення, доцільність застосування яких залежить від порядку матриці, цілей проведення розрахунків і технічних засобів, що використовуються при розрахунках.

Для ручного розрахунку визначника *третього* порядку можна користуватися мнемонічним правилом Саррюса:



$$= a_{11} \cdot a_{22} \cdot a_{33} + a_{12} \cdot a_{23} \cdot a_{31} + a_{13} \cdot a_{21} \cdot a_{32} -$$

$$- a_{31} \cdot a_{22} \cdot a_{13} - a_{32} \cdot a_{23} \cdot a_{11} - a_{33} \cdot a_{21} \cdot a_{12}.$$

У загальному випадку будь-який визначник можна навести у вигляді суми додатків елементів будь-якого рядка чи стовпця на відповідні алгебраїчні доповнення, тобто, якщо

$$D = \begin{vmatrix} a_{11} & a_{12} & a_{13} & \cdots & a_{1n} \\ a_{21} & a_{22} & a_{23} & \cdots & a_{2n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{n1} & a_{n2} & a_{n3} & \cdots & a_{nn} \end{vmatrix},$$

то справедлива рівність

$$D = a_{i1}A_{i1} + a_{i2}A_{i2} + \cdots + a_{in}A_{in} = \sum_{j=1}^n a_{ij}A_{ij};$$

$$D = a_{1j}A_{1j} + a_{2j}A_{2j} + \cdots + a_{nj}A_{nj} = \sum_{i=1}^n a_{ij}A_{ij}.$$

Для обчислення визначника згадаємо поняття про мінор і алгебраїчні доповнення.

*Мінор*  $M$  є визначник, отриманий з вихідного визначника  $D$  шляхом викреслення довільної кількості рядків та рівної йому кількості стовпців. Кількість викреслених рядків (стовпців) визначають порядок мінору. Мінор формується із викреслених елементів визначника. З елементів, що залишилися, формується *додатковий мінор*  $\overline{M}$ .

Наприклад, для визначника

$$D = \begin{vmatrix} a_{11} & a_{12} & a_{13} & a_{14} \\ a_{21} & a_{22} & a_{23} & a_{24} \\ a_{31} & a_{32} & a_{33} & a_{34} \\ a_{41} & a_{42} & a_{43} & a_{44} \end{vmatrix}$$

знайдемо мінор і додатковий мінор для другого і четвертого рядків і першого і третього стовпця:

$$M = \begin{vmatrix} a_{21} & a_{23} \\ a_{41} & a_{43} \end{vmatrix}; \quad \overline{M} = \begin{vmatrix} a_{12} & a_{14} \\ a_{32} & a_{34} \end{vmatrix}.$$

Нехай  $a_{ij}$  – якийсь елемент визначника  $D$ . Очевидно, що він є одним із мінорів першого порядку ( $M_{ij} = a_{ij}$ ). Під алгебраїчним доповненням елемента визначника  $D$  розуміють додатковий мінор до елемента  $a_{ij}$ , взятий зі знаком  $(-1)^{i+j}$ , де  $i$  – номер обраного рядка,  $j$  – номер стовпця. Алгебраїчне доповнення позначається як  $A_{ij}$  та дорівнює

$$A_{ij} = (-1)^{i+j} \cdot \overline{M}.$$

**Приклад.** Обчислити визначник  $D$ :

$$D = \begin{vmatrix} 1 & 5 & 3 \\ 0 & 3 & 1 \\ 0 & 0 & 5 \end{vmatrix} = 5 \cdot \begin{vmatrix} 1 & 5 \\ 0 & 3 \end{vmatrix} \cdot (-1)^{3+3} = 5 \cdot (1 \cdot 3 - 0 \cdot 5) = 15.$$

$$D = \begin{vmatrix} 1 & 5 & 3 \\ 0 & 3 & 1 \\ 0 & 0 & 5 \end{vmatrix} = 1 \cdot \begin{vmatrix} 3 & 1 \\ 0 & 5 \end{vmatrix} \cdot (-1)^{1+1} = 1 \cdot (3 \cdot 5 - 0 \cdot 1) = 15.$$

**Властивості визначника:**

– визначники прямої та транспонованої матриць рівні:

$$\det \overline{A} = \det \overline{A}_T;$$

– якщо один із рядків визначника  $D$  нульовий, то  $D = 0$ ;

– якщо два рядки визначника  $D$  рівні, то  $D = 0$ ;

– якщо якісь два рядки визначника  $D$  пропорційні, то  $D = 0$ ;

– якщо один із рядків є лінійною комбінацією інших рядків, то  $D = 0$ ;

– якщо елементи якогось рядка мають загальний множник, то його можна

винести за визначник:

$$D = \begin{vmatrix} a_{11} & a_{12} & \dots & a_{1n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ m\overline{a}_{31} & m\overline{a}_{32} & \dots & m\overline{a}_{3n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ a_{n1} & a_{n2} & \dots & a_{nn} \end{vmatrix} = m \begin{vmatrix} a_{11} & a_{12} & \dots & a_{1n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ \overline{a}_{31} & \overline{a}_{32} & \dots & \overline{a}_{3n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ a_{n1} & a_{n2} & \dots & a_{nn} \end{vmatrix};$$

– якщо у визначнику поміняти місцями два рядки, то абсолютне значення визначника не зміниться, а знак зміниться на зворотний;

– якщо елементи деякого  $i$ -го рядка є сумами двох доданків, то визначник можна розкласти на суму двох визначників того ж порядку, причому в першому визначнику як елементи  $i$ -го рядка будуть перші доданки, а в другому

визначнику як елементи  $i$ -го рядка будуть другі доданки, решта рядків залишаться такими ж, як у вихідного визначника:

$$D = \begin{vmatrix} a_{11} & a_{12} & \dots & a_{1n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ a_{31} + b_{31} & a_{32} + b_{32} & \dots & a_{3n} + b_{3n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ a_{n1} & a_{n2} & \dots & a_{nn} \end{vmatrix} =$$

$$= \begin{vmatrix} a_{11} & a_{12} & \dots & a_{1n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ a_{31} & a_{32} & \dots & a_{3n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ a_{n1} & a_{n2} & \dots & a_{nn} \end{vmatrix} + \begin{vmatrix} a_{11} & a_{12} & \dots & a_{1n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ b_{31} & b_{32} & \dots & b_{3n} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ a_{n1} & a_{n2} & \dots & a_{nn} \end{vmatrix};$$

– якщо  $\bar{A}$  та  $\bar{B}$  – дві квадратні матриці розміром  $n \times n$ , то визначник їхнього добутку дорівнює добутку визначників:

$$|\bar{A} \cdot \bar{B}| = |\bar{A}| \cdot |\bar{B}|.$$

– якщо визначник квадратної матриці дорівнює нулю ( $D = 0$ ), то матриця називається *виродженою* або *особливою*, в іншому випадку - *невиродженою* чи *неособливою*.

**5.1.4. Знаходження зворотної матриці.** Матрицею *зворотною* по відношенню до квадратної матриці  $\bar{A}$  розміром  $n \times n$ , називають таку матрицю  $\bar{A}^{-1}$  того ж розміру, для якої справедливе співвідношення:

$$\bar{A}^{-1} \cdot \bar{A} = \bar{A} \cdot \bar{A}^{-1} = \bar{E}.$$

Для квадратної матриці  $\bar{A}$  тоді і лише тоді існує зворотна матриця  $\bar{A}^{-1}$ , коли ця матриця не вироджена. Для обчислення матриці  $\bar{A}^{-1}$ , зворотній матриці

$$\bar{A} = \begin{pmatrix} a_{11} & a_{12} & a_{13} & \dots & a_{1n} \\ a_{21} & a_{22} & a_{23} & \dots & a_{2n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{n1} & a_{n2} & a_{n3} & \dots & a_{nn} \end{pmatrix}$$

необхідно виконати певну послідовність операцій:

1) транспонувати матрицю  $\bar{A}$ :

$$\bar{A}_T = \begin{pmatrix} a_{11} & a_{21} & a_{31} & \cdots & a_{n1} \\ a_{12} & a_{22} & a_{32} & \cdots & a_{n2} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{1n} & a_{2n} & a_{3n} & \cdots & a_{nn} \end{pmatrix};$$

2) замінити всі елементи  $a_{ij}$  транспонованої матриці  $\bar{A}_T$  на алгебраїчні доповнення  $A_{ij}$ ;

3) обчислити визначник  $\det \bar{A}$ ;

4) обчислити зворотну матрицю за формулою

$$\bar{A}^{-1} = \frac{1}{\det \bar{A}} \cdot \begin{pmatrix} A_{11} & A_{21} & A_{31} & \cdots & A_{n1} \\ A_{12} & A_{22} & A_{32} & \cdots & A_{n2} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ A_{1n} & A_{2n} & A_{3n} & \cdots & A_{nn} \end{pmatrix}.$$

**Приклад.** Розв'язати систему лінійних алгебраїчних рівнянь

$$\begin{cases} x_1 + 2x_2 = 3; \\ x_2 + 2x_3 = 1; \\ 3x_1 + x_2 + 3x_3 = 0. \end{cases}$$

У матричному вигляді система рівнянь виглядає наступним чином:

$$\begin{pmatrix} 1 & 2 & 0 \\ 0 & 1 & 2 \\ 3 & 1 & 3 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 3 \\ 1 \\ 0 \end{pmatrix} \text{ або } \bar{A} \cdot \bar{X} = \bar{Y}.$$

Для визначення матриці  $\bar{X}$  треба помножити зліва обидві частини матричного рівняння на зворотну матрицю  $\bar{A}^{-1}$ :

$$\bar{A}^{-1} \cdot \bar{A} \cdot \bar{X} = \bar{A}^{-1} \cdot \bar{Y}.$$

У зв'язку з тим, що  $\bar{A}^{-1} \cdot \bar{A} \cdot \bar{X} = \bar{E} \cdot \bar{X} = \bar{X}$ , рішення знаходимо у вигляді

$$\bar{X} = \bar{A}^{-1} \cdot \bar{Y}.$$

Обчислюємо зворотну матрицю:

1) транспонуємо матрицю  $\bar{A} - \bar{A}_T = \begin{pmatrix} 1 & 0 & 3 \\ 2 & 1 & 1 \\ 0 & 2 & 3 \end{pmatrix}$ ;

2) змінюємо елементи транспонованої матриці  $\bar{A}_T$  на алгебраїчні доповнення

$$\bar{A}_{\text{Т доп}} = \begin{pmatrix} 1 & -6 & 4 \\ 6 & 3 & -2 \\ -3 & 5 & 1 \end{pmatrix};$$

3) обчислюємо визначник –  $\det \bar{A} = \det \bar{A}_{\text{Т}} = 1 \cdot \begin{vmatrix} 1 & 1 \\ 2 & 3 \end{vmatrix} - 2 \cdot \begin{vmatrix} 0 & 3 \\ 2 & 3 \end{vmatrix} = 1 + 12 = 13$ ;

4) зворотна матриця –

$$\bar{A}^{-1} = \frac{1}{13} \cdot \begin{pmatrix} 1 & -6 & 4 \\ 6 & 3 & -2 \\ -3 & 5 & 1 \end{pmatrix}.$$

Обчислюємо невідомі –

$$\bar{X} = \frac{1}{13} \cdot \begin{pmatrix} 1 & -6 & 4 \\ 6 & 3 & -2 \\ -3 & 5 & 1 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} 3 \\ 1 \\ 0 \end{pmatrix} = \frac{1}{13} \cdot \begin{pmatrix} 3 - 6 + 0 \\ 18 + 3 + 0 \\ -9 + 5 + 0 \end{pmatrix} = \frac{1}{13} \cdot \begin{pmatrix} -3 \\ 21 \\ -4 \end{pmatrix}.$$

$$x_1 = -\frac{3}{13}; \quad x_2 = \frac{21}{13}; \quad x_3 = -\frac{4}{13}.$$

## 5.2. Математична модель для розрахунку усталеного режиму електричної системи

Розрахунок усталеного режиму електричної системи базується на теорії електричних кіл. При цьому застосовуються два основні методи:

- вузлових напруг;
- контурних струмів.

### 5.2.1. Метод вузлових напруг

Метод вузлових напруг знайшов основне застосування тому, що дозволяє складати більш прості програми для персональних комп'ютерів. Розглянемо його детальніше. Розглянемо довільну електричну мережу, що має  $n$  вузлів (рис. 5.1).

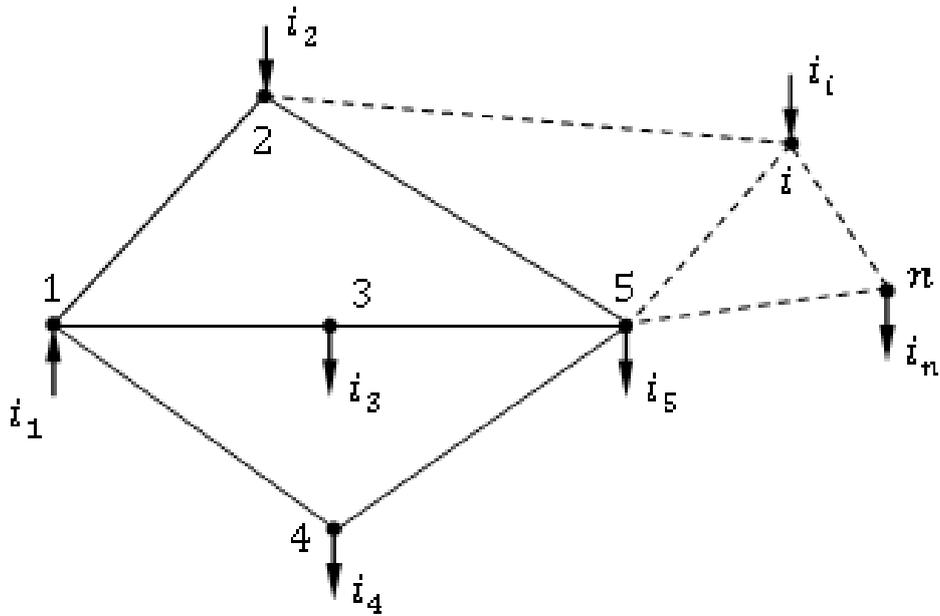


Рисунок 5.1 – Довільна електрична мережа

Назвемо поперечні струми (генерація, навантаження)  $i_{\text{вТ}}$  ті, що втікають, а поздовжні (по гілках) – ті, що витікають  $i_{\text{вИТ}}$ .

Тоді відповідно до I закону Кірхгофа для кожного вузла справедлива рівність:

$$\sum i_{\text{вИТ}} = \sum i_{\text{вТ}}. \quad (5.1)$$

Для  $i$ -го вузла умову (5.1) можна записати у вигляді:

$$\sum_{j=1}^n y_{ij} \cdot (U_i - U_j) = i_i$$

або

$$\left(\sum_{j=1}^n y_{ij}\right) \cdot U_i - \sum_{j=1}^n y_{ij} \cdot U_j = i_i, \quad (5.2)$$

де  $U_i$  та  $U_j$  – напруги у відповідних вузлах;  $y_{ij}$  – провідності гілок.

Для розглянутої мережі рівнянню (5.2) відповідатиме система лінійних рівнянь  $n$ -го порядку:

$$\begin{cases} (\sum y_{1j})U_1 - y_{12}U_2 - y_{13}U_3 - \dots - y_{1n}U_n = i_1; \\ -y_{21}U_1 + (\sum y_{2j})U_2 - y_{23}U_3 - \dots - y_{2n}U_n = i_2; \\ \text{-----} \\ -y_{n1}U_1 - y_{n2}U_2 - y_{n3}U_3 - \dots + (\sum y_{nj})U_n = i_n. \end{cases} \quad (5.3)$$

У матричному вигляді система рівнянь матиме вигляд:

$$\begin{pmatrix} y_{11} & -y_{12} & -y_{13} & \dots & -y_{1n} \\ -y_{21} & y_{22} & -y_{23} & \dots & -y_{2n} \\ \vdots & \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ -y_{n1} & -y_{n2} & -y_{n3} & \dots & -y_{nn} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} U_1 \\ U_2 \\ \vdots \\ U_n \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} i_1 \\ i_2 \\ \vdots \\ i_n \end{pmatrix}$$

або

$$\bar{Y} \cdot \bar{U} = \bar{I}. \quad (5.4)$$

Матриця  $\bar{Y}$  складається із власних провідностей  $y_{ii} = \sum_{j=1}^n y_{ij}$  та негативних значень взаємних провідностей  $-y_{ij} = -y_{ji}$ . Вона завжди симетрична.

У системі задається хоча б одна вузлова напруга, зазвичай у центрі живлення. Тоді у системі лінійних рівнянь (5.3) буде невідомих  $n - 1$  при  $n$  рівнянь. Одне рівняння стає лінійно залежним. Вузол, в якому задано напругу, називають базисним за напругою. Рівняння, що відповідає цьому вузлу, виключають із системи (5.3). Струм у вузлі не задається - вузол є балансуєчим по струму. Матричне рівняння (5.4) набуде вигляду:

$$\bar{Y}_1 \cdot \bar{U} = \bar{I} + \bar{Y}_6 \cdot U_6, \quad (5.5)$$

де  $\bar{Y}_1$  – матриця власних та взаємних провідностей без базисного вузла;  $U_6$  –

базисна напруга;  $\bar{Y}_6 = \begin{pmatrix} y_{16} \\ y_{26} \\ \vdots \\ y_{n6} \end{pmatrix}$  – матриця базисних провідностей.

Рівняння (5.5) називають *рівнянням вузлових потенціалів*.

У програмах розрахунків ustalених режимів може бути використана *звернена форма рівняння вузлових потенціалів*, яку отримують як рішення матричного рівняння (5.5) щодо матриці вузлових напруг  $\bar{U}$  домноженням зліва

обох частин рівняння на  $\bar{Y}_1^{-1}$  - матрицю, зворотну матриці власних та взаємних провідностей без базисного вузла  $\bar{Y}_1$ .

$$\bar{U} = \bar{Z} \cdot \bar{I} + \bar{1} \cdot U_6, \quad (5.6)$$

де  $\bar{Z} = \bar{Y}_1^{-1}$  - матриця власних та взаємних опорів;  $\bar{1} = \bar{Y}_1^{-1} \cdot \bar{Y}_1 = \begin{pmatrix} 1 \\ 1 \\ \vdots \\ 1 \end{pmatrix}$ .

Використання рівняння вузлових потенціалів у зверненій формі (5.6) може бути спрощено, якщо його вирішувати відносно падінь напруги. Запишемо (5.6) у вигляді:

$$\bar{U} - \bar{1} \cdot U_6 = \bar{Z} \cdot \bar{I},$$

що відповідає системі двох більш простих матричних рівнянь:

$$\begin{cases} \Delta \bar{U} = \bar{Z} \cdot \bar{I}; \\ \bar{U} = \Delta \bar{U} + \bar{1} \cdot U_6. \end{cases} \quad (5.7)$$

У разі подання навантажень потужностями система (5.3) стає нелінійною, оскільки вузлові струми є функцією вузлових напруг. Вузлова потужність  $i$ -му вузлі визначається за відомою формулою:

$$\underline{S}_i = \sqrt{3} \cdot \underline{U}_i \cdot \underline{I}_i^*,$$

в якій використовуються комплексні значення лінійної напруги  $\underline{U}_i$  та сполученого фазного струму  $\underline{I}_i^*$ .

Для зручності запису матричних рівнянь оперуватимемо лінійними струмами ( $I_\Delta = \sqrt{3} \cdot I_\Phi$ ). Тоді потужність і струм в  $i$ -му вузлі визначаються за формулами:

$$\underline{S}_i = \underline{U}_i \cdot \underline{I}_i^*, \quad \underline{I}_i = \underline{S}_i^* / \underline{U}_i^*.$$

Потужність для мережі з  $n$  вузлами, з яких один вузол прийнятий як базисний, можна навести в вигляді системи  $(n - 1)$  - го порядку:

$$\bar{\mathbf{S}} = \begin{pmatrix} U_1 & 0 & \dots & 0 \\ 0 & U_2 & \dots & 0 \\ \vdots & \vdots & \ddots & 0 \\ 0 & 0 & 0 & U_{n-1} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} I_1^* \\ I_2^* \\ \vdots \\ I_{n-1}^* \end{pmatrix}$$

або в матричному записі

$$\bar{\mathbf{S}} = \bar{\mathbf{U}}_{\text{diag}} \cdot \bar{\mathbf{I}}^* \quad (5.8)$$

Для розв'язання матричного рівняння (5.8) відносно матриці сполучених вузлових струмів  $\bar{\mathbf{I}}^*$  домножимо зліва обидві частини рівняння на  $\bar{\mathbf{U}}_{\text{diag}}^{-1}$  – матрицю, зворотну матриці  $\bar{\mathbf{U}}_{\text{diag}}$ :

$$\bar{\mathbf{U}}_{\text{diag}}^{-1} \cdot \bar{\mathbf{S}} = \bar{\mathbf{I}}^*,$$

звідки

$$\bar{\mathbf{I}} = \left( \bar{\mathbf{U}}_{\text{diag}}^* \right)^{-1} \cdot \bar{\mathbf{S}}^* \quad (5.9)$$

При заданні навантаження у вузлах потужностями рівняння (5.5), (5.6) стають нелінійними, тому що в них струми залежать від напруг  $\bar{\mathbf{I}} = f(\bar{\mathbf{U}})$ . У лінійних рівняннях функція визначається аргументом, а у цьому разі – і аргумент залежить від функції.

### 5.2.2. Запис рівнянь у дійсній формі

Параметри режиму і схеми моделі, що розглядаємо є комплексними числами. Представимо їх в алгебраїчній формі – напруги  $\underline{U} = U' + jU''$ , струми  $\underline{I} = I' + jI''$ ; потужності  $\underline{S} = P + jQ$ , опори  $\underline{z} = r + jx$ , провідності  $\underline{y} = g + jb$  – і перенесемо цю форму на матричні рівняння.

Матричне рівняння вузлових потенціалів (5.5) також можна уявити в алгебраїчній комплексній формі:

$$(\bar{\mathbf{G}}_1 + j\bar{\mathbf{B}}_1) \cdot (\bar{\mathbf{U}}' + j\bar{\mathbf{U}}'') = (\bar{\mathbf{I}}' + j\bar{\mathbf{I}}'') + (\bar{\mathbf{G}}_6 + j\bar{\mathbf{B}}_6) \cdot U_6.$$

Алгебраїчні операції з комплексними числами дають систему двох незалежних речових матричних рівнянь:

$$\begin{cases} \bar{G}_1 \bar{U}' - \bar{B}_1 \bar{U}'' = \bar{I}' + \bar{G}_6 \cdot U_6; \\ \bar{B}_1 \bar{U}' + \bar{G}_1 \bar{U}'' = \bar{I}'' + \bar{B}_6 \cdot U_6. \end{cases}$$

Систему можна записати у вигляді блочного матричного рівняння:

$$\begin{pmatrix} \bar{G}_1 & -\bar{B}_1 \\ \bar{B}_1 & \bar{G}_1 \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \bar{U}' \\ \bar{U}'' \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \bar{I}' \\ \bar{I}'' \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} \bar{G}_6 \\ \bar{B}_6 \end{pmatrix} \cdot U_6. \quad (5.10)$$

Подібним чином можна подати звернену форму рівняння вузлових потенціалів (5.6). Запишемо його в комплексній алгебраїчній формі:

$$(\bar{U}' + j\bar{U}'') = (\bar{R} + j\bar{X}) \cdot (\bar{I}' + j\bar{I}'') + \bar{1} \cdot (U_6' + jU_6''),$$

у вигляді системи двох незалежних речових матричних рівнянь

$$\begin{cases} \bar{U}' = \bar{R} \bar{I}' - \bar{X} \bar{I}'' + \bar{1} \cdot U_6'; \\ \bar{U}'' = \bar{X} \bar{I}' + \bar{R} \bar{I}'' + \bar{1} \cdot U_6'', \end{cases}$$

або блочного матричного рівняння:

$$\begin{pmatrix} \bar{U}' \\ \bar{U}'' \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \bar{R} & -\bar{X} \\ \bar{X} & \bar{R} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \bar{I}' \\ \bar{I}'' \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} \bar{1} & 0 \\ 0 & \bar{1} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} U_6' \\ U_6'' \end{pmatrix}.$$

Зазвичай задають  $U_6' = U_6$ ;  $U_6'' = 0$ . Тоді –

$$\begin{pmatrix} \bar{U}' \\ \bar{U}'' \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \bar{R} & -\bar{X} \\ \bar{X} & \bar{R} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \bar{I}' \\ \bar{I}'' \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} \bar{1} \\ \bar{0} \end{pmatrix} \cdot U_6, \quad (5.11)$$

де  $\bar{\mathbf{0}} = \begin{pmatrix} 0 \\ 0 \\ \vdots \\ 0 \end{pmatrix}$ .

Запис рівнянь у речовому вигляді дозволяє відмовитися від операцій з комплексними числами і тим самим спростити математичний опис моделі.

### 5.2.3. Формування матриці $\bar{Z}$

Найбільш простою математичною моделлю мережі для розрахунків режимів, що встановилися, є рівняння вузлових потенціалів у зверненій формі (5.6). Рішення цього рівняння ускладнюється необхідністю вміти визначати матрицю  $\bar{Z}$ , що є самостійним математичним завданням і може мати різні способи розв'язання.

Прямий спосіб визначення матриці  $\bar{Z}$  – це звернення матриці  $\bar{Y}_1$  ( $\bar{Z} = \bar{Y}_1^{-1}$ ). При розрахунку великих схем матриця  $\bar{Y}_1$  має високий порядок, що сильно ускладнює завдання визначення зворотної матриці. Для практичних цілей метод обігу матриці  $\bar{Y}_1$  мало застосовується.

**Метод послідовних обчислень стовпців матриці  $\bar{Z}$ .** Розглянемо електричну мережу із заземленим базисним вузлом (рис. 5.2). Таку мережу описує рівняння вузлових потенціалів у зверненій формі для падіння напруги (5.7). Рівняння представимо у вигляді системи рівнянь:

$$\begin{cases} \Delta U_1 &= z_{11}i_1 & + z_{12}i_2 & + z_{13}i_3 & + \dots + z_{1(n-1)}i_{(n-1)} & ; \\ \Delta U_2 &= z_{21}i_1 & + z_{22}i_2 & + z_{23}i_3 & + \dots + z_{2(n-1)}i_{(n-1)} & ; \\ \Delta U_3 &= z_{31}i_1 & + z_{32}i_2 & + z_{33}i_3 & + \dots + z_{3(n-1)}i_{(n-1)} & ; \\ \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \Delta U_{(n-1)} &= z_{(n-1)1}i_1 & + z_{(n-1)2}i_2 & + z_{(n-1)3}i_3 & + \dots + z_{(n-1)(n-1)}i_{(n-1)} & . \end{cases} \quad (5.12)$$

Для системи рівнянь (5.12) послідовно задають одиничні струми у вузлі 1, вузлі 2 тощо. Струми в інших вузлах при цьому дорівнюють нулю. При кожному завданні струмів обчислюють напруги у вузлах.

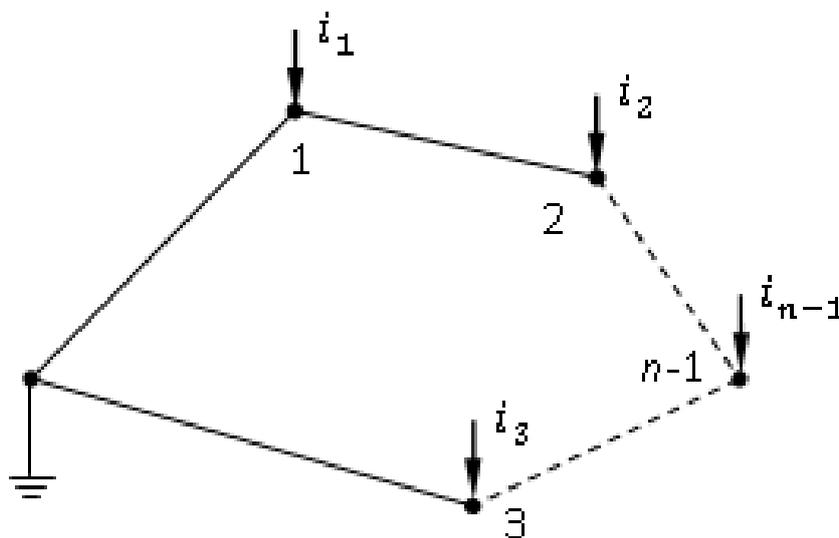


Рисунок 5.2 – Електрична мережа із заземленим базисним вузлом

Відхилення напруги у вузлах від базисної напруги ( $U_6 = 0$ ) рівні елементам стовпця матриці  $\bar{Z}$ , відповідному вузлу, в який втікає одиничний струм.

**Метод модифікації (нарощування) матриці  $\bar{Z}$ .** Нехай ми маємо симетричну матрицю  $n$ -го порядку:

$$\bar{Z} = \begin{pmatrix} Z_{11} & Z_{12} & \cdots & Z_{1p} & \cdots & Z_{1n} \\ Z_{21} & Z_{22} & \cdots & Z_{2p} & \cdots & Z_{2n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \cdots & \vdots \\ Z_{p1} & Z_{p2} & \cdots & Z_{pp} & \cdots & Z_{pn} \\ \vdots & \vdots & \cdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ Z_{n1} & Z_{n2} & \cdots & Z_{np} & \cdots & Z_{nn} \end{pmatrix}.$$

Тут модифікація – це зміна матриці  $\bar{Z}$  при зміні конфігурації мережі. При цьому всі зміни в схемі можуть бути зведені до двох простих операцій:

- 1) – підключення до мережі нового вузла;
- 2) – підключення до мережі нової гілки між двома вузлами.

Виконання цих операцій здійснюється у певному порядку, за правилами що їх регламентують.

1) Правило увімкнення та вимкнення вузла.

Нехай до вузла "p" мережі необхідно підключити вузол "q" (рис. 5.3).

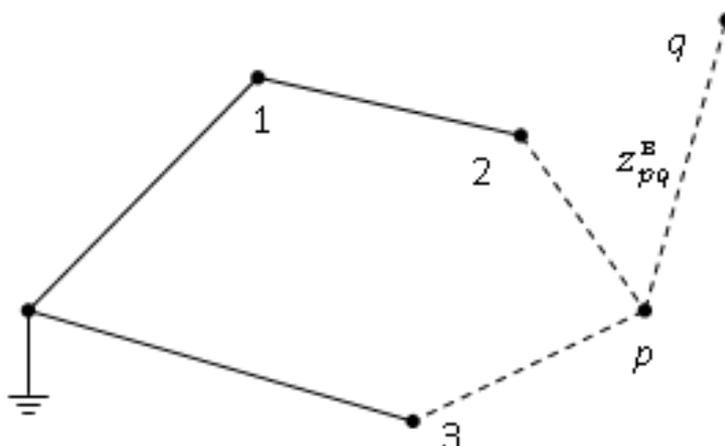


Рисунок 5.3 – Метод модифікації матриці  $\bar{Z}$ .

До матриці  $\bar{Z}$ , відповідної існуючої мережі (без вузла "q"), необхідно додати нові q-й рядок та q-й стовпець.

Взаємні елементи нової строки  $z_{qj}$  дорівнюють відповідним елементам рядка  $z_{pj}$  вузла, до якого підключено новий вузол:

$$z_{qj} = z_{pj}. \quad (5.13)$$

Взаємні елементи нового стовпця  $z_{iq}$  дорівнюють відповідним елементам стовпця  $z_{ip}$  вузла, до якого підключено новий вузол:

$$z_{iq} = z_{ip}. \quad (5.14)$$

Власний опір вузла "q"  $z_{qq}$  дорівнює сумі власного опору вузла "p"  $z_{pp}$  та опору нової гілки  $z_{pq}^B$ :

$$z_{qq} = z_{pp} + z_{pq}^B. \quad (5.15)$$

Інші елементи матриці  $\bar{Z}$  не змінюються.

При відключенні вузла "q", який з'єднаний гілкою зі схемою мережі, в матриці  $\bar{Z}$  слід викреслити q-ий рядок та q-тий стовпець.

## 2) Правило увімкнення та вимкнення гілки.

При включенні нової гілки з опором  $z_{pq}^B$ , що з'єднує вузли "p" та "q", розмірність матриці  $\bar{Z}$  не змінюється, але всі її елементи перераховуються за формулою:

$$z'_{ij} = z_{ij} - \frac{(z_{ip} - z_{iq})(z_{pj} - z_{qj})}{z_{pq}^B + z_{pp} + z_{qq} - 2 \cdot z_{pq}}. \quad (5.16)$$

Вимкнення гілки з опором  $z_{pq}^B$  розглядається як включення гілки з негативним опором  $(-z_{pq}^B)$ .

**Приклад формування матриці  $\bar{Z}$ .** Визначити матрицю  $\bar{Z}$  для кільцевої мережі, наведеної на рис. 5.1 пр. Опір гілок вказано на рисунку.

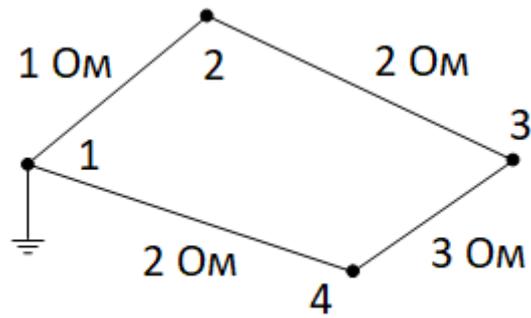


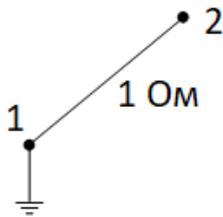
Рисунок 5.4 – Приклад формування матриці  $\bar{Z}$  методом модифікації

1)



$$\bar{Z} = z_{11} = 0$$

2)

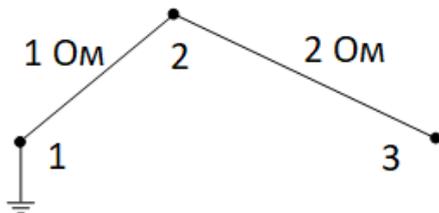


$$\bar{Z} = \begin{pmatrix} z_{11} & z_{12} \\ z_{21} & z_{22} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0 & 0 \\ 0 & 1 \end{pmatrix}.$$

$$z_{22} = z_{11} + z_{12}^B = 1;$$

$$z_{21} = z_{11} = 0; z_{12} = z_{11} = 0.$$

3)



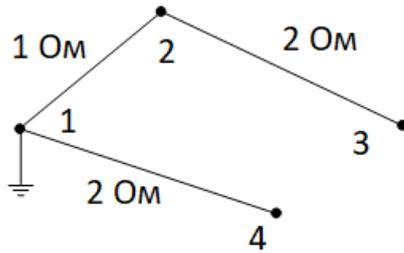
$$\bar{Z} = \begin{pmatrix} z_{11} & z_{12} & z_{13} \\ z_{21} & z_{22} & z_{23} \\ z_{31} & z_{32} & z_{33} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 1 \\ 0 & 1 & 3 \end{pmatrix}.$$

$$z_{33} = z_{22} + z_{23}^B = 3;$$

$$z_{31} = z_{21} = 0; z_{13} = z_{12} = 0;$$

$$z_{32} = z_{22} = 1; z_{23} = z_{22} = 1.$$

4)



$$\bar{Z} = \begin{pmatrix} Z_{11} & Z_{12} & Z_{13} & Z_{14} \\ Z_{21} & Z_{22} & Z_{23} & Z_{24} \\ Z_{31} & Z_{32} & Z_{33} & Z_{34} \\ Z_{41} & Z_{42} & Z_{43} & Z_{44} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 1 & 0 \\ 0 & 1 & 3 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 2 \end{pmatrix}.$$

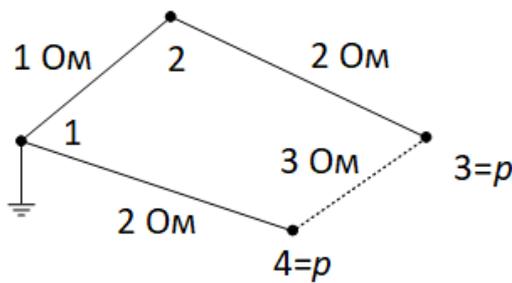
$$Z_{44} = z_{11} + z_{13}^B = 2;$$

$$Z_{41} = z_{11} = 0; \quad Z_{14} = z_{11} = 0;$$

$$Z_{42} = z_{12} = 0; \quad Z_{24} = z_{21} = 0;$$

$$Z_{43} = z_{13} = 0; \quad Z_{34} = z_{31} = 0.$$

5)



$$Z'_{ij} = Z_{ij} - \frac{(z_{ip} - z_{iq}) \cdot (z_{pj} - z_{qj})}{z_{pq}^B + z_{pp} + z_{qq} - 2 \cdot z_{pq}}$$

$$i=1, j=1 \quad Z'_{11} = Z_{11} - \frac{(z_{13} - z_{14}) \cdot (z_{31} - z_{41})}{z_{34}^B + z_{33} + z_{44} - 2 \cdot z_{34}} = 0 - \frac{(0-0) \cdot (0-0)}{3+3+2-2 \cdot 0} = 0;$$

$$i=1, j=2 \quad Z'_{12} = Z_{12} - \frac{(z_{13} - z_{14}) \cdot (z_{32} - z_{42})}{z_{34}^B + z_{33} + z_{44} - 2 \cdot z_{34}} = 0 - \frac{(0-0) \cdot (1-0)}{3+3+2-2 \cdot 0} = 0;$$

$$i=1, j=3 \quad Z'_{13} = Z_{13} - \frac{(z_{13} - z_{14}) \cdot (z_{33} - z_{43})}{z_{34}^B + z_{33} + z_{44} - 2 \cdot z_{34}} = 0 - \frac{(0-0) \cdot (3-0)}{3+3+2-2 \cdot 0} = 0;$$

$$i=1, j=4 \quad Z'_{14} = Z_{14} - \frac{(z_{13} - z_{14}) \cdot (z_{34} - z_{44})}{z_{34}^B + z_{33} + z_{44} - 2 \cdot z_{34}} = 0 - \frac{(0-0) \cdot (0-2)}{3+3+2-2 \cdot 0} = 0;$$

$$i=2, j=2 \quad Z'_{22} = Z_{22} - \frac{(z_{23} - z_{24}) \cdot (z_{32} - z_{42})}{z_{34}^B + z_{33} + z_{44} - 2 \cdot z_{34}} = 1 - \frac{(1-0) \cdot (1-0)}{8} = 1 - \frac{1}{8} = \frac{7}{8} = 0,875;$$

$$i=2, j=3 \quad Z'_{23} = Z_{23} - \frac{(z_{23} - z_{24}) \cdot (z_{33} - z_{43})}{z_{34}^B + z_{33} + z_{44} - 2 \cdot z_{34}} = 1 - \frac{(1-0) \cdot (3-0)}{8} = 1 - \frac{3}{8} = \frac{5}{8} = 0,625;$$

$$i=2, j=4 \quad Z'_{24} = Z_{24} - \frac{(z_{23} - z_{24}) \cdot (z_{34} - z_{44})}{z_{34}^B + z_{33} + z_{44} - 2 \cdot z_{34}} = 0 - \frac{(1-0) \cdot (0-2)}{8} = 0 + \frac{2}{8} = \frac{2}{8} = 0,250;$$

$$i=3, j=3 \quad z'_{33} = z_{33} - \frac{(z_{33}-z_{34}) \cdot (z_{33}-z_{43})}{z_{34}^B + z_{33} + z_{44} - 2 \cdot z_{34}} = 3 - \frac{(3-0) \cdot (3-0)}{8} = 3 - \frac{9}{8} = \frac{15}{8} = 1,875;$$

$$i=3, j=4 \quad z'_{34} = z_{34} - \frac{(z_{33}-z_{34}) \cdot (z_{34}-z_{44})}{z_{34}^B + z_{33} + z_{44} - 2 \cdot z_{34}} = 0 - \frac{(3-0) \cdot (0-2)}{8} = 0 + \frac{6}{8} = \frac{6}{8} = 0,750;$$

$$i=4, j=4 \quad z'_{44} = z_{44} - \frac{(z_{43}-z_{44}) \cdot (z_{34}-z_{44})}{z_{34}^B + z_{33} + z_{44} - 2 \cdot z_{34}} = 2 - \frac{(0-2) \cdot (0-2)}{8} = 2 - \frac{4}{8} = \frac{12}{8} = 1,500.$$

Матриця  $\bar{Z}$  є симетричною ( $z_{ji} = z_{ij}$ ). Тому елементи, що залишилися, можна не розраховувати. Наприклад,

$$i=4, j=3 \quad z'_{43} = z_{43} - \frac{(z_{43}-z_{44}) \cdot (z_{33}-z_{43})}{z_{34}^B + z_{33} + z_{44} - 2 \cdot z_{34}} = 0 - \frac{(0-2) \cdot (3-0)}{8} = 0 + \frac{6}{8} = \frac{6}{8} = 0,750 = z'_{34}.$$

Перерахунок елементів при включенні гілки 3-4 дає матрицю:

$$\bar{Z} = \begin{pmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0,875 & 0,625 & 0,250 \\ 0 & 0,625 & 1,875 & 0,750 \\ 0 & 0,250 & 0,750 & 1,500 \end{pmatrix}$$

Ця матриця є зворотною матриці  $\bar{Y}$ , яка відповідає системі рівнянь, що включає в себе розрахунок всіх вузлових напруг мережі. При фіксації напруги в базисному вузлі ( $U_6 = U_1$ ) із системи рівнянь треба видалити лінійно залежне рівняння, а в матриці  $\bar{Y}$  – відповідні рядок і стовпець ( $\bar{Y}_1$ ). Ці ж рядки слід викреслити з матриці  $\bar{Z}$ :

$$\bar{Z} = \begin{pmatrix} z_{11} & z_{12} & z_{13} \\ z_{21} & z_{22} & z_{23} \\ z_{31} & z_{32} & z_{33} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0,875 & 0,625 & 0,250 \\ 0,625 & 1,875 & 0,750 \\ 0,250 & 0,750 & 1,500 \end{pmatrix}.$$

### 5.3. Методи розв'язання рівнянь усталеного режиму електричної мережі

Для розв'язання рівнянь усталеного режиму електричної мережі можуть використовуватися різні ітераційні методи, такі як:

- метод простої ітерацій;
- метод Зейделя;
- метод Ньютона;

– градієнтний метод.

### 5.3.1. Метод простої ітерації

Ітерація означає наближення. Для реалізації ітераційного процесу розв'язуване рівняння представляють у формі Коші:

$$x = f(x) \quad (5.17)$$

і вирішують його для кожного наступного  $(k + 1)$ -го наближення як функцію від попереднього  $k$ -го рішення:

$$x^{(k+1)} = f(x^{(k)}). \quad (5.18)$$

Задають початкове наближення  $x^{(0)}$  та далі:

$$\begin{aligned} x^{(1)} &= f(x^{(0)}); \\ x^{(2)} &= f(x^{(1)}); \\ x^{(3)} &= f(x^{(2)}); \\ &\text{-----} \\ x^{(n)} &= f(x^{(n-1)}). \end{aligned}$$

Основна вимога для ітераційних методів – **збіжність**. Умова збіжності функції (5.17):

$$\left| \frac{df(x)}{dx} \right| < 1. \quad (5.19)$$

Якщо не виконуються умови збіжності, буде мати місце розбіжний процес який найчастіше має коливальний характер. Є спеціальні методи, що впливають на збіжність. Так, ітераційний процес (5.18) можна подати у вигляді:

$$x^{(k+1)} = x^{(k)} + \alpha \cdot [f(x^{(k)}) - x^{(k)}]. \quad (5.20)$$

При  $\alpha = 1$  – (5.20) адекватно (5.18).

При  $\alpha < 1$  – покращуються умови збіжності при коливальному процесі, але збільшується час розрахунку. Коефіцієнт  $\alpha$  виконує коефіцієнта демпфування.

При  $\alpha > 1$  – коефіцієнт  $\alpha$  використовується як коефіцієнт прискорення при монотонно східному процесі для його прискорення.

Усталені режими електричних мереж описують системою рівняння у формі Коші:

$$\begin{cases} x_1 = f_1(x_1, x_2, \dots, x_n); \\ x_2 = f_2(x_1, x_2, \dots, x_n); \\ \dots \\ x_n = f_n(x_1, x_2, \dots, x_n). \end{cases}$$

у матричній формі:

$$\bar{X} = \bar{F}(\bar{X}). \quad (5.21)$$

Рішення має вигляд:

$$\bar{X}^{(k+1)} = \bar{F}(\bar{X}^{(k)}), \quad (5.22)$$

для окремо взятого  $j$ -го рівняння:

$$x_j^{(k+1)} = f_j(x_1^{(k)}, x_2^{(k)} \dots x_n^{(k)}). \quad (5.23)$$

### Приклад розв'язання системи лінійних рівнянь методом простої ітерації.

Задана система лінійних рівнянь.

$$\begin{cases} x_1 = 0,1x_1 - 0,5x_2 + 1; \\ x_2 = 0,3x_1 + 0,2x_2 - 1. \end{cases}$$

Задаємося початковими умовами ( $x_1 = 0$ ;  $x_2 = 0$ ):

$$\bar{X}^{(0)} = \begin{pmatrix} 0 \\ 0 \end{pmatrix}.$$

I ітерація:  $\bar{X}^{(1)} = \bar{F}(\bar{X}^{(0)}) = \begin{pmatrix} 1 \\ -1 \end{pmatrix}.$

II ітерація:  $\bar{X}^{(2)} = \bar{F}(\bar{X}^{(1)}) = \bar{F} \begin{pmatrix} 1 \\ -1 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0,1 + 0,5 + 1 \\ 0,3 - 0,2 - 1 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1,6 \\ -0,9 \end{pmatrix}.$

III ітерація:  $\bar{X}^{(3)} = \bar{F}(\bar{X}^{(2)}) = \bar{F} \begin{pmatrix} 1,6 \\ -0,9 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 0,16 + 0,45 + 1 \\ 0,48 - 0,18 - 1 \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 1,61 \\ -0,7 \end{pmatrix}.$

IV ітерація:...

Умова збіжності функції (5.19) для методу простої ітерації виглядає так:

$$\sum_{i=1}^n \left| \frac{\partial f_j(x)}{\partial x_i} \right| < 1 \quad \text{для } j = 1 \dots n.$$

На практиці збіжність визначають за зміною прирощень під час ітераційного процесу. Якщо

$$\left| x_j^{(k+1)} - x_j^{(k)} \right| < \left| x_j^{(k)} - x_j^{(k-1)} \right|, \quad (5.24)$$

то процес збігається.

Розрахунок триває до виконання умови забезпечення точності розрахунку  $\varepsilon$  у кожному рівнянні системи:

$$\left| \bar{X}^{(k+1)} - \bar{X}^{(k)} \right| < \bar{1}\varepsilon. \quad (5.25)$$

Блок-схема алгоритму розрахунку усталеного режиму методом простої ітерації наведено на рис. 5.5.

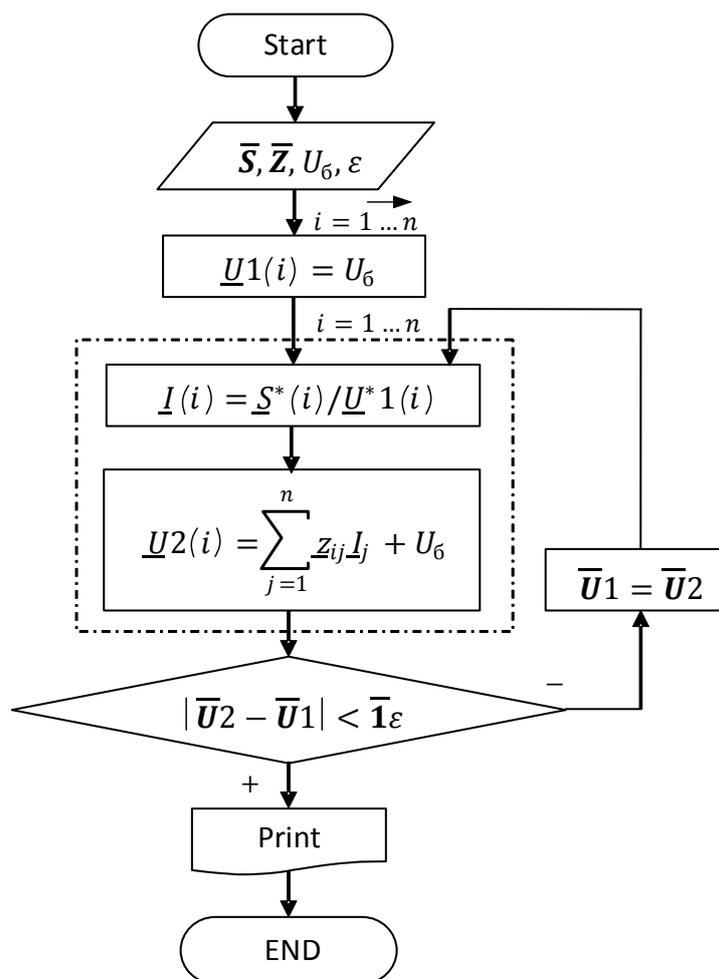


Рисунок 5.5 – Блок-схема алгоритму розрахунку усталеного режиму методом простої ітерації

Застосовано звернену форму рівняння вузлових потенціалів з використанням матриці  $\bar{Z}$  (5.6):

$$\bar{U} = \bar{Z} \cdot \bar{I} + \bar{1} \cdot U_{\text{б}}.$$

Як вихідні дані задані матриця навантажень у вузлах  $\bar{S}$ , матриця  $\bar{Z}$ , напруга в базисному вузлі  $U_{\text{б}}$ , необхідна точність розрахунку  $\varepsilon$ .

У циклі по  $i$  задаються початкові напруги  $U_1(i)$  у всіх  $n$  вузлах, рівні  $U_{\text{б}}$ . Потім у циклі по  $i$  розраховуються вузлові струми  $I(i)$  та напруги наступної ітерації  $U_2(i)$ .

Ітераційний процес триває до його збіжності із заданою точністю розрахунку  $\varepsilon$ .

### 5.3.2. Метод Зейделя

Метод Зейделя є модифікацією методу простої ітерації. Основна його перевага – найкраща збіжність. Крім того, не вимагається обсяг пам'яті для запам'ятовування  $(k - 1)$  кроку.

Також, як у методі простої ітерації, режим електричних мереж описують системою рівняння у формі Коші (5.21):

$$\begin{cases} x_1 = f_1(x_1, x_2, \dots, x_j, \dots, x_n); \\ x_2 = f_2(x_1, x_2, \dots, x_j, \dots, x_n); \\ \text{-----} \\ x_j = f_j(x_1, x_2, \dots, x_j, \dots, x_n); \\ \text{-----} \\ x_n = f_n(x_1, x_2, \dots, x_j, \dots, x_n). \end{cases}$$

Відмінність полягає в тому, що знайдене  $(k + 1)$ -е наближення елемента  $(j - 1)$  одразу використовується для обчислення  $(k + 1)$ -го наближення  $j$ -го елемента. Якщо у методі простої ітерації рішення знаходили у вигляді

$$x_j^{(k+1)} = f_j(x_1^{(k)}, x_2^{(k)}, \dots, x_n^{(k)}),$$

то в методі Зейделя –

$$x_j^{(k+1)} = f_j(x_1^{(k+1)}, x_2^{(k+1)}, \dots, x_{j-1}^{(k+1)}, x_j^{(k)}, x_{j+1}^{(k)}, \dots, x_n^{(k)}). \quad (5.26)$$

**Приклад розв'язання системи лінійних рівнянь Зейделя.** Розглянемо ту саму систему двох лінійних рівнянь, яку використовували у прикладі для методу простої ітерації:

$$\begin{cases} x_1 = 0,1x_1 - 0,5x_2 + 1; \\ x_2 = 0,3x_1 + 0,2x_2 - 1. \end{cases}$$

Задаємося початковими умовами ( $x_1 = 0$ ;  $x_2 = 0$ ):

$$\bar{X}^{(0)} = \begin{pmatrix} 0 \\ 0 \end{pmatrix}.$$

$$\text{I ітерація: } \begin{cases} x_1^{(1)} = 0,1 \cdot 0 - 0,5 \cdot 0 + 1 = 1; \\ x_2^{(1)} = 0,3 \cdot 1 + 0,2 \cdot 0 - 1 = -0,7. \end{cases}$$

$$\text{II ітерація: } \begin{cases} x_1^{(2)} = 0,1 \cdot 1 - 0,5 \cdot (-0,7) + 1 = 1,45; \\ x_2^{(2)} = 0,3 \cdot 1,45 + 0,2 \cdot (-0,7) - 1 = -0,705. \end{cases}$$

$$\text{III ітерація: } \begin{cases} x_1^{(2)} = 0,1 \cdot 1,45 - 0,5 \cdot (-0,705) + 1 = 1,4975; \\ x_2^{(2)} = 0,3 \cdot 1,4975 + 0,2 \cdot (-0,705) - 1 = -0,69175. \end{cases}$$

IV ітерація:...

**Рівняння мережі при вирішенні методом Зейделя.** Наведемо рівняння вузлових потенціалів (5.5)

$$\bar{Y}_1 \cdot \bar{U} = \bar{I} + \bar{Y}_6 \cdot U_6$$

у вигляді зручному для складання алгоритму програми:

$$\begin{pmatrix} y_{11} & -y_{12} & \cdots & -y_{1i} & \cdots & -y_{1,n-1} \\ -y_{21} & y_{22} & \cdots & -y_{2i} & \cdots & -y_{2,n-1} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots & \cdots & \vdots \\ -y_{i1} & -y_{i2} & \cdots & y_{ii} & \cdots & -y_{i,n-1} \\ \vdots & \vdots & \cdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ -y_{n-1,1} & -y_{n-1,2} & \cdots & -y_{n-1,i} & \cdots & y_{n-1,n-1} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} U_1 \\ U_2 \\ \vdots \\ U_i \\ \vdots \\ U_{n-1} \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} y_{16} \\ y_{26} \\ \vdots \\ y_{i6} \\ \vdots \end{pmatrix} \cdot U_6 = \begin{pmatrix} I_1 \\ I_2 \\ \vdots \\ I_i \\ \vdots \\ I_{n-1} \end{pmatrix}.$$

Усі елементи матриць цього рівняння є комплексними числами. З матричного рівняння випливає, що для  $i$ -го вузла можна записати:

$$\underline{y}_{ii} \cdot \underline{U}_i - \sum_{j=1}^n y_{ij} \cdot \underline{U}_j = \underline{I}_i, \quad (5.27)$$

де  $\underline{y}_{ii} = \left( \sum_{j=1}^n \underline{y}_{ij} \right)$  – власна провідність  $i$ -го вузла;  $y_{ij}$  – провідність гілок;  $\underline{U}_i$  і  $\underline{U}_j$  – напруги у відповідних вузлах.

Із виразу (5.7) визначається напруга в  $i$ -му вузлі:

$$\underline{U}_i = \frac{I_i + \sum_{j=1}^n y_{ij} \underline{U}_j}{y_{ii}}. \quad (5.28)$$

Рівняння (5.28) є нелінійним, тому що при заданні навантаження вузла потужністю струм  $I_i$  залежить від напруги:

$$\underline{I}_i = \frac{\underline{S}_i^*}{\underline{U}_i^*} = \frac{P_i - jQ_i}{U_i' - U_i''} = \frac{P_i \cdot U_i' + Q_i \cdot U_i''}{U_i^2} + j \frac{P_i \cdot U_i'' - Q_i \cdot U_i'}{U_i^2}. \quad (5.29)$$

З урахуванням (5.29) рівняння (5.28) записано в формі Коші  $\underline{U}_i = f(\underline{S}_i, \underline{U}_i)$ , яке можна використовувати для ітераційних методів, зокрема для метода Зейделя. Спрощена блок-схема алгоритму розрахунку методом Зейделя наведена на рисунку 5.6.

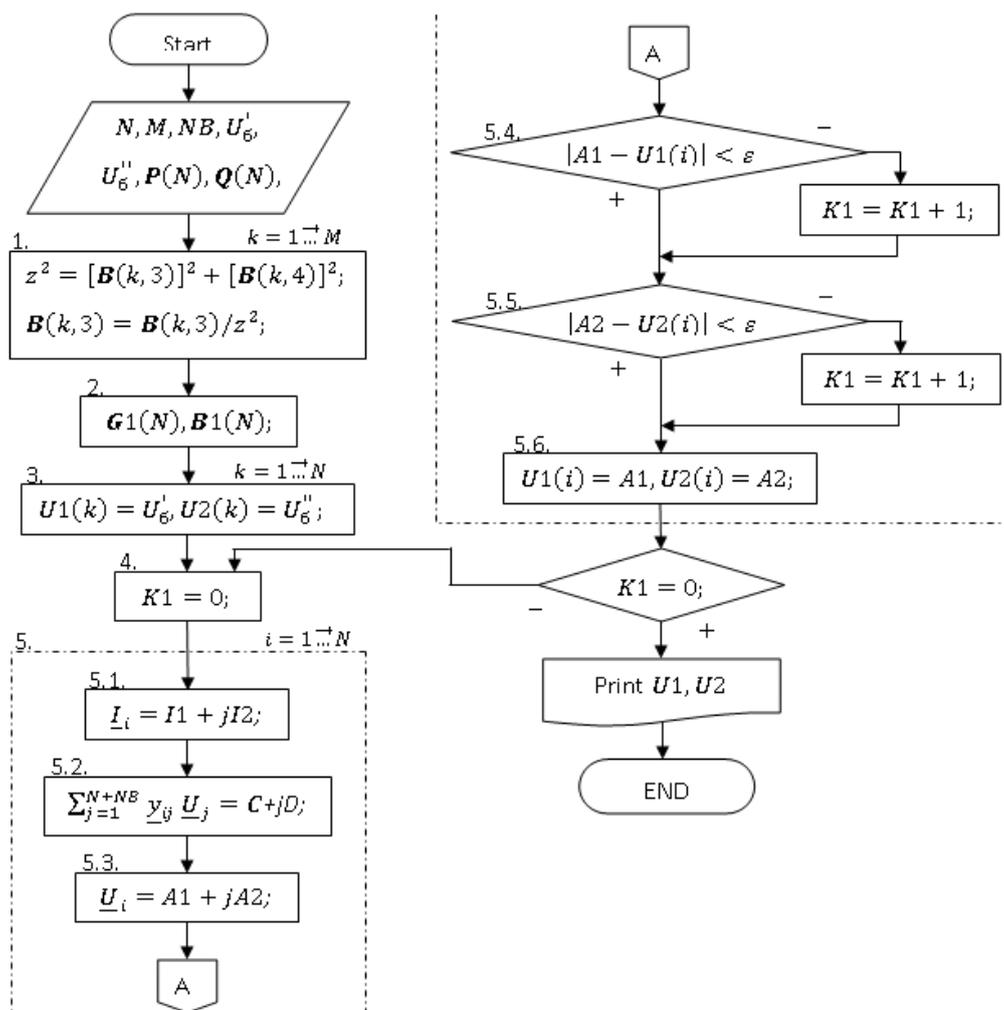


Рисунок 5.6 – Блок-схема алгоритму розрахунку усталеного режиму методом Зейделя

*Вихідні дані:*  $N$  – кількість вузлів без базисного;  $M$  – кількість гілок;  $NB$  – кількість базисних вузлів;  $U'_6, U''_6$  – активні та реактивні складові напруги у базисних вузлах;  $P(N), Q(N)$  – матриці-стовпці активних та реактивних потужностей навантажень у вузлах;  $\mathbf{B}(M, 4)$  – матриця конфігурації мережі;  $\varepsilon$  – точність розрахунку.

Комплексні складові напруги в базисних вузлах використовуються з метою забезпечення можливості введення фазового зсуву між векторами ЕРС джерел живлення різних центрів живлення (ЦЖ). Якщо ЦЖ один чи фазовий зсув враховувати не потрібно, то в базисних вузлах задають лише активну складову напруги:  $U'_6 = U_6, U''_6 = 0$ .

Матриця конфігурації мережі  $\mathbf{B}(M, 4)$  містить інформацію про схему електричних з'єднань мережі та опір гілок. Розглянемо побудову матриці з прикладу умовної електричної мережі (рис. 5.7).



Рисунок 5.7 – Побудова матриці  $\mathbf{B}(M,4)$  на прикладі умовної електричної мережі

Матриця  $\mathbf{B}$  виділена у таблиці, наведеній на рис. 5.7, подвійними лініями. Вона містить число рядків, що дорівнює числу гілок аналізованої схеми, і чотири стовпці. Перші два стовпці показують вузли, пов'язані гілками, третій та четвертий стовпці – активні та реактивні опори гілок.

1. Блок перерахунку опорів гілок у провідності забезпечує розрахунок провідностей у кожній з  $M$  гілок відповідно до формули (5.11):

$$g_{ij} = \frac{r_{ij}}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2}; \quad b_{ij} = \frac{x_{ij}}{r_{ij}^2 + x_{ij}^2}.$$

Після закінчення перерахунку в двох останніх колонках матриці  $\mathbf{B}$  інформація про опори гілок змінена на інформацію про провідність цих же гілок ( $r_{ij} \rightarrow g_{ij}; x_{ij} \rightarrow b_{ij}$ ).

2. Блок формування власних провідностей призначений для розрахунку в кожному з  $N$  вузлів схеми суми провідностей гілок, підключених до цього вузла:

$$\underline{y}_{ii} = \sum_{j=1}^N \underline{y}_{ij}.$$

У наведеній формулі провідності відсутніх гілок дорівнюють нулю, тобто, якщо вузол  $j$  не має безпосереднього зв'язку з вузлом  $i$ , то  $\underline{y}_{ij} = 0$ . Для реалізації цієї операції спочатку проводиться обнуління матриць власних провідностей всіх вузлів ( $\mathbf{G1}(N) = 0, \mathbf{B1}(N) = 0$ ), а потім перебирання  $M$  гілок з вибором гілок, підключених до  $i$ -го вузлу та підсумовування їх провідностей (рис. 5.8).

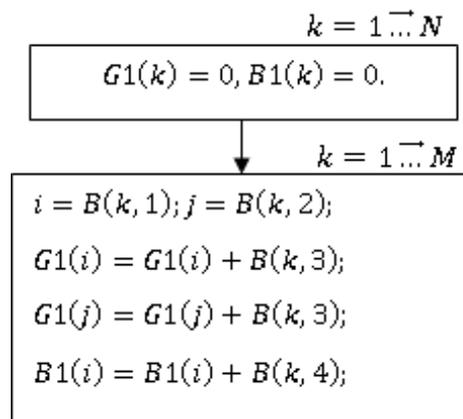


Рисунок 5.8 – Алгоритм формування власних провідностей вузлів

**Приклад роботи алгоритму формування власних провідностей.** Нехай в умовній електричній мережі (рис. 5.7) відомі провідності гілок  $\underline{y}_{ii} = g_{ij} + jb_{ij}$ , що відображено на схемі мережі та в матриці  $\mathbf{B}$  (рис. 5.9).

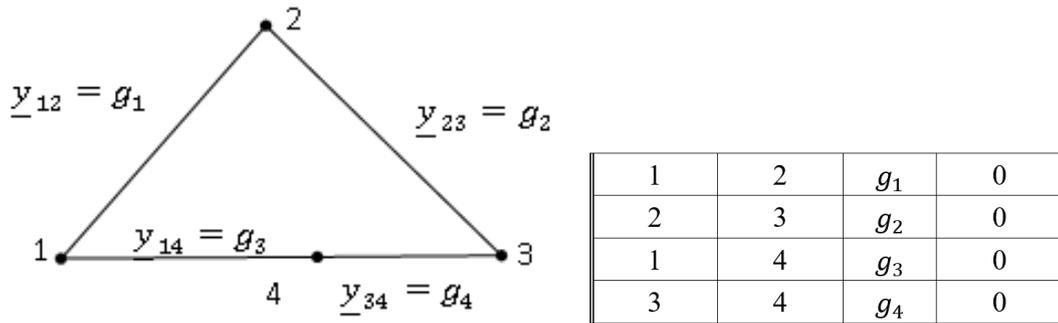


Рисунок 5.9 – Приклад формування власних провідностей вузлів

Зокрема, реактивні провідності прийняті рівними нулю. Після обнуління матриць  $G1(N)$  та  $B1(N)$  перебирання гілок в циклі  $k = 1 \dots M$  відбувається наступним чином:

**$k = 1$**

$$i = B(1,1) = 1; j = B(1,2) = 2;$$

$$G1(1) = G1(1) + B(1,3) = 0 + g_1;$$

$$G1(2) = G1(2) + B(1,3) = 0 + g_1;$$

**$k = 2$**

$$i = B(2,1) = 2; j = B(2,2) = 3;$$

$$G1(2) = G1(2) + B(2,3) = g_1 + g_2;$$

$$G1(3) = G1(3) + B(2,3) = 0 + g_2;$$

**$k = 3$**

$$i = B(3,1) = 1; j = B(3,2) = 4;$$

$$G1(1) = G1(1) + B(3,3) = g_1 + g_3;$$

$$G1(4) = G1(4) + B(3,3) = 0 + g_3;$$

**$k = 4$**

$$i = B(4,1) = 3; j = B(4,2) = 4;$$

$$G1(3) = G1(3) + B(4,3) = g_2 + g_4;$$

$$G1(4) = G1(4) + B(4,3) = g_3 + g_4.$$

Наприкінці циклу  $k = 1 \dots M$  маємо  $G1(M)$ , легко перевіряємий за схемою (рис. 5.9):

$$G1(1) = g_1 + g_3; G1(2) = g_1 + g_2; G1(3) = g_2 + g_4; G1(4) = g_3 + g_4.$$

3. Завдання початкових умов ітераційного процесу.

4. Обнуління лічильника вузлів, у яких ітераційний процес не зійшовся за активною  $U_i'$  або  $U_i''$  реактивної складової напруги.

5. Розрахунок вузлових напруг за формулою (5.28) в циклі  $i = 1 \dots N$ .

5.1. Розрахунок вузлових струмів за формулою (5.29).

5.2. Обчислення доданку  $\sum_{j=1}^n y_{ij} \cdot \underline{U}_j$ .

5.3. Визначення напруги в  $i$ -му вузлі (5.28) у вигляді  $\underline{U}_i = A1 + jA2$ .

5.4. Визначення збіжності речової складової напруги  $U1(i)$  у вузлі.

5.5. Визначення збіжності уявної складової напруги  $U2(i)$ .

5.6. Присвоєння нових значень напрузі.

6. Визначення збіжності. Якщо після завершення циклу  $i = 1 \dots N$  лічильник вузлів, у яких ітераційний процес не зійшовся не змінився ( $K1 = 0$ ), то розрахунок завершено.

### 5.3.3. Метод Ньютона

Метод дає високу збіжність для монотонних функцій. Розглянемо ідею метода.

Нехай треба розв'язати рівняння  $f(x) = 0$ . Розв'язання рівняння  $\tilde{x}$  має місце у точці перетину заданої функції  $f(x)$  з віссю абсцис (рис. 5.10).

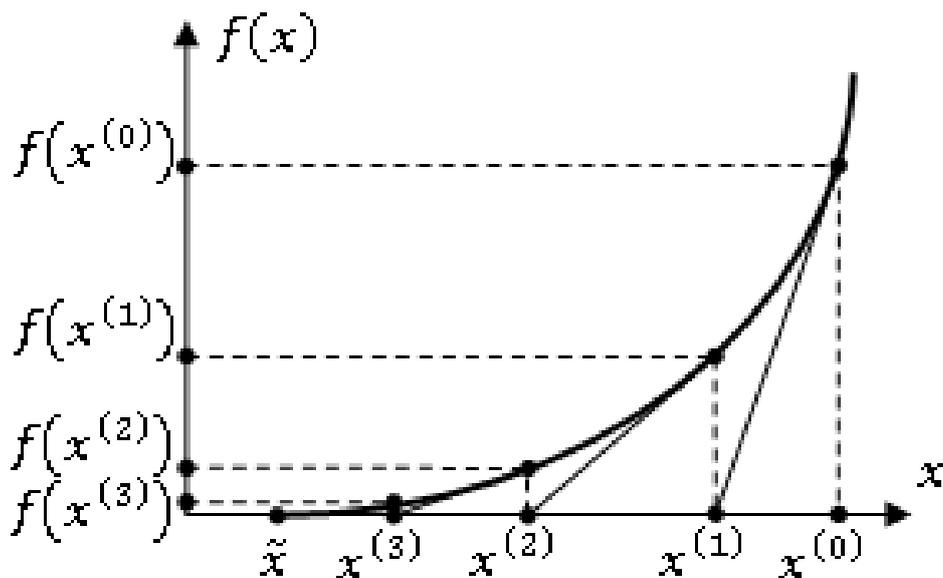


Рисунок 5.10 – Ілюстрація методу Ньютона

Задаємося початковим наближенням  $x^{(0)}$ . Початкове значення функції –  $f(x) = f(x^{(0)})$ . Для наступної ітерації  $x^{(1)} = x^{(0)} + \Delta x^{(1)}$  треба знайти таке доданок  $\Delta x^{(1)}$ , щоб нове наближення  $x^{(1)}$  було більш близьким до рішення, ніж попереднє  $x^{(0)}$ . Це робиться шляхом лінеаризації функції  $f(x)$  на околицях точки  $x^{(0)}$ . Для цього розкладемо функцію  $f(x)$  у ряд Тейлора, який нагадаємо у загальному вигляді:

$$f(x + h) = f(x) + \frac{f'(x)}{1!} h + \frac{f''(x)}{2!} h^2 + \dots + \frac{f^{(n)}(x)}{n!} h^n.$$

Для завдання, що розглядається, достатньо враховувати розкладання ряду з точністю до першої похідної, яка дає лінеаризацію функції  $f(x)$ . Перше наближення рішення рівняння  $x^{(1)}$  буде в точці перетину функції, лінеаризованої на околицях точки  $x^{(0)}$ , з віссю абсцис (рис. 5.10).

$$f(x^{(0)} + \Delta x^{(1)}) = f(x^{(0)}) + \frac{\partial f(x^{(0)})}{\partial x} \cdot \Delta x^{(1)} + \dots = 0. \quad (5.30)$$

З рівняння (5.30) одержуємо добавку:

$$\Delta x^{(1)} = - \left[ \frac{\partial f(x^{(0)})}{\partial x} \right]^{-1} \cdot f(x^{(0)}). \quad (5.31)$$

Загалом для  $i$ -ї ітерації можна записати:

$$x^{(i)} = x^{(i-1)} + \Delta x^{(i)}, \text{ где } \Delta x^{(i)} = - \frac{f(x^{(i-1)})}{\partial f(x^{(i-1)})/\partial x}. \quad (5.32)$$

Розрахунок проводиться до заданої точності  $\varepsilon$  і припиняється при умові:

$$f(x^{(i)}) \leq \varepsilon.$$

**Застосування методу Ньютона для розв'язання систем алгебраїчних рівнянь.**

Нагадаємо деякі поняття та визначення:

- *Скалярна функція багатьох ( $n$ ) змінних (векторів)*

$$f(\bar{x}) = f(x_1, x_2, \dots, x_n).$$

- *Функція - градієнт*

$$\text{grad}f(\bar{x}) = \frac{\partial f(\bar{x})}{\partial \bar{x}} = \left( \frac{\partial f(\bar{x})}{\partial x_1}, \frac{\partial f(\bar{x})}{\partial x_2}, \dots, \frac{\partial f(\bar{x})}{\partial x_n} \right).$$

- Вектор - функція

$$\bar{F}(\bar{x}) = \begin{pmatrix} f_1(\bar{x}) \\ f_2(\bar{x}) \\ \vdots \\ f_n(\bar{x}) \end{pmatrix} = \begin{cases} f_1(x_1, x_2, \dots, x_n); \\ f_2(x_1, x_2, \dots, x_n); \\ \vdots \\ f_n(x_1, x_2, \dots, x_n). \end{cases}$$

- Матриця Якоби

$$\frac{\partial \bar{F}(\bar{x})}{\partial \bar{x}} = \begin{pmatrix} \frac{\partial f_1(\bar{x})}{\partial x_1} & \frac{\partial f_1(\bar{x})}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_1(\bar{x})}{\partial x_n} \\ \frac{\partial f_2(\bar{x})}{\partial x_1} & \frac{\partial f_2(\bar{x})}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_2(\bar{x})}{\partial x_n} \\ \vdots & \vdots & \ddots & \vdots \\ \frac{\partial f_n(\bar{x})}{\partial x_1} & \frac{\partial f_n(\bar{x})}{\partial x_2} & \dots & \frac{\partial f_n(\bar{x})}{\partial x_n} \end{pmatrix}.$$

Нехай задана система рівнянь

$$\begin{cases} f_1(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0; \\ f_2(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0; \\ \vdots \\ f_n(x_1, x_2, \dots, x_n) = 0 \end{cases}$$

або

$$\bar{F}(\bar{x}) = 0. \tag{5.33}$$

Згідно (5.32) рішення на  $i$ -й ітерації за методом Ньютона шукаємо у вигляді:

$$\bar{x}^{(i)} = \bar{x}^{(i-1)} + \Delta \bar{x}^{(i)}. \tag{5.34}$$

Умова перетину лінеаризованої вектор-функції з віссю абсцис на  $i$ -й ітерації

$$\bar{F}(\bar{x}^{(i-1)} + \Delta \bar{x}^{(i)}) = \bar{F}(\bar{x}^{(i-1)}) + \frac{\partial \bar{F}(\bar{x}^{(i-1)})}{\partial \bar{x}} \cdot \Delta \bar{x}^{(i)} + \dots = 0, \tag{5.35}$$

де відповідно до (5.31)

$$\Delta \bar{x}^{(i)} = - \left[ \frac{\partial \bar{F}(\bar{x}^{(i-1)})}{\partial \bar{x}} \right]^{-1} \cdot \bar{F}(\bar{x}^{(i-1)}). \quad (5.36)$$

На практиці матричне рівняння (5.33) може бути вирішувано досить просто, якщо система рівнянь лінійна.

**Розв'язання рівняння усталеного режиму мережі.** Розглянемо рівняння вузлових потенціалів (5.10), виведене раніше:

$$\begin{pmatrix} \bar{G} & -\bar{B} \\ \bar{B} & \bar{G} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \bar{U}' \\ \bar{U}'' \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \bar{I}' \\ \bar{I}'' \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} \bar{G}_\delta \\ \bar{B}_\delta \end{pmatrix} \cdot U_\delta.$$

Представимо матричне рівняння у вигляді вектор-функції

$$\bar{F}(\bar{U}) = \begin{pmatrix} \bar{G} & -\bar{B} \\ \bar{B} & \bar{G} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \bar{U}' \\ \bar{U}'' \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} \bar{G}_\delta \\ \bar{B}_\delta \end{pmatrix} \cdot U_\delta - \begin{pmatrix} \bar{I}' \\ \bar{I}'' \end{pmatrix} = 0. \quad (5.37)$$

У вектор-функції (5.37) –  $2n$  рівнянь. Рівняння не лінійні, через те, що навантаження у вузлах задається потужністю  $\underline{S}_i$  і струм залежить від напруг:  $\underline{I}_i = f(\underline{S}_i)$ .

Вирішуємо рівняння (5.37) методом Ньютона.

1) *Обираємо вихідні наближення*

$$(\bar{U}) = \begin{pmatrix} \bar{U}'^{(0)} \\ \bar{U}''^{(0)} \end{pmatrix}.$$

2) *Обчислюємо вектор-функцію  $\bar{F}(\bar{U}'^{(0)}, \bar{U}''^{(0)})$  згідно (5.37).*

3) *Знаходимо матрицю похідних (Якобі).*

$$\frac{\partial \bar{F}(\bar{U}', \bar{U}'')}{\partial (\bar{U}', \bar{U}'')} = \begin{pmatrix} \bar{G} & -\bar{B} \\ \bar{B} & \bar{G} \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} \frac{\partial \bar{I}'}{\partial \bar{U}'} & \frac{\partial \bar{I}'}{\partial \bar{U}''} \\ \frac{\partial \bar{I}''}{\partial \bar{U}'} & \frac{\partial \bar{I}''}{\partial \bar{U}''} \end{pmatrix}. \quad (5.38)$$

Знайдемо в рівнянні (5.38) часткові похідні струмів а саме: дійсної складової струмів за дійсною складовою напруг  $\partial \bar{I}' / \partial \bar{U}'$ , дійсною складовою струмів за уявною складовою напруг  $\partial \bar{I}' / \partial \bar{U}''$ , уявною складовою струмів за дійсною складовою напруг  $\partial \bar{I}'' / \partial \bar{U}'$ , уявною складовою струмів за уявною

складовою напруг  $\partial \bar{I}'' / \partial \bar{U}''$ . Усі чотири блокові матриці є діагональними. Пояснюється це тим, що вузлові струми залежать від напруги лише у своєму вузлі. Тому часткові похідні за напругою інших вузлів дорівнюють нулю.

Отже, маємо:

$$\begin{aligned} \frac{\partial \bar{I}'}{\partial \bar{U}'} &= \begin{pmatrix} \frac{\partial I'_1}{\partial U'_1} & \frac{\partial I'_1}{\partial U'_2} & - \frac{\partial I'_1}{\partial U'_n} \\ \frac{\partial I'_2}{\partial U'_1} & \frac{\partial I'_2}{\partial U'_2} & - \frac{\partial I'_2}{\partial U'_n} \\ - & - & - \\ \frac{\partial I'_n}{\partial U'_1} & \frac{\partial I'_n}{\partial U'_2} & - \frac{\partial I'_n}{\partial U'_n} \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \frac{\partial I'_1}{\partial U'_1} & 0 & - 0 \\ 0 & \frac{\partial I'_2}{\partial U'_2} & - 0 \\ - & - & - \\ 0 & 0 & - \frac{\partial I'_n}{\partial U'_n} \end{pmatrix}; \frac{\partial \bar{I}'}{\partial \bar{U}''} \\ &= \begin{pmatrix} \frac{\partial I'_1}{\partial U''_1} & 0 & - 0 \\ 0 & \frac{\partial I'_2}{\partial U''_2} & - 0 \\ - & - & - \\ 0 & 0 & - \frac{\partial I'_n}{\partial U''_n} \end{pmatrix}; \\ \frac{\partial \bar{I}''}{\partial \bar{U}'} &= \begin{pmatrix} \frac{\partial I''_1}{\partial U'_1} & 0 & - 0 \\ 0 & \frac{\partial I''_2}{\partial U'_2} & - 0 \\ - & - & - \\ 0 & 0 & - \frac{\partial I''_n}{\partial U'_n} \end{pmatrix}; \frac{\partial \bar{I}''}{\partial \bar{U}''} = \begin{pmatrix} \frac{\partial I''_1}{\partial U''_1} & 0 & - 0 \\ 0 & \frac{\partial I''_2}{\partial U''_2} & - 0 \\ - & - & - \\ 0 & 0 & - \frac{\partial I''_n}{\partial U''_n} \end{pmatrix}. \end{aligned}$$

При заданні навантаження потужністю  $\underline{S}_k = P_k + jQ_k$  приватні похідні струмів для  $k$ -го вузла можна розрахувати за алгебраїчними виразами. Виразимо значення вузлового струму  $\underline{I}_k$  через параметри режиму вузла:

$$\underline{I}_k = \frac{\underline{S}_k^*}{\underline{U}_k^*} = \frac{P_k - jQ_k}{U'_k - jU''_k} = \frac{P_k U'_k + Q_k U''_k + j(P_k U''_k - Q_k U'_k)}{(U'_k)^2 + (U''_k)^2}$$

або

$$I'_k = \frac{P_k U'_k + Q_k U''_k}{(U'_k)^2 + (U''_k)^2}; I''_k = \frac{P_k U''_k - Q_k U'_k}{(U'_k)^2 + (U''_k)^2} \quad (5.39)$$

і знайдемо приватні похідні, необхідні для розв'язання матричного рівняння (5.38). Для цього диференціюємо речову і уявну складову струму по речовій і уявній складовій напруги, використовуючи відому формулу визначення похідної від дробу:

$$\left(\frac{u}{v}\right)' = \frac{u'v - uv'}{v^2}.$$

Отримуємо алгебраїчні вирази для визначення чотирьох можливих частинних похідних в  $k$ -му вузлі:

$$\begin{aligned} \frac{\partial I'_k}{\partial U'_k} &= \frac{P_k U_k^2 - (P_k U'_k + Q_k U''_k) \cdot 2U'_k}{(U_k^2)^2} = \frac{P_k}{U_k^2} - \frac{2U'_k I'_k}{U_k^2}; \\ \frac{\partial I'_k}{\partial U''_k} &= \frac{Q_k U_k^2 - (P_k U'_k + Q_k U''_k) \cdot 2U''_k}{(U_k^2)^2} = \frac{Q_k}{U_k^2} - \frac{2U''_k I'_k}{U_k^2}; \end{aligned} \quad (5.40)$$

$$\begin{aligned} \frac{\partial I''_k}{\partial U'_k} &= \frac{-Q_k U_k^2 - (P_k U''_k - Q_k U'_k) \cdot 2U'_k}{(U_k^2)^2} = -\frac{Q_k}{U_k^2} - \frac{2U'_k I''_k}{U_k^2}; \\ \frac{\partial I''_k}{\partial U''_k} &= \frac{P_k U_k^2 - (P_k U''_k - Q_k U'_k) \cdot 2U''_k}{(U_k^2)^2} = \frac{P_k}{U_k^2} - \frac{2U''_k I''_k}{U_k^2}. \end{aligned}$$

4) *Визначаємо поправки  $\Delta \bar{U}$  шляхом розв'язання лінеаризованого рівняння:*

$$\frac{\partial \bar{F}(\bar{U}^{(0)})}{\partial (\bar{U})} \cdot \Delta \bar{U}^{(1)} = -\bar{F}(\bar{U}^{(0)}). \quad (5.41)$$

Матричне рівняння (5.41) може бути вирішене відносно  $\Delta \bar{U}^{(1)}$  шляхом звернення матриці Якобі, як це показано вище для нульової ітерації (5.31) або в загальному вигляді (5.36). Для систем рівнянь високих порядків рішення рівняння (5.41) більш простим є використання ітераційних методів (простих ітерацій, Зейделя), які для лінійних рівнянь повинні мати високу збіжність.

5) *Визначаємо значення першого чи в загальному випадку  $i$ -го наближення:*

$$\bar{U}^{(i)} = \bar{U}^{(i-1)} + \Delta \bar{U}^{(i)}. \quad (5.42)$$

6) *Перевіряємо збіжність із умови досягнення вектор-функцією значення близького до нульового:*

$$\bar{F}(\bar{U}) \leq \bar{1} \cdot \varepsilon. \quad (5.43)$$

Спрощена **блок-схема** алгоритму розрахунку, що реалізує рішення рівняння усталеного режиму (5.37) методом Ньютона, показана на рис. 5.11.

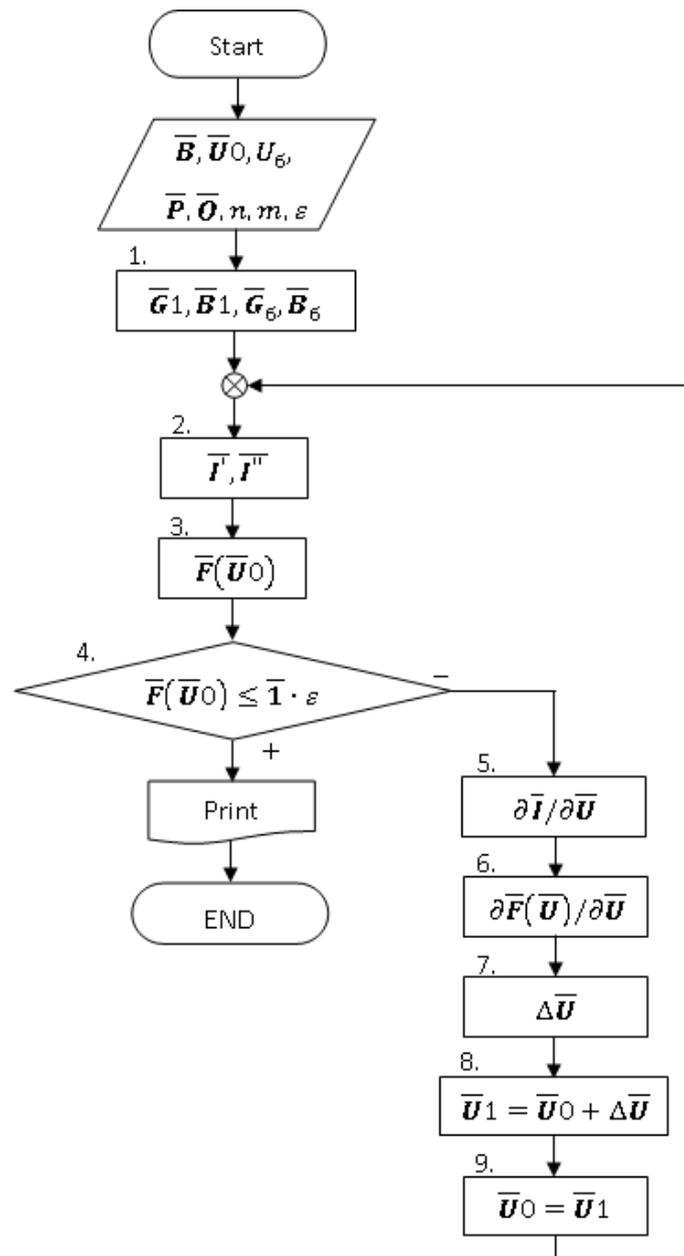


Рисунок 5.11 – Блок-схема алгоритму розрахунку усталеного режиму методом Ньютона

Вихідні дані:  $\bar{\mathbf{B}}$  – матриця конфігурації мережі;  $\bar{\mathbf{U}}_0$  – матриця-стовпець початкових значень напруг у вузлах мережі;  $U_6$  – напруга в базисному вузлі;  $\bar{\mathbf{P}}, \bar{\mathbf{Q}}$  – матриці-стовпці активних і реактивних потужностей навантажень у вузлах;  $n, m$  – число вузлів та гілок мережі;  $\varepsilon$  – точність розрахунку.

1. Блок перерахунку опорів гілок у провідності забезпечує розрахунок провідностей у кожній з  $m$  гілок, що зв'язують навантажувальні вузли між собою  $\bar{\mathbf{G}}_1, \bar{\mathbf{B}}_1$  і з базисним вузлом  $\bar{\mathbf{G}}_6, \bar{\mathbf{B}}_6$ .

2. Блок розрахунку вузлових струмів за рівняннями (5.39).

3. Блок розрахунку вектор-функції (5.37)

$$\bar{\mathbf{F}}(\bar{\mathbf{U}}) = \begin{pmatrix} \bar{\mathbf{G}} & -\bar{\mathbf{B}} \\ \bar{\mathbf{B}} & \bar{\mathbf{G}} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \bar{\mathbf{U}}' \\ \bar{\mathbf{U}}'' \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} \bar{\mathbf{G}}_6 \\ \bar{\mathbf{B}}_6 \end{pmatrix} \cdot U_6 - \begin{pmatrix} \bar{\mathbf{I}}' \\ \bar{\mathbf{I}}'' \end{pmatrix}.$$

4. Блок перевірки збіжності процесу. Якщо виконується умова (5.43), то розрахунок закінчено, йдеться про виведення інформації. У разі невиконання умови (5.43) провадиться розрахунок наступної ітерації.

5. Блок розрахунку частинних похідних вузлових струмів за формулами (5.40).

6. Блок формування матриці Якоби  $\partial \bar{\mathbf{F}}(\bar{\mathbf{U}}_0) / \partial(\bar{\mathbf{U}})$ .

7. Блок визначення поправки  $\Delta \bar{\mathbf{U}}$  шляхом розв'язання лінеаризованого рівняння (5.41).

8. Блок визначення наступного наближення  $\bar{\mathbf{U}}_1$  згідно (5.42).

9. Блок присвоєння нових значень напруг  $\bar{\mathbf{U}}_0 = \bar{\mathbf{U}}_1$ .

### 5.3.4 Градієнтний метод

Градієнтний метод програмування застосовується для знаходження мінімуму функцій числовим шляхом.

Нехай задана скалярна функція  $\varphi(\bar{x})$  декількох, наприклад двох, змінних (рис. 5.12).

Завдання полягає у знаходженні мінімуму функції  $\varphi(\bar{x})$ .

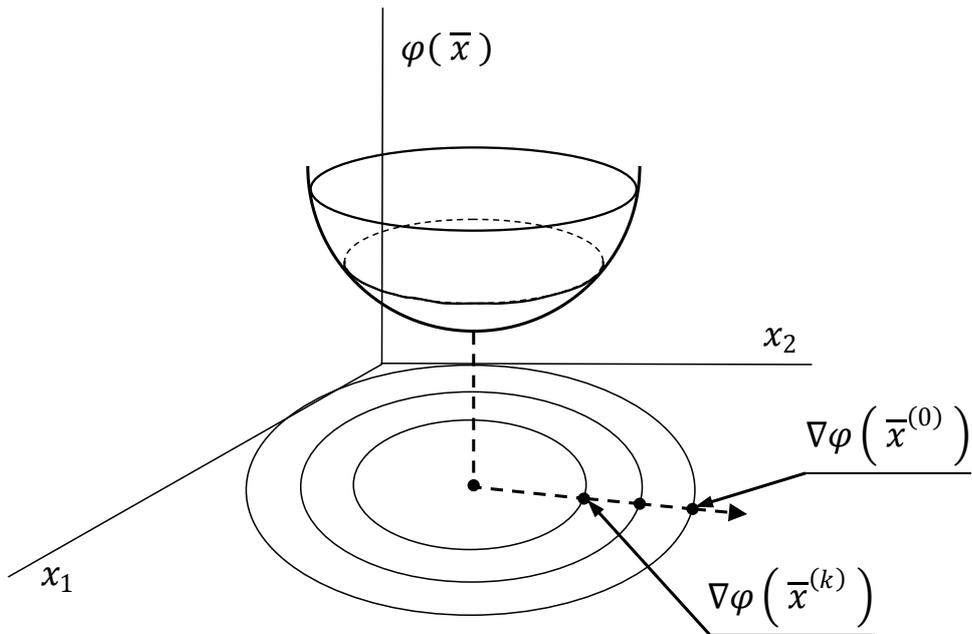


Рисунок 5.12 – Ілюстрація градієнтного методу

Задаємося початковим наближенням нульової ітерації  $\bar{x}^{(0)}$  і знайдемо градієнт  $\nabla\varphi(\bar{x}^{(0)})$ . У загальному випадку для  $k$ -го наближення  $\bar{x}^{(k)}$  градієнт визначиться як:

$$\nabla\varphi(\bar{x}^{(k)}) = \left( \frac{\partial\varphi}{\partial x_1}, \frac{\partial\varphi}{\partial x_2}, \dots, \frac{\partial\varphi}{\partial x_n} \right) /_{\bar{x}=\bar{x}^{(k)}}. \quad (5.44)$$

Градієнт ( $\nabla$ ) вказує напрямок найбільшого зростання функції. Якщо ми хочемо шукати мінімум, то треба рухатися за антиградієнтом, тобто в протилежному напрямку  $\nabla$ :

$$\bar{x}^{(k+1)} = \bar{x}^{(k)} - a_k \cdot \text{grad}_T \varphi(\bar{x}^{(k)}), \quad (5.45)$$

де  $a_k$  – крок руху по антиградієнту від  $k$ -го приближення до  $(k+1)$ -н наближенню.

У рівнянні (5.45) використана транспонована матриця-рядок градієнта  $\nabla_T$  для узгодження з матрицею-стовпцем аргументів  $\bar{x}$ .

Проблема полягає у виборі оптимального кроку руху за антиградієнтом  $a_k$ . Зробимо пробний крок. Якщо ми вгадали, вибравши оптимальне значення кроку  $a_k^{\text{опт}}$ , і потрапили в точку мінімуму, то градієнт для  $\bar{x}^{(k+1)}$  буде відсутній, так як приватні похідні в точці екстремуму дорівнюють нулю.

Оцінку вибору  $a_k$  проводять за скалярною функцією (рис. 5.13, а)

$$W(a_k) = \text{grad}\varphi \left[ \bar{x}^{(k)} - a_k \cdot \text{grad}_T \varphi \left( \bar{x}^{(k)} \right) \right] \cdot \text{grad}_T \varphi \left( \bar{x}^{(k)} \right). \quad (5.46)$$

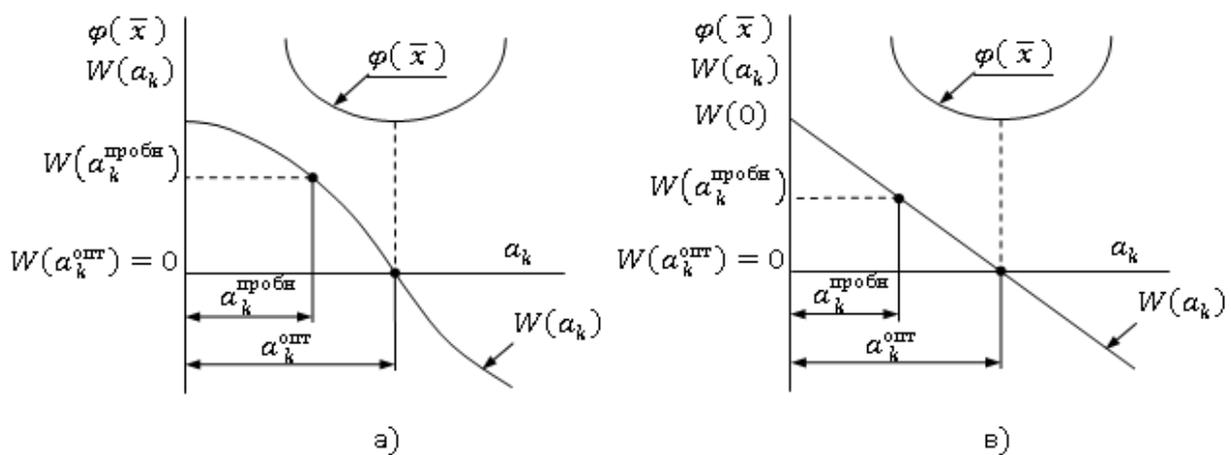


Рисунок 5.13 – Вибір оптимального кроку руху за антиградієнтом

Якщо  $a_k$  обраний оптимальним, то  $W(a_k) \approx 0$ . Ступінь наближення функції  $W(a_k)$  до нульового значення визначається необхідною точністю розрахунку  $\varepsilon$ . Точне визначення  $a_k = a_k^{\text{опт}}$  не потрібно. Якщо не потрапили до точки мінімуму  $\varphi \left( \bar{x}^{(k)} \right)$ , то проводиться наступна ітерація, яка наблизить рішення до визначення мінімуму.

Враховуючи, що визначення  $a_k = a_k^{\text{опт}}$  не вимагає високої точності, функцію  $W(a_k)$  можна подати у вигляді прямої лінії (рис. 5.13, б). При цьому після того, як зроблений пробний крок  $a_k^{\text{пробн}}$ , значення оптимального кроку  $a_k^{\text{опт}}$  можна знайти з пропорції:

$$\frac{W(0)}{W(0) - W(a_k^{\text{пробн}})} = \frac{a_k^{\text{опт}}}{a_k^{\text{пробн}}}$$

З пропорції маємо:

$$a_k^{\text{опт}} = a_k^{\text{пробн}} \frac{W(0)}{W(0) - W(a_k^{\text{пробн}})} \quad (5.47)$$

Розрахунок закінчується при знаходженні мінімуму із заданою точністю  $\varepsilon$ :

$$\varphi(\bar{x}) - \varphi_{\min}(\bar{x}) < \varepsilon.$$

Контроль виконання цієї умови може здійснюватися за фактом зниження квадрата градієнта нижче заданої величини:

$$\text{grad}\varphi(\bar{x}^{(k+1)}) \cdot \text{grad}_T \varphi(\bar{x}^{(k+1)}) < \varepsilon. \quad (5.48)$$

Існують різні градієнтні методи. Усі вони відрізняються способами знаходження кроку руху за антиградієнтом  $a_k$ . Зокрема, підхід, що розглядався, відомий як метод *якнайшвидшого спуску*.

**Застосування градієнтного методу для розв'язання систем рівнянь сталого режиму.** Розглянемо рівняння вузлових потенціалів у вигляді вектор-функції (5.37)

$$\bar{F}(\bar{U}) = \begin{pmatrix} \bar{G} & -\bar{B} \\ \bar{B} & \bar{G} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \bar{U}' \\ \bar{U}'' \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} \bar{G}_6 \\ \bar{B}_6 \end{pmatrix} \cdot U_6 - \begin{pmatrix} \bar{I}' \\ \bar{I}'' \end{pmatrix} = 0,$$

в якій струми залежать від напруги у вузлах  $i = 1 \dots n$  (5.39):

$$I_i' = \frac{P_i U_i' + Q_i U_i''}{(U_i')^2 + (U_i'')^2}; \quad I_i'' = \frac{P_i U_i'' - Q_i U_i'}{(U_i')^2 + (U_i'')^2}$$

Утворимо опуклу функцію, мінімум якої дорівнює нулю  $\varphi_{\min}(\bar{U}) = 0$ .

$$\varphi(\bar{U}) = \varphi \begin{pmatrix} \bar{U}' \\ \bar{U}'' \end{pmatrix} = \sum_{i=1}^{2n} F_i^2(U_i) = (F_1 \quad F_2 \quad \dots \quad F_{2n}) \cdot \begin{pmatrix} F_1 \\ F_2 \\ \dots \\ F_{2n} \end{pmatrix} = F_1^2 + F_2^2 + \dots + F_{2n}^2.$$

Градієнт функції

$$\nabla\varphi(\bar{U}) = \frac{\partial\varphi}{\partial\bar{F}} \cdot \frac{\partial\bar{F}}{\partial\bar{U}} = (2F_1 \quad 2F_2 \quad \dots \quad 2F_{2n}) \cdot \left[ \begin{pmatrix} \bar{G} & -\bar{B} \\ \bar{B} & \bar{G} \end{pmatrix} - \begin{pmatrix} \partial\bar{I}' \\ \partial\bar{I}'' \end{pmatrix} \right].$$

Матриця Якобі  $\left(\frac{\partial \bar{I}}{\partial \bar{U}}\right)$  та розрахунок її елементів розглянуті вище при описі методу Ньютона.

### **Питання для самоперевірки**

1. Які дії можна робити над матрицями?.
2. Сформулюйте визначення, що є детермінантом, мінором, додатковим мінором, алгебраїчним доповненням.
3. Запишіть математичну модель для розрахунку усталеного режиму електричної системи за методом вузлових напруг.
4. Запишіть рівняння вузлових потенціалів у дійсній формі.
5. Яким чином відбувається розв'язання рівнянь вузлових потенціалів у зверненій формі? Особливості формування матриці  $\bar{Z}$ .
6. Охарактеризуйте метод простих ітерацій.
7. Сформулюйте особливості методу Зейделя.
8. Дайте характеристику методу Ньютона.
9. В яких випадках застосовують градієнтні методи, яка їх особливість?
10. Назвіть основні етапи алгоритму розрахунку усталених режимів мережі за методом Зейделя програми PPM.

## ГЛАВА 6 . УСТАЛЕНІ РЕЖИМИ ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМ

Електроенергетична система є виключно складним об'єктом керування за потужністю, територією, кількістю елементів і зв'язків між ними, швидкоплинністю перехідних процесів. Для керування ЕЕС використовуються автоматизовані системи диспетчерського керування (АСДК), у яких застосовуються сучасні персональні комп'ютери, засоби збору, передачі та відображення інформації.

Оперативне керування ЕЕС має багаторівневий характер і будується за ієрархічним принципом:

- диспетчерське керування об'єднаної ЕЕС;
- диспетчерські керування енергосистемами;
- диспетчерські пункти керування електричними станціями та підприємствами електричних мереж;
- диспетчерські пункти керування на електричних підстанціях та в районних електричних мережах.

АСДУ складається з двох частин:

- інформаційної, що забезпечує диспетчера інформацією про стан ЕЕС;
- функціональної, що включає в себе комплекс засобів прогнозування навантажень, планування та оптимізації режимів, вибору уставок релейного захисту та ін.

Збір, передача та відображення інформації здійснюється за допомогою систем телемеханіки. На екрани дисплеїв за запитом диспетчера може бути виведена інформація про схему та положення комутаційного обладнання (телесигналізація), про параметри поточного режиму (телевимірювання), дані про наявність палива, дані про стан та характеристики обладнання тощо. Канали зв'язку в системі телемеханіки здійснюються у вигляді низькочастотних ліній зв'язку, радіорелейних ліній, високочастотних каналів зв'язку з проводів і тросів ПЛ, лініями телефонного зв'язку.

Які засоби відображення інформації використовуються:

- диспетчерські щити;
- аналогові та цифрові прилади;
- дисплеї табло.

Дисплеї використовуються для введення інформації з екрана комп'ютера.

Керування, яке виконується на кожному рівні ЕЕС, покликане забезпечити надійність та ефективність єдиного процесу виробництва, розподілу та споживання електричної енергії. Для здійснення керування необхідне знання фізичних особливостей взаємодії параметрів режимів ЕСС, а також технічних засобів, які впливають на ці параметри. Ці питання розглядаються у поточному розділі.

### **6.1. Баланс потужностей в електричній системі**

Передача електроенергії за допомогою ЛЕП здійснюється електромагнітними хвилями із швидкістю, наближеною до швидкості світла, тобто, практично миттєво. Це призводить до того, що виробництво, розподіл та споживання електроенергії відбувається одночасно. Тому в будь-який момент часу режиму системи, що встановився, повинна вироблятися потужність, що дорівнює потужності споживачів і втрат потужності в елементах системи. Іншими словами, в енергосистемі повинен бути баланс потужності, що видається і споживається:

$$\sum P_{\Gamma} = \sum P_{\Pi} = \sum P_{\text{H}} + \sum \Delta P; \quad (6.1)$$

$$\sum Q_{\Gamma} = \sum Q_{\Pi} = \sum Q_{\text{H}} + \sum \Delta Q, \quad (6.2)$$

де  $\sum P_{\Gamma}$  і  $\sum Q_{\Gamma}$  – активна та реактивна потужності, які виробляються генераторами електростанцій за вирахуванням потужностей, що витрачаються на власні потреби електростанцій, а також, що генерують додаткові джерела реактивної потужності;  $\sum P_{\Pi}$  і  $\sum Q_{\Pi}$  – сумарні споживані активна та реактивна потужності, які складаються з потужностей активного та реактивного

навантажень ( $\sum P_n, \sum Q_n$ ) та втрат активної та реактивної потужності ( $\sum \Delta P, \sum \Delta Q$ ).

*Втрати активної потужності* включають втрати потужності в повітряних і кабельних ЛЕП, силовому обладнанні і пристроях керування режимами системи. Сумарні *втрати реактивної потужності* – це втрати потужності в індуктивних опорах повітряних та кабельних ЛЕП, трансформаторах, потужності намагнічування та розсіювання електромагнітних апаратів мінус генерація реактивної потужності в ємнісних провідностях ліній та пристроях, що компенсують.

При незмінному складі навантажень активна та реактивна потужність, що споживається системою, є функцією частоти та напруги на шинах споживачів. Баланс потужності у системі відповідає деяким певним значенням частоти та напруги. При зміні їх значень змінюються тією чи іншою мірою права та ліва частини рівнянь балансу (3.70), (6.2).

Для розуміння фізичних процесів в електроенергетичній системі необхідно мати уявлення про взаємозв'язок її основних регульованих параметрів режиму – частоти та напруги – з балансами активної та реактивної потужностей.

Кількісну оцінку зміни величин, що входять до рівняння балансу, можна виконати за типовими узагальненими статичними характеристиками навантаження (споживачів). Статичні характеристики являють собою залежності споживаної активної і реактивної потужностей від частоти і напруги  $P = P_n(U), P = P_n(f), Q = Q_n(U), Q = Q_n(f)$ . Вони розглянуті вище (див. п. 3.3.3) та наведені на рис. 6.1, який представлено відповідно до позначень поточного розділу.

Проаналізуємо величини похідних  $\frac{\partial P_n(U,f)}{\partial U}, \frac{\partial Q_n(U,f)}{\partial U}, \frac{\partial P_n(U,f)}{\partial f}, \frac{\partial Q_n(U,f)}{\partial f}$  при незначних змінах напруги та частоти на околицях точки ( $U_{ном}, f_{ном}$ ):

$$\frac{\partial P_n(U,f)}{\partial U} > 0; \frac{\partial Q_n(U,f)}{\partial U} > 0; \frac{\partial P_n(U,f)}{\partial f} > 0; \frac{\partial Q_n(U,f)}{\partial f} < 0. \quad (6.3)$$

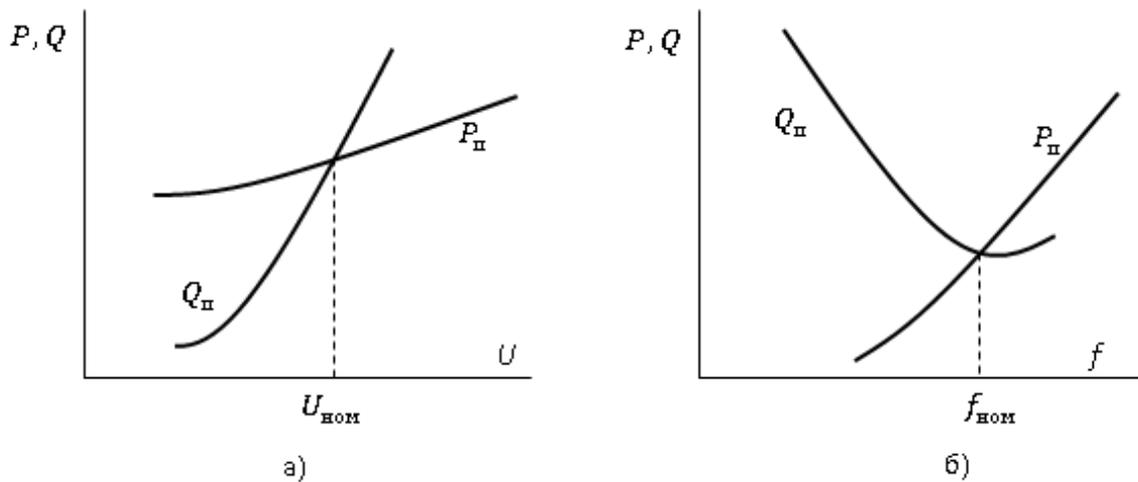


Рисунок 6.1 – Статичні характеристики потужності навантаження:

а) за напругою; б) за частотою

Виходячи з виду статичних характеристик, можна записати:

$$\left| \frac{\partial Q_n(U, f)}{\partial U} \right| \gg \left| \frac{\partial Q_n(U, f)}{\partial f} \right| \quad \text{і} \quad \left| \frac{\partial P_n(U, f)}{\partial f} \right| \gg \left| \frac{\partial P_n(U, f)}{\partial U} \right|. \quad (6.4)$$

Припустимо, що у початковому режимі рівняння балансу виконується при значеннях напруги та частоти рівних  $U_0$  і  $f_0$ :

$$\begin{cases} P_n(U_0, f_0) = P_r; \\ Q_n(U_0, f_0) = Q_r. \end{cases}$$

При незначній зміні потужності джерел на величину  $\Delta \underline{S}_r = \Delta \underline{P}_r + j \Delta \underline{Q}_r$  зміняться рівняння балансу.

При розкладанні в ряд Тейлора функцій  $P_n(U, f)$  і  $Q_n(U, f)$  на околицях точки  $(U_0, f_0)$  при обліку тільки похідних першого порядку, отримаємо:

$$\begin{cases} \frac{\partial P_n(U, f)}{\partial U} \cdot \Delta U + \frac{\partial P_n(U, f)}{\partial f} \cdot \Delta f = \Delta P_r; \\ \frac{\partial Q_n(U, f)}{\partial U} \cdot \Delta U + \frac{\partial Q_n(U, f)}{\partial f} \cdot \Delta f = \Delta Q_r. \end{cases} \quad (6.5)$$

[Нагадаємо ряд Тейлора у загальному вигляді:

$$f(x + h) = f(x) + \frac{f'(x)}{1!} h + \frac{f''(x)}{2!} h^2 + \dots + \frac{f^{(n)}(x)}{n!} h^n.]$$

Запишемо систему рівнянь (6.5) у матричній формі:

$$\begin{pmatrix} \frac{\partial P_{\Pi}(U,f)}{\partial U} & \frac{\partial P_{\Pi}(U,f)}{\partial f} \\ \frac{\partial Q_{\Pi}(U,f)}{\partial U} & \frac{\partial Q_{\Pi}(U,f)}{\partial f} \end{pmatrix} \cdot \begin{pmatrix} \Delta U \\ \Delta f \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} \Delta P_{\Gamma} \\ \Delta Q_{\Gamma} \end{pmatrix}. \quad (6.6)$$

Розв'язуємо рівняння (6.6) щодо приростів  $\Delta U$ ,  $\Delta f$ :

$$\Delta U = \frac{1}{\Delta} \cdot \begin{vmatrix} \Delta P_{\Gamma} & \frac{\partial P_{\Pi}(U,f)}{\partial f} \\ \Delta Q_{\Gamma} & \frac{\partial Q_{\Pi}(U,f)}{\partial f} \end{vmatrix}, \quad \Delta f = \frac{1}{\Delta} \cdot \begin{vmatrix} \frac{\partial P_{\Pi}(U,f)}{\partial U} & \Delta P_{\Gamma} \\ \frac{\partial Q_{\Pi}(U,f)}{\partial U} & \Delta Q_{\Gamma} \end{vmatrix} \text{ або}$$

$$\Delta U = \frac{1}{\Delta} \cdot \left( \frac{\partial Q_{\Pi}(U,f)}{\partial f} \cdot \Delta P_{\Gamma} - \frac{\partial P_{\Pi}(U,f)}{\partial f} \cdot \Delta Q_{\Gamma} \right); \quad (6.7)$$

$$\Delta f = \frac{1}{\Delta} \cdot \left( -\frac{\partial Q_{\Pi}(U,f)}{\partial U} \cdot \Delta P_{\Gamma} + \frac{\partial P_{\Pi}(U,f)}{\partial U} \cdot \Delta Q_{\Gamma} \right),$$

де визначник матриці дорівнює

$$\Delta = \frac{\partial P_{\Pi}(U,f)}{\partial U} \cdot \frac{\partial Q_{\Pi}(U,f)}{\partial f} - \frac{\partial P_{\Pi}(U,f)}{\partial f} \cdot \frac{\partial Q_{\Pi}(U,f)}{\partial U}.$$

Проаналізуємо одержане рішення за допомогою статичних характеристик навантаження. Припустимо, що відбувається збільшення генерованої активної потужності за постійної реактивної потужності, тобто.  $\Delta P_{\Gamma} > 0$  і  $\Delta Q_{\Gamma} = 0$ . У цьому випадку рівняння (6.7) мають вигляд:

$$\Delta U = \frac{1}{\Delta} \cdot \frac{\partial Q_{\Pi}(U,f)}{\partial f} \cdot \Delta P_{\Gamma}; \quad \Delta f = -\frac{1}{\Delta} \cdot \frac{\partial Q_{\Pi}(U,f)}{\partial U} \cdot \Delta P_{\Gamma}. \quad (6.8)$$

У разі збільшення напруги і частоти будуть позитивними ( $\Delta U > 0$ ,  $\Delta f > 0$ ), що впливає із знаків похідних у формулах (6.3). Зокрема  $\frac{\partial Q_{\Pi}(U,f)}{\partial U} > 0$ ,  $\frac{\partial Q_{\Pi}(U,f)}{\partial f} < 0$ . Це позначається на знаках похідних формул (6.8) та дає негативне значення визначника ( $\Delta < 0$ ).

Оскільки згідно з (6.4)  $\left| \frac{\partial Q_{\Pi}(U,f)}{\partial U} \right| \gg \left| \frac{\partial Q_{\Pi}(U,f)}{\partial f} \right|$ , можна стверджувати, що при збільшенні генерації активної потужності частота збільшується більшою мірою ніж напруга.

Розглянемо випадок збільшення генерованої реактивної потужності за постійної активної потужності, тобто,  $\Delta Q_{\Gamma} > 0$  і  $\Delta P_{\Gamma} = 0$ . У цьому випадку рівняння (6.7) матимуть вигляд:

$$\Delta U = -\frac{1}{\Delta} \cdot \frac{\partial P_{\Pi}(U,f)}{\partial f} \cdot \Delta Q_{\Gamma}; \quad \Delta f = \frac{1}{\Delta} \cdot \frac{\partial P_{\Pi}(U,f)}{\partial U} \cdot \Delta Q_{\Gamma}. \quad (6.9)$$

Так як  $\Delta < 0$ ,  $\frac{\partial P_{\Pi}(U,f)}{\partial U} > 0$ ,  $\frac{\partial P_{\Pi}(U,f)}{\partial f} > 0$ , то приріст  $\Delta U > 0$ , а  $\Delta f < 0$ . І оскільки  $\left| \frac{\partial P_{\Pi}(U,f)}{\partial f} \right| \gg \left| \frac{\partial P_{\Pi}(U,f)}{\partial U} \right|$ , напруга при збільшенні генерації реактивної потужності буде збільшуватися більшою мірою, ніж частота.

**З аналізу балансу потужностей в енергосистемі випливає, що для регулювання напруги потрібно впливати, в першу чергу, на реактивну потужність, а для регулювання частоти потрібно змінювати активну потужність.**

Тому до задач регулювання режиму входять наступні завдання:

- регулювання активної потужності та частоти в енергосистемі;
- регулювання реактивної потужності та напруги в енергосистемі.

Такий поділ пояснюється і фізикою процесу виробництва електроенергії. Частота струму визначається частотою обертання синхронних машин, яка залежить від співвідношення обертаючого і гальмівного моментів на валу агрегату турбіна-генератор. Для зміни їх співвідношення потрібно змінити (збільшити чи зменшити) впуск енергоносія у турбіну. При цьому змінюється вироблення активної потужності, частота обертання синхронних машин і, як наслідок, частота струму в енергосистемі.

Крім того, слід враховувати, що

- до зміни частоти в енергосистемі пред'являються жорсткіші вимоги, ніж до зміни напруги;
- для кожної електростанції задається оптимальний графік роботи;
- крім генераторів існують додаткові джерела реактивної потужності, які можна встановлювати в місцях ближчих до споживачів.

## 6.2. Регулювання активної потужності та частоти

### 6.2.1. Баланс активної потужності та його зв'язок із частотою

Однією з основних особливостей ЕЕС є одночасність процесу вироблення, розподілу та споживання електроенергії. Режим енергосистеми, що встановився, вимагає наявності балансу активної потужності, при якому дотримується рівність генерованої та споживаної потужностей (3.70). Як показано вище (див. § 6.1), порушення балансу активної потужності призводить до зміни частоти змінного струму в ЕЕС.

Якщо порушення балансу визначено нестачею генерації активної потужності ( $\sum P_r < \sum P_n$ ), то частота починає змінюватися у бік зменшення ( $df/dt < 0$ ), надлишком ( $\sum P_r > \sum P_n$ ) – спостерігається зростання частоти ( $df/dt > 0$ ).

Причинами порушення балансу активної потужності можуть бути:

- поточні коливання зміни навантаження споживачів;
- зміни навантаження споживачів відповідно добовим графікам споживання;
- аварійні вимкнення генератора;
- аварійні вимкнення ліній чи трансформаторів зв'язку;
- непередбачене зростання потужності навантаження споживачів, наприклад через різке похолодання.

У будь-якому разі при порушенні балансу активної потужності розпочнеться процес зміни частоти. З точки зору регулювання відмінність полягає у швидкості зміни ( $df/dt$ ) і у величині відхилення частоти ( $\Delta f$ ), до якої призведе небаланс, що склався, а значить у тих технічних засобах впливу на баланс активної потужності, які повинні бути використані для регулювання частоти.

*Відхилення частоти  $\Delta f$*  – це відмінність її фактичного значення  $f$  від номінального  $f_{\text{ном}}$  в даний момент часу:

$$\Delta f = f - f_{\text{ном}}. \quad (6.10)$$

Відхилення частоти допускається: нормальне – не більше  $\pm 0,2$  Гц і максимальне – не більше  $\pm 0,4$  Гц.

Під *регулюванням частоти* розуміють підтримку її значення в допустимих межах. Для регулювання частоти на електростанціях передбачається *гарячий* і *холодний* резерви генеруючих потужностей. Під гарячим резервом розуміють недовантажену до номінальної потужності генераторів, що працюють, під холодним – потужність вимкнених діючих генераторів, які можуть бути увімкнені в роботу в штатному режимі.

Сумарний резерв генеруючих потужностей за його цільовим призначенням включає в себе:

- навантажувальний резерв – для непередбачених змін навантаження;
- ремонтний резерв – для проведення планово-попереджувальних ремонтів;
- аварійний резерв – заміни генераторів при аварійних вимкненнях;
- народно-господарський резерв – покриття перевищення планованих навантажень; йдеться про довгострокове планування.

У разі порушення балансу, викликаного невеликими *поточними коливаннями навантаження* споживачів, відхилення частоти незначні ( $|\Delta f| \leq 0,2$  Гц). Використання спеціальних засобів регулювання частоти не потрібне. Зміна частоти припиняється ( $df / dt = 0$ ) з допомогою виникнення нового балансу активної потужності, забезпеченого регулюючим ефектом навантаження.

*Зміна навантаження споживачів відповідно до добового графіка* споживання може призводити до відхилень частоти, які перевищують нормально допустимі значення відхилення частоти ( $|\Delta f| > 0,2$  Гц). Збереження балансу потужності потребує відповідної зміни генерації активної потужності, зокрема планового увімкнення чи вимкнення генераторів.

*Непередбачене зростання потужності навантаження* споживачів призводить до зниження частоти, при відхиленні частоти може перевищувати

нормально і гранично допустимі значення ( $|\Delta f| > 0,4$  Гц). Потрібно збільшення генерації активної потужності (гарячий навантажувальний резерв).

*Аварійні вимкнення генератора* створюють дефіцит активної потужності ( $\sum P_r < \sum P_n$ ), який призводить до того, що частота в ЕЕС починає зменшуватися ( $df/dt < 0$ ). Для забезпечення балансу потрібно введення потужностей, що генерують, з аварійного гарячого резерву. Швидкість зміни частоти може бути досить високою, щоб загрожувати стійкості системи. Тому при нестачі гарячого резерву використовується автоматичне частотне розвантаження (АЧР), яке забезпечує баланс за рахунок вимкнення частини навантаження.

*Аварійні вимкнення ліній або трансформаторів зв'язку* у разі обмеженої пропускної спроможності електропередач, що залишилися в роботі, може призводити до порушення балансу потужності в ЕЕС по обидва боки від пошкодження: в одній частині системи з'являється надлишок активної потужності ( $\sum P_r > \sum P_n$ ), в іншій – дефіцит ( $\sum P_r < \sum P_n$ ). Для запобігання системній аварії в надмірній за активною потужністю частині ЕЕС потрібно термінове вимкнення генеруючих потужностей, дефіцитної – незбалансованого навантаження. Це завдання, що вирішуються системною автоматикою енергосистеми.

### **6.2.2. Регулювання частоти обертання турбіни**

Регулювання частоти в ЕЕС вимагає зміни активної потужності, яку генератори видають у мережу. Потужність генераторів в ustalених режимах і її зміни визначаються потужністю турбін, якими ці генератори наводяться в обертання. Розглядаючи питання регулювання частоти в ЕЕС, доцільно проаналізувати характеристики первинних двигунів – теплових і гідравлічних турбін, що визначають зміну їх потужності під дією систем регулювання.

Стан турбіни Т, що обертає генератор Г, можна описати рівнянням (6.11), проілюстрованим на рис. 6.2.

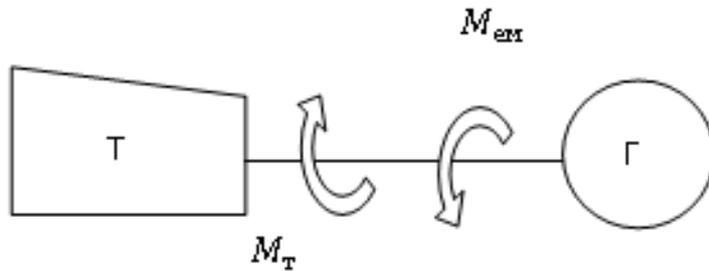


Рисунок 6.2 – Співвідношення моментів

$$\frac{d\omega}{dt} = \frac{1}{T_j} \cdot (M_T - M_{ем}), \quad (6.11)$$

де  $\omega$  – кутова швидкість обертання турбіни;  $T_j$  – постійна інерції,  $M_T$  – момент обертання турбіни;  $M_{ем}$  – електромагнітний момент опору.

Активні потужності пропорційні моментам, зокрема,  $M_{ем} = P/\omega$ , тобто, у відносних одиницях  $M_{ем} \sim P$ . Тому формула (6.11) справедлива і для потужностей.

За дотримання балансу активних потужностей ( $M_T = M_{ем}$ ) прискорення обертання відсуне ( $\frac{d\omega}{dt} = 0$ ), швидкість обертання турбіни постійна. Якщо  $\sum P_T > \sum P_{п}$ , то прискорення позитивне ( $\frac{d\omega}{dt} > 0$ ) – частота зростає. При  $\sum P_T < \sum P_{п}$  прискорення негативне ( $\frac{d\omega}{dt} < 0$ ) – швидкість обертання турбіни зменшується.

Всі турбіни електростанцій оснащені автоматичними регуляторами швидкості (АРШ), які здійснюють первинне регулювання частоти обертання турбіни. Розглянемо можливі способи регулювання.

На рис. 6.3 зображено характеристику нерегульованої турбіни. Потужність такої турбіни незмінна, показана прямою, що паралельна вертикальній осі,  $P_T = \text{const}$ . Статичні характеристики навантажень за частотою (див. п. 3.3.3) – це криві, що відповідають навантаженням  $P_{н3} < P_{н1} < P_{н2}$ . При навантаженні  $P_{н1}$  режим визначається перетином характеристики турбіни  $P_T(f) = \text{const}$  і характеристики навантаження  $P_{н1}(f)$  в точці 1. Припустимо, що

у цьому випадку частота дорівнює номінальній  $f_{\text{ном}}$ . У разі зміни навантаження частота в системі приймає нове, відмінне від номінального значення, яке визначається точками перетину статичних характеристик потужності навантаження з характеристикою турбіни. Так, збільшення навантаження до  $P_{\text{н2}}$  дає перетин у точці 2 і зменшення частоти  $f_2 < f_{\text{ном}}$  і, навпаки, зменшення навантаження до  $P_{\text{н3}}$  дає перетин у точці 3 і збільшення частоти до  $f_3 > f_{\text{ном}}$ .

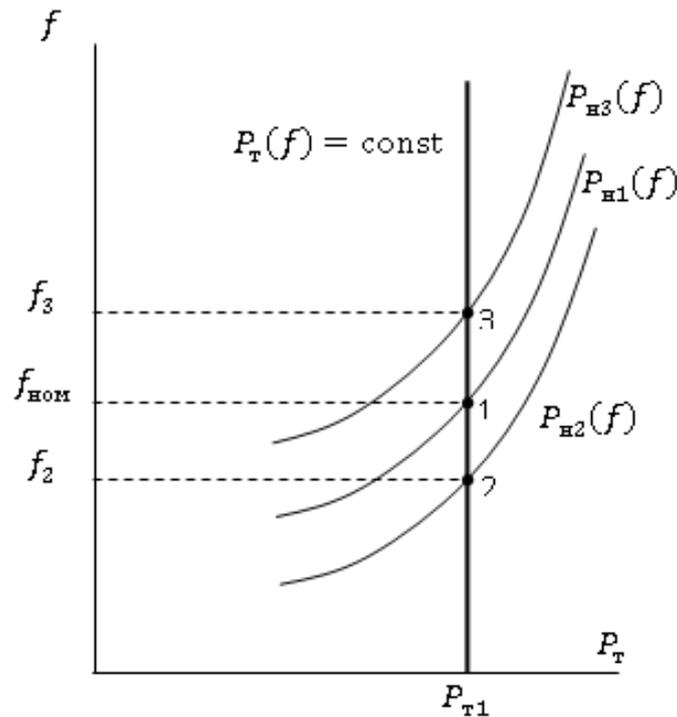


Рисунок 6.3 – Зміна частоти обертання турбіни за відсутності АРШ

Якщо турбіна оснащена пристроєм АРШ, він змінює кількість енергоносія через турбіну з метою підтримки балансу моментів на валу турбіни (рис. 6.2). АРШ турбін стабілізують вплив на частоту в системі. Їх називають *первинними регуляторами частоти*, а процес зміни частоти під впливом АРШ – *первинним регулюванням*.

Регулятори швидкості обертання турбіни можуть мати астатичну чи статичну характеристику (рис. 6.4).

При використанні АРШ з *астатичною характеристикою* (рис. 6.4, а) після зміни навантаження і закінчення перехідного процесу частота повністю

відновлюється. Якщо при навантаженні  $P_{H1}$  частота мережі була номінальною, то після збільшення навантаження до  $P_{H2}$  або зниження до  $P_{H3}$  вона залишиться рівною номінальною  $-f_1 = f_2 = f_3 = f_{\text{НОМ}}$ .

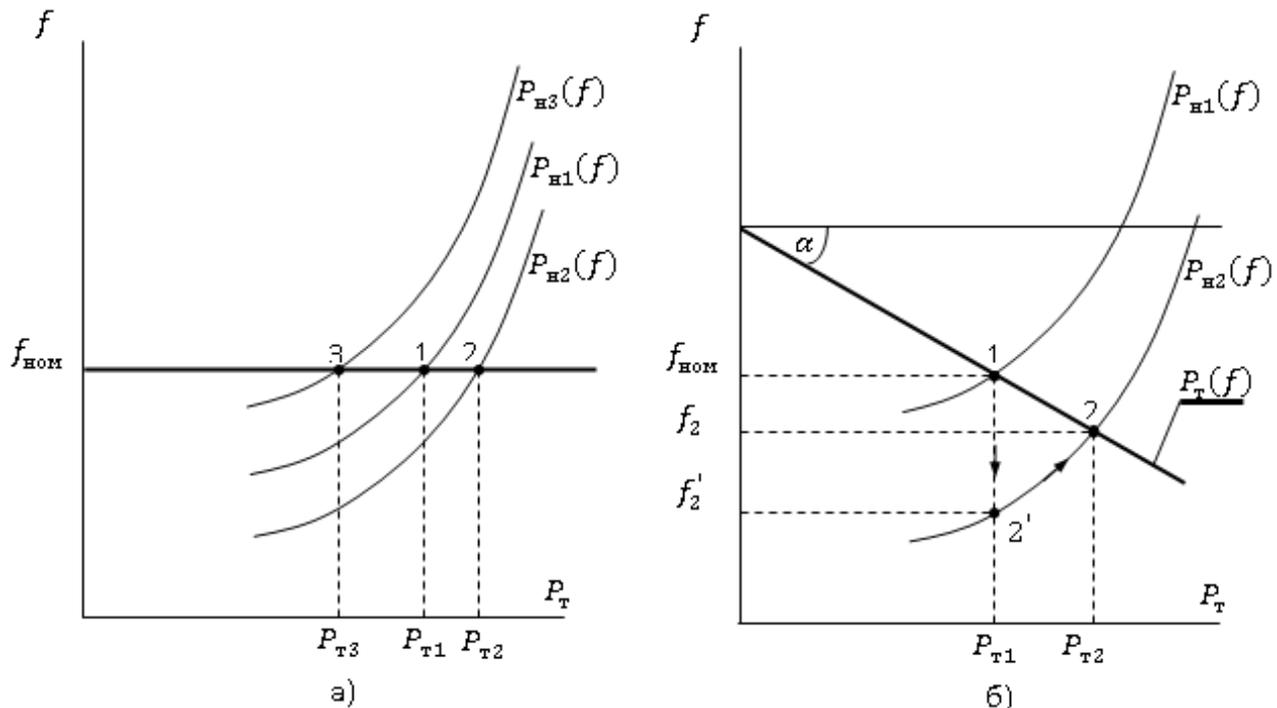


Рисунок 6.4 – Зміна частоти під час використання АРШ з характеристиками :

а) астатичною; б) статичною

У період розвитку енергетики на початку-середині ХХ-го століття АРШ виконували з використанням відцентрових маятників зі *статичною характеристикою регулювання* (рис. 6.4, б), використання якої забезпечує нове значення частоти близьке до вихідного, але відмінне від нього.

Припустимо, що баланс активної потужності має місце за номінальної частоти  $f_{\text{НОМ}}$ . В цьому випадку статичні характеристики потужності турбіни  $P_T(f)$  і навантаження  $P_{H1}(f)$  перетинаються в точці 1 [ $P_{T1} = P_{H1}(f)$ ] при частоті  $f_1 = f_{\text{НОМ}}$ . Зміни (збільшення) навантаження відповідає статична характеристика  $P_{H2}(f)$ . Якщо подача енергоносія в турбіну залишиться на колишньому рівні, то баланс потужності встановиться при частоті  $f_2'$  відповідній точці 2' перетину статичної характеристики  $P_{H2}(f)$  з незмінним значенням потужності турбіни

$[P_{T1} = P_{H2}(f)]$ . Для компенсації зміни частоти подача енергоносія в турбіну змінюється пристроєм АРШ статичної характеристики  $P_T(f)$ . Баланс стабілізується в точці 2 при новому значенні потужності турбіни  $- P_{T2} = P_{H2}(f)$ . Нове значення частоти  $f_2$  дещо відрізняється від номінального  $f_{ном}$ . Ступінь відмінності  $f_2$  від  $f_{ном}$  визначається нахилом характеристики  $P_T(f)$ , який характеризується коефіцієнтом статизму  $k_{ст} = tg\alpha$  (рис. 6.4, б).

При сучасному рівні технічного розвитку реалізація АРШ з астатичною характеристикою регулювання потужності перестала бути складним завданням. У той же час на турбінах, як і раніше, використовують статичні характеристики АРШ, за допомогою яких проводиться розподіл навантаження між генераторами.

Якщо відмінність між  $f_2$  і  $f_{ном}$ , перевищує допустиме значення, то відновлення номінальних параметрів використовується вторинне регулювання частоти. Воно може здійснюватися автоматичними регуляторами частоти (АРЧ), які називають *вторинними регуляторами частоти*, або експлуатаційним персоналом.

Вторинне регулювання використовує зміну потужності турбіни таким чином, щоб зберегти баланс активної потужності при  $f = f_{ном}$  або, іншими словами, забезпечує астатизм процесу регулювання частоти.

При вторинному регулюванні здійснюють паралельний зсув характеристики первинного регулятора (рис. 6.5). Так, нехай при  $f = f_{ном}$  генератор працював з навантаженням  $P_{T1}$ , що відповідало перетину статичної характеристики регулювання турбіни  $P_T(f)$  та статичної характеристики навантаження  $P_{H1}(f)$  у точці 1. Зміна навантаження дає за рахунок зміни пристроєм АРШ потужності турбіни  $P_{T2}$  баланс  $[P_{T2} = P_{H2}(f)]$  при частоті  $f = f_2$  у точці 2 перетину характеристик  $P_T(f)$  та  $P_{H2}(f)$ . Якщо при цьому відхилення частоти  $\Delta f = f_2 - f_{ном}$  перевищує допустиме значення, то для відновлення нормальної частоти ( $f = f_{ном}$ ) керуючі команди АРЧ (або оператора), впливаючи на механізм керування турбіною, пересувають

характеристику первинного регулятора (рис. 6.5) доти, доки не буде забезпечено перетин характеристик  $P_T(f)$  та  $P_{H2}(f)$  у точці 3 при  $f = f_{ном}$ .

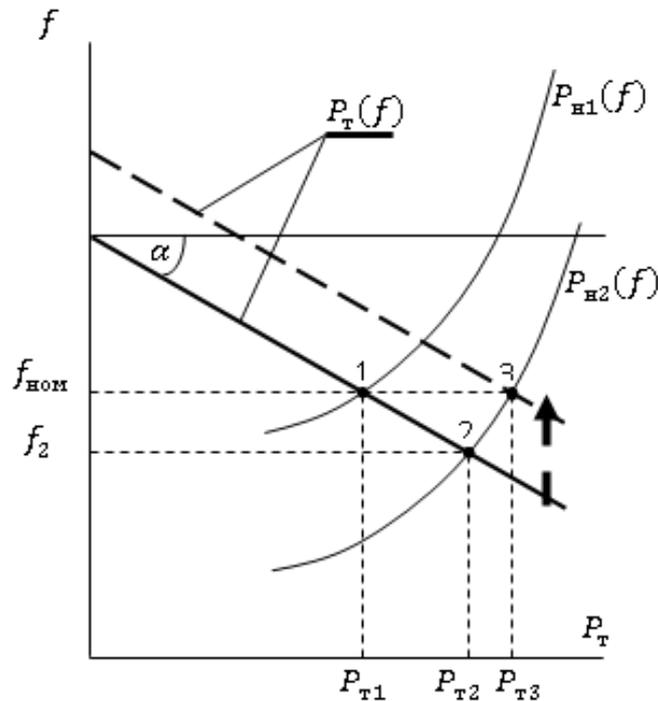


Рисунок 6.5 – Вторинне регулювання частоти обертання турбіни

Таким чином, вторинне регулювання має астатичну характеристику на швидкість обертання турбіни. Необхідною умовою для забезпечення вторинного регулювання є наявність потужності для забезпечення балансу  $P_{T3} = P_{H2}(f)$ .

### 6.2.3. Регулювання частоти в електроенергетичній системі

На відміну від первинних регуляторів АРШ, якими оснащені всі енергоагрегати, вторинні регулятори АРЧ встановлюють на кількох маневрених електростанціях електроенергетичної системи. Ці електростанції, що балансують за частотою, сприймають на себе усі зміни потужності в системі. Вони змінюють своє навантаження на ту ж величину, на яку змінюється сумарна споживана потужність системи. У ЕЕС підтримується загальний баланс активної потужності за постійної потужності інших електростанцій.

Представимо ЕЕС у вигляді двох електростанцій: одна – назвемо її система (С) – включає всі станції, крім балансуєчих, інша – назвемо її електростанція (ЕС) – включає всі станції з АЧР (рис. 6.6).

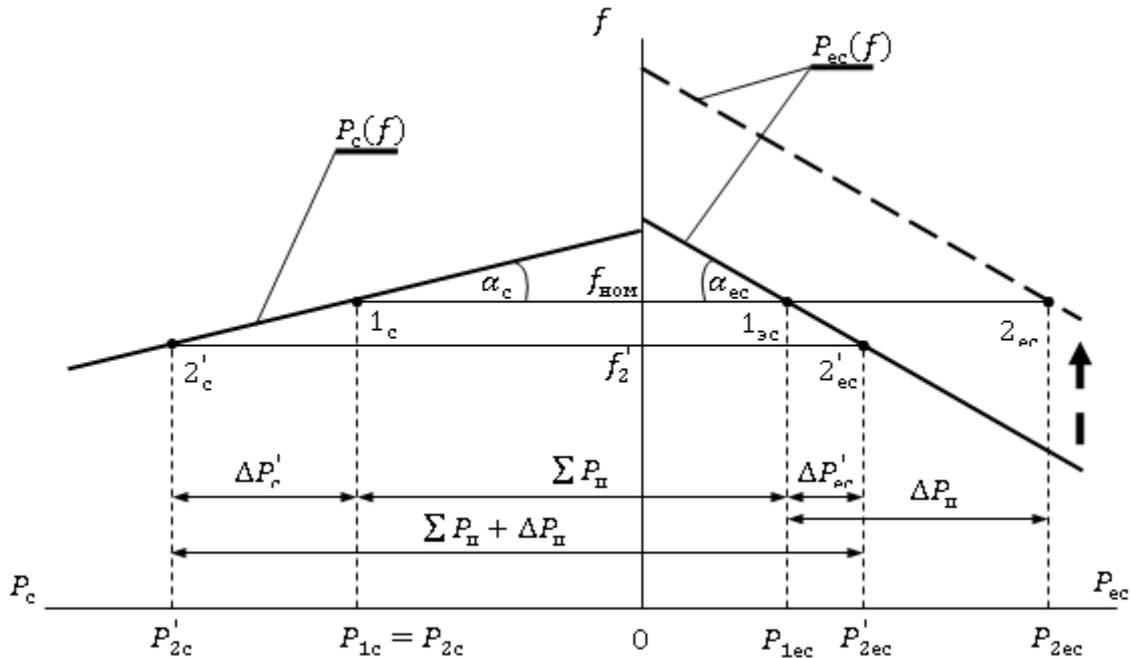


Рисунок 6.6 – Регулювання частоти в енергосистемі

Рівняння балансу активної потужності

$$P_{1c} + P_{1ec} = \sum P_{II} \quad (6.12)$$

забезпечує номінальну частоту  $f_{ном}$ , при якій сумарне споживання активної потужності  $f_{ном}$  покривається генерацією системою  $P_{1c}$  та електростанцією  $P_{1ec}$ .

При збільшенні споживання на  $\Delta P_{II}$  частота в ЕЕС знижується до  $f'_2$  відповідно до статичних регуляторів системи  $P_c(f)$  та електростанції  $P_{ec}(f)$ . Причому збільшення потужності системи  $\Delta P'_c$  і електростанції  $\Delta P'_{ec}$  відбувається обернено пропорційно коефіцієнтам статизму характеристик відповідних АРШ:

$$\frac{\Delta P'_c}{\Delta P'_{ec}} = \frac{tg\alpha_{ec}}{tg\alpha_c} = \frac{k_{ст\ ec}}{k_{ст\ c}} \quad (6.13)$$

Баланс потужності, що відповідає частоті  $f'_2$ , встановлюється в точках перетину прямої  $f = f'_2 (2'_c - 2'_{ec})$  з новими значеннями потужностей системи  $P'_{2c}$  та електростанції  $P'_{2ec}$ :

$$P'_{2c} + P'_{2ec} = \sum P_{\Pi} + \Delta P_{\Pi}. \quad (6.14)$$

Пристрій АРЧ збільшує подачу енергоносія в турбіну електростанції, що відповідає паралельному зсуву статичної характеристики  $P_{ec}(f)$ . Збільшення потужності, що регулює частоту електростанції проводиться доти, доки вона повністю компенсує збільшення навантаження  $\Delta P_{\Pi}$ . У цьому відновлюються початкова потужність системи  $P_{1c}$  і номінальна частота  $f_{ном}$ .

Баланс потужності встановлюється в точках перетину прямої  $f = f_{ном} (1_c - 2_{ec})$  з початковим значенням потужності системи  $P_{1c}$  і новим значенням потужності електростанції  $P_{2ec}$ :

$$P_{1c} + P_{2ec} = \sum P_{\Pi} + \Delta P_{\Pi}. \quad (6.15)$$

Якщо реалізації вторинного регулювання потужності електростанцій з АРЧ недостатньо, проводиться ручна зміна потужності електростанцій, оснащених лише АРШ.

### **6.3. Поняття про оптимальний розподіл активних потужностей між електростанціями**

ЕЕС поєднує електростанції різного типу, кожна з яких має кілька генераторів. Сумарна потужність встановлених генераторів повинна перевищувати навантаження системи. Виникає питання про розподіл навантаження між електростанціями та окремими генераторами.

Режими роботи електростанцій визначаються технологічними умовами їх експлуатації та графіками навантаження енергосистем. На рис. 6.7 наведено добовий графік сумарного навантаження ЕЕС.

Графік навантаження має нерівномірність, яку характеризують коефіцієнтом нерівномірності.

$$k_H = \frac{P_{HM}}{P_{HB}} \cdot 100\%, \quad (6.16)$$

де  $P_{HB}$  і  $P_{HM}$  – найбільша та найменша потужності добового навантаження.

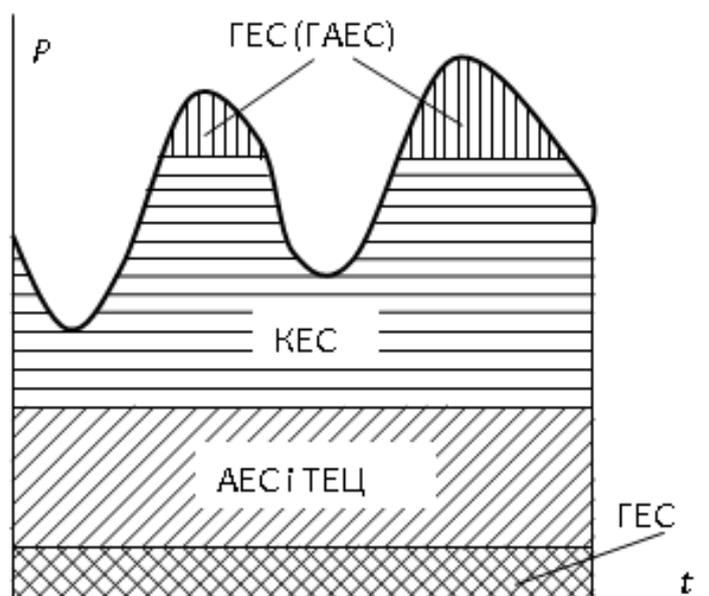


Рисунок 6.7 – Розміщення потужностей

У першому наближенні можливо вважати, що для України  $k_H \approx 50\%$ .

Розподіл навантаження між різними електростанціями виробляють з огляду на особливості їх технологічного режиму. Покриття споживання внизу базової частини графіка навантажень забезпечують електростанції, потужність яких практично не регулюється. Це гідроелектростанції (ГЕС) без водосховищ або частина потужності ГЕС з водосховищами, яка забезпечує мінімально допустимий пропуск води, необхідний за екологічними і погодно-кліматичними умовами.

У **базовій** частині графіка також розташовані електростанції, потужність яких регулюється дуже обмежено: атомні (АЕС) – за умовою стійкості роботи атомних реакторів та теплоелектроцентралі (ТЕЦ) – через прив'язку графіка вироблення електроенергії до графіка споживання теплової енергії. Ці

електростанції мають високе завантаження, яке характеризує *річне число годин використання встановленої потужності*.

$$T_{\text{вст}} = \frac{W_{\text{ст}}}{P_{\text{вст}}}, \quad (6.17)$$

де  $P_{\text{вст}}$  – встановлена (номінальна) потужність електростанції;  $W_{\text{ст}}$  – вироблення електроенергії станцією за рік.

Для АЕС зазвичай  $T_{\text{вст}} = 6000 \div 7000$  год.

Режим роботи ТЕЦ найбільш напружений зимовий день повністю визначається умовами теплопостачання. Зміни потреб у тепловій енергії в середньому за системою становлять  $5 \div 15\%$  на добу. Для опалювальних ТЕЦ  $T_{\text{вст}} = 3500 \div 5000$  год, для промислових ТЕЦ –  $T_{\text{вст}} = 6000 \div 7000$  год.

У **напівпіковій** частині графіка працюють конденсаційні електростанції (КЕС). Ці станції розраховані працювати у базовій частині графіка, але вимушено залучаються до покриття змінної частини графіка навантаження. Практикується зупинка блоків 150-200 МВт на ніч з наступним пуском до ранкового максимуму. Блоки 300 МВт і більше регулюють потужність, що видається, переважно за рахунок розвантаження.

Граничне розвантаження блоків КЕС без їх вимкнення залежить від типу палива, що спалюється. Мінімальна потужність блоків визначається умовами стійкості роботи котлів та при роботі на вугіллі  $70 \div 80\%$ , а при роботі на газі та мазуті  $50 \div 60\%$  від номінальної. На окремих пиловугільних блоках освоєно режим розвантаження до  $25 \div 30\%$  шляхом переведення котлоагрегатів на розпалюване паливо (мазут). Розвантаження неминуче призводить до зниження економічності. Так, при розвантаженні до:  $50\%$  ККД знижується на  $5 \div 8\%$ ,  $40\%$  – на  $9 \div 12\%$ ,  $30\%$  – на  $15 \div 17\%$ .

Вимкнення блоків призводить до додаткових витрат палива на розігрів котлів та запуск агрегату. Звичайне завантаження КЕС складає  $T_{\text{вст}} = 6500 \div 7000$  год при роботі на недефіцитних видах палива та  $4000 \div 5000$  год при роботі на дефіцитних видах палива.

У верхній – піковій частині – працюють ГЕС із водосховищами та гідроакумулюючі станції (ГАЕС).

Електростанції, які працюють у пікової частини графіка навантаження, регулюють активну потужність, тобто завантажуються пізніше за інших і розвантажуються раніше. Це маневрені станції, що регулюють частоту та обмінні потоки потужності з іншими енергосистемами. Вони повинні мати достатній діапазон регулювання та надійне обладнання з добре працюючою системою вторинного регулювання частоти. В Україні ГЕС працюють 2÷6 години на добу. Решту часу вони вимкненні,  $T_{вст} < 3000$  год.

Більшість вироблення електроенергії ГЕС посідає на період паводку. Режим роботи ГЕС багато в чому, якщо не вирішальною мірою, визначається умовами судноплавства, водопостачання, рибальства, захисту від паводків. Всі ці фактори обмежують можливості використання ГЕС у піковій частині, збільшуючи частку вироблення електроенергії у базовій частині графіка навантаження.

ГАЕС призначені для згладжування графіку навантаження ЕЕС. У години провалу навантаження створюють додаткове споживання для електростанцій, що залишилися в роботі, зменшуючи потребу у вимкненні або розвантаженні агрегатів. Як джерела електроенергії ГАЕС розраховані на покриття пікових навантажень, працюють до 2÷5 години на добу,  $T_{вст} \approx 1000$  год.

Для покриття пікового навантаження можуть використовуватися газотурбінні агрегати потужністю до 100 МВт.

Природний розподіл потужності між станціями (і генераторами) обернено пропорційний коефіцієнтам статизму АРШ не є оптимальним, тому що не враховує техніко-економічні показники обладнання, вартість палива, втрати потужності в електричній мережі.

*Оптимальним* називають режим роботи енергосистеми, що забезпечує найменші витрати на виробництво та розподілення електроенергії.

Як критерій оптимального розподілу потужностей між тепловими електростанціями у нас в країні приймають мінімум сумарної витрати палива в

енергосистемі  $B_{\Sigma}$  при дотриманні балансу потужності. Для станцій відомі витратні характеристики

$$B_i = f(P_i), \quad (6.18)$$

що показують витрати палива залежно від потужності.

Витратні властивості мають нелінійний характер. Залежно від потужності  $P_i$ , що видається, зміна цієї потужності  $\Delta P_i$  призводить до різної зміни витрати палива  $\Delta B_i$ . Відношення  $\Delta B_i / \Delta P_i$  є важливим техніко-економічним показником агрегату (електростанції). Межа відношення

$$\lim_{\Delta P_i \rightarrow 0} \frac{\Delta B_i}{\Delta P_i} = \frac{dB_i}{dP_i} = \varepsilon_i \quad (6.19)$$

називається відносним приростом витрати палива.

Значення  $\varepsilon_i$  для кожної електростанції змінюється за зміни її потужності. Природно, що завантажувати насамперед потрібно електростанцію, у якій (при поточному значенні навантаження)  $\varepsilon$  має найменше значення, а розвантажувати – електростанцію з найбільшим  $\varepsilon$ .

Виходить, що найменша витрата палива або оптимальне розподілення потужності між електростанціями буде у разі рівності відносних приростів витрати палива на всіх станціях:

$$\varepsilon_1 = \varepsilon_2 = \dots = \varepsilon_i = \dots = \text{const}. \quad (6.20)$$

Умову оптимальності (6.20) можна отримати аналітично через функцію Лагранжа для розподілу активної потужності між станціями без урахування втрат потужності в мережі. Питання оптимізації розглядаються повніше, зокрема і з урахуванням втрат потужності, у спеціальному курсі, передбаченому програмою навчання.

#### **6.4. Режими роботи основних елементів електричних мереж**

Режими роботи елементів електричних мереж можна характеризувати такими параметрами:

- завантаження елементів мережі;
- рівні напруги у вузлах;
- втрати електричної енергії.

Завантаження елементів мережі. Для ліній електропередач завантаження елементів мережі визначається щільністю струму (табл. 6.1):

Таблиця 6.1 – Завантаження ліній електропередач

$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	500-750	330	220	110
Щільність струму $j, \text{А/мм}^2$				
максимальна	1,0	1,6	2,8	3,8
середньозважена	0,5	0,7	0,8	0,9

На практиці 95% ЛЕП 500-750 кВ працюють з  $j \leq 0,6 \text{ А/мм}^2$ ; 85% ЛЕП 330 кВ – с  $j \leq 1,0 \text{ А/мм}^2$ ; 70% ВЛ 220 кВ – с  $j \leq 1,0 \text{ А/мм}^2$ . У мережах 110 кВ максимальна густина струму відповідає допустимій за нагріванням. Є випадки завантаження, що перевищує допустимі за нагріванням. Це можливо при температурі нижче за розрахункову (+25°C) і за наявності вітру.

*Завантаження трансформаторів* характеризується коефіцієнтами завантаження

$$k_3 = \frac{S}{S_{\text{ном}}}, \quad (6.21)$$

де  $S$  і  $S_{\text{ном}}$  – максимальна та номінальна повні потужності трансформатора.

Середньозважене завантаження трансформаторів по енергосистемі складає порядку  $k_3 \approx 0,55$ . Найбільш завантажені трансформатори напругою 330 кВ та вище. Вони мають перевантаження 5÷10%.

Існуючі джерела реактивної потужності в середньому використовуються приблизно на 70%. На їх завантаження впливають доцільність передачі реактивної потужності від генераторів через втрати

активної потужності та напруги в повітряних лініях, зниження рівня напруги на батареях конденсаторів (БК) в максимум навантаження, незадовільного експлуатаційного стану БК та ін.

**Рівні напруги у вузлах.** У більшості вузлів високої та надвисокої напруги фактична середня напруга близька до номінальної. У віддалених точках мережі спостерігається зниження напруги до 20% у мережах 110÷330 кВ та до 6÷8% – у мережах 500÷750 кВ, що потребує проведення технічних заходів для підвищення напруги. Рівні фактичної середньої напруги наведено в табл. 6.2.

Таблиця 6.2 – Фактична середня напруга

Номінальна напруга мережі, кВ	Нормована найбільша робоча напруга, %	Фактична середня напруга, %
500÷750	105	98÷101
330	110	100÷104
220	115	100÷105
110	115	100÷105

**Втрати електроенергії.** Загалом втрати в електричних мережах складають  $\Delta W = 9\div 9,5\%$  від електроенергії, що надходить у мережу. Структура технологічних втрат показана у табл. 6.3.

Таблиця 6.3 – Структура втрат в електричних мережах

Номінальна напруга мережі, кВ	Втрати у %	
	від пропущеної через мережу електроенергії	від сумарних втрат
500÷750	2,8	5,5
220÷330	3,0	28,5
110÷150	3,2	28,0
35	2,9	9,5
6÷10÷20	2,5	27,0
0,4	0,9	7,5

Структура технологічних втрат за елементами мережі:

65% – у лініях електропередачі (з них на корону 5%);

- 30% – у трансформаторах (з них втрати в сталі - 50%);
- 3% – у компенсуючих пристроях, вимірювальних приладах;
- 2% – на власні потреби підстанцій

### **Питання для самоперевірки**

1. Яким чином будується оперативне керування ЕЕС?
2. Що таке баланс потужностей у електроенергетичній системі?
3. Яким чином регулюючий ефект навантаження впливає на баланс потужностей у електроенергетичній системі?
4. Яким чином здійснюється регулювання частоти обертання турбіни?
5. Що таке астатичне та статичне регулювання швидкості обертання турбіни?
6. Як забезпечується регулювання частоти в електроенергетичній системі.
7. Дайте характеристику первинного та вторинного регулюванням частоти?
8. Що розуміють під оптимальним розподілом активних потужностей між електростанціями?
9. Яку роль відіграють різні типи електричних станцій в забезпеченні електропостачання споживачів?
10. Які існують режими роботи основних елементів електричних мереж?

## ГЛАВА 7 . РЕАКТИВНА ПОТУЖНІСТЬ В ЕЛЕКТРИЧНІЙ СИСТЕМІ

### 7.1. Баланс реактивної потужності та його зв'язок з напругою

Усталений режим роботи енергосистеми поряд з балансом активної потужності вимагає виконання балансу реактивної потужності (6.2). У більш повному вигляді:

$$\sum Q_{\Gamma} + \sum Q_{\text{л}} + \sum Q_{\text{ку}} = \sum Q_{\text{н}} + \sum \Delta Q_{\text{л}} + \sum \Delta Q_{\text{тр}}, \quad (7.1)$$

де  $\sum Q_{\Gamma}$  – генерація реактивної потужності генераторами електростанцій;  $\sum Q_{\text{л}}$  – генерація реактивної потужності у високовольтних лініях;  $\sum Q_{\text{ку}}$  – генерація реактивної потужності компенсуючими пристроями;  $\sum Q_{\text{н}}$  – сумарне реактивне навантаження;  $\sum \Delta Q_{\text{л}}$  – сумарні втрати реактивної потужності в лініях електропередачі;  $\sum \Delta Q_{\text{тр}}$  – сумарні втрати реактивної потужності в трансформаторах.

На відміну від балансу активної потужності баланс реактивної потужності забезпечується різними джерелами. Якщо активну потужність виробляють тільки генератори електростанцій, реактивну потужність можна отримати від додаткових джерел, які можуть встановлюватися поблизу споживачів. Ці додаткові джерела називаються компенсуючими пристроями (КУ). Значна частина реактивної потужності генерується у високовольтних лініях. У першому наближенні можна вважати, що для ЕЕС співвідношення генерації реактивної потужності при найбільших навантаженнях становить приблизно 60% на електростанціях, 20% на високовольтних лініях, 20% у пристроях, що компенсують.

Баланс реактивної потужності по всій системі визначає деякий рівень напруги. Якщо генерація реактивної потужності не забезпечує її споживання, то рівень напруги в системі знижується і, навпаки, при надлишку реактивної потужності – підвищується. В результаті падіння напруги в елементах електричної мережі напруги у вузлах відрізняється від середнього рівня. Воно залежить від схеми, навантажень та інших чинників, що впливають на втрати

напруги в елементах електричної мережі. Баланс реактивної потужності для всієї системи не може повною мірою визначити вимоги, які пред'являються до потужності її окремих джерел.

При проєктуванні електричної мережі необхідно перевіряти баланс реактивної потужності як у цілому по енергосистемі, так і у окремих її частинах. При цьому слід враховувати необхідність резерву реактивної потужності.

Баланс реактивної потужності слід передбачати окремо для кожного режиму мережі. Характерними режимами у системі є:

- режим найбільшого реактивного навантаження. Для режиму характерно найбільше споживання реактивної потужності та найбільша потужність компенсуючих пристроїв;

- режим найбільшого активного навантаження. Режим пов'язаний з найбільшим завантаженням генераторів активною потужністю при найменшому виробленні реактивної потужності;

- режим найменшого активного навантаження. У цьому режимі частину генераторів вимикають. Вироблення реактивної потужності генераторами електростанцій зменшується;

- післяаварійні та ремонтні режими. У цих режимах найбільші обмеження передачі реактивної потужності.

Якщо в енергосистемі спостерігається дефіцит активної потужності, то він покривається за рахунок надлишку активної потужності в інших системах. Для покриття нестачі реактивної потужності її економічніше генерувати компенсуючими пристроями, які встановлюються в даній енергосистемі, а не передавати із сусідніх систем.

**Регулюючий ефект навантаження.** При зміні напруги потужність узагальненого навантаження змінюється за статичними характеристиками (див. 3.3.3), представленими якісно на рис. 7.1. Покажемо, що навантаження в силу свого позитивного регулюючого ефекту стабілізує напругу в електромережі.

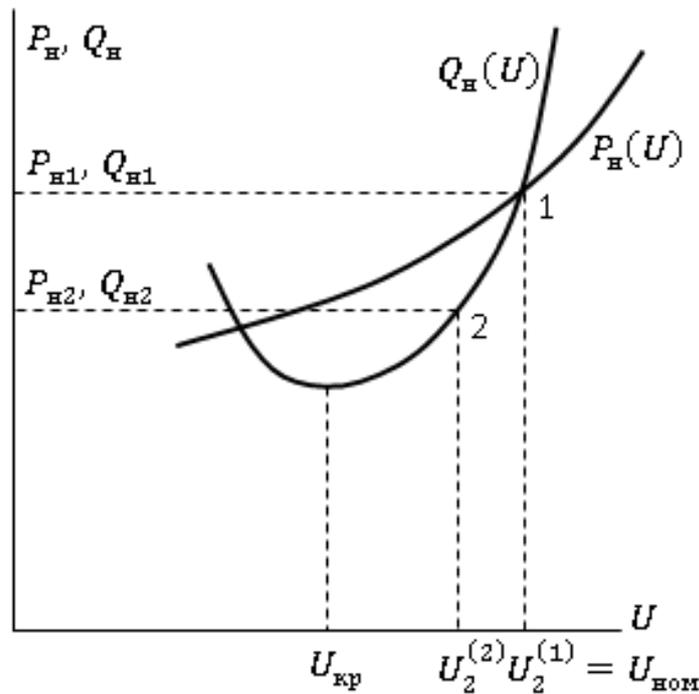


Рисунок 7.1 – Статичні характеристики навантаження за напругою

Розглянемо, яким чином реагує навантаження на зміну режиму в найпростішій електричній системі, яка представлена у вигляді радіальної мережі (рис. 7.2).

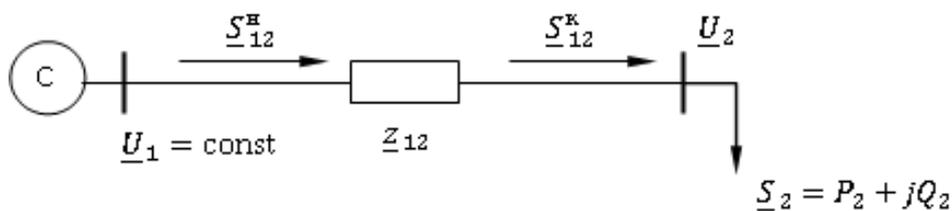


Рисунок 7.2 – Радіальна мережа

На живильному кінці лінії у всіх режимах, що встановилися, підтримується постійна напруга  $U_1 = \text{const}$ . Споживач бере в нормальному режимі з мережі потужність рівну  $\underline{S}_2 = P_2 + jQ_2$ , на шинах навантаження підтримується номінальна напруга  $U_2^{(1)} = U_{\text{ном}}$ . При постійній напрузі на початку ЛЕП, напруга  $U_2$  на її кінці може бути розрахована наступним чином:

$$U_2 \approx U_1 - \Delta U_{12} = U_1 - \frac{P_{12}^K \cdot r_{12} + Q_{12}^K \cdot x_{12}}{U_2},$$

де  $P_{12}^K, Q_{12}^K$  – активна і реактивна потужність у кінці лінії;  $r_{12}, x_{12}$  – активний і реактивний опір лінії.

Припустимо, що з якоїсь причини напруга  $U_2$  в кінці лінії зменшується. Відповідно до статичних характеристик, активна  $P_2$  і реактивна  $Q_2$  потужності споживача, будуть теж зменшуватися. Отже, зменшуватимуться активна  $P_{12}^K$  і реактивна  $Q_{12}^K$  потужності в кінці лінії і втрата напруги  $\Delta U_{12}$ . Це призведе до підвищення напруги  $U_2$  до значення  $U_2^{(2)}$ , яке не досягне початкового значення  $U_2^{(1)} = U_{\text{ном}}$ , але буде вищим за початкове зниження.

У складнішій електроенергетичній системі працюють ті самі закони. Зниження напруги з  $(U_2^{(1)} = U_{\text{ном}})$  до  $(U_2^{(2)} < U_{\text{ном}})$  призведе до зменшення навантаження в енергосистемі з  $P_{H1}, Q_{H1}$  до  $P_{H2}, Q_{H2}$  (рис. 7.1). Баланси потужності встановляться за іншого рівня напруги. Таке фізичне явище називається регулюючим ефектом навантаження за напругою (див. 3.3.3).

Для напруг, близьких до номінальної, регулюючий ефект активної та реактивної потужностей за напругою позитивні:

$$\frac{\partial P_H}{\partial U} > 0; \quad \frac{\partial Q_H}{\partial U} > 0. \quad (7.2)$$

Позитивний регулюючий ефект стабілізує вплив на систему. Це аналог негативного зворотного зв'язку у теорії автоматичного керування.

Якщо напруга в якомусь вузлі мережі знизилася нижче критичного, рівного  $U_{\text{кр}} = (0,7 \div 0,8)U_{\text{ном}}$ , то характер статичної характеристики  $Q_H(U)$  змінюється (рис. 7.1). При  $U < U_{\text{кр}}$  регулюючий ефект реактивного навантаження за напругою стає негативним (регулюючий ефект активного навантаження залишається позитивним):

$$\frac{\partial P_H}{\partial U} > 0; \quad \frac{\partial Q_H}{\partial U} < 0. \quad (7.3)$$

З'являється позитивний зворотний зв'язок за реактивною потужністю, що призводить до порушення стійкості системи. Активна потужність споживача відповідно до статичних характеристик зменшується. Споживання реактивної потужності починає зростати. Причому, значення реактивної потужності збільшується більшою мірою, ніж зниження активної. Отже, активна потужність наприкінці ЛЕП (рис. 7.2) зменшується  $P_{12}^K \downarrow$ , реактивна потужність збільшується  $Q_{12}^K \uparrow$ . Втрата напруги на ділянці збільшується  $\Delta U_{12} \uparrow$ , а напруга на шинах навантаження знижується  $U_2 \downarrow$ . Це призводить до збільшення споживання реактивної потужності та подальшого зниження напруги  $U_2$  і т.д. Виникає явище, яке називається лавиною напруги. За такої аварії гальмуються асинхронні двигуни. Реактивна потужність асинхронних двигунів зростає, баланс реактивної потужності порушується, причому споживання реактивної потужності значною мірою перевищує вироблення:

$$\Sigma Q_{\text{п}} \gg \Sigma Q_{\text{г}}.$$

Це в свою чергу призводить до зниження напруги. В результаті лавинного зниження напруги вимикаються (перекидаються) електродвигуни, вузол втрачає стійкість навантаження.

Щоб напруга не знижувалася нижче критичної на генераторах і потужних синхронних двигунах, встановлюються автоматичні регулятори збудження (АРЗ), під їх дією генератори та синхронні двигуни збільшують вироблення реактивної потужності.

## 7.2. Споживачі реактивної потужності

Робота споживачів ємнісного характеру полягає в створенні електричного поля, енергія якого у непарну чверть (перша, третя) періоду віддається джерелу, а парну чверть (друга, четверта) періоду береться від джерела. Для споживачів індуктивного характеру робота полягає в створенні магнітного поля. При цьому

непарну чверть (перша, третя) періоду енергія береться від джерела, а парну чверть (друга, четверта) періоду віддається джерелу.

Коливання енергії в магнітному та електричному полях різних пристроїв змінного струму обумовлює споживання ними реактивної індуктивної або реактивної ємнісної потужності. В інженерній практиці під *реактивною потужністю* мають на увазі *індуктивну* потужність, яка споживається індуктивними елементами електричної системи, та генерується в ємнісних елементах.

Основними споживачами реактивної потужності електричних системах є трансформатори, повітряні лінії електропередач, асинхронні двигуни, вентильні перетворювачі, індукційні електропечі, зварювальні агрегати.

На промислових підприємствах основними споживачами реактивної потужності є асинхронні двигуни. На їх частку припадає 65-70 % реактивної потужності, яка споживається підприємством. 20-25% споживання реактивної потужності припадає на трансформатори підприємств і близько 10% – на інші приймачі та лінії електропередач.

Сумарні втрати реактивної потужності мережі складають близько 50 % від потужності, що надходить у мережу. Це набагато більше, ніж втрати активної потужності. Для порівняння, середньостатистичні втрати активної потужності у ЛЕП становлять 3%, а у трансформаторах – 2%. Приблизно 70-75% всіх втрат реактивної потужності складають втрати у трансформаторах. Наприклад, у триобмотковому трансформаторі потужністю 40 МВ·А напругою 220 кВ (ТДТН-40000/220) при коефіцієнті завантаження, що дорівнює 0,8, втрати реактивної потужності становлять близько 12% від номінальної потужності трансформатора.

Сумарні втрати реактивної потужності в системі складаються з втрат у опорах  $\Delta Q_{\text{л}}$  та провідностях  $\Delta Q_{\text{с}}$  ліній електропередач та втрат у трансформаторах  $\Delta Q_{\text{тр}}$ :

$$\Sigma \Delta Q = \Sigma \Delta Q_{\text{л}} - \Sigma \Delta Q_{\text{с}} + \Sigma \Delta Q_{\text{тр}}. \quad (7.4)$$

Втрати реактивної потужності у опорах ЛЕП розраховуються за формулою:

$$\Delta Q_{\text{л}} = \frac{S_{\text{л}}^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot x_{\text{л}} \quad (7.5)$$

і становлять приблизно 5% від потужності, що проходить ЛЕП.

Генерація реактивної потужності у провідності ЛЕП визначається так:

$$\Delta Q_{\text{с}} = U_{\text{ном}}^2 \cdot b_{\text{л}}. \quad (7.6)$$

Середнє значення реактивної потужності, що генерується ПЛ на 100 км довжини, становить:

$U_{\text{ном}}$ , кВ	110	150	220
$\Delta Q_{\text{с}}$ , Мвар	3	6,5	12,6

Для ПЛ напругою 110 – 150 кВ втрати реактивної потужності в опорах та генерація у провідностях приблизно однакові:

$$|\sum \Delta Q_{\text{л}}| \approx |\sum \Delta Q_{\text{с}}|. \quad (7.7)$$

Втрати реактивної потужності в опорах трансформаторів в основному визначаються втратами в обмотках, становлять приблизно 10 % від потужності, що передається, їх розраховують за формулою:

$$\Delta Q_{\text{тр}} \approx \Delta Q_{\text{обм}} = \frac{U_{\text{к}}}{100} \cdot \frac{S^2}{S_{\text{ном}}}. \quad (7.8)$$

Позначення параметрів у формулах (7.5), (7.6), (7.8) дано без пояснень через те, що ці формули розглядалися раніше (див. розд. 3).

### 7.3. Виробництво реактивної потужності генераторами

Повна потужність, що виробляється генератором, включає активну та реактивну складові:

$$\underline{S}_{\text{Г}} = P_{\text{Г}} + jQ_{\text{Г}}.$$

Модуль повної потужності може бути знайдений через активну потужність та коефіцієнт потужності генератора:

$$S_{\Gamma} = \frac{P_{\Gamma}}{\cos \varphi}.$$

Зміна реактивної потужності генератора відбувається за зміни його струму збудження  $i_f$ . У номінальному режимі при номінальному коефіцієнті потужності  $\cos \varphi_{\text{ном}}$  генератор виробляє номінальні значення активної  $P_{\text{ном}}$  та реактивної  $Q_{\text{ном}}$  потужностей. Генератор може збільшити вироблення реактивної потужності понад номінальну, але при зниженні вироблення активної потужності по відношенню до номінальної. Таке збільшення допускається в межах, які обмежуються номінальними значеннями струмів статора та ротора.

Умови обмеження вироблення реактивної потужності можна визначити з векторної діаграми. Схема заміщення генератора для побудови векторної діаграми на рис. 7.3. У схему генератор введений індуктивним опором  $x_d$  та ЕРС  $\underline{E}_q$ .

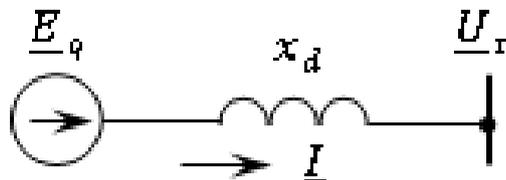


Рисунок 7.3 – Схема заміщення синхронного генератора

Величина комплексної ЕРС дорівнює сумі векторів напруги на шинах генератора  $\underline{U}_{\Gamma}$  та падіння напруги в опорі  $x_d$ :

$$\underline{E}_q = \underline{U}_{\Gamma} + \sqrt{3} \cdot \underline{I}_{\text{ном}} \cdot jx_d. \quad (7.9)$$

За рівнянням (7.9) побудуємо векторну діаграму (рис. 7.4). На дійсній осі відкладаємо вектор напруги  $\underline{U}_{\Gamma}$ . Отримуємо точку  $a$ . Під кутом  $\varphi_{\text{ном}}$  відкладаємо струм  $\underline{I}_{\text{ном}}$ . Розкладаємо його на активну  $I_{\text{ном}}^a$  і реактивну  $I_{\text{ном}}^p$

складові. З точки  $a$  перпендикулярно вектору струму  $\underline{I}_{\text{НОМ}}$  проводимо вектор падіння напруги від номінального струму в опорі  $x_d$ :  $\sqrt{3} \cdot \underline{I}_{\text{НОМ}} \cdot jx_d$ . Отримуємо точку  $b$ . Проекція вектора  $\overline{ab}$  на дійсну вісь генератора є поздовжня складова вектора падіння напруги  $aac = \sqrt{3} \cdot I_{\text{НОМ}}^p x_d$ , на уявну вісь – поперечна складова  $b = \sqrt{3} \cdot I_{\text{НОМ}}^a x_d$ . З'єднуємо початок координат із точкою  $b$ . Вектор  $\overline{Ob}$  є вектор ЕРС  $\underline{E}_q$ , довжина якого пропорційна струму збудження  $i_f$ .

З початку координат радіусом рівним  $E_q$  проведемо дугу. Вона визначає допустимі значення струму збудження або ЕРС  $E_q$  за умовами нагрівання ротора генератора. З точки  $a$  радіусом  $\sqrt{3} \cdot I_{\text{НОМ}} x_d$  проведемо дугу. Вона визначає допустимі параметри генератора за умовами нагрівання статора.

Сторони трикутника  $abc$  пропорційні наступним величинам:

$$ac \sim I_{\text{НОМ}}^p \sim Q_{\text{НОМ}}; \quad bc \sim I_{\text{НОМ}}^a \sim P_{\text{НОМ}}.$$

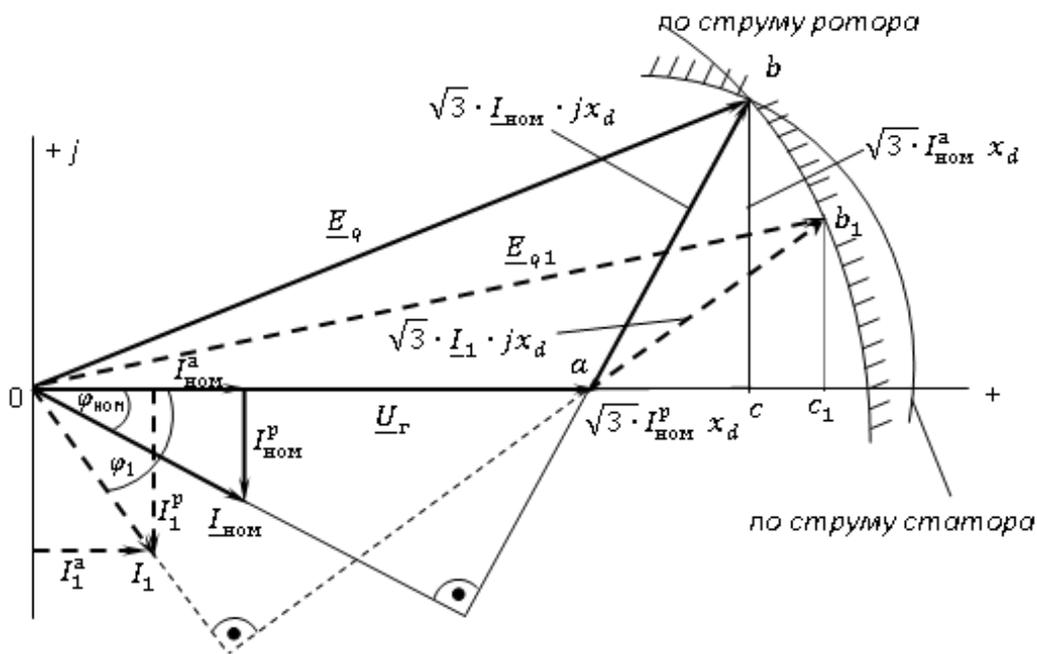


Рисунок 7.4 – Векторна діаграма синхронного генератора при  $Q_T > Q_{\text{НОМ}}$

Розглянемо роботу генератора при зниженому косинусі  $\varphi$ , тобто при  $\cos \varphi_1 < \cos \varphi_{\text{НОМ}}$  або куті  $\varphi_1 > \varphi_{\text{НОМ}}$ . Побудова векторної діаграми виконується аналогічно. Отримаємо трикутник  $ab_1c_1$ .

Допустимий для генератора режим відповідає значенню ЕРС  $E_{q1}$ . У цьому випадку маємо:

$$I_1^p > I_{\text{ном}}^p \text{ (відрізок } ac_1 > ac); \quad I_1^a < I_{\text{ном}}^a \text{ (відрізок } ab_1 > ab).$$

Таким чином, у режимі роботи з перезбудженням генератор може видавати реактивну потужність більшу за номінальну.

$$Q_1 = \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot I_1^p > Q_{\text{ном}}, \quad (7.10)$$

але при зниженні активної потужності до номінальної:

$$P_1 = \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cdot I_1^a < P_{\text{ном}}. \quad (7.11)$$

Шляхом побудови відповідної векторної діаграми (рис. 7.5) можна показати, що, генератор при роботі з підвищеним косинусом ( $\varphi_2 < \varphi_{\text{ном}}$  і  $\cos \varphi_2 > \cos \varphi_{\text{ном}}$ ) може виробляти активну потужність більшу, ніж номінальна.

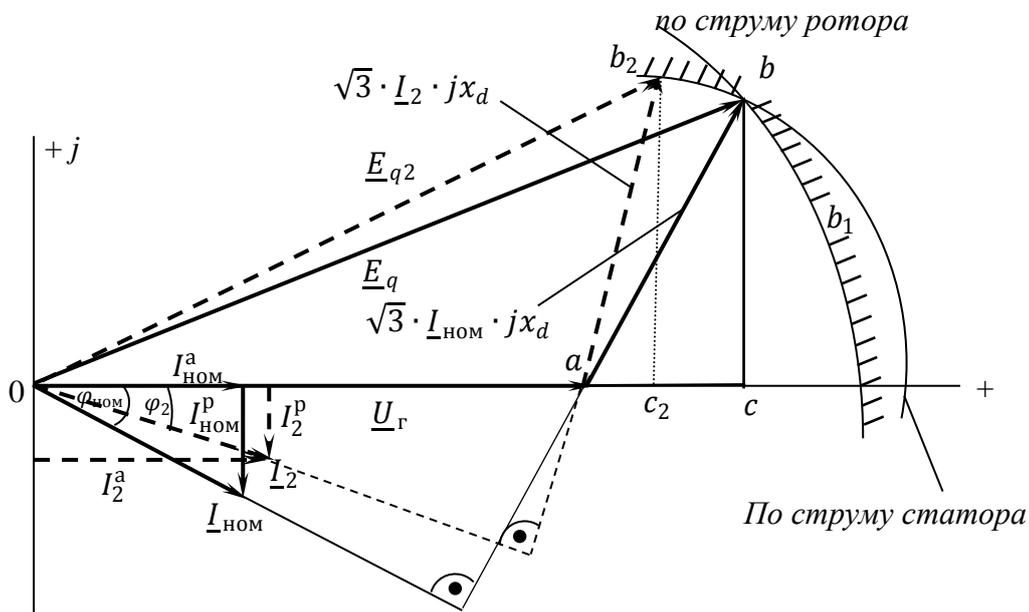


Рисунок 7.5 – Векторна діаграма синхронного генератора при  $Q_{\Gamma} < Q_{\text{ном}}$

При цьому допустима реактивна потужність стає меншою за номінальну:

$$P_2 > P_{\text{ном}}; \quad Q_2 < Q_{\text{ном}}. \quad (7.12)$$

Значення ЕРС  $E_{q2}$  обмежується нагріванням статора.

Висновки з аналізу векторної діаграми (7.10) – (7.12), підкріплені експериментальними дослідженнями, використані для побудови діаграми потужності турбогенератора (рис. 7.6) та становлять практичний інтерес для визначення здатності навантаження генераторів.

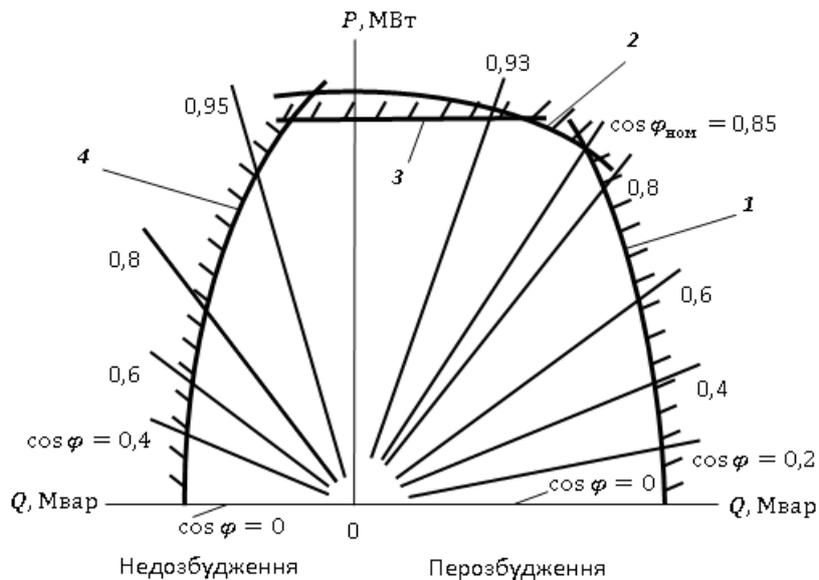


Рисунок 7.6 – Діаграма потужності турбогенератора: 1 – зона, що визначається нагріванням обмотки ротора; 2 – зона, що визначається нагріванням обмотки статора; 3 – зона, що визначається найбільшою потужністю турбіни; 4 – зона, що визначається нагріванням елементів у кінцевих частинах статора

У години максимального реактивного навантаження іноді потрібна робота генератора зі зниженим  $\cos \varphi_{\Gamma} < \cos \varphi_{\text{ном}}$ . Тривала робота турбогенератора в режимі вироблення реактивної потужності (з перезбудженням) визначається допустимим струмом ротора (зона обмеження 1) і допускається тільки при струмі збудження не вище від номінального (рис. 7.5). Навантажувальна здатність генератора при  $\cos \varphi_{\Gamma} > \cos \varphi_{\text{ном}}$  визначається допустимим струмом статора (зона обмеження 2). Робота генератора за більшої, ніж номінальна, активної потужності пов'язані з перевантаженням турбіни (зона обмеження 3) і завжди допустима. Максимальне реактивне навантаження

генератора під час роботи в режимі споживання реактивної потужності (з недозбудженням) визначається на підставі теплових випробувань (зона обмеження 4).

У генераторів з безпосереднім охолодженням, як правило,  $\cos \varphi_r \leq 0,95 \div 0,96$ . При підвищенні  $\cos \varphi_r$  до 1,0 довго можуть працювати тільки генератори з непрямим охолодженням.

Резерв реактивної потужності та можливість перевантажень по реактивній потужності важливі при аварійному зниженні напруги. Всі генератори мають пристрої автоматичного регулювання збудження (АРЗ), які при зниженні напруги на затискачах генераторів автоматично збільшують струм збудження та вироблення реактивної потужності. Для збільшення вироблення реактивної потужності потрібно мати в нормальному режимі резерв за струмом ротора при  $\varphi_r > \varphi_{\text{ном}}$  і за струмом статора при  $\varphi_r < \varphi_{\text{ном}}$ .

Аналіз режиму роботи генератора, проведений вище, показує, що збільшувати реактивну потужність, яка виробляється ним, можна тільки за рахунок зменшення активної. Збільшувати  $Q_r$  у режимі найбільших навантажень за допомогою зменшення  $P_r$  економічно недоцільно. Ефективно замість зниження  $P_r$  застосовувати для вироблення реактивної потужності компенсуючі пристрої, які широко застосовують електричні мережі.

#### **7.4. Компенсація реактивної потужності**

На відміну від активної потужності реактивна потужність може генеруватися не тільки генераторами електростанцій, але і пристроями, які називають компенсуючими (КП). Вироблення або споживання реактивної потужності за допомогою КП називається компенсацією реактивної потужності.

КП мають у своєму розпорядженні в безпосередній близькості від споживачів. До них відносяться:

- синхронні компенсатори (СК);
- батареї конденсаторів (БК);

- реактори;
- статичні джерела реактивної потужності (СТК або ДРП).

Досвід експлуатації показує, що за номінального навантаження генератори ЕС виробляють близько 60 % необхідної реактивної потужності, 20% генерується лініями електропередач високої напруги, 20 % виробляють КП.

Вироблення 1 кВар реактивної потужності на ЕС коштує у кілька разів дешевше, ніж її вироблення за допомогою КП. Але техніко-економічні розрахунки показують, що більшість реактивної потужності має вироблятися КП. Це пояснюється впровадженням потужних генераторів із відносно високим  $\cos \varphi$ , зростанням протяжності та напруги передачі, що знижує економічність вироблення реактивної потужності генераторами ЕС.

Компенсація реактивної потужності застосовується для таких цілей:

- для виконання балансу реактивної потужності;
- для зниження втрат потужності та електроенергії;
- для регулювання напруги.

При використанні КП необхідно враховувати обмеження їхньої потужності за технічними та режимними вимогами. Потужність КП має задовольняти:

- необхідному резерву потужності у вузлах навантаження;
- наявній реактивній потужності на ЕС;
- відхиленню напруги на шинах споживачів;
- пропускної здатності ЛЕП.

Для зменшення перетікань реактивної потужності по ЛЕП та трансформаторам КП повинні розміщуватися поблизу місць споживання реактивної потужності. При цьому елементи мережі розвантажуються за реактивною потужністю. Це призводить до зменшення втрат потужності та напруги.

### 7.4.1. Синхронні компенсатори

З аналізу роботи синхронного генератора випливає, що збільшити вироблення реактивної потужності можна тільки за рахунок зниження вироблення активної потужності. Цей принцип реалізовано у синхронному компенсаторі (СК).

Синхронний компенсатор – це синхронний двигун, який працює у режимі холостого ходу, тобто практично без активного навантаження на валу. Таким чином, СК завантажено лише реактивним струмом. Їх виконують із полегшеним валом і меншими за габаритами, ніж двигуни. СК використовують для генерації та споживання реактивної потужності. СК випускають з номінальною потужністю  $Q_{\text{ном}} = 50 \div 320$  МВар.

Схема заміщення СК наведено на рис. 7.7.



Рисунок 7.7 – Схема заміщення СК

Напруга мережі  $\underline{U}_c$  у точці підключення СК дорівнює сумі поперечної ЕРС  $\underline{E}_q$  та падіння напруги в опорі  $x_d$ :

$$\underline{U}_c = \underline{E}_q + \sqrt{3} \cdot \underline{I}_{\text{ск}} \cdot jx_d. \quad (7.12)$$

Значення та знак реактивної потужності СК залежать від співвідношення між  $\underline{E}_q$  та напругою мережі  $\underline{U}_c$ . Оскільки  $P_{\text{ск}} = 0$ , то:

$$Q_{\text{ск}} = S_{\text{ск}} = \sqrt{3} \cdot U_c \cdot I_{\text{ск}} = U_c \cdot \frac{U_c - E_q}{x_d}. \quad (7.13)$$

Величина ЕРС  $E_q$  визначається величиною струму збудження  $i_f$ . Зростанню струму збудження ( $i_f \uparrow$ ) відповідає збільшення ЕРС ( $E_q \uparrow$ ). Як і будь-яка синхронна машина, СК може працювати у двох режимах:

перезбудження та недозбудження. Векторна діаграма режиму перезбудження СК наведена на рис. 7.8, а.

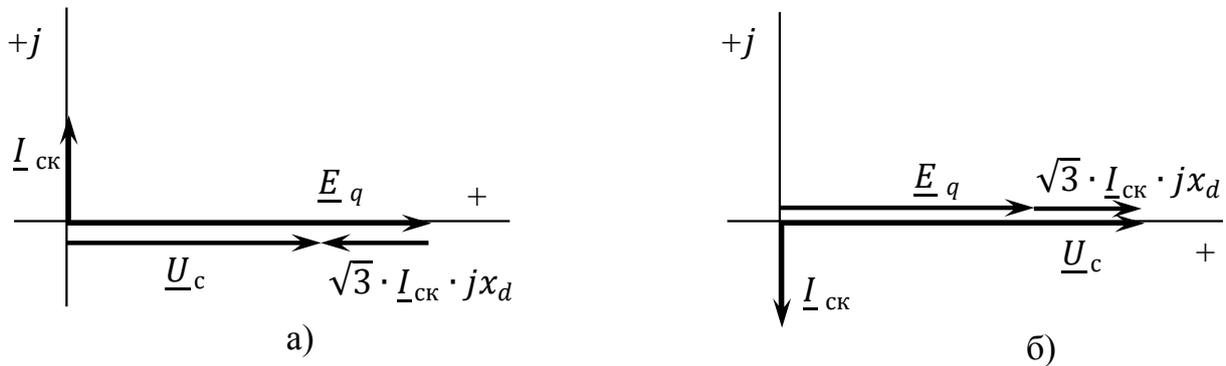


Рисунок 7.8 – Векторні діаграми СК: а) у режимі перезбудження; б) у режимі недозбудження

При перезбудженні ЕРС СК більше напруги у точці його підключення:  $E_q > U_c$ . Синхронний компенсатор генерує реактивну потужність. Вектор струму СК  $\underline{I}_{СК}$  випереджає вектор напруги  $\underline{U}_c$  на  $90^\circ$ .

Зменшуючи струм збудження  $i_f$  можна отримати режим недозбудження. У цьому режимі ЕРС СК менша за напругу в точці його підключення:  $E_q < U_c$ . Вектор струму СК  $\underline{I}_{СК}$  відстає від вектора напруга  $\underline{U}_c$  на  $90^\circ$ . Векторна діаграма режиму недозбудження СК наведена на рис. 7.8, б. У цьому режимі СК споживає реактивну потужність, отримуючи з мережі.

У паспортних даних номінальна потужність СК зазвичай вказується для режиму перезбудження. У режимі недозбудження

$$Q_{СК}^{нед} = 0,5Q_{СК\text{ ном}}. \quad (7.14)$$

Це пов'язано, по-перше, із нагріванням у лобових частинах СК – у режимі недозбудження потоки складаються (рис. 7.8, б). По-друге, через порушення стійкої роботи СК не можна значно знижувати струм збудження.

Переваги СК:

– можливість генерації чи споживання реактивної потужності незалежно від напруги мережі;

– можливість плавного та автоматичного регулювання реактивної потужності.

Недоліки СК:

– складність монтажу та експлуатації;

– високі капітальні вкладення;

– високі експлуатаційні витрати, які визначаються необхідністю обслуговування електричних машин і значними втратами активної потужності  $\Delta P$ : якщо втрати потужності в батареї конденсаторів  $\Delta P_{\text{БК}} \approx 0,5\%$  генерованої реактивної потужності  $Q$ , то в СК  $\Delta P_{\text{КУ}} \approx (1,5 \div 2)\% Q$ , а при зниженні завантаження досягають  $(6 \div 8)\% Q$ .

#### **7.4.2. Батареї конденсаторів**

Батареї конденсаторів (БК) застосовують для:

– генерації реактивної потужності у вузлах мережі – поперечна компенсація. Батареї конденсаторів називають шунтовими;

– зменшення індуктивного опору ПЛ – поздовжня компенсація. Батареї конденсаторів називають пристроями поздовжньої компенсації.

Шунтові БК вмикають на шини ПЛ паралельно до навантаження. Їх використовують для генерації реактивної потужності при нарузі до 110 кВ включно. Найбільш широке застосування шунтові БК знайшли для індивідуальної (у електроприймача), групової (у силових шаф у цехах) та централізованої (на шинах 0,4; 6; 10 кВ) компенсації.

Пристрої поздовжньої компенсації вмикають у розтин ПЛ для зменшення реактивного опору ліній.

Батареї конденсаторів комплектуються з окремих конденсаторів, які з'єднуються послідовно та паралельно. Конденсатори випускаються в однофазному та трифазному виконанні на номінальну напругу від 0,22 до 10,5 кВ. Поодинокі потужності конденсаторів змінюється від 10 до 125 КВар.

Збільшення напруги досягається з допомогою збільшення числа послідовно увімкнених конденсаторів, збільшення потужності – з допомогою паралельного увімкнення конденсаторів (рис. 7.9).

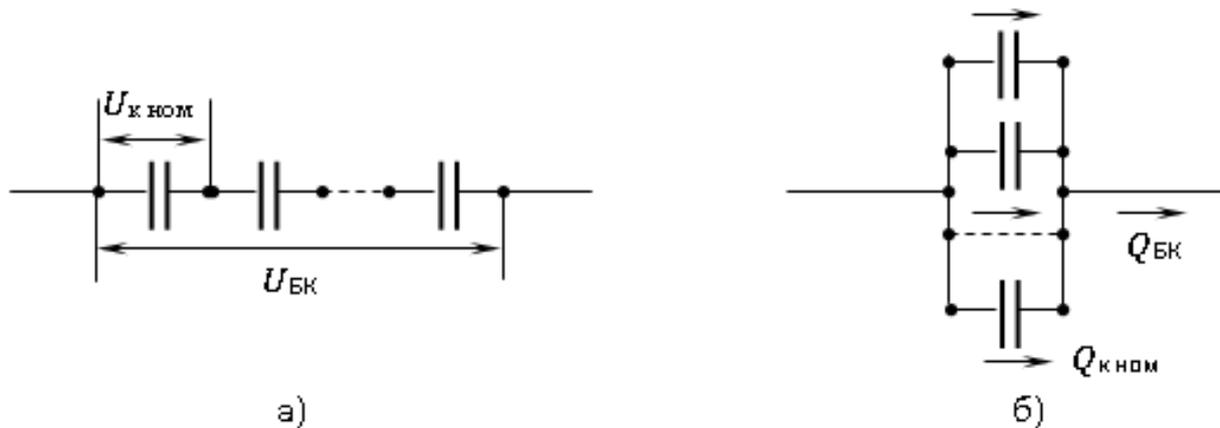


Рисунок 7.9 – З'єднання конденсаторів: а) послідовне; б) паралельне.

Число послідовно увімкнених конденсаторів визначається за такою формулою:

$$n = \frac{U_{БК \max}}{\sqrt{3} \cdot U_{к \text{ ном}} \cdot k_p}, \quad (7.15)$$

де  $U_{БК \max}$  – максимальна лінійна напруга у точці приєднання БК;  $U_{к \text{ ном}}$  – номінальна напруга конденсатора;  $k_p$  – коефіцієнт, який враховує розкид параметрів конденсаторів,  $k_p = 0,92-0,95$ .

Число паралельно увімкнених конденсаторів дорівнює:

$$n = \frac{Q_{БК}}{Q_{к \text{ ном}}}, \quad (7.16)$$

де  $Q_{БК}$  – необхідна потужність БК;  $Q_{к \text{ ном}}$  – номінальна потужність конденсатора.

У мережах трифазного струму конденсатори вмикаються зіркою та трикутником (рис. 7.10). Потужність батареї конденсаторів розраховується за формулою:

$$Q_{БК} = U^2 / x_{БК}, \quad (7.17)$$

де  $U$  – напруга у місці підключення батареї конденсаторів.

При з'єднанні конденсаторів зіркою потужність батареї дорівнює:

$$Q_{\text{БК}} = \frac{3 \cdot U_{\phi}^2}{x_c} = 3 \cdot U_{\phi}^2 \cdot \omega \cdot C = U_{\text{НОМ}}^2 \cdot \omega \cdot C = \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{x_c}. \quad (7.18)$$

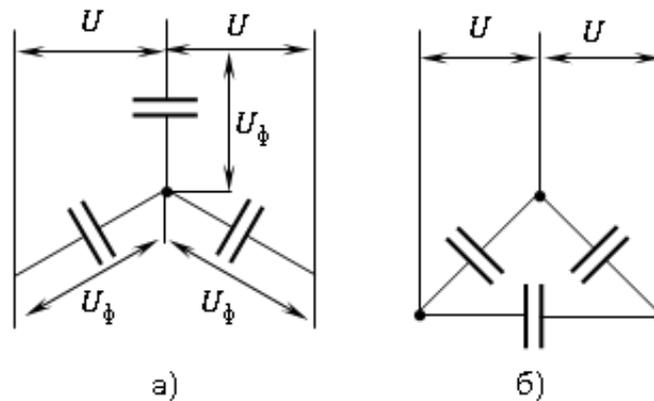


Рисунок 7.10 – Поєднання фаз БК: а) зіркою; б) трикутником.

При з'єднанні трикутником у разі застосування таких же конденсаторів потужність БК буде:

$$Q_{\text{БК}} = \frac{3 \cdot U_{\phi}^2}{x_c/3} = 9 \cdot U_{\phi}^2 \cdot \omega \cdot C = 3 \cdot U_{\text{НОМ}}^2 \cdot \omega \cdot C = 3 \cdot \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{x_c}, \quad (7.19)$$

що у три рази більше, ніж при з'єднанні конденсаторів зіркою.

При з'єднанні конденсаторів у зірку режим роботи нейтралі БК визначається режимом роботи нейтралі мережі, де вона встановлена.

Батареї конденсаторів бувають регульовані та нерегульовані. У нерегульованій БК число конденсаторів незмінно. У регульованій БК залежно від режиму роботи частину конденсаторів можна вимикати. Вимкнення може виконуватися як вручну, так і автоматично. Так як одразу вимикається частина конденсаторів, то потужність БК змінюється не плавно, а ступінчасто. Регулювання буває одноступінчасте та багатоступінчасте. Одноступінчасте регулювання – це фактично нерегульована БК, оскільки можна увімкнути чи

вимкнути відразу усі конденсатори. При багатоступінчастому регулюванні кожна секція БК має контактор або вимикач.

При вимкненні конденсаторів вони автоматично розряджаються на активний опір, приєднаний до БК. Як розрядний опір для конденсаторних установок 6-10 кВ використовують активний опір трансформаторів напруги (рис. 7.11). Для БК напругою до 1 кВ використовуються спеціальні розрядні активні опори. Розряджати БК потрібно тому, що при її вимкненні від мережі, в конденсаторах залишається електричний заряд і зберігається напруга, близька за значенням до напруги мережі. При замиканні БК на розрядний опір конденсатори розряджаються, електричний заряд стікає на землю, і напруга спадає до нуля. Цим забезпечується безпека обслуговування БК.

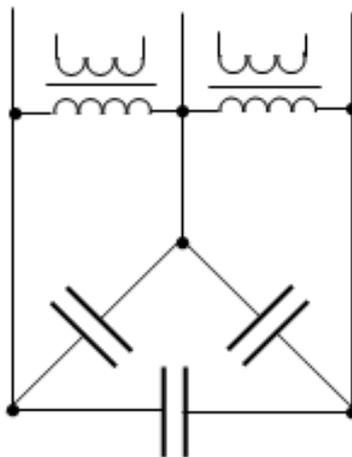


Рисунок 7.11 – Схема розрядки БК через трансформатор напруги

Батарей конденсаторів мають суттєві техніко-економічні та експлуатаційні **переваги** в порівнянні з компенсуючими пристроями інших типів:

- найменші питомі капіталовкладення на одиницю реактивної потужності;
- можливість застосування на низькій та високій напругах;
- малі втрати активної потужності ( $\Delta P_{БК} = 0,0025-0,005$  кВт/квар);
- простота експлуатації (немає рухомих частин);

- простота монтажу (мала маса, немає фундаменту);
- можливість використовувати будь-яке сухе, не спеціальне приміщення.

Основні **недоліки** використання БК пов'язані із питаннями регулювання режимів. До них відносяться:

- залежність генерованої реактивної потужності від напруги;
- неможливість споживання реактивної потужності;
- ступінчасте регулювання потужності БК та її напруги;
- чутливість до спотворень форми кривої (вищих гармонік) напруги живлення.

Істотним недоліком БК в експлуатації є недостатня електрична міцність конденсаторів та відносно малий термін їх експлуатації (8-10 років).

**Поперечна компенсація.** Поперечна компенсація застосовується для зменшення перетікання реактивної потужності в мережі. Батареї конденсаторів підключають на шини 6-10 кВ підстанцій паралельно навантаженню. Це призводить до зменшення втрат потужності та напруги по всій мережі до точки підключення БК. Покажемо це з прикладу найпростішої мережі (рис. 7.12, а), на якій схеми заміщення і розподіл потужності представлені до (рис. 7.12, б) і після (рис. 7.12, в) підключення БК.

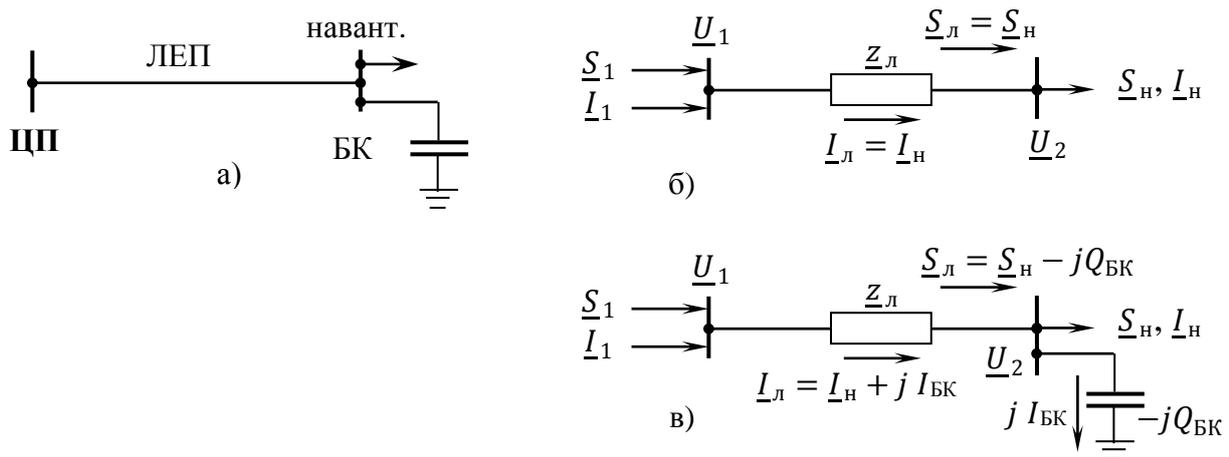


Рисунок 7.12 – Поперечна компенсація реактивної потужності: а) ділянка мережі; б) схема заміщення без БК; в) схема заміщення з БК

Векторні діаграми струмів, потужностей та напруг наведено на рис. 7.13 а, б. Векторна діаграма напруги (рис. 7.13, в) побудована відповідно до рівняння:

$$\underline{U}_1 = \underline{U}_2 + \sqrt{3} \cdot \underline{I}_L \cdot (r_L + jx_L). \quad (7.20)$$

Для отримання значення напруги на початку передачі  $\underline{U}_1$  до напруги в кінці передачі  $\underline{U}_2$  потрібно додати падіння напруги від струму навантаження в активному та реактивному опорах лінії  $\sqrt{3} \cdot \underline{I}_L \cdot (r_L + jx_L)$ . На векторній діаграмі трикутник  $abc$ . Відрізок  $ac'$  чисельно дорівнює втраті напруги в мережі.

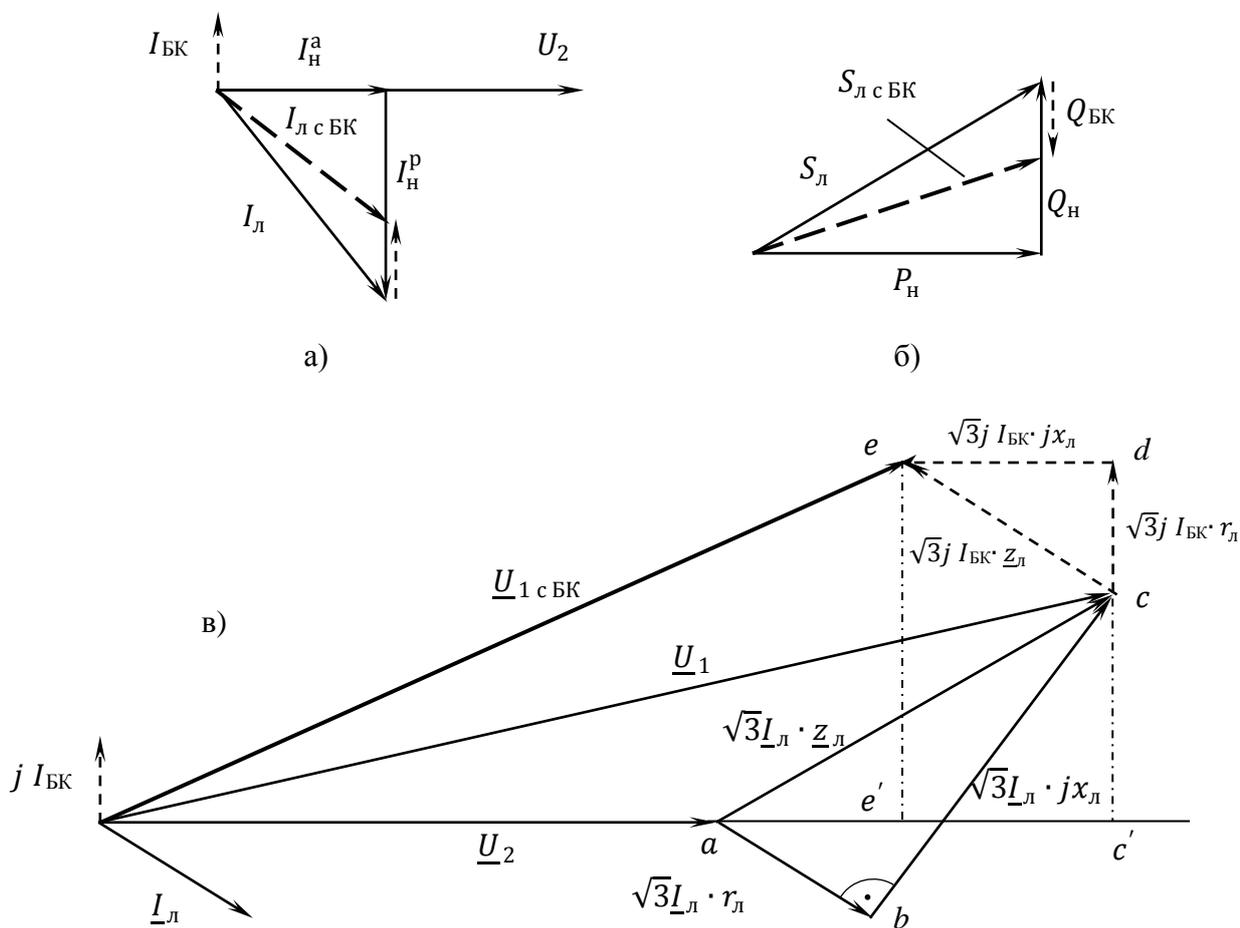


Рисунок 7.13 – Векторні діаграми: а) струмів; б) потужностей; в) напруг

Добудовуємо трикутник падіння напруги від струму БК  $\underline{I}_{\text{БК}}$  у опорах лінії  $j I_{\text{БК}} \cdot \underline{z}_{\text{л}} = j I_{\text{БК}} (r_{\text{л}} + jx_{\text{л}})$ . Це трикутник  $cde$ . З'єднуємо початок координат з точкою  $e$  і визначаємо величину напруги на початку лінії після встановлення БК  $\underline{U}_{1 \text{ с БК}}$ . Отримуємо  $\underline{U}_{1 \text{ с БК}} < \underline{U}_1$ . Розмір втрати напруги після установки БК чисельно дорівнює відрізку  $ae'$ . Порівнюємо відрізки  $ac'$  та  $ae'$  і бачимо, що підключення БК призводить до зменшення втрати напруги.

З аналізу можна дійти висновку, що **при заданій напрузі на початку ділянки мережі при установці БК поліпшується режим напруги в кінці ділянки.**

Оцінимо вплив величини потужності навантаження. При невеликих навантаженнях зменшуються розміри трикутника  $abc$ . Якщо використовується нерегульована БК, розміри трикутника  $cde$  залишаються без змін. У цьому режимі напруга в кінці передачі може бути більшою за напругу на початку передачі. Це перекомпенсація, яка може спричинити негативні наслідки (підвищення втрат потужності в мережі, перевищення напруги допустимого значення). Отже, потрібно використовувати регульовані БК. Ефект регулювання тим більше, чим більша потужність БК та індуктивний опір мережі.

З векторних діаграм (рис. 7.13) бачимо, що величина струму, потужності та втрати напруги в лінії електропередач зменшилася після підключення на шини споживача батареї конденсаторів. Цей висновок випливає і з розрахункових формул:

Параметр	без БК	з БК
Потужність	$\underline{S}_{\text{л}} = \underline{S}_{\text{н}} = P_{\text{н}} + jQ_{\text{н}}$	$\underline{S}_{\text{л}} = \underline{S}_{\text{н}} - jQ_{\text{БК}} = P_{\text{н}} + j(Q_{\text{н}} - Q_{\text{БК}})$
Струм	$\underline{I}_{\text{л}} = \underline{I}_{\text{н}} = I_{\text{н}}^{\text{а}} + jI_{\text{н}}^{\text{р}}$	$\underline{I}_{\text{л}} = \underline{I}_{\text{н}} - jI_{\text{БК}} = I_{\text{н}}^{\text{а}} + j(I_{\text{н}}^{\text{р}} - I_{\text{БК}})$
Втрата потужності	$\Delta P = \frac{P_{\text{н}}^2 + Q_{\text{н}}^2}{U_{\text{н}}^2} \cdot r_{\text{л}}$	$\Delta P = \frac{P_{\text{н}}^2 + (Q_{\text{н}} - Q_{\text{БК}})^2}{U_{\text{н}}^2} \cdot r_{\text{л}}$
	$\Delta Q = \frac{P_{\text{н}}^2 + Q_{\text{н}}^2}{U_{\text{н}}^2} \cdot x_{\text{л}}$	$\Delta Q = \frac{P_{\text{н}}^2 + (Q_{\text{н}} - Q_{\text{БК}})^2}{U_{\text{н}}^2} \cdot x_{\text{л}}$

Втрата  
напруги

$$\Delta U = \frac{P_H \cdot r_L + Q_H \cdot x_L}{U_H}$$

$$\Delta U = \frac{P_H \cdot r_L + (Q_H - Q_{БК}) \cdot x_L}{U_H}$$

*Вибір потужності БК під час поперечної компенсації.* Потужність компенсаційного пристрою, що встановлюються поблизу споживачів у системі, загалом визначається на основі балансу реактивної потужності. Однак, у розподільній мережі 35-110 кВ величина  $Q_{кп}$  визначається за величиною економічного тангенсу. Його значення встановлюється енергосистемою залежно від напруги живлення мережі. Для  $U_{ном} = 220$  кВ звичайно приймають  $tg\varphi_{ек} = 0,23$ , для  $U_{ном} = 110$  кВ –  $tg\varphi_{ек} = 0,28$ , для  $U_{ном} = 35$  кВ –  $tg\varphi_{ек} = 0,32$ .

Значення тангенса навантаження розраховують за формулою:

$$tg\varphi_H = Q_H/P_H. \quad (7.21)$$

Якщо його значення більше значення економічного тангенсу, застосовують компенсацію реактивної потужності та знижують тангенс навантаження:

$$tg\varphi_{ек} = \frac{Q_H - Q_{ку}}{P_H}.$$

Виконаємо перетворення наведеного виразу:

$$tg\varphi_{ек} = \frac{Q_H}{P_H} - \frac{Q_{ку}}{P_H} = tg\varphi_H - \frac{Q_{ку}}{P_H},$$

звідки отримуємо формулу потужності компенсуючої установки:

$$Q_{ку} = P_H \cdot (tg\varphi_H - tg\varphi_{ек}). \quad (7.22)$$

Значення  $P_H$  обирається за графіком вузла навантаження. Це найбільша активна потужність вузла навантаження у години найбільших навантажень в енергосистемі (з 9 до 11 або з 17 до 21 години). Для цієї години обирається і значення реактивної потужності і визначається тангенс навантаження.

Вочевидь, що якщо  $tg\varphi_H < tg\varphi_{ек}$ , то необхідності компенсації  $Q$  немає.

Найчастіше на споживчих ПС в якості КП використовуються конденсаторні батареї у вигляді комплектних установок типу КК. У мережі 6 кВ застосовуються КК потужністю 300, 400, 450, 675, 900, 1125, 1350, 1800 та 2700 кВар. У мережі 10 кВ застосовуються КК, починаючи з потужності 450 кВар.

У центрах живлення розподільної мережі (ПС 110 кВ) на стороні нижчої напруги  $U_H$  використовують шунтові конденсаторні батареї потужністю 2,0/4,1 Мвар для  $U_{H\text{ ном}} = 6$  кВ і 3,2/6,5 Мвар для  $U_{H\text{ ном}} = 10$  кВ. У чисельники наведено дані для батарей із конденсаторами типу КС2-1,05-60, у знаменнику – КСКГ-1,05-125. Потужність КП розподіляється рівномірно на секції шин 6-10 кВ ПС, тобто кількість однотипних КП бажано бути кратною 2 при двообмоткових та триобмоткових трансформаторах (типу ТМ, ТМН, ТДН, ТДТН, АТ) підстанцій та кратною 4 – при трансформаторах з розщепленою обмоткою низької напруги (типу ТРДН).

**Поздовжня компенсація.** Поздовжня компенсація застосовується для зменшення реактивного опору ПЛ. Компенсація забезпечується послідовним увімкненням у розсічення лінії ємнісного опору у вигляді конденсаторів. Побудуємо векторну діаграму напруги з поздовжньою компенсацією для радіальної електричної мережі (рис. 7.14).

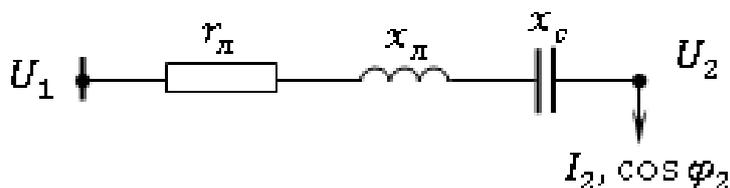


Рисунок 7.14 – Застосування поздовжньої компенсації у мережі

Векторна діаграма напруги до застосування поздовжньої компенсації аналогічна векторній діаграмі до застосування поперечної компенсації, розглянутої вище (рис. 7.13). В результаті побудови отримуємо величину

напруги на початку передачі  $\underline{U}_1$  (рис. 7.15). При введенні поздовжньої компенсації у розсічення лінії зменшується індуктивний опір мережі та складова падіння в реактивному опорі – відрізок  $bd$  замість  $bc$ . З'єднаємо початок координат з точкою  $d$  і отримаємо вектор напруги на початку передачі під час використання поздовжньої компенсації. Оцінимо вплив поздовжньої компенсації на складові падіння напруги.

Поздовжня (відрізок  $ac'$ ) та поперечна (відрізок  $cc'$ ), складові падіння напруги у вихідній мережі рівні:

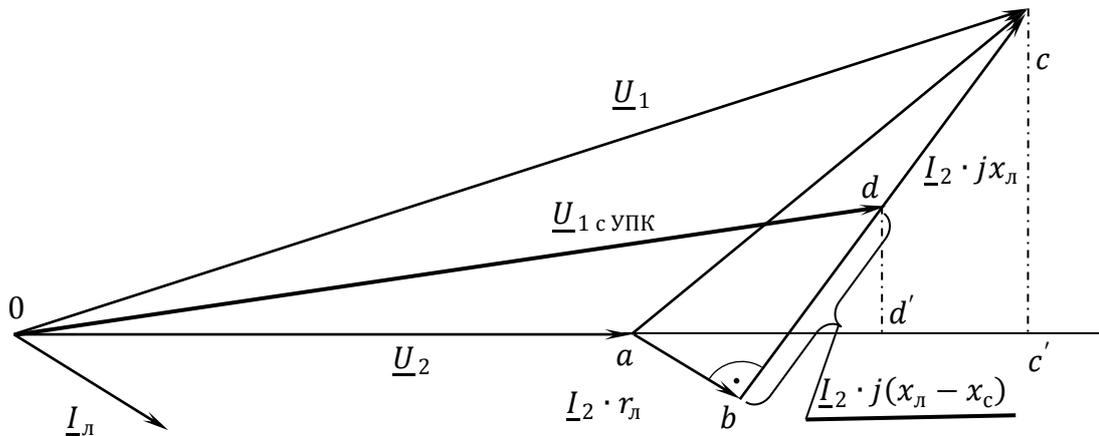


Рисунок 7.15 – Векторна діаграма напруги при використанні поздовжньої компенсації

$$\begin{cases} \Delta U_{\text{л}} = I_2 \cdot (r_{\text{л}} \cos \varphi_2 + x_{\text{л}} \sin \varphi_2); \\ \delta U_{\text{л}} = I_2 \cdot (x_{\text{л}} \cos \varphi_2 - r_{\text{л}} \sin \varphi_2). \end{cases} \quad (7.23)$$

При компенсації:

– поздовжня складова (відрізок  $ad'$ )

$$\Delta U_{\text{л}}^{\text{ПК}} = I_2 \cdot [r_{\text{л}} \cos \varphi_2 + (x_{\text{л}} - x_{\text{с}}) \sin \varphi_2]; \quad (7.24)$$

– поперечна складова (відрізок  $dd'$ )

$$\delta U_{\text{л}}^{\text{ПК}} = I_2 \cdot [(x_{\text{л}} - x_{\text{с}}) \cos \varphi_2 - r_{\text{л}} \sin \varphi_2]. \quad (7.25)$$

З векторної діаграми випливає, що застосування поздовжньої компенсації призводить до зменшення напруги на початку передачі, поздовжньої та поперечної складових падіння напруги.

Якщо підібрати поздовжню компенсацію так, що  $x_L = x_C$ , тобто забезпечити повну компенсацію індуктивного опору ПЛ, то падіння напруги визначатиметься лише величиною активного опору  $r_L$ :

$$\Delta U_L^{\text{ПК}} = I_2 \cdot r_L \cos \varphi_2; \quad \delta U_L^{\text{ПК}} = -I_2 \cdot r_L \sin \varphi_2. \quad (7.26)$$

У цьому випадку напруга на початку передачі дорівнюватиме відрізьку *ob*.

Можна знайти таке значення  $x_C$ , щоб втрата напруги в мережі дорівнювала нулю. Якщо знехтувати поперечною складовою падіння напруги, маємо:

$$\Delta U_L^{\text{ПК}} = I_2 \cdot [r_L \cos \varphi_2 + (x_L - x_C) \sin \varphi_2] = 0. \quad (7.27)$$

Знайдемо величину  $x_C$  із рівняння (7.26):

$$r_L \cos \varphi_2 + (x_L - x_C) \sin \varphi_2 = 0;$$

$$r_L \operatorname{ctg} \varphi_2 + x_L - x_C = 0;$$

$$x_C = x_L + r_L \operatorname{ctg} \varphi_2. \quad (7.28)$$

За величиною  $x_C$  підбирають потужність батареї конденсаторів. На практиці найчастіше не застосовують повну компенсацію та опір поздовжньої компенсації розраховують із втрати напруги, яка забезпечує бажаний рівень напруги в мережі.

З формули до розрахунку втрати напруги з урахуванням поздовжньої компенсації видно, що застосування конденсаторів доцільно при значній реактивній складовій струму, тобто, коли коефіцієнт реактивної потужності  $\operatorname{tg} \varphi_2$  близький до одиниці. При малих значеннях  $\operatorname{tg} \varphi_2$  втрата напруги в лінії визначається переважно активним опором.

### **Переваги поздовжньої компенсації:**

– автоматичне та безінерційне регулювання напруги;

– відсутність рухомих частин робить установки простими та надійними в експлуатації;

– при однаковому регульовальному ефекті потужність БК, обраної тільки для регулювання напруги, менша, ніж при поперечній компенсації.

#### **Недоліки поздовжньої компенсації::**

– можливі резонансні явища, що викликають гойдання роторів двигунів, миготіння ламп накаливання;

– збільшення струмів короткого замикання;

– при коротких замиканнях виникає небезпека появи на конденсаторах високої напруги. Тому для шунтування БК при коротких замиканнях застосовують швидкодіючі розрядники.

#### **7.4.3. Шунтувальні реактори**

Шунтувальні реактори (ШР) застосовують для регулювання напруги шляхом споживання зайвої реактивної потужності. Реактор – це статичний електромагнітний пристрій, призначений для використання його індуктивності в електричному колі. Активний опір реактора зневажливо малий. ШР використовують у електричних мережах з  $U_{\text{ном}} \geq 35\text{кВ}$  і виконують функцію реактивного навантаження, підключеного як до лінії (рис. 7.16), так і до шин підстанції.

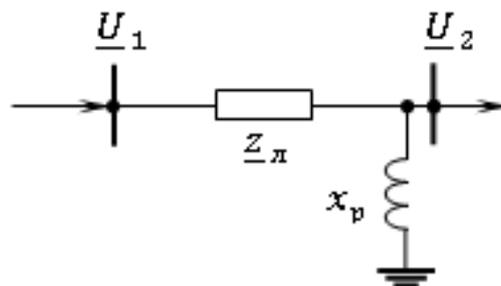


Рисунок 7.16 – Схема заміщення ШР, підключеного до лінії

Реактор споживає реактивну потужність, яка в діапазоні лінійності його електромагнітної характеристики залежить від квадрата напруги:

$$Q_p = b_p \cdot U^2, \quad (7.29)$$

де  $b_p$  – індуктивна провідність реактора.

Використовуються нерегульовані та регульовані реактори. *Нерегульований* ШР має два положення регулювання: "увімкнено" - при цьому споживається реактивна потужність близька до номінальної  $Q_p \approx Q_{p \text{ ном}}$ , і "вимкнено" – при цьому  $Q_p = 0$ .

*Регульовані* або керовані реактори змінюють споживану реактивну потужність сигналу керування за допомогою підмагнічування. Керовані реактори виконуються з магнітопроводами з феромагнітного матеріалу.

В ЕЕС крім шунтуючих використовують реактори заземлювальні (резонансні) – для компенсації ємнісних струмів у мережах з компенсованою нейтраллю та струмообмежувальні – для обмеження струмів короткого замикання. Як резонансні зазвичай використовують керовані реактори.

#### **7.4.4. Статичні джерела реактивної потужності**

Статичні джерела реактивної потужності або статичні тиристорні компенсатори (СТК) поєднують переваги батарей конденсаторів та синхронних компенсаторів. СТК не мають механічних елементів, що обертаються, на відміну від СК, і при цьому забезпечують плавне регулювання (генерація і споживання) реактивної потужності, на відміну від БК.

СТК складається з нерегульованої батареї конденсаторів та регульованого реактора. Батарея конденсаторів та реактор можуть бути увімкнені і послідовно (рис. 7.17, а), і паралельно (рис. 7.17, б).

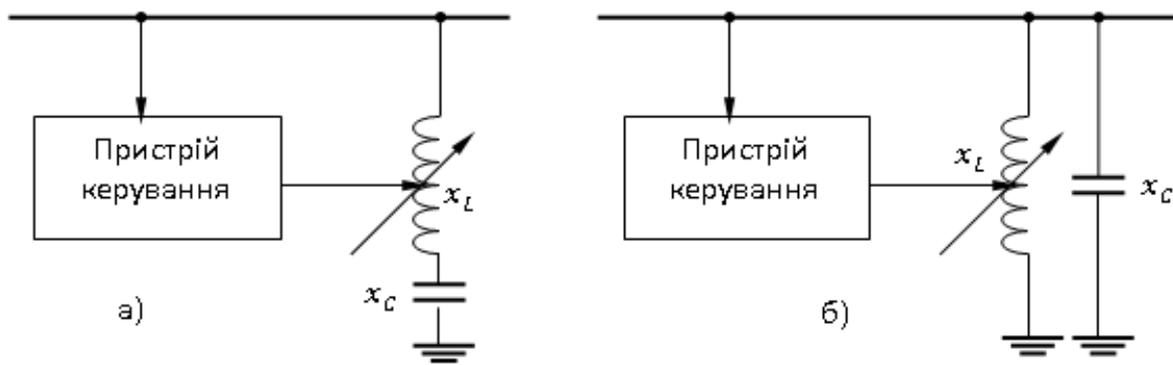


Рисунок 7.17 – СТК послідовної (а) і паралельної (в) дії

Плавність регулювання, можливість споживання та генерації реактивної потужності досягаються використанням тиристорного блоку керування намагнічуванням регульованого реактора.

Статичні джерела реактивної потужності застосовуються на різних напругах. Досвід експлуатації та проведені дослідження дозволяють стверджувати, що у ряді випадків застосування СТК ефективніше за застосування синхронних компенсаторів.

Більший інтерес становлять СТК з паралельним увімкненням батареї конденсаторів та реактора. Сумарна потужність СТК при паралельному з'єднанні дорівнює:

$$Q_{\text{СТК}} = Q_L - Q_C.$$

Величини реактивної потужності реактора можуть змінюватися, батареї конденсаторів – залишаються незмінними:

$$Q_L = \frac{U^2}{x_L} = \text{var}; \quad Q_C = \frac{U^2}{x_C} = \text{const.}$$

Діапазон зміни потужності СТК (регульовальний діапазон) визначається співвідношенням потужностей батареї конденсаторів та реактора. Якщо батарея конденсаторів і реактор мають однакову за величиною потужність і потужність реактора змінюється від нуля до номінальної потужності, потужність СТК змінюється в діапазоні:

$$0 \leq Q_{\text{СТК}} \leq Q_C.$$

В цьому випадку СТК генерує реактивну потужність.

Якщо потужність реактора більша за потужність батареї конденсаторів, то СТК може працювати і в режимі генерування, і в режимі споживання реактивної потужності. Перехід з одного режиму до іншого виконується плавно.

**Недоліком СТК** є виникнення резонансів при переході з режиму генерації в режим споживання реактивної потужності і навпаки.

### **Питання для самоперевірки**

1. Охарактеризуйте зв'язок балансу реактивної потужності з напругою в електричній системі.
2. Що розуміється під регулюючим ефектом навантаження за напругою.
3. Назвіть основних споживачів реактивної потужності в електричній системі?
4. Чому генерація реактивної потужності тільки генераторами не може забезпечити потреб у електроенергії в ЕЕС?
5. Що розуміється під компенсацією реактивної потужності? За допомогою яких пристроїв вона здійснюється?
6. Що таке синхронні компенсатори?
7. Для чого використовують батареї статичних конденсаторів та шунтуючі реактори?
8. Що представляють собою статичні джерела реактивної потужності?
9. Що таке поперечна компенсація?
10. Як реалізується поздовжня компенсація?

## ГЛАВА 8 . РЕГУЛЮВАННЯ НАПРУГИ В ЕНЕРГОСИСТЕМІ

### 8.1. Загальні положення

Напруга у вузлах мережі постійно змінюється через зміну навантаження, режим роботи джерел живлення, схеми мережі.

Режим напруг в електричній мережі повинен бути таким, щоб були виконані вимоги ДСТУ щодо допустимого відхилення напруги на вводах електроприймачів ( $V_{\text{доп}}^{\text{нд}} = \pm 5\%$  і  $V_{\text{доп}}^{\text{гд}} = \pm 10\%$ ), що є фактично основним показником якості електричної енергії для систем електропостачання. Значення відхилень напруги часто перевищують допустимі за наступними причинами:

- великі втрати напруги у мережі;
- неправильний вибір перерізів струмопровідних елементів та потужності силових трансформаторів;
- неправильне побудова схеми мережі.

Дуже часто ці причини виникають при розвитку мережі, при її реконструкції. Тому щоб забезпечити необхідні відхилення напруги на шинах електроприймачів слід здійснювати регулювання напруги.

Регулювання напруги називається процес зміни напруги в характерних точках мережі за допомогою спеціальних технічних засобів.

Способи регулювання напруги виникли з появою електричних мереж. Їх розвиток походить від нижчих рівнів керування до вищих. Спочатку використовувалося регулювання напруги в центрах живлення розподільних мереж безпосередньо у споживачів та на енергоблоках електростанцій. Нині ці методи регулювання напруги називаються локальними. У міру розвитку мереж та об'єднання їх у великі енергосистеми виникла потреба координувати роботу локальних методів. Координування відноситься до вищих рівнів регулювання напруги.

Локальне регулювання може бути централізованим та місцевим. Централізоване керування виконується у центрах живлення (ЦЖ). Місьцеве регулювання проводиться у споживачів. Регулювання напруги в центрах

живлення призводить до зміни режиму напруги по всій мережі, яка живиться від неї. Місцеве регулювання призводить до зміни режиму напруги в обмеженій частині мережі.

Можна виділити групове та індивідуальне місцеве регулювання напруги. Групове регулювання застосовують для групи споживачів, індивідуальне – для окремих споживачів чи приймачів електроенергії, переважно у спеціальних цілях.

## **8.2. Методи регулювання напруги у центрах живлення**

Центрами живлення можуть бути шини генераторної напруги електричних станцій, нижчої напруги районних підстанцій або підстанцій глибокого введення.

Регулювання напруги на генераторах електростанцій виконується за рахунок зміни струму збудження за допомогою пристрою автоматичного регулювання збудження (АРЗ).

Регулювання напруги на шинах нижчої напруги знижувальних підстанцій здійснюється за допомогою:

- трансформаторів із вбудованими пристроями для регулювання напруги під навантаженням (РПН);
- синхронних компенсаторів (СК);
- лінійних регуляторів (ЛР).

При цьому регулювання напруги проводиться автоматично в межах наявного діапазону регулювання. Регулювання напруги відбувається одночасно щодо всіх ліній електропередачі мережі, які живляться від шин центру живлення.

У разі зміни навантаження споживачів змінюються втрати напруги в елементах мережі. У разі відсутності регулювання зі збільшенням навантаження втрати зростають, а напруги у вузлах знижуються і, відповідно, зменшення навантаження призводить до підвищення напруги. Регулювання напруги повинно компенсувати втрати напруги достатньою мірою, щоб

відхилення напруг у споживачів не перевищували вимог щодо якості електроенергії. Тому регулювання напруги визначається характером зміни навантаження. Якість напруги забезпечується лише у тому випадку, коли до шин центру живлення приєднані однорідні споживачі. Їх графік зміни навантаження є однотипним.

Якщо електроприймачі мають різні графіки навантаження, то в центрі живлення застосовують схеми групового централізованого регулювання. У цьому випадку електроприймачі поділяють на групи відповідно до характеру їх навантаження. Лінії електропередачі, які живлять такі групи електроприймачів, намагаються приєднати до різних секцій шин центру живлення і регулювати напругу на кожній секції окремо.

Якщо такої можливості немає, то в центрі живлення виконується регулювання як для групи однорідних споживачів. У тих споживачів, яким цього регулювання напруги виявилось недостатньо, виконується і місцеве регулювання напруги.

Залежно від характеру електроприймачів можна виділити три підтипи регулювання напруги:

- стабілізація напруги;
- двоступінчасте регулювання напруги;
- зустрічне регулювання.

*Стабілізація* напруги застосовується для споживачів із практично незмінним навантаженням протягом доби (тризмінні підприємства). У цьому випадку рівень напруги потрібно підтримувати постійним.

*Двоступінчасте регулювання* виконується для електроприймачів із яскраво вираженим двоступінчастим характером зміни навантаження. В цьому випадку протягом доби підтримується два рівні напруги на шинах ЦЖ: більш високий при увімкненому навантаженні.

Для змінного протягом доби навантаження здійснюють *зустрічне регулювання* напруги. Цей підтип регулювання напруги найпоширеніший в ЦЖ.

**Метод зустрічного регулювання.** Суть методу зустрічного регулювання полягає у зміні напруги залежно від зміни графіка навантаження електроприймача – підвищення рівня напруги в мережі зі збільшенням навантаження та зниження при зменшенні.

Відповідно до методу зустрічного регулювання та відповідно до вимог ПУЕ напруга на шинах нижчої напруги районних підстанцій (6-10 кВ) у період найбільших навантажень повинна підтримуватися в межах не нижче 105 % номінальної напруги мережі ( $U_{нб} \geq 1,05U_{ном}$ ). Досвід експлуатації показує, що слід підвищувати напругу на 10%, якщо при цьому відхилення напруги у найближчих споживачів не перевищує допустиме значення.

У період найменших навантажень напруга на шинах ПС 6-10 кВ не повинна перевищувати номінальну напругу ( $U_{нм} \leq U_{ном}$ ).

Розглянемо принцип здійснення зустрічного регулювання напруги з прикладу. На схемі заміщення (рис. 8.1, а) трансформатор з пристроєм регулювання, що діє під навантаженням, представлений у вигляді ідеального трансформатора і свого опору.

У схемі прийняті позначення:  $U_1$  – напруга на шинах ЦЖ мережі живлення;  $U_{2В}$  – напруга на шинах вищої напруги (ВН) районної знижувальної підстанції;  $U_{2Н}$  – напруга на шинах нижчої напруги (НН) знижувальної підстанції, які є ЦЖ розподільних мереж;  $U'_{2Н}$  – наведене значення  $U_{2Н}$  до сторони ВН;  $U_3, U_4, U_5$  – напруги споживачів. Слід зазначити, що схема має дещо умовний характер, оскільки між шинами НН районної підстанції та основними споживачами є ще одна ланка трансформації. Але це припущення не впливає на перебіг міркувань у зв'язку з тим, що у неврахованому трансформаторі регулювання під навантаженням немає.

На рис. 8.1, б представлені графіки зміни відхилення напруг для двох режимів: найбільших (нб) і найменших (нм) навантажень.

Припустимо, що у режимі найбільших навантажень напруга в ЦЖ підтримується лише на рівні  $U_{1нб}$ , як найменших навантажень –  $U_{1нм}$ . На шинах

вищої напруги ПС напруга  $U_{2В}$  нижче через втрати напруги в лінії:  $U_{2В\text{нб}} = U_{1\text{нб}} - \Delta U_{12\text{нб}}$ ;  $U_{2В\text{нм}} = U_{1\text{нм}} - \Delta U_{12\text{нм}}$ .

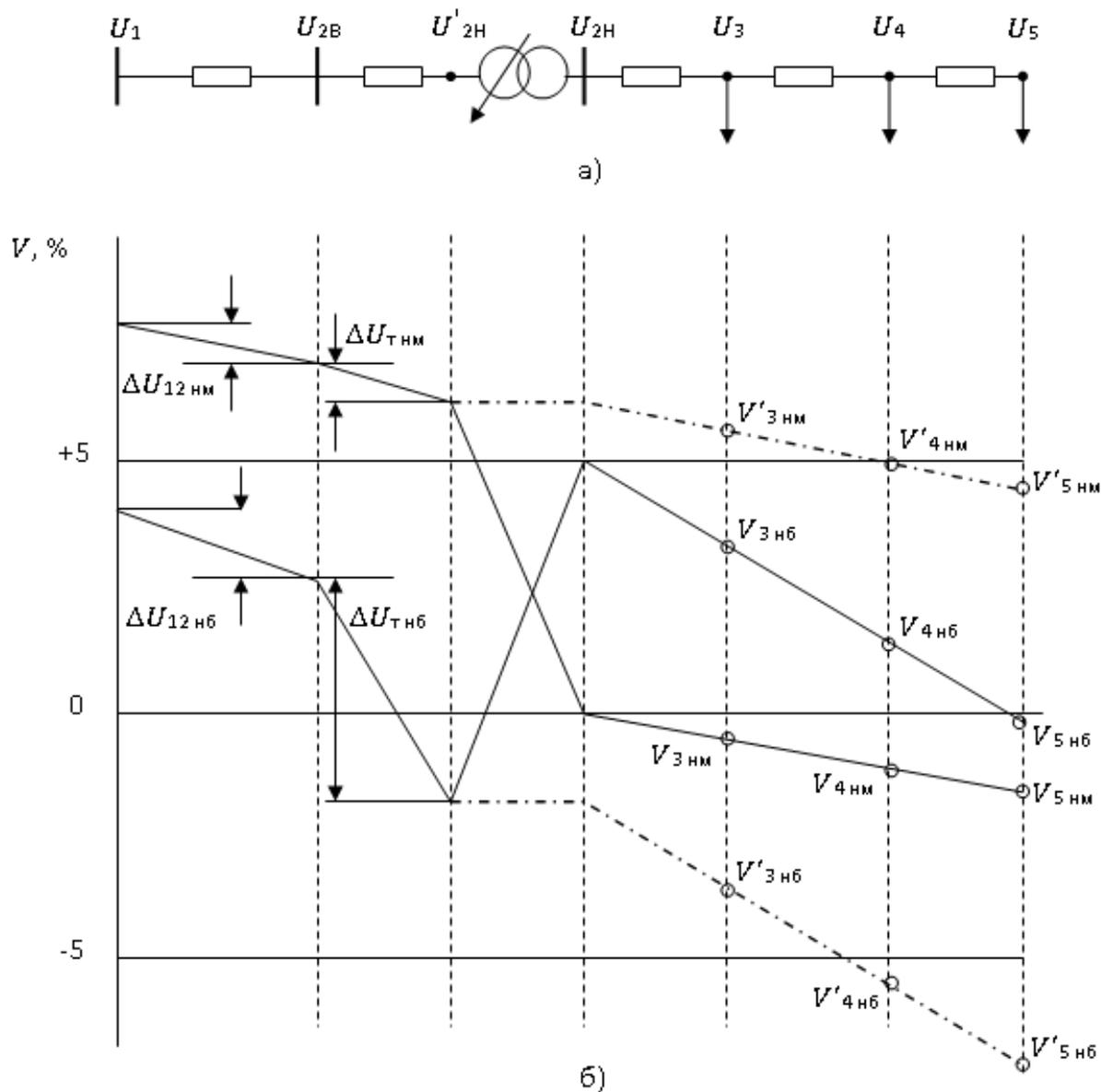


Рисунок 8.1 – Зустрічне регулювання: а) схема заміщення; б) епюри відхилення напруг

Напруга на шинах нижчої напруги підстанції наведена до напруги вищої обмотки  $U'_{2Н}$  нижче напруги  $U_{2В}$  на величину втрати напруги в трансформаторі:  $U'_{2Н\text{нб}} = U_{2В\text{нб}} - \Delta U_{Т\text{нб}}$ ;  $U'_{2Н\text{нм}} = U_{2В\text{нм}} - \Delta U_{Т\text{нм}}$ . Напруги  $U_3$ ,  $U_4$ ,  $U_5$

знижуються при віддаленні від шин НН через втрати напруги в ЛЕП. Відхилення  $V$  та втрати напруги  $\Delta U$  представлені на епюрах у відсотках.

Якщо ПС немає регулювання напруги, то в оцінці напруги у відносних одиницях коефіцієнт трансформації  $k_T = 1$ . При цьому фактична і наведена напруга на шинах НН дорівнюють  $U_{2Н}^* = U_{2Н}'$ .

З рис. 8.1 б (штрихпунктирні лінії) видно, що якщо  $k_T = 1$ , то в режимі найбільших навантажень у споживачів 4 і 5 відхилення напруги  $V_{4Нб}'$  і  $V_{5Нб}'$  виходять за границю  $-5\%$ , а в режимі найменших навантажень  $V_{3Нб}'$  у споживача 3 – за границю  $+5\%$ . Приймачі електроенергії споживачів 4, 5 в режимі найбільших навантажень і споживача 3 в режимі найменших навантажень будуть отримувати живлення з порушенням вимог ДСТУ для нормального режиму роботи з відхилення напруги ( $V_{доп}^{нд} = \pm 5\%$ ).

Регулювання напруги зводиться до завдання потрібного значення  $U_{2Н}$  шляхом зміни коефіцієнта трансформації  $k_T$  трансформатора районної підстанції.

При регулюванні напруги ( $k_T \neq 1$ ) в режимі найбільших навантажень напруга на шинах НН ПС підтримується на  $5\%$  вище номінальної напруги мережі ( $U_{2Н} = 1,05 U_{ном}$ ). При цьому відхилення напруги  $V_{4Нб}$ ,  $V_{5Нб}$  не виходять за нижню межу допустимих значень. Якщо в мережі є споживачі, для яких підвищення  $U_{2Н}$  на  $5\%$  виявилось недостатнім, то можна підняти напругу вище номінальної до  $10\%$  ( $U_{2Н} \leq 1,1 U_{ном}$ ). Але не вище за рівень, при якому порушиться вимога до відхилення напруги на найближчому до ЦЖ споживачеві –  $V_{3Нб} \leq 5\%$ .

У режимі найменших навантажень напруга в центрі живлення вища, втрати напруги в елементах мережі менші. Тому без регулювання напруги відхилення напруги на шинах приймачів споживача вище  $5\%$ . Зміною коефіцієнта трансформації  $k_T$  напруга на шинах НН ПС підтримується рівною номінальній ( $U_{2Н} = U_{ном}$ ). При цьому відхилення напруги  $V_{3Нм}$  не виходить за

верхню межу допустимих значень. Вимога ПУЕ до напруги в ЦЖ ( $U_{\text{нм}} \leq U_{\text{ном}}$ ) виходить із необхідності виконання саме цієї умови.

Найбільш складно регулювання напруги при сталій роботі ЕЕС здійснюється в післяаварійних режимах.

У цих випадках підтримувати відхилення напруги у всіх споживачів у нормально допустимих межах ( $V_{\text{доп}}^{\text{нд}} = \pm 5\%$ ) без значних витрат на спеціальні пристрої регулювання напруги неможливо. Тому в післяаварійних режимах допускаються відхилення напруги, що не перевищують гранично допустимі значення  $V_{\text{доп}}^{\text{гд}} = \pm 10\%$ .

### 8.3. Регулювання напруги на електростанціях

Регулювання напруги на електростанціях здійснюється на генераторах і підвищувальних трансформаторах.

Зміна напруги генераторів можлива за рахунок регулювання струму збудження. Не змінюючи активну потужність генератора напругу можна змінювати в межах  $\pm 5\%$ . Підвищення напруги на 5% понад номінальне супроводжується збільшенням втрат у сталі та підвищенням її нагрівання. При зниженні напруги до  $0,95 U_{\text{ном}}$  номінальний струм статора зростає на 5% і відповідно збільшується нагрівання обмотки. Діапазон регулювання  $\pm 5\%$  недостатній. Пояснимо це.

На кожному ступені трансформації втрати напруги приблизно становлять 10% або:

$$\Delta U_{\text{T}}^* \approx 0,1 \cdot S_{\text{T}}^*, \quad (8.1)$$

де  $S_{\text{T}}^* = S_{\text{T}}/S_{\text{T ном}}$  – відносна потужність трансформатора;  $\Delta U_{\text{T}}^* = \Delta U_{\text{T}}/U_{\text{ном}}$  – відносні втрати напруги на ступені трансформації.

При трьох-чотирьох трансформаціях втрати напруги в мережі становитимуть  $(0,3 \div 0,4) S_{\text{T}}^*$ . Якщо прийняти відносну потужність у режимі найбільших навантажень  $P_{\text{нб}}^* = 1$ , а режимі найменших навантажень  $P_{\text{нб}}^* = 0,4$ ,

то за цих умов сумарні втрати напруги становлять у відсотках від  $U_{\text{ном}}$  для режимів найбільших і найменших навантажень відповідно:

$$\sum \Delta U_{\text{нб}} \approx (30 \div 40) \%, \quad \sum \Delta U_{\text{нм}} \approx (12 \div 16) \%.$$

Звідси видно, що діапазон зміни напруги споживача становить:

$$\sum \Delta U_{\text{нб}} - \sum \Delta U_{\text{нм}} \approx (18 \div 24) \%.$$

Діапазон зміни напруги 10% ( $\pm 5\%$ ) недостатній, щоб підтримувати необхідний рівень напруги у мережі. Крім того, важко узгодити вимоги до регулювання напруги у близьких та віддалених електроприймачів.

Таким чином, регулювання напруги на електростанціях носить допоміжний характер із двох причин: 1) в силу обмеженого діапазону регулювання напруги генераторів; 2) через складність поєднання виконання вимог щодо відхилення напруги для ближніх та далеких споживачів. Перше обмеження можна подолати, використовуючи у блокових підвищувальних трансформаторах широкий діапазон регулювання під навантаженням. Але друге обмеження робить це безглуздим.

Як єдиний засіб регулювання генератори використовуються лише для найпростішої системи: електростанція – нерозподілене навантаження. І тут на шинах електростанцій здійснюється зустрічне регулювання напруги. Зміною струму збудження підвищують напругу в години максимального навантаження та знижують у період мінімального навантаження.

Підвищувальні трансформатори на електростанціях також є допоміжним засобом регулювання напруги. Трансформатори потужністю до 250 МВА напругою 110 і 220 кВ мають пристрій для регулювання напруги типу ПБЗ (перемикання без збудження, тобто з вимкненням від мережі). Пристрій має межу регулювання напруги  $2 \times 2,5 \%$ . Підвищувальні трансформатори більшої потужності випускаються без пристроїв ПБЗ.

#### **8.4. Регулювання напруги на знижувальних підстанціях**

Для регулювання напруги трансформаторами підстанцій передбачено можливість змінювати коефіцієнт трансформації  $k_T$  у межах  $10 \div 20$  % і більш. За конструктивним виконанням розрізняють два типи перемикаючих пристроїв:

- з регулюванням без збудження (ПБЗ), тобто задля зміни коефіцієнта трансформації трансформатор вимикають від мережі;
- з регулюванням напруги під навантаженням (РПН).

Пристрій РПН дорожчий за пристрій ПБЗ. Вартість пристрою мало залежить від потужності трансформатора. Тому відносне подорожчання трансформатора з РПН буде значно більшим для трансформаторів меншої потужності. У зв'язку з цим трансформатори напругою  $6 \div 20$  кВ переважно виконуються з ПБЗ, а трансформатори напругою вище 35 кВ з РПН.

Пристрій РПН зазвичай встановлюють на обмотці вищої напруги з наступних причин:

- на стороні вищої напруги менші струми, тому пристрій має менші габарити;
- обмотка вищої напруги має більше витків, тому точність регулювання вище;
- за конструктивним виконанням обмотка вищої напруги є зовнішньою (магнітопровід – обмотка нижчої напруги – обмотка вищої напруги). Тому ревізію пристрою РПН виконувати простіше;
- пристрій РПН розташовують у нейтралі вищої обмотки. Обмотки вищої напруги з'єднуються у зірку, а обмотки нижчої напруги з'єднуються у трикутник. Трифазне регулювання простіше виконати на обмотках, з'єднаних у зірку.

У трансформаторів напругою 110 кВ потужністю 2,5 МВА та напругою 150 кВ потужністю 4 МВА пристрій РПН розташований на обмотці нижчої напруги.

Трансформатори мають різну кількість відгалужень та різні ступені регулювання пристрою РПН. У трансформаторів із ПБЗ додаткових відгалужень завжди 4 –  $\pm 2 \times 2,5\%$ .

Пристрої РПН та керуючі ними системи автоматичного регулювання характеризуються:

- величиною напруги ступеня регулювання;
- зоною нечутливості;
- витримкою часу спрацьовування;
- точністю регулювання.

Ступенем регулювання називається напруга між сусідніми відгалуженнями. Його виражають у відсотках до номінальної напруги тієї обмотки, яка має регулювальні відгалуження. Зоною нечутливості називається деякий діапазон зміни напруги, у якому немає спрацьовування регулюючої апаратури. Зона нечутливості регулятора повинна бути дещо більшою за ступінь регулювання: інакше регулятор працюватиме нестійко. Витримка часу регулятора служить запобігання його роботи при короткочасних змінах напруги. Зона нечутливості та витримка часу регулятора визначають точність регулювання.

На знижувальних підстанціях використовують два типи трансформаторів за конструктивним виконанням: 1) з перемиканням регулювальних відгалужень без збудження («трансформатори з ПБЗ»); 2) з перемиканням регулювальних відгалужень під навантаженням (трансформатори з РПН).

Принцип регулювання напруги на знижувальних підстанціях полягає у зміні коефіцієнтів трансформації трансформаторів шляхом зміни співвідношення кількості витків обмоток. Зазвичай регулювальні відгалуження виконуються в обмотці ВН трансформатора, де менші робочі струми. Це полегшує роботу перемикаючого пристрою РПН та контактів ПБЗ.

При розрахунку регулювального відгалуження, необхідного для отримання бажаної напруги на стороні НН ( $U_{2\text{баж}}$ ), трансформатор представляють у вигляді його схеми заміщення та ідеального трансформатора (рис. 8.2).  $U_{2\text{ баж}}$  залежить від режиму роботи енергосистеми. Якщо немає спеціальних розрахунків, то відповідно до вимог зустрічного регулювання у

режимі найбільших навантажень приймають  $U_{нб2\ баж} = 1,05U_{2\ ном}$ , у режимі найменших навантажень  $U_{нб2\ баж} = U_{2\ ном}$ . Бажаний коефіцієнт трансформації:

$$K_{т\ баж} = U'_2 / U_{2\ баж}, \quad (8.2)$$

де  $U'_2$  – приведена до високої сторони вторинна напруга.

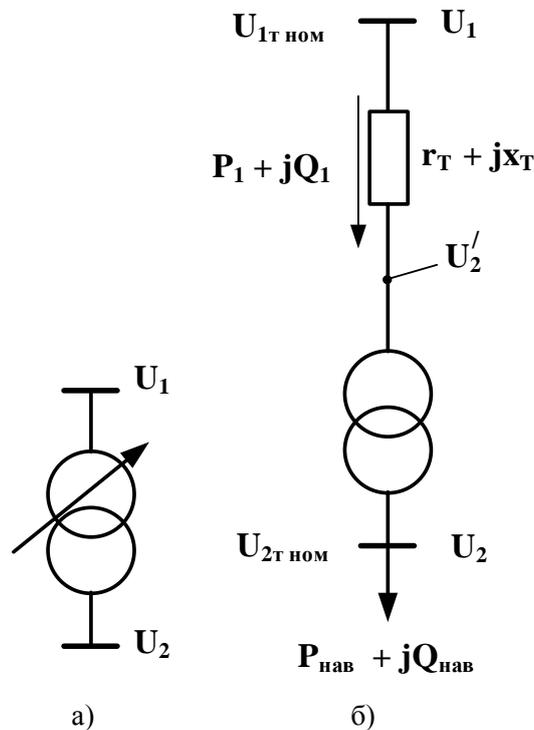


Рисунок 8.2 – Розрахунок відгалуження: а) однолінійна схема; б) розрахункова схема

Реальний коефіцієнт трансформації:

$$K_m = \frac{U_{1ТНОМ}(1+n_{від}\cdot\Delta U_{РЕГ}^*)}{U_{2ТНОМ}}, \quad (8.3)$$

де  $n_{від}$  – номер регулювального відгалуження;  $\Delta U_{РЕГ}^*$  – відносна величина кроку пристрою РПН

Умови регулювання виконуватимуться за рівності бажаного та реального коефіцієнтів трансформації ( $K_{т\ баж} = K_t$ ). З рівності правих частин рівнянь (8.2) та (8.3) знаходимо:

$$n'_{\text{від}} = \left( \frac{U'_2 \cdot U_{2\text{ТНОМ}}}{U_{2\text{баз}} \cdot U_{1\text{ТНОМ}}} - 1 \right) \cdot \frac{1}{\Delta U_{\text{РЕГ}}^*}, \quad (8.4)$$

де  $U_{1\text{ТНОМ}}$ ,  $U_{2\text{ТНОМ}}$  – номінальна напруга трансформатора.

Отриманий номер відгалуження  $n'_{\text{від}}$  округляється до стандартного значення  $n_{\text{від}}$ . Дійсна напруга на низькій стороні трансформатора дорівнюватиме:

$$U_{2\text{дійсн}} = U'_2 / K_{\text{Т}}, \quad (8.5)$$

де  $K_{\text{Т}}$  – дійсний коефіцієнт, розрахований за формулою (8.3).

Для розрахунку за формулою (8.5) потрібно визначити наведену до високої сторони вторинну напругу  $U'_2$ :

$$U'_2 = U_1 - \frac{(P_1 r_{\text{Т}} + Q_1 x_{\text{Т}})}{U_1} = U_1 - \frac{(P_{\text{нав}} + \Delta P_{\text{обм}}) r_{\text{Т}} + (Q_{\text{нав}} + \Delta Q_{\text{обм}}) x_{\text{Т}}}{U_1}, \quad (8.6)$$

де  $P_{\text{нав}}$ ,  $Q_{\text{нав}}$  – навантаження на низькій стороні;  $\Delta P_{\text{обм}}$ ,  $\Delta Q_{\text{обм}}$  – втрати потужності в обмотках  $U_1$  – напруга на високій стороні трансформатора.

У формулі (8.6) нехтування втратами потужності ( $\Delta P_{\text{обм}} = 0$ ,  $\Delta Q_{\text{обм}} = 0$ ) дає невелику похибку. Нехтування втратами напруги у трансформаторі може призводити до значних помилок і застосовується лише у наближених розрахунках.

#### 8.4.1. Трансформатори з перемиканням без збудження

Трансформатори з ПБЗ виготовляють переважно з чотирма додатковими відгалуженнями:  $\pm 2 \times 2,5 \%$  (рис. 8.3).

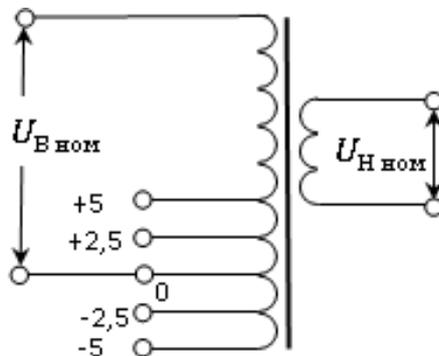


Рисунок 8.3 – Схема обмоток трансформатора з ПБЗ

Трансформатори, що встановлюються в розподільній мережі, мають номінальну напругу первинної обмотки для основного відгалуження ( $U_{В\text{ ном}}$ ), що дорівнює номінальній напругі мережі, до якої приєднаний трансформатор. Вторинні обмотки трансформаторів є центрами живлення мережі, підключеної до шин НН. У зв'язку з цим номінальну напругу вторинних обмоток  $U_{Н\text{ ном}}$  виконують на 5÷10 % вище від номінальної напруги мережі нижчої напруги  $U_{\text{ном}}$ .

Основне застосування трансформатори з ПБЗ знаходять у розподільних мережах. Перемикання відгалужень у них може здійснюватися тільки при вимкненому трансформаторі. Такі перемикання проводяться рідко, при сезонному перемиканні навантажень. Зустрічне регулювання на трансформаторах з ПБЗ робити не можна.

#### 8.4.2. Побудова РПН двообмоткового трансформатора

Розглянемо принципову схему побудови РПН з реактором (рис. 8.4). Обмотка вищої напруги трансформатора з РПН складається з двох частин: основної (нерегульованої) та регульованої (рис. 8.4 б).

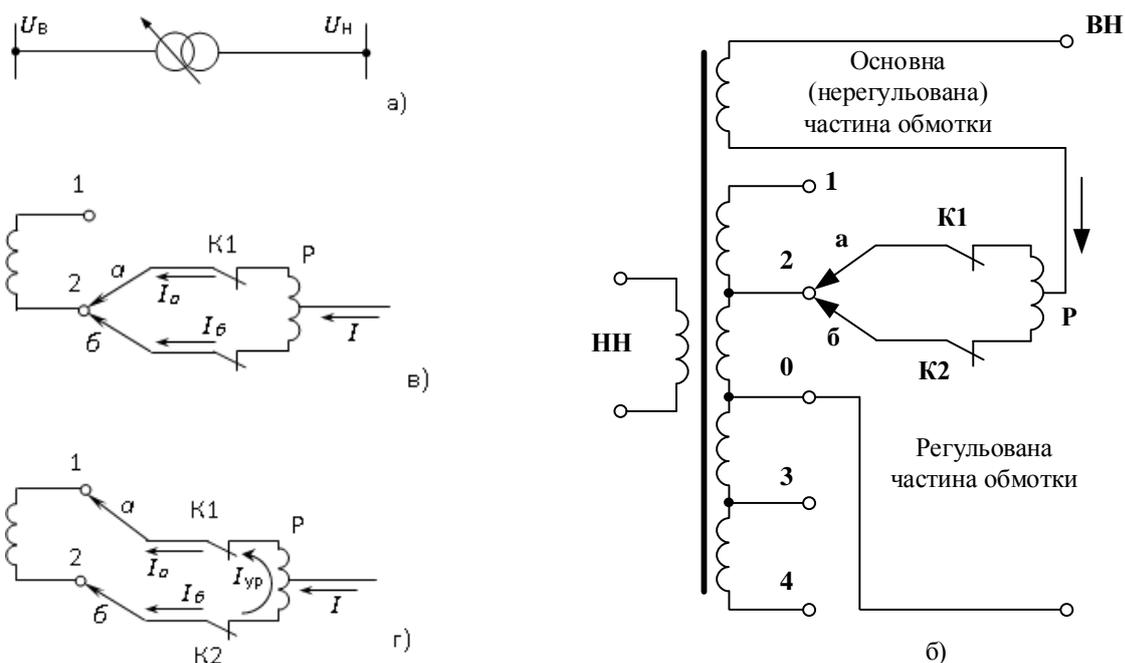


Рисунок 8.4 – Трансформатор з РПН: а) умовне позначення; б) схема обмоток; в), г) перемикання відгалужень

У регульованій частині є відгалуження з нерухомими контактами 0÷4. Відгалуження 0 – основне (з нього знімається номінальна напруга), відгалуження 1, 2 відповідають частини витків, увімкнених узгоджено, 3, 4 – зустрічно з нерегульованою частиною обмотки. При увімкненні відгалужень 1, 2 коефіцієнт трансформації трансформатора збільшується, напруга на шинах НН знижується. Увімкнення відгалужень 3, 4 знижує коефіцієнт трансформації  $k_T$ , компенсуючи дію частини витків нерегульованої обмотки, напруга на шинах НН підвищується. Нерегульована та регульована частини обмоток з'єднані через перемикаючий пристрій, що складається з рухомих контактів *a* і *б*, контакторів К1 і К2 та реактора Р. Робота перемикаючого пристрою повинна забезпечити перемикання контактів без переривання шляху проходження струму. В іншому випадку при індуктивному характері електричного кола в місці розриву виникне дуга, що призведе до вигорання контактів та інших негативних наслідків.

Припустимо, що потрібно здійснити перемикання пристрою з відгалуження 2 на відгалуження 1 (рис. 8.4, в). При цьому вимикають контактор К1, переводять рухомий контакт *a* на нерухомий контакт відгалуження 1 і знову вмикають контактор К1 (рис. 8.4, г). Секція 1-2 обмотки виявляється замкненою на реактор Р, що обмежує своєю значною індуктивністю зрівняльний струм  $I_{зр}$ . Після цього вимикають контактор К2, переводять рухомий контакт *б* на контакт відгалуження 1 і вмикають контактор К2.

При нормальній роботі через половину секції реактора проходять зустрічно спрямовані рівні струму  $I_a = -I_b$  (рис. 8.4, в), які створюють результуючий магнітний потік, близький до нуля. Опір реактора у такому разі є малим, втрата напруги у ньому незначна.

Реактор і всі рухомі та нерухомі контакти перемикаючого пристрою розміщуються в баку трансформатора. Контактори розміщуються в окремому кожусі. Він залитий олією та розміщений зовні бака трансформатора. Це полегшує ревізію контактів та зміну олії.

Перемикачі з реакторами розраховані на тривалий протікання струму навантаження. Але реактор є важким та громіздким елементом, тому перемикаючі пристрої трансформаторів напругою 220 кВ та вище виконуються на активних опорах. Щоб зменшити втрати електроенергії в таких пристроях, їх розраховують на короткочасну роботу. Пристрій виходить компактним, але вимагає застосування потужних приводів. Принцип дії таких пристроїв розглянемо з прикладу автотрансформаторів напругою 220 – 330 кВ.

### 8.4.3. Пристрій РПН автотрансформатора

Пристрій РПН автотрансформатора розташований у лінійному кінці обмотки середньої напруги (рис. 8.5).

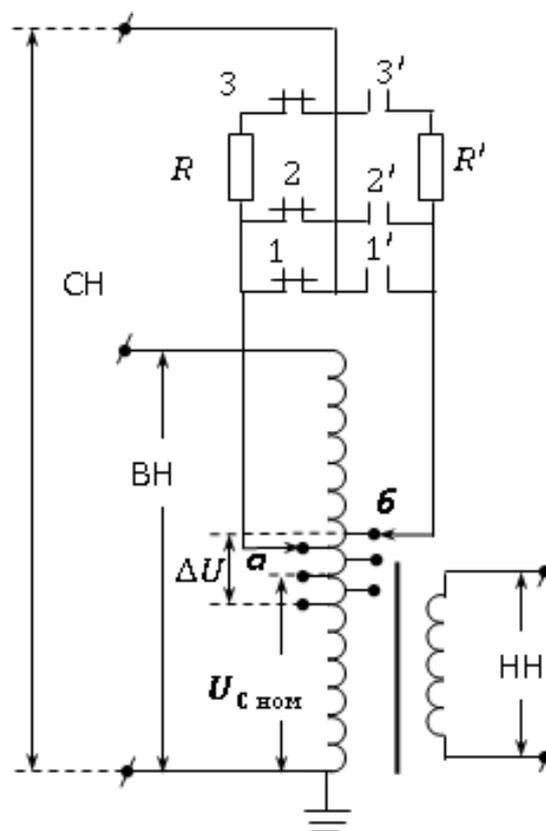


Рисунок 8.5 – Схема РПН на активних опорах

При такому розташуванні пристрою РПН змінюється коефіцієнт трансформації між обмотками вищої та середньої напруги ( $k_T^{BC} = \text{var}$ ). Коефіцієнт трансформації між обмотками вищої та нижчої напруги не змінюється ( $k_T^{BH} = \text{const}$ ). Спочатку пристрій РПН автотрансформаторів виконувався вбудованим у нейтраль, як у трансформаторів. При регулюванні змінювався коефіцієнт трансформації між усіма обмотками. При такому виконанні важко було узгодити вимоги щодо регулювання напруги у споживачів на сторонах низької та середньої напруги. При розташуванні пристрою РПН в лінійному кінці обмотки середньої напруги обмотка нижчої напруги виявляється нерегульованою. Якщо виникає необхідність регулювання обмотки нижчої напруги автотрансформатора, послідовно з нижчою обмоткою напруги вмикають лінійний регулятор. З економічної точки зору таке рішення виявляється доцільнішим, ніж виконання автотрансформатора з двома пристроями РПН.

Виконання відгалужень з боку нейтралі дозволяє полегшити ізоляцію пристрою РПН та розрахувати його на різницю струмів обмоток вищої та середньої напруги ( $I_B - I_C$ ), але регулювання буде пов'язаним. При виконанні відгалужень в лінійному кінці обмотки середньої напруги пристрій повинен розраховуватися на номінальний повний струм, а його ізоляція на напругу обмотки середньої напруги  $U_C$ , при цьому регулювання буде незалежним у всьому діапазоні регулювання  $\Delta U$ .

Згідно з рис. 8.5 робочий струм протікає через замкнений контакт 1 і допоміжний контакт 2. Перемикання відбувається в наступному порядку. При переході зі ступеня *a* на ступінь *b* спочатку розмикається робочий контакт 1 потім допоміжний контакт 2. Струм навантаження протікає через опір  $R$ . Замикається дугогасний контакт 3'. Утворюється міст – зрівняльний струм протікає через обидва активні опори  $R$  і  $R'$ . Розмикається дугогасний контакт 3 і переводить струм навантаження на праве плече. Замикаються контакти 2' та 1'. Створюється нове робоче коло.

В процесі експлуатації автотрансформатора регулювання напруги пристроєм РПН здійснюється автоматикою з негативним зворотним зв'язком по напрузі або оператор, що відстежує процес. Використання діапазону регулювання РПН визначається режимами експлуатації ЕЕС.

#### 8.4.4. Вибір відгалужень РПН двообмоткового трансформатора

Відповідно до методу зустрічного регулювання напруга на шинах 6-10 кВ районних підстанцій змінюється залежно від режиму навантаження. Регулювання виконує спеціальна автоматика в залежності від навантаження на стороні НН трансформаторів. Закони регулювання при зміні навантаження від найменшого до найбільшого формуються на підставі розрахунків розподільної мережі низької та середньої напруги та вимірів напруги в цих мережах. Зазвичай використовується лінійний закон регулювання  $U = f(P_{\text{Н}})$  у діапазоні змін навантаження від  $P_{\text{Н}}^{\text{НМ}}$  до  $P_{\text{Н}}^{\text{НБ}}$  (рис. 8.6).

Якщо відсутні дані про розподільну мережу, відхилення напруги  $U$  % у загальному випадку приймають:

+ 5% у режимі найбільшого навантаження;

0% у режимі найменшого навантаження;

0÷5% в післяаварійному режимі у період найбільшого навантаження.

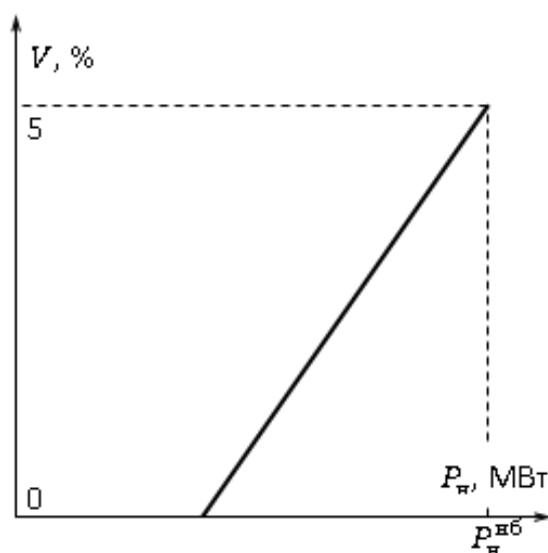


Рисунок 8.6 – Характеристика регулювання  $U$  на шинах НН

Під час експлуатації підстанції закон регулювання вимагає уточнення та може коригуватися автоматикою регулювання напруги.

Бажаний рівень напруги на шинах НН районних підстанцій  $U_{2 \text{ баж}}$  в залежності від режиму навантаження розраховується за формулою:

$$U_{2 \text{ баж}} = \left(1 + \frac{V\%}{100}\right) \cdot U_{\text{ном}}, \quad (8.7)$$

де  $U_{\text{ном}}$  – номінальна напруга мережі.

При розрахунку регульовального відгалуження  $n_{\text{від}}$ , необхідного для отримання бажаної напруги на стороні НН  $U_{2 \text{ баж}}$ , трансформатор представляють у вигляді його схеми заміщення та ідеального трансформатора (рис. 8.7).  $U_{2 \text{ баж}}$  залежить від режиму роботи енергосистеми.

Бажаний коефіцієнт трансформації визначається як:

$$k_{\text{т баж}} = U'_2 / U_{2 \text{ баж}}, \quad (8.8)$$

де  $U'_2$  – приведена до високої сторони вторинна напруга.

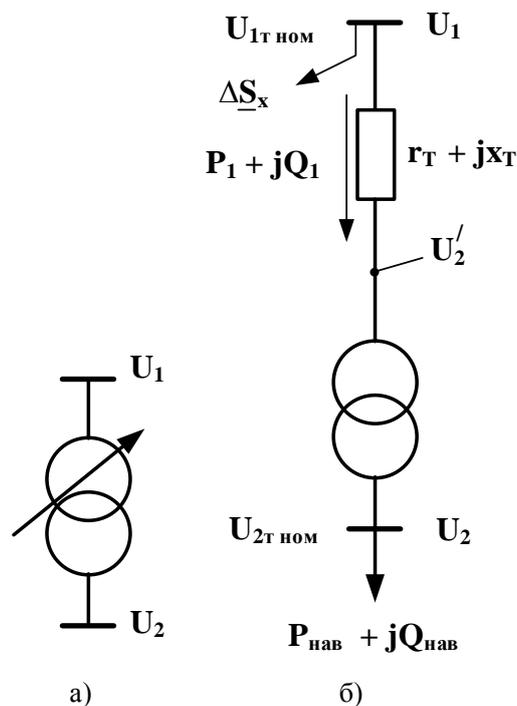


Рисунок 8.7 – Розрахунок відгалужень РПН: а – однолінійна схема;

б – розрахункова схема

Номінальний коефіцієнт трансформації  $k_{Т\text{ ном}}$ , який відповідає нульовому відгалуженню пристрою РПН ( $n_{\text{від}} = 0$ ), визначається відношенням витків первинної  $W_1$  і вторинної  $W_2$  обмоток або пропорційних їм первинного  $U_{1Т\text{ ном}}$  та вторинного  $U_{2Т\text{ ном}}$  номінальних напруг:

$$k_{Т\text{ ном}} = \frac{W_1}{W_2}$$

або

$$k_{Т\text{ ном}} = \frac{U_{1Т\text{ ном}}}{U_{2Т\text{ ном}}}.$$

Дійсний коефіцієнт трансформації  $k_T$  визначатиметься відношенням витків (номінальних напруг трансформатора), змінених пристроєм РПН:

$$k_T = \frac{\omega_1(1 + n_{\text{від}} \cdot \Delta\omega)}{\omega_2}$$

або

$$k_T = \frac{U_{1Т\text{ ном}} \left( 1 + n_{\text{від}} \frac{\Delta U_{\text{рег}}[\%]}{100} \right)}{U_{2Т\text{ ном}}}, \quad (8.9)$$

де  $n_{\text{від}}$  – номер регульовального відгалуження;  $\Delta U_{\text{рег}}[\%]$  – паспортна величина ступені регулювання пристрою РПН.

Умови регулювання виконуватимуться за рівності бажаного і дійсного коефіцієнтів трансформації ( $k_{Т\text{ баж}} = k_T$ ). З рівності правих частин рівнянь (8.8), (8.9) знаходимо розрахункове значення відгалуження:

$$n'_{\text{від}} = \left( \frac{U'_2 \cdot U_{2Т\text{ ном}}}{U_{2\text{ баж}} \cdot U_{1Т\text{ ном}}} - 1 \right) \cdot \frac{100}{\Delta U_{\text{рег}}[\%]}. \quad (8.10)$$

Отримане розрахункове значення відгалуження  $n'_{\text{від}}$  округляється до цілого значення  $n_{\text{від}}$ , яке відповідає кількості відгалужень за паспортними

даними трансформатора. Дійсна напруга на низькій стороні трансформатора дорівнюватиме:

$$U_2 = U_2' / k_T, \quad (8.11)$$

де дійсний коефіцієнт  $k_T$  розрахований за формулою (8.9).

Для розрахунку за формулою (8.10) потрібно визначити наведену до високої сторони вторинну напругу  $U_2'$ . Вона відрізняється від напруги на високій стороні трансформатора  $U_1$  втратою напруги в його обмотках:

$$U_2' = U_1 - \frac{P_1 \cdot r_T + Q_1 \cdot x_T}{U_1} = U_1 - \frac{(P_{\text{нав}} + \Delta P_{\text{обм}}) \cdot r_T + (Q_{\text{нав}} + \Delta Q_{\text{обм}}) \cdot x_T}{U_1}, \quad (8.12)$$

де  $P_{\text{нав}}, Q_{\text{нав}}$  – навантаження на низькій стороні;  $\Delta P_{\text{обм}}, \Delta Q_{\text{обм}}$  – втрати потужності в обмотках;  $U_1$  – напруга на високій стороні трансформатора.

Формула (8.12) не враховує поперечної складової падіння напруги ( $\delta U = 0$ ) в обмотках трансформатора (див. §4.2). Це припущення характерне для мереж з  $U_{\text{ном}} \leq 110$ кВ, що дає похибку другої малості, яка до того ж йде в запас при визначенні нижньої межі діапазону регулювання РПН.

Нехтування втратами потужності ( $\Delta P_{\text{обм}} = 0, \Delta Q_{\text{обм}} = 0$ ) у формулі (8.12) викликає невелику похибку. Нехтування втратами напруги в трансформаторі ( $U_2' = U_1$ ) може призводити до значних помилок і застосовується лише у наближених розрахунках. При цьому формула (8.10) може бути спрощена та записана у вигляді:

$$n'_{\text{від}} \approx \left( \frac{U_1 \cdot U_{2T \text{ ном}}}{U_{2 \text{ баж}} \cdot U_{1T \text{ ном}}} - 1 \right) \cdot \frac{100}{\Delta U_{\text{рег}}[\%]}. \quad (8.13)$$

Формула (8.10) дає точніший розрахунок  $n'_{\text{від}}$ , ніж (8.13). Але і в ній буде присутня методична похибка, якщо не враховувати зміну опору обмоток, що виникає в процесі роботи пристрою РПН і відповідна йому зміна втрати напруги в трансформаторі (8.12).

Параметри схеми заміщення двообмоткового трансформатора розглянуті вище (п. 3.2.1). У сучасних потужних трансформаторах активний опір на порядок і більше відрізняється від реактивного ( $r_T \ll x_T$ ). Зміну  $r_T$  у формулі

(8.12) вважаємо незначною і не враховуємо, як зміну другої малості. Реактивний опір знаходимо за формулою:

$$x_T = \frac{u_k\%}{100} \cdot \frac{U_{T\text{ном}}^2}{S_{T\text{ном}}}, \quad (8.14)$$

в якій при зміні відгалужень РПН змінюються два параметри: напруга короткого замикання  $u_k\%$  та номінальна напруга на стороні трансформатора ВН  $U_{T\text{ном}}$ .

При регулюванні напруги за ВН змінюється і опір розсіювання трансформатора  $x_T$ , який віднесений до ВН. Характер цієї зміни залежить від конструкції трансформатора. Для знижувальних трансформаторів 110 кВ загального призначення збільшення коефіцієнта трансформації  $k_T$  (збільшення витків первинної обмотки  $+\Delta U_{\text{РПН}}$ ) призводить до збільшення номінальної напруги обмотки ВН, напруги короткого замикання  $u_k\%$  та реактивного опору трансформатора  $x_T$  (зменшення витків первинної обмотки  $-\Delta U_{\text{РПН}}$ ) – зменшення цих параметрів. Для  $n$ -го відгалуження РПН формулу (8.14) можна записати у вигляді:

$$x_T^{[n]} = \frac{u_k^{[n]}\%}{100} \cdot \frac{(U_{T\text{ном}}^{[n]})^2}{S_{T\text{ном}}}, \quad (8.15)$$

де  $U_{T\text{ном}}^{[n]}$ ,  $u_k^{[n]}\%$ ,  $x_T^{[n]}$  – номінальна напруга обмотки ВН, напруга короткого замикання, реактивний опір, що відповідають  $n$ -му відгалуженню РПН трансформатора.

На знижувальних трансформаторах 110 кВ, зазначених вище, перемикаючий пристрій РПН має 19 відгалужень, що забезпечує діапазон регулювання  $\Delta U_{\text{РПН}} = \pm 9 \times 1,78\% = \pm 16\%$ . Крок регулювання становить  $\Delta U_{\text{рег}}[\%] = 1,78$ , номери відгалужень можуть набувати значення  $n_{\text{від}} = 0, (+1, \dots + 9), (-1, \dots - 9)$ . У табл. 6.1 для найбільш використовуваних трансформаторів наведено розрахункові значення напруги короткого замикання на крайніх відгалуженнях регульованої обмотки 110 кВ  $(U_{T\text{ном}}^{[-9]}, U_{T\text{ном}}^{[9]})$ .

Якщо для розрахунку потрібні проміжні значення  $u_k^{[n]}\%$ , їх можна знайти приблизно шляхом лінійної інтерполяції між середнім  $u_k^{[0]}$  і крайнім позитивним  $u_k^{[9]}$  або середнім  $u_k^{[0]}$  і крайнім негативним  $u_k^{[-9]}$  значеннями напруги короткого замикання.

Номінальну напругу обмотки ВН, що відповідає  $n$ -му відгалуженню РПН трансформатора, визначаємо пропорційно кількості витків обмотки:

$$U_{T \text{ ном}}^{[n]} = U_{T \text{ ном}} \cdot \left( 1 + n_{\text{від}} \times \frac{\Delta U_{\text{пер}}[\%]}{100} \right). \quad (8.16)$$

Таблиця 8.1 – Розрахункові значення напруги короткого замикання

$S_{T \text{ ном}}, \text{ МВ} \cdot \text{ А}$	Значення $u_k\%$ між обмотками	
	ВН-СН	ВН-НН
Двообмоткові трансформатори		
6,3	–	9,63/10,5/11,80
10,0	–	8,70/10,5/12,36
16,0	–	9,80/10,5/11,71
25,0	–	9,84/10,5/11,72
40,0	–	9,59/10,5/11,46
Триобмоткові трансформатори		
6,3	10,12/10,5/12,28	17,23/17,0/19,51
10,0	9,99/10,5/12,69	16,66/17,0/19,50
16,0	9,50/10,5/11,69	16,40/17,0/18,50
16,0	16,48/17,0/18,58	9,58/10,5/11,79
25,0	9,36/10,5/11,20	16,34/17,0/18,21
40,0	9,33/10,5/11,50	16,63/17,0/18,79
40,0	16,55/17,0/18,78	9,36/10,5/11,48

Примітки:

1. Для всіх зазначених трансформаторів  $U_{T \text{ ном}} = 115 \text{ кВ}$ ;  $U_{T \text{ ном}}^{[-9]} = 96,6 \text{ кВ}$ ; (при  $\Delta U_{\text{РПН}} = -16\%$ );  $U_{T \text{ ном}}^{[9]} = 133,4 \text{ кВ}$ ; (при  $\Delta U_{\text{РПН}} = +16\%$ ).

2. Значення  $u_k$  вказані таким чином: посередині –  $u_k^{[0]}$  при підключенні нульового відгалуження, зліва –  $u_k^{[-9]}$  при підключенні мінімального відгалуження, праворуч –  $u_k^{[9]}$  при підключенні максимального відгалуження.

3. Значення  $u_k$  між обмотками СН та НН приблизно 6 або 6,5% незалежно від напруги (відгалуження) регульованої обмотки ВН.

У процесі експлуатації регулювання напруги здійснюється автоматикою із негативним зворотним зв'язком по напрузі або оператор, що відстежує процес. В такому випадку потреба у розрахунку відгалужень РПН відсутня.

У практиці проектування електричних мереж вирішується завдання достатності діапазону регулювання РПН на ПС проекрованої мережі. Достатність діапазону регулювання означає, що для всієї сукупності робочих і післяаварійних режимів роботи ЕЕС можна обрати відгалуження РПН, при яких забезпечуються вимоги зустрічного регулювання напруги, зазначені на початку п. 8.4.4.

Розрахунок відгалуження  $n'_{\text{від}}$  за спрощеною формулою (8.13) призводить до завищення розрахункового значення напруги  $U_2$  на стороні НН трансформатора, так як не враховує втрати напруги трансформатора. Тому він може бути використаний для оцінки верхньої межі діапазону регулювання напруги. В цьому випадку похибка, що призводить до завищення розрахункового значення  $U_2$ , йде в запас.

Для оцінки нижньої межі діапазону регулювання напруги розрахунок відгалуження  $n'_{\text{від}}$  треба робити за формулою (8.10), яка враховує втрати напруги трансформатора. При цьому втрати напруги в обмотках трансформатора у формулі (8.12) доцільно оцінювати за паспортними значеннями опору його обмоток ( $r_T = r_T^{[0]}$ ,  $x_T = x_T^{[0]}$ ). У цьому випадку розрахункове значення напруги  $U_2$  буде занижене, що також дає похибку, яка йде в запас щодо розрахунку достатності діапазону регулювання РПН.

Названі розрахунки достатні, якщо вони дають позитивний або явно негативний результат оцінки діапазону регулювання РПН. Якщо отримано негативний результат, близький до межі діапазону, його слід уточнити шляхом проведення розрахунку відгалуження  $n'_{\text{від}}$  за формулою (8.10). При цьому втрати напруги в обмотках трансформатора у формулі (8.12) треба оцінювати з

урахуванням зміни реактивного опору згідно з формулою (8.15): для верхньої межі діапазону приймати  $x_T = x_T^{[9]}$ , для нижньої –  $x_T = x_T^{[-9]}$ .

**Приклад розв'язання задачі визначення достатності діапазону регулювання РПН двообмоткового трансформатора на ПС 110 кВ.**

**Задача.** Визначити достатність діапазону регулювання РПН на ПС 110 кВ в режимах найбільшого навантаження (нб), найменшого навантаження (нм) і найбільш важкому післяаварійному режимі з найбільшим навантаженням (а). На ПС встановлені два трансформатори типу ТДН-10000/110/10. Напруги на шинах ВН:  $U_1^{нб} = 104$  кВ;  $U_1^{нм} = 121$  кВ;  $U_1^a = 95$  кВ. Навантаження на стороні НН:  $\underline{S}_2^{нб} = 12,0 + j5,0$  МВ·А;  $\underline{S}_2^{нм} = 4,8 + j2,0$  МВ·А. Схему заміщення еквівалентного трансформатора підстанції для розрахунку відгалужень РПН наведено на рис. 8.8.

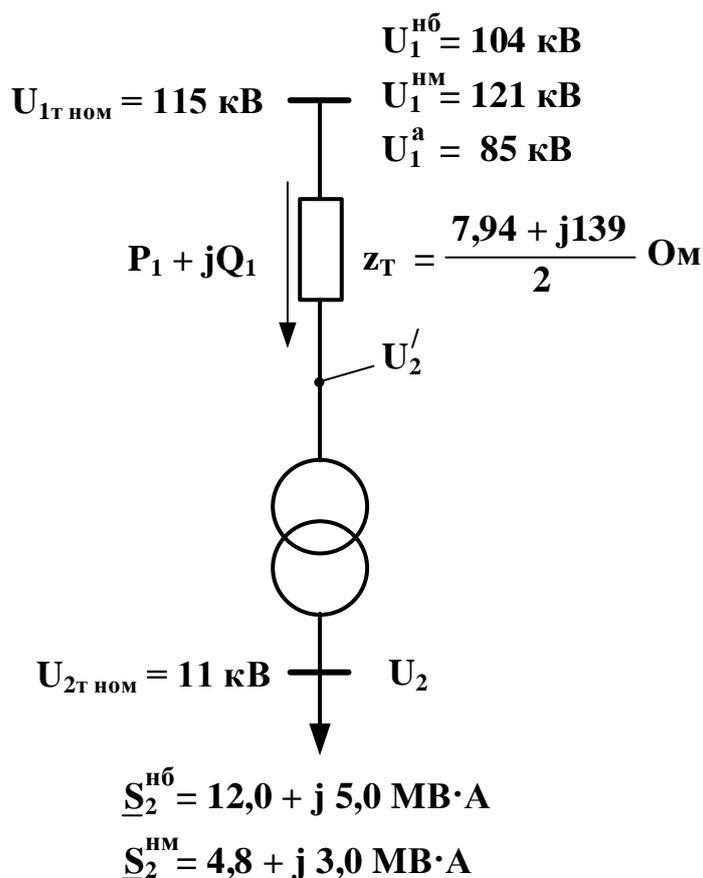


Рисунок 8.8 – Схема заміщення для розрахунку відгалужень РПН

Паспортні данні трансформатора:

$$S_{T \text{ ном}} = 10 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$U_{1T \text{ ном}} = 115 \text{ кВ};$$

$$U_{2T \text{ ном}} = 11 \text{ кВ};$$

$$\Delta P_K = 60 \text{ кВт}; u_K = 10,5\%.$$

$$\Delta P_X = 14 \text{ кВт}; I_X = 0,7\%;$$

$$\Delta U_{\text{рег}} = 1,78\%.$$

З табл. 6.1 приймаємо:

$$u_K^{[-9]} = 8,7\%; u_K^{[9]} = 12,36\%.$$

Визначаємо активний (3.28) та реактивний (8.14) опори трансформатора:

$$r_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{T \text{ ном}}^2}{S_{T \text{ ном}}^2} = \frac{0,06 \cdot 115^2}{10^2} = 7,94 \text{ Ом},$$

$$x_T = \frac{u_K \%}{100} \cdot \frac{U_{T \text{ ном}}^2}{S_{T \text{ ном}}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{10} = 139 \text{ Ом}.$$

Бажаний рівень напруги на шинах НН залежно від режиму навантаження визначаємо за формулою (8.7):

$$U_{2 \text{ баж}} = \left(1 + \frac{V\%}{100}\right) \cdot U_{\text{ном}}.$$

$$U_{2 \text{ баж}}^{\text{Нб}} = \left(1 + \frac{5\%}{100}\right) \cdot 10 = 10,5 \text{ кВ}; U_{2 \text{ баж}}^{\text{НМ}} = \left(1 + \frac{0\%}{100}\right) \cdot 10 = 10,0 \text{ кВ}.$$

Розраховуємо відгалуження РПН без урахування втрат напруги в обмотках трансформаторів (8.13) для режиму найменших навантажень:

$$n_{\text{від}}^{\text{НМ}} \approx \left(\frac{U_1^{\text{НМ}} \cdot U_{2T \text{ ном}}}{U_{2 \text{ баж}}^{\text{НМ}} \cdot U_{1T \text{ ном}}} - 1\right) \cdot \frac{100}{\Delta U_{\text{рег}} [\%]} = \left(\frac{121 \cdot 11}{10,0 \cdot 115} - 1\right) \cdot \frac{100}{1,78} = 8,8.$$

Округляємо розрахункове значення  $n_{\text{від}}^{\text{НМ}}$  до найближчого стандартного у бік збільшення номера відгалуження –  $n_{\text{від}}^{\text{НМ}} = 9$ . Верхній діапазон регулювання достатній. Уточнення розрахунку не потрібно, оскільки спрощена формула (8.13) дає запас похибки.

Розраховуємо відгалуження РПН для режимів найбільших навантажень і післяварійного при найбільших навантаженнях з урахуванням втрат напруги в обмотках паралельно працюючих трансформаторів, але без урахування зміни

опору обмоток при роботі пристрою РПН. Враховуємо втрати потужності в обмотках трансформаторів (3.32):

$$\Delta P_{\text{обм}}^{\text{нб}} = \Delta P_{\text{к}} \cdot \frac{(S_2^{\text{нб}})^2}{S_{\text{Т ном}}^2} = 0,06 \cdot \frac{12^2 + 5^2}{10^2} = 0,1 \text{ МВт};$$

$$P_1^{\text{нб}} = P_2^{\text{нб}} + \Delta P_{\text{обм}}^{\text{нб}} = 12 + 0,1 = 12,01 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{\text{обм}}^{\text{нб}} = \frac{u_{\text{к}}^{[0]} \%}{100} \cdot \frac{(S_2^{\text{нб}})^2}{S_{\text{Т ном}}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{12^2 + 5^2}{10} = 1,77 \text{ Мвар};$$

$$Q_1^{\text{нб}} = Q_2^{\text{нб}} + \Delta Q_{\text{обм}}^{\text{нб}} = 5 + 1,77 = 6,77 \text{ Мвар}.$$

Знаходимо приведену до високої сторони вторинну напругу  $U_2'$  (8.12):

$$U_2^{\text{нб}} = U_1^{\text{нб}} - \frac{P_1^{\text{нб}} \cdot r_{\text{Т}} + Q_1^{\text{нб}} \cdot x_{\text{Т}}}{U_1^{\text{нб}}} = 104 - \frac{12,01 \cdot 7,94 + 6,77 \cdot 139}{2 \cdot 104} = 99,0 \text{ кВ};$$

$$U_2^{\text{а}} = U_1^{\text{а}} - \frac{P_1^{\text{нб}} \cdot r_{\text{Т}} + Q_1^{\text{нб}} \cdot x_{\text{Т}}}{U_1^{\text{а}}} = 95 - \frac{12,01 \cdot 7,94 + 6,77 \cdot 139}{2 \cdot 95} = 89,55 \text{ кВ}.$$

Знаходимо розрахункове значення відгалужень (8.10):

$$n_{\text{від}}^{\text{нб}} = \left( \frac{U_2^{\text{нб}} \cdot U_{2\text{Т ном}}}{U_{2\text{ баж}} \cdot U_{1\text{Т ном}}} - 1 \right) \cdot \frac{100}{\Delta U_{\text{рег}} [\%]} = \left( \frac{99 \cdot 11}{10,5 \cdot 115} - 1 \right) \cdot \frac{100}{1,78} = -5,51;$$

$$n_{\text{від}}^{\text{а}} = \left( \frac{U_2^{\text{а}} \cdot U_{2\text{Т ном}}}{U_{2\text{ баж}} \cdot U_{1\text{Т ном}}} - 1 \right) \cdot \frac{100}{\Delta U_{\text{рег}} [\%]} = \left( \frac{89,55 \cdot 11}{10,5 \cdot 115} - 1 \right) \cdot \frac{100}{1,78} = -10,35.$$

Округляємо розрахункове значення  $n_{\text{від}}^{\text{нб}}$  до найближчого стандартного у бік збільшення номера відгалуження:  $n_{\text{від}}^{\text{нб}} = -6$ . У нормальному режимі максимальних навантажень нижній діапазон регулювання достатній. Уточнення розрахунку не потрібно, оскільки похибка, викликана відсутністю обліку зміни опору обмоток, йде у запас.

Округляємо розрахункове значення  $n_{\text{від}}^{\text{а}}$  до найближчого стандартного значення. Це крайнє відгалуження  $n_{\text{від}}^{\text{а}} = -9$ . Зважаючи на те, що розрахункове значення  $n_{\text{від}}^{\text{а}}$  виходить за нижню межу діапазону регулювання РПН, фактична напруга в післяаварійному режимі буде нижчою за бажану в режимі найбільших навантажень напруга  $U_{2\text{ баж}}^{\text{нб}} = 10,5 \text{ кВ}$ . Але в післяаварійному режимі при максимальних навантаженнях допускається зниження напруги на шинах НН с  $U_2 = 1,05 U_{\text{ном}} = 10,5 \text{ кВ}$  до  $U_2 = U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}$ . Розрахуємо

напругу на боці НН. Для цього визначаємо дійсний коефіцієнт трансформації (8.9):

$$k_T = \frac{U_{1T \text{ ном}} \left( 1 + n_{\text{від}} \cdot \frac{\Delta U_{\text{рег}}[\%]}{100} \right)}{U_{2T \text{ ном}}} = \frac{115 \cdot \left[ 1 + (-9) \cdot \frac{1,78}{100} \right]}{11} = 8,78.$$

Дійсна напруга на низькій стороні трансформатора буде рівна (8.11):

$$U_2^a = \frac{U_2'^a}{k_T} = \frac{89,55}{8,78} = 10,2 \text{ кВ.}$$

У післяаварійному режимі при максимальних навантаженнях нижній діапазон регулювання достатній. Уточнення розрахунку не потрібно, оскільки похибка, викликана відсутністю обліку зміни опору обмоток, йде у запас.

Загальний висновок: діапазон регулювання РНН – достатній.

Наведений приклад не ілюструє потреби в обліку зміни опору трансформаторів під час роботи пристрою РПН. Розглянемо такий приклад. Нехай у розв'язуваній задачі у післяаварійному режимі напруги на шинах ВН  $U_1^a = 92$  кВ. Повторимо проведені розрахунки для післяаварійного режиму для нового значення  $U_1^a$ .

Приведена до високої сторони вторинна напруга  $U_2'$  (8.12):

$$U_2'^a = U_1^a - \frac{P_1^{\text{НБ}} \cdot r_T + Q_1^{\text{НБ}} \cdot x_T}{U_1^a} = 92 - \frac{12,01 \cdot 7,94 + 6,77 \cdot 139}{2 \cdot 92} = 86,37 \text{ кВ.}$$

Розрахункове значення відгалужень (8.10):

$$n_{\text{від}}'^a = \left( \frac{U_2'^a \cdot U_{2T \text{ ном}}}{U_{2 \text{ баж}} \cdot U_{1T \text{ ном}}} - 1 \right) \cdot \frac{100}{\Delta U_{\text{рег}}[\%]} = \left( \frac{86,37 \cdot 11}{10,5 \cdot 115} - 1 \right) \cdot \frac{100}{1,78} = -11,98.$$

Приймаємо  $n_{\text{від}}^a = -9$ . Справжній коефіцієнт трансформації (8.9):

$$k_T = \frac{U_{1T \text{ ном}} \left( 1 + n_{\text{від}} \cdot \frac{\Delta U_{\text{рег}}[\%]}{100} \right)}{U_{2T \text{ ном}}} = \frac{115 \cdot \left[ 1 + (-9) \cdot \frac{1,78}{100} \right]}{11} = 8,78.$$

Дійсна напруга на низькій стороні трансформатора (8.11):

$$U_2^a = \frac{U_2'^a}{k_T} = \frac{86,37}{8,78} = 9,84 < 10 \text{ кВ.}$$

Розрахунок не враховує опору трансформатора і показує, що нижній діапазон діапазону регулювання не достатній.

Уточнимо розрахунок. Реактивний опір трансформатора по (8.15):

$$x_T^{[-9]} = \frac{u_K^{[-9]\%}}{100} \cdot \frac{(U_{T\text{НОМ}}^{[-9]})^2}{S_{T\text{НОМ}}} = \frac{8,7}{100} \cdot \frac{96,58^2}{10} = 81,15 \text{ Ом},$$

де  $u_K^{[-9]} = 8,7\%$  за табл. 6.1;  $U_{T\text{НОМ}}^{[-9]}$  – номінальна напруга обмотки ВН, що відповідають 9-му відгалуженню РПН трансформатора (8.16).

$$U_{T\text{НОМ}}^{[-9]} = U_{T\text{НОМ}} \cdot \left(1 + n_{\text{від}} \times \frac{\Delta U_{\text{рег}}[\%]}{100}\right) = 115 \cdot \left[1 + (-9) \cdot \frac{1,78}{100}\right] = 96,58 \text{ кВ}.$$

Приведена до високої сторони вторинна напруга  $U_2'$  (8.12):

$$U_2'^a = U_1^a - \frac{P_1^{\text{нб}} \cdot r_T + Q_1^{\text{нб}} \cdot x_T}{U_1^a} = 92 - \frac{12,01 \cdot 7,94 + 6,77 \cdot 81,15}{2 \cdot 92} = 88,5 \text{ кВ}.$$

Дійсна напруга на низькій стороні трансформатора (8.11):

$$U_2^a = \frac{U_2'^a}{k_T} = \frac{88,5}{8,78} = 10,08 > 10 \text{ кВ}.$$

Уточнений розрахунок показує, що в післяаварійному режимі при найбільших навантаженнях нижній діапазон регулювання достатній.

#### **8.4.5. Вибір відгалужень РПН та ПБЗ триобмоткового трансформатора**

У триобмоткового трансформатора для регулювання напруги є два пристрої:

– пристрій РПН для регулювання напруги на нижній стороні.

Встановлено у нейтралі обмотки ВН;

– пристрій ПБЗ (перемикання без збудження) для регулювання напруги за СН. Встановлено в обмотці СН.

Розрахунок відгалужень РПН відрізняється внаслідок особливостей конструкції та схеми заміщення триобмоткового трансформатора (рис. 8.9).

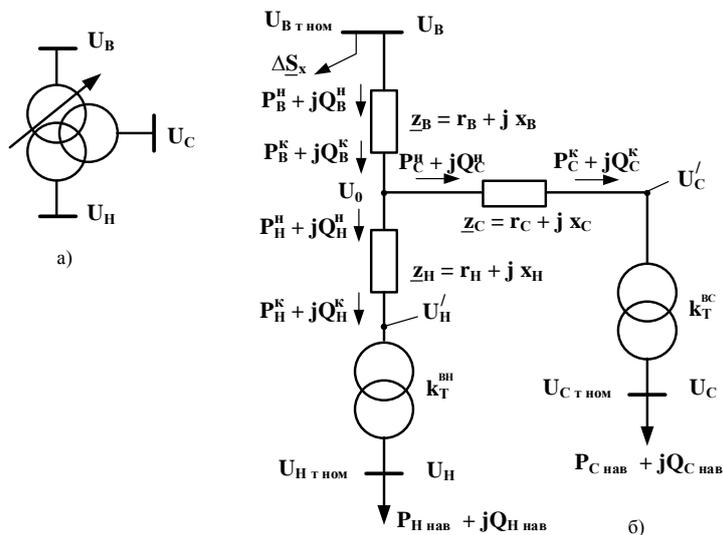


Рисунок 8.9 – Розрахунок відгалуження РПН триобмоткового трансформатора:  
а – однолінійна схема; б – розрахункова схема

Як у двообмоткових трансформаторах, так і в триобмоткових регулювання напруги на стороні НН у процесі експлуатації здійснює автоматика або оператор за фактом зміни напруги  $U_H$ . Цікавим є розрахунок відгалужень РПН на ПС проектованої мережі з точки зору достатності діапазону регулювання РПН.

Схема заміщення триобмоткового трансформатора (див. п. 3.2.2) включає трипроменеву зірку опорів обмоток ( $\underline{z}_B, \underline{z}_C, \underline{z}_H$ ) і два ідеальні трансформатори з коефіцієнтами трансформації  $k_T^{BH}$  між обмотками ВН-НН та  $k_T^{BC}$  між обмотками ВН-СН. Регулювання напруги під навантаженням на стороні НН здійснюватиметься за рахунок зміни  $k_T^{BH}$ , дійсне значення якого визначається за виразом аналогічним формулою (8.9) для двообмоткового трансформатора:

$$k_T^{BH} = \frac{U_{B \text{ Т ном}} \left( 1 + n'_{\text{від}} \cdot \frac{\Delta U_{\text{рег}}[\%]}{100} \right)}{U_{H \text{ Т ном}}} \quad (8.17)$$

Формули для визначення розрахункового відгалуження (8.10) та дійсної напруги на стороні НН (8.11) практично не змінюються:

$$n'_{\text{від}} = \left( \frac{U'_H \cdot U_{H \text{ Т ном}}}{U_{H \text{ баж}} \cdot U_{B \text{ Т ном}}} - 1 \right) \cdot \frac{100}{\Delta U_{\text{рег}}[\%]} \quad (8.18)$$

$$U_H = U'_H / k_T^{BH}. \quad (8.19)$$

Формула для розрахунку відгалужень без урахування втрат напруги у трансформаторі ( $U'_H = U_B$ ) набуде вигляду:

$$n'_{\text{від}} \approx \left( \frac{U_B \cdot U_{H \text{ Т ном}}}{U_{H \text{ баж}} \cdot U_{B \text{ Т ном}}} - 1 \right) \cdot \frac{100}{\Delta U_{\text{рег}}[\%]}. \quad (8.20)$$

Відмінності схеми заміщення виявляються в розрахунку напруги на стороні НН наведеного до сторони ВН  $U'_H$ , оскільки потрібно враховувати втрати напруги у двох променях схеми заміщення (рис. 8.9) –  $\Delta U_B$  і  $\Delta U_H$ . Розрахунок проводиться у такому порядку.

Визначаємо потужності на початку гілок схеми заміщення. За потужностями наприкінці обмоток НН  $\underline{S}_H^K = \underline{S}_{H \text{ нав}}$  і СН  $\underline{S}_C^K = \underline{S}_{C \text{ нав}}$  розраховуються втрати потужності у цих обмотках:

$$\Delta P_H + j \Delta Q_H = \frac{(P_H^K)^2 + (Q_H^K)^2}{U_{B \text{ Т ном}}^2} \cdot (r_H + jx_H); \quad \Delta P_C + j \Delta Q_C = \frac{(P_C^K)^2 + (Q_C^K)^2}{U_{B \text{ Т ном}}^2} \cdot (r_C + jx_C).$$

Потужності на початку обмоток НН і СН будуть рівними:

$$P_H^H + jQ_H^H = P_H^K + jQ_H^K + \Delta P_H + j \Delta Q_H; \quad P_C^H + jQ_C^H = P_C^K + jQ_C^K + \Delta P_C + j \Delta Q_C.$$

Потужність наприкінці обмотки ВН визначається за I законом Кірхгофа:

$$P_B^K + jQ_B^K = P_H^H + jQ_H^H + P_C^H + jQ_C^H.$$

Визначаються втрати потужності в обмотці вищої напруги:

$$\Delta P_B + j \Delta Q_B = \frac{(P_B^K)^2 + (Q_B^K)^2}{U_{B \text{ Т ном}}^2} \cdot (r_B + jx_B)$$

і обчислюється потужність на її початку:

$$P_B^H + jQ_B^H = P_B^K + jQ_B^K + \Delta P_B + j \Delta Q_B.$$

Знаходимо наведені до сторони ВН напруги з боку НН  $U'_H$  та з боку СН  $U'_C$ . За напругою та потужністю на початку обмотки ВН розраховуємо втрату напруги в обмотці ВН та напругу в нульовій точці зірки:

$$\Delta U_B = \frac{P_B^H \cdot r_B + Q_B^H \cdot x_B}{U_B}; \quad U_0 = U_B - \Delta U_B.$$

Розраховуються втрати напруги та приведені до сторони ВН напруги в обмотках НН і СН:

$$\Delta U_H = \frac{P_H^H \cdot r_H + Q_H^H \cdot x_H}{U_0}; \quad U'_H = U_0 - \Delta U_H;$$

$$\Delta U_C = \frac{P_C^H \cdot r_C + Q_C^H \cdot x_C}{U_0}; \quad U'_C = U_0 - \Delta U_C.$$

Значення  $U'_H$  потрібно для розрахунків за формулами (8.18), (8.19). Значення  $U'_C$  може знадобитися для оцінки відгалуження пристрою ПБЗ на стороні СН.

Уточнення розрахунку опорів (3.42) залежно від номера відгалуження РПН має проводитись у схемі кожної обмотки аналогічно (8.15):

$$x_B^{[n]} = \frac{(u_K^B)^{[n]} \%}{100} \cdot \frac{(U_{T \text{ ном}}^{[n]})^2}{S_{T \text{ ном}}}; \quad x_H^{[n]} = \frac{(u_K^H)^{[n]} \%}{100} \cdot \frac{(U_{T \text{ ном}}^{[n]})^2}{S_{T \text{ ном}}}; \quad x_C^{[n]} = \frac{(u_K^C)^{[n]} \%}{100} \cdot \frac{(U_{T \text{ ном}}^{[n]})^2}{S_{T \text{ ном}}}. \quad (8.21)$$

У формулі (8.21) величина  $U_{T \text{ ном}}^{[n]}$  обирається за (8.16). Напруги короткого замикання – за формулами (3.41) з урахуванням їхньої зміни міжфазних значень (табл. 6.1):

$$\begin{cases} (u_K^B)^{[n]} = \frac{(u_K^{BC})^{[n]} + (u_K^{BH})^{[n]} - (u_K^{CH})^{[n]}}{2}; \\ (u_K^C)^{[n]} = \frac{(u_K^{BC})^{[n]} + (u_K^{CH})^{[n]} - (u_K^{BH})^{[n]}}{2}; \\ (u_K^H)^{[n]} = \frac{(u_K^{BH})^{[n]} + (u_K^{CH})^{[n]} - (u_K^{BC})^{[n]}}{2}. \end{cases} \quad (8.22)$$

Вибір відгалужень ПБЗ. При оцінці достатності діапазону регулювання РПН триобмоткових трансформаторів необхідно враховувати вплив регулювання під навантаженням на напругу з боку СН. Для трансформаторів 110/35/10(6) кВ зустрічне регулювання напруги застосовуються лише на шинах НН.

Величина бажаної напруги на шинах СН  $U_{C \text{ баж}}$  обирається незалежно від режиму навантаження. Для зниження втрат потужності та електроенергії в елементах мережі доцільно у будь-якому режимі навантажень підтримувати максимально допустимий рівень напруги. Його величина визначається величиною номінальної напруги обладнання (в основному трансформаторами), яке встановлено у мережі середньої напруги. Згідно з ПУЕ на обмотки вищої напруги трансформаторів допустимо тривалий час подавати напругу на 5 % вище за їх номінальну напругу. Оскільки трансформатори, які живляться від мережі середньої напруги, мають різну величину номінальної напруги, то величина допустимої напруги на шинах СН розраховується так:

$$U_{C \text{ доп}} = 1,05 \cdot U_{B \text{ ном}}^{\min}, \quad (8.23)$$

де  $U_{B \text{ ном}}^{\min}$  – найменша номінальна напруга на стороні ВН трансформаторів, підключених до мережі СН.

Дійсна напруга на стороні СН триобмоткового трансформатора визначається аналогічно напрузі на стороні НН (8.19):

$$U_C = U'_C / k_T^{\text{BC}}, \quad (8.24)$$

де  $k_T^{\text{BC}}$  – дійсний коефіцієнт трансформації між обмотками ВН-СН, який враховує зміну витків обмотки ВН пристроєм РПН та зміну витків обмотки СН пристроєм ПБЗ:

$$k_T^{\text{BC}} = \frac{U_{B \text{ Т ном}} \cdot \left( 1 + n_{\text{від}}^{\text{РПН}} \cdot \frac{\Delta U_{\text{рег}}^{\text{РПН}} [\%]}{100} \right)}{U_{C \text{ Т ном}} \cdot \left( 1 + n_{\text{від}}^{\text{ПБЗ}} \cdot \frac{\Delta U_{\text{рег}}^{\text{ПБЗ}} [\%]}{100} \right)}. \quad (8.25)$$

На трансформаторах 110/35/10(6) кВ на боці СН використовується пристрій ПБЗ із п'ятьма відгалуженнями. Діапазон регулювання  $\Delta U_{\text{ПБЗ}} = \pm 2 \times 2,5\% = \pm 5\%$ . Крок регулювання складає  $\Delta U_{\text{рег}}^{\text{ПБЗ}} [\%] = 2,5$ ; номери відгалужень можуть приймати значення  $n_{\text{від}}^{\text{ПБЗ}} = 0, (+1, +2), (-1, -2)$ .

Під час оцінки діапазону регулювання РПН вибір відгалужень ПБЗ на стороні СН є супутнім завданням. Спочатку розраховується пристрій РПН на

шинах НН. Розрахунок виконується аналогічно до розрахунку пристрою РПН двообмоткового трансформатора з відмінностями, зазначеними вище, для характерних режимів – найбільших навантажень, найменших навантажень, найважчого післяаварійного. В результаті розрахунку за кожним режимом визначається відгалуження РПН  $n_{\text{Від}}^{\text{РПН}}$  та приведені до сторони ВН напруги в обмотках НН  $U'_H$  і СН  $U'_C$ .

Далі виконується розрахунок відгалужень пристрою ПБЗ. Для забезпечення максимального рівня напруги на шинах СН треба зробити мінімальним коефіцієнт трансформації  $k_T^{\text{BC}}$ , що досягається вибором крайнього позитивного відгалуження  $n_{\text{Від}}^{\text{ПБЗ}} = +2$  ( $\Delta U_{\text{ПБЗ}} = +5\%$ ). При цьому формула (8.25), де значення відгалужень РПН  $n_{\text{Від}}^{\text{РПН}}$  для розглянутих режимів обрані раніше, матиме вигляд:

$$k_{T \min}^{\text{BC}} = \frac{U_{B \text{ T ном}} \cdot \left(1 + n_{\text{Від}}^{\text{РПН}} \cdot \frac{\Delta U_{\text{рег}}^{\text{РПН}} [\%]}{100}\right)}{U_{C \text{ T ном}} \cdot \left(1 + 2 \cdot \frac{2,5}{100}\right)}, \quad (8.26)$$

а найбільша напруга на шинах СН для кожного режиму:

$$U_{C \max} = U'_C / k_{T \min}^{\text{BC}}. \quad (8.27)$$

Вибір крайнього позитивного відгалуження  $n_{\text{Від}}^{\text{ПБЗ}} = +2$  можливий у разі, якщо у всіх експлуатаційних режимах найбільше напруга на шинах СН вбирається у допустиме значення (8.23):

$$U_{C \max} \leq U_{C \text{ доп}}. \quad (8.28)$$

Умова (8.28) може бути визначальною як у режимі найменших навантажень, коли слід очікувати найбільших значень напруги на шинах ВН  $U_B$  і найменших втрат напруги в обмотках трансформатора, так і в інших режимах, насамперед у режимі найбільших навантажень, коли згідно (8.25)  $k_T^{\text{BC}}$  зменшується за рахунок дії пристрою РПН.

Для перевірки умови (8.28) для кожного з характерних режимів розраховуємо за формулою (8.26) мінімальні коефіцієнти трансформації між високою та середньою напругою  $k_{T \min}^{BC}$  та за формулою (8.27) визначаємо найбільшу напругу на шинах СН. Якщо умова (8.28) виконується в усіх режимах, що розглядаються, то пристрій ПБЗ залишається в крайньому положенні  $n_{\text{від}}^{\text{ПБЗ}} = +2$ .

У разі невиконання умови (8.28) слід зробити розрахунок відгалуження пристрою ПБЗ, що забезпечує зниження напруги на шинах СН до допустимого рівня в режимі, що розглядається. З цією метою із формули (8.24) для відомого з розрахунку відгалуження РПН значення  $U'_C$  та допустимого значення  $U_C = U_{C \text{ доп}}$  знаходимо допустиме значення  $k_{T \text{ доп}}^{BC}$ :

$$k_{T \text{ доп}}^{BC} = U'_C / U_{C \text{ доп}}. \quad (8.29)$$

З формули (8.25) можна отримати вираз визначення розрахункового значення відгалуження ПБЗ на стороні СН для значення  $k_{T \text{ доп}}^{BC}$ , отриманого в (8.29):

$$(n_{\text{від}}^{\text{ПБЗ}})' = \left[ \frac{U_{B \text{ T ном}} \cdot \left( 1 + n_{\text{від}}^{\text{РПН}} \cdot \frac{\Delta U_{\text{рег}}^{\text{РПН}} [\%]}{100} \right)}{U_{C \text{ T ном}} \cdot k_{T \text{ доп}}^{BC}} - 1 \right] \cdot \frac{100}{\Delta U_{\text{рег}}^{\text{ПБЗ}} [\%]}. \quad (8.30)$$

Розрахункове значення відгалуження округляємо до цілого у бік зменшення  $\left[ n_{\text{від}}^{\text{ПБЗ}} \leq (n_{\text{від}}^{\text{ПБЗ}})' \right]$ , що відповідає збільшенню коефіцієнта трансформації ( $k_T^{BC} \geq k_{T \text{ доп}}^{BC}$ ).

Дійсна напруга на стороні СН триобмоткового трансформатора визначається за формулою (8.24).

Число режимів, що розглядаються, можна скоротити, враховуючи можливість сезонного регулювання напруги пристроєм ПБЗ.

**Приклад розв'язання задачі визначення достатності діапазонів регулювання РПН та вибору відгалуження ПБЗ триобмоткового трансформатора ПС 110 кВ.**

Завдання. Визначити достатність діапазону регулювання РПН триобмоткового трансформатора на ПС 110 кВ у режимах найбільших навантажень (нб), найменших навантажень (нм) та у найважчому післяаварійному режимі при найбільших навантаженнях (а). Зробити вибір відгалуження ПБЗ за СН. На ПС встановлені два трансформатори типу ТДТН-10000/110/35/10. Напруги на шинах ВН:  $U_B^{нб} = 104$  кВ;  $U_B^{нм} = 121$  кВ;  $U_B^a = 95$  кВ. Навантаження на стороні НН:  $\underline{S}_H^{нб} = 4,0 + j2,0$  МВ · А;  $\underline{S}_H^{нм} = 1,6 + j0,8$  МВ · А, на стороні СН:  $\underline{S}_C^{нб} = 8,0 + j3,0$  МВ · А;  $\underline{S}_C^{нм} = 3,2 + j1,2$  МВ · А. Найменша номінальна напруга трансформаторів, встановлених у мережі СН на стороні ВН—  $U_{В\text{НОМ}}^{\min} = 35$  кВ.

Паспортні дані трансформатора ТДТН-10000/110:

$$S_{Т\text{НОМ}} = 10 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$U_{В\text{ТНОМ}} = 115 \text{ кВ}; U_{С\text{ТНОМ}} = 38,5 \text{ кВ}; U_{Н\text{ТНОМ}} = 11 \text{ кВ};$$

$$\Delta P_K = 76 \text{ кВт}; \Delta P_x = 17 \text{ кВт}; I_x = 1,1\%$$

$$u_K^{BC} = 10,5\%; u_K^{BH} = 17,0\%; u_K^{CH} = 6,0\%;$$

РПН:  $\pm 9 \times 1,78\%$  в нейтралі ВН; ПБЗ:  $\pm 2 \times 2,5\%$  на стороні СН.

З табл. 8.1 приймаємо:

$$(u_K^{BC})^{[-9]} = 9,99\%; (u_K^{BH})^{[-9]} = 16,66\%;$$

$$(u_K^{BC})^{[9]} = 12,69\%; (u_K^{BH})^{[9]} = 19,50\%.$$

Схему заміщення еквівалентного трансформатора підстанції для розрахунку відгалужень РПН та ПБЗ наведено на рис. 8.10.

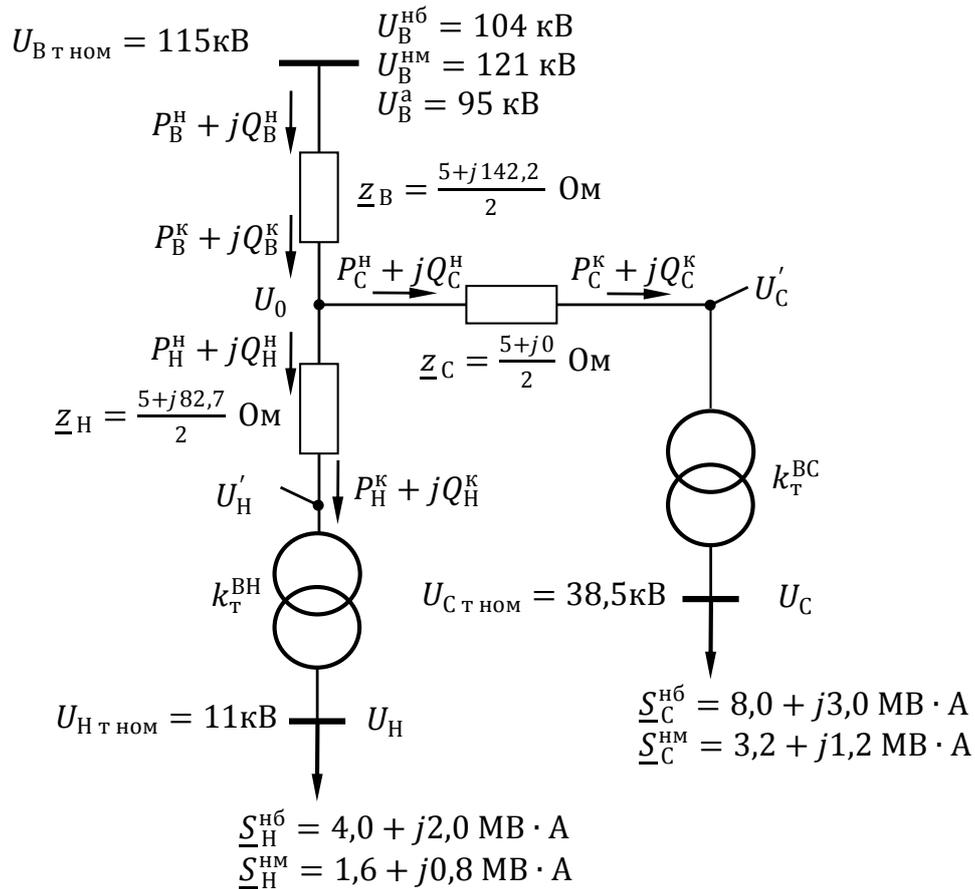


Рисунок 8.10 – Схема заміщення для розрахунку відгалужень РПН та ПБЗ

Визначаємо активні опори трансформатора (3.39) (3.40):

$$r_T^{BC} = \frac{\Delta P_K^{B-C} \cdot U_{T HOM}^2}{S_{T HOM}^2} = \frac{76 \cdot 10^{-3} \cdot 115^2}{10^2} = 10,05 \text{ Ом};$$

$$r_B = r_C = r_H = \frac{r_T^{BC}}{2} = 5,25 \text{ Ом}.$$

Реактивні опори трансформатора (3.41) (3.42):

$$u_K^B = \frac{u_K^{BC} + u_K^{BH} - u_K^{CH}}{2} = \frac{10,5 + 17,0 - 6,0}{2} = 10,75\%; \quad x_B = \frac{u_K^{B\%}}{100} \cdot \frac{U_{T HOM}^2}{S_{T HOM}} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{115^2}{10} = 142,17 \text{ Ом}.$$

$$u_K^C = \frac{u_K^{BC} + u_K^{CH} - u_K^{BH}}{2} = \frac{10,5 + 6,0 - 17,0}{2} = -0,25; \quad x_C = \frac{u_K^{C\%}}{100} \cdot \frac{U_{T HOM}^2}{S_{T HOM}} = \frac{-0,25}{100} \cdot \frac{115^2}{10} = -3,3 \text{ Ом}.$$

$$u_K^H = \frac{u_K^{BH} + u_K^{CH} - u_K^{BC}}{2} = \frac{17,0 + 6,0 - 10,5}{2} = 6,25; \quad x_H = \frac{u_K^{H\%}}{100} \cdot \frac{U_{T HOM}^2}{S_{T HOM}} = \frac{6,25}{100} \cdot \frac{115^2}{10} = 82,65 \text{ Ом}.$$

Бажаний рівень напруги на шинах НН залежно від режиму навантаження визначаємо за формулою (8.7):

$$U_{\text{Н баж}} = \left(1 + \frac{V\%}{100}\right) \cdot U_{\text{ном}}.$$

Для режимів найбільших та найменших навантажень бажана напруга

$$U_{\text{Н баж}}^{\text{нб}} = \left(1 + \frac{5\%}{100}\right) \cdot 10 = 10,5 \text{ кВ}; \quad U_{\text{Н баж}}^{\text{нм}} = \left(1 + \frac{0\%}{100}\right) \cdot 10 = 10,0 \text{ кВ}.$$

Розраховуємо відгалуження РПН без урахування втрат напруги в обмотках трансформаторів (8.20) для найменших навантажень:

$$n'_{\text{від}}^{\text{нм}} \approx \left( \frac{U_{\text{В}}^{\text{нм}} \cdot U_{2\text{Т ном}}}{U_{\text{Н баж}}^{\text{нм}} \cdot U_{1\text{Т ном}}} - 1 \right) \cdot \frac{100}{\Delta U_{\text{рег}} [\%]} = \left( \frac{121 \cdot 11}{10,0 \cdot 115} - 1 \right) \cdot \frac{100}{1,78} = 8,8.$$

Округлюємо розрахункове значення  $n'_{\text{від}}^{\text{нм}}$  до найближчого стандартного у бік збільшення номера відгалуження –  $n'_{\text{від}}^{\text{нм}} = 9$ . Верхній діапазон регулювання достатній. Уточнення розрахунку не потрібно, оскільки спрощена формула (8.20) дає запас похибки.

Розраховуємо відгалуження РПН для режимів найбільших і післяаварійних навантажень при найбільших навантаженнях з урахуванням втрат напруги в обмотках паралельно працюючих трансформаторів, але без урахування зміни опору обмоток при роботі пристрою РПН.

Розраховуємо напруги приведені до сторони ВН з боку НН  $U'_{\text{Н}}$  і з боку СН  $U'_{\text{С}}$  (рис. 8.10).

Визначаємо потужності на початку гілок схеми заміщення. За потужностями наприкінці обмоток НН ( $\underline{S}_{\text{Н}}^{\text{к}} = \underline{S}_{\text{Н}}^{\text{нб}} = 4,0 + j2,0 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ ) і СН ( $\underline{S}_{\text{С}}^{\text{к}} = \underline{S}_{\text{С}}^{\text{нб}} = 8,0 + j3,0 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ ) розраховуємо втрати потужності у цих обмотках:

$$\begin{aligned} \Delta P_{\text{Н}} + j \Delta Q_{\text{Н}} &= \frac{(P_{\text{Н}}^{\text{к}})^2 + (Q_{\text{Н}}^{\text{к}})^2}{U_{\text{ВТ ном}}^2} \cdot (r_{\text{Н}} + jx_{\text{Н}}) = \frac{4^2 + 2^2}{115^2} \cdot \left( \frac{5 + j82,7}{2} \right) = \\ &= 0,003 + j0,125 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \end{aligned}$$

$$\Delta P_{\text{С}} + j \Delta Q_{\text{С}} = \frac{(P_{\text{С}}^{\text{к}})^2 + (Q_{\text{С}}^{\text{к}})^2}{U_{\text{ВТ ном}}^2} \cdot (r_{\text{С}} + jx_{\text{С}}) = \frac{8^2 + 3^2}{115^2} \cdot \left( \frac{5 + j0}{2} \right) = 0,014 \text{ МВт}.$$

Потужності на початку обмоток НН і СН будуть рівними між собою:

$$P_H^H + jQ_H^H = P_H^K + jQ_H^K + \Delta P_H + j \Delta Q_H =$$

$$= 4 + j2 + 0,003 + j0,125 = 4,003 + j2,125 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$P_C^H + jQ_C^H = P_C^K + jQ_C^K + \Delta P_C + j \Delta Q_C = 8 + j3 + 0,014 = 8,014 + j3 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Потужність наприкінці обмотки ВН визначається за I законом Кірхгофа:

$$P_B^K + jQ_B^K = P_H^H + jQ_H^H + P_C^H + jQ_C^H =$$

$$= 4,003 + j2,125 + 8,014 + j3 = 12,02 + j5,13 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Визначаємо втрати потужності в обмотці вищої напруги:

$$\Delta P_B + j \Delta Q_B = \frac{(P_B^K)^2 + (Q_B^K)^2}{U_{B \text{ Т НОМ}}^2} \cdot (r_B + jx_B) =$$

$$= \frac{12,02^2 + 5,13^2}{115^2} \cdot \left( \frac{5 + j142,2}{2} \right) = 0,03 + j0,92 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

і обчислюємо потужність на її початку:

$$P_B^H + jQ_B^H = P_B^K + jQ_B^K + \Delta P_B + j \Delta Q_B =$$

$$= 12,02 + j5,13 + 0,03 + j0,92 = 12,05 + j6,05 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Знаходимо наведені до сторони ВН напруги з боку НН  $U_H'$  і з боку СН  $U_C'$  в режимах найбільших навантажень (нб) і післяаварійному при найбільших навантаженнях (а). За напругою та потужністю на початку обмотки ВН розраховуємо втрату напруги в обмотці ВН та напругу в нульовій точці зірки:

$$\Delta U_B^{\text{нб}} = \frac{(P_B^H)^{\text{нб}} \cdot r_B + (Q_B^H)^{\text{нб}} \cdot x_B}{U_B^{\text{нб}}} = \frac{12,05 \cdot 5 + 6,05 \cdot 142,2}{2 \cdot 104} = 4,43 \text{ кВ};$$

$$U_0^{\text{нб}} = U_B^{\text{нб}} - \Delta U_B^{\text{нб}} = 104 - 4,43 = 95,57 \text{ кВ}.$$

$$\Delta U_B^{\text{а}} = \frac{(P_B^H)^{\text{а}} \cdot r_B + (Q_B^H)^{\text{а}} \cdot x_B}{U_B^{\text{а}}} = \frac{12,05 \cdot 5 + 6,05 \cdot 142,2}{2 \cdot 95} = 4,85 \text{ кВ};$$

$$U_0^{\text{а}} = U_B^{\text{а}} - \Delta U_B^{\text{а}} = 95 - 4,85 = 90,15 \text{ кВ}.$$

Розраховуються втрати напруги та приведені до сторони ВН напруги в обмотках НН та СН:

$$\Delta U_H^{\text{нб}} = \frac{(P_H^H)^{\text{нб}} \cdot r_H + (Q_H^H)^{\text{нб}} \cdot x_H}{U_0^{\text{нб}}} = \frac{4 \cdot 5 + 2,13 \cdot 82,7}{2 \cdot 95,57} = 1,03 \text{ кВ};$$

$$U_H'^{\text{нб}} = 95,57 - 1,03 = 94,54 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_H^{\text{а}} = \frac{(P_H^H)^{\text{а}} \cdot r_H + (Q_H^H)^{\text{а}} \cdot x_H}{U_0^{\text{а}}} = \frac{4 \cdot 5 + 2,13 \cdot 82,7}{2 \cdot 90,15} = 1,09 \text{ кВ};$$

$$U_H'^{\text{а}} = 90,15 - 1,09 = 89,06 \text{ кВ}.$$

$$\Delta U_C^{\text{нб}} = \frac{(P_C^{\text{нб}}) \cdot r_C + (Q_C^{\text{нб}}) \cdot x_C}{U_0^{\text{нб}}} = \frac{8,01 \cdot 5}{2 \cdot 95,57} = 0,21 \text{ кВ};$$

$$U_C^{\text{нб}} = 95,57 - 0,21 = 95,36 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_C^{\text{а}} = \frac{(P_C^{\text{а}}) \cdot r_C + (Q_C^{\text{а}}) \cdot x_C}{U_0^{\text{а}}} = \frac{8,01 \cdot 5}{2 \cdot 90,15} = 0,22 \text{ кВ};$$

$$U_C^{\text{а}} = 90,15 - 0,22 = 89,93 \text{ кВ}.$$

Знаходимо розрахункове значення відгалужень РПН (8.18):

$$n'_{\text{вїд}}^{\text{нб}} = \left( \frac{U_H^{\text{нб}} \cdot U_{\text{нТ ном}}}{U_{\text{н баж}} \cdot U_{\text{вТ ном}}} - 1 \right) \cdot \frac{100}{\Delta U_{\text{рег}}[\%]} = \left( \frac{94,54 \cdot 11}{10,5 \cdot 115} - 1 \right) \cdot \frac{100}{1,78} = -7,8;$$

$$n'_{\text{вїд}}^{\text{а}} = \left( \frac{U_H^{\text{а}} \cdot U_{\text{нТ ном}}}{U_{\text{н баж}} \cdot U_{\text{вТ ном}}} - 1 \right) \cdot \frac{100}{\Delta U_{\text{рег}}[\%]} = \left( \frac{89,06 \cdot 11}{10,5 \cdot 115} - 1 \right) \cdot \frac{100}{1,78} = -10,6.$$

Округлюємо розрахункове значення  $n'_{\text{вїд}}^{\text{нб}}$  до найближчого стандартного у бік збільшення абсолютного значення номера відгалуження:  $n_{\text{вїд}}^{\text{нб}} = -8$ . У нормальному режимі максимальних навантажень нижній діапазон регулювання достатній. Уточнення розрахунку не потрібно, оскільки похибка, викликана відсутністю обліку зміни опору обмоток, йде в запас.

У післяаварійному режимі при найбільших навантаженнях РПН не забезпечує на шинах НН бажаної напруги  $U_{\text{н баж}}^{\text{нб}} = 10,5$  кВ, оскільки значення розрахункового відгалуження ( $n'_{\text{вїд}}^{\text{а}} = -10,6$ ) виходить за межі діапазону його регулювання ( $\pm 9$ ). Але так як у цьому режимі допускається зниження напруги до  $U_{\text{н}}^{\text{а}} = 10$  кВ, перевіримо достатність діапазону регулювання загалом.

Приймаємо граничне значення  $n_{\text{вїд}}^{\text{а}} = -9$ . Дійсний коефіцієнт трансформації (8.17) при цьому дорівнюватиме

$$k_{\text{Т}}^{\text{ВН}} = \frac{U_{\text{вТ ном}} \cdot \left( 1 + n_{\text{вїд}}^{\text{РПН}} \cdot \frac{\Delta U_{\text{рег}}[\%]}{100} \right)}{U_{\text{нТ ном}}} = \frac{115 \cdot \left[ 1 + (-9) \cdot \frac{1,78}{100} \right]}{11} = 8,78.$$

Дійсна напруга на низькій стороні трансформатора (8.19):

$$U_{\text{н}}^{\text{а}} = \frac{U_{\text{н}}^{\text{а}}}{k_{\text{Т}}^{\text{ВН}}} = \frac{89,06}{8,78} = 10,14 > 10 \text{ кВ}.$$

Розрахунок, що не враховує опору трансформатора, показує, що нижній діапазон регулювання РПН достатній. Уточнення розрахунку не потрібно,

оскільки похибка, викликана відсутністю обліку зміни опору обмоток, йде в запас.

Якби розрахунок, що не враховує опору трансформатора, дав негативний результат, то його можна було б уточнити після перерахунку опорів обмоток трансформатора за формулами (8.21), (8.22) для  $n = -9$ . Приклад обліку зміни опорів трансформаторів наведено для двообмоткового трансформатора.

Вибір відгалужень пристрою ПБЗ. Допустима напруга на шинах СН (8.23):

$$U_{C \text{ доп}} = 1,05 \cdot U_{B \text{ ном}}^{\min} = 1,05 \cdot 35 = 36,75 \text{ кВ.}$$

За умовою (8.28)  $U_{C \text{ max}} \leq U_{C \text{ доп}}$  – перевіряємо можливість використання найменшого коефіцієнта трансформації, який визначаємо за формулою (8.26) для режимів, що розглядаються:

– режим найменших навантажень:

$$(k_{T \text{ min}}^{\text{BC}})^{[9]} = \frac{U_{B \text{ T ном}} \cdot \left[ 1 + (n_{\text{від}}^{\text{РПН}})^{[9]} \cdot \frac{\Delta U_{\text{рег}}^{\text{РПН}} [\%]}{100} \right]}{U_{C \text{ T ном}} \cdot \left( 1 + 2 \cdot \frac{2,5}{100} \right)} = \frac{115 \cdot \left( 1 + 9 \cdot \frac{1,78}{100} \right)}{38,5 \cdot \left( 1 + 2 \cdot \frac{2,5}{100} \right)} = 3,3;$$

– режим найбільших навантажень:

$$(k_{T \text{ min}}^{\text{BC}})^{[-8]} = \frac{U_{B \text{ T ном}} \cdot \left[ 1 + (n_{\text{від}}^{\text{РПН}})^{[-8]} \cdot \frac{\Delta U_{\text{рег}}^{\text{РПН}} [\%]}{100} \right]}{U_{C \text{ T ном}} \cdot \left( 1 + 2 \cdot \frac{2,5}{100} \right)} = \frac{115 \cdot \left( 1 - 8 \cdot \frac{1,78}{100} \right)}{38,5 \cdot \left( 1 + 2 \cdot \frac{2,5}{100} \right)} = 2,44;$$

– післяаварійний режим:

$$(k_{T \text{ min}}^{\text{BC}})^{[-9]} = \frac{U_{B \text{ T ном}} \cdot \left[ 1 + (n_{\text{від}}^{\text{РПН}})^{[-9]} \cdot \frac{\Delta U_{\text{рег}}^{\text{РПН}} [\%]}{100} \right]}{U_{C \text{ T ном}} \cdot \left( 1 + 2 \cdot \frac{2,5}{100} \right)} = \frac{115 \cdot \left( 1 - 9 \cdot \frac{1,78}{100} \right)}{38,5 \cdot \left( 1 + 2 \cdot \frac{2,5}{100} \right)} = 2,4.$$

Найбільша напруга на боці СН у режимі найменших навантажень при найбільшій напрузі на боці ВН  $U_B^{\text{HM}} = 121 \text{ кВ}$  визначаємо без урахування втрат напруги в обмотках трансформатора ( $U_B^{\text{HM}} = U_C^{\text{HM}}$ ) за формулою (8.27):

$$U_{C \text{ max}}^{\text{HM}} = \frac{U_C^{\text{HM}}}{(k_{T \text{ min}}^{\text{BC}})^{[9]}} = \frac{121}{3,3} = 36,67 < 36,75 \text{ кВ.}$$

Умова (8.28) у режимі найменших навантажень виконується. Похибка розрахунку, спричинена нехтуванням до втрат напруги в обмотках

трансформатора, йде в запас. Для режиму найменших навантажень можна прийняти  $(n_{\text{від}}^{\text{ПБЗ}})^{\text{НМ}} = 9$ .

Найбільшу напругу на стороні СН у нормальному та післяаварійному режимах найбільших навантажень визначаємо за формулою (8.27) з урахуванням втрат напруги в обмотках трансформатора ( $U_{\text{C}}^{\text{Нб}} = 95,36$  кВ;  $U_{\text{C}}^{\text{а}} = 89,93$  кВ):

$$U_{\text{C max}}^{\text{Нб}} = \frac{U_{\text{C}}^{\text{Нб}}}{(k_{\text{T min}}^{\text{BC}})^{[-8]}} = \frac{95,36}{2,44} = 39,08 > 36,75 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{C max}}^{\text{а}} = \frac{U_{\text{C}}^{\text{а}}}{(k_{\text{T min}}^{\text{BC}})^{[-9]}} = \frac{89,93}{2,4} = 37,47 > 36,75 \text{ кВ}.$$

Умова (8.28) у нормальному та післяаварійному режимах найбільших навантажень не виконується. Розрахуємо відгалуження пристрою ПБЗ, що забезпечують зниження напруги на шинах СН до допустимого рівня цих режимах. З цією метою за формулою (8.29) для відомих із розрахунку відгалуження РПН значень  $U_{\text{C}}^{\text{Нб}} = 95,36$  кВ і  $U_{\text{C}}^{\text{а}} = 89,93$  кВ знаходимо допустимі значення коефіцієнтів трансформації:

$$(k_{\text{T доп}}^{\text{BC}})^{\text{Нб}} = \frac{U_{\text{C}}^{\text{Нб}}}{U_{\text{C доп}}} = \frac{95,36}{36,75} = 2,59; \quad (k_{\text{T доп}}^{\text{BC}})^{\text{а}} = \frac{U_{\text{C}}^{\text{а}}}{U_{\text{C доп}}} = \frac{89,93}{36,75} = 2,45.$$

За формулою (8.30) знаходимо розрахункові значення відгалужень ПБЗ на стороні СН для допустимих коефіцієнтів трансформації

$$\begin{aligned} (n_{\text{від}}^{\text{ПБЗ}})^{\text{Нб}} &= \left[ \frac{U_{\text{В Т ном}} \cdot \left( 1 + (n_{\text{від}}^{\text{РПН}})^{[-8]} \cdot \frac{\Delta U_{\text{рег}}^{\text{РПН}} [\%]}{100} \right)}{U_{\text{C Т ном}} \cdot (k_{\text{T доп}}^{\text{BC}})^{\text{Нб}}} - 1 \right] \cdot \frac{100}{\Delta U_{\text{рег}}^{\text{ПБЗ}} [\%]} = \\ &= \left[ \frac{115 \cdot \left( 1 - 8 \cdot \frac{1,78}{100} \right)}{38,5 \cdot 2,59} - 1 \right] \cdot \frac{100}{2,5} = -0,44; \end{aligned}$$

$$(n_{\text{від}}^{\text{ПБЗ}})^{\text{а}} = \left[ \frac{U_{\text{В Т ном}} \cdot \left( 1 + (n_{\text{від}}^{\text{РПН}})^{[-9]} \cdot \frac{\Delta U_{\text{рег}}^{\text{РПН}} [\%]}{100} \right)}{U_{\text{C Т ном}} \cdot k_{\text{T доп}}^{\text{BC}}} - 1 \right] \cdot \frac{100}{\Delta U_{\text{рег}}^{\text{ПБЗ}} [\%]} =$$

$$= \left[ \frac{115 \cdot \left(1 - 9 \cdot \frac{1,78}{100}\right)}{38,5 \cdot 2,45} - 1 \right] \cdot \frac{100}{2,5} = 0,95.$$

Округляємо розрахункові значення відгалужень до цілого у менший бік:

$$(n_{\text{від}}^{\text{ПБЗ}})^{\text{нб}} = -1; \quad (n_{\text{від}}^{\text{ПБЗ}})^{\text{а}} = 0.$$

З отриманих значень відгалужень ПБЗ вибираємо найменше, що забезпечує виконання умови (8.28) у всіх трьох характерних режимах  $n_{\text{від}}^{\text{ПБЗ}} = -1$ . Коефіцієнти трансформації для  $n_{\text{від}}^{\text{ПБЗ}} = -1$  у розглянутих режимах дорівнюватимуть (8.25):

$$(k_{\text{Т}}^{\text{BC}})^{\text{нм}} = \frac{U_{\text{ВТНОМ}} \cdot \left[ 1 + (n_{\text{від}}^{\text{РПН}})^{[9]} \cdot \frac{\Delta U_{\text{рег}}^{\text{РПН}} [\%]}{100} \right]}{U_{\text{СТНОМ}} \cdot \left[ 1 + (n_{\text{від}}^{\text{ПБЗ}})^{[-1]} \cdot \frac{\Delta U_{\text{рег}}^{\text{ПБЗ}} [\%]}{100} \right]} = \frac{115 \cdot \left(1 + 9 \cdot \frac{1,78}{100}\right)}{38,5 \cdot \left(1 - 1 \cdot \frac{2,5}{100}\right)} = 3,55;$$

$$(k_{\text{Т}}^{\text{BC}})^{\text{нб}} = \frac{U_{\text{ВТНОМ}} \cdot \left[ 1 + (n_{\text{від}}^{\text{РПН}})^{-8} \cdot \frac{\Delta U_{\text{рег}}^{\text{РПН}} [\%]}{100} \right]}{U_{\text{СТНОМ}} \cdot \left[ 1 + (n_{\text{від}}^{\text{ПБЗ}})^{[-1]} \cdot \frac{\Delta U_{\text{рег}}^{\text{ПБЗ}} [\%]}{100} \right]} = \frac{115 \cdot \left(1 - 8 \cdot \frac{1,78}{100}\right)}{38,5 \cdot \left(1 - 1 \cdot \frac{2,5}{100}\right)} = 2,63;$$

$$(k_{\text{Т}}^{\text{BC}})^{\text{а}} = \frac{U_{\text{ВТНОМ}} \cdot \left[ 1 + (n_{\text{від}}^{\text{РПН}})^{[-9]} \cdot \frac{\Delta U_{\text{рег}}^{\text{РПН}} [\%]}{100} \right]}{U_{\text{СТНОМ}} \cdot \left[ 1 + (n_{\text{від}}^{\text{ПБЗ}})^{[-1]} \cdot \frac{\Delta U_{\text{рег}}^{\text{ПБЗ}} [\%]}{100} \right]} = \frac{115 \cdot \left(1 - 9 \cdot \frac{1,78}{100}\right)}{38,5 \cdot \left(1 - 1 \cdot \frac{2,5}{100}\right)} = 2,57;$$

Дійову напругу на стороні СН триобмоткового трансформатора визначаємо за формулою (8.24):

$$U_{\text{С}}^{\text{нм}} = \frac{U_{\text{С}}^{\prime \text{нм}}}{(k_{\text{Т}}^{\text{BC}})^{\text{нм}}} = \frac{121}{3,55} = 34,08 < 36,75 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{С}}^{\text{нб}} = \frac{U_{\text{С}}^{\prime \text{нб}}}{(k_{\text{Т}}^{\text{BC}})^{\text{нб}}} = \frac{95,36}{2,63} = 36,26 < 36,75 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{С}}^{\text{а}} = \frac{U_{\text{С}}^{\prime \text{а}}}{(k_{\text{Т}}^{\text{BC}})^{\text{а}}} = \frac{89,93}{2,57} = 34,99 < 36,75 \text{ кВ}.$$

#### 8.4.6. Регулювання напруги за допомогою лінійних регуляторів

Лінійні регулятори (ЛР) призначені для створення в мережі додаткової ЕРС. Ця додаткова ЕРС складається з вектором напруги мережі та змінює його. У такий спосіб виконується регулювання напруги мережі. У довідковій літературі використовують також терміни «лінійні регулювальні трансформатори» та «послідовні регулювальні трансформатори». Відмінність у

назві викликана тим, що перші встановлюють на лініях, а другі послідовно з автотрансформаторами. Принцип дії у них однаковий, раніше застосовувався загальний термін «вольтододаткові трансформатори».

Лінійні регулятори використовуються в мережі, якщо регульовального діапазону пристрою РПН силового трансформатора не вистачає для забезпечення необхідного рівня напруги мережі. Вони також застосовуються при реконструкції мережі, якщо там встановлені трансформатори без РПН.

При реконструкціях існуючих мереж, у яких використовуються трансформатори без РПН, ЛР вмикають послідовно з трансформатором для регулювання напруги на шинах підстанції (рис. 8.11, а). Якщо графік навантаження або інші умови експлуатації лінії, що відходить, якісно відрізняється від графіка решти навантаження підстанції, то ЛР вмикають безпосередньо в лінію (рис. 8.11, б).

Лінійний регульовальний трансформатор складається з живильного 1 і послідовного 2 трансформаторів (рис. 8.11, в). Первинна обмотка 3 живильного трансформатора підключена до обмотки НН силового трансформатора, причому схема підключення може бути різною залежно від виду регулювання. Вторинна обмотка 4 живильного трансформатора містить такий самий пристрій перемикачів під навантаженням 5, як у РПН. Первинна обмотка 6 послідовного трансформатора 2 увімкнена між перемикаючим пристроєм 5 і нульовим виведенням обмотки 4. Вторинна обмотка 7 послідовного трансформатора послідовно з'єднана з обмоткою ВН силового трансформатора. При цьому ЕРС силового трансформатора у кожній фазі, наприклад А ( $\underline{E}_A$ ), сумується з додатковою ЕРС ( $\Delta \underline{E}_A$ ), створюваною вторинною обмоткою 7 послідовного трансформатора 2. Результуюча ЕРС дорівнює

$$\underline{E}_{A\Sigma} = \underline{E}_A + \Delta \underline{E}_A. \quad (8.31)$$

Модуль додаткової ЕРС  $\Delta \underline{E}_A$  (А) визначається пристроєм перемикачів 5 в межах діапазону регулювання останнього. Фаза  $\Delta \underline{E}_A$  (А) визначається

схемою підключення первинної обмотки 3 живильного трансформатора 1 до обмотки НН силового трансформатора, а також його схемою з'єднання.

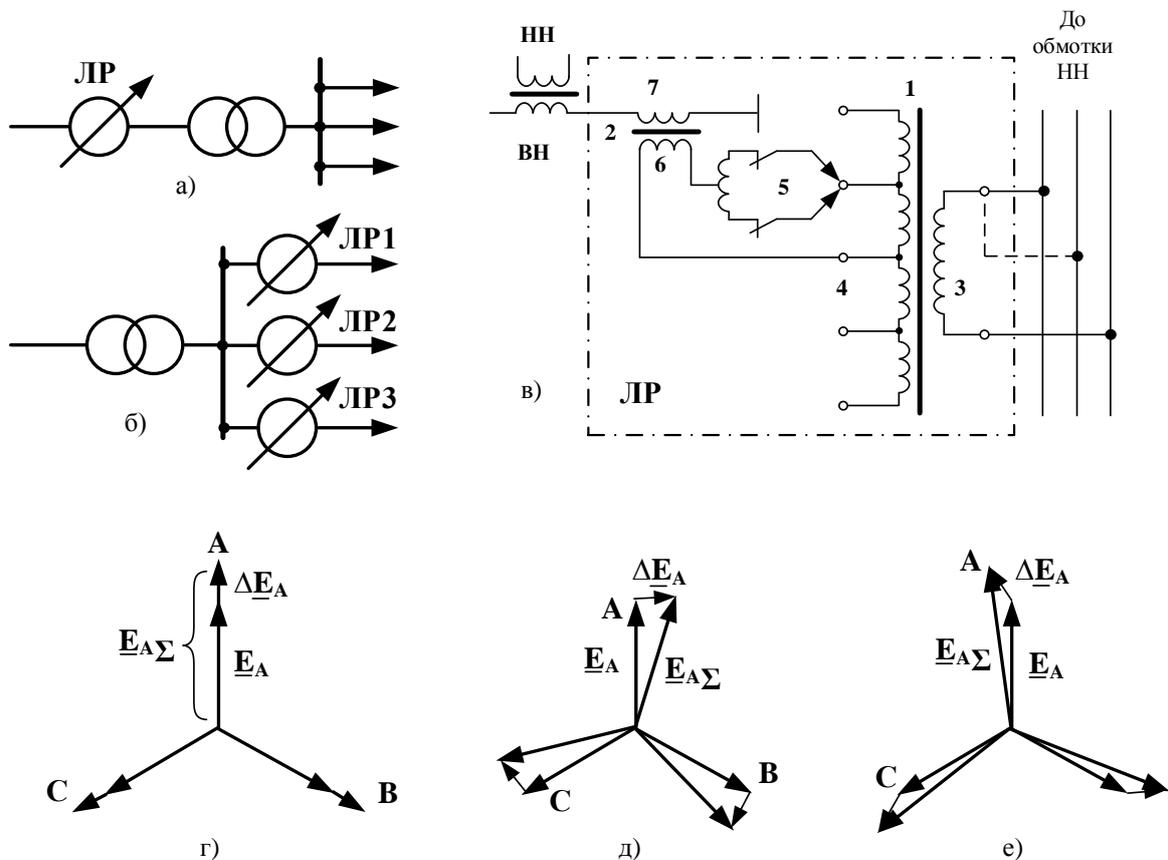


Рисунок 8.11 – Лінійний регулятор: а), б) способи підключення; в) схема обмоток; г) поздовжнє регулювання; д) поперечне регулювання; е) поздовжньо-поперечне регулювання

Схема лінійного регулятора представлена рис. 8.11. Лінійний регулятор складається з двох трансформаторів: живильного трансформатора 1 і послідовного трансформатора 2. Первинна обмотка 3 живильного трансформатора є живильною. Вона може бути увімкнене і на фазу А – 0 та на лінійну напругу (А – В, А – С). Вторинна обмотка 4 живильного трансформатора має такий же перемикаючий пристрій 5 як і трансформатор з РПН. Один кінець первинної обмотки 6 послідовного трансформатора приєднаний до середньої точки вторинної обмотки живильного трансформатора. Інший до перемикаючого пристрою. Вторинна обмотка 7

послідовного трансформатора послідовно з'єднана з обмоткою вищої напруги силового трансформатора. Додаткова ЕРС в обмотці 7 складається з ЕРС силового трансформатора та змінює її.

Регулювання напруги за модулем, коли вектор  $\underline{E}_A$  і  $\Delta\underline{E}_A$  збігаються по фазі, називається *поздовжнім* (рис. 8.11. г). При поздовжньому регулюванні ЛР забезпечує зустрічне регулювання напруги у споживачів.

Регулювання напруги, при якому вектори додаткових ЕРС перпендикулярні векторам ЕРС силового трансформатора, зокрема  $\Delta\underline{E}_A$  і  $\underline{E}_A$  зрушені на  $90^\circ$ , називається *поперечним* (рис. 8.11. д). При поперечному регулюванні змінюється фаза  $\delta$  результуючих ЕРС  $\underline{E}_{A\Sigma}$  відносно  $\underline{E}_A$ . Поперечне регулювання напруги використовують для регулювання перетікання активної потужності в замкнених електричних мережах.

Регулювання напруги за модулем і фазою називається *поздовжньо-поперечним* (рис. 8.11. е).

ЕРС, що створюється лінійним регулятором залежить:

- від величини напруги живлення;
- від фази напруги живлення;
- від коефіцієнта трансформації лінійного регулятора.

Вмикаючи первинну обмотку трансформатора, що живить, в різні фази мережі, можна отримати різні напруги на виході регулятора. У лінійному регуляторі виконується пофазне регулювання. Виконаємо побудову векторних діаграм для фази А.

Коли первинна обмотка включена на фазу  $0 - A$ , то ЕРС обмотки вищої напруги силового трансформатора за допомогою лінійного регулятора регулюється за модулем (рис. 8.12 а). При такому регулюванні додаткова ЕРС лінійного регулятора  $\Delta E$  збігається по фазі з фазною напругою мережі. Таке регулювання називається *поздовжнім*. Коефіцієнт трансформації – дійсна величина.

Якщо обмотка 3 трансформатора, що живить, увімкнена на лінійну напругу  $B - C$ , то результуюча ЕРС обмотки силового трансформатора і

вторинної обмотки 7 послідовного трансформатора змінюється по фазі (рис. 8.12 б). При цьому ЕРС силового трансформатора та додаткова ЕРС виявляються зрушеними на  $90^\circ$ . Таке регулювання називається *поперечним*.

При увімкненні обмотки 3 на фазі А і виконується поздовжньо - *поперечне* регулювання. Вектор додаткової ЕРС спрямований вздовж лінійної напруги. Коефіцієнт трансформації є комплексною величиною. Лінійні регулятори великої потужності виконуються трифазною потужністю 16 – 100 МВ·А з пристроєм РПН  $\pm 15\%$  напругою 6 – 35 кВ. На напрузі 35 – 150 кВ ЛР виконуються потужністю 92 – 240 МВ·А. В мережах 6 – 10 кВ ЛР виконуються у вигляді автотрансформаторів.

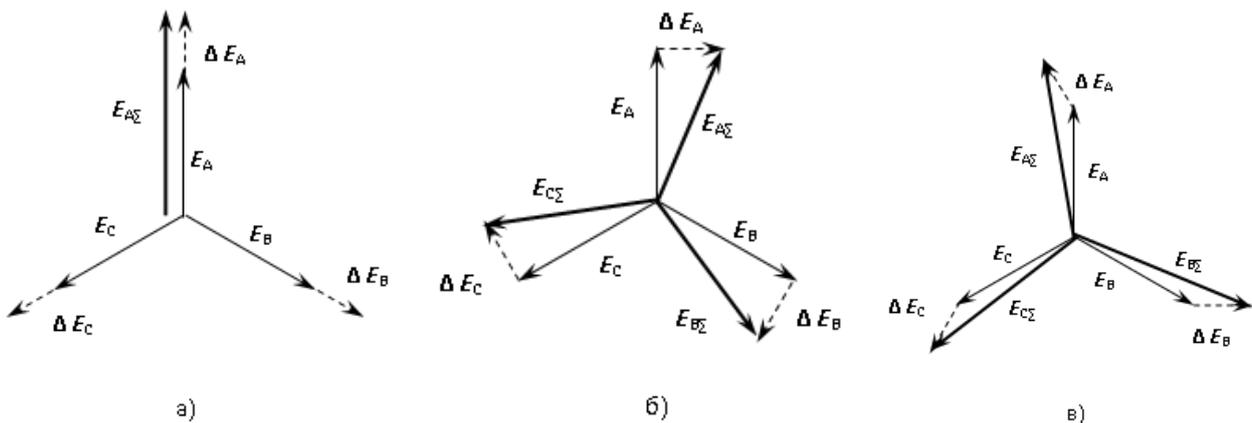


Рисунок 8.12 – Регулювання напруги ЛР: а) за модулем; б) по фазі; в) за модулем та фазою.

Оскільки регулюючі пристрої силового трансформатора та лінійного регулятора увімкнені послідовно, слід з'ясувати розподіл функцій між ними. Вони можуть бути такими:

– силовий трансформатор може здійснювати регулювання напруги по одній із груп ліній. При цьому заощаджується один лінійний регулятор. Але діапазон регулювання лінійного регулятора має бути досить великим, щоб забезпечити необхідний рівень напруги у електроприймачів. Витримки часу

регуляторів силового трансформатора та лінійного регулятора можуть бути однаковими;

– силовий трансформатор виконує стабілізацію напруги на шинах підстанції на середньому рівні. Діапазон регулювання лінійного регулятора може бути знижений. Таке регулювання дозволяє суттєво знизити потужність лінійного регулятора. Регулювання напруги повинно виконуватись у певній послідовності. Так як силовий трансформатор здійснює стабілізацію напруги, а лінійний регулятор – регулювання на ЛЕП, що відходять, то витримка часу лінійного регулятора повинна бути більше, ніж у пристрою РПН силового трансформатора. Це дозволяє зменшити кількість перемикачів у лінійного регулятора усуненням загальних перемикачів за допомогою РПН трансформатора.

#### **8.4.7. Регулювання напруги за допомогою пристроїв поздовжньої компенсації**

Напруга у споживачів залежить від величини втрат напруги у мережі. Втрати напруги залежать від опору мережі. Втрата напруги на ділянці мережі, розрахована при заданій нарузі наприкінці, дорівнює:

$$\Delta U = \frac{P'' \cdot R + Q'' \cdot X}{U''} \quad (8.32)$$

Співвідношення активного та індуктивного опорів у розподільних та живильних мережах змінюються по-різному, це можна бачити з рис. 8.13.

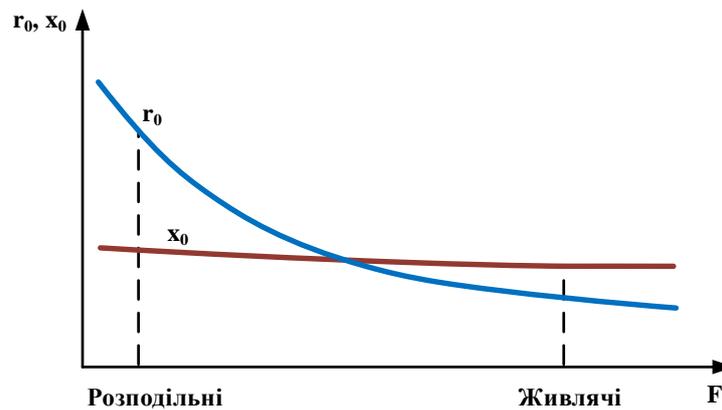


Рисунок 8.13 – Залежність опору мережі від перерізу проводу

У розподільних мережах активний опір більше індуктивного. У втраті напруги основну роль відіграє складова  $P'' \cdot R$ . У мережі живлення індуктивний опір більше активного. Втрата напруги значною мірою визначається реактивним опором ділянки мережі.

Зміну індуктивного опору застосовують для регулювання напруги. Щоб змінити індуктивний опір, необхідно включити батарею конденсаторів у лінію електропередач. Можливість регулювання напруги за допомогою пристрою поздовжньої компенсації покажемо для найпростішої ділянки мережі (рис. 8.14).

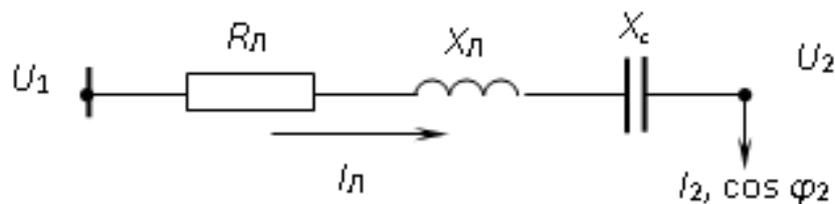


Рисунок 8.14 – Схема увімкнення пристрою поздовжньої компенсації

Втрата напруги на ділянці визначається виразом (8.32). Припустимо, що напруга в кінці ділянки нижче за допустиму:

$$U_2 = U'' = U_1 - \Delta U \leq U_{2 \text{ доп.}}$$

Увімкнемо послідовно до лінії електропередач батарею конденсаторів так, щоб підвищити напругу до допустимої величини  $U_{2 \text{ доп}}$ . Напруга в кінці ланки мережі буде дорівнювати:

$$U_{2 \text{ доп}} = U_1 - \frac{P'' \cdot R + Q'' \cdot (X - X_c)}{U_{2 \text{ доп}}},$$

де  $X_c$  – опір батареї конденсаторів.

Запишемо цей вираз через струм, що протікає у лінії електропередач:

$$\begin{aligned} \underline{U}_{2 \text{ доп}} &= \underline{U}_1 - \sqrt{3} \cdot \underline{I}_l \cdot (R_l + jX_l - jX_c) = \\ &= \underline{U}_1 - \sqrt{3} \cdot \underline{I}_l \cdot R_l - j\sqrt{3} \cdot \underline{I}_l \cdot X_l + j\sqrt{3} \cdot \underline{I}_l \cdot X_c. \end{aligned} \quad (8.33)$$

Використовуємо отриманий вираз для побудови векторної діаграми регулювання напруги за допомогою пристрою поздовжньої компенсації (рис. 8.15).

З початку координат по дійсній осі відкладемо вектор напруги  $U_1$ . Отримаємо точку а. Під кутом  $\varphi_2$  до нього відкладемо струм на ділянці  $I_l$ . Вектор падіння напруги в активному опорі паралельно лінії струму відкладемо від кінця вектора напруги  $U_1$  з урахуванням знаку у виразі (8.33). Отримаємо точку b. З точки b перпендикулярно до лінії струму відкладемо вектор падіння напруги в індуктивному опорі ЛЕП з урахуванням знаку у виразі (8.33). Отримаємо точку c. З'єднаємо початок координат із точкою c. Отриманий вектор – це вектор напруги наприкінці ділянки. Його величина менше допустимого значення напруги  $U_{2 \text{ доп}}$ . З точки c перпендикулярно лінії струму відкладемо вектор падіння напруги в опорі батареї конденсаторів з урахуванням знаку у виразі (8.33). Отримаємо точку d. З'єднавши точку d з початком координат, отримаємо вектор напруги в кінці ділянки  $U_{2 \text{ доп}}$ . Його величина задовольняє вимогам.

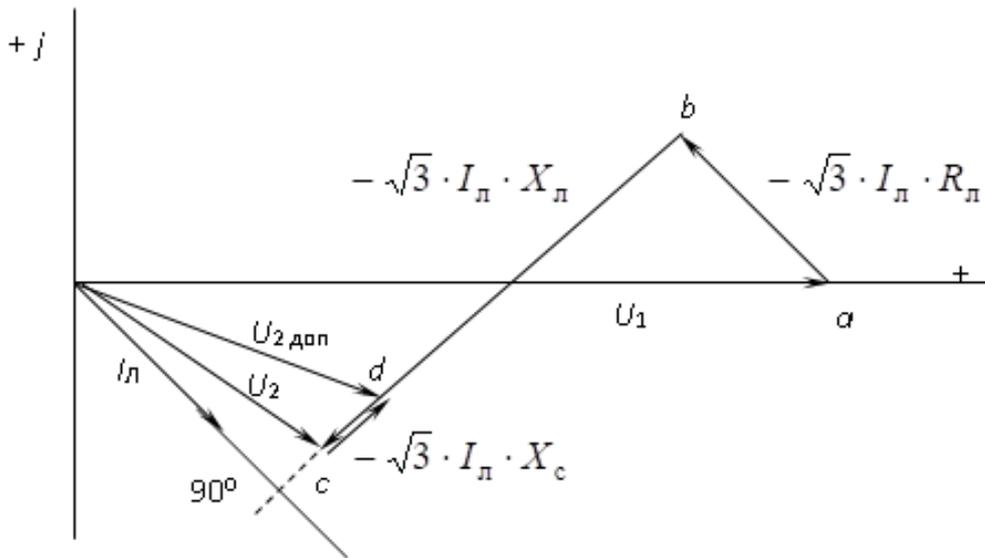


Рисунок 8.15 – Векторна діаграма регулювання напруги за допомогою ППК

Величину  $\sqrt{3} \cdot I_{\text{л}} \cdot X_{\text{к}}$  можна розглядати як негативне падіння напруги або як додаткову ЕРС.

З виразу для  $U_{2 \text{ доп}}$  можна визначити опір батареї конденсаторів. За його величиною визначити кількість послідовних та паралельно включених конденсаторів. При цьому напруга на батареї конденсаторів  $U_{\text{к}}$  і струм  $I_{\text{к}}$  у ній рівні:

$$U_{\text{к}} = \sqrt{3} \cdot I_{\text{л}} \cdot X_{\text{к}}, \quad I_{\text{к}} = I_{\text{л}} = \frac{S_{\text{л}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{к}}}$$

Якщо номінальна напруга одного конденсатора менша за фазну напругу в місці встановлення батареї конденсаторів  $U_{\text{к ном}} < U_{\text{к}} / \sqrt{3}$ , то фазі ставляться послідовно кілька конденсаторів. Їх кількість  $n$  визначається за виразом:

$$n = \frac{U_{\text{к}}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{к ном}}}$$

У паспорті конденсатора вказується його номінальна потужність  $Q_{\text{к}}$ . Знаючи цю величину, можна визначити номінальний струм конденсатора  $I_{\text{к ном}}$ :

$$I_{\text{к ном}} = \frac{Q_{\text{к}}}{U_{\text{к ном}}}$$

Якщо номінальний струм конденсатора менший за струм в ЛЕП  $I_{\text{к ном}} < I_{\text{к}}$ , то ставлять паралельно  $m$  конденсаторів:

$$m = \frac{I_{\text{к}}}{I_{\text{к ном}}}$$

Відношення

$$c = \frac{X_{\text{к}}}{X_{\text{л}}} \cdot 100$$

називається відсотком компенсації. На практиці застосовують часткову компенсацію ( $c < 100$  %) індуктивного опору ЛЕП. Повна компенсація не застосовується, оскільки це пов'язано з можливістю появи перенапруг у мережі.

Застосування пристроїв поздовжньої компенсації дозволяє покращити режими напруги у мережі. Підвищення напруги залежить від значення та фази струму, який проходить через пристрій поздовжньої компенсації. Тому можливості регулювання напруги через пристрій поздовжньої компенсації обмежені. Найбільш ефективно застосування пристрій поздовжньої компенсації для зниження відхилень напруги на перевантажених радіальних ЛЕП.

#### **8.4.8. Регулювання напруги за допомогою пристроїв поперечної компенсації**

У мережах живлення значний вплив на втрату напруги в мережі надає складова  $Q \cdot X$ . Змінюючи потік реактивної потужності у мережі, можна регулювати величину втрати напруги у мережі. Для зміни потоків реактивної потужності застосовуються компенсуючі пристрої – батареї конденсаторів, синхронні компенсатори, статичні джерела реактивної потужності.

Можливість використання компенсуючих пристроїв для регулювання напруги розглянемо на прикладі синхронного компенсатора у найпростішій мережі (рис. 8.16).

Напруга в кінці ЛЕП до встановлення синхронного компенсатора визначається виразом:

$$U_2 = U_1 - \frac{P_{\text{нав}} \cdot R_{\text{леп}} + Q_{\text{нав}} \cdot X_{\text{леп}}}{U_2}$$

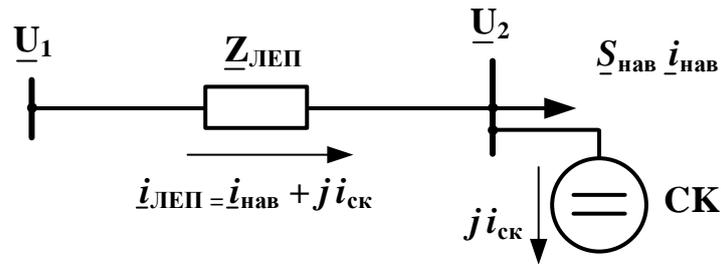


Рисунок 8.16 – Увімкнення синхронного компенсатора

Нехай напруга наприкінці ЛЕП нижча за допустиму. Після увімкнення синхронного компенсатора напруга в кінці лінії електропередач визначається так:

$$U_{2 \text{ доп}} = U_1 - \frac{P_{\text{нав}} \cdot R + (Q_{\text{нав}} - Q_{\text{СК}})}{U_{2 \text{ доп}}} \quad (8.34)$$

Якщо з виразу для  $U_{2 \text{ доп}}$  відняти вирази для  $U_2$ , можна визначити потужність синхронного компенсатора. У практичних розрахунках вважають що  $\frac{1}{U_{2 \text{ доп}}} \approx \frac{1}{U_2}$ . Тому вираз визначення потужності синхронного компенсатора виглядає так:

$$Q_{\text{СК}} = \frac{U_{2 \text{ доп}} - U_2}{X_{\text{ЛЕП}}} \cdot U_{2 \text{ доп}}$$

Синхронний компенсатор може працювати в режимі перезбудження та недозбудження.

При перезбудженні СК генерує реактивну потужність, що дорівнює його номінальній потужності  $Q_{\text{СК}}^{\text{перез}} = Q_{\text{СК ном}}$ . При недозбудженні СК споживає реактивну потужність рівну половині номінальної потужності  $Q_{\text{СК}}^{\text{недоз}} = 0,5 \cdot Q_{\text{СК ном}}$ . Режим споживання призводить до збільшення втрати напруги в мережі та подальшого зниження напруги у споживачів. Режим недозбудження синхронного компенсатора можна використовувати в режимі мінімального навантаження, коли потрібно зменшити напругу в мережі.

Для побудови векторних діаграм запишемо вираз (8.34) через струм, що протікає у лінії електропередач:

$$\begin{aligned}
\underline{U}_{2 \text{ доп}} &= \underline{U}_1 - \sqrt{3} \cdot (\underline{I}_{\text{наб}} + \underline{I}_{\text{СК}}) \cdot (R_{\text{ЛЕП}} + jX_{\text{ЛЕП}}) = \underline{U}_1 - \sqrt{3} \cdot \underline{I}_{\text{наб}} \cdot R_{\text{ЛНП}} - \\
&\quad - j\sqrt{3} \cdot \underline{I}_{\text{наб}} \cdot X_{\text{ЛЕП}} - j\sqrt{3} \cdot \underline{I}_{\text{СК}} \cdot R_{\text{ЛЕП}} - j\sqrt{3} \cdot \underline{I}_{\text{СК}} \cdot X_{\text{ЛЕП}} = \\
&= \underline{U}_2 - j\sqrt{3} \cdot \underline{I}_{\text{СК}} \cdot R_{\text{ЛЕП}} - j\sqrt{3} \cdot \underline{I}_{\text{СК}} \cdot X_{\text{ЛЕП}}.
\end{aligned} \tag{8.35}$$

Побудуємо векторну діаграму під час роботи СК як перезбудження (рис. 8.17 а). З початку координат по дійсній осі відкладемо вектор напруги  $U_1$ . Отримаємо точку а. Під кутом  $\varphi_2$  до нього відкладемо струм навантаження  $I_{\text{наб}}$ . Вектор падіння напруги в активному опорі спрямований паралельно лінії струму навантаження. Відкладемо його від кінця вектора напруги  $U_1$  з урахуванням знака у виразі (8.35). Отримаємо точку б. З точки б перпендикулярно лінії струму навантаження відкладемо вектор падіння напруги в індуктивному опорі ЛЕП з урахуванням знака у виразі (8.35). Отримаємо точку с. З'єднаємо початок координат із точкою с. Отриманий вектор – це вектор напруги наприкінці ділянки до встановлення СК. Його величина менша за допустиме значення напруги  $U_{2 \text{ доп}}$ .

У режимі перезбудження струм синхронного компенсатора випереджає напругу  $U_2$  на  $90^\circ$ . З точки з паралельно лінії струму СК відкладемо вектор падіння напруги в активному опорі ЛЕП з урахуванням знаку у виразі (8.35). Отримаємо точку d. З точки d перпендикулярно до лінії струму СК відкладемо вектор падіння напруги в індуктивному опорі ЛЕП з урахуванням знаку у виразі (8.35). Отримаємо точку е. З'єднавши точку е з початком координат, отримаємо вектор напруги в кінці ділянки  $U_{2 \text{ доп}}$ . Його величина задовольняє вимогам.

Побудуємо векторну діаграму у разі недозбудження (рис. 8.17 б).

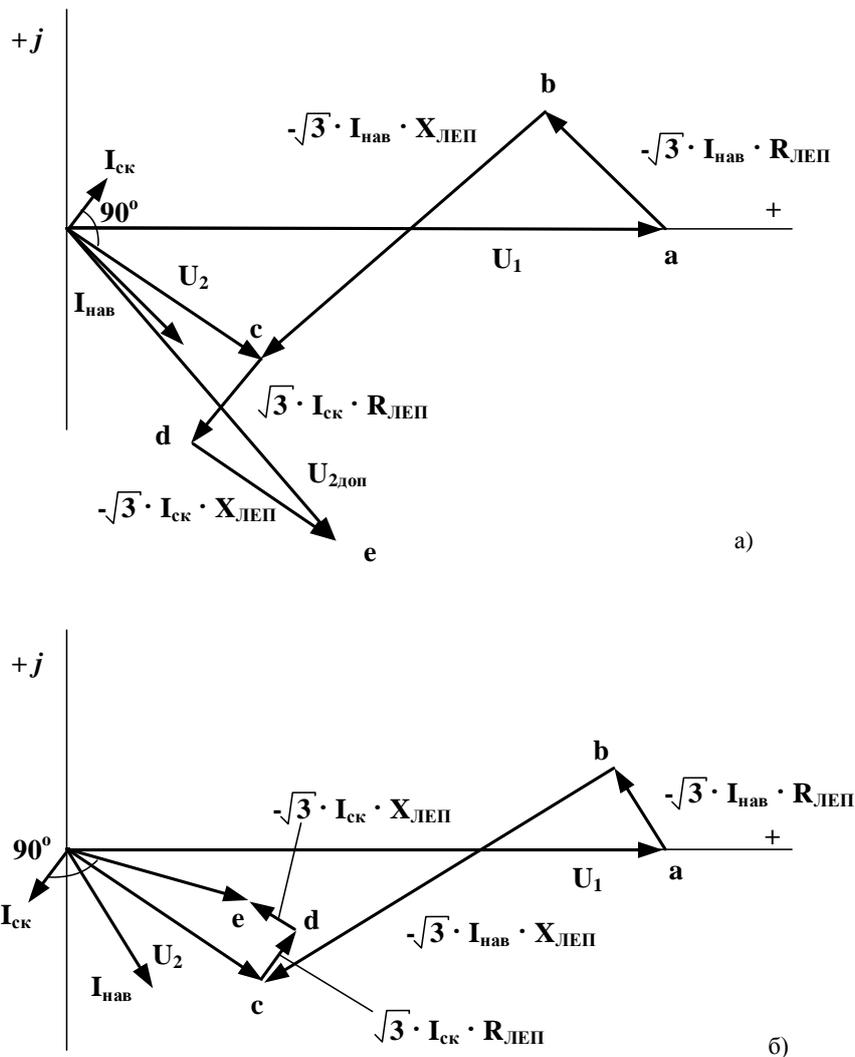


Рисунок 8.17 – Векторна діаграма регулювання напруги за допомогою СК:

а) режим перезбудження СК; б) режим недозбудження СК.

Побудова вектора напруги наприкінці ЛЕП до підключення синхронного компенсатора виконується аналогічно попереднім побудовам. Його величина більша за допустиме значення напруги  $U_{2\text{ доп}}$ . У режимі перезбудження струм синхронного компенсатора відстає від напруги  $U_2$  на  $90^\circ$ . Інші побудови виконуються аналогічно. З точки  $c$  паралельно лінії струму СК відкладемо вектор падіння напруги в активному опорі ЛЕП з урахуванням знаку у виразі (8.35). Отримаємо точку  $d$ . З точки  $d$  перпендикулярно до лінії струму СК відкладемо вектор падіння напруги в індуктивному опорі ЛЕП. Отримаємо точку  $e$ . З'єднавши точку  $e$  з початком координат, отримаємо вектор напруги в кінці ділянки  $U_{2\text{ доп}}$ . Його величина задовольняє вимогам.

Векторна діаграма регулювання напруги при використанні батареї конденсаторів аналогічна векторній діаграмі СК, що працює в режимі перезбудження.

#### **8.4.9. Регулювання напруги зміною опору мережі та потоків реактивної потужності**

Напруга у споживачів залежить від втрат напруги в елементах мережі. Поздовжня складова падіння напруги у гілках схеми заміщення визначається виразом:

$$\Delta U = \frac{Pr + Qx}{U}, \quad (8.36)$$

де  $P$ ,  $Q$  – активна та реактивна потужності, що протікають по гілці;  $r$ ,  $x$  – активний та реактивний опір гілки.

Тип регулювання, що розглядається, заснований на зміні реактивних параметрів режиму ( $Q$ ) і схеми мережі ( $x$ ). Для регулювання напруги зміною потоків реактивної потужності  $Q$  використовують компенсуючі пристрої шунтуючої дії (батареї конденсаторів, синхронні компенсатори), які впливають на напругу шляхом зміни перетікань реактивної потужності. Втрата напруги у колі може бути при цьому представлена рівнянням:

$$\Delta U = \frac{Pr + (Q \pm Q_{\text{кп}})x}{U}, \quad (8.37)$$

де  $Q_{\text{кп}}$  – реактивна потужність, що споживається компенсуючим пристроєм.

Для регулювання напруги зміною опору мережі використовують пристрої поздовжньої компенсації, які є батареями конденсаторів, що встановлюються послідовно (в розріз фаз) опорам проводів. Пристрої поздовжньої компенсації змінюють реактивний опір  $x$  лінії. Втрата напруги в лінії може бути представлена рівнянням:

$$\Delta U = \frac{Pr + Q(x - x_{\text{пк}})}{U}, \quad (8.38)$$

де  $x_{\text{пк}}$  – реактивний опір пристрою поздовжньої компенсації.

Регулювання втрати напруги  $\Delta U$  у лінії, що здійснюється відповідно до формул (8.37), (8.38), призводить, згідно з формулою (8.8), до зміни напруги споживача, встановленого в кінці лінії.

### **Питання для самоперевірки**

1. Сформулюйте вимоги до регулювання напруги в ЕЕС.
2. Назвіть методи регулювання напруги у центрах живлення.
3. Яким чином здійснюється регулювання напруги на електростанціях?
4. За допомогою яких пристроїв реалізується регулювання напруги на знижувальних підстанціях?
5. Який принцип побудови РПН двообмоткового трансформатора?
6. Охарактеризуйте виконання пристрою РПН автотрансформатора, зокрема на активних опорах.
7. Яким чином відбувається вибір відгалужень РПН двообмоткового трансформатора?
8. Як здійснюється вибір відгалужень РПН та ПБЗ триобмоткового трансформатора.
9. В чому особливість регулювання напруги за допомогою лінійних регуляторів?
10. Охарактеризуйте процес регулювання напруги за допомогою пристроїв поздовжньої та поперечної компенсації.

## ГЛАВА 9 . ЯКІСТЬ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

Електрична енергія (ЕЕ) сьогодні є основним видом енергії, що використовується в промисловості, сільському господарстві, побуті та інших сферах життєдіяльності. Як продукт, який можна виробляти, купувати, продавати і споживати, ЕЕ характеризується показниками якості.

В Україні виділяють 11 показників якості ЕЕ, які нормують частоту та напругу електричної мережі.

Невідповідність електроенергії показникам якості на всіх етапах її виробництва, передачі та споживання викликає додаткові втрати електроенергії, підвищений знос і пошкодження обладнання, брак продукції, призводить до некоректної роботи пристроїв контролю, вимірювання та керування.

Проблема якості ЕЕ особливо загострюється у відносинах безпосередньо між споживачем і постачальником електроенергії. Визначення відповідальності за зниження якості ЕЕ і, отже, компенсації збитків від її використання тією чи іншою стороною зараз є найбільш актуальним завданням. Важливим моментом також є і облік ЕЕ низької якості, похибка якого може досягати значних величин.

Потужні нелінійні і різко змінні навантаження, однофазні споживачі, зношеність і недосконалість основних фондів електроенергетичних систем – все це є причиною зниження якості ЕЕ.

Паралельно з розвитком та збільшенням джерел зниження якості електроенергії постійно розвиваються та вдосконалюються методи та засоби її підвищення. Еволюційному розвитку піддаються також і прилади вимірювання показників якості ЕЕ. Нині це потужні цифрові багатофункціональні пристрої.

У цьому розділі авторами зроблено спробу висвітлити основні питання, що стосуються нормативної бази та економічної оцінки передачі та споживання ЕЕ зниженої якості, а також методи та засоби вимірювання, підвищення якості електроенергії.

## **9.1. Нормативна база якості електричної енергії**

Для показників якості ЕЕ та рівнів електромагнітної сумісності у розподільних мережах існують відповідні стандарти.

В Україні якість ЕЕ нормується такими документами:

1. ДСТУ EN 50160:2023 Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності (EN 50160:2022, IDT).

2. ДСТУ EN 61000-4-30:2022 Електромагнітна сумісність (ЕМС). Частина 4-30. Методи випробування та вимірювання. Методи вимірювання якості електроенергії (EN 61000-4-30:2015, IDT; IEC 61000-4-30:2015, IDT);

3. ДСТУ IEC 61000-2-12:2013 Електромагнітна сумісність. Частина 2-12. Електромагнітна обстановка. Рівні сумісності для низькочастотних кондуктивних збурень та сигналів у системах електропостачання середньої напруги загальної призначеності (IEC 61000-2-12:2003, IDT)6.

4. ДСТУ EN 61000-3-3:2017 Електромагнітна сумісність. Частина 3-3. Гранично допустимі рівні. Нормування змін напруги, флуктуацій напруги і флікера в низьковольтних системах електропостачання загальної призначеності для обладнання з номінальним струмом силою не більше ніж 16 А на фазу, яке не підлягає обумовленому підключенню (EN 61000-3-3:2013, IDT; IEC 61000-3-3:2013, IDT)

Крім того, існує Закон України «Про електроенергетику», де у ст. 11 повноваження з контролю якості послуг в електроенергетиці покладені на Національну комісію з регулювання електроенергетики (НКРЕ). За роки своєї діяльності Комісією створена нормативно-правова база, яка забезпечує прозорий передбачуваний і економічно обґрунтований режим регулювання в енергетичному секторі в умовах ринкової економіки.

У своїй діяльності НКРЕ здійснила комплекс заходів, спрямованих на оптимізацію рівнів цін та тарифів на ЕЕ, зокрема:

– реалізовано низку практичних заходів щодо посилення конкуренції серед виробників ЕЕ;

– розроблено та введено прозору Процедуру встановлення та перегляду тарифів для ліцензіатів з передачі ЕЕ місцевими електромережами та з постачання ЕЕ за регульованим тарифом.

У результаті впровадження зазначених заходів не допускається необґрунтоване підвищення роздрібних тарифів.

Комісією розроблені та затверджені Правила користування ЕЕ, які чітко визначають права, обов'язки та відповідальність учасників ринку ЕЕ та споживачів.

Приділяючи увагу організаційно-правовому функціонуванню моделі оптового ринку електроенергії, приділяючи увагу відносинам між учасниками оптового ринку, питанням реформування самої моделі ринку ЕЕ, питання якості постачання ЕЕ в правовій базі функціонування оптового ринку ЕЕ не розглядалися.

Можна посилатися на Положення ст. 24, Закону України «Про електроенергетику», якими встановлюється, що:

Енергопостачальники несуть відповідальність перед споживачами ЕЕ у розмірі дворазової вартості недовідпущеної ЕЕ у разі переривання електропостачання з вини енергопостачальника (згідно з умовами договору на користування електричною енергією).

У разі відпуску ЕЕ, параметри якості якої внаслідок дії або бездіяльності енергопостачальника виходять за межі показників, зазначених у договорі на постачання ЕЕ, енергопостачальник несе відповідальність у вигляді штрафу у розмірі двадцяти п'яти відсотків вартості такої ЕЕ.

Проте ст. 25 Закону України «Про електроенергетику» встановлено, що правила користування електричною енергією встановлюються Кабінетом Міністрів України лише для населення. Тому ст. 24, 25 є скоріше

декларативними та без прийняття Кабінетом Міністрів України, Міністерством палива та енергетики України та НКРЕ системи підзаконних актів зазначені статті не можуть ефективно застосовуватися для захисту прав споживача.

У Законі України "Про електроенергетику", у ст. 26 «Обов'язки та відповідальність споживачів енергії», не прописана відповідальність споживача за погіршення якості ЕЕ перед енергопостачальником.

Правила користування ЕЕ, затверджені постановами Кабінету Міністрів та НКРЕ, декларують вимоги до контролю показників якості під час її обліку та відповідальність сторін (споживачів та постачальників), зокрема п. 6.47, 6.48 чинних Правил. На практиці показники якості ЕЕ майже не контролюються та не враховуються, оскільки відсутні:

- нормативні документи, що регламентують порядок визначення винуватця погіршення показників якості електроенергії;
- методичні документи щодо визначення розміру шкоди, спричиненої низькою якістю електроенергії;
- законодавча база для ефективних механізмів застосування санкцій до енергопостачальних компаній у разі постачання неякісної ЕЕ.

## **9.2. Оцінка якості електроенергії у системах загального призначення**

### **9.2.1. Показники якості електроенергії**

До показників якості електроенергії відносяться [3]:

- відхилення напруги, що встановилася  $\delta U_y$ ;
- розмах зміни напруги  $\delta U_t$ ;
- доза флікера  $P_t$ ;
- коефіцієнт спотворення синусоїдальності кривої напруги  $K_U$ ;
- коефіцієнт  $n$ -ої гармонійної складової напруги  $K_{U(n)}$ ;
- коефіцієнт несиметрії напруг за зворотною послідовністю  $K_{2U}$ ;
- коефіцієнт несиметрії напруг за нульовою послідовністю  $K_{0U}$ ;
- відхилення частоти  $\Delta f$ ;

- тривалість провалу напруги  $\Delta t_{\text{п}}$ ;
- імпульсна напруга  $U_{\text{имп}}$ ;
- коефіцієнт тимчасової перенапруги  $K_{\text{пер} U}$ .

При визначенні значень деяких показників використовують такі допоміжні параметри ЕЕ:

- частоту повторень зміни напруги  $F_{\delta U_t}$ ;
- інтервал між змінами напруги  $\Delta t_{i,i+1}$ ;
- глибина провалу напруги  $\delta U_{\text{п}}$ ;
- частота появи провалів напруги  $F_{\text{п}}$ ;
- тривалість імпульсу за рівнем 0,5 його амплітуди  $\Delta t_{\text{имп} 0,5}$ ;
- тривалість тимчасової перенапруги  $\Delta t_{\text{пер} U}$ .

### 9.2.2. Фізичний зміст та норми показників якості електричної енергії

Відповідно до стандартів встановлено два види норм якості електроенергії: нормально допустимі та гранично допустимі значення.

**Відхилення напруги** характеризується показником *встановленого відхилення напруги*

$$\delta U_y, \% = \frac{U_y - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100, \quad (9.1)$$

де  $U_y$  – усереднена напруга за інтервал часу не менше 1 хв.

Для відхилення напруги, що встановилася  $\delta U_y$  встановлено такі норми:

- нормально допустимі і гранично допустимі значення відхилення напруги, що встановилася *на виводах приймачів електроенергії* рівні відповідно  $\delta U_y^{\text{нд}} = \pm 5\%$  і  $\delta U_y^{\text{гд}} = \pm 10\%$  від номінальної напруги електричної мережі  $U_{\text{ном}}$ ;
- у *точках загального приєднання* споживачів електроенергії до електричної мережі значення  $\delta U_y^{\text{нд}}$  та  $\delta U_y^{\text{гд}}$  повинні бути встановлені в договорах між електропостачальною організацією та споживачем.

**Коливання напруги** оцінюють для освітлювальної мережі та характеризують показниками:

- розмахом зміни напруги  $\delta U_t$ ;
- дозою флікера  $P_t$ .

Розмах зміни напруги обчислюють за формулою:

$$\delta U_t, \% = \frac{|U_i - U_{i+1}|}{U_{\text{НОМ}}} \cdot 100, \quad (9.2)$$

де  $U_i, U_{i+1}$  – значення слідуєчих один за одним екстремумів або екстремуму та горизонтальної ділянки огинаючої *середньоквадратичних* значень напруги, визначених на кожному напівперіоді основної частоти.

Допускається при коефіцієнті спотворення синусоїдальності кривої напруги  $K_U \leq 5\%$  використовувати формулу:

$$\delta U_t, \% = \frac{|U_{ai} - U_{ai+1}|}{\sqrt{2} \cdot U_{\text{НОМ}}} \cdot 100, \quad (9.3)$$

де  $U_i, U_{i+1}$  – значення слідуєчих один за одним екстремумів або екстремуму та горизонтальної ділянки огинаючої *амплітудних* значень напруги, визначених на кожному напівперіоді основної частоти.

Розмах зміни напруги  $\delta U_t$  нормується залежно від частоти повторень зміни напруги:

$$F_{\delta U_t} = \frac{m}{T},$$

де  $m$  – кількість вимірювань напруги за час  $T$ ;  $T$  – інтервал часу вимірювання, що приймається рівним 10 хв.

Нормально допустимі значення розмаху зміни напруги, визначені по кривим, зменшуються, від 5,5 до 0,5% при збільшенні частоти повторень зміни напруги  $F_{\delta U_t}$  від 4 кіл/год до 20 кіл/сек.

Гранично допустиме значення суми відхилення напруги, що встановилася  $\delta U_y$  і розмаху змін напруги  $\delta U_t$  в точках приєднання до електричних мереж напругою 0,38 кВ дорівнює  $\pm 10\% U_{\text{НОМ}}$ .

*Доза флікера* – це міра сприйнятливості людини до впливу коливань світлового потоку, викликаних коливаннями напруги в мережі живлення, за встановлений проміжок часу. Стандартом встановлюється короткочасна  $P_{St}$  та

тривала  $P_{Lt}$  доза флікера (короткочасну визначають на інтервалі часу спостереження, що дорівнює  $T = 10$  хв, тривалу на інтервалі  $T = 2$  год). Дозу флікера (короткочасну та тривалу) визначають розрахунковим шляхом на підставі вимірів флікерметра – приладу, в якому моделюється крива чутливості (амплітудно-частотна характеристика) органу зору людини.

Якість ЕЕ за дозою флікера відповідає вимогам стандарту, якщо  $P_{St}$  та  $P_{Lt}$ , визначені шляхом вимірювання протягом 24 год або розрахунку, не перевищують гранично допустимих значень: для короткочасної дози флікера –  $P_{St} \leq 1,38$  та для тривалої –  $P_{Lt} \leq 1,0$  (при коливаннях напруги з формою, що відрізняється від меандру).

Гранично допустиме значення для  $P_{St}$  в точках загального приєднання споживачів електроенергії, що мають лампи розжарювання в приміщеннях, де потрібна значна зорова напруга, дорівнює 1,0, а для  $P_{Lt}$  – 0,74, при коливаннях напруги з формою, що відрізняється від меандру.

**Несинусоїдальність напруги** характеризується показниками:

- коефіцієнтом спотворення синусоїдальності кривої напруги  $K_U$ ;
- коефіцієнтом  $n$ -ої гармонійної складової напруги  $K_{U(n)}$ .

*Коефіцієнт  $n$ -ої гармонійної складової напруги* визначають як відношення діючих значень напруг  $n$ -ої  $U_{(n)}$  та основної  $U_{(1)}$  гармонік:

$$K_{U(n)}, \% = \frac{U_{(n)}}{U_{(1)}} \cdot 100. \quad (9.4)$$

Допускається спрощення формули (9.4) шляхом використання відношення до номінальної напруги:

$$K_{U(n)}, \% = \frac{U_{(n)}}{U_{ном}} \cdot 100. \quad (9.5)$$

*Коефіцієнт спотворення синусоїдальності кривої напруги* враховує наявність у кривій напруги гармонійних складових від 2-ї до 40-ї:

$$K_U = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{40} U_{(n)}^2}}{U_{(1)}} \cdot 100. \quad (9.6)$$

Допускається спрощення формули (9.6) шляхом використання відношення до номінальної напруги:

$$K_U = \frac{\sqrt{\sum_{n=2}^{40} U_{(n)}^2}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100. \quad (9.7)$$

Нормально допустимі та гранично допустимі значення  $K_U$  у точці загального приєднання до електричних мереж з різною номінальною напругою наведені у табл. 9.1 нормально допустимі значення  $K_{U(n)}$  в табл. 9.2.

Таблиця 9.1 – Значення коефіцієнта спотворення синусоїдальності кривої напруги, %

Нормально допустимі значення при $U_{\text{ном}}$ , кВ				Гранично допустимі значення при $U_{\text{ном}}$ , кВ			
0,38	6 – 20	35	110 – 330	0,38	6 – 20	35	110 – 330
8,0	5,0	4,0	2,0	12,0	8,0	6,0	3,0

Таблиця 9.2 – Нормально допустимі значення коефіцієнта  $n$ -ої гармонійної складової напруги, %

Непарні гармоніки, не кратні 3, при $U_{\text{ном}}$ , кВ					Непарні гармоніки, кратні 3**, при $U_{\text{ном}}$ , кВ					Парні гармоніки при $U_{\text{ном}}$ , кВ				
$n^*$	0,38	6-20	35	110-330	$n^*$	0,38	6-20	35	110-330	$n^*$	0,38	6-20	35	110-330
5	6,0	4,0	3,0	1,5	3	5,0	3,0	3,0	1,5	2	2,0	1,5	1,0	0,5
7	5,0	3,0	2,5	1,0	9	1,5	1,0	1,0	0,4	4	1,0	0,7	0,5	0,3
11	3,5	2,0	2,0	1,0	15	0,3	0,3	0,3	0,2	6	0,5	0,3	0,3	0,2
13	3,0	2,0	1,5	0,7	21	0,2	0,2	0,2	0,2	8	0,5	0,3	0,3	0,2
17	2,0	1,5	1,0	0,5	> 21	0,2	0,2	0,2	0,2	10	0,5	0,3	0,3	0,2
19	1,5	1,0	1,0	0,4						12	0,2	0,2	0,2	0,2
23	1,5	1,0	1,0	0,4						> 12	0,2	0,2	0,2	0,2
25	1,5	1,0	1,0	0,4										
> 25	0,2+	0,2+	0,2+	0,2+										
	$+1,3 \times \frac{1}{n}$	$+0,8 \times \frac{1}{n}$	$+0,6 \times \frac{1}{n}$	$+0,2 \times \frac{1}{n}$										

В табл. 9.2 використано наступні позначення:

\*  $n$  – номер гармонійної складової напруги;

\*\* Нормально допустимі значення, наведені для  $n$ , рівних 3 та 9, відносяться до однофазних електричних мереж. У трифазних електричних мережах ці значення приймають удвічі меншими, ніж наведені в таблиці.

Гранично допустиме значення коефіцієнта  $n$ -ої гармонійної складової напруги  $K_{U(n)}^{\text{пд}}$  обчислюють за формулою:

$$K_{U(n)}^{\text{пд}} = 1,5 \cdot K_{U(n)}^{\text{нд}}, \quad (9.8)$$

де  $K_{U(n)}^{\text{нд}}$  – нормально допустиме значення коефіцієнта  $n$ -ої гармонійної складової напруги.

**Несиметрія напруг** характеризується показниками:

- коефіцієнт несиметрії напруг за зворотною послідовністю  $K_{2U}$ ;
- коефіцієнт несиметрії напруг за нульовою послідовністю  $K_{0U}$ .

*Коефіцієнт несиметрії напруг за зворотною послідовністю* визначають як відношення діючих значень напруг зворотної  $U_{2(1)}$  та прямої  $U_{1(1)}$  послідовностей основної частоти трифазної системи напруг:

$$K_{2U}, \% = \frac{U_{2(1)}}{U_{1(1)}} \cdot 100. \quad (9.9)$$

Допускається спрощення формули (8.12) шляхом використання відношення до номінальної напруги:

$$K_{2U}, \% = \frac{U_{2(1)}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100. \quad (9.10)$$

*Коефіцієнт несиметрії напруг за нульовою послідовністю* визначають як відношення діючих значень напруг нульової  $U_{0(1)}$  та прямої  $U_{1(1)}$  послідовностей основної частоти трифазної системи напруг:

$$K_{2U}, \% = \frac{U_{0(1)}}{U_{1(1)}} \cdot 100. \quad (9.11)$$

Допускається спрощення формули (8.10) шляхом використання відношення до номінальної напруги:

$$K_{2U}, \% = \frac{U_{0(1)}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100. \quad (9.12)$$

Нормально допустиме і гранично допустимі значення  $K_{2U}$  в точках загального приєднання становлять  $K_{2U}^{HD} = 2,0\%$  і  $K_{2U}^{GD} = 4,0\%$  відповідно.

Нормально допустимі та гранично допустимі значення  $K_{0U}$  нормуються в точках загального приєднання мереж 0,38 кВ і складають  $K_{0U}^{HD} = 2,0\%$  і  $K_{0U}^{GD} = 4,0\%$  відповідно.

**Відхилення частоти** напруги змінного струму в електричних мережах характеризується показником *відхилення частоти*:

$$\Delta f, \text{ Гц} = f_y - f_{\text{ном}}, \quad (9.13)$$

де  $f_y$  та  $f_{\text{ном}}$  – усереднене за 20 с та номінальне значення частоти.

Нормально допустимі та гранично допустимі значення  $\Delta f$  дорівнюють  $\pm 0,2$  та  $\pm 0,4$  Гц відповідно.

**Провал напруги** – це раптове зниження напруги в точці електричної мережі нижче  $0,9U_{\text{ном}}$ , за яким слідує відновлення напруги до початкового або близького до нього рівня через проміжок часу від 10 мс до декількох десятків секунд.

Характеризується провал напруги показником *тривалості провалу напруги*  $\Delta t_{\text{п}}$  – інтервалом часу між початковим моментом зниження напруги та моментом відновлення напруги до початкового або близького до нього рівня.

Гранично допустиме значення тривалості провалу напруги в мережах з  $U_{\text{ном}} \leq 20$  кВ становить  $\Delta t_{\text{п}}^{GD} = 30$  с. Якість ЕЕ по  $\Delta t_{\text{п}}$  у точці загального приєднання вважається відповідною стандарту, якщо найбільша їх усіх виміряних протягом тривалого періоду (як правило, протягом року) тривалостей провалу напруги не перевищила  $\Delta t_{\text{п}}^{HD}$ .

**Імпульс напруги** – це різка зміна напруги в точці електричної мережі, за яким слідує відновлення напруги до початкового або близького до нього рівня за проміжок часу до кількох мілісекунд. Імпульс напруги виникає в результаті грозових чи комутаційних напруг.

Імпульс напруги характеризується показником *імпульсної напруги*  $U_{\text{імп}}$ . Граничні значення  $U_{\text{імп}}$  не нормуються.

**Тимчасова перенапруга** – це підвищення напруги в точці електричної мережі вище  $1,1U_{\text{ном}}$  тривалістю більше 10 мс, що виникає в системах електропостачання при комутаціях або коротких замиканнях.

Тимчасова перенапруга характеризується показником *коефіцієнта тимчасової перенапруги*  $K_{\text{пер } U}$ . Граничні значення  $K_{\text{пер } U}$  не нормуються.

### **9.3.3. Оцінка відповідності якості електроенергії встановленим нормам в умовах експлуатації**

Для визначення відповідності значень вимірюваних показників якості електроенергії за винятком тривалості провалу напруги, імпульсної напруги, коефіцієнта тимчасової перенапруги, норм стандарту встановлюється *мінімальний інтервал часу вимірювань*, що дорівнює 24 год.

Загальна тривалість вимірювань показників, що характеризують тривалу зміну якості електроенергії тобто *всіх, за винятком* тривалості провалу напруги  $\Delta t_{\text{п}}$ , імпульсної напруги  $U_{\text{імп}}$  і коефіцієнта тимчасової перенапруги  $K_{\text{пер } U}$ , має бути обрана з урахуванням обов'язкового включення характерних для вимірюваних показників якості ЕЕ робочих та вихідних днів. Рекомендована загальна тривалість вимірювань становить 7 діб.

Найбільші значення розмаху зміни напруги  $\delta U_t$  і дози флікера  $P_t$ , що визначаються протягом мінімального інтервалу часу вимірювань (24 год), не повинні перевищувати *гранично допустимих* значень.

Найбільші значення коефіцієнта спотворення синусоїдальності кривої напруги  $K_U$ , коефіцієнта  $n$ -ої гармонійної складової напруги  $K_{U(n)}$ , коефіцієнта несиметрії напруг за зворотною послідовністю  $K_{2U}$  та коефіцієнта несиметрії напруг за нульовою послідовністю  $K_{0U}$ , що визначаються протягом мінімального інтервалу часу вимірювань (24 год), не повинні перевищувати *гранично допустимі* значення. Значення тих же показників якості ЕЕ, що визначаються з ймовірністю 95% за той же період вимірювань, не повинні перевищувати *нормально допустимі* значення.

Найбільші та найменші значення відхилення напруги, що встановилося  $\delta U_y$  та відхилення частоти  $\Delta f$ , що визначаються з урахуванням знака протягом розрахункового періоду часу (24 год), повинні знаходитися в інтервалі, обмеженому *гранично допустимими* значеннями, а верхнє та нижнє значення цих показників, що є межами інтервала, в якому з ймовірністю 95% знаходяться виміряні значення показників якості ЕЕ, повинні знаходитися в інтервалі, обмеженому *нормально допустимими* значеннями.

Оцінку відповідності значень показників якості ЕЕ, за винятком тривалості провалу напруги  $\Delta t_{\text{п}}$ , імпульсної напруги  $U_{\text{імп}}$ , та коефіцієнта часової перенапруги  $K_{\text{пер } U}$ , слід проводити із необхідною періодичністю. Крім того, зазначену оцінку слід проводити на вимогу енергопостачальної організації або споживача, а також до і після підключення нового споживача на вимогу однієї із зазначених сторін.

Періодичність вимірювань показників якості ЕЕ встановлюють:

– для відхилення напруги,  $\delta U_y$  – не рідше двох разів на рік залежно від сезонної зміни навантажень у розподільній мережі центру живлення, а за наявності автоматичного зустрічного регулювання напруги в центрі живлення – не рідше одного разу на рік. При незначній зміні сумарного навантаження центру живлення та незмінності схеми мережі та параметрів її елементів допускається збільшувати інтервал між контрольними вимірами для відхилення напруги, що встановилася;

– для інших показників –  $\delta U_t$ ,  $P_t$ ,  $K_U$ ,  $K_{U(n)}$ ,  $K_{2U}$ ,  $K_{0U}$ ,  $\Delta f$  – не рідше одного разу на 2 роки, при незмінності схеми мережі та її елементів та незначній зміні навантаження споживача, що погіршує якість електроенергії.

Оцінку відповідності тривалостей провалів напруги  $\Delta t_{\text{п}}$  у точках загального приєднання споживачів до мережі енергопостачальної організації норми цього стандарту слід проводити шляхом спостережень та реєстрації провалів напруги протягом тривалого періоду часу. Допускається таку оцінку проводити шляхом розрахунку за сумарною тривалістю витримок часу

пристроїв релейного захисту, автоматики та комутаційних апаратів, встановлених у відповідних електричних мережах енергопостачальної організації.

Отримання даних про імпульси  $U_{\text{імп}}$  і короточасні перенапруження  $K_{\text{пер}U}$  слід проводити шляхом тривалого спостереження та реєстрації.

До споживачів, які погіршують якість ЕЕ, висуваються додаткові вимоги щодо періодичності вимірювань показників.

Для забезпечення достатньої точності вимірювань встановлено інтервали усереднення результатів вимірювань показників якості ЕЕ (табл. 9.3).

Таблиця 9.3 – Інтервали усереднення результатів вимірювань показників якості електроенергії.

Показники якості ЕЕ	$\delta U_y$	$\delta U_t$	$P_t$	$K_U$	$K_{U(n)}$	$K_{2U}$	$K_{0U}$	$\Delta f$	$\Delta t_{\text{п}}$	$U_{\text{імп}}$	$K_{\text{пер}U}$
Інтервал усереднення, с	60	–	–	3	3	3	3	20	–	–	–

### 9.3. Засоби вимірювання показників якості електроенергії

Визначення показників якості стало неодмінною технічною характеристикою сучасних електронних лічильників ЕЕ. Ці функції були додані до їхньої основної функції – обліку. Така модернізація лічильників електроенергії має комерційну мотивацію, але не є природним розвитком вимірювальної схеми. Більш перспективним представляється надання сучасним аналізаторам параметрів якості ЕЕ функції обліку, що не вимагає модифікації вимірювальної схеми, а реалізується зміною програми роботи мікропроцесора.

Як приклад **лічильника електроенергії**, функціональні можливості якого розширені для забезпечення аудиту якості електроенергії, розглянемо лічильник ION 8500, який є спільною розробкою концерну АВВ і канадської компанії Power Measurement [13]. Цей лічильник має потужну мікропроцесорну систему, збільшену пам'ять до 4 МГб для зберігання до 320 вимірних параметрів, два цифрових інтерфейси для одночасного віддаленого доступу до

лічильника з двох різних місць, гнучку тарифну систему і відповідає всім вимогам сучасного ринку електроенергії.

Лічильники ION 8500 мають клас точності 0,2S, вимірюють енергію і потужність у двох напрямках, вимірюють вищі гармоніки до 63 включно, вимірюють струм у нульовому дроті і проводять розрахунки для компенсації втрат у трансформаторі. Він відповідає вимогам стандарту [3] і може використовуватися не тільки для цілей обліку електроенергії, але також для цілей аудиту якості електроенергії.

На сьогоднішній день аналізатори якості випускаються як закордонними, так і вітчизняними виробниками. В якості прикладу розглянемо **аналізатори якості електроенергії UMG фірми Janitza (Німеччина)**. Компанія Janitza випускає різні типи аналізаторів якості ЕЕ з високим класом точності та широкими функціональними можливостями. Архітектура зв'язку TCP/IP-Backbone аналізаторів якості ЕЕ UMG представлена на рис. 9.1 [14].



Рисунок 9.1 – Архітектура зв'язку TCP/IP-Backbone

На рисунку 9.2 подано залежність цін аналізаторів якості ЕЕ UMG від їх технічних характеристик [14].

Аналізатор якості електроенергії UMG 604 представлено на рис. 9.3.

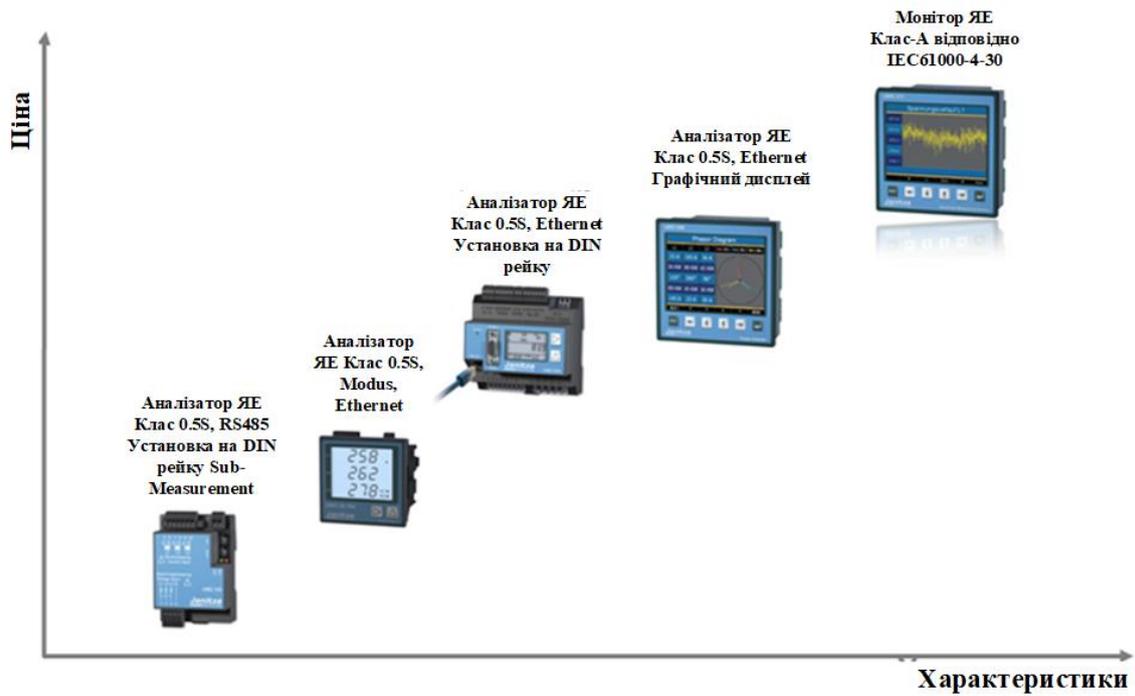


Рисунок 9.2 – Аналізатори якості електроенергії UMG



Рисунок 9.3 – Аналізатор якості електроенергії UMG 604

Особливостями якого є:

- Компактність.
- Частота високошвидкісної реєстрації 500МГц досягається за допомогою потужного цифрового процесора.
- Безперервна дискретизація (8 каналів, 20 кГц/канал)
- > 800 значень вимірювань.
- 2 дискретних входи, 2 дискретних виходи.
- 128Мб пам'ять.
- 100МБіт Ethernet, з одночасною роботою всіх інтерфейсів.
- Канал температури (РТ100, РТ1000, КТУ83, КТУ84).
- 4 окремі входи вимірювань (можливі 1-фазні виміри).
- Реєстрація та архівування провалів напруги (50μs).
- генератор звітів (короткочасні вимкнення, > 10 ms).
- Облік та керування споживанням електроенергії.
- Моніторинг якості ЕЕ (до 40-ї гармоніки).
- Можливість керування піковими навантаженнями на 64 каналах.
- Використання Modbus / Ethernet-шлюз для додаткових приладів.
- Вбудований Webserver, з домашньою сторінкою.
- Можливість використання до 7 програм (256Кбайт на кожному програму).
- Високошвидкісний Modbus до 921,6 кб/сек (максимум на 10 метрів).
- E-Mail/Архів Website/ Свій графобудівник.

На рисунку 9.4 продемонстровано осцилограми вимірювання провалів напруги приладом UMG 604 в різних точках електричної мережі при короткому замиканні на шинах 6 кВ з подальшим його вимкненням. На рис. 9.5 та 9.6 відповідно наводяться криві й протоколи вимірювання провалів напруги та криві стрибка струму після провалу напруги. Як можна бачити, програмне забезпечення пристрою UMG 604 дозволяє наочно проводити аналіз сигналів струму та напруги електричної мережі.



Рисунок 9.4 – Осцилограма вимірювання провалів напруги приладом UMG 604

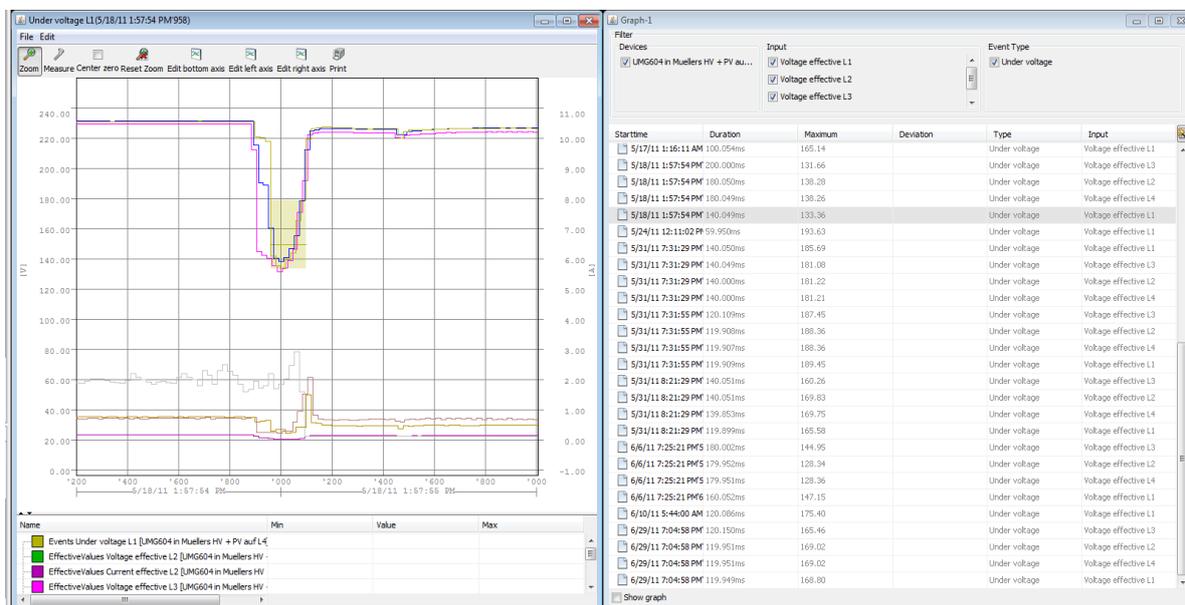


Рисунок 9.5 – Криві та протоколи вимірювання провалів напруги

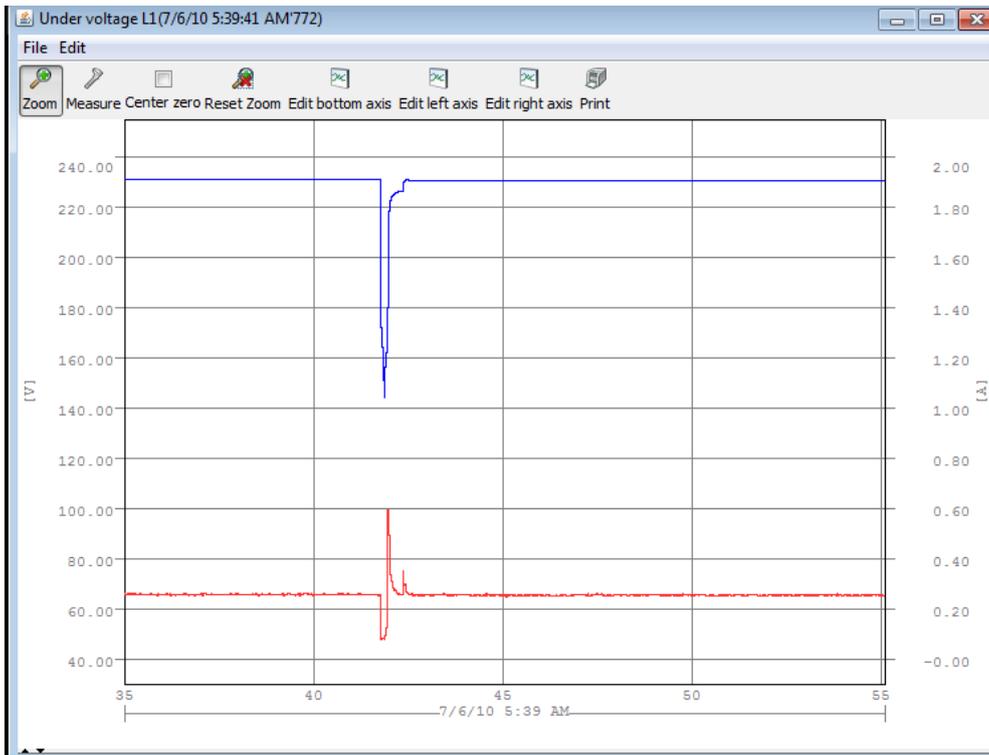


Рисунок 9.6 – Криві стрибка струму після провалу напруги

Український ринок можна представити аналізатором напруг та струмів в електричних мережах «ЦСВЯЕ» (рис. 9.7) [12].



Рисунок 9.7 – Цифрова система вимірювання якості ЕЕ типу ЦСВЯЕ

Це автоматизований багатоцільовий прилад, призначений для вимірювання та аналізу електроспоживання. Прилад аналізує показники якості відповідно до стандарту [3] та визначає джерела погіршення якості ЕЕ.

Загальну структурну схему аналізатора якості ЕЕ представлено на рис. 9.8.

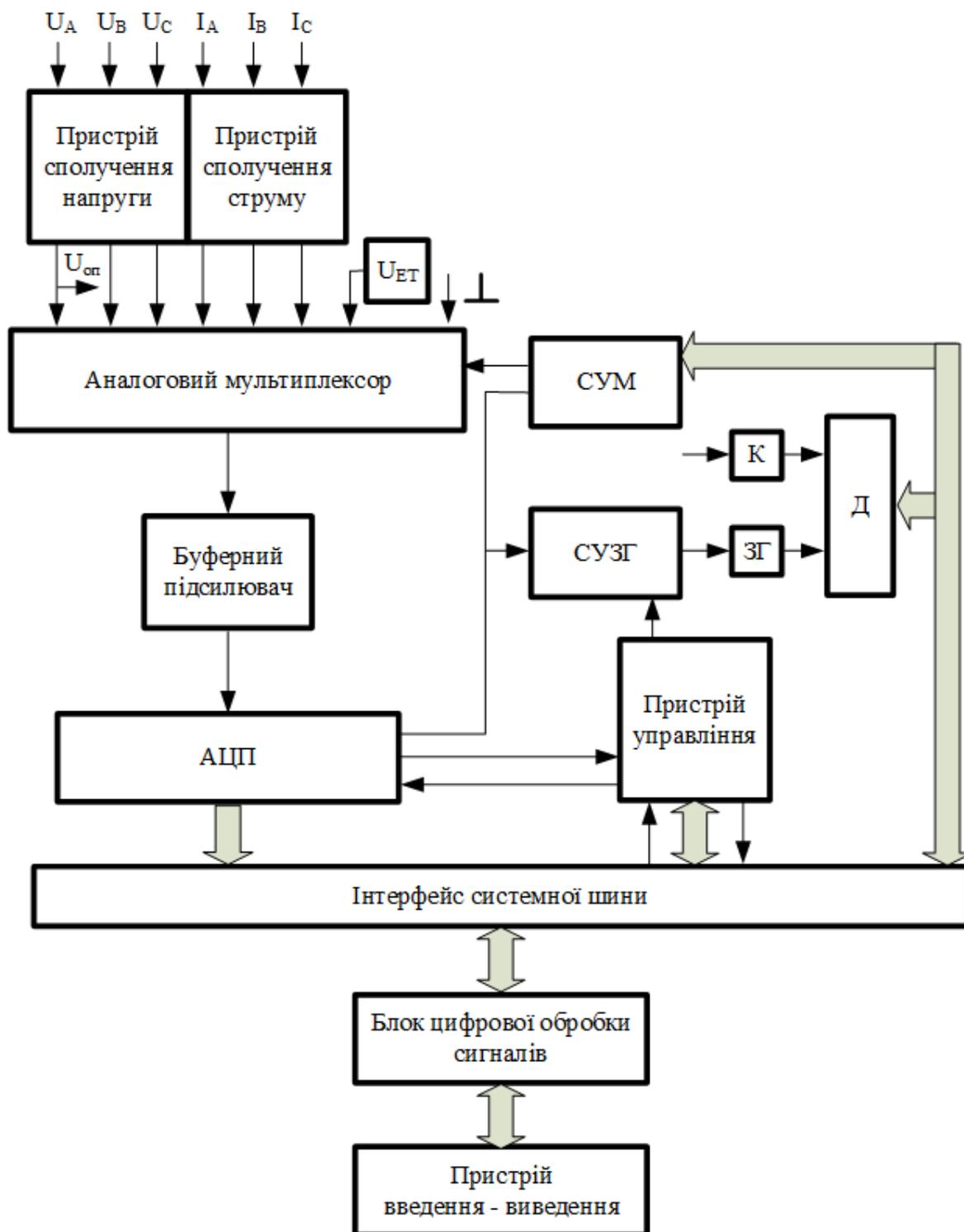


Рисунок 9.8 – Структурна схема аналізатора якості ЕЕ типу ЦСВЯЕ

Пристрій сполучення напруги підключає фазні напруги, що подаються з виходів вимірювальних трансформаторів, на вхід аналогового мультиплексора. Пристрій сполучення напруги здійснює гальванічну розв'язку, нормування сигналу, а також вимкнення вхідних сигналів від вимірювального тракту при відключенні приладу (захист вхідних ланцюгів).

Аналогічні функції виконує пристрій сполучення струмів. Додатково до складу пристрою входить перетворювач струму в напругу. Перетворювач має елементи захисту, оскільки при аваріях вхідний струм може у 40 разів перевищувати номінальне значення. Всі канали пристрою сполучення напруги і пристрій сполучення струмів для зниження рівня шуму включають фільтри низької частоти. Особливо важливим є зниження рівня шуму на вході компаратора (К), який керує роботою дискретизатора.

Для підвищення точності та стабільності вимірювального тракту на вході аналогового мультиплексора додатково подаються напруга з виходу джерела опорної напруги  $U_{оп}$  (для корекції мультиплікативної складової похибки) і нульовий потенціал  $U_0$  (для корекції адитивної складової похибки). Джерело еталонної напруги має бути стабільним та точно вимірним. Результат вимірювання знаходиться у пам'яті блоку цифрової обробки сигналу. Підключення вимірюваних та еталонних сигналів до входу аналого-цифрового перетворювача (АЦП) здійснюється схемою керування мультиплексора (СУМ), яка реалізує метод вимірювання еталонних напруг для виконання автоматичної корекції.

Буферний підсилювач, включений між мультиплексором та АЦП, вирішує два завдання:

- нормує величину вхідного сигналу;
- високоомний вхід підсилювача зменшує похибку, обумовлену опором відкритих каналів мультиплексора.

Друге не суттєво, оскільки мультиплексор охоплено ланцюгом калібрування та похибка, викликана опором відкритих каналів, компенсується. Істотно більше значення має ідентичність каналів. Зміщення та дрейф буферного підсилювача також враховується в циклі калібрування.

Модуль дискретизатор (Д) визначає та задає моменти вимірювання вхідних сигналів. Для роботи дискретизатору необхідний опорний сигнал, який простежує період вхідного сигналу. Цей сигнал формується компаратором, на вхід якого подається напруга фази А.

Пристрій керування сигналами з виходу дискретизатор запускає наступний цикл вимірювання.

Схема керування задаючим генератором (СУЗГ) забезпечує зниження шуму в колах живлення в процесі аналогово-цифрового перетворення.

Інтерфейс системної шини забезпечує взаємодію вимірювального модуля з блоком цифрової обробки сигналів.

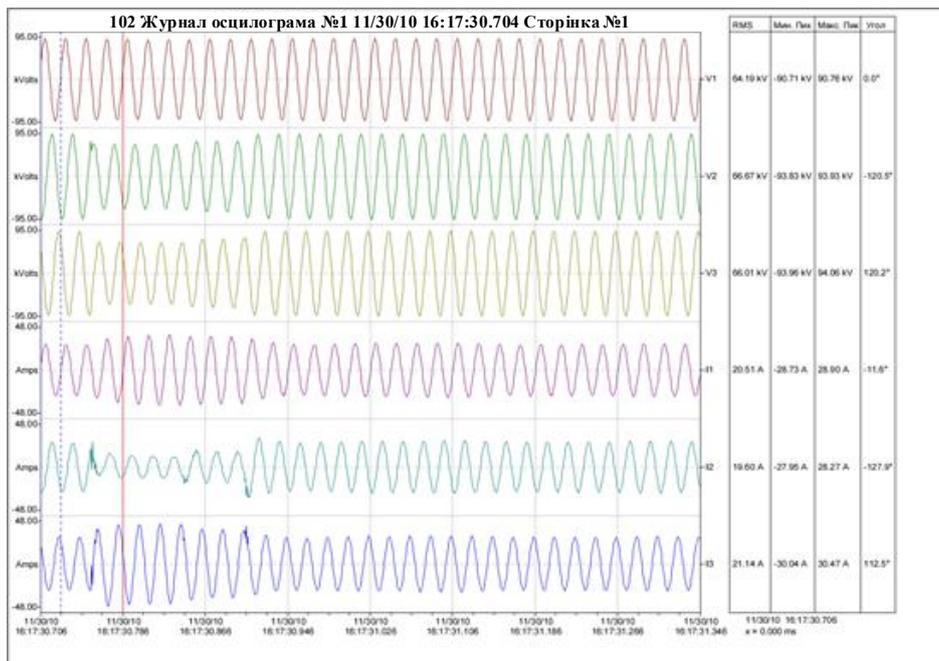
Використовуючи в розробленому вимірнику параметрів електричних мереж різні блоки цифрової обробки сигналів, можна отримати кілька модифікацій пристрою.

Поточні та кінцеві значення вимірюваних величин виводяться на засоби відображення. За допомогою інтерфейсу типу RS-232 здійснюється передача результатів вимірювання на зовнішній ПК.

Зазначена структурна схема реалізує ряд алгоритмів для розрахунку показників якості ЕЕ відповідно до ДСТУ [3], що реалізуються на базі дискретного перетворення Фур'є.

#### **9.4. Моніторинг якості електричної енергії**

В автоматизованій системі контролю та обліку електроенергії (АСКОЕ) НЕК «Укренерго» на підстанціях паралельно з обліком електроенергії проводився моніторинг якості ЕЕ. Це зумовлено тим, що облік і якість ЕЕ взаємопов'язані і повинні проводитися одночасно, так як при низькій якості ЕЕ знижується клас точності лічильників ЕЕ. Облік електроенергії відбувається з більшою похибкою, у результаті порушується баланс електроенергії на підстанції. Приклади осцилограм моніторингу якості та електроспоживання наведені на рисунках рис. 9.9 – 9.15.



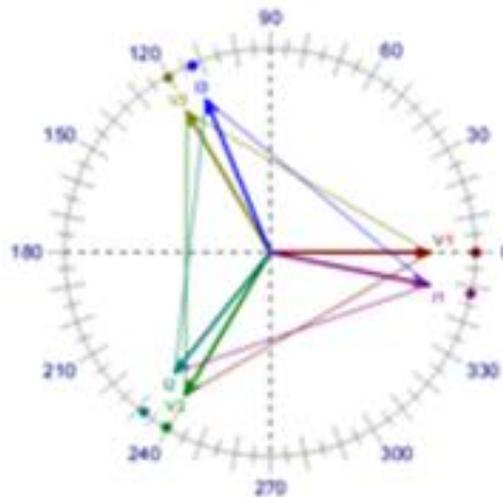
а)

### 102 Журнал осцилограма №1 11/30/10 16:17:30.706 Сторінка №2

Серія #18  
 Записано: 11/30/10 16:17:30.346  
 Початок: 11/30/10 16:17:30.706  
 Триггер: 11/30/10 16:17:30.785  
 Подія: PQS8: 104 (провал напруги)

Тривалість реєстрації: 0,640с  
 Частота виборки: 32 виб./період  
 Частота: 49,98 Гц

Симетричні складові  
 Напруга прямої послідовності: 65,62 kV  
 Напруга зворотної послідовності: 0,54 kV  
 Напруга нульової послідовності: 0,95 kV  
 Коef. несиметр. навант. по зворотній послідов.: 0,9%  
 Коef. несиметр. навант. по зворотній послідов.: 1,5%  
 Струм прямої послідовн.: 20,40 А  
 Струм зворотної послідовн.: 0,93 А  
 Струм нульової послідовн.: 0,04 А  
 Коef. несим. струму по зворотн. послід.: 4,5%  
 Коef. несим. струму по нульовій послід.: 0,2%



б)

Рисунок 9.9 – Результати аналізу параметрів режимів електричних мереж:

а) осцилограми б) симетричні складові

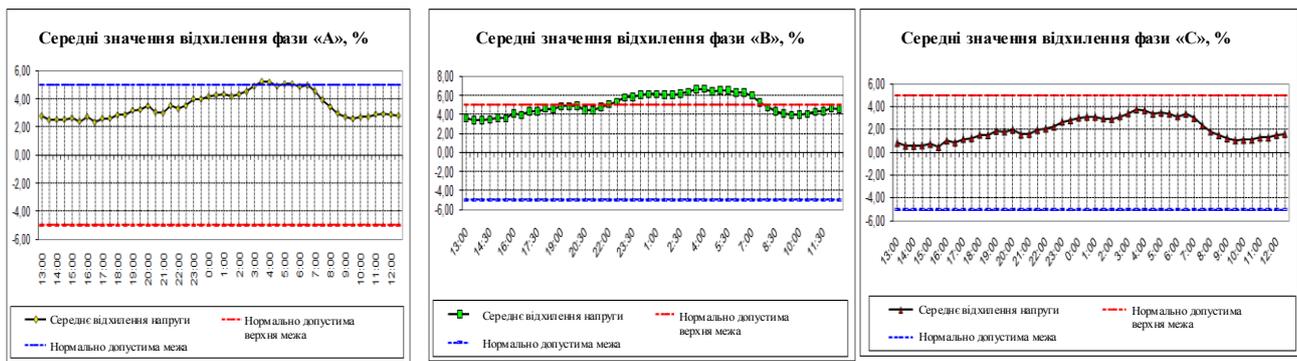


Рисунок 9.10 – Середнє значення відхилення напруги, що встановилося: а) для фази «А», б) для фази «В», в) для фази «С»

### Коефіцієнт спотворення синусоїдальності кривої напруги по фазам, %

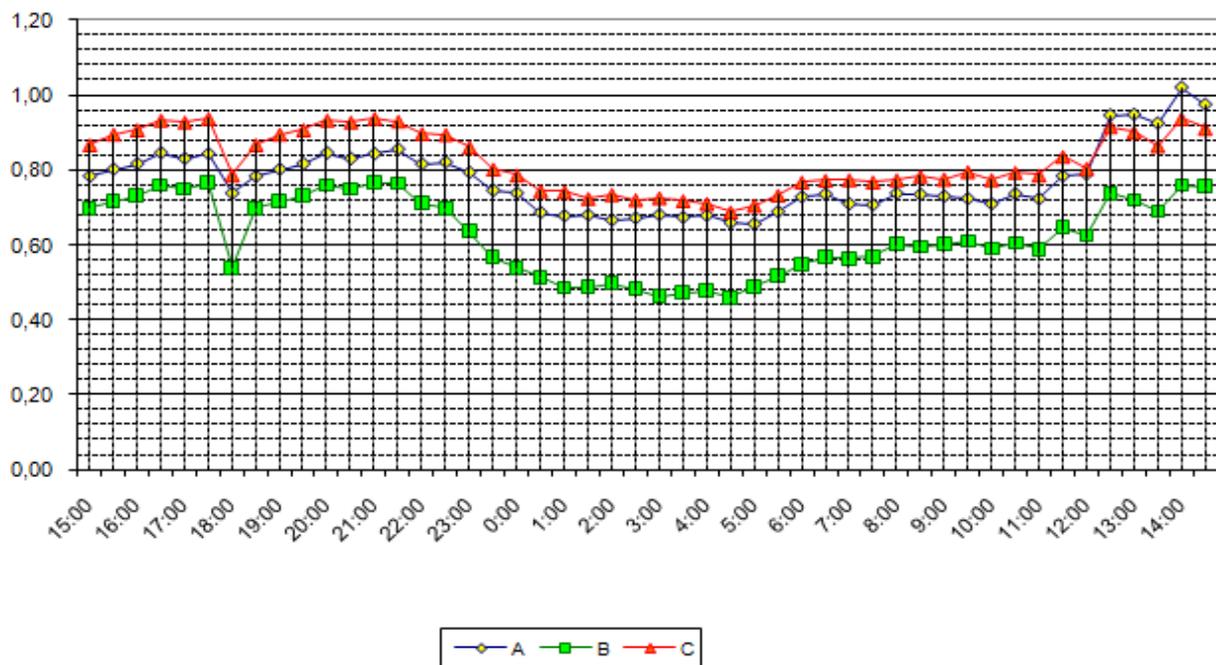


Рисунок 9.11 – Коефіцієнт спотворення синусоїдності кривої напруги

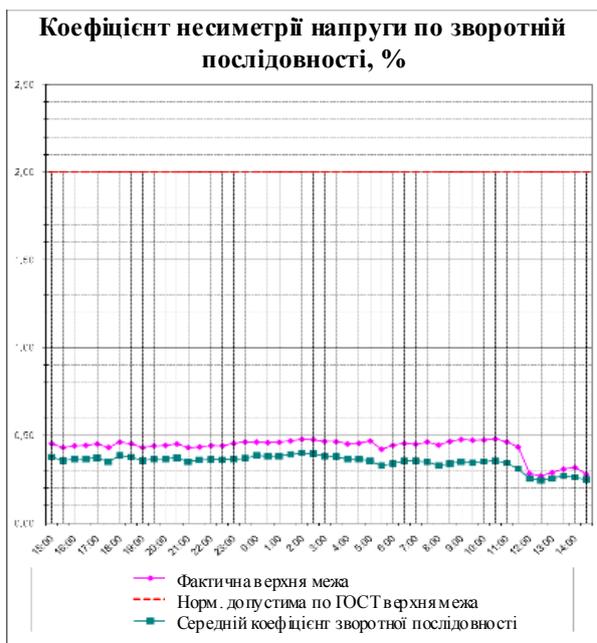


Рисунок 9.12 – Коефіцієнт несиметрії напруги за оберненою і нульовою послідовностями

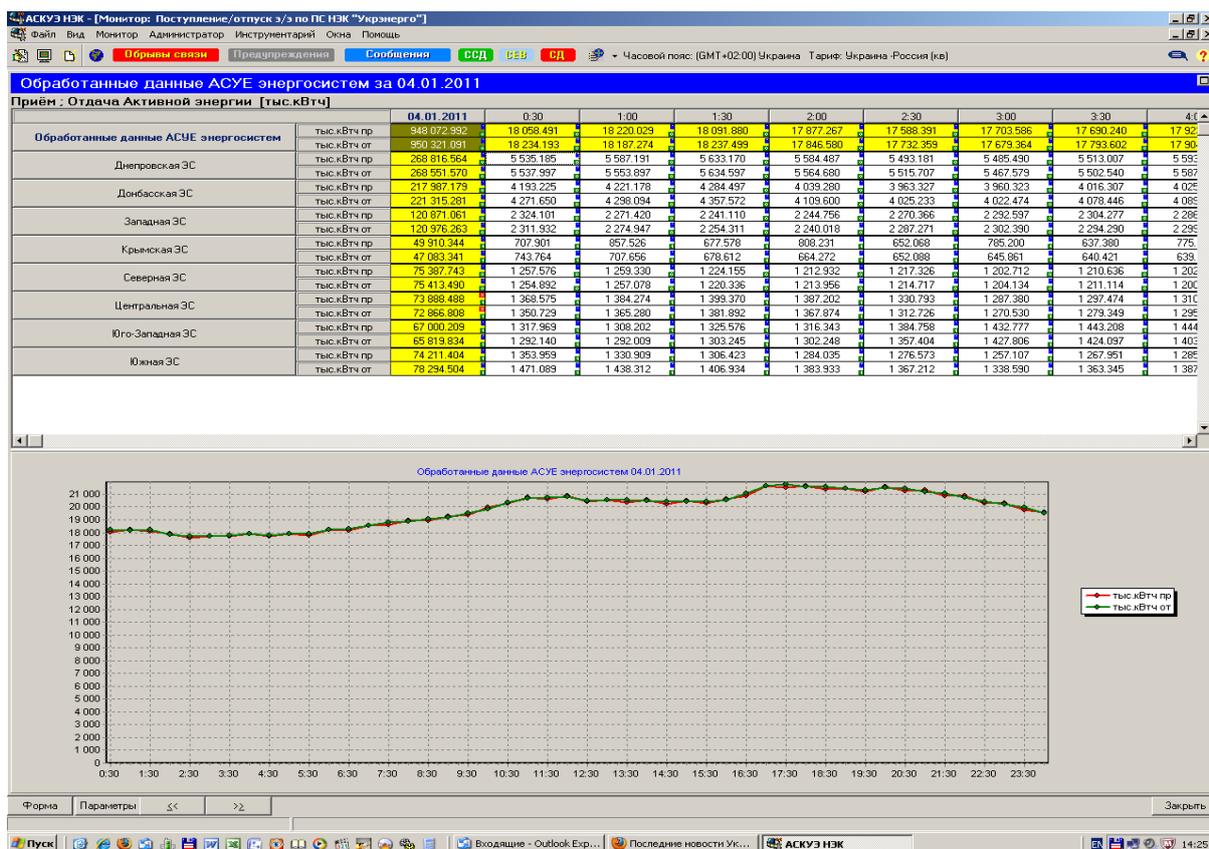


Рисунок 9.13 – Інформація про електроспоживання

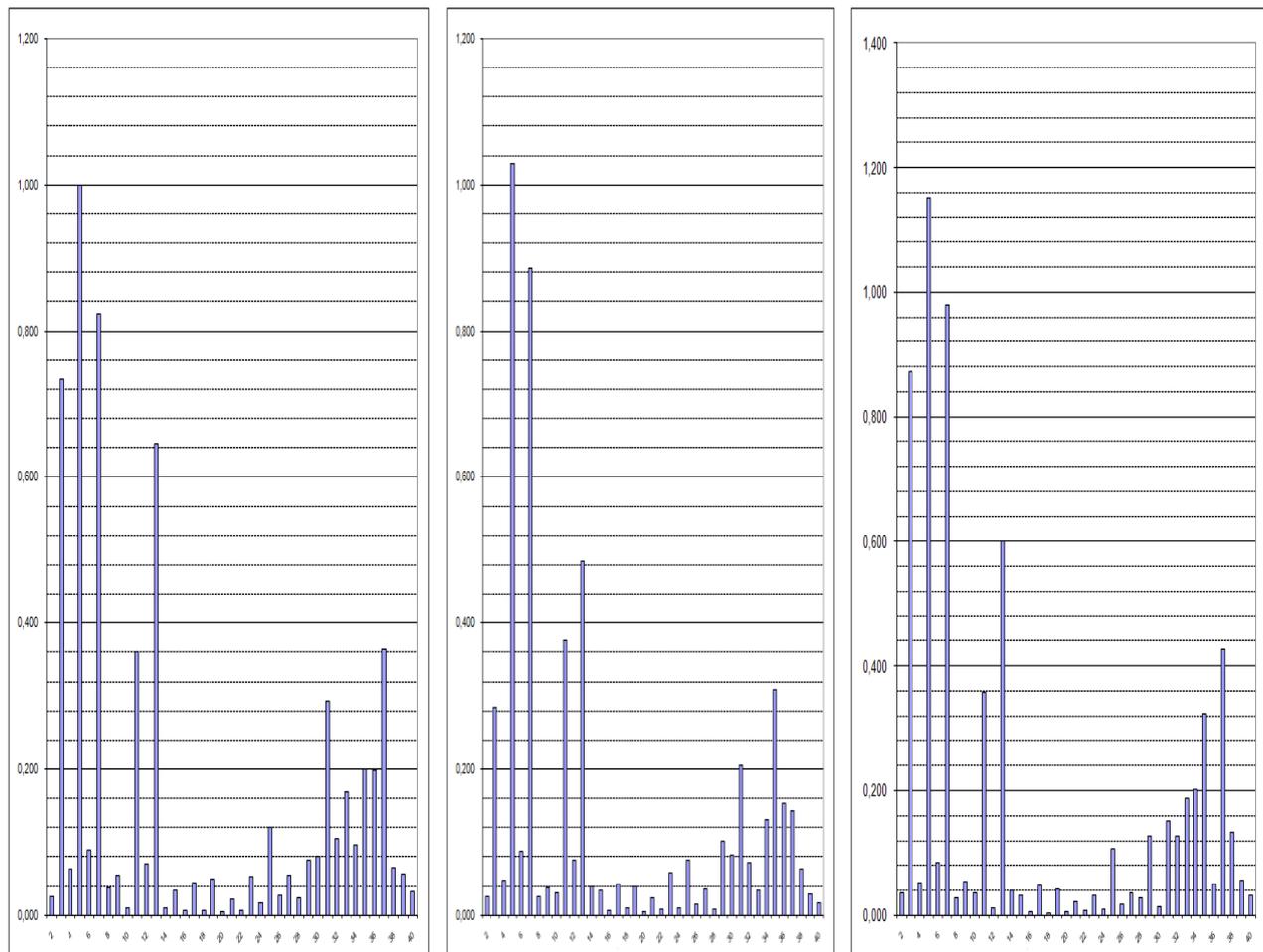


Рисунок 9.14 – коефіцієнт n-ої гармонічної складової напруги. а) для фази «А», б) для фази «В», в) для фази «С»

Споживачів, у яких проводився моніторинг якості ЕЕ, можна поділити на такі характерні групи: генерація, металургія, обленерго, машинобудування, міждержавний перетік, залізниця, хімічна промисловість. Слід зазначити, що у багатьох випадках навантаження носить змішаний характер, і відокремлення найбільш характерних споживачів носить умовний характер. У таблиці 9.4 представлені підсумкові показники відповідності показників якості ЕЕ вимогам досліджуваних характерних споживачів.

Аналізуючи отримані результати, слід зазначити, що:

- для всіх категорій зафіксовано порушення;
- гірша якість на кордоні із залізницею;
- найкраща якість на кордоні з іншими державами та обленерго.

Таблиця 9.4 – Відповідність показників якості вимогам ДСТУ [3] для досліджуваних споживачів

№ з/п	Категорія характерних споживачів	Кількість точок контролю якості ЕЕ				
		Всього (N)	Без порушення допустимих значень	Якість ЕЕ відповідає нормам	Якість ЕЕ не відповідає нормам (X)	Частка точок із неприйнятною якістю ЕЕ $(X/N \cdot 100)$ , %
1	Металургія	16	0	6	10	63
2	Машинобудування	5	0	3	2	40
3	Залізні дороги	2	0	0	2	100
4	Хімічна промисловість	6	0	1	5	83
5	Обленерго	5	2	5	0	0
6	Генерація	4	0	2	2	50
7	Міждержавний перетік	3	0	3	0	0
	ВСЬОГО	41	2	20	21	51

Оскільки більшість порушень пов'язані з несинусоїдальністю, особливий інтерес представляє аналіз вищих гармонік. На рис. 9.18 наведено спектри порушень за вищими гармоніками для кожної категорії характерних споживачів. Ця залежність числа порушень від номера гармоніки представлена логарифмічною залежністю  $f = \log_{10}(n + 1)$ , де  $n$  – кількість порушень.

Аналіз отриманих результатів (табл. 9.6) дозволяє відзначити наступні особливості:

1. У 51% точок вимірювання якості ЕЕ не відповідає нормам [3], більша частина порушень пов'язана з несинусоїдальністю кривої напруження.
2. Для всіх категорій споживачів зафіксовано порушення допустимих значень показників якості ЕЕ.
3. Найгірша якість ЕЕ зафіксована на межі із залізницею.
4. Найкраща якість ЕЕ зафіксована на межі із зовнішньою мережею та обленерго.

За окремими показниками якості ЕЕ аналіз дає:

– За несинусоїдальністю кривої напруги найгірша ситуація на кордоні із залізницею. Зафіксовано порушення за коефіцієнтом спотворення синусоїдальності форми кривої напруги та коефіцієнтом  $n$ -ї гармонійної

складової напруги за наступними номерами гармонік (2, 3, 5, 6, 7, 9,10, 11,13, 14, 15,16, 17, 19, 21, 23, 24, 27, 33, 39). Також зафіксовано порушення по вищих гармоніках у всіх точках контролю, що належать до металургії, машинобудування, хімічної промисловості, генерації та міждержавних перетікань. Ситуація щодо якості Е на кордоні з обленерго краща, де порушення нормально-допустимих значень зафіксовані тільки в частині точок контролю (рис. 9.18).

– За рівнем напруги слід зазначити, що, хоча відхилення напруги, що встановилося на шинах підстанції НЕК «Укренерго» не нормоване, але зафіксовані провали напруги для більше 60 % споживачів.

– По несиметрії напруги зафіксовані порушення на кордоні з залізницею (за нульовою послідовністю) і обленерго (за нульовою та зворотною послідовностями).

На основі проведеного аналізу якості ЕЕ розроблено рекомендації щодо покращення якості ЕЕ на досліджуваних об'єктах України:

1. У зв'язку з низькою якістю електроенергії на межах балансової належності необхідно перейти від періодичного до безперервного контролю якості електроенергії на межі балансової належності.

2. Для однозначного визначення джерела вищих гармонік необхідно організувати вимірювання якості електроенергії в точках контролю, в яких зафіксовано високий рівень несинусоїдальності при підключенні струмових ланцюгів.

3. Після визначення джерела вищих гармонік (ними можуть бути лише потужні нелінійні електроприймачі у споживачів) вжити заходів щодо фільтрації вищих гармонік (у тому числі рекомендувати їм технічні засоби) у споживачів, застосувати економічні санкції з метою компенсації матеріальних претензій від інших споживачів, яким завдається шкода від несинусоїдності напруги або відключити таких споживачів.

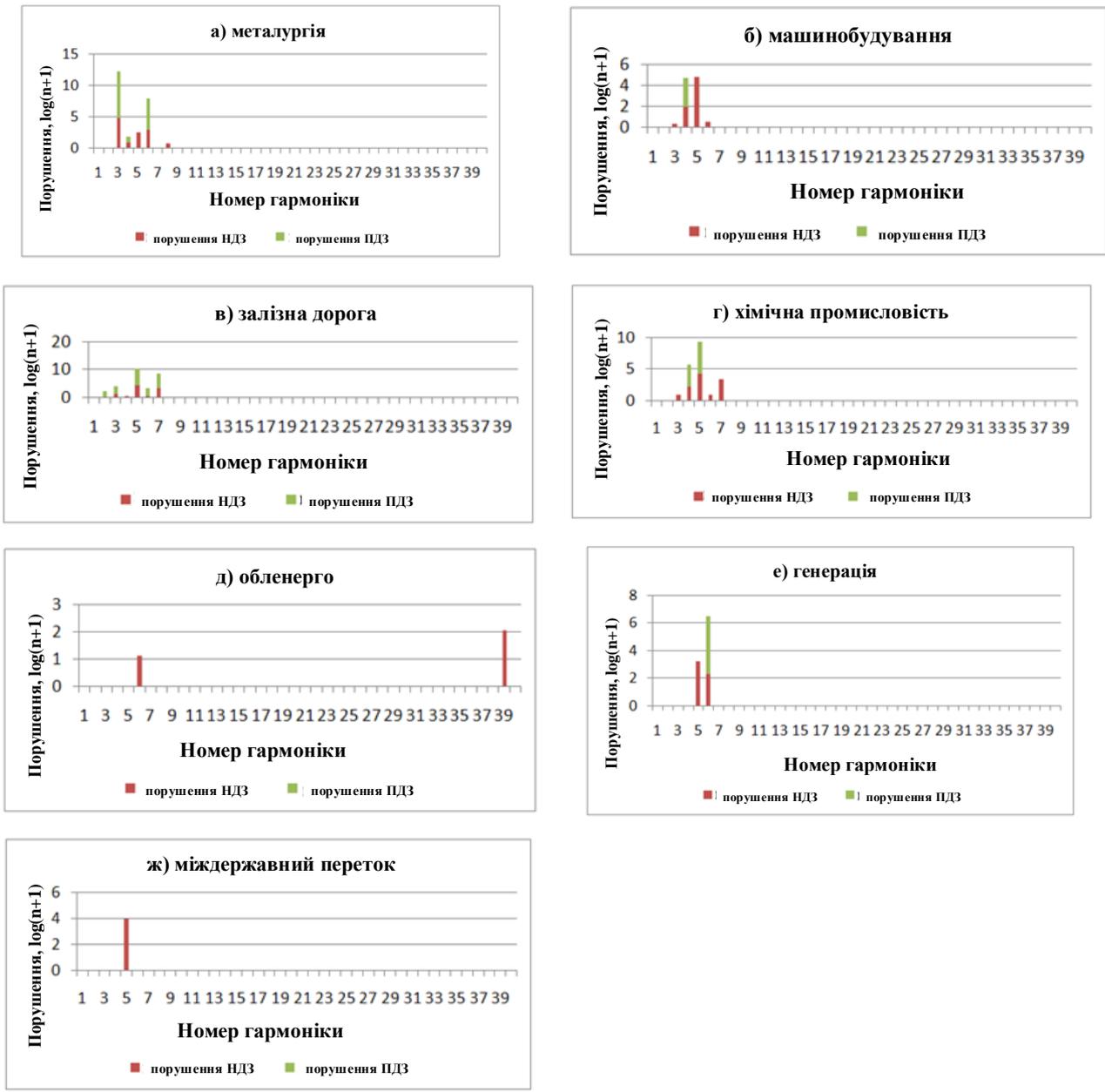


Рисунок 9.15 – Спектри порушень за вищими гармоніками для кожної категорії характерних споживачів: а) металургія; б) машинобудування; в) залізниця; г) хімічна промисловість; д) обленерго; е) генерація; ж) міждержавний переток

Моніторинг обліку та контролю якості ЕЕ, дозволяє фіксацію порушень допустимих значень показників якості ЕЕ та інформування оперативного персоналу про ці порушення, а також ведення архівів обліку параметрів електроспоживання та показників якості ЕЕ для подальшого аналізу.

Перелік об'єктів, на яких передбачається використовувати інформацію про облік параметрів електроспоживання та показників якості ЕЕ:

- Підстанції енергетичної компанії;
- Електричні станції з номінальною напругою 110 кВ та вище;
- ЕС енергетичної компанії;
- Енергетична компанія.

Створення АСКОЕ з контролем показників якості ОЕС України передбачає досягнення наступних основних цілей:

- Збір та обробка інформації про параметри електроспоживання та показники якості ЕЕ, отриману від електростанцій та відпущену суб'єктам ОРЕ та споживачам з шин ПС енергетичної компанії;

- Оснащення ОЕС України сучасними засобами вимірювальної та обчислювальної техніки, що дозволяють ефективно контролювати параметри електроспоживання та показників якості ЕЕ;

- Забезпечення можливості виявлення джерел погіршення якості ЕЕ з метою проведення наступних заходів щодо їх усунення;

- Інтеграція з існуючими автоматизованими системами диспетчерського обліку та обліками електроенергії в частині використання цифрових каналів зв'язку, а також в частині обміну інформацією між системами;

- Створення основи для інтеграції з європейською енергосистемою

## **9.5. Методи та засоби підвищення якості електроенергії**

### **9.5.1. Принцип дії та режими роботи пристроїв компенсації провалів напруги та відключень**

Пристрій компенсації провалів напруги та відключень (ПКПНВ) має регулятор часу спрацьовування від 0,1 с. до 3,1 с. при цьому рівень напруги може змінюватися в межах від 50 до 90% від номінального значення. ПКПНВ створено для роботи у жорстких умовах. Він виконаний в корпусі, який не вимагає вентиляції або вентилятора для охолодження.

## Схеми пристрою компенсації провалів напруги та відключень.

Використання пристрою у режимі очікування дозволило створити схему швидкодіючого реагування на провали напруги. Це дозволило захистити чутливі навантаження під час перемикачів (рис. 9.19)

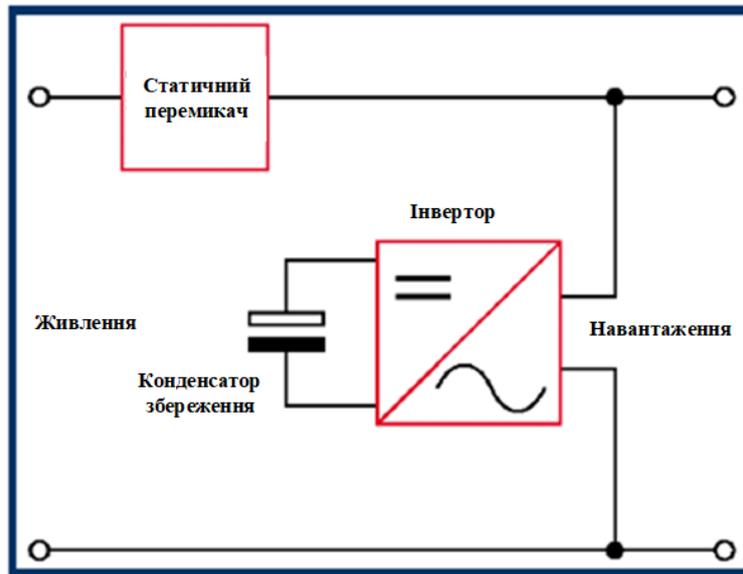


Рисунок 9.1 – Схема компенсації провалів напруги

ПКПНВ складається з послідовно з'єднаного комутаційного перемикача та паралельно встановленого до навантаження інвертора. Як накопичувач енергії використовуються електролітні конденсатори тривалого терміну дії. Це відбувається завдяки тому, що використовується мінімальна активна енергія в панелі керування та її використання протягом короткого періоду.

Конденсатори використовуються з досить високою номінальною напругою, тому не потрібний додатковий трансформатор. Конденсатори не обслуговуються і надійніші, ніж батареї. У цьому поєднанні інвертор і конденсатори працюють тільки в режимі провалу напруги, тому вони завжди заряджені і не мають пульсації струму. ПКПНВ не виділяє тепло і, відповідно, менш напружений. Термін служби ПКПНВ - 12 років при  $t = 25^\circ \text{C}$ .

Вхідна синусоїда постійно контролюється і якщо вона змінюється від встановленого номінального значення, комутаційний перемикач відключається,

а інвертор включається. Комутаційний перемикач також необхідний для блокування повернення енергії назад у систему енергопостачання. Напряга на виході інвертора синхронізується з напругою живлення і, як показано на рис. 9.20, має прямокутну форму.

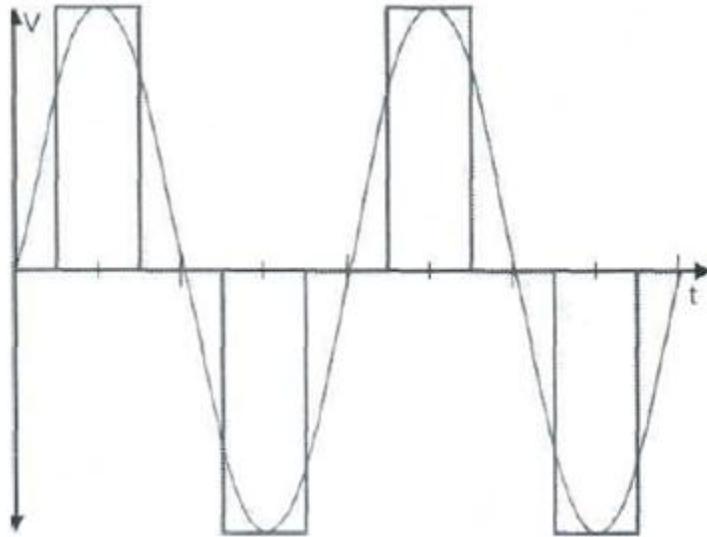


Рисунок 9.2 – Напряга на виході інвертора синхронізується з напругою живлення

Така форма має ряд переваг:

– діюче та пікове значення однакові з синусоїдою. Дані значення, можливо, застосувати до трансформаторів і котушок, де діюче значення вкрай важливе;

– максимальна напруга потрібна для вибору електронного реле, що використовують фільтри для конденсаторів на вході;

– і нарешті, електронні вузли, що створюють таку форму хвилі, відносно прості і таким чином менш схильні до пошкодження.

Недоліком є незначне підвищення вмісту гармонік, що призводить до збільшення втрат навантаження. Проте, величина ця незначна, т.я. інвертор працює дуже короткий час.

Єдиний елемент, який навантажується постійно, це комутаційний перемикач. Він складається з діодного мосту та біполярного транзистора з

ізолюваним затвором. Обидва виконані для роботи у жорстких умовах. Навіть якщо вони не спрацюють, то, швидше за все, вони не відключать навантаження на щиті керування.

На рис. 9.21 показана синусоїда напруги живлення в момент мікровимкнення при короткому замиканні на підприємстві. Тривалість провалу визначається часом, необхідним для захисту устаткування при усуненні КЗ. Двигуни майже не прореагують на вимкнення при 50 мс, а контактори всі відпадуть.

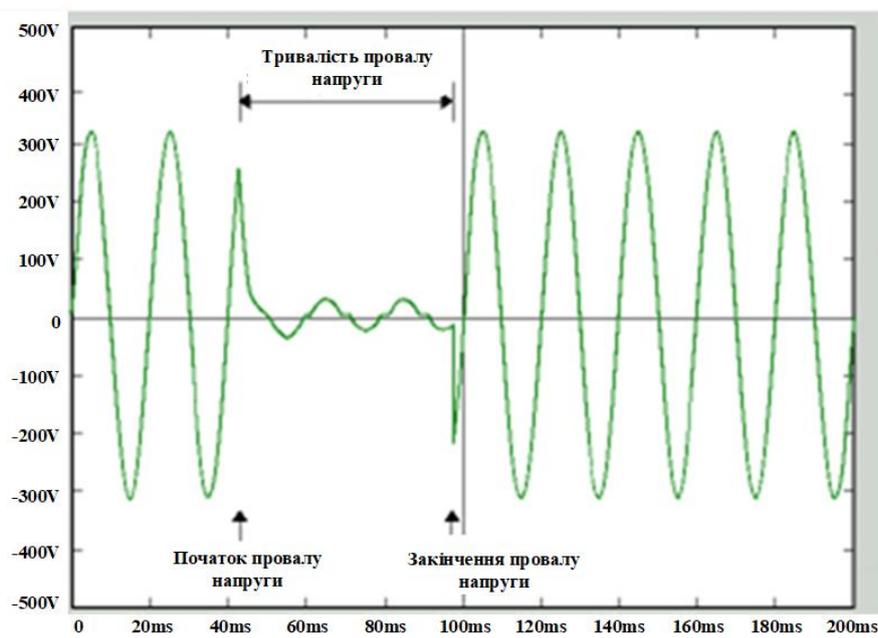


Рисунок 9.3 – Синусоїда напруги живлення в момент мікровимкнення

На рис. 9.22 показано точку вимкнення. Як видно, в цьому випадку напруга повинна впасти нижче 65% від номіналу і має утримуватися понад 200 мікросекунд. Комутаційний перемикач вже відключиться та включиться інвертор. Живлення тепер здійснюється від конденсаторів через інвертор.

Регулятор часу з кроком 100 мс від 0,1 секунди до максимального значення 3,1 с починає відлік, коли інвертор вимкнений. Коли напруга відновлюється в межах, встановлених на таймері, напруга інвертора на вході синхронізується з напругою, що надходить. Це дуже важливо, якщо

синхронізація не відбувається, тоді контактори і реле будуть насичуватися і в будь-якому випадку відключаться. У цій точці інвертор відключиться, а комутаційний перемикач знову з'єднається з живленням. Напряга на виході зображена на рис. 9.23.

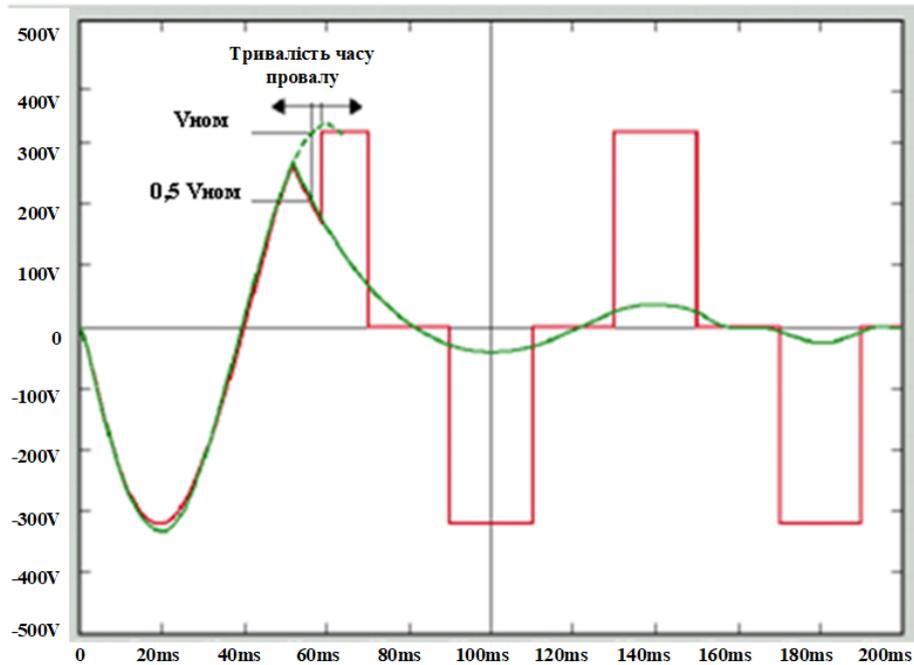


Рисунок 9.4 – Режим перемикання синусоїди

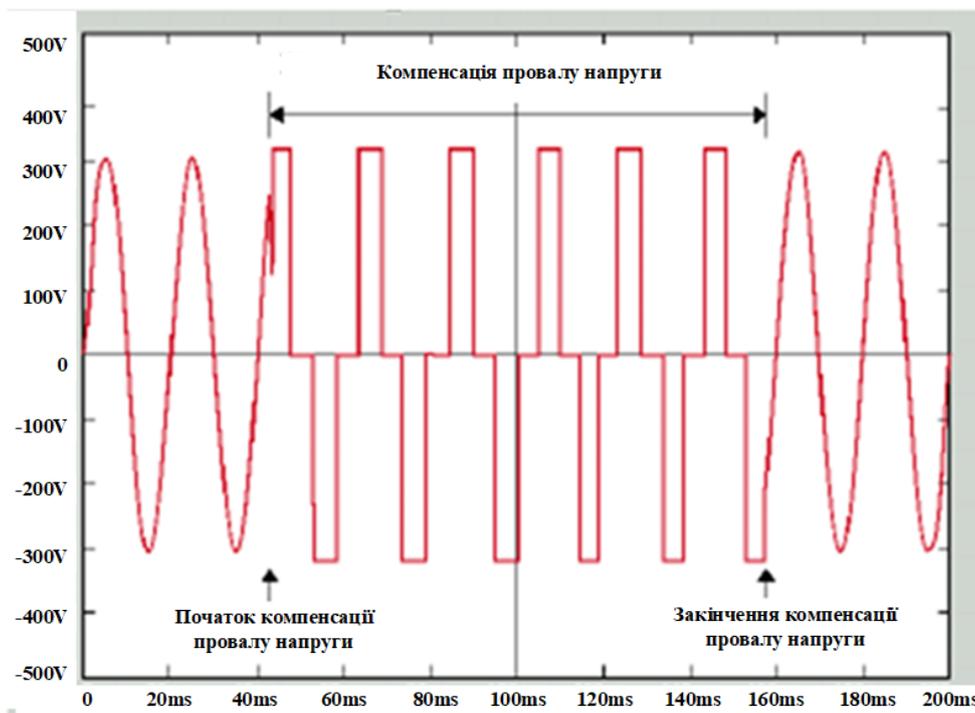


Рисунок 9.5 – Синусоїда напруги навантаження

Конденсатори перезаряджаються приблизно протягом 1 с або менше, залежно від потужності навантаження і рівня заряду, на який він був розряджений і готовності, компенсувати наступний провал.

Якщо потрібно більше енергії для збільшення часу утримання напруги або забезпечити більше активної енергії (ват), можна використовувати додаткові конденсатори. Кожен пристрій розрахований на 100 годин при повному навантаженні за  $t = 50^{\circ}\text{C}$ . Протягом цього періоду пристрій усуває більше 1000 провалів.

З моменту появи на ринку ПКПНВ зарекомендував себе найбільш надійним пристроєм. Середній час спрацьовування на відмову становить 500000 годин. Байпасні перемикачі поставляються додатково до ПКПНВ (рис. 9.24), коли необхідно проводити профілактичні роботи без вимкнення живлення.

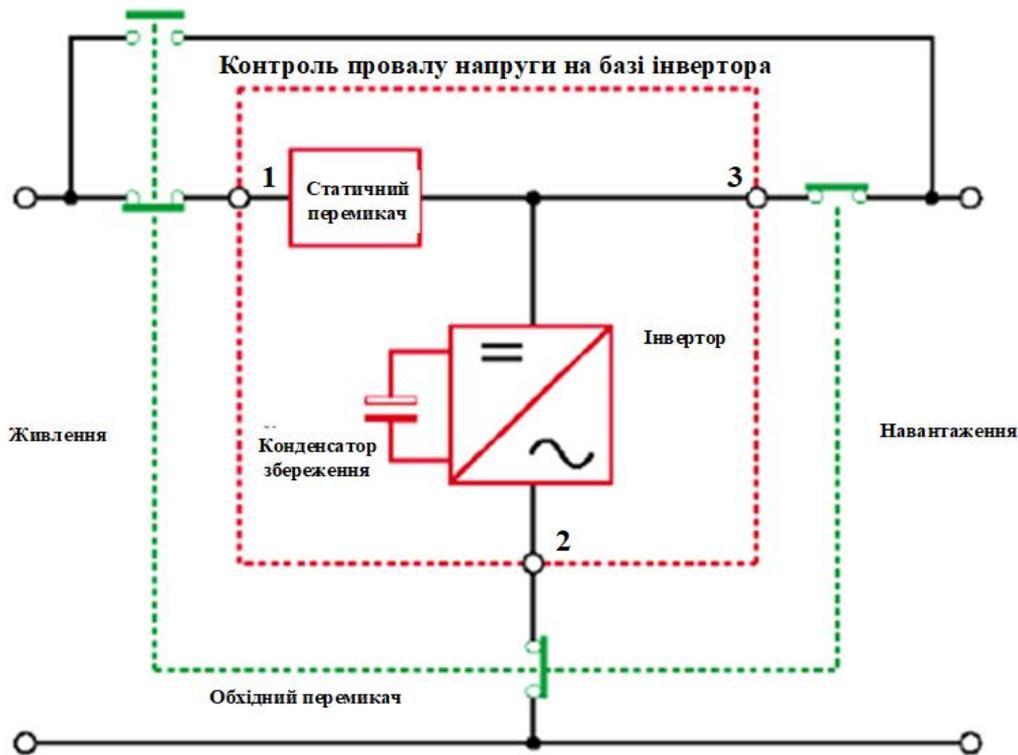


Рисунок 9.6 – Компенсатор провалів напруги компенсує провали напруги для систем керування до 37% від номінальної напруги мережі

### 9.5.2. Схеми симетруючих пристроїв у системах електропостачання

Симетрування за допомогою симетруючих пристроїв (СП) зводиться до компенсації еквівалентного струму зворотної послідовності несиметричних навантажень і, відповідно, обумовленої ними напруги зворотної послідовності. Синтез параметрів СП здійснюється виходячи з умов підтримки в допустимих межах несиметрії напруг і струмів при високому коефіцієнті потужності та мінімальної потужності елементів СП.

Залежно від місця встановлення СП розрізняють індивідуальний, груповий, централізований та комбінований способи симетрування. *Індивідуальні* СП встановлюються безпосередньо у несиметричних ЕС. При *груповому* симетруванні в різних точках мережі встановлюється кілька СП, кожне з яких симетрує певну ділянку мережі з підключеною до нього групою несиметричних електроприймачів. При *централізованому* симетруванні у

розподільчій мережі встановлюється одна СП. *Комбінований* спосіб симетрування полягає у поєднанні СП, представлених вище. Кожен із способів симетрування має свої особливості. Індивідуальний спосіб дозволяє усунути несиметрію струмів і напруг безпосередньо у споживача, але при цьому встановлена потужність силових елементів СП використовується нерационально. При централізованому способі потрібна менша встановлена потужність елементів СП, але в мережі з несиметричними навантаженнями несиметрія струмів зберігається. Груповий спосіб симетрування поєднує переваги та недоліки індивідуального та централізованого способів. Вибір способу симетрування визначається переважно параметрами мережі та характером навантажень. Симетруючі пристрої виконуються не керованими чи керованими залежно від особливостей графіка навантаження. Відома велика кількість схем СП, які мають як електричні, так і електромагнітні зв'язки між елементами. Кожне конкретне схемне і технічне рішення СП має певні переваги і недоліки, що обмежують область їх застосування.

Розглянемо деякі з відомих СП. Симетруючі пристрої трансформаторного типу дуже різноманітні. За допомогою декількох трансформаторів або спеціального трансформатора, включеного певним чином між мережею і несиметричним навантаженням, отримують необхідну напругу на навантаженні і досягають деякого вирівнювання лінійних струмів. Як приклад на рис. 9.25 наведена схема живлення двофазного навантаження від трансформатора Скотта та векторні діаграми струмів та напруг. Співвідношення витків трансформаторів вибираються таким чином, щоб вторинні напруги їх були рівні. За цією схемою живляться плавильні індукційні печі. Симетруючі пристрої трансформаторного типу є індивідуальними та нерегульованими, а їх симетруючі властивості залежать від характеру навантаження.

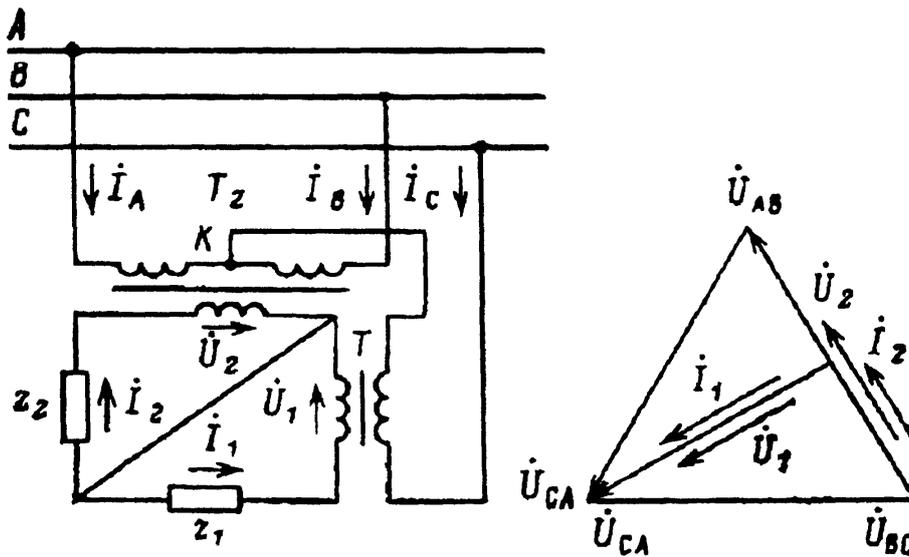


Рисунок 9.7 – Схема та векторна діаграма струмів та напруг при живленні двофазного навантаження від трансформатора Скотта

Симетруючі пристрої з електромагнітними зв'язками поділяються на дві групи: з дільниками (автотрансформаторні) і трансформаторні. У схемах з дільниками потужність СП зазвичай вибирається рівною потужністю навантаження. За допомогою перемикачів автотрансформаторного відпаювання можна симетрувати нелінійне навантаження зі змінним коефіцієнтом потужності. На рис. 9.26 представлена схема з одним  $C_p$  регульованим елементом. Така схема має значення  $\cos\phi < 0,7$ .

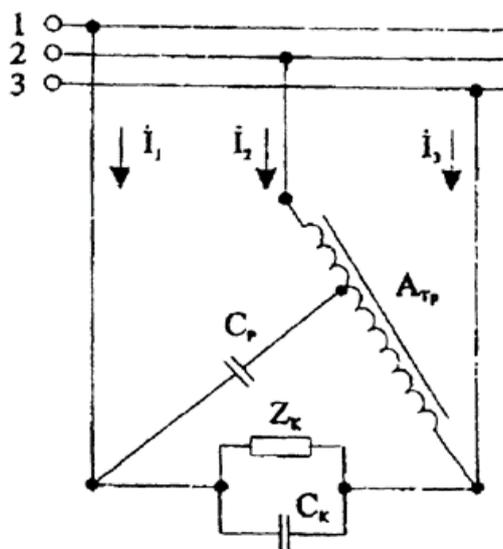


Рисунок 9.8 – Автотрансформаторна схема з регульованим елементом  $C_p$

На рис. 9.27 показана схема СП з двома регульованими елементами  $C$  і  $L$ . За своїми характеристиками вона є кращою, ніж попередня схема, і знаходить застосування для навантажень з  $\cos\varphi = 1$ .

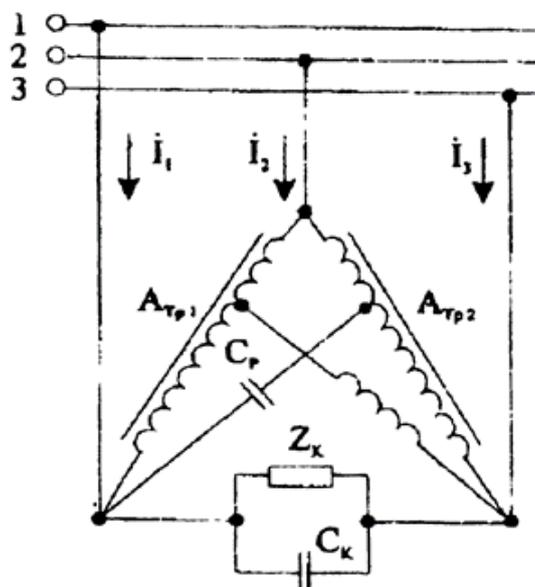


Рисунок 9.9 – Автотрансформаторна схема з регульованими елементами  $C$  і  $L$

Індуктивно-ємнісні СП підключаються до мережі паралельно з несиметричним навантаженням; вони є комбінацією індуктивних і ємнісних елементів. Найбільшого поширення набула схема Штейнметца, показана на

рис. 9.28. Векторна діаграма, що пояснює роботу пристрою, наведена на цьому ж рисунку.

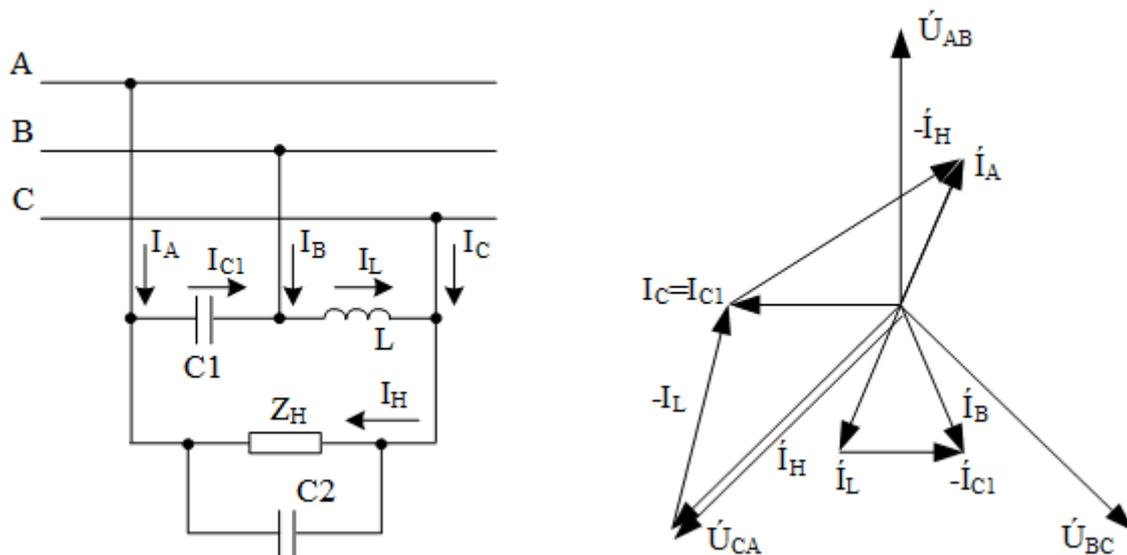


Рисунок 9.10 – Схема Штейнметца та векторна діаграма для цієї схеми

Симетруючий пристрій Штейнметца найбільш ефективний при коефіцієнті потужності навантаження, що дорівнює одиниці. Тому при активно-індуктивному навантаженні паралельно до неї підключається батарея конденсаторів C2. Потужність реактора та БК C1 у цьому випадку вибирається з умови

$$Q_L = Q_C = P_{\text{ном}}/\sqrt{3}. \quad (9.14)$$

Пристрій Штейнметца забезпечує симетрію активно-індуктивного навантаження (без конденсаторів C2). Однак у цьому випадку коефіцієнт потужності знижується до значень, менших коефіцієнта потужності навантаження. У цьому випадку потужність симетруючих елементів вибирається з умови:

$$Q_L = 2S_H \cos\left(\varphi - \frac{\pi}{3}\right)/\sqrt{3}; \quad Q_C = 2S_H \cos\left(\varphi + \frac{\pi}{3}\right)/\sqrt{3}, \quad (9.15)$$

де  $S_H$  – повна потужність однофазного навантаження;  $\varphi$  – аргумент опору навантаження.

Симетрування при постійних значеннях симетруючих елементів забезпечується лише за одного значення потужності навантаження. Якщо можлива зміна параметрів навантаження призводить до перевищення допустимої несиметрії, виникає необхідність застосування керованих СП. Однак застосування керованих СП не завжди необхідне при змінному несиметричному навантаженні; необхідно, щоб несиметрія напруг не виходила за допустиму межу з інтегральною ймовірністю 95%. Для обґрунтування можливості застосування некерованих СП в мережах зі змінним навантаженням необхідно проведення статистичних досліджень параметрів несиметрії. Керовані СП можуть мати як безперервне (аналогове), і ступінчасте (дискретне) керування. Батареї конденсаторів дискретних СП набираються з кількох груп, одна з яких підключена постійно, а інші - змінно. Перемикання здійснюється за допомогою контакторів або тиристорних ключів. В даний час знаходиться застосування плавне регулювання ємнісних елементів шляхом підключення паралельно конденсаторам реакторів, керованих тиристорами. Недоліками цього способу керування є використання додаткових реакторів, що призводить до збільшення втрат енергії та встановленої потужності обладнання СП, а також генерування ВГ струму тиристорами. При дискретному регулюванні індуктивний елемент складається з декількох елементарних реакторів або є одним реактором з відпайками. Плавне регулювання індуктивного елемента може бути забезпечене за рахунок включення реактора через керовані тиристири підмагнічування магнітопроводу (за його наявності), зміни немагнітних зазорів в магнітопроводі, а також за допомогою ковзного контакту. Як приклад на рис. 9.29 наведено два варіанти керованих СП, заснованих на схемі Штейнметца. Недоліком їх є те, що сумарна повна потужність обладнання перевищує повну потужність навантаження, СП мають обмежений діапазон регулювання.

Для симетрування системи лінійних напруг при однофазних та дво- та трифазних несиметричних навантаженнях широко застосовуються батареї

конденсаторів з неоднаковими потужностями фаз, що використовуються для компенсації реактивної потужності (КРП) у мережі (рис. 9.30).

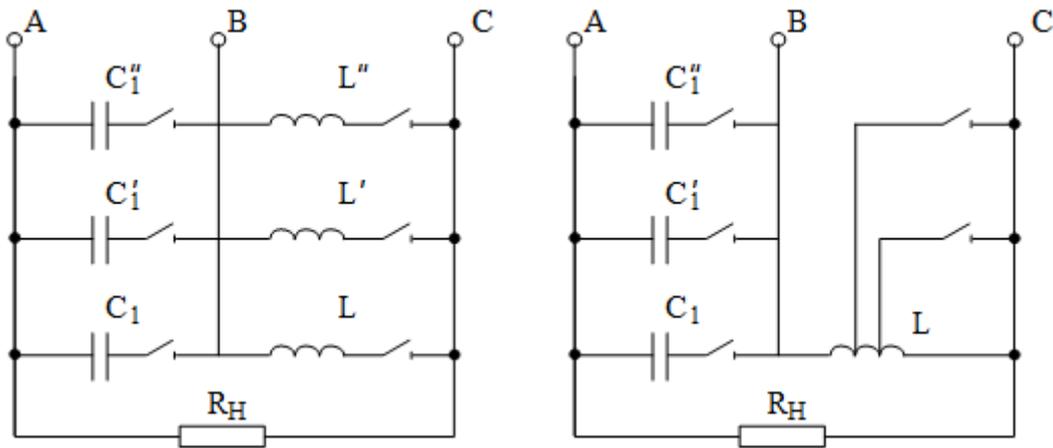


Рисунок 9.11 – Варіанти керованих СП на основі схеми Штейнметца

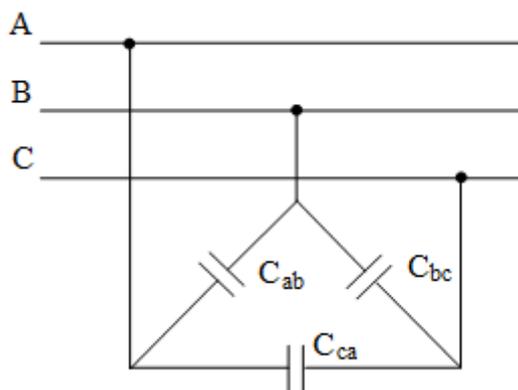


Рисунок 9.12 – Схема симетрування з використанням БК

Дуже важливою обставиною є багатofункціональний характер ємнісних СП, БК яких є джерелом реактивної потужності.

Насправді повне симетрування, тобто коли коефіцієнт несиметрії по зворотній послідовності  $K_{2U} = 0$ , виявляється технічно та економічно недоцільним; використовується часткове симетрування, коли за допомогою непрямой компенсації або застосування СП забезпечується значення  $K_{2U} \leq 0,02$ . Умову часткового симетрування можна подати у вигляді:

$$K_{2U} = \frac{I_{2\text{зал}} \cdot Z_2}{U_{\text{ном}}} \leq \frac{U_{\text{доп}}}{U_{\text{ном}}} = \frac{K_{2U\text{доп}}}{U_{\text{ном}}} = 0,02,$$

де  $I_{2\text{зал}}$  – залишковий струм зворотної послідовності, зумовлений несиметричним навантаженням та СП;  $U_{\text{доп}}$  – допустима напруга зворотної послідовності.

У разі повного симетрування, очевидно, має дотримуватися умова взаємної компенсації комплексних значень струмів зворотної послідовності СП  $\underline{I}_{2\text{СП}}$  та несиметричного навантаження  $\underline{I}_{2\text{н}}$ :

$$\underline{I}_{2\text{СП}} = \underline{I}_{2\text{н}}.$$

Сумарна потужність ємнісного СП вибирається із умови КРП. Вона перерозподіляється по фазах СП таким чином, щоб струм зворотної послідовності несиметричної БК компенсував струм зворотної послідовності несиметричного навантаження. У загальному випадку симетрування може бути здійснено за допомогою двох ємнісних елементів, підключених на рівні лінійні напруги (залежно від фази струму зворотної послідовності). Симетруючі можливості ємнісного двоелементного СП суттєво залежать від характеру несиметричного навантаження. Для визначення параметрів БК ємнісного СП розроблено аналітичні та графічні методи.

Алгоритм аналітичного методу полягає у наступному. Потужність БК та підключення їх між тими чи іншими фазами визначаються залежно від аргументу  $\varphi_{2\Sigma}$  вектора еквівалентного струму зворотної послідовності  $\underline{I}_{2\Sigma}$  у I, II або III області (рис. 9.31)

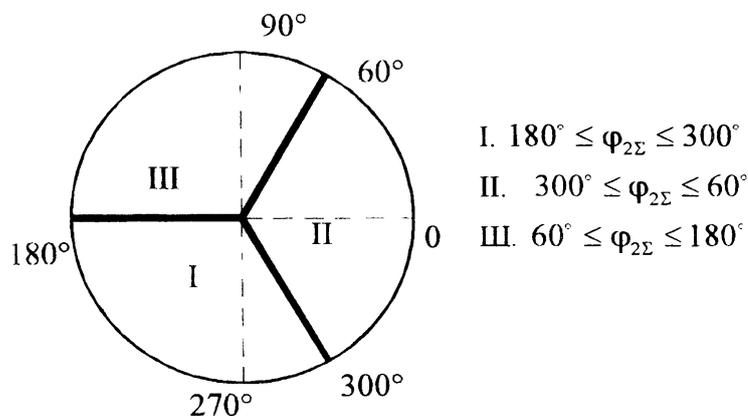


Рисунок 9.13 – Діаграма розподілу аргументу  $\varphi_{2\Sigma}$  струму зворотної послідовності  $I_{2\Sigma}$

Сумарна потужність БК при повному симетруванні (у припущенні, що вони працюють при номінальній напрузі) визначається за виразами:

$$\text{I. } Q_{\Sigma} = \sqrt{3}U_{\text{ном}}I_{2\Sigma}(\sqrt{3} \sin \varphi_{2\Sigma} + \cos \varphi_{2\Sigma});$$

$$\text{II. } Q_{\Sigma} = 2\sqrt{3}U_{\text{ном}}I_{2\Sigma} \cos \varphi_{2\Sigma};$$

$$\text{III. } Q_{\Sigma} = \sqrt{3}U_{\text{ном}}I_{2\Sigma}(\sqrt{3} \sin \varphi_{2\Sigma} - \cos \varphi_{2\Sigma}).$$

Якщо реактивна потужність, необхідна для КРП у вузлі мережі, перевищує сумарну потужність БК при повному симетруванні ( $Q_{\text{КРМ}} > Q_{\Sigma}$ ), у розрахунку замість  $Q_{\text{КРМ}}$  приймається  $Q_{\Sigma}$ .

Відношення потужностей  $Q_{AB}/Q_{\Sigma}$ ,  $Q_{AC}/Q_{\Sigma}$ ,  $Q_{CA}/Q_{\Sigma}$  та їх підключення на лінійні напруги в I, II та III областях:

$$\text{I. } \frac{Q_{AB}}{Q_{\Sigma}} = \frac{2}{3 + \sqrt{3} \operatorname{ctg} \varphi_{2\Sigma}}; \quad \frac{Q_{CA}}{Q_{\Sigma}} = 1 - \frac{Q_{AB}}{Q_{\Sigma}};$$

$$\text{II. } \frac{Q_{AB}}{Q_{\Sigma}} = 0,5 - \frac{1}{2\sqrt{3}} \operatorname{tg} \varphi_{2\Sigma}; \quad \frac{Q_{BC}}{Q_{\Sigma}} = 1 - \frac{Q_{AB}}{Q_{\Sigma}};$$

$$\text{III. } \frac{Q_{BC}}{Q_{\Sigma}} = \frac{2}{3 - \sqrt{3} \operatorname{ctg} \varphi_{2\Sigma}}; \quad \frac{Q_{CA}}{Q_{\Sigma}} = 1 - \frac{Q_{BC}}{Q_{\Sigma}}.$$

При неповному симетруванні сумарна потужність БК:

$$Q_{\text{неп}} = Q_{\Sigma} \left(1 - \frac{K_{2U}}{K_{2U \phi}}\right),$$

де  $K_{2U \phi}$  – фактичне значення коефіцієнта несиметрії щодо зворотної послідовності (до підключення СП);  $K_{2U}$  – нормоване значення цього коефіцієнта.

У системах електропостачання (СЕП) підприємств, що живлять електротехнологічні установки (печі електрошлакового переплаву, індукційні печі та ін) технологічний процес характеризується частою зміною числа включених агрегатів та їх завантаження. Це призводить до змін,  $K_{2U}$  як за значенням, так і по фазі. Слід зазначити, що електротехнологічні установки є

досить потужними споживачами реактивної потужності. Для СЕП таких виробництв в Інститут електродинаміки НАН України розроблено симетрокомпенсуючі пристрої багатоцільового призначення, призначені для симетрування напруг мережі та КРП. Ці пристрої складаються з ємностей, що дискретно регулюються, схеми яких представлені на рис. 9.32.

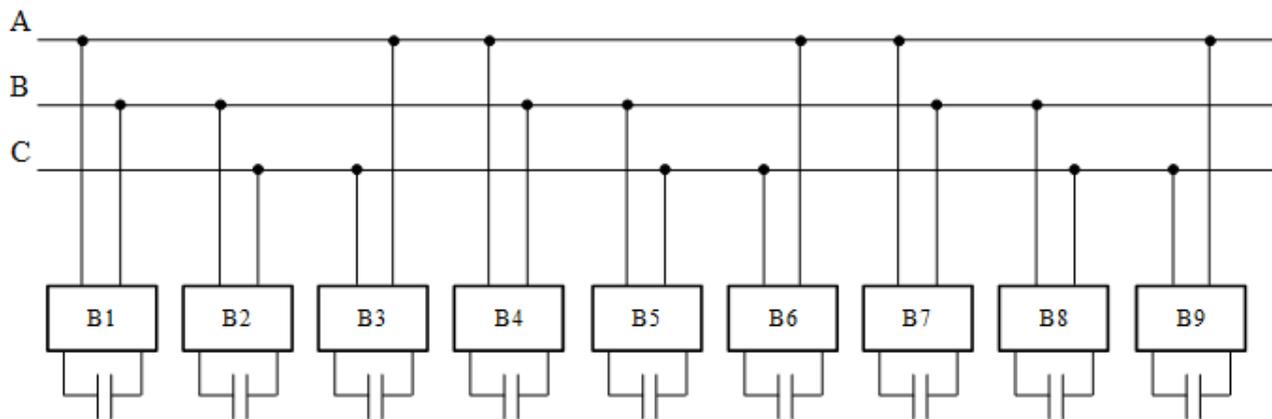


Рисунок 9.14 – Схема симетрокомпенсуючого пристрою

Реалізація спільних умов КРП та симетрування дозволяє значно знизити встановлену потужність регульованих компенсуючих пристроїв у СЕП підприємств. Оригінальним технічним рішенням є СП на основі трансформаторів з магнітним полем, що обертається, що складаються з трифазного статора і загальмованого ротора. На роторі є однофазна обмотка, до якої підключені постійні реактивні елементи (БК або реактор). Пристрій є несиметричним навантаженням, фаза струму зворотної послідовності якої може змінюватися в діапазоні  $0 \div 2 \times 3,14$  при повороті ротора. Комбінація з двох таких СП дозволяє регулювати модуль і фазу зворотного струму зворотної послідовності шляхом повороту на певні кути їх роторів. На рис. 9.33 наведені схеми СП з магнітним полем, що обертається типу  $L-L$  та  $L-C$ .

Закон керування СП типу  $L-C$ :

$$\alpha_L = 0,5\{\pi + \varphi_{2H} - \arcsin[\sqrt{3}UI_{2H}(Q_L + Q_C)^{-1}]\};$$

$$\alpha_C = 0,5\{\pi + \varphi_{2H} + \arcsin[\sqrt{3}UI_{2H}(Q_L + Q_C)^{-1}]\},$$

де  $\alpha_L, \alpha_C$  – кути повороту роторів;  $Q_L$  та  $Q_C$  – потужності реактивних елементів;  $\varphi_{2H}$  – аргумент лінійного струму зворотної послідовності несиметричного навантаження  $\underline{I}_{2H}$ .

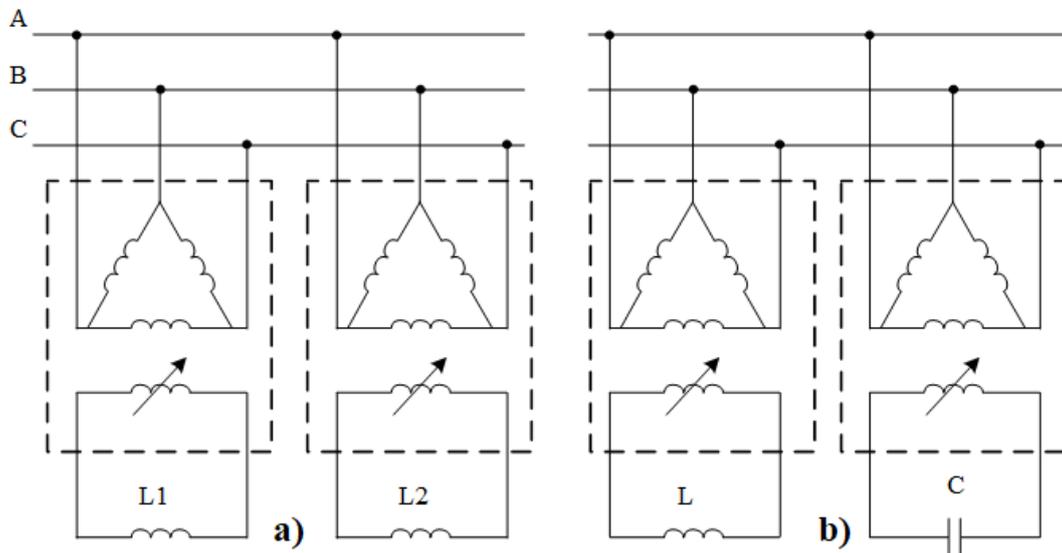


Рисунок 9.15 – Схеми СП типу L-L (а) та L-C (б) з обертовим магнітним полем

Симетрування системи напруги може бути здійснено також шляхом введення системи додаткових ЕРС. Суть цього способу симетрування полягає в тому, що між джерелом і приймачем в розрив лінійних проводів включаються додаткові джерела ЕРС, що утворюють систему зворотної послідовності. В результаті підсумовування ЕРС основного і додаткового джерел їх симетричні складові зворотної послідовності взаємно компенсуються, напруга на приймачі стає симетричною. На практиці як джерело додаткової системи ЕРС можуть бути використані:

- синхронний генератор;
- трансформатори послідовного регулювання;
- трансформатор, у якого задіяне пофазне регулювання коефіцієнта трансформації.

Як критерій оптимальності вибору параметрів СП приймається умова мінімуму встановленої потужності СП. Ця умова використовується при виборі

пристроїв для повного або часткового симетрування. Встановлена потужність СП з електричними зв'язками визначається реактивною потужністю елементів СП чи провідностями.

Технічні рішення розглядаються за методом порівняння варіантів з урахуванням номенклатури виробів, що випускаються промисловістю (реактивних елементів, комутаційної апаратури, пристроїв релейного захисту та автоматики), а також надійності СП.

### **9.5.3. Слідкуючий тиристорно-реакторний компенсатор несинусоїдальних струмів у неврівноваженій чотирипровідній системі**

Комплексний підхід до розв'язання проблеми електромагнітної сумісності споживачів електроенергії в трифазних системах зі змінними навантаженнями передбачає практичне застосування багатофункціональних пристроїв, які призначені для стабілізації параметрів енергії на затискачах електроприймачів і зниження додаткових втрат активної потужності в СЕП. На сьогоднішній день відома досить велика кількість пристроїв, що коригують зазначені параметри. Вони різноманітні за принципами побудови та дії, елементною базою та галузями застосування. Особливий інтерес представляє метод слідкуючого регулювання для реалізації деяких із зазначених коригувальних пристроїв, причому перспективність цієї концепції підтверджується результатами дослідної експлуатації окремих розробок.

Розглянемо можливість застосування такого методу для розробки слідкуючого тиристорно-реакторного компенсатора (СТРК) струмів нульової послідовності та вищих гармонік у чотирипровідних СЕП. В основу побудови покладено розроблений спосіб швидкодіючої компенсації струму навантаження  $i_{0н}(t)$  у нульовому дроті низьковольтної електричної мережі за допомогою індуктивного струму, який формується підключенням до нього компенсуючого реактора (КР) з параметрами  $L_p$  та  $R_p$ .

При цьому в нульовий провід чотирипровідної мережі останнім інжектує струм реактора  $i_p(t)$  такої форми кривої, щоб виконувалася загальна умова

компенсації  $i_{0н}(t) + i_p(t) \approx 0$ , тобто струм  $i_{0н}(t)$  у нульовому проводі СЕП на ділянці лінії від роздільного трансформатора (РТ) до місця встановлення такого компенсатора ("РТ-СТРК") мав би мінімальне значення. В результаті забезпечуються квазірівноважений режим чотирипровідної системи та мінімізація вищих гармонік у ній.

У цьому випадку напруга на реакторі  $u_{p(t)}$  має бути несинусоїдальною періодичною функцією, гармонійний склад якої визначається коефіцієнтами розкладання  $A_{кн}$  та  $B_{кн}$  до ряду Ейлера-Фур'є струму  $i_{0н}(t)$ .

Теоретичні принципи побудови цього слідкуючого тиристорно-реакторного компенсатора покладено основою практичної розробки такого перетворювача ЕЕ.

Зупинимося докладніше на основних аспектах цієї розробки, призначеної для експлуатації в діючих електричних мережах низької напруги з несиметричними та нелінійними електроприймачами. Відповідно до запропонованих принципів побудови зазначеного компенсатора та способу його керування за розробленим алгоритмом, можна забезпечити необхідну форму напруги  $u_{p(t)}$  на реакторі КР, який включений між виходом перетворювача і нульовим проводом чотирипровідної системи і тим самим мінімізувати в ній струми нульової послідовності та вищих гармонік.

Одним з можливих і досить простих шляхів створення такого компенсатора є використання для цієї мети напівпровідникового інвертора, що перетворює вхідну напругу постійного струму в змінну заданої форми і виконаного, наприклад, на основі ДПК - двопозиційного ключа або за іншими схемам.

Найбільш простим варіантом реалізації широтної або широтно-імпульсної модуляції вихідної напруги перетворювача для розв'язання поставленої задачі є використання методу слідкуючого регулювання, при якому моменти комутації ДПК в загальному випадку заздалегідь невідомі і визначаються імовірнісною поведінкою струму  $i_{0н}(t)$ , що характерно для графіків навантажень низьковольтних розподільних мереж, а також

нелінійністю навантажень. Отже, перемикання ДПК і відповідно реактора в цьому випадку здійснюється в реальному масштабі часу з відносно низьким запізненням, обумовленим в основному часом відновлення вентилів.

Особливістю такого способу керування компенсатором струму  $i_{0н}(t)$  є те, що за допомогою ДПК в компенсувальному реакторі формується струм  $i_p(t)$  заданої форми, причому відхилення від сигналу завдання визначаються межами зони гістерезису  $\epsilon$  компаратора, що входить до складу системи керування ключовими елементами (тиристорами або силовими транзисторами) ДПК, а точність відтворення сигналу завдання тим вище, чим вужча зона гістерези. Для забезпечення досить високої точності відтворення очевидним є підвищення частоти перемикання КР за допомогою ДПК до позитивного або негативного виведення двополярного ДКН, регулювання значення напруги, а також вибір достатньої малої величини  $\epsilon$ .

Крім того, точність відстеження форми струму  $i_{0н}(t)$  з метою його компенсації визначається також максимально допустимими швидкостями наростання і спаду струму в силових напівпровідникових приладах, величинами струму КР і тривалості роботи компенсатора як в режимі генерації електромагнітної енергії, що обумовлена не тільки максимальною енергією, яка накопичена в магнітному полі КР, а й значеннями  $u_{p(t)}$  та  $i_{0н}(t)$ , так і в режимі її споживання.

На рис. 9.34 показана структурна схема слідкуючого компенсатора струмів нульової послідовності і вищих гармонік, що реалізує запропонований спосіб компенсації. Струм  $i_p(t)$ , який протікає через КР "грубо", компенсує струм  $i_{0н}(t)$  у нульовому дроті мережі, причому формування струму  $i_p(t)$  забезпечується за рахунок почергової комутації КР до різнойменних затискачів ДКН за допомогою тиристорів ДПК, що керуються системою керування тиристорами (СКТ) за вихідними сигналами тригера Шмітта (ТШ) з регульованою шириною зони гістерезису  $\epsilon$ . Остання задає величину різниці струмів  $i_{\Delta}(t)$ , які протікають у КР і нульовому дроті мережі зі сторони навантаження. Напруга, пропорційна різницевому струму  $i_{\Delta}(t)$ , який

вимірюється за допомогою датчика струму (ДС), посилюється попередньо масштабуючим підсилювачем (МП) з інверсним виходом, а остаточно – підсилювачем струму (ПС), який виконаний по двотактній безтрансформаторній схемі на силових транзисторах з різним типом провідності, що і підключаються до нульового проводу мережі через дросель зв'язку (ДЗ).

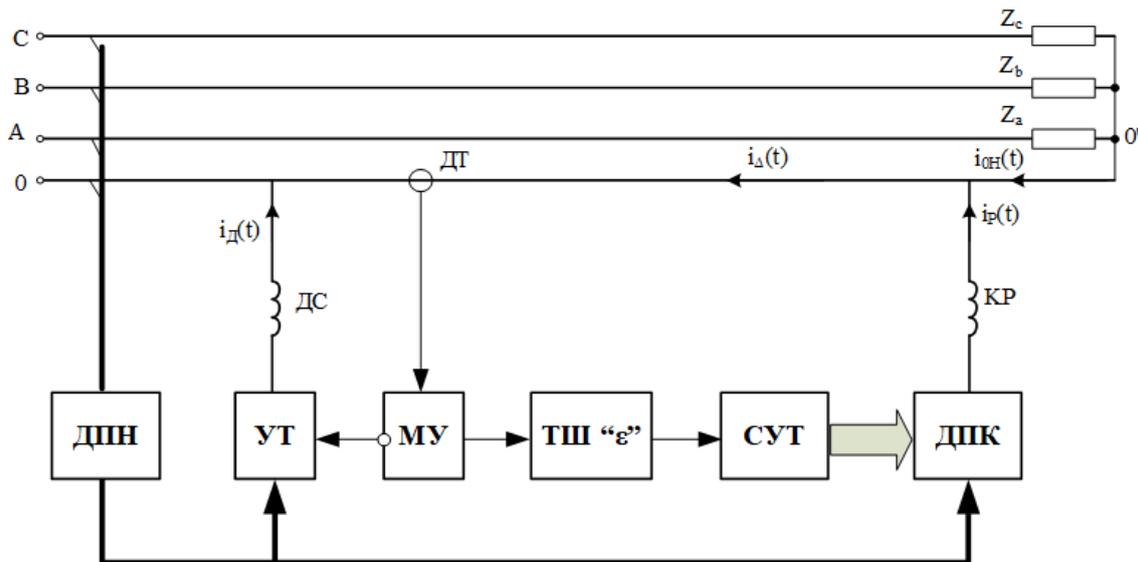


Рисунок 9.16 – Структурна схема СТРК струмів нульової послідовності та вищих гармонік

Крива струму  $i_p(t)$  КР формується наступним чином: при досягненні струмом максимального позитивного значення ТШ за допомогою ДПК перемикає КР на протилежний вихідний затискач ДПН, в результаті чого змінюється напрямок струму  $i_p(t)$  в КР; якщо ж струм  $i_{\Delta}(t)$  досягає свого максимального негативного значення, то КР перемикається на інший вихідний затискач ДПН і т.д. Крива напруги  $u_p(t)$  на КС у цьому випадку має форму модульованої "прямокутної" хвилі, яка характерна, наприклад, для прямої двополярним ШІМ, причому тривалість імпульсів  $u_p(t)$  визначається формою кривої струму  $i_{0н}(t)$  і величиною  $\epsilon$ . Однак надмірне зменшення останньої тягне збільшення частоти перемикання тиристорів (транзисторів) ДПК, обмеженою величиною допустимих комутаційних втрат і інерційними властивостями



відомих схем тиристорних перетворювачів з ШК, надійністю його роботи, яку перевірено протягом декількох років експлуатації у діючих електромережах у складі потужних перетворювальних пристроїв різного призначення.

Підвищена швидкодія ДПК (до 6 кГц) тут досягається тим, що всі його тиристори відновлюються під дією зворотної напруги конденсаторів, що комутують, але в різні інтервали часу, тобто тиристор  $VS3$  ( $VS4$ ) закривається з моменту включення протитактного йому тиристора  $VS4$  ( $VS3$ ) до моменту переходу сумарної напруги на комутуючих конденсаторах через нульове значення, а розподільні тиристори - з моменту переходу через нульове значення напруги комутуючих конденсаторів, яка прикладена в прямому напрямку до силового тиристора  $VS3$ , до включення останнього. Отже, швидкодія перемикачів КР визначається часом відновлення  $VS3$  та  $VS4$ , а також часом перезаряду  $C1$  та  $C2$  та залежить від правильного вибору параметрів комутувальних елементів вузла ШК.

Підвищена надійність такого ДПК обумовлена тим, що будь-яке включення силового (комутувального) тиристора викликає вимикання протитактного йому комутувального (силового) тиристора, не викликаючи коротке замикання ДПН; введення сильного магнітного зв'язку напівобмоток комутуючих дроселів дає можливість збільшити їх індуктивність і забезпечити симетрію зарядів комутувальних конденсаторів і стабілізувати напругу на них. Використання індивідуальної комутації імпульсним джерелом напруги («жорстка комутація») сприяє істотному зниженню накопичення енергії у вузлі ШК, а обмеження можливого збільшення струму КР за час між комутаціями забезпечує його запас по комутаційній здатності. Крім того, позитивною особливістю цієї схеми ДПК, що впливає на підвищення його надійності, малі значення ємності фільтруючих електролітичних конденсаторів фільтрів  $CF1$  та  $CF2$  та низькі вимоги до стабілізації напруги на них.

Принцип дії розробленого компенсатора полягає в наступному: при початковому пуску перетворювача (конденсатори  $C1$  та  $C2$  не заряджені) одночасно подається короткий імпульс керування на обидва розподільних  $VS1$ ,

$VS2$  і комутуючий  $VS4$  тиристри, які включаються, і відбувається коливальний заряд  $C1$  і  $C2$  за ланцюгом: "+" $UCF1 - VS1 - L11 - C1 - VS4 - C2 - L12 - VS2$  -"- $UCF2$ . Полярність напруги на них наведено на рис. 9.35 без дужок, а їх сумарна напруга дорівнює напрузі вхідного фільтра. При падінні струму комутуючого  $LC$ -контур до нуля всі тиристри виключаються (КР знеструмлений); на цьому пусковий режим завершується і починається робочий цикл ДПК.

Після відновлення замикаючих властивостей раніше провідними тиристорами подаються керуючі імпульси на силовий  $VS3$  і один з розподільних тиристорів, наприклад,  $VS1$  ( $VS2$ ), в результаті чого КР підключається до позитивного (негативного) виведення ДКН по колу: "+" $UCF1$  ("-" $UCF2$ ) -  $VS1$  ( $VS2$ ) -  $L11$  ( $L12$ ) -  $VS3$  -  $L12$  ( $L11$ ) -  $VD8$  ( $VD7$ ) - КР - нульовий провід мережі. При цьому здійснюється перезаряд комутуючих конденсаторів по колу: "+" $UCF1$  ("-" $UCF2$ ) -  $VS1$  ( $VS2$ ) -  $L11$  ( $L12$ ) -  $VS3$  -  $L12$  ( $L11$ ) -  $VD8$  ( $VD7$ ) -  $VD9$  ( $VD10$ ) -  $L21$  ( $L22$ ) -  $C1$  ( $C2$ )  $VS3$  -  $C2$  ( $C1$ ) -  $L22$  ( $L21$ )  $VD12$  ( $VD11$ ) - КР - нульовий провід мережі (полярність напруги на  $C1$  і  $C2$  після їх перезаряду показана на рис. 9.35 у дужках).

Через деякий проміжок часу, обумовлений вищезазначеними факторами, після зняття керуючих імпульсів з провідних тиристорів подається короткий імпульс керування на комутуючий тиристор  $VS4$ , який включається і починає проводити загасаючий реактивний струм КР за допомогою комутуваного діодного моста; силовий тиристор закривається за рахунок прикладеної до нього напруги зворотної. Відбувається зворотний перезаряд комутувальних конденсаторів по колу: "+" $UCF_1$  ("-" $UCF_2$ ) -  $VS1$  ( $VS2$ ) -  $L11$  ( $L12$ ) -  $C1$  ( $C2$ ) -  $VS4$  -  $C2$  ( $C1$ ) -  $L12$  ( $L11$ ) -  $VD8$  ( $VD7$ ) -  $VD9$  ( $VD10$ ) -  $L21$  ( $L22$ ) -  $VS4$  -  $L22$  ( $L21$ ) -  $VD12$  ( $VD11$ ) - нульовий провід мережі (полярність напруги на  $C1$  і  $C2$  показана на рис. 9.35 без дужок), розподільний тиристор  $VS1$  ( $VS2$ ) закривається, а комутуючий тиристор  $VS4$ , як і раніше, проводить загасаючий струм КР, "закорочено" комутуючими тиристором і діодним мостом на час

комутації для забезпечення вільної циркуляції реактивної енергії та тим самим зниження перенапруг на елементах схеми ДПК.

Після відновлення замикаючих властивостей тиристорами  $VS1$  ( $VS2$ ) і  $VS3$  на останній подається керуючий імпульс і він включається, замикаючи комутуючий тиристор  $VS4$ . Потім подається керування на інший розподільний тиристор, наприклад,  $VS2$  ( $VS1$ ) і КР підключається до "негативного" ("позитивного") виведення ДКН по ланцюгу:  $-"UCF_2$  (" $+"UCF_1$ ) –  $VS2$  ( $VS1$ ) –  $L12$  ( $L11$ ) –  $VS3$  –  $L11$  ( $L12$ ) –  $VD7$  ( $VD8$ ) – КР - нульовий провід мережі. На цьому повний цикл перемикання КР завершується і далі електромагнітні процеси, що протікають у робочому режимі в силовій схемі ДПК, повторюються.

Зазначимо, що з метою підвищення стійкості роботи вузла ПК у ряді випадків (при підвищених частотах перемикання КР) його доцільно оснащувати додатковим колом, яке утворене обмоткою  $W0$  "скиданням" зайвої енергії та зворотним діодом  $VD0$  (див. рис. 9.35), для відведення в ДПН надлишкової енергії, накопичена комутуючими дроселями, та обмеження напруги комутувальних конденсаторів на необхідному рівні. Для забезпечення повної рівності напруги на конденсаторах  $C1$  і  $C2$  (симетрії їх зарядів) можлива також зміна алгоритму керування тиристорами ДПК при комутації КР в робочому режимі шляхом одночасної подачі керуючих імпульсів на обидва розподільні  $VS1$  і  $VS2$  і комутуючий  $VS4$  тиристори, тобто як і в "пусковому режимі" роботи ДПК, причому комутаційні процеси, що протікають в його силовій схемі при корекції раніше наведеного алгоритму керування, загалом аналогічні розглянутим вище.

Крім того, для істотного зниження рівня гармонік струму, що виникають на вході мостового випрямача з ємнісним фільтром при достатньо потужному ДПН, останній слід виконувати за схемою трансформаторного перетворювача числа фаз з навантаженням на нього багатофазним випрямлячем, а також при необхідності - за безтрансформаторною схемою перетворювача змінного струму на постійний з квазісинусоїдальним вхідним струмом.

Одним з варіантів перспективного пристрою для компенсації навантажувальних струмів у нульовому дроті трифазної чотириввідної мережі може бути схема симетруючого компенсатора (СК), яке виконано на основі розподільного СТАТКОМу та фільтрокомпенсуючого пристрою (рис. 9.36)

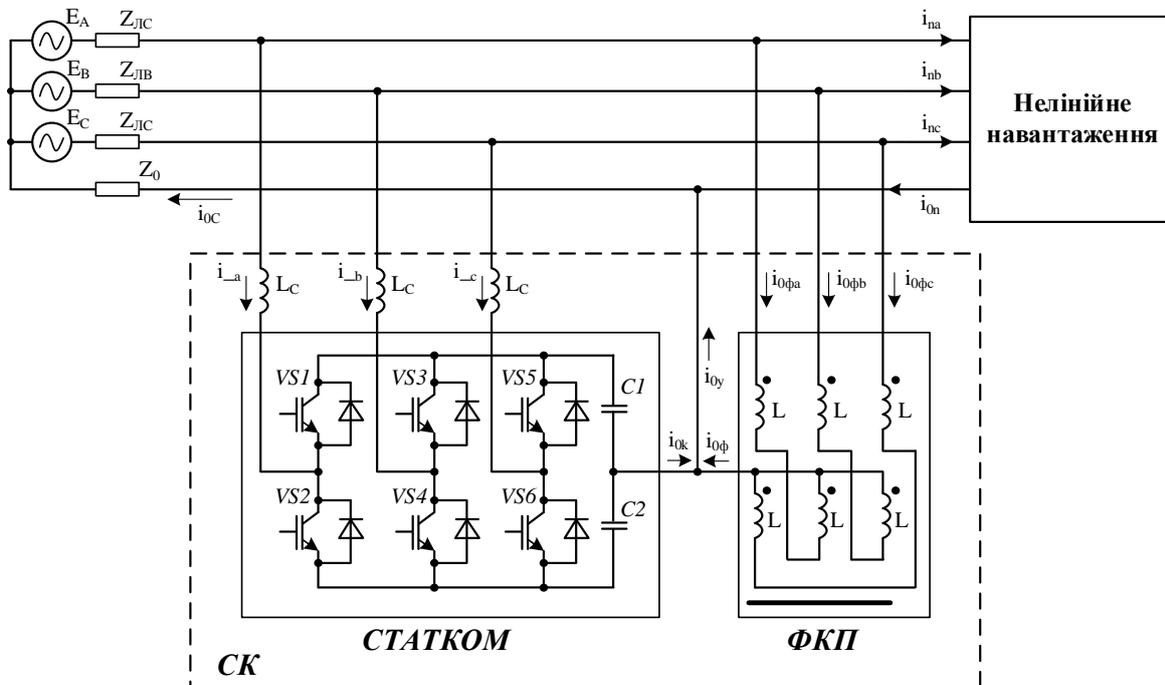


Рисунок 9.18 – Схема симетруючого компенсатора струму в нейтралі мережі з нелінійними електроприймачами

В даному випадку параметричний ФКП здійснює симетрування напругень послідовності у вузлі навантаження мережі та поліпшення гармонічного складу за рахунок фільтрації гармонік струму, кратних трьом. Додаткову компенсацію вищих гармонік струму в нейтралі здійснює розподільний СТАТКОМ. Це може дати можливість знизити значення струму в нейтралі, що компенсується практично до нульового значення і тим самим забезпечити врівноваження системи напруг і поліпшення їх гармонійного складу, а також зниження додаткових втрат активної потужності в мережі.

### 9.5.4. Раціональна побудова схем електропостачання

Раціональна побудова схем полягає у живленні нелінійних навантажень від окремих ліній чи трансформаторів, або підключенні їх до окремих обмоток триобмотувальних трансформаторів. На рис. 9.37 наведено схеми живлення району міста від центру живлення шин нижчої напруги районної підстанції, на якій встановлено трансформатор  $T$ .

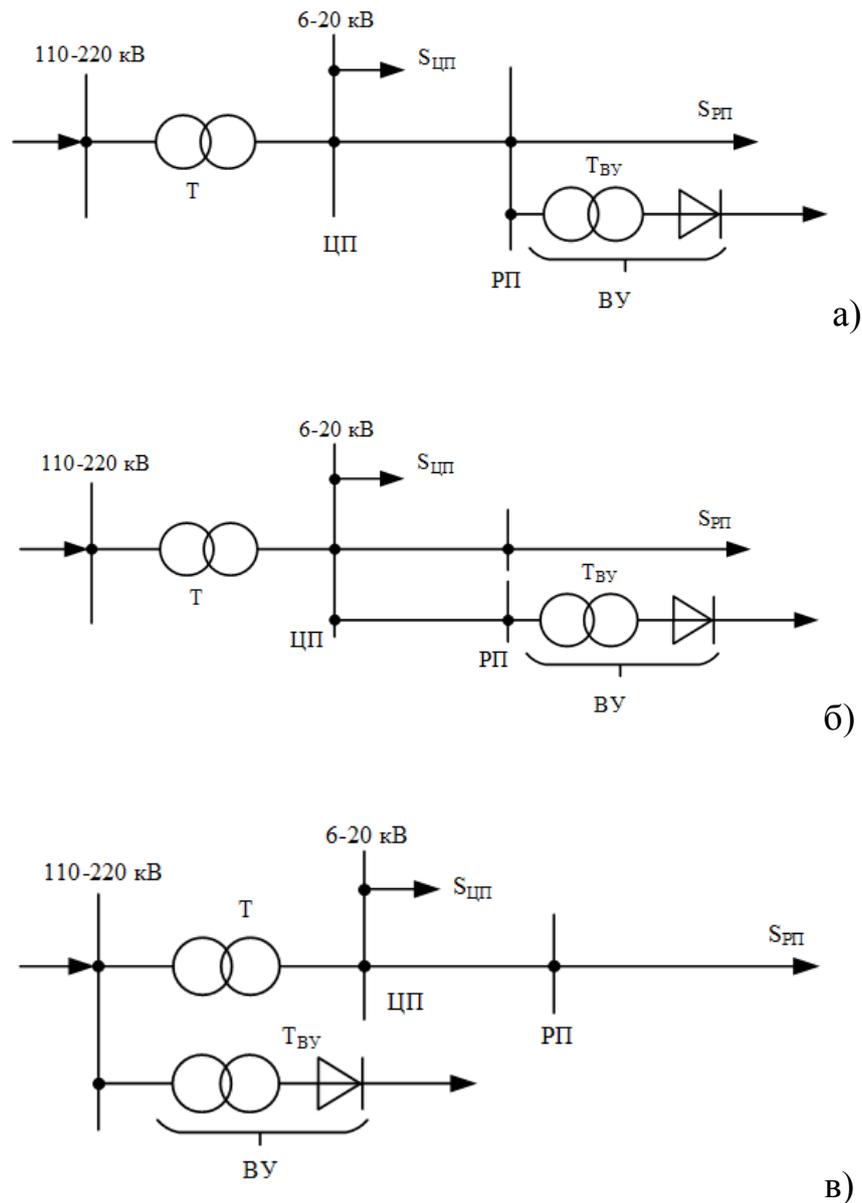


Рисунок 9.19 – Схеми живлення вентильної установки: а – за загальною лінією; б – по окремій лінії; в – трансформатор з первинною напругою 110-220 кВ

Навантаження  $S_{\text{цп}}$  живиться безпосередньо від шин центру живлення, а навантаження  $S_{\text{рп}}$  – від шин розподільчого пункту. На рис. 9.37, *а* вентильна установка установка (ВУ) електротягової підстанції через спеціальний трансформатор  $T_{\text{ву}}$  приєднана до шин розподільчого пункту (РП). Якщо коефіцієнт несинусоїдності більший за допустиму величину, то для зниження несинусоїдності треба живити випрямну установку від окремої лінії центр живлення (ЦЖ)- розподільчий пункт (рис. 9.37, *б*). Інший спосіб раціональної побудови мережі полягає у застосуванні в перетворювальних агрегатах трансформаторів з первинною напругою 110-220 кВ (рис. 9.37, *в*), що виключають вплив несинусоїдальності на споживачів розподільних мереж 0,38-10 кВ. При такій схемі мережі, що генеруються вентиляною установкою, потрапляють з шин вищої напруги районної підстанції відразу в мережу живлення 110-220 кВ (рис. 9.37, *в*), а не в розподільчу мережу 0,38-10 кВ (рис. 9.37, *а* та *б*). Ефективність живлення перетворювачів від трансформаторів 110-220 кВ (рис. 9.37, *б*) обмежується можливістю появи неприпустимих вищих гармонік напруг і струмів в мережах живлення енергосистеми. Застосування схеми на рис. 9.37 *б* допустимо в промислових мережах при відсутності резонансу струмів або напруг.

## СПИСОК ЛІТЕРАТУРИ

- 1 Барбашов І.В. «Електричні системи та мережі». Параметри і схеми заміщення елементів електричних систем у прикладах і завданнях: навч. посіб. / І.В. Барбашов, Г.В. Омеляненко, В.В. Черкашина – Харків: НТУ "ХПІ", 2023 –169 с.
- 2 Бондаренко В.О. Конструкції ліній електропередачі: навч. посіб. / В.О. Бондаренко, В.В. Черкашина – Харків: Видав-во “Факт”, 2020. – 174 с.
- 3 ДСТУ EN 50160:2023. Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначенстві (EN 50160:2022, IDT). Режим доступу : [https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id\\_doc=109513](https://online.budstandart.com/ua/catalog/doc-page.html?id_doc=109513) – БУДСТАНДАРТ. – Дата звернення: 12.02.2025.
- 4 Захарченко В.П. Електричні системи та мережі : навч. посіб. / В.П. Захарченко, С. В. Єнчев, В. В. Тихонов, Н. Д. Красношарпа. – Київ : НАУ, 2021. – 338 с.
- 5 Інтелектуальні електричні мережі: елементи та режими : монографія / за заг. ред. акад. НАН України О.В. Кириленка. – Київ: Ін-т електродинаміки НАН України, 2016. – 400 с.
- 6 Малогулко Ю.В. Електричні системи і мережі : навч. посіб. у 2 ч. Ч. 2 / Ю.В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський; за ред. П. Д. Лежнюка. – Вінниця : ВНТУ 2021. – 158 с.
- 7 Малогулко Ю.В. Електричні системи і мережі : навч. посіб. у 2 ч. Ч. 1 / Ю.В. Малогулко, О. Б. Бурикін, Т. Л. Кацадзе, В. В. Нетребський; за ред. П. Д. Лежнюка. – Вінниця : ВНТУ, 2020. – 200 с.
- 8 Мельник О. О. Історія науки і техніки : навч. посіб. / О. О. Мельник, О.І. Лобода. – Мелітополь: ФО-Одноріг Т. В., 2018. – 310 с.
- 9 Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х.: Видавництво «Форт», 2017. – 760 с.

- 10 Сегеда М.С. Електричні мережі та системи : підручник / М.С. Сегеда. – 3 - те вид, переробл. та доповн. – Львів: Вид-но Нац. ун-ту «Львівська політехніка», 2015.– 540 с.
- 11 Сулейманов В.М. Електричні системи та мережі : навч. посіб. / В.М. Сулейманов, В.В. Чижевський, М.М. Лутчин. – Київ : НТУУ "КПІ", 2012. – 169 с.
- 12 Цифровий облік електричної енергії з урахуванням показників її якості та ви-значенням відповідальнос-ті за погіршення : монографія / Є. І. Сокол, [та інш.]; під заг. ред. Сокола Є. І. – Харків: ФОП Бровін О.В., 2021. – 330 с.
- 13 Power Measurement Intros 8500 ION Socket-Mount Electricity Meter. Режим доступу : <https://eepower.com/new-industry-products/power-measurement-intros-8500-ion-socket-mount-electricity-meter/>. – EEPower. – Дата звернення: 16.02.2025.
- 14 Power quality analyzers. Режим доступу : <https://www.janitza.com/en/products/power-quality-analyzer>. – Janitza. – Дата звернення: 16.02.2025.

## ПРЕДМЕТНИЙ ПОКАЖЧИК

---

### *А*

Активна провідність · 58, 61  
Активний опір · 38, 51, 52, 248

---

### *Б*

Баланс потужності · 5, 200, 201, 210,  
214  
активної · 5, 108, 205, 210, 211,  
212  
реактивної · 5, 222, 223, 226

---

### *Е*

Електрична мережа · 14, 17, 35, 167,  
172  
живильна · 22  
розподільна · 22, 23, 32, 36, 125  
системоутворююча · 22  
Електрична підстанція · 4, 14  
Електрична система · 14  
Електричне навантаження · 91  
Електроенергетична система · 4, 9,  
13, 35, 199  
Електроприймачі · 13, 16, 17, 21, 91,  
92, 93, 94, 95, 254, 332  
асинхронний двигун · 99, 101  
освітлювальне навантаження · 100

синхронний двигун · 104, 105, 235

---

### *І*

Ітераційні методи  
градієнтний метод · 178, 194  
метод Зейделя · 177, 181  
метод Ньютона · 177, 187  
метод простої ітерації · 177

---

### *К*

Кабель · 41, 44, 45, 47  
з ізоляцією на основі зшитого  
поліетилену · 42, 47  
з паперовою просоченою  
ізоляцією · 42  
Компенсація реактивної потужності  
· 4, 5, 233, 234, 241  
батареї конденсаторів · 5, 233,  
237, 238, 239, 240, 241, 243, 247,  
249, 250, 298, 299, 300, 301, 304,  
344  
синхронні компенсатори · 5, 111,  
233, 234, 251, 301, 304  
статичні джерела реактивної  
потужності · 234, 249, 250, 251,  
301  
шунтуючі реактори · 248, 251

---

## *Л*

Лінія електропередачі · 4, 14, 40  
кабельна · 40  
повітряна · 37

---

## *Н*

Номинальна напруга · 16, 17, 27, 47,  
57, 220, 224, 238, 262, 264, 268,  
271, 272, 278, 282, 285, 300

---

## *П*

Показники якості електроенергії ·  
309  
відхилення напруги · 104, 173,  
252, 255, 257, 258, 259, 268, 309,  
310, 311, 317, 328, 332  
відхилення частоти · 20, 110, 205,  
206, 211, 309, 315, 317  
імпульс напруги · 315  
коливання напруги · 95, 310  
несиметрія напруги · 314, 344  
несинусоїдальність напруги · 312  
провал напруги · 315  
тимчасова перенапруга · 316

---

## *Р*

Реактивна провідність · 61, 62

Реактивний опір · 53, 71, 271, 278

Регулювання напруги · 5, 65, 66, 73,  
77, 80, 86, 109, 204, 234, 247, 248,  
252, 253, 254, 255, 257, 258, 259,  
261, 266, 267, 268, 273, 274, 279,  
280, 282, 285, 292, 293, 295, 296,  
297, 298, 299, 300, 301, 303, 304,  
305, 317

Регулювання під навантаженням · 4,  
255, 259, 282

Регулювання частоти · 5, 204, 205,  
206, 207, 208, 211, 212, 213, 217,  
221

Регулюючий ефект навантаження ·  
223

---

## *С*

Споживачі електроенергії · 91, 92,  
95, 99

---

## *Т*

Трансформатор  
автотрансформатор · 64, 80, 81, 83  
двообмотковий · 65, 66, 78  
триобмотковий · 73, 74

---

## *Я*

Якість електроенергії · 19, 95, 317

# НАВЧАЛЬНЕ ВИДАННЯ

СЕНДЕРОВИЧ Геннадій Аркадійович

**ГРИБ Олег Герасимович**

КАРПАЛЮК Ігор Тимофійович

РУДЕВИЧ Наталія Валентинівна

ДОНЕЦЬКА Тетяна Сергіївна

## ОСНОВНІ ФІЗИЧНІ ПРОЦЕСИ В ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ СИСТЕМАХ

Навчальний посібник

для бакалаврів спеціальності G3 «Електрична інженерія»

усіх форм навчання

Відповідальний за випуск доц. Гапон Д. А.

Роботу до видання рекомендувала проф. Безпрозванних Г. В.

В авторській редакції

План 2025 р., поз. 49

Гарнітура Times New Roman. Ум. друк. арк. 11,3

---

Видавничий центр НТУ «ХПІ».

Свідоцтво про державну реєстрацію ДК № 5478 від 21.08.2017 р.  
61002, м. Харків, вул. Кирпичова, 2.

---

Електронне видання