



*Л<sub>n</sub>*

М.С. Сегеда

# ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ ТА СИСТЕМИ

**М.С. Сегеда**

# **ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ ТА СИСТЕМИ**

**2-ге видання**

*Затвердило Міністерство освіти і науки  
України як підручник для студентів  
вищих навчальних закладів*

Львів  
Видавництво Національного університету  
“Львівська політехніка”  
2009

ББК 31.27я73  
С 28  
УДК 621.311(075.8)

*Затвердило Міністерство освіти і науки України  
як підручник для студентів вищих навчальних закладів  
(лист № 14/18-Г-236 від 15.06.2006 р.)*

**Рецензенти:**

**Шидловський А.К.**, доктор технічних наук, професор, директор Інституту електродинаміки НАН України, академік НАН України;  
**Півняк Г.Г.**, доктор технічних наук, професор, ректор Національного гірничого університету, академік НАН України

**Сегеда М.С.**

С 28 Електричні мережі та системи: Підручник. – 2-ге вид. – Львів: Видавництво Національного університету “Львівська політехніка”, 2009. – 488 с.  
ISBN 978-966-553-762-5

Викладено характеристику електричних мереж і систем та їхніх режимів, основи теорії пересилання електричної енергії, заступні схеми елементів електроенергетичних мереж і систем та обчислення їхніх параметрів, методи аналізу усталених режимів розімкнених та замкнених електричних мереж з використанням інженерних підходів й формалізованих методів, несиметричні та несинусоїдні режими, поняття про реактивну потужність в електричних мережах, пересилання електричної енергії лініями надвисокої напруги, основи керування режимами та проектування розвитку електроенергетичних мереж і систем, основи механічної частини повітряних ліній електропересилання. Кожний розділ підручника містить приклади та запитання для самоперевірки. У додатках наведено довідковий матеріал, який використано під час розв’язання прикладів.

Для студентів електроенергетичних спеціальностей вищих навчальних закладів, аспірантів, викладачів і спеціалістів відповідного профілю.

ББК 31.27я73

ISBN 978-966-553-762-5

© Сегеда М.С., 2009  
© Національний університет  
“Львівська політехніка”, 2009

# ЗМІСТ

Список скорочень.....	6
Передмова.....	7
<b>1. Загальна характеристика електричних мереж і систем та їхніх режимів .....</b>	<b>9</b>
1.1. Режимы електричних мереж та систем.....	10
1.2. Задачі розрахунку електричних мереж та систем .....	10
1.3. Джерела живлення .....	10
1.4. Споживачі електричної енергії.....	11
1.5. Класифікація електричних мереж .....	11
<b>2. Елементи теорії пересилання електричної енергії .....</b>	<b>15</b>
<b>3. Заступні схеми елементів електричних мереж та систем та їхні параметри .....</b>	<b>31</b>
3.1. Лінії електропересилання.....	31
3.1.1. Активний опір.....	32
3.1.2. Індуктивний опір .....	34
3.1.3. Активна провідність.....	35
3.1.4. Реактивна ємнісна провідність.....	36
3.2. Трансформатори .....	40
3.2.1. Двообиткові трансформатори.....	40
3.2.2. Триобиткові трансформатори.....	44
3.2.3. Автотрансформатори .....	49
3.2.4. Трансформатори і автотрансформатори з розщепленими обвитками .....	55
3.2.4.1. Трансформатори з розщепленими обвитками.....	55
3.2.4.2. Автотрансформатори з розщепленими обвитками.....	57
3.3. Струмообмежувальні та шунтові реактори .....	59
3.4. Конденсаторні батареї.....	62
3.5. Джерела живлення .....	62
3.6. Навантаження.....	64
3.7. Втрати потужності в елементах електричної мережі.....	69
3.7.1. Втрати потужності в лініях.....	69
3.7.2. Втрати потужності у трансформаторах .....	70
3.8. Втрати електроенергії в елементах електричної мережі .....	71
3.9. Розрахункове навантаження вузла .....	79
<b>4. Аналіз ustalених режимів розімкнених електричних мереж.....</b>	<b>89</b>
4.1. Векторна діаграма напруг і струмів лінії електропересилання.....	89
4.2. Розрахунок ustalених режимів радіальної електричної мережі.....	98
4.2.1. Наближений розрахунок ustalених режимів радіальної мережі, якщо задана напруга в кінці лінії.....	98
4.2.2. Наближений розрахунок ustalених режимів радіальної мережі, якщо задана напруга на початку лінії.....	108
4.2.3. Уточнений розрахунок ustalених режимів радіальної мережі, якщо задана напруга в кінці лінії.....	116
4.2.4. Уточнений розрахунок ustalених режимів радіальної мережі, якщо задана напруга на початку лінії.....	117
4.3. Розрахунок ustalених режимів магістральної електричної мережі .....	117
4.3.1. Наближений розрахунок ustalених режимів магістральної електричної мережі, якщо задана напруга в кінцевій точці .....	119
4.3.2. Наближений розрахунок ustalених режимів магістральної електричної мережі, якщо задана напруга джерела живлення .....	127
4.3.3. Уточнений розрахунок ustalених режимів магістральної електричної мережі, якщо задана напруга в кінцевій точці .....	135
4.3.4. Уточнений розрахунок ustalених режимів магістральної електричної мережі, якщо задана напруга джерела живлення .....	136
4.4. Розрахунок ustalених режимів складнорозгалужених електричних мереж .....	136
4.5. Розрахунок режимів ліній постійного струму .....	138

<b>5. Аналіз режимів замкнених електричних мереж</b>	140
5.1. Наближений метод знаходження поточкорозподілу потужностей в електричній мережі з двостороннім живленням	141
5.2. Точний метод знаходження поточкорозподілу потужностей в електричній мережі з двостороннім живленням	151
5.3. Наближений розрахунок усталених режимів електричної мережі з двостороннім живленням, якщо напруги пунктів живлення різні	159
5.4. Наближений розрахунок замкненої електричної мережі з різними номінальними напругами	161
5.5. Аналіз режимів складнозамкненої електричної мережі методами контурних рівнянь (визначальних координат) і контурних потужностей	165
5.6. Часткові випадки розрахунку електричної мережі з двостороннім живленням	176
5.7. Розподіл потужностей з урахуванням втрат потужності в елементах електричної мережі з двостороннім живленням	177
5.8. Теоретичні положення перетворення електричних мереж	177
<b>6. Аналіз усталених режимів електричних мереж та систем формалізованими методами</b>	187
6.1. Математична модель аналізу усталених режимів ЕЕС у методі вузлових напруг	188
6.2. Про існування та єдиність розв'язання рівнянь стану ЕЕС	197
6.3. Математична модель аналізу усталених режимів ЕЕС у методі контурних струмів	199
6.4. Математична модель аналізу усталених режимів ЕЕС у методі балансу потужностей	207
<b>7. Несиметричні та несинусоїдні режими</b>	211
7.1. Несиметричні режими	211
7.1.1. Математична модель електричної мережі у фазних координатах у методі контурних струмів	211
7.1.2. Обчислення координат і параметрів елементів заступної схеми електричної мережі	214
7.2. Несинусоїдні режими	236
7.2.1. Гармонічний аналіз	237
7.2.2. Вплив гармонік на електричні мережі	244
7.2.3. Ферорезонанс в електричних мережах	246
7.3. Про реактивну потужність в електроенергетичних системах	248
<b>8. Лінії електропересялення надвисокої напруги</b>	263
8.1. Лінії електропересялення змінного струму	263
8.2. Колові діаграми ліній електропересялення	274
8.3. Режим неробочого ходу ліній електропересялення. Самозбудження генераторів	277
8.4. Залежність граничного значення потужності лінії від її довжини. Пересялення енергії напівхвилею	280
8.5. Підвищення пропускної здатності ліній	281
8.6. Лінії електропересялення постійного струму	283
8.7. Лінії електропересялення пульсуючим струмом	285
<b>9. Основи керування режимами електроенергетичних мереж та систем</b>	288
9.1. Баланс активної та реактивної потужностей	288
9.2. Якість електричної енергії	295
9.2.1. Основні показники якості електричної енергії	296
9.2.1.1. Відхилення напруги	296
9.2.1.2. Розмах зміни напруги	296
9.2.1.3. Доза коливання напруги	297
9.2.1.4. Коефіцієнт несинусоїдності кривої напруги	297
9.2.1.5. Коефіцієнт n-ї гармонічної складової напруги	298
9.2.1.6. Коефіцієнт оберненої послідовності напруги	298
9.2.1.7. Коефіцієнт нульової послідовності напруги	298
9.2.1.8. Відхилення частоти	299
9.2.1.9. Тривалість западини напруги	299
9.2.1.10. Імпульсна напруга у відносних одиницях	299
9.2.2. Додаткові показники якості електричної енергії	300
9.2.2.1. Коефіцієнт амплітудної модуляції	300

9.2.2.2. Коефіцієнт небалансу міжфазних напруг .....	300
9.2.2.3. Коефіцієнт небалансу фазних напруг .....	301
9.2.3. Допоміжні параметри електричної енергії .....	301
9.2.3.1. Частота зміни напруги .....	301
9.2.3.2. Інтервал часу між змінами напруги .....	301
9.2.3.3. Глибина западини напруги .....	301
9.2.3.4. Інтенсивність западини напруги .....	301
9.2.3.5. Тривалість імпульсу за рівнем половини його амплітуди .....	301
9.3. Регулювання напруги в електричних мережах .....	302
9.3.1. Регулювання напруги зміною струму збудження генераторів на електричних станціях .....	303
9.3.2. Регулювання напруги зміною коефіцієнта трансформації трансформатора .....	303
9.3.3. Регулювання напруги зміною опору електричної мережі .....	316
9.3.4. Регулювання напруги компенсацією реактивної потужності споживачів .....	324
9.4. Регулювання частоти .....	332
9.5. Надійність роботи електроенергетичних систем .....	337
9.6. Економічність режимів електроенергетичних систем .....	341
<b>10. Проектування розвитку електричних мереж та систем .....</b>	<b>345</b>
10.1. Задачі та зміст проектів .....	347
10.2. Прогнозування навантаження .....	348
10.3. Техніко-економічне порівняння варіантів розвитку електричної мережі за критерієм абсолютної ефективності .....	349
10.4. Умови порівняння варіантів .....	352
10.5. Визначення капіталовкладень і щорічних видатків .....	353
10.6. Вибір схеми і параметрів електричної мережі .....	353
10.7. Вибір номінальної напруги електричної мережі .....	356
10.8. Вибір перерізу проводів повітряних ліній .....	356
10.9. Вибір перерізу проводів ліній за допустимими втратами напруги .....	358
10.10. Вибір трансформаторів і автотрансформаторів підстанцій .....	368
10.11. Принципові електричні схеми розподільних пристроїв підстанцій напругою 10(6)–750 кВ .....	375
<b>11. Розрахунок механічної частини повітряних ліній електропередавання .....</b>	<b>381</b>
11.1. Механічні навантаження проводів і тросів .....	383
11.2. Стріла прогину, довжина прогону і натяг у матеріалі проводу .....	388
11.3. Напруження у проводі за різних атмосферних умов .....	390
11.4. Критичний прогін і критична температура .....	392
11.5. Допустимі напруження в однорідних проводах .....	394
11.6. Механічний розрахунок сталевалюмінієвих проводів .....	396
11.6.1. Напруження в сталевалюмінієвому проводі від розтягувальної сили .....	396
11.6.2. Напруження у сталевалюмінієвому проводі від зміни температури .....	399
11.6.3. Умови максимального напруження в сталевалюмінієвому проводі. Розрахунок сталевалюмінієвих проводів .....	402
11.7. Визначення основних розмірів опори .....	409
11.8. Поняття про механічний розрахунок опори .....	413
Предметний покажчик .....	416
Список літератури .....	419
Додаток 1. Основні умовні позначення в електричних схемах .....	423
Додаток 2. Пропускна здатність ліній електропередавання та номінальні напруги .....	427
Додаток 3. Генератори .....	430
Додаток 4. Повітряні лінії електропередавання .....	435
Додаток 5. Кабельні лінії електропередавання .....	459
Додаток 6. Конденсаторні батареї, синхронні компенсатори, шунтівні та струмообмежувальні реактори, статичні компенсатори .....	465
Додаток 7. Трансформатори .....	469
Додаток 8. Статичні характеристики навантаження .....	482
Додаток 9. Методика визначення кліматичних навантажень для гірської місцевості .....	484

## СПИСОК СКОРОЧЕНЬ

АЕС	—	атомна електростанція
АСК ТП	—	автоматизована система керування технологічними процесами
АЧХ	—	амплітудно-частотна характеристика
ВДТ	—	вольтдодавальний трансформатор
ВЕС	—	вітрова електростанція
ВН	—	вища напруга
ГАЕС	—	гідроакumuлювальна електростанція
ГВМ	—	гiдpавлічний виконавчий механізм
Гео ТЕС	—	геотермальна теплова електростанція
ГЕС	—	гідроелектростанція
ГТЕС	—	газотурбінна електростанція
ДЕС	—	дизельна електростанція
ДРП	—	джерело реактивної потужності
ДС	—	джерело струму
ЕЕС	—	електроенергетична система
ЕМ	—	електрична мережа
ЕРС	—	електрорушійна сила
КБ	—	конденсаторна батарея
КЕС	—	конденсаційна електростанція
КЗ	—	коротке замикання
ККД	—	коефіцієнт корисної дії
КЛ	—	кабельна лінія
КП	—	компенсувальний пристрій
ЛЕП	—	лінія електропередавання
МГДЕС	—	магнетогiдродинамічна електростанція
МЗЧО	—	механізм зміни частоти обертання
НН	—	нижча напруга
НХ	—	неробочий хід
ОЕС	—	об'єднана енергосистема
ПБЗ	—	перемикання без збудження
ПГЕС	—	парогазова електростанція
ПЕС	—	припливна електростанція
ПТЕС	—	паротурбінна електростанція
ПЛ	—	повітряна лінія
ПС	—	підстанція
ПТБ	—	перетворювальний тиристорний блок
РП	—	розподільний пристрій
РПН	—	регулювання напруги під навантаженням
СЕС	—	сонячна електростанція
СК	—	синхронний компенсатор
СН	—	середня напруга
СТК	—	статичний тиристорний компенсатор
ТЕС	—	теплова електростанція
ТЕЦ	—	теплофікаційна електростанція
ХЕС	—	хвильова електростанція
ШР	—	шунтівний реактор

## **ПЕРЕДМОВА**

Зміст підручника "Електричні мережі та системи" відповідає навчальній програмі дисципліни "Електричні мережі та системи" для електроенергетичних спеціальностей.

Дисципліна "Електричні мережі та системи" – одна з базових для студентів електроенергетичних спеціальностей, яка закладає фундамент спеціальної підготовки. Метою вивчення дисципліни є: навчити студентів складати заступні схеми елементів електричної мережі, обчислювати їхні параметри; розраховувати режими електричних мереж та систем з використанням інженерних підходів та формалізованих методів; аналізувати несиметричні та несинусоїдні режими; дати знання про реактивну потужність в електричних мережах; вивчити пересилання електричної енергії лініями надвисокої напруги; опанувати основи керування та проектування розвитку електроенергетичних мереж та систем; оволодіти засадами розрахунку механічної частини повітряних ліній електропересилання.

У підручнику викладено фізику процесів в електричних мережах та системах та математичні моделі для розрахунку ustalених режимів. Разом з тим забезпечена компактність викладу і повнота змісту, необхідні для вивчення дисципліни "Електричні мережі та системи".

Теоретичною та методологічною основою цієї дисципліни є такі дисципліни: "Теоретичні основи електротехніки", "Вища математика", "Математичні задачі в електроенергетиці", "Перетворювальна техніка", "Прикладна механіка", "Електричні машини".

Своєю чергою, дисципліна "Електричні мережі та системи" є базовою для вивчення дисциплін "Електромагнетні перехідні процеси", "Електромеханічні перехідні процеси", "Електрична частина станцій та підстанцій", "Проектування електричної частини станцій та підстанцій", "Оптимізація розвитку електроенергетичних систем".

Під час викладення матеріалу автор використовував логічний розвиток теорії електроенергетичних систем, щоб донести до студента фундаментальні знання, які знадобляться надалі для проектування та експлуатації електроенергетичних мереж і систем. Підручник проілюстровано великою кількістю прикладів, які допоможуть ефективніше сприйняти теоретичний матеріал.

Основою цього підручника став навчальний посібник "Електричні мережі та системи" (Сегеда М.С., 1999), виданий з грифом "Рекомендовано Міністерством



освіти України як навчальний посібник для студентів електроенергетичних спеціальностей”, а також, до певної міри, теоретичні та методологічні розробки у галузі електроенергетики як вітчизняних, так і закордонних наукових шкіл.

Створення навчальної книги є скороченням дистанції між автором, який пише, та людьми, які читають. Для цього потрібна вимірنا лінійка. Ідеальних книг не існує. Так само, як не існує ідеального зневірення. Написання підручника – процес творчий і виснажливий.

Всі відгуки та зауваження щодо підручника автор просить надсилати на адресу: 79005 м. Львів-13, вул. С. Бандери, 12, Національний університет “Львівська політехніка”, кафедра “Електричні станції”.

*З повагою  
доктор технічних наук,  
професор М.С. Сегеда,  
м. Львів, січень 2006 р.*

## **ПЕРЕДМОВА ДО ДРУГОГО ВИДАННЯ**

Автор висловлює щире подяку за відгуки на перше видання підручника, які надійшли від таких вищих навчальних закладів та наукових установ: Донецького національного технічного університету, Інституту електродинаміки НАН України, Національного технічного університету України “Київський політехнічний інститут”, Національного гірничого університету, Вінницького національного технічного університету, Вроцлавського технологічного університету (Польща) та Національного університету “Львівська політехніка”. Текст підручника автор залишив тим самим, що у першому виданні, врахувавши у другому виданні висловлені у відгуках зауваження.

*З повагою  
доктор технічних наук,  
професор М.С. Сегеда  
м. Львів, березень 2009 р.*

# **1. ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ І СИСТЕМ ТА ЇХНІХ РЕЖИМІВ**

Правила будови електроустановок визначають енергетичну систему як сукупність електростанцій, електричних і теплових мереж, сполучених між собою і зв'язаних спільністю режиму в неперервному процесі виробництва, перетворення, розподілу та споживання електричної енергії й тепла під час спільного керування цим режимом.

Електроенергетична система (ЕЕС), чи електрична система, – це електрична частина енергетичної системи та приймачі електроенергії, об'єднані спільністю процесу виробництва, пересилання, розподілу та споживання електричної енергії.

Електричні мережі – це елементи ЕЕС, призначені для:

- пересилання електроенергії від джерел живлення до місць споживання та розподілу її між споживачами;
- пересилання електроенергії на значні відстані (пересилання енергії дешевше ніж транспортування палива);
- утворення міжсистемних зв'язків.

Електропостачання споживачів від електричної системи має значні техніко-економічні переваги порівняно з енергопостачанням безпосередньо від електричних станцій. Ці переваги проявляються в кращих економічних показниках, підвищенні надійності та у неперервності електропостачання, зменшенні необхідного резерву потужності тощо.

Об'єднані енергосистеми мають такі переваги:

- зменшення сумарного резерву потужності електричних станцій;
- раціональне використання енергії гідроелектростанцій;
- зниження сумарного максимуму навантаження;
- поліпшення умов роботи системи під час ремонтів та аварій.

Електричні мережі складаються з ліній електропересилання (ЛЕП), підстанцій (ПС) та розподільних пристроїв (РП).

ЛЕП – електроустановка, призначена для пересилання електроенергії на відстані.

ПС – електроустановка для перетворення та розподілу електроенергії. Вона складається з трансформаторів та інших перетворювачів енергії, розподільних пристроїв, пристроїв керування та допоміжних споруд. Розрізняються понижувальні, підвищувальні, випрямні та інверторні ПС.

РП – електроустановка, яка слугує для прийняття та розподілу електроенергії і у яку входять комутаційні апарати, збірні шини, допоміжні пристрої, а також пристрої захисту, автоматики і вимірювальні прилади.

Споживачі електроенергії (електродвигуни, перетворювачі, освітлювачі) – електрообладнання, яке споживає чи перетворює електроенергію.

Мережі поділяються на системоутворювальні та розподільні. Системоутворювальні – це електричні мережі, які об'єднують розподільні мережі, що розпо-

діляють електроенергію на великі території. Розподільні – це мережі, які пересялають електроенергію безпосередньо до місць споживання.

Розроблена класифікація не тільки електричних мереж, але й окремих ЛЕП. Вони поділяються: за видом струму – на лінії змінного та постійного струмів; залежно від конструкційного виконання – на повітряні (ПЛ) та кабельні лінії (КЛ); за призначенням у системі – на лінії міжсистемного зв'язку та магістральні; лінії живлення – електропостачання ПС від джерела енергії; лінії розподілу – електропостачання декількох ПС; лінії зв'язку з іншими лініями; лінії з двостороннім живленням.

### **1.1. Режими електричних мереж та систем**

Розрізняють такі режими роботи електричних мереж та систем:

- нормальний усталений, який визначає техніко-економічні характеристики електричної мережі і є основою під час проектування;
- післяаварійний усталений, який настає після аварії;
- перехідний, під час якого електрична мережа переходить з одного стану в інший (наприклад, режим мінімального навантаження).

Режими роботи електричних мереж та систем визначаються показниками, які називаються координатами режиму:  $P$ ,  $Q$ ,  $U$ ,  $I$  в різних точках мережі та  $f$  енергосистеми.

### **1.2. Задачі розрахунку електричних мереж та систем**

Для електричних мереж характерні етапи: проектування, спорудження та експлуатація. Під час проектування необхідно вибрати параметри елементів мереж, схеми, пристрої автоматики та оптимальний варіант. Під час експлуатації треба забезпечити надійність роботи устаткування, якість електричної енергії та економічність роботи.

### **1.3. Джерела живлення**

До джерел живлення належать електричні станції: ТЕС (теплові), АЕС (атомні), ГЕС (гідравлічні), ГАЕС (гідроакумулявальні), ГеоТЕС (геотермальні теплові), ВЕС (вітрові), ПЕС (припливні), ХЕС (хвильові), термальні, СЕС (сонячні), МГДЕС (з магнетогідродинамічними генераторами). Для цих станцій використовуються як відновлювальні, так і невідновлювальні природні джерела енергії.

ТЕС поділяються на паротурбінні (ПТЕС), газотурбінні (ГТЕС), парогазові (ПГЕС) і дизельні (ДЕС).

Паротурбінні ТЕС поділяються на конденсаційні (КЕС) та теплофікаційні (ТЕЦ).

АЕС можуть виконуватися одно-, дво- чи триконтурними. На АЕС використовуються реактори на теплових та швидких нейтронах.

ГЕС є русловими, пригребельними та дериваційними. Дериваційні ГЕС будують в горах, де річки протікають на різних рівнях. ГЕС мають високий  $ККД \approx 90\%$ . Важливою економічною перевагою ГЕС є низька собівартість електроенергії, приблизно в шість разів менша, ніж на ТЕС.

Принципом роботи геотермальних електростанцій є вироблення електроенергії з використанням глибинного тепла Землі:  $30\text{ м} + 1\text{ }^{\circ}\text{C}$ .

Принцип сонячних електростанцій ґрунтується на термодинамічному чи безпосередньому перетворенні сонячної енергії. Будова термодинамічних електростанцій така: котел – турбіна – генератор. У електростанціях, що перетворюють енергію безпосередньо, використовуються напівпровідникові елементи.

Вітрові електростанції перетворюють кінетичну енергію вітру на електричну.

Припливні та хвильові електростанції використовують енергію припливу та відпливу хвиль.

Термальні використовують перепад температур води в морі чи в океані.

Магнетогідродинамічні генератори безпосередньо перетворюють теплову енергію на електричну. Принцип їхньої дії ґрунтується на законі електромагнетної індукції. Роль провідника, який перетинає електромагнетне поле, відіграє іонізований газ у вигляді низькотемпературної плазми. У плазмі, яка рухається в магнетному полі, наводиться ЕРС і за наявності електричного зв'язку з навантаженням виникає індукований постійний струм.

Джерелами активної потужності в електричних системах є турбо- та гідрогенератори.

Турбогенератори – це неявнополюсні швидкохідні машини, які мають, як правило,  $3000\text{ об/хв}$  на ТЕС і  $1500\text{ об/хв}$  на АЕС.

Гідрогенератори – багатоявнополюсні низькохідні машини ( $108 \div 910\text{ об/хв}$ ).

Турбогенератори мають номінальні напруги та потужності:

$U - 6,3; 10,5; 15,75; 18; 20; 24; 36,75\text{ кВ};$

$P - 2,5; 4; 6; 12; 20; 30; 60; 63; 100; 200; 220; 300; 500; 800; 1000; 1200\text{ МВт}.$

Номінальні напруги та потужності гідрогенераторів:

$U - 3,15; 6,3; 10,5; 11; 13,8; 15,75; 16,5\text{ кВ}; P - 20 \div 640\text{ МВт}.$

Джерелами реактивної потужності є генератори, синхронні компенсатори (СК), конденсаторні батареї (КБ), ЛЕП, статичні тиристорні компенсатори (СТК).

## **1.4. Споживачі електричної енергії**

Всі споживачі електричної енергії умовно поділяються на такі групи: комунально-побутові, промислові, електрифікований транспорт, сільське господарство тощо.

Графіком електричного навантаження називається графічне відображення залежності електроспоживання від часу, на якому на осі абсцис відкладають час, а на осі ординат – навантаження в одиницях потужності, струму чи у відсотках відносно максимуму навантаження. Розрізняються річні, сезонні, літні, добові графіки активної та реактивної потужностей.

## **1.5. Класифікація електричних мереж**

До електричних мереж ставляться такі вимоги: надійність, якість електроенергії, економічність спорудження та експлуатації, безпечність експлуатації і можливість реконструкції.

Електричні мережі класифікуються за видом струму на мережі постійного та змінного струму(трифазний).

За напругою мережі поділяються на мережі, напруга яких не перевищує  $1\text{ кВ}$ , і мережі, напруга яких вища, ніж  $1\text{ кВ}$ . Розрізняють номінальні напруги генераторів, трансформаторів та ЛЕП.

Для електричних мереж та ЛЕП розроблена така шкала номінальних напруг: (3); (6); 10; 35; 110; (150); (220); 330; (400); (500); 750 кВ.

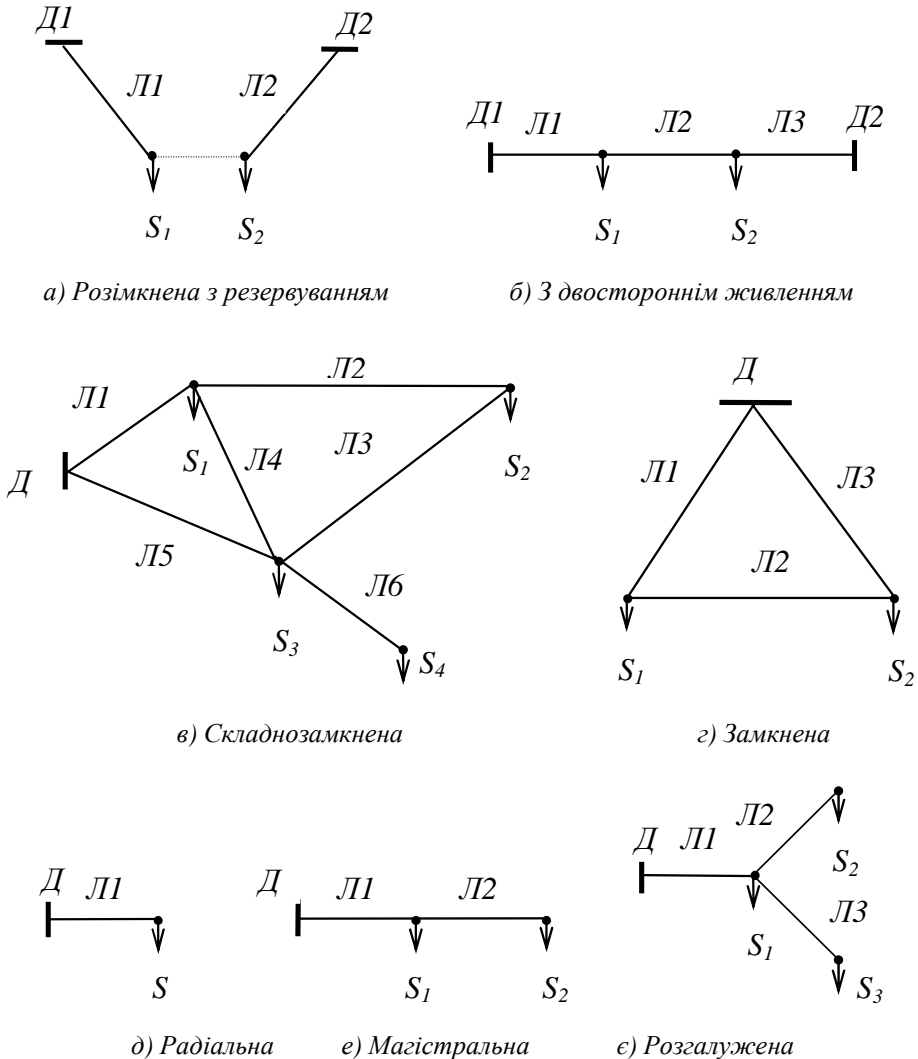


Рис. 1.1. Класифікація електричних мереж

Електричні мережі умовно поділяються за напругою на мережі низьких напруг (220–600 В), середніх (6–35 кВ), високих (110–220 кВ), надвисоких (330–750 кВ),

За схемою з'єднання виокремлюються розімкнуті, розімкнуті з резервуванням, з двостороннім живленням, замкнуті, складнозамкнуті, радіальні, магістральні та розгалужені електричні мережі (рис. 1.1).

З урахуванням вищенаведеної класифікації на рис. 1.2 наведено приклад схеми електричної мережі енергосистеми.



Замкнена електрична мережа 330 кВ є основною мережею, яка розподіляє електроенергію між понижувальними підстанціями ПС2, ПС3, і ПС4. Електрична мережа 330 кВ у такому разі є системоутворювальною мережею, а 110 кВ – розподільною.

### **Контрольні запитання**

1. Що таке енергетична система?
2. Що таке електроенергетична система?
3. Що таке лінія електропередавання?
4. Що таке підстанція?
5. Що таке розподільний пристрій?
6. Які виділяють режими роботи електричних мереж?
7. Які електричні станції належать до джерел живлення?
8. Які ставляться вимоги до електричних мереж?
9. Наведіть класифікацію електричних мереж.
10. Які ви знаєте режими роботи нейтралі електричних мереж?
11. Як поділяються електричні мережі за напругою?
12. Яка існує шкала номінальних напруг електричних мереж?

## 2. ЕЛЕМЕНТИ ТЕОРІЇ ПЕРЕСИЛАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

Лінії електропересилання електричних мереж та систем є лініями високої напруги і значної довжини. Параметри цих ліній розподілені, і на їхні режими впливають струми зміщення та витоку. Якщо до конденсатора прикладена змінна напруга, то виникає змінне електричне поле між обкладками конденсатора, відповідно в діелектрику виникає струм зміщення. Лінія електропересилання утворює конденсатори "провід – земля" та "провід – провід". Тому струм у проводах має різні значення у різних точках лінії. Протікання струму в проводах лінії спричиняє падіння напруги в активному опорі і створює змінне магнетне поле, яке наводить у проводі лінії ЕРС самоіндукції.

Електричний струм – це спрямований рух носіїв заряду, зокрема в металах представляє собою рух електронів провідності. Якщо до провідника прикладена напруга і у ньому протікає струм, то цей провідник знаходиться в електромагнетному полі, яке складається з двох векторів – електричного поля  $\vec{E}$  та магнетного поля  $\vec{B}$ . Тобто пересилання електричної енергії вздовж проводів лінії електропересилання здійснюється електромагнетним полем, яке поширюється в діелектрику вздовж проводів ліній. Проводи лінії електропересилання є напрямними електромагнетного поля.

Для того, щоб врахувати зміну струму і напруги вздовж лінії, необхідно розглядати її як сукупність малих відрізків, кожен з яких має активний опір, індуктивність та взаємоіндуктивність, а між проводами – провідність і ємність.

Лінія електропересилання, параметри якої розподілені нерівномірно вздовж лінії, називається неоднорідною, тобто її параметри  $r_0$ ,  $L_0$ ,  $g_0$  та  $C_0$  є функціями відстані  $x$ . Для виведення рівняння лінії вважатимемо, що опір, індуктивність, провідність і ємність рівномірно розподілені вздовж лінії, що є деякою ідеалізацією умов порівняно з дійсністю. Таку лінію будемо називати однорідною.

Критерієм необхідності розглядати електричне коло як коло з розподіленими параметрами є співвідношення між інтервалом часу поширення електромагнетних хвиль вздовж усієї довжини кола й інтервалом часу, упродовж якого струм і напруга змінюються на значення, яке є істотним відсотком від повної їхньої зміни в процесі, який розглядається (в обвитках трансформатора у разі дії на них імпульсних струмів і напруг, коли проміжок часу зміни струму і напруги дорівнює часу поширення хвиль вздовж обвиток). Електричне коло можна розглядати як коло із зосередженими параметрами, якщо швидкості зміни напруги і струму в електричному колі такі малі, що за час поширення електромагнетних хвиль вздовж всього кола в будь-якому напрямку зміни напруги і струму залишаються малими порівняно з повною їхньою зміною в досліджуваному режимі.

Довгу лінію можна подати у вигляді послідовно сполучених нескінченно малих елементів довжиною  $dx$ , кожен з яких має активний опір  $r_0 dx$ , індуктивність  $L_0 dx$ , провідність  $g_0 dx$  та ємність  $C_0 dx$ .



Електричний струм у проводі лінії характеризується значенням  $i(x, t)$  і напругою  $u(x, t)$ , які залежать від координати  $x$  точки провідника та від часу  $t$ .

Заступна схема для елемента двопровідної лінії зображена на рис. 2.1.

Позначимо миттєві значення напруги і струму на початку елемента лінії довжиною  $dx$  через  $u$  та  $i$ , а на початку наступного елемента  $u + \partial u / \partial x dx$  і  $i + \partial i / \partial x dx$ , оскільки рівняння нелінійних характеристик напруги та струму у диференційній формі  $du = \partial u / \partial x dx$  і  $di = \partial i / \partial x dx$ .

На підставі законів Кірхгофа

$$u - (u + \partial u / \partial x dx) = r_0 dx i + L_0 dx \partial i / \partial t ; \quad (2.1)$$

$$i = (i + \partial i / \partial x dx) + (u + \partial u / \partial x dx) g_0 dx + C_0 dx \partial (u + \partial u / \partial x dx) / \partial t. \quad (2.2)$$

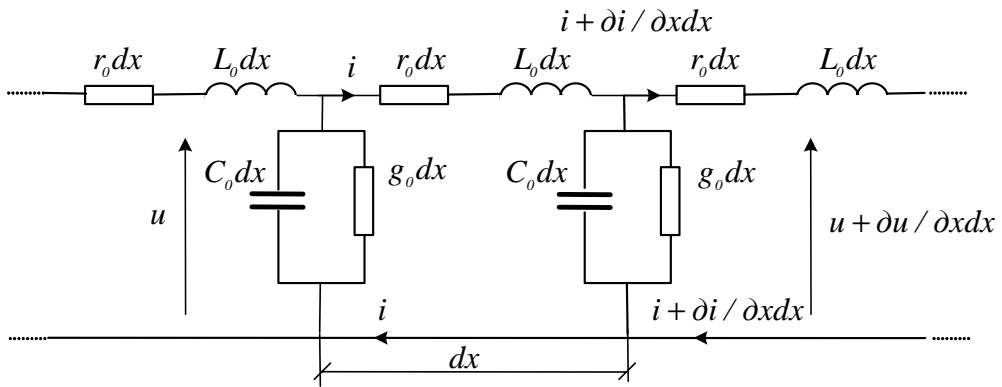


Рис. 2.1. Заступна схема елемента двопровідної лінії

Звівши подібні члени, нехтуючи похідними другого порядку і скоротивши обидва рівняння на  $dx$ , отримуємо рівняння лінії у часткових похідних

$$-\partial u / \partial x = r_0 i + L_0 \partial i / \partial t ; \quad (2.3)$$

$$-\partial i / \partial x = g_0 u + C_0 \partial u / \partial t. \quad (2.4)$$

З наведеної системи (2.3) – (2.4) можна одержати окремі рівняння, що містять тільки одну невідому функцію  $i(x, t)$  чи  $u(x, t)$ . Продиференціюємо рівняння (2.3) зміни напруги вздовж лінії за  $t$  і помножимо на  $C_0$

$$C_0 r_0 \partial i / \partial t + C_0 L_0 \partial^2 i / \partial t^2 + C_0 \partial^2 u / (\partial x \partial t) = 0, \quad (2.5)$$

а також продиференціюємо рівняння (2.4) зміни струму вздовж лінії за  $x$  і отримаємо

$$\partial^2 i / \partial x^2 + g_0 \partial u / \partial x + C_0 \partial^2 u / (\partial x \partial t) = 0. \quad (2.6)$$

Від рівняння (2.6) віднімаємо вираз (2.5), тобто

$$\partial^2 i / \partial x^2 + g_0 \partial u / \partial x - C_0 r_0 \partial i / \partial t - C_0 L_0 \partial^2 i / \partial t^2 = 0, \quad (2.7)$$

і, підставивши у рівняння (2.7) значення похідної за напругою (2.3), матимемо

$$\begin{aligned} \partial^2 i / \partial x^2 + g_0(-r_0 i - L_0 \partial i / \partial t) - C_0 r_0 \partial i / \partial t - \\ - C_0 L_0 \partial^2 i / \partial t^2 = 0, \end{aligned} \quad (2.8)$$

чи

$$\partial^2 i / \partial x^2 = C_0 L_0 \partial^2 i / \partial t^2 + (g_0 L_0 + C_0 r_0) \partial i / \partial t + g_0 r_0 i. \quad (2.9)$$

Аналогічно можна вивести рівняння для визначення  $u(x, t)$

$$\partial^2 u / \partial x^2 = C_0 L_0 \partial^2 u / \partial t^2 + (g_0 L_0 + C_0 r_0) \partial u / \partial t + g_0 r_0 u. \quad (2.10)$$

У рівняннях з частковими похідними  $r_0$ ,  $L_0$ ,  $g_0$ ,  $C_0$  – первинні параметри однорідної лінії, віднесені до одиниці її довжини. Їх визначають через геометричні розміри лінії і матеріал проводів.

Розв'язання отриманих рівнянь у часткових похідних за певних початкових і граничних умов дає змогу визначити струм та напругу як функцію віддалі  $x$  та часу  $t$ . Ці рівняння справедливі для будь-яких змін у часі струму й напруги.

Якщо до однорідної лінії прикладена синусоїдна напруга, можна перейти від рівнянь (2.3) – (2.4) у часткових похідних, до рівнянь у звичайних похідних. Синусоїдна напруга створює в лінії синусоїдний струм

$$\begin{aligned} i = I_m \sin(\omega t + \psi_i) = \text{Im}[I_m e^{j(\omega t + \psi_i)}] = \text{Im}[\dot{I}_m e^{j\omega t}] = \\ = \text{Im}[I_m \cos(\omega t + \psi_i) + j I_m \sin(\omega t + \psi_i)]. \end{aligned} \quad (2.11)$$

Вираз для похідної струму набуде вигляду

$$\begin{aligned} di / dt = \omega I_m \cos(\omega t + \psi_i) = \omega I_m \sin(\omega t + \psi_i + \pi / 2) = \\ = \text{Im}[\omega I_m e^{j(\omega t + \psi_i + \pi / 2)}] = \text{Im}[\omega I_m e^{j\pi / 2} e^{j(\omega t + \psi_i)}] = \\ = \text{Im}[j \omega I_m e^{j(\omega t + \psi_i)}] = \text{Im}[j \omega \dot{I}_m e^{j\omega t}]. \end{aligned} \quad (2.12)$$

Урахувавши, що

$$\dot{I} = \dot{I}_m / \sqrt{2}; \quad \dot{U}_\Phi = \dot{U}_{\Phi m} / \sqrt{2}, \quad (2.13)$$

і підставивши у (2.3) – (2.4) комплекси струму, напруги, опорів, провідностей та скоротивши на  $e^{j\omega t}$ , одержимо рівняння у повних похідних однорідної лінії, до якої прикладена синусоїдна напруга джерела, для усталеного режиму

$$-d\dot{U}_\Phi / dx = (r_0 + j\omega L_0) \dot{I} = \underline{Z}_0 \dot{I}; \quad (2.14)$$

$$-d\dot{I} / dx = (g_0 + j\omega C_0) \dot{U}_\Phi = \underline{Y}_0 \dot{U}_\Phi, \quad (2.15)$$

де  $\underline{Z}_0 = r_0 + j\omega L_0$  – комплексний опір, Ом;  $\underline{Y}_0 = g_0 + j\omega C_0$  – комплексна провідність, См;  $\dot{U}_\Phi$  – діюче значення напруги відносно землі (фазна напруга), В;  $\dot{I}$  – діюче значення струму, А.

Необхідно підкреслити, що  $\underline{Y}_0$  і  $\underline{Z}_0$  не є оберненими величинами.

Продиференціюємо ці рівняння за  $x$

$$-d^2 \dot{U}_\Phi / dx^2 = \underline{Z}_0 d\dot{I} / dx; \quad (2.16)$$

$$-d^2 \dot{I} / dx^2 = \underline{Y}_0 d\dot{U}_\Phi / dx, \quad (2.17)$$

і, після заміни  $-d\dot{I} / dx = \underline{Y}_0 \dot{U}_\Phi$  і  $-d\dot{U}_\Phi / dx = \underline{Z}_0 \dot{I}$ , отримаємо

$$d^2 \dot{U}_\Phi / dx^2 = \underline{Z}_0 \underline{Y}_0 \dot{U}_\Phi; \quad (2.18)$$

$$d^2 \dot{I} / dx^2 = \underline{Z}_0 \underline{Y}_0 \dot{I}. \quad (2.19)$$

Одержані диференційні рівняння, які визначають зміну комплексів напруги і струму вздовж лінії, однакові за формою. Тому достатньо за формулою (2.18) встановити закон зміни напруги, а для обчислення струму використати рівняння (2.14).

Для рівняння (2.18) характеристичне рівняння має вигляд

$$p^2 - \underline{Z}_0 \underline{Y}_0 = 0, \quad (2.20)$$

його корені такі

$$p_{1,2} = \mp \sqrt{\underline{Y}_0 \underline{Z}_0}. \quad (2.21)$$

Однорідне лінійне диференційне рівняння другого порядку (2.18) зі сталими коефіцієнтами розв'язується так

$$\begin{aligned} \dot{U}_\Phi &= \dot{A}_1 e^{p_1 x} + \dot{A}_2 e^{p_2 x} = \dot{A}_1 e^{-\sqrt{\underline{Z}_0 \underline{Y}_0} x} + \dot{A}_2 e^{\sqrt{\underline{Z}_0 \underline{Y}_0} x} = \\ &= \dot{A}_1 e^{-\underline{\gamma} x} + \dot{A}_2 e^{\underline{\gamma} x}, \end{aligned} \quad (2.22)$$

де  $\underline{\gamma} = \beta + j\alpha = \sqrt{\underline{Z}_0 \underline{Y}_0} = \sqrt{(r_0 + j\omega L_0)(g_0 + j\omega C_0)}$  – коефіцієнт поширення електромагнетної хвилі;  $\beta$  – коефіцієнт загасання,  $1/\text{км}$ ;  $\alpha$  – коефіцієнт фази,  $\text{рад}/\text{км}$ .

Для струму

$$\begin{aligned} \dot{I} &= -\frac{1}{\underline{Z}_0} d\dot{U}_\Phi / dx = -\frac{1}{\underline{Z}_0} \underline{\gamma} (-\dot{A}_1 e^{-\underline{\gamma} x} + \dot{A}_2 e^{\underline{\gamma} x}) = \\ &= \frac{\sqrt{\underline{Z}_0 \underline{Y}_0}}{\underline{Z}_0} (\dot{A}_1 e^{-\underline{\gamma} x} - \dot{A}_2 e^{\underline{\gamma} x}) = \frac{1}{\underline{Z}_C} (\dot{A}_1 e^{-\underline{\gamma} x} - \dot{A}_2 e^{\underline{\gamma} x}) = \\ &= \frac{1}{\underline{Z}_C} (\dot{A}_1 e^{-\beta x} e^{-j\alpha x} - \dot{A}_2 e^{\beta x} e^{j\alpha x}), \end{aligned} \quad (2.23)$$

де  $\underline{Z}_C = \sqrt{\frac{\underline{Z}_0}{\underline{Y}_0}} = Z_C e^{j\Theta} = r_C + jx_C = \sqrt{\frac{r_0 + j\omega L_0}{g_0 + j\omega C_0}}$  – хвильовий опір,  $\text{Ом}$ , що визначає струм прямої та зворотної хвиль.

Виразивши комплексні величини  $\dot{A}_1$  і  $\dot{A}_2$ , які мають розмірність напруги, у показниковій формі  $\dot{A}_1 = A_1 e^{j\psi_1}$  і  $\dot{A}_2 = A_2 e^{j\psi_2}$ , запишемо миттєві значення струму та напруги

$$u_\phi = \sqrt{2} A_1 e^{-\beta x} \sin(\omega t - \alpha x + \psi_1) + \sqrt{2} A_2 e^{\beta x} \sin(\omega t + \alpha x + \psi_2); \quad (2.24)$$

$$i = \frac{\sqrt{2} A_1}{Z_C} e^{-\beta x} \sin(\omega t - \alpha x + \psi_1) - \frac{\sqrt{2} A_2}{Z_C} e^{\beta x} \sin(\omega t + \alpha x + \psi_2). \quad (2.25)$$

Кожну складову цих рівнянь розглянемо як біжучу хвилю, пряму і обернену, які згасають в напрямку руху і які для будь-якої фіксованої точки  $x = x_1$  є періодичною функцією часу. Для фіксованого моменту  $t = t_1$  кожна з складових змінюється вздовж лінії (зі зміною  $x$ ) за законом синусоїди, що згасає.

Основними характеристиками біжучої хвилі є фазова швидкість та довжина.

Фазовою швидкістю хвилі  $v$  називається швидкість переміщення точки, фаза коливання якої залишається постійною, тобто

$$\omega t - \alpha x + \psi_1 = const, \quad (2.26)$$

тоді похідна від цієї фази

$$d / dt (\omega t - \alpha x + \psi_1) = 0; \quad (2.27)$$

$$dx / dt = v = \omega / \alpha. \quad (2.28)$$

Аналогічні дослідження другої складової правої частини рівняння дають для фазової швидкості значення, що дорівнюють одне одному за модулем, але протилежні за знаками. Звідси випливає, що складові правої частини рівнянь (2.24) – (2.25) можна розглядати як хвилі, які рухаються у протилежних напрямках – пряму й обернену хвилі.

Довжиною хвилі  $\lambda$  називається відстань між двома точками, фази яких відрізняються на  $2\pi$ , взята в напрямі поширення хвилі

$$\omega t - \alpha(x + \lambda) + \psi_1 = \omega t - \alpha x + \psi_1 - 2\pi, \quad (2.29)$$

звідси

$$\lambda = 2\pi / \alpha. \quad (2.30)$$

Тоді

$$v = \omega / \alpha = 2\pi f / \alpha = \lambda f = \lambda / T, \quad (2.31)$$

тобто за час, що дорівнює одному періоду, хвиля пробігає відстань, яка дорівнює її довжині.

У формулах (2.22) і (2.23) сталі інтегрування визначаються з відомих граничних умов. Нехай задано  $\dot{U}_{\phi 1}$  і  $\dot{I}_1$  на початку лінії ( $x = 0$ ). Тоді опір навантаження лінії  $Z_2$  залежить від  $\dot{U}_{\phi 1}$ ,  $\dot{I}_1$  і параметрів лінії. Якщо задано навантаження лінії

$\underline{Z}_2$ , то на початку лінії можна задати тільки одну величину:  $\dot{I}_1$  чи  $\dot{U}_{\phi 1}$ . Якщо  $x=0$  і задано  $\dot{U}_{\phi 1}$  та  $\dot{I}_1$ , то рівняння (2.22) і (2.23) наберуть вигляду

$$\begin{aligned}\dot{U}_{\phi 1} &= \dot{A}_1 + \dot{A}_2; \\ \underline{Z}_C \dot{I}_1 &= \dot{A}_1 - \dot{A}_2.\end{aligned}\quad (2.32)$$

Звідси

$$\begin{aligned}\dot{A}_1 &= \frac{1}{2}(\dot{U}_{\phi 1} + \underline{Z}_C \dot{I}_1); \\ \dot{A}_2 &= \frac{1}{2}(\dot{U}_{\phi 1} - \underline{Z}_C \dot{I}_1).\end{aligned}\quad (2.33)$$

Підставивши значення  $\dot{A}_1$  та  $\dot{A}_2$  у (2.22) та (2.23), одержимо значення  $\dot{I}$  та  $\dot{U}_{\phi}$  у будь-якій точці від початку лінії

$$\dot{U}_{\phi} = \frac{1}{2}(\dot{U}_{\phi 1} + \underline{Z}_C \dot{I}_1)e^{-\underline{\gamma}x} + \frac{1}{2}(\dot{U}_{\phi 1} - \underline{Z}_C \dot{I}_1)e^{\underline{\gamma}x} = \dot{U}_{\phi np} + \dot{U}_{\phi обер}; \quad (2.34)$$

$$\dot{I} = \frac{1}{2\underline{Z}_C}(\dot{U}_{\phi 1} + \underline{Z}_C \dot{I}_1)e^{-\underline{\gamma}x} - \frac{1}{2\underline{Z}_C}(\dot{U}_{\phi 1} - \underline{Z}_C \dot{I}_1)e^{\underline{\gamma}x} = \dot{I}_{np} + \dot{I}_{обер}. \quad (2.35)$$

Групуючи члени у правій частині рівнянь (2.34) і (2.35), отримуємо

$$\begin{aligned}\dot{U}_{\phi} &= \dot{U}_{\phi 1} \frac{e^{\underline{\gamma}x} + e^{-\underline{\gamma}x}}{2} - \underline{Z}_C \dot{I}_1 \frac{e^{\underline{\gamma}x} - e^{-\underline{\gamma}x}}{2} = \\ &= \dot{U}_{\phi 1} ch(\underline{\gamma}x) - \underline{Z}_C \dot{I}_1 sh(\underline{\gamma}x);\end{aligned}\quad (2.36)$$

$$\begin{aligned}\dot{I} &= -\frac{\dot{U}_{\phi 1}}{\underline{Z}_C} \frac{e^{\underline{\gamma}x} - e^{-\underline{\gamma}x}}{2} + \dot{I}_1 \frac{e^{\underline{\gamma}x} + e^{-\underline{\gamma}x}}{2} = \\ &= -\frac{\dot{U}_{\phi 1}}{\underline{Z}_C} sh(\underline{\gamma}x) + \dot{I}_1 ch(\underline{\gamma}x).\end{aligned}\quad (2.37)$$

Якщо задано  $\dot{U}_{\phi 2}$ ,  $\dot{I}_2$ ,  $\underline{Z}_2 = \dot{U}_{\phi 2} / \dot{I}_2$  і  $x = l - x'$ , де  $x'$  – відстань від кінця лінії і  $l$  – довжина лінії, то, ввівши позначення  $\dot{A}_3 = \dot{A}_1 e^{-\underline{\gamma}l}$  і  $\dot{A}_4 = \dot{A}_2 e^{\underline{\gamma}l}$ , а також позначивши відстань від кінця лінії через  $x$ , одержимо значення напруг та струму вздовж лінії від її кінця

$$\begin{aligned}\dot{U}_{\phi} &= \dot{U}_{\phi 2} ch(\underline{\gamma}x) + \underline{Z}_C \dot{I}_2 sh(\underline{\gamma}x); \\ \dot{I} &= \frac{\dot{U}_{\phi 2}}{\underline{Z}_C} sh(\underline{\gamma}x) + \dot{I}_2 ch(\underline{\gamma}x).\end{aligned}\quad (2.38)$$

Для лінійних значень напруги та струму матимемо

$$\begin{aligned}\dot{U} &= \dot{U}_2 ch(\underline{\gamma}x) + \sqrt{3} \underline{Z}_C \dot{I}_2 sh(\underline{\gamma}x); \\ \dot{I} &= \frac{\dot{U}_2}{\sqrt{3} \underline{Z}_C} sh(\underline{\gamma}x) + \dot{I}_2 ch(\underline{\gamma}x).\end{aligned}\quad (2.39)$$

Зв'язок між фазними величинами  $\dot{U}_\phi$  та  $\dot{I}$  на початку та у кінці лінії

$$\begin{aligned}\dot{U}_{\phi 1} &= \dot{A} \dot{U}_{\phi 2} + \dot{B} \dot{I}_2; \\ \dot{I}_1 &= \dot{C} \dot{U}_{\phi 2} + \dot{D} \dot{I}_2,\end{aligned}\quad (2.40)$$

чи

$$\begin{aligned}\dot{U}_{\phi 2} &= \dot{D} \dot{U}_{\phi 1} - \dot{B} \dot{I}_1; \\ \dot{I}_2 &= -\dot{C} \dot{U}_{\phi 1} + \dot{A} \dot{I}_1,\end{aligned}\quad (2.41)$$

де  $\dot{A} = ch(\underline{\gamma}l)$ ;  $\dot{B} = \underline{Z}_C sh(\underline{\gamma}l)$ ;  $\dot{C} = \frac{1}{\underline{Z}_C} sh(\underline{\gamma}l)$ ;  $\dot{D} = ch(\underline{\gamma}l)$  – узагальнені

сталі лінії.

Для лінії як симетричного, так і несиметричного чотириполюсника справедливе співвідношення

$$\dot{A} \dot{D} - \dot{B} \dot{C} = 1, \quad (2.42)$$

і, крім цього, для симетричного чотириполюсника  $\dot{A} = \dot{D}$ .

Кожний симетричний чотириполюсник може бути поданий "Т"-, "Г"- чи "П"-заступною схемою.

Покажемо зв'язок між узагальненими сталими лінії симетричного чотириполюсника та симетричною заступною "П"-схемою. Симетрична "П"-схема є заступною схемою симетричного чотириполюсника, якщо однакові будь-які два коефіцієнти чотириполюсника й заступної схеми. Можна вважати, що два коефіцієнти дорівнюють один одному, оскільки коефіцієнти  $\dot{B}$  і  $\dot{D}$  залежні і зв'язані з першими двома  $\dot{A}$  і  $\dot{C}$  співвідношенням

$$\dot{D} = \dot{A} \text{ і } \dot{A}^2 - \dot{B} \dot{C} = 1. \quad (2.43)$$

Розглянемо режим неробочого ходу (НХ)  $\dot{I}_2 = 0$ .

З рівнянь (2.40)

$$\dot{U}_{\phi 1 \text{ н.х}} = \dot{A} \dot{U}_{\phi 2}; \quad (2.44)$$

$$\dot{A} = \frac{\dot{U}_{\phi 1 \text{ н.х}}}{\dot{U}_{\phi 2}} = ch(\underline{\gamma}l); \quad (2.45)$$

$$\dot{I}_{1 \text{ н.х}} = \dot{C} \dot{U}_{\phi 2}; \quad (2.46)$$

$$\dot{C} = \frac{\dot{I}_{1 \text{ н.х}}}{\dot{U}_{\phi 2}} = \frac{1}{\underline{Z}_C} sh(\underline{\gamma}l). \quad (2.47)$$

З аналізу режиму НХ на підставі схеми (рис. 2.2) випливає, що  $\dot{I}_2 = 0$ . Струм у провідності  $\underline{Y}_n / 2$

$$\dot{I}_{02} = \dot{U}_{\phi 2} \underline{Y}_n / 2, \quad (2.48)$$

і напруга на початку лінії

$$\begin{aligned} \dot{U}_{\phi 1 \text{н.х}} &= \dot{U}_{\phi 2} + \dot{I}_{02} \underline{Z}_n = \dot{U}_{\phi 2} + \dot{U}_{\phi 2} \underline{Y}_n \underline{Z}_n / 2 = \\ &= (1 + \underline{Z}_n \underline{Y}_n / 2) \dot{U}_{\phi 2}. \end{aligned} \quad (2.49)$$

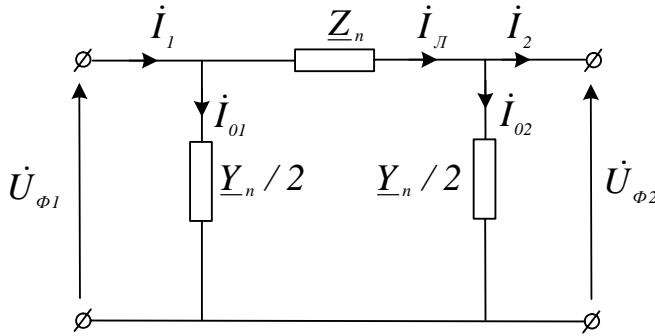


Рис. 2.2. "Π"-подібна симетрична заступна схема лінії

Порівнюючи (2.49) з рівнянням (2.44), одержимо

$$\dot{A} = 1 + \underline{Z}_n \underline{Y}_n / 2. \quad (2.50)$$

Знаючи струм  $\dot{I}_{02}$  у провідності  $\underline{Y}_n / 2$ , а також напругу  $\dot{U}_{\phi 1}$ , знаходимо струм

$$\begin{aligned} \dot{I}_{1 \text{н.х}} &= \dot{I}_{02} + \dot{U}_{\phi 1} \underline{Y}_n / 2 = \dot{U}_{\phi 2} \underline{Y}_n / 2 + \dot{U}_{\phi 1} \underline{Y}_n / 2 = \\ &= \dot{U}_{\phi 2} \underline{Y}_n / 2 + \dot{U}_{\phi 2} (1 + \underline{Z}_n \underline{Y}_n / 2) \underline{Y}_n / 2 = \\ &= \dot{U}_{\phi 2} (\underline{Y}_n + \underline{Z}_n \frac{\underline{Y}_n^2}{4}) = \underline{Y}_n (1 + \underline{Z}_n \underline{Y}_n / 4) \dot{U}_{\phi 2}. \end{aligned} \quad (2.51)$$

Порівнюючи (2.51) з (2.46), отримаємо

$$\dot{C} = (\underline{Y}_n + \underline{Z}_n \frac{\underline{Y}_n^2}{4}) = \underline{Y}_n (1 + \underline{Z}_n \frac{\underline{Y}_n}{4}) = \frac{\underline{Y}_n}{2} (2 + \frac{\underline{Z}_n \underline{Y}_n}{2}). \quad (2.52)$$

Для режиму короткого замикання (КЗ)  $\dot{U}_{\phi 2} = 0$ . З (2.40) випливає

$$\dot{U}_{\phi 1 \kappa} = \dot{B} \dot{I}_2; \quad (2.53)$$

$$\dot{B} = \dot{U}_{\phi 1 \kappa} / \dot{I}_2 = \underline{Z}_C \operatorname{sh}(\underline{\gamma} l); \quad (2.54)$$

$$\dot{I}_{1 \kappa} = \dot{D} \dot{I}_2; \quad (2.55)$$

$$\dot{D} = \dot{I}_{1 \kappa} / \dot{I}_2 = \underline{ch}(\underline{\gamma} l). \quad (2.56)$$

Із схем (рис. 2.2) матимемо

$$\dot{U}_{\phi Ik} = \underline{Z}_n \dot{I}_2, \quad (2.57)$$

і порівнявши це рівняння з (2.53), отримаємо

$$\dot{B} = \underline{Z}_n. \quad (2.58)$$

Струм на початку лінії під час КЗ

$$\dot{I}_{Ik} = \dot{I}_2 + \dot{I}_{0I} = \dot{I}_2 + \dot{U}_{\phi Ik} \underline{Y}_n / 2 = \dot{I}_2 (1 + \underline{Z}_n \underline{Y}_n / 2), \quad (2.59)$$

і, порівнюючи з рівнянням (2.55),

$$\dot{D} = 1 + \underline{Z}_n \underline{Y}_n / 2. \quad (2.60)$$

Для симетричної "П"-заступної схеми  $\underline{Y}_n / 2 = \underline{Y}_n / 2$

$$\dot{A} = \dot{D} = 1 + \underline{Z}_n \underline{Y}_n / 2; \quad (2.61)$$

$$\dot{B} = \underline{Z}_n; \quad (2.62)$$

$$\dot{C} = \underline{Y}_n (1 + \underline{Z}_n \underline{Y}_n / 4). \quad (2.63)$$

Аналогічно можна знайти узагальнені сталі лінії і для інших заступних схем.

Встановимо зв'язок між параметрами симетричної "П"-заступної схеми і узагальненими сталими лінії, прирівнявши коефіцієнт  $\dot{A}$ , одержаний для "П"-заступної схеми (2.50), з його значенням, отриманим з узагальнених сталих ліній (2.41)

і так само коефіцієнт  $\dot{B}$

$$1 + \underline{Z}_n \underline{Y}_n / 2 = ch(\underline{\gamma} l); \quad (2.64)$$

$$\underline{Z}_n = \underline{Z}_C sh(\underline{\gamma} l). \quad (2.65)$$

З рівняння (2.64)

$$\underline{Y}_n = \frac{2(ch(\underline{\gamma} l) - 1)}{\underline{Z}_n} = \frac{2(ch(\underline{\gamma} l) - 1)}{\underline{Z}_C sh(\underline{\gamma} l)}. \quad (2.66)$$

Запишемо (2.65) і (2.66) через коефіцієнти  $\underline{k}_Y$  і  $\underline{k}_Z$ , помноживши чисельники і знаменники обидвох формул на  $\underline{\gamma} l$

$$\underline{Y}_n = \frac{(\underline{\gamma} l) 2(ch(\underline{\gamma} l) - 1)}{\underline{Z}_C \underline{\gamma} l sh(\underline{\gamma} l)} = \underline{k}_Y \underline{Y}_0 l; \quad (2.67)$$

$$\underline{Z}_n = \frac{\underline{\gamma} l \underline{Z}_C sh(\underline{\gamma} l)}{\underline{\gamma} l} = \underline{k}_Z \underline{Z}_0 l, \quad (2.68)$$

де  $\underline{k}_Y = \frac{2(ch(\underline{\gamma} l) - 1)}{\underline{\gamma} l sh(\underline{\gamma} l)}$ ;  $\underline{k}_Z = \frac{sh(\underline{\gamma} l)}{\underline{\gamma} l}$  – поправкові коефіцієнти відповідно для провідностей і опорів "П"-подібної симетричної заступної схеми лінії.



У наведених формулах для визначення поправкових коефіцієнтів  $\underline{k}_Y$  і  $\underline{k}_Z$  необхідно знайти функції  $sh$  і  $ch$  від комплексного аргументу. Щоб спростити вирази для обчислення поправкових коефіцієнтів, гіперболічні функції розкладемо в ряд

$$ch(x) = \sum_{n=0}^{\infty} \frac{x^{2n}}{(2n)!} = 1 + \frac{x^2}{2!} + \frac{x^4}{4!} + \frac{x^6}{6!} + \dots; \quad (2.69)$$

$$sh(x) = \sum_{n=1}^{\infty} \frac{x^{2n-1}}{(2n-1)!} = x + \frac{x^3}{3!} + \frac{x^5}{5!} + \frac{x^7}{7!} + \dots, \quad (2.70)$$

якщо  $|x| < \infty$ .

Оскільки

$$x = \sqrt{\underline{Z}_0 \underline{Y}_0} l = \underline{\gamma} l, \quad (2.71)$$

то

$$ch(\underline{\gamma} l) = 1 + \frac{(\underline{\gamma} l)^2}{2} + \frac{(\underline{\gamma} l)^4}{24} + \frac{(\underline{\gamma} l)^6}{720} + \dots; \quad (2.72)$$

$$sh(\underline{\gamma} l) = \underline{\gamma} l + \frac{(\underline{\gamma} l)^3}{6} + \frac{(\underline{\gamma} l)^5}{120} + \frac{(\underline{\gamma} l)^7}{5040} + \dots. \quad (2.73)$$

Одержані з (2.72) і (2.73) значення, усічені після перших елементів ряду, підставляємо у формули поправкових коефіцієнтів і отримуємо

$$\begin{aligned} \underline{k}_Y &= \frac{2(ch(\underline{\gamma} l) - 1)}{\underline{\gamma} sh(\underline{\gamma} l)} = \\ &= \frac{2(1 + \frac{\underline{Z}_0 \underline{Y}_0 l^2}{2} + \frac{\underline{Z}_0^2 \underline{Y}_0^2 l^4}{24} - 1)}{\underline{\gamma} ( \underline{\gamma} l + \frac{(\underline{\gamma} l)^3}{6} )} = \\ &= \frac{\sqrt{\underline{Z}_0 \underline{Y}_0} l ( \sqrt{\underline{Z}_0 \underline{Y}_0} + \frac{\underline{Z}_0 \underline{Y}_0 \sqrt{\underline{Z}_0 \underline{Y}_0} l^3}{6} )}{\sqrt{\underline{Z}_0 \underline{Y}_0} l} = \\ &= (1 + \underline{Z}_{\perp} \underline{Y}_{\perp} / 12) / (1 + \underline{Z}_{\perp} \underline{Y}_{\perp} / 6); \end{aligned} \quad (2.74)$$

$$\underline{k}_Z = \frac{sh(\underline{\gamma} l)}{\underline{\gamma} l} = \frac{\sqrt{\underline{Z}_0 \underline{Y}_0} l + \frac{\underline{Z}_0 \underline{Y}_0 \sqrt{\underline{Z}_0 \underline{Y}_0} l^3}{6}}{\sqrt{\underline{Z}_0 \underline{Y}_0} l} = 1 + \frac{\underline{Z}_{\perp} \underline{Y}_{\perp}}{6}, \quad (2.75)$$

де  $\underline{Z}_{\perp} = \underline{Z}_0 l$ ,  $\underline{Y}_{\perp} = \underline{Y}_0 l$ .

Прийнявши, що активна провідність лінії дорівнює нулеві, після деяких спрощень поправкові коефіцієнти для "П"-подібної схеми можна записати

$$k_r = 1 - \frac{l^2}{3} x_0 b_0; \quad (2.76)$$

$$k_x = 1 - \frac{l^2}{6} (x_0 b_0 - r_0^2 \frac{b_0}{x_0}); \quad (2.77)$$

$$k_C = 0,5 \frac{3 + k_r}{1 + k_r}. \quad (2.78)$$

Коефіцієнт  $k_r$  вносить поправку до дійсного активного опору лінії,  $k_x$  – до індуктивного і  $k_C$  – до ємнісної провідності лінії.

Враховувати поправкові коефіцієнти рекомендується, якщо довжина повітряних ліній більша, ніж 300 км, а для кабельних ліній – якщо довжина більша за 50 ÷ 100 км.

### Приклад 2.1.

Для лінії електропересилання, яка з'єднає Вінницьку та Західноукраїнську підстанції, напругою 750 кВ змінного струму з частотою 50 Гц, довжиною  $l = 320$  км, виконаної проводом  $4 \times AC - 400 / 93$ , обчислити: 1) первинні та вторинні параметри; 2) струм і напругу в кінці лінії; 3) струм і напругу на початку лінії; 4) зсув фаз між напругою початку і кінця лінії; 5) коефіцієнт корисної дії лінії; 6) струм і напругу на початку лінії під час неробочого ходу та короткого замикання; 7) узагальнені сталі лінії електропересилання; 8) залежність параметрів лінії електропересилання від довжини.

Параметри лінії:

$$r_0 = 0,019 \text{ Ом/км}; \quad x_0 = 0,289 \text{ Ом/км}; \quad g_0 = 2,323 \text{ Мвар/км};$$

$$b_0 = 4,13 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}; \quad \Delta P_{\text{кор}} = 18,3 \text{ кВт/км}.$$

$$\text{Навантаження у кінці лінії } P_2 = 0,8 P_{\text{нат}}; \quad \cos \varphi = 1; \quad U_2 = 750 \text{ кВ}.$$

### Розв'язання.

До первинних параметрів належать  $r_0$ ,  $L_0$ ,  $g_0$ ,  $C_0$ . За відомими з довідкової літератури значеннями параметрів та координат на одиницю довжини визначаємо параметри, які не задано, тобто

$$L_0 = x_0 / \omega = 0,289 / 314 = 9,204 \cdot 10^{-4} \text{ Гн/км};$$

$$g_0 = \Delta P_{\text{кор}} \cdot 10^{-3} / U_{\text{ном}}^2 = 18,3 \cdot 10^{-3} / 750^2 = 3,253 \cdot 10^{-8} \text{ См/км}.$$

$$C_0 = b_0 / \omega = 4,13 \cdot 10^{-6} / 314 = 1,315 \cdot 10^{-8} \text{ Ф/км}.$$

Якщо відомі  $r_0$ ,  $L_0$ ,  $g_0$ ,  $C_0$  – первинні параметри однорідної лінії, віднесені на одиницю довжини, знаходимо повний опір та провідність на одиницю довжини

$$\underline{Z}_0 = r_0 + jx_0 = 0,019 + j0,289 = 0,29 e^{j86,239^\circ} \text{ Ом/км};$$

$$\underline{Y}_0 = g_0 + jb_0 = 3,253 \cdot 10^{-8} + j4,13 \cdot 10^{-6} = 4,13 \cdot 10^{-6} e^{j89,549^\circ} \text{ См/км}.$$

Вторинні параметри

– хвильовий опір

$$\underline{Z}_C = \sqrt{\underline{Z}_0 / \underline{Y}_0} = \sqrt{(0,29e^{j86,239^0}) / (4,13 \cdot 10^{-6} e^{j89,549^0})} = \\ = 264,7 - j7,648 = 264,811e^{-j1,655^0} \text{ Ом};$$

– коефіцієнт поширення електромагнетної хвилі

$$\underline{\gamma} = \sqrt{\underline{Z}_0 \underline{Y}_0} = \beta + j\alpha = \sqrt{(0,29e^{j86,239^0}) \cdot (4,13 \cdot 10^{-6} e^{j89,549^0})} = \\ = 4,02 \cdot 10^{-5} + j1,093 \cdot 10^{-3} = 1,094 \cdot 10^{-3} e^{j87,894^0} \text{ 1/км},$$

де  $\beta = 4,02 \cdot 10^{-5} \text{ 1/км}$  – коефіцієнт загасання,  $\alpha = 1,093 \cdot 10^{-3} \text{ рад/км}$  – коефіцієнт фази;

– довжина хвилі

$$\lambda = 2\pi / \alpha = 2\pi / 1,093 \cdot 10^{-3} = 5,749 \cdot 10^3 \text{ км};$$

– швидкість поширення електромагнетної хвилі

$$v = \lambda f = 5,749 \cdot 10^3 \cdot 50 = 2,874 \cdot 10^5 \text{ км/с}.$$

Потужність навантаження в кінці лінії

$$P_2 \cong 0,8 P_{\text{нат}} = 0,8 \frac{U_2^2}{Z_C} = 0,8 \cdot \frac{750^2}{264,811} = 1,699 \cdot 10^3 \text{ МВт}.$$

Струм і напруга кінця лінії.

Оскільки напруга кінця лінії задана  $\dot{U}_2 = U_2 = 750 \text{ кВ}$  і  $\cos \varphi = 1$ , визначаємо струм кінця лінії

$$\dot{I}_2 = I_2 = \frac{P_2}{\sqrt{3} U_2 \cos \varphi_2} = \frac{1,699 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 750 \cdot 1} = 1,308 \text{ кА}.$$

Струм та напруга на початку лінії

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_2 \operatorname{ch}(\underline{\gamma} l) + \sqrt{3} \dot{I}_2 \underline{Z}_C \operatorname{sh}(\underline{\gamma} l) = \dot{A} \dot{U}_2 + \sqrt{3} \dot{B} \dot{I}_2 = 750 \cdot \operatorname{ch}(1,094 \cdot 10^{-3} e^{j87,894^0} \cdot 320) + \\ + \sqrt{3} \cdot 1,308 \cdot 264,811 e^{-j1,655^0} \cdot \operatorname{sh}(1,094 \cdot 10^{-3} e^{j87,894^0} \cdot 320) = \\ = 717,839 + j208,625 = 747,542 e^{j16,205^0} \text{ кВ};$$

$$\dot{I}_1 = \frac{\dot{U}_2}{\sqrt{3} \underline{Z}_C} \operatorname{sh}(\underline{\gamma} l) + \dot{I}_2 \operatorname{ch}(\underline{\gamma} l) = \dot{C} \dot{U}_2 / \sqrt{3} + \dot{D} \dot{I}_2 = \\ = \frac{750}{\sqrt{3} \cdot 264,811 e^{-j1,655^0}} \cdot \operatorname{sh}(1,094 \cdot 10^{-3} e^{j87,894^0} \cdot 320) + \\ + 1,308 \cdot \operatorname{ch}(1,094 \cdot 10^{-3} e^{j87,894^0} \cdot 320) = 1,233 + j0,566 = 1,357 e^{j24,682^0} \text{ кА},$$

де

$$\dot{A} = \operatorname{ch}(\underline{\gamma} l) = \operatorname{ch}(1,094 \cdot 10^{-3} e^{j87,894^0} \cdot 320) = 0,94 + j4,408 \cdot 10^{-3};$$

$$\dot{B} = \underline{Z}_C \operatorname{sh}(\underline{\gamma} l) = 264,811 e^{-j1,655^0} \cdot \operatorname{sh}(1,094 \cdot 10^{-3} e^{j87,894^0} \cdot 320) = (5,82 + j90,618) \text{ Ом};$$

$$\dot{C} = \frac{1}{Z_C} sh(\underline{\gamma}l) = \frac{1}{264,811e^{-j1,655^0}} sh(1,094 \cdot 10^{-3} e^{j87,894^0} \cdot 320) =$$

$$= (8,242 \cdot 10^{-6} + j1,295 \cdot 10^{-3}) \text{ См};$$

$$\dot{D} = ch(\underline{\gamma}l) = ch(1,094 \cdot 10^{-3} e^{j87,894^0} \cdot 320) = 0,94 + j4,408 \cdot 10^{-3} - \text{узагальнені сталі лінії.}$$

Перевіримо правильність обчислення узагальнених сталих ліній за співвідношенням

$$\dot{A}\dot{D} - \dot{B}\dot{C} = (0,94 + j4,408 \cdot 10^{-3}) \cdot (0,94 + j4,408 \cdot 10^{-3}) -$$

$$-(5,82 + j90,618) \cdot (8,242 \cdot 10^{-6} + j1,295 \cdot 10^{-3}) = 1,$$

крім цього, для симетричного чотириполосника  $\dot{A} = \dot{D}$ .

Кут між напругою та струмом на початку лінії  $\varphi_I = \varphi_U - \varphi_I =$   
 $= 16,205^0 - 24,682^0 = -8,477^0$ , тобто струм початку лінії випереджує напругу на кут  $8,477^0$ , а кут між напругами початку і кінця лінії  $16,205^0$ , оскільки  $\dot{U}_2 = U_2 = 750 \text{ кВ}$ .

Активна потужність початку лінії

$$P_1 = \sqrt{3}U_1I_1 \cos \varphi_I = \sqrt{3} \cdot 76,502 \cdot 1,612 \cdot \cos(-8,477^0) = 1,737 \cdot 10^3 \text{ МВт}$$

і коефіцієнт корисної дії лінії

$$\eta = P_2 / P_1 = 1,699 \cdot 10^3 / 1,747 \cdot 10^3 = 0,978.$$

Напруга та струм початку лінії у режимі КЗ та НХ, тобто

$$\dot{U}_{1н.х} = \dot{U}_2 ch(\underline{\gamma}l) = 750 \cdot ch(1,094 \cdot 10^{-3} e^{j87,894^0} \cdot 320) = 704,653 + j3,306 = 704,66e^{j0,269^0} \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_{1к} = \sqrt{3}Z_C \dot{I}_2 sh(\underline{\gamma}l) = \sqrt{3} \cdot 264,811e^{-j1,655^0} \cdot 1,308 \cdot sh(1,094 \cdot 10^{-3} e^{j87,894^0} \cdot 320) =$$

$$= 13,187 + j205,319 = 205,742e^{j86,325^0} \text{ кВ};$$

$$\dot{I}_{1н.х} = \frac{\dot{U}_2}{\sqrt{3}Z_C} sh(\underline{\gamma}l) = \frac{750}{\sqrt{3} \cdot 264,811e^{-j1,655^0}} \cdot sh(1,094 \cdot 10^{-3} e^{j87,894^0} \cdot 320) =$$

$$= 3,569 \cdot 10^{-3} + j0,561 = 0,561e^{j89,635^0} \text{ кА};$$

$$\dot{I}_{1к} = \dot{I}_2 ch(\underline{\gamma}l) = 1,308 \cdot ch(1,094 \cdot 10^{-3} e^{j87,894^0} \cdot 320) = 1,229 + j5,766 \cdot 10^{-3} = 1,229e^{j0,269^0} \text{ кА}.$$

На рис. 2.3 наведено криві розподілу лінійної напруги та фазного струму вздовж лінії, який побудовано за формулами

$$\dot{U} = \dot{U}_2 ch(\underline{\gamma}x) + \sqrt{3}Z_C \dot{I}_2 sh(\underline{\gamma}x); \quad \dot{I} = \frac{\dot{U}_2}{\sqrt{3}Z_C} sh(\underline{\gamma}x) + \dot{I}_2 ch(\underline{\gamma}x),$$

де  $x = 0 \dots l$ .

Симетрична "П" – схема є заступною схемою чотириполосника, якщо однакові будь-які два коефіцієнти чотириполосника та заступної схеми. З цієї умови знаходимо параметри заступної схеми лінії електропересилання

$$Z_n = Z_C sh(\underline{\gamma}l) = \frac{\underline{\gamma}l}{Z_C} Z_C sh(\underline{\gamma}l) = \frac{sh(\underline{\gamma}l)}{\underline{\gamma}l} Z_0 l = k_Z Z_0 l =$$

$$= \frac{sh(1,094 \cdot 10^{-3} e^{j87,894^0} \cdot 320)}{1,094 \cdot 10^{-3} e^{j87,894^0} \cdot 320} \cdot 0,29e^{j86,239^0} \cdot 320 = (5,82 + j90,618) \text{ Ом};$$

$$\begin{aligned}\underline{Y}_n &= \frac{2(ch(\underline{\gamma}l) - 1)}{\underline{Z}_c sh(\underline{\gamma}l)} = \frac{\underline{\gamma}l}{\underline{Z}_c} \frac{2(ch(\underline{\gamma}l) - 1)}{sh(\underline{\gamma}l)} = \frac{2(ch(\underline{\gamma}l) - 1)}{\underline{\gamma}l sh(\underline{\gamma}l)} \underline{Y}_0 l = k_Y \underline{Y}_0 l = \\ &= \frac{2(ch(1,094 \cdot 10^{-3} e^{j87,894^0} \cdot 320) - 1)}{1,094 \cdot 10^{-3} \cdot 320 sh(1,094 \cdot 10^{-3} e^{j87,894^0} \cdot 320)} \cdot 4,13 \cdot 10^{-6} e^{j89,549^0} \cdot 320 = \\ &= (1,153 \cdot 10^{-5} + j1,335 \cdot 10^{-3}) \text{ См},\end{aligned}$$

де

$$\underline{k}_Z = \frac{sh(\underline{\gamma}l)}{\underline{\gamma}l} = \frac{sh(1,094 \cdot 10^{-3} e^{j87,894^0} \cdot 320)}{1,094 \cdot 10^{-3} e^{j87,894^0} \cdot 320} = 0,98 + j1,481 \cdot 10^{-3};$$

$$\begin{aligned}\underline{k}_Y &= \frac{2(ch(\underline{\gamma}l) - 1)}{\underline{\gamma}l sh(\underline{\gamma}l)} = \frac{2(ch(1,094 \cdot 10^{-3} e^{j87,894^0} \cdot 320) - 1)}{1,094 \cdot 10^{-3} e^{j87,894^0} \cdot 320 sh(1,094 \cdot 10^{-3} e^{j87,894^0} \cdot 320)} = \\ &= 1,01 + j7,685 \cdot 10^{-4}\end{aligned}$$

поправкові коефіцієнти.

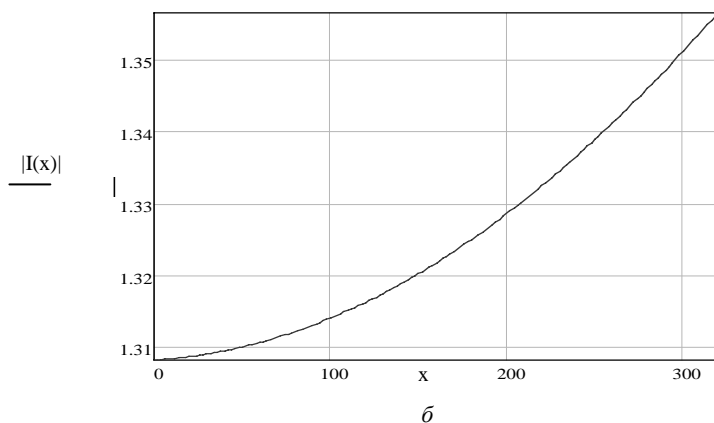
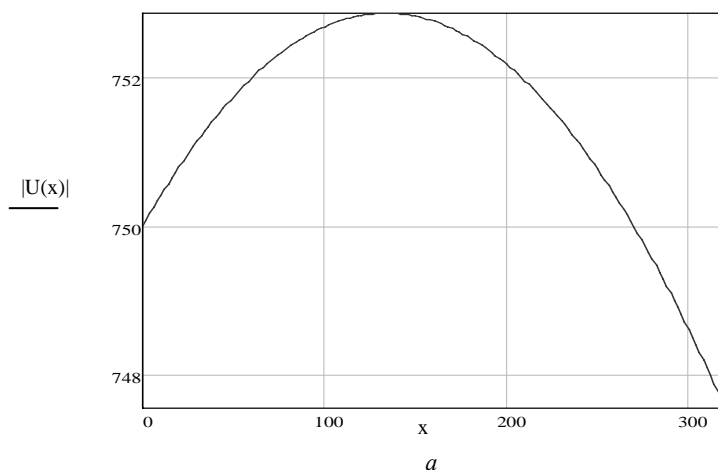


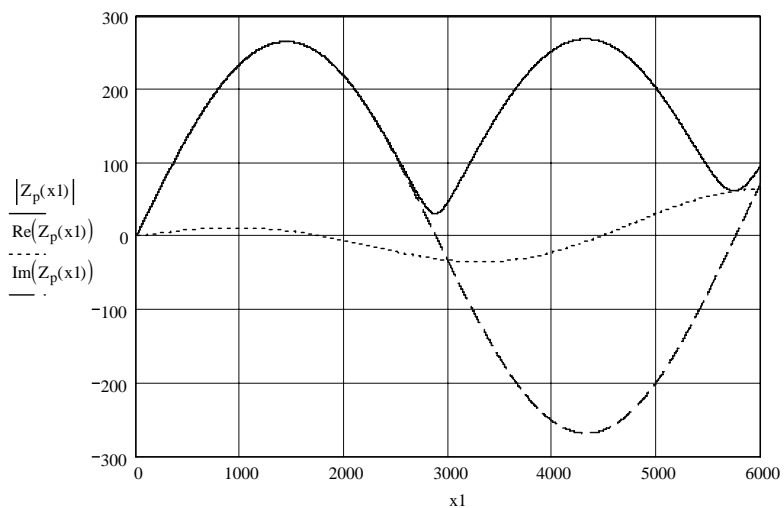
Рис. 2.3. Розподіл вздовж лінії: а – лінійної напруги; б – фазного струму

Визначимо поправкові коефіцієнти за умови, що  $g_0 = 0$

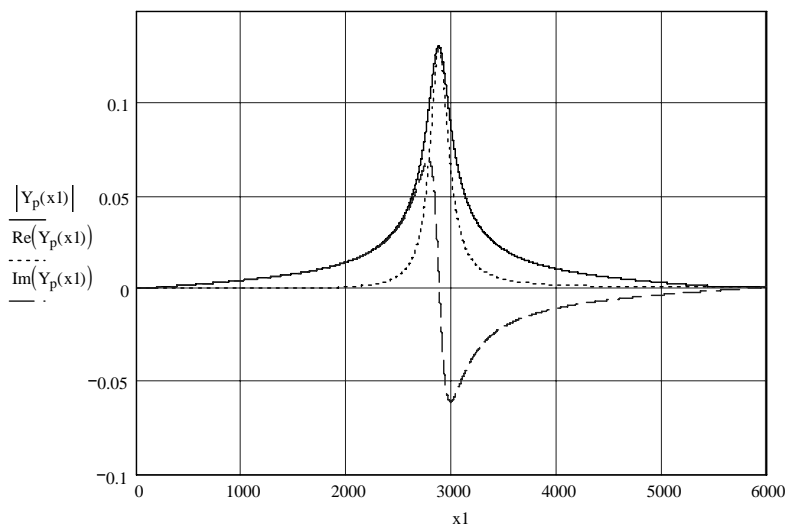
$$k_r = 1 - \frac{l^2}{3} x_0 b_0 = 1 - \frac{320^2}{3} \cdot 0,289 \cdot 4,13 \cdot 10^{-6} = 0,959;$$

$$k_x = 1 - \frac{l^2}{6} (x_0 b_0 - r_0^2 \frac{b_0}{x_0}) = 1 - \frac{320^2}{6} (0,289 \cdot 4,13 \cdot 10^{-6} - 0,019 \frac{4,13 \cdot 10^{-6}}{0,289}) = 0,98;$$

$$k_C = 0,5 \frac{3 + k_v}{1 + k_v} = 0,5 \frac{3 + 0,959}{1 + 0,959} = 1,01.$$



*a*



*б*

Рис. 2.4. Залежність параметрів заступної схеми лінії електропередавання від довжини: *a* – поздовжніх параметрів; *б* – поперечних параметрів

Щоб перевірити правильність отриманих результатів, визначимо узагальнені сталі за параметрами заступної "П"-симетричної схеми і порівняємо їх з узагальненими сталими, одержаними з рівнянь лінії електропересилання, тобто

$$\dot{A} = I + \underline{Z}_n \underline{Y}_n / 2 = I + (5,82 + j90,618) \cdot (1,153 \cdot 10^{-5} + j1,335 \cdot 10^{-3}) / 2 = 0,94 + j4,408 \cdot 10^{-3};$$

$$\dot{B} = \underline{Z}_n = (5,82 + j90,618) \text{ Ом};$$

$$\dot{C} = \underline{Y}_n (I + \underline{Z}_n \underline{Y}_n / 4) = (1,153 \cdot 10^{-5} + j1,335 \cdot 10^{-3}) \cdot (I + (5,82 + j90,618) \times (1,153 \cdot 10^{-5} + j1,335 \cdot 10^{-3}) / 4) = 8,242 \cdot 10^{-6} + j1,295 \cdot 10^{-3} \text{ См};$$

$$\dot{D} = \dot{A} = 0,94 + j4,408 \cdot 10^{-3}.$$

Як бачимо, узагальнені сталі збігаються, тобто розрахунок здійснено правильно.

Залежність  $\underline{Z}_n$  і  $\underline{Y}_n$  від  $l$  ( $l = 0 \div 6000 \text{ км}$ ) показано на рис. 2.4.

### Контрольні запитання

1. Що таке однорідна лінія?
2. Які параметри лінії електропересилання належать до первинних і вторинних?
3. Якими схемами може бути поданий симетричний чотириполюсник?
4. Опишіть зв'язок між узагальненими сталими лінії симетричного чотириполюсника та симетричною заступною "П"-заступною схемою.
5. За яких умов симетрична "П"-схема є заступною схемою чотириполюсника?
6. З яких режимів можна визначити узагальнені сталі лінії електропересилання?
7. Як визначаються поправкові коефіцієнти?
8. Коли необхідно вводити поправкові коефіцієнти для обчислення параметрів заступної схеми лінії електропересилання?

### 3. ЗАСТУПНІ СХЕМИ ЕЛЕМЕНТІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ І СИСТЕМ ТА ЇХНІ ПАРАМЕТРИ

Подання раціональними заступними схемами елементів електричних мереж і систем та обчислення їхніх параметрів є необхідною умовою створення розрахункових моделей, які дають змогу отримати достовірні результати режимів їхньої роботи та керування ними.

У заступних схемах розрізняються поздовжні та поперечні параметри. Через поздовжні параметри протікає струм навантаження, до поперечних прикладена напруга.

Заступна схема електричної мережі складається із заступних схем таких елементів: ЛЕП, трансформаторів, реакторів, конденсаторних батарей, навантаження, джерел електричної енергії. Розраховуючи усталені режими електроенергетичних систем, заступні схеми елементів подають в однолінійному виконанні, оскільки параметри усіх фаз симетричні.

#### 3.1. Лінії електропересилання

ЛЕП порівняно невеликих довжин можна замінювати схемами із зосередженими параметрами:  $r_{\text{Л}}$  – активний опір, Ом;  $x_{\text{Л}}$  – індуктивний опір, Ом;  $g_{\text{Л}}$  – активна провідність, См;  $b_{\text{Л}}$  – реактивна провідність, См.

Загалом ЛЕП можна подати "П"-, "Г"-, "Т"-заступними схемами (рис. 3.1).

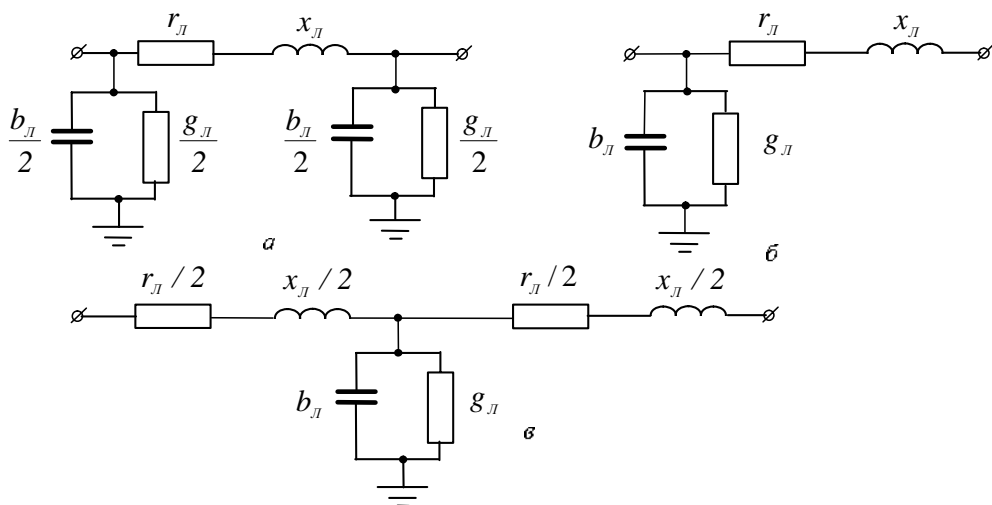


Рис. 3.1. Заступні схеми ЛЕП: а – "П"-подібна;  
б – "Г"-подібна; в – "Т"-подібна



Надалі для розрахунку режимів електричних мереж і систем будемо використовувати симетричну "П"-заступну схему лінії (рис. 3.1, а).

Поздовжній повний опір такої схеми

$$\underline{Z}_{\text{Л}} = r_{\text{Л}} + jx_{\text{Л}} = Z_{\text{Л}} \exp(j\psi_{Z_{\text{Л}}}), \quad (3.1)$$

де  $Z_{\text{Л}} = \sqrt{r_{\text{Л}}^2 + x_{\text{Л}}^2}$ ;  $\psi_{Z_{\text{Л}}} = \arctg(x_{\text{Л}} / r_{\text{Л}})$ .

Поперечна повна провідність

$$\underline{Y}_{\text{Л}} = g_{\text{Л}} + jb_{\text{Л}} = Y_{\text{Л}} \exp(j\psi_{Y_{\text{Л}}}), \quad (3.2)$$

де  $Y_{\text{Л}} = \sqrt{g_{\text{Л}}^2 + b_{\text{Л}}^2}$ ;  $\psi_{Y_{\text{Л}}} = \arctg(b_{\text{Л}} / g_{\text{Л}})$ .

Значення зосереджених параметрів заступної схеми ЛЕП виражаються через подовжинні значення

$$\underline{Z}_{\text{Л}} = \underline{Z}_0 l; \quad (3.3)$$

$$\underline{Y}_{\text{Л}} = \underline{Y}_0 l, \quad (3.4)$$

де  $\underline{Z}_0$ ,  $\underline{Y}_0$  – відповідно значення повного опору, Ом/км і провідності, См/км на одиницю довжини;  $l$  – довжина лінії, км.

Використання заступної схеми із зосередженими параметрами ЛЕП великої довжини зумовлює похибку під час обчислення параметрів заступної схеми, тому необхідно вводити поправкові коефіцієнти  $\underline{k}_Z$  і  $\underline{k}_Y$  (2.67) – (2.68).

### 3.1.1. Активний опір

Активний опір – це опір змінному струмові, який протікає через провідник, омичний – опір постійному струмові. Опір  $r$  як параметр заступної схеми відповідає елементові електричного кола – резистору, якщо резистор ідеалізується.

Резистор – це провідний однорідний циліндр з довжиною  $l$  і поперечним перерізом  $F$  (рис. 3.2). Провідні властивості матеріалу циліндра характеризуються питомою провідністю  $\gamma$ .

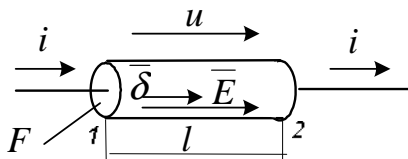


Рис. 3.2. Резистор

Напруга між точками 1 і 2

$$u = \int_1^2 \vec{E} d\vec{l}, \quad (3.5)$$

де  $\vec{E}$  – вектор напруженості електричного поля,  $\text{кВ/м}$ ;  $l$  – довжина провідника,  $\text{м}$ .

$$i = \int_F \vec{\delta} dF, \quad (3.6)$$

де  $\vec{\delta}$  – вектор густини струму провідності,  $\text{А/мм}^2$ ;  $F$  – переріз провідника,  $\text{мм}^2$ .

Якщо розподіл струму  $\vec{\delta}$  у перерізі  $F$  рівномірний, а вектор  $\vec{E}$  сталий за  $l$ , то  $r = u / i = El / (\delta F)$ . (3.7)

За законом Ома в диференційній формі

$$\vec{\delta} = \gamma \vec{E}, \quad (3.8)$$

з урахуванням рівномірності розподілу струму  $\vec{\delta}$  за перерізом і якщо вектор  $\vec{E}$  сталий за довжиною, закон Ома можна записати

$$\delta = \gamma E. \quad (3.9)$$

Підставивши значення (3.9) в (3.7), отримуємо

$$r = l / (\gamma F) = l \rho / F, \quad (3.10)$$

де  $\gamma$  – питома провідність,  $\text{кМ/(Ом}\cdot\text{мм}^2)$ ;  $\rho = 1 / \gamma$  – питомий опір,  $\text{Ом}\cdot\text{мм}^2/\text{кМ}$ . Для алюмінію  $\gamma_A = 34,84 \cdot 10^{-3} \text{кМ/(Ом}\cdot\text{мм}^2)$ , міді  $\gamma_M = 56,18 \cdot 10^{-3} \text{кМ/(Ом}\cdot\text{мм}^2)$ .

Під час протікання змінного струму через резистор опір зростає внаслідок нерівномірного розподілу струму в перерізі, що є наслідком поверхневого ефекту і ефекту близькості, тому активний опір більший від омичного.

Активний опір ЛЕП, довжина якої  $l$ ,  $\text{кМ}$ , визначається так

$$r_L = r_0 l, \quad (3.11)$$

де  $r_0 = 1 / (\gamma F)$ ,  $\text{Ом/кМ}$ .

У практичних розрахунках  $r_0$  знаходять не за формулою (3.10), а за відповідними таблицями, де опір зведений до розрахункової температури  $+20^\circ\text{C}$ . Фактичний активний опір за температури, яка відрізняється від  $+20^\circ\text{C}$ , обчислюється за такою формулою

$$r_{0_t} = r_{0_{20^\circ\text{C}}} (1 + 0,004(t - 20^\circ)), \quad (3.12)$$

де  $t$  – середньорічна температура довкілля,  $^\circ\text{C}$ .

У сталевих провідів активний опір більший від омичного і більший від опору алюмінію та міді (переріз та довжина провідів однакові). Крім цього, активний опір сталевих провідів залежить від значення струму, який протікає ними, а також від хемічного складу і конструкції проводу. Для визначення активного опору сталевих провідів використовуються таблиці, наведені у додатку 4.

### 3.1.2. Індуктивний опір

Індуктивний опір лінії зумовлений за законом Ленца проти ЕРС  $e_L = -L di / dt$ , яка виникає під час протікання у провіднику змінного струму.

Для ЛЕП довжиною  $l$ , км значення індуктивного опору обчислюється так

$$x_L = x_0 l, \quad (3.13)$$

де  $x_0$  – подовжинне значення опору (на одиницю довжини), Ом/км.

Подовжинне значення індуктивного опору (на одиницю довжини) знаходиться за геометричними розмірами

$$x_0 = 0,1445 \lg( D_{сер} \cdot 10^3 / R ) + 0,0157 \mu, \quad (3.14)$$

де  $D_{сер}$  – середньгеометрична відстань між проводами, м;  $R$  – радіус проводу, мм;  $\mu$  – магнетна проникність матеріалу проводу (для проводів з кольорових металів  $\mu \approx 1$ ).

Середньгеометрична відстань між проводами обчислюється так

$$D_{сер} = \sqrt[3]{D_{12} D_{23} D_{31}}, \quad (3.15)$$

де  $D_{12}$ ,  $D_{23}$ ,  $D_{31}$  – відстань між проводами окремих фаз однофазової лінії, м.

Для вирівнювання індуктивного опору фаз ЛЕП, а також ємності між проводами і на землю виконується транспозиція проводів, тобто зміна місць проводів на опорах. Лінія ділиться на три ділянки, і переставляючи місцями проводів, вирівнюють їхнє магнетне поле. Якщо ПЛ двофазова, то результатна індуктивність однієї лінії залежить від магнетного потоку, створеного цією лінією, і від магнетного потоку другої лінії.

Індуктивний опір сталевих проводів ( $\mu \gg 1$ ) визначають так

$$x_0 = x'_0 + x''_0. \quad (3.16)$$

Значення  $x'_0$  обчислюється  $x'_0 = 0,1445 \lg( D_{сер} \cdot 10^3 / R )$  – зовнішній опір лінії, Ом/км; значення внутрішнього опору  $x''_0$  (Ом/км) наведено у додатку 4, табл. 4.20 та табл. 4.21 для різних перерізів сталевих багатожильних та одножильних проводів, залежно від значення струму, який протікає проводом. Значення внутрішнього індуктивного опору сталевих проводів набагато більше від внутрішнього індуктивного опору, тобто  $x''_0 \gg x'_0$ . Значення активних опорів сталевих проводів також наведено у додатку 4, табл. 4.20 та табл. 4.21.

Індуктивний опір лінії з розщепленими проводами у фазі

$$x_0 = 0,1445 \lg( D_{сер} \cdot 10^3 / R_{екв} ) + 0,0157 \mu / n, \quad (3.17)$$

де  $n$  – кількість проводів у фазі, шт.;  $R_{екв} = \sqrt[n]{A^{n-1} R n}$ , мм;  $A = a / (2 \sin \pi / n)$ , мм;  $a$  – крок розщеплення проводів, мм.

Якщо проводи у фазі розщеплені, то зменшується значення  $x_0$  і, тим самим, втрати потужності, збільшується пропускна здатність ЛЕП і стійкість паралельної роботи електроенергетичної системи.

Індуктивний опір кабельних ліній значно менший, ніж повітряних, через значно менші відстані між жилами кабелю.

### 3.1.3. Активна провідність

Активна провідність зумовлена втратами активної потужності в діелектриках. Для ПЛ це пов'язано з коронуванням проводу і неабсолютністю діелектрика.

Корона – це іонізація повітря навколо проводу, якщо напруженість електричного поля біля його поверхні вища від електричної міцності повітря. Крім втрат активної потужності, корона спричиняє корозію проводів, завади радіозв'язку. Втрати на корону залежать від кліматичних умов.

Для зменшення втрат на корону необхідно підвищувати напругу ЛЕП, за якої виникає корона

$$U_{кор} = U_e E_0 / E, \quad (3.18)$$

де  $U_e$  – середня експлуатаційна напруга, кВ;  $E_0$  – початкова напруженість електричного поля, за якої виникає корона в нормальну погоду, кВ/см;  $E$  – робоча напруженість електричного поля біля поверхні проводу, кВ/см.

Значення початкової напруженості електричного поля можна обчислити за емпіричною формулою

$$E_0 = 30,3m\delta(1 + 0,3/\sqrt{R\delta}), \quad (3.19)$$

де  $m$  – коефіцієнт гладкості проводу ( $m = 0,82 \dots 0,92$  для багатожильних проводів,  $m = 1$  для одножильних проводів);  $\delta = 2,94p/(273 + t)$  – коефіцієнт, який враховує атмосферний тиск і температуру повітря ( $p$  – атмосферний тиск, кПа;  $t$  – температура повітря, °C і якщо  $p = 101,325$  кПа,  $t = 25$  °C,  $\delta = 1$ );  $R$  – радіус проводу, см.

Робоча напруженість електричного поля біля поверхні проводу для ЛЕП з нерозщепленими проводами у фазі

$$E = 0,355U_e / (R \lg(D_{сер} \cdot 10^3 / R)), \quad (3.20)$$

для ЛЕП з розщепленими проводами у фазі

$$E = 0,355U_e / (nR \lg(D_{сер} \cdot 10^3 / R_{екв})). \quad (3.21)$$

Для зменшення втрат на корону, як впливає з (3.20) і (3.21), необхідно збільшувати чи діаметр проводу, чи відстань між проводами.

Збільшення еквівалентного діаметру проводу більше впливає на зменшення корони, ніж збільшення відстані між проводами. Це зрозуміло з формул (3.20) і

(3.21). Робоча напруженість  $E$  мало змінюється зі збільшенням відстані між проводами, оскільки  $D_{сер}$  входить під знак логарифма. Фізично це пояснюється тим, що густина електричного поля біля поверхні проводу більшою мірою зменшується зі збільшенням радіуса проводу, ніж зі збільшенням відстані між проводами.

Збільшення еквівалентного діаметра проводу є раціональнішим, ніж збільшення відстані між проводами, оскільки через збільшення відстаней між проводами значно дорожчає конструкція опори.

Розщеплення проводів у фазі на ЛЕП напругою 330 кВ і вище збільшує еквівалентний діаметр фази, що зменшує втрати на корону. Тому, як було відзначено вище, зменшується індуктивний опір ЛЕП і тим самим збільшується пропускна здатність ЛЕП.

Проводи не будуть коронувати, якщо найбільша напруженість поля біля поверхні будь-якого провідника не більша за  $0,9E_0$ , тому умова перевірки на корону матиме вигляд:  $1,07E \leq 0,9E_0$ .

Втрати на корону стають істотними, якщо напруга ЛЕП 110 кВ і вище. Для ЛЕП напругою до 110 кВ втрати на корону не враховують.

Якщо відомі втрати на корону  $P_{кор}$  (кВт/км) і напруга  $U$  (кВ), активну провідність ( $C_m$ ) визначаємо так

$$g_L = \Delta P_{кор} \cdot 10^{-3} l / U^2. \quad (3.22)$$

Втрати потужності через неабсолютну ізоляцію ізоляторів незначні, тому у розрахунках ними нехтуємо.

### 3.1.4. Реактивна ємнісна провідність

Реактивна ємнісна провідність лінії зумовлена наявністю часткових ємностей проводу як щодо іншого проводу, так і щодо землі.

Робоча ємність проводу складається із часткових ємностей і є відношенням кількості електрики, яка відповідає усім силовим лініям, що виходять з цього проводу до інших проводів і до землі, до потенціалу цього проводу, чи відношенням заряду цього проводу до його потенціалу.

Поняття робочої ємності справедливе тільки для симетричної лінії. Робочу ємність ЛЕП визначають з урахуванням припущення, що симетрія досягається транспозицією проводів і робоча ємність – це ємність еквівалентної зірки (рис. 3.3, б). Трикутник міжфазних ємностей перетворюється на зірку (рис. 3.3, а). Оскільки схема симетрична, потенціал нейтралі ємностей на землю і потенціал нейтралі перетвореної зірки дорівнює нулеві. Знаходимо робочу ємність лінії, зображеної на рис. 3.3, б, тобто

$$C_0 = C + 3C_m, \quad (3.23)$$

де  $C$  – ємність лінії на землю,  $\Phi$ ;  $C_m$  – міжфазна ємність лінії,  $\Phi$ .

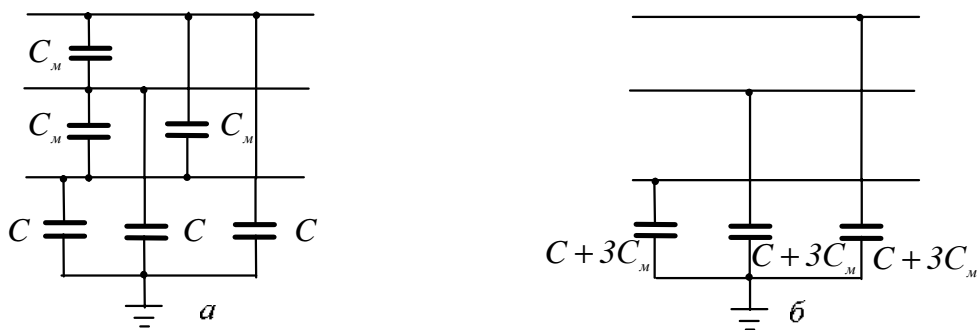


Рис. 3.3. Заступні схеми поперечних ємностей лінії:  
а – повна; б – перетворена

Значення робочої ємності кожного проводу залежить від розмірів проводів, їхнього взаємного розташування у просторі, відстані між ними, а також від діелектричної проникності довкілля.

Робоча ємність лінії на одиницю довжини

$$C_0 = 0,02415 \cdot 10^{-6} / (\lg(D_{сер} \cdot 10^3 / R)), \text{ Ф/км}, \quad (3.24)$$

де  $D_{сер}$  – середньгеометрична відстань між проводами, м;  $R$  – радіус проводу, мм.

Реактивна провідність на одиницю довжини

$$b_0 = \omega C_0 = 7,58 \cdot 10^{-6} / (\lg(D_{сер} \cdot 10^3 / R)), \text{ См/км}, \quad (3.25)$$

із розщепленими проводами в фазі на одиницю довжини

$$C_0 = \xi \cdot 0,02415 \cdot 10^{-6} / (\lg(D_{сер} \cdot 10^3 / R_{екв})), \text{ Ф/км}, \quad (3.26)$$

де  $\xi = 1,05$  – коефіцієнт, який враховує вплив троса і землі;  $R_{екв} = \sqrt[n]{A^{n-1} R n}$  – еквівалентний радіус розщепленого проводу, мм.

Наведені формули непридатні для визначення робочої ємності кабельних ліній, оскільки їхнє конструкційне виконання відрізняється від виконання повітряних ліній. Жили кабелю розташовані близько одна до одної, ізоляція не повітряна, для якої  $\epsilon = 1$ , а, наприклад, просочений оливою папір, для якого  $\epsilon = 3 \dots 4$ . Крім цього, кабель має заземлену свинцеву оболонку, яка змінює його електричне поле. Тому робоча ємність кабелю визначається за даними заводу-виготовника.

Ємнісна провідність ЛЕП довжиною  $l$

$$b_L = b_0 l. \quad (3.27)$$

Наявність ємності проводу, якщо напруга змінна і спостерігається відповідна зміна електричного поля та електричних зарядів, зумовлює протікання в лінії змінного ємнісного чи зарядного струму

$$I_C = U b_L / \sqrt{3} = U_\phi b_L. \quad (3.28)$$

Зарядна потужність

$$Q_C = \sqrt{3}UI_C = \sqrt{3}UU_\phi b_L = U^2 b_L. \quad (3.29)$$

Залежно від напруги ЛЕП заступні схеми можна подати так, як показано на рис. 3.4.

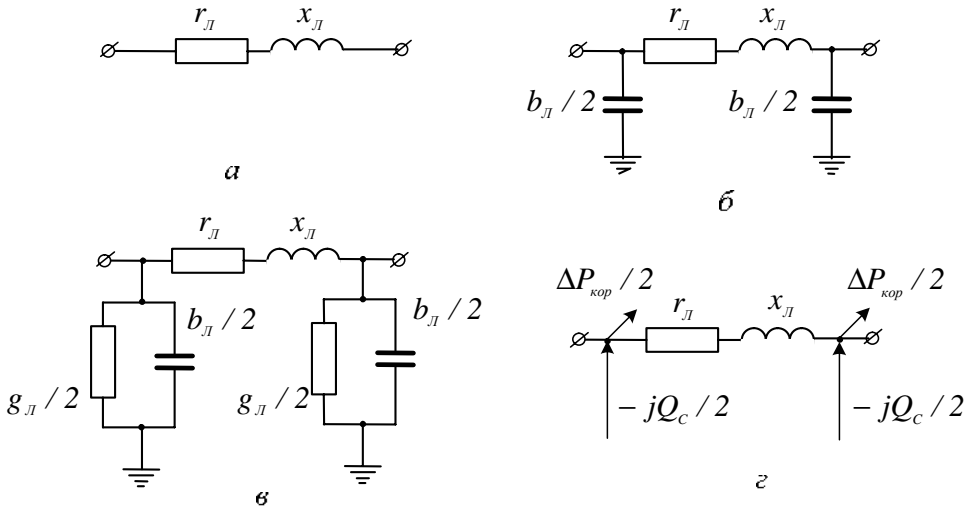


Рис. 3.4. Заступні схеми ЛЕП: а – до 35 кВ;  
б – 110 кВ; в, г – 220 кВ і вище

### Приклад 3.1.

Нарисувати заступну схему транспонованої лінії електропередавання 330 кВ, довжиною  $l = 127$  км, виконаної проводами  $2 \times AC - 300/39$ , з кроком розщеплення  $a = 400$  мм та обчислити параметри. Розташування проводів горизонтальне, відстань між ними  $D_{12} = D_{23} = 10$  м,  $D_{13} = 20$  м. Питома провідність алюмінію  $\gamma_A = 34,84 \cdot 10^{-3}$  км/(Ом·мм<sup>2</sup>).

### Розв'язання.

Заступна "П"-подібна схема лінії електропередавання показана на рис. 3.5.

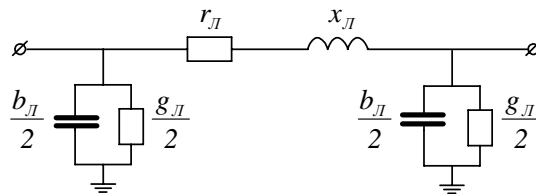


Рис. 3.5. Заступна схема лінії електропередавання

Обчислюємо параметри заступної схеми на одиницю довжини:

– активний опір

$$r_0 = 1/(\gamma F) = 1/(34,84 \cdot 10^{-3} \cdot 600) = 0,048 \text{ Ом/км};$$

– індуктивний опір

$$D_{сер} = \sqrt[3]{D_{12} D_{23} D_{31}} = \sqrt[3]{10 \cdot 10 \cdot 20} = 12,599 \text{ м};$$

кількість проводів у фазі  $n = 2$ , радіус проводу  $AC - 300/39 \text{ R} = 12 \text{ мм}$ , крок розщеплення  $a = 400 \text{ мм}$ , еквівалентний радіус проводу

$$A = a/(2 \sin \pi/n) = 200/(2 \sin \pi/2) = 200 \text{ мм};$$

$$R_{екв} = \sqrt[n]{A^{n-1} R n} = \sqrt[2]{200 \cdot 12 \cdot 2} = 69,282 \text{ мм};$$

$$x_0 = 0,1445 \lg(D_{сер} \cdot 10^3 / R_{екв}) + 0,0157 \mu/n =$$

$$= 0,1445 \cdot \lg(12,599 \cdot 10^3 / 69,282) + 0,0157 \cdot 1/2 = 0,334 \text{ Ом/км};$$

– робоча ємність лінії з розщепленими проводами із урахуванням впливу троса і землі ( $\xi = 1,06$ )

$$C_0 = \xi \cdot 0,02415 \cdot 10^{-6} / (\lg D_{сер} \cdot 10^3 / R_{екв}) =$$

$$= 1,06 \cdot 0,02415 \cdot 10^{-6} / (\lg 12,599 \cdot 10^3 / 69,282) = 1,122 \cdot 10^{-8} \text{ Ф/км};$$

– ємнісна провідність

$$b_0 = \omega C_0 = 314 \cdot 1,122 \cdot 10^{-8} = 3,525 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}.$$

Із табл. 4.4. додатка 4 знаходимо середні втрати на корону

$$\Delta P_{кор max} = 3,4 \text{ кВт/км}; \Delta P_{кор min} = 2,5 \text{ кВт/км};$$

$$\Delta P_{кор сер 0} = (\Delta P_{кор max} + \Delta P_{кор min}) / 2 = 2,85 \text{ кВт/км},$$

– активна провідність

$$g_0 = \Delta P_{кор сер 0} 10^{-3} / U_{ном}^2 = 2,85 \cdot 10^{-3} / 330^2 = 2,617 \cdot 10^{-8} \text{ См/км}.$$

Для лінії довжиною  $l = 127 \text{ км}$  параметри заступної схеми лінії електропересилання визначають так

$$r_L = r_0 l = 0,048 \cdot 127 = 6,075 \text{ Ом};$$

$$x_L = x_0 l = 0,334 \cdot 127 = 42,466 \text{ Ом};$$

$$g_L = g_0 l = 2,617 \cdot 10^{-8} \cdot 127 = 3,324 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$b_L = b_0 l = 3,525 \cdot 10^{-6} \cdot 127 = 4,477 \cdot 10^{-4} \text{ См}.$$

Повний поздовжній опір заступної схеми лінії

$$\underline{Z}_L = r_L + jx_L = Z_L \exp(j\Psi_{Z_L}) = (6,075 + j42,466) \text{ Ом}.$$

Поперечна повна провідність заступної схеми лінії

$$\underline{Y}_L = g_L + jb_L = Y_L \exp(j\Psi_{Y_L}) = (3,324 \cdot 10^{-6} + j4,477 \cdot 10^{-4}) \text{ См}.$$



Під час розрахунку режимів електричних мереж надалі будемо використовувати "П"-подібну схему лінії електропередавання, коли поперечні параметри виражені через потужності (рис. 3.6).

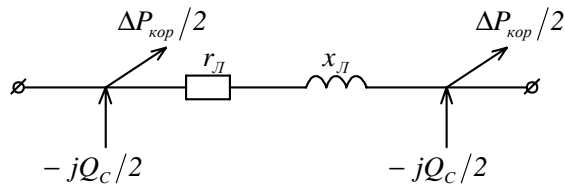


Рис. 3.6. Заступна схема лінії електропередавання

Зарядна потужність для такої заступної схеми лінії електропередавання обчислюється так

$$Q_C = \sqrt{3}U_{\text{ном}}I_C = U_{\text{ном}}^2 b_{\text{Л}} = 330^2 \cdot 4,477 \cdot 10^{-4} = 0,148 \text{ Мвар.}$$

## 3.2. Трансформатори

Електроенергія, яка виробляється електростанціями, перед тим, як потрапити до споживачів, трансформується в енергію вищої напруги за допомогою підвищувальних трансформаторів і потім в енергію напруги споживачів за допомогою понижувальних трансформаторів.

### 3.2.1. Двообвиткові трансформатори

З курсу теоретичної електротехніки відомо, що одна фаза двообвиткового трансформатора може бути відтворена "Т"-заступною схемою (рис. 3.7, а).

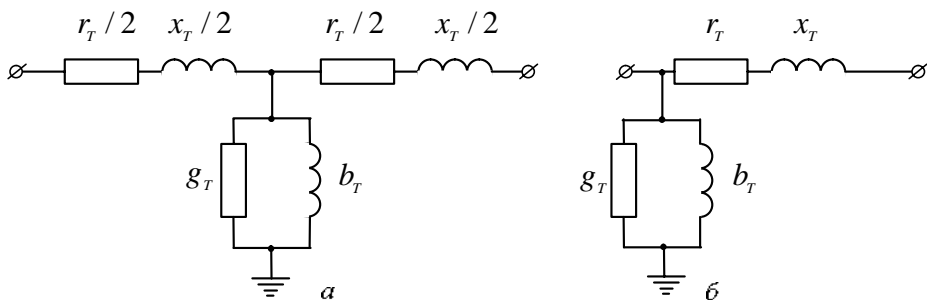


Рис. 3.7. Заступні схеми двообвиткового трансформатора:  
а – "Т"-схема; б – "Г"-схема

На цій схемі  $r_T$  і  $x_T$  – це активний і реактивний опори обвиток,  $g_T$  і  $b_T$  відповідно провідності трансформатора. Активна провідність  $g_T$  зумовлена втра-

менш точна, оскільки в ній провідності з середньої точки перенесені до одного з входів. Для практичних розрахунків "Г"-заступна схема дає задовільні результати і спрощує обчислення. Для понижувальних трансформаторів провідності завжди враховуються з боку вищої напруги, для підвищувальних, навпаки – з боку нижчої напруги.

Якщо використовують "Г"-заступну схему трансформатора і вказано місце вмикання провідностей, їхній вплив відображається на роботі мережі й враховується під час визначення розрахункової потужності станцій і підстанцій, але не впливає на завантаження самих обвиток трансформатора.

Для наближених розрахунків електричних мереж впливом провідностей трансформатора можна знехтувати (рис. 3.8).

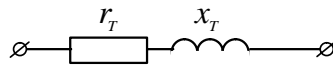


Рис. 3.8. Спрощена заступна схема двообвиткового трансформатора

"Г"-подібна заступна схема двообвиткового трансформатора показана на рис. 3.7, б. Опори та провідності трансформатора визначаються за паспортними даними:  $S_{ном}$  – номінальна потужність,  $МВ\cdot А$ ;  $U_{ВН}$ ,  $U_{НН}$  – відповідно номінальні напруги обвиток ВН і НН,  $кВ$ ;  $\Delta P_k$  – втрати активної потужності в обвитках трансформатора,  $кВт$ ;  $\Delta P_{н.х}$  – втрати потужності в залізі магнетної системи,  $кВт$ ;  $u_k$  – напруга досліду короткого замикання, % від  $U_{ном}$ ;  $I_{н.х}$  – струм неробочого ходу, % від  $I_{ном}$ .

Поздовжні параметри заступної схеми  $r_T$  і  $x_T$  розраховуються з досліду КЗ, тобто за умови, що фази однієї з обвиток закорочені, а до фаз іншої обвитки прикладається напруга, яка викликає в обвитках протікання номінального струму.

На підставі закону Джоуля – Ленца втрати потужності у провідниках обвиток трансформатора з досліду КЗ визначаються так

$$\Delta P_k = 3I_{ном}^2 r_T; \quad (3.30)$$

$$I_{ном} = S_{ном} / (\sqrt{3}U_{ном}). \quad (3.31)$$

Підставивши значення струму (3.31) у (3.30), знайдемо значення активного опору трансформатора

$$r_T = \Delta P_k U_{ном}^2 \cdot 10^{-3} / S_{ном}^2, \quad (3.32)$$

де  $U_{ном}$  – номінальна напруга основного виводу трансформатора, до якого зводиться значення опору,  $кВ$ ;  $\Delta P_k$  – втрати потужності у провідниках обвиток трансформатора,  $кВт$ ;  $I_{ном}$ ,  $S_{ном}$  – відповідні номінальні значення струму,  $кА$ , і потужності трансформатора,  $МВ\cdot А$ .

Індуктивний опір трансформатора визначається напругою короткого замикання  $u_k$ , %, яка має дві складові: спад напруги на активному опорі  $u_a$  і спад напруги на індуктивному опорі  $u_p$  від  $I_{ном}$ , який протікає в обвитках під час досліду КЗ

$$u_p = \frac{I_{ном} x_T}{U_{Фном}} \cdot 100. \quad (3.33)$$

Підставивши значення струму (3.31) в (3.33), отримуємо формулу для знаходження індуктивного опору трансформатора

$$\begin{aligned} x_T &= \frac{u_p [\%]}{100} \frac{U_{Фном}}{I_{ном}} = \\ &= \frac{u_p [\%]}{100} \frac{U_{Фном}}{S_{ном} / (\sqrt{3} U_{ном})} = \frac{u_p [\%] U_{ном}^2}{100 S_{ном}}. \end{aligned} \quad (3.34)$$

Значення  $u_p$  можна отримати за формулою

$$u_p = \sqrt{u_k^2 - u_a^2}; \quad (3.35)$$

$$u_a = \frac{I_{ном} r_T}{U_{Фном}} \cdot 100 = \frac{\sqrt{3} I_{ном} r_T}{U_{ном}} \cdot 100 = \frac{\Delta P_k}{S_{ном}} \cdot 100. \quad (3.36)$$

Значення  $u_a$ , якщо  $\cos \varphi = 1$ , кількісно дорівнює відсотку втрат потужності в міді обвитки трансформатора

$$u_a [\%] = \Delta P_k [\%]. \quad (3.37)$$

Значення  $\Delta P_k [\%]$  легко обчислити за даними ДЕСТу для трансформаторів.

Для потужних трансформаторів, які мають мале значення активного опору щодо індуктивного, можна прийняти

$$u_p [\%] \cong u_k [\%]. \quad (3.38)$$

Формули (3.32) і (3.34) справедливі як для трифазних, так і для однофазних трансформаторів, сполучених у трифазну групу.

Провідності заступної схеми (рис. 3.7, б) визначаються з досліду неробочого ходу трансформатора, коли одна з обмоток розімкнена, а на іншу подається її номінальна напруга. Втрати реактивної потужності становлять

$$\Delta Q_{н.х} = b_T U_{ном}^2. \quad (3.39)$$

З іншого боку

$$\Delta Q_{н.х} = \frac{I_{н.х} [\%] S_{ном}}{100}. \quad (3.40)$$

Прирівнявши втрати реактивної потужності, знаходимо

$$b_T = \frac{I_{н.х} [\%] S_{ном}}{100 U_{ном}^2}. \quad (3.41)$$

Втрати активної потужності

$$\Delta P_{н.х} = g_T U_{ном}^2 \cdot 10^3. \quad (3.42)$$

Звідси

$$g_T = \Delta P_{н.х} \cdot 10^{-3} / U_{ном}^2. \quad (3.43)$$

У формули для визначення поздовжніх і поперечних параметрів заступної схеми (рис. 3.5, б) підставляються значення  $U_{ном}$ , кВ;  $S_{ном}$ , МВ·А;  $\Delta P_{н.х}$ , кВт;  $\Delta P_k$ , кВт,  $u_k$ , %;  $u_a$ , %;  $u_p$ , %;  $I_{н.х}$ , %.

### Приклад 3.2.1.

На підстанції встановлено два трифазні трансформатори ТДЦ – 80000 / 110 (рис. 3.9).

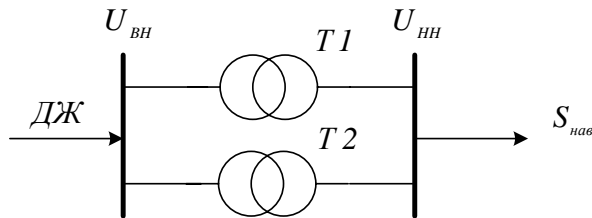


Рис. 3.9. Однолінійна схема підстанції

Паспортні дані кожного трансформатора:  $S_{ном} = 80 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ ;  $U_{ВН} = 121 \text{ кВ}$ ;  $U_{НН} = 10,5 \text{ кВ}$ ;  $u_{кВ-Н} = 10,5 \%$ ;  $\Delta P_k = 310 \text{ кВт}$ ;  $\Delta P_{н.х} = 70 \text{ кВт}$ ;  $I_{н.х} = 0,6 \%$ ;  $\Delta Q_{н.х} = 480 \text{ квар}$ .

Необхідно нарисувати заступну схему підстанції та обчислити її параметри.

### Розв'язання.

У формули для розрахунку параметрів заступної схеми трансформатора підставляємо паспортні дані. Для паралельного з'єднання трансформаторів параметри заступної схеми: опори ділимо на два, оскільки вони однакові; провідності додаємо.

Заступна еквівалентна схема підстанції показана на рис. 3.10.

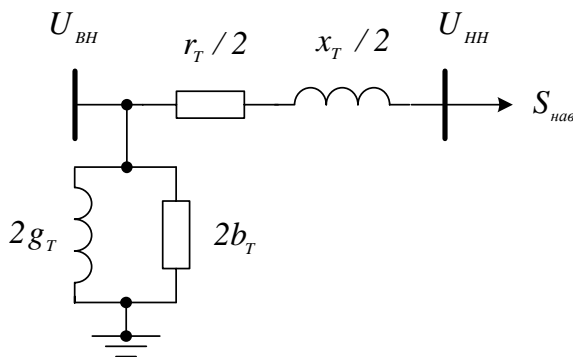


Рис. 3.10. Заступна еквівалентна схема підстанції

Параметри зводимо до обвитки ВН трансформаторів  $U_{ном} = U_{ВН}$ .

Поздовжні параметри заступної схеми трансформатора

$$r_T = \Delta P_K \cdot 10^{-3} \frac{U_{ВН}^2}{S_{ном}^2} = 310 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{121^2}{80} = 0,709 \text{ Ом};$$

$$x_T = \frac{u_K [\%]}{100} \frac{U_{ВН}^2}{S_{ном}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{121^2}{80} = 19,216 \text{ Ом}.$$

Повний поздовжній опір обвиток заступної схеми трансформатора

$$\underline{Z}_T = r_T + jx_T = (0,709 + j19,216) \text{ Ом}.$$

Поперечні провідності заступної схеми трансформатора

$$b_T = \frac{I_{н.х} [\%] S_{ном}}{100 U_{ВН}^2} = \frac{0,6 \cdot 25}{100 \cdot 121^2} = 3,278 \cdot 10^{-5} \text{ См};$$

$$g_T = \frac{\Delta P_{н.х}}{U_{ВН}^2} \cdot 10^{-3} = \frac{70}{121^2} \cdot 10^{-3} = 4,781 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Повна поперечна провідність заступної схеми трансформатора

$$\underline{Y}_T = g_T - jb_T = (4,781 \cdot 10^{-6} - j3,278 \cdot 10^{-5}) \text{ См}.$$

### 3.2.2. Триобвиткові трансформатори

Заступна схема триобвиткового трансформатора – це трипроменева зірка (рис. 3.11).

Відповідно до цієї схеми опори кожної обвитки визначаються окремо, на відміну від двообвиткового трансформатора, і зводяться до напруги однієї з обвиток, залежно від того, для якої частини електричної мережі розраховується усталений режим. У цій схемі до обвитки ВН (рис. 3.11).

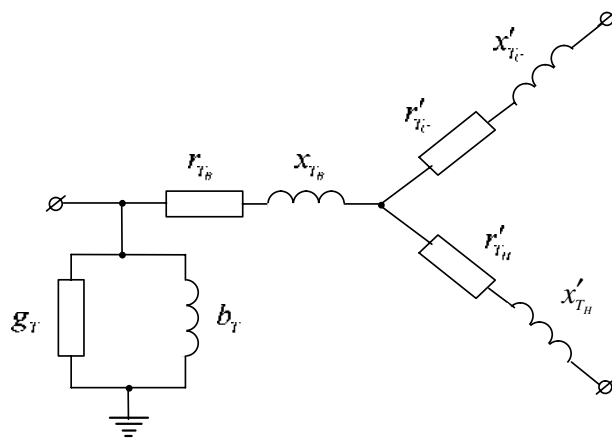


Рис. 3.11. Заступна схема триобвиткового трансформатора

Активні й індуктивні опори обвиток триобвиткових трансформаторів розраховуються так, як і для двообвиткових з досліду КЗ, за умови замикання виводів фаз однієї з обвиток, розімкнутості другої і підключення до третьої джерела напруги.

Можливий варіант досліду КЗ, коли на одну з обвиток подається напруга, а дві інші є закороченими.

Для триобвиткових трансформаторів задається  $\Delta P_{\kappa \max} = \Delta P_{\kappa B-C}$  чи для кожної пари обвиток  $\Delta P_{\kappa B-C}$ ,  $\Delta P_{\kappa B-H}$ ,  $\Delta P_{\kappa C-H}$ .

Розглянемо варіант, коли задається  $\Delta P_{\kappa \max}$ .

Дослід КЗ, як було сказано вище, можна виконувати, якщо  $I_{\text{ном}}$  протікає через дві обвитки

$$\Delta P_{\kappa} = I_{\text{ном}}^2 r_B + I_{\text{ном}}^2 r'_C = 2 I_{\text{ном}}^2 r_T. \quad (3.44)$$

Оскільки опори зводяться до однієї з напруг, у такому разі до  $U_{BH}$ , і потужність обвиток  $100/100/100$ , то

$$r_T = r_{T_B} = r'_{T_C} = r'_{T_H}. \quad (3.45)$$

Можливий варіант, якщо струм протікає через три обвитки, на одну подається напруга, а дві інші є закороченими. Тоді

$$\Delta P_{\kappa} = I_{\text{ном}}^2 r_{T_B} + (0,5 I_{\text{ном}})^2 r'_{T_C} + (0,5 I_{\text{ном}})^2 r'_{T_H} = 1,5 I_{\text{ном}}^2 r_T. \quad (3.46)$$

Більшими втрати будуть, якщо струм протікає через дві обвитки, а третя розімкнена. Звідси

$$r_{T_B} + r'_{T_C} = 2 r_T = \Delta P_{\kappa \max} U_{\text{ном}}^2 \cdot 10^{-3} / S_{\text{ном}}^2; \quad (3.47)$$

$$r_{T_B} = r'_{T_C} = r'_{T_H} = \Delta P_{\kappa \max} U_{\text{ном}}^2 \cdot 10^{-3} / (2 S_{\text{ном}}^2). \quad (3.48)$$

Якщо задано  $\Delta P_{\kappa B-C}$ ,  $\Delta P_{\kappa B-H}$ ,  $\Delta P_{\kappa C-H}$ , то необхідно знайти  $\Delta P_{\kappa_B}$ ,  $\Delta P_{\kappa_C}$ ,  $\Delta P_{\kappa_H}$ , тобто

$$\begin{aligned} \Delta P_{\kappa B-C} &= \Delta P_{\kappa_B} + \Delta P_{\kappa_C}; \\ \Delta P_{\kappa B-H} &= \Delta P_{\kappa_B} + \Delta P_{\kappa_H}; \\ \Delta P_{\kappa C-H} &= \Delta P_{\kappa_C} + \Delta P_{\kappa_H}. \end{aligned} \quad (3.49)$$

Розв'язуючи систему рівнянь (3.49), отримуємо

$$\begin{aligned} \Delta P_{\kappa_B} &= 0,5(\Delta P_{\kappa B-C} + \Delta P_{\kappa B-H} - \Delta P_{\kappa C-H}); \\ \Delta P_{\kappa_C} &= 0,5(\Delta P_{\kappa B-C} + \Delta P_{\kappa C-H} - \Delta P_{\kappa B-H}); \\ \Delta P_{\kappa_H} &= 0,5(\Delta P_{\kappa C-H} + \Delta P_{\kappa B-H} - \Delta P_{\kappa B-C}). \end{aligned} \quad (3.50)$$

Знаючи  $\Delta P_K$  кожної обвитки, можна знайти значення опорів триобвиткового трансформатора, зведені до одної напруги, якщо потужності обвиток  $100/100/100$

$$\begin{aligned} r_{T_B} &= \Delta P_{K_B} U_{ном}^2 \cdot 10^{-3} / S_{ном}^2; \\ r'_{T_C} &= \Delta P_{K_C} U_{ном}^2 \cdot 10^{-3} / S_{ном}^2; \\ r'_{T_H} &= \Delta P_{K_H} U_{ном}^2 \cdot 10^{-3} / S_{ном}^2. \end{aligned} \quad (3.51)$$

Якщо потужності обвиток триобвиткового трансформатора не дорівнюють номінальній, наприклад,  $100/100/66,7$ , то значення активного опору низької обвитки обернено пропорційне до її номінальної потужності

$$\frac{r'_{T_H}}{r_{T_B}} = \frac{100}{66,7}; \quad r'_{T_H} = \frac{100}{66,7} r_{T_B} = 1,5 r_{T_B}. \quad (3.52)$$

Щоб визначити індуктивні опори обвиток триобвиткового трансформатора, у паспортних даних задано напругу досліду короткого замикання у відсотках, для двох пар обвиток  $u_{K_{B-C}}$ ,  $u_{K_{B-H}}$ ,  $u_{K_{C-H}}$  і залежність від розташування обвиток. Отже

$$\begin{aligned} u_{K_{B-C}} &= u_{K_B} + u_{K_C}; \\ u_{K_{B-H}} &= u_{K_B} + u_{K_H}; \\ u_{K_{C-H}} &= u_{K_C} + u_{K_H}. \end{aligned} \quad (3.53)$$

Розв'язавши (3.53) відносно значення напруги короткого замикання кожної обвитки, отримаємо

$$\begin{aligned} u_{K_B} &= 0,5(u_{K_{B-C}} + u_{K_{B-H}} - u_{K_{C-H}}); \\ u_{K_C} &= 0,5(u_{K_{B-C}} + u_{K_{C-H}} - u_{K_{B-H}}); \\ u_{K_H} &= 0,5(u_{K_{C-H}} + u_{K_{B-H}} - u_{K_{B-C}}). \end{aligned} \quad (3.54)$$

Практично після обчислення одного зі значень напруги короткого замикання всі інші можна знайти, наприклад, якщо відоме  $u_{K_B}$

$$\begin{aligned} u_{K_C} &= u_{K_{B-C}} - u_{K_B}; \\ u_{K_H} &= u_{K_{B-H}} - u_{K_B}. \end{aligned} \quad (3.55)$$

Значення індуктивних опорів триобвиткового трансформатора, які зведені до однієї напруги, в цьому випадку до  $U_{BH}$  обчислюються так

$$\begin{aligned} x_{T_B} &= u_{K_B} [\%] U_{ном}^2 / (100 S_{ном}); \\ x'_{T_C} &= u_{K_C} [\%] U_{ном}^2 / (100 S_{ном}); \\ x'_{T_H} &= u_{K_H} [\%] U_{ном}^2 / (100 S_{ном}), \end{aligned} \quad (3.56)$$

де  $u_{KB}$ ,  $u_{KC}$ ,  $u_{KH}$  напруга КЗ обвиток, %;  $U_{ном}$  – номінальна напруга обвитки, до якої зводиться значення опору, кВ;  $S_{ном}$  – номінальна потужність трансформатора, МВ·А.

Активна  $g_T$  і реактивна  $b_T$  провідності триобвиткового трансформатора визначаються, як і для двообвиткового трансформатора.

### Приклад 3.2.2.

На підстанції встановлено два трифазні триобвиткові трансформатори ТДТН – 25000/110 (рис. 3.12).

Паспортні дані кожного трансформатора:  $S_{ном} = 25 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ ;  $U_{ВН} = 115 \text{ кВ}$ ;  $U_{СН} = 38,5 \text{ кВ}$ ;  $U_{НН} = 11 \text{ кВ}$ ;  $u_{KB-C} = 10,5 \%$ ;  $u_{KB-H} = 17,5 \%$ ;  $u_{KC-H} = 6,5 \%$ ;  $\Delta P_{KB-C} = \Delta P_{к max} = 140 \text{ кВт}$ ;  $\Delta P_{н.х} = 31 \text{ кВт}$ ;  $\Delta Q_{н.х} = 175 \text{ квар}$ ;  $I_{н.х} = 0,7 \%$ .

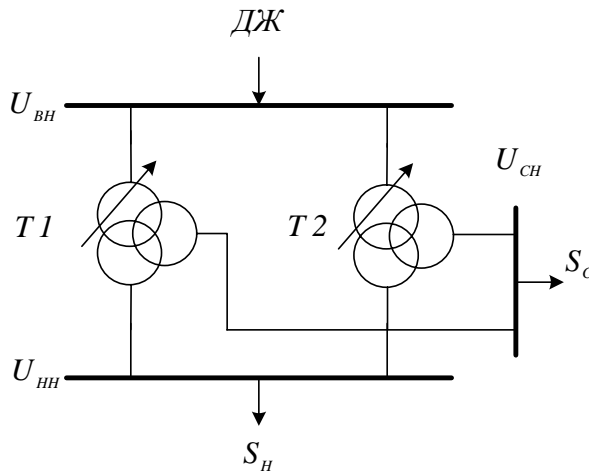


Рис. 3.12. Однолінійна схема підстанції

Необхідно нарисувати заступну схему підстанції та обчислити її параметри.

### Розв'язання.

У формули для розрахунку параметрів заступної схеми трансформатора підставляємо паспортні дані. Для паралельного сполучення трансформаторів параметри заступної схеми: опори ділимо на два, оскільки вони однакові; провідності додаємо.

Заступна еквівалентна схема підстанції наведена на рис. 3.13.

Параметри заступної схеми трансформатора зводимо до обвитки ВН, тобто  $U_{ном} = U_{ВН}$ . Активні опори обвиток заступної схеми трансформатора з урахуванням  $\Delta P_{KB-C} = \Delta P_{к max}$

$$r_{TB} = r'_{TC} = r'_{TH} = \frac{\Delta P_{к max} \cdot 10^{-3}}{2} \frac{U_{ВН}^2}{S_{ном}^2} = \frac{140 \cdot 10^{-3}}{2} \cdot \frac{115^2}{25^2} = 1,481 \text{ Ом.}$$



Щоб визначити індуктивні опори обвиток заступної схеми трансформатора, знаходимо напруги  $u_{\kappa}$  кожної обвитки

$$u_{\kappa_B} = 0,5(u_{\kappa_{B-C}} + u_{\kappa_{B-H}} - u_{\kappa_{C-H}}) = 0,5(10,5 + 17,5 - 6,5) = 10,75 \text{ \%};$$

$$u_{\kappa_C} = 0,5(u_{\kappa_{B-C}} + u_{\kappa_{C-H}} - u_{\kappa_{B-H}}) = 0,5(10,5 + 6,5 - 17,5) = -0,25 \approx 0 \text{ \%};$$

$$u_{\kappa_H} = 0,5(u_{\kappa_{C-H}} + u_{\kappa_{B-H}} - u_{\kappa_{B-C}}) = 0,5(6,5 + 17,5 - 10,5) = 6,75 \text{ \%}.$$

Індуктивні опори обвиток заступної схеми трансформатора

$$x_{T_B} = \frac{u_{\kappa_B} [\%]}{100} \frac{U_{BH}^2}{S_{НОМ}} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{115^2}{25} = 56,867 \text{ Ом};$$

$$x'_{T_C} = \frac{u_{\kappa_C} [\%]}{100} \frac{U_{BH}^2}{S_{НОМ}} = \frac{0}{100} \cdot \frac{115^2}{25} = 0 \text{ Ом};$$

$$x'_{T_H} = \frac{u_{\kappa_H} [\%]}{100} \frac{U_{BH}^2}{S_{НОМ}} = \frac{6,75}{100} \cdot \frac{115^2}{25} = 35,708 \text{ Ом}.$$

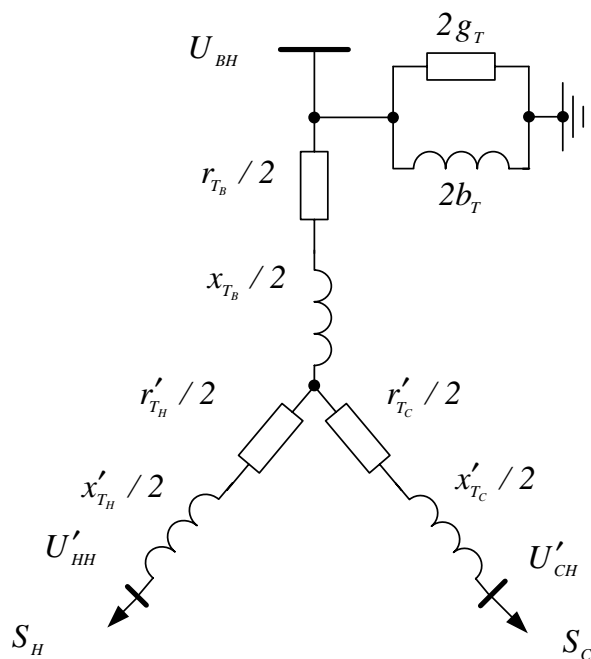


Рис. 3.13. Заступна еквівалентна схема підстанції

Повні поздовжні опори обвиток заступної схеми трансформатора

$$\underline{Z}_{T_B} = r_{T_B} + jx_{T_B} = (1,481 + j56,867) \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}'_{T_C} = r'_{T_C} + jx'_{T_C} = (1,481 + j0) \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}'_{T_H} = r'_{T_H} + jx'_{T_H} = (1,481 + j35,708) \text{ Ом}.$$

Поперечні провідності заступної схеми трансформатора

$$b_T = \frac{I_{н.х} [\%] S_{ном}}{100 U_{BH}^2} = \frac{0,7 \cdot 25}{100 \cdot 115^2} = 1,323 \cdot 10^{-5} \text{ См};$$

$$g_T = \frac{\Delta P_{н.х}}{U_{BH}^2} \cdot 10^{-3} = \frac{31}{115^2} \cdot 10^{-3} = 2,344 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Повна поперечна провідність заступної схеми трансформатора

$$\underline{Y}_T = g_T - jb_T = (1,323 \cdot 10^{-5} - j2,344 \cdot 10^{-6}) \text{ См}.$$

### 3.2.3. Автотрансформатори

Автотрансформатор – це трансформатор, в якого між обвитками  $BH$  і  $CH$  є, крім магнетного, електричний зв'язок (рис. 3.14), що зумовлює пересилання потужності від однієї обвитки до іншої як магнетним, так і електричним шляхом.

Обвитка  $U_{BH}$  складається з двох частин – послідовної, якою протікає струм  $I_{BH}$ , і загальної, якою протікає струм  $I_3 = I_{CH} - I_{BH}$ . Обвитка  $U_{HH}$  має з  $U_{BH}$  і  $U_{CH}$  тільки магнетний зв'язок. Три фази обвиток  $U_{BH}$  і  $U_{CH}$  сполучені в зірку, і загальна нейтраль заземлюється. Режим роботи автотрансформатора з розземленою нейтраллю недопустимий. Це пояснюється (рис. 3.15) недопустимим збільшенням  $U_{CH}$  відносно землі під час замикання на землю в мережі  $U_{BH}$ , практично до лінійної напруги  $U_{BH}$ .

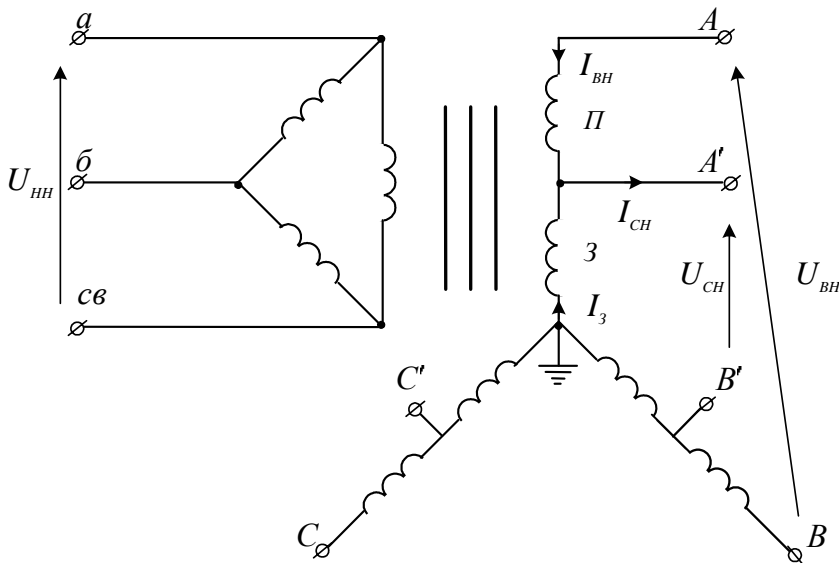


Рис. 3.14. Трифазна заступна схема автотрансформатора

Обвитка  $U_{HH}$  завжди сполучається в трикутник і створює коло з малим опором для протікання струму нульової послідовності та струмів гармонік, кратних до третьої, чим запобігається спотворенню синусоїдності напруги. До обвитки  $U_{HH}$  можна приєднувати навантаження та компенсувальні пристрої.

Наявність електричного зв'язку між обвитками  $U_{BH}$  і  $U_{CH}$  в автотрансформаторі зумовлює інший струмозподіл, ніж в трансформаторі. Під час пересилання потужності з обвитки  $U_{BH}$  до обвитки  $U_{CH}$ , тобто трансформатор працює в номінальному режимі, обвиткою  $U_{BH}$  протікає струм  $I_{BH}$ , який створює магнетний потік у магнетопроводі і тим самим індукує струм  $I_3$  у загальній обвитці. Струм обвитки  $CH$   $I_{CH}$  складається з двох струмів:  $I_{BH} = I_n$  – зумовлений електричним зв'язком і  $I_3$  – зумовлений магнетним зв'язком, тобто  $I_{CH} = I_{BH} + I_3 = I_n + I_3$ .

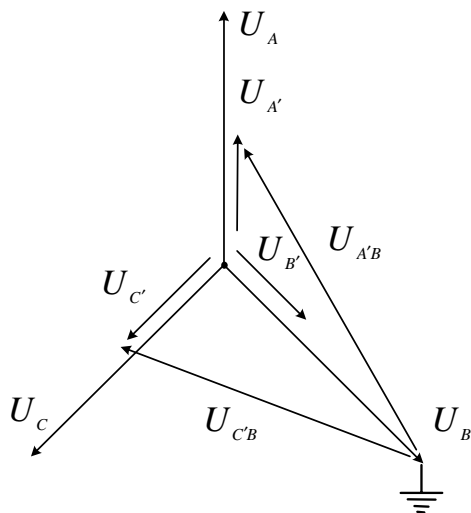


Рис. 3.15. Векторна діаграма напруги мережі, яка живиться від автотрансформатора із розземленою нейтраллю під час замикання фази на землю

Для автотрансформатора характерні три робочі режими: автотрансформаторний, трансформаторний та комбінований. В автотрансформаторному режимі автотрансформатор може пересилати повну номінальну потужність від обвитки ВН до обвитки СН. Обвитки ВН і СН, а також осердя автотрансформатора розраховані на типову потужність і завантажені нею. У трансформаторному режимі автотрансформатор пересилає тільки типову потужність від обвитки ВН до обвитки НН, оскільки

осердя і обвитки НН розраховані на типову потужність. Комбінований режим найцікавіший, бо можна пересилати типову потужність до обвиток НН і СН.

Під номінальною потужністю автотрансформатора розуміють потужність на виводах обвиток  $U_{BH}$  чи  $U_{CH}$ , які мають автотрансформаторний зв'язок, тобто

$$S_{ном} = \sqrt{3}U_{BH}I_{BH} = \sqrt{3}U_{CH}I_{CH}. \quad (3.57)$$

Під типовою потужністю автотрансформатора розуміють ту частину номінальної потужності, яка пересилається магнетним шляхом.

Розглянемо режими роботи автотрансформатора та трансформатора, тобто розірвавши в автотрансформаторі електричний зв'язок. Для автотрансформатора

$$U_{BH} = U_n + U_3; \quad I_{BH} = I_n; \quad (3.58)$$

$$U_{CH} = U_3; \quad I_{CH} = I_n + I_3. \quad (3.59)$$

Звідси номінальна потужність автотрансформатора

$$\begin{aligned} S_{ном} &= S_{BH} = S_{CH} = \sqrt{3}U_{BH}I_{BH} = \sqrt{3}U_{CH}I_{CH} = \\ &= \sqrt{3}(U_n + U_3)I_n = \sqrt{3}U_3(I_n + I_3). \end{aligned} \quad (3.60)$$

Для трансформатора з розірваним електричним зв'язком між обвитками  $U_{BH}$  і  $U_{CH}$  одержуємо

$$S_{min} = S_1 = S_2 = \sqrt{3}U_nI_n = \sqrt{3}U_3I_3. \quad (3.61)$$

Поділивши (3.61) на (3.60), отримуємо

$$S_{min} / S_{ном} = \frac{\sqrt{3}U_nI_n}{\sqrt{3}(U_n + U_3)I_n} = \frac{U_n}{U_n + U_3} = \frac{U_{BH} - U_{CH}}{U_{BH}} = \alpha. \quad (3.62)$$

Відношення типової потужності до номінальної називається коефіцієнтом вигідності. Цей коефіцієнт показує, наскільки зменшуються вага магнетопроводу і втрати в автотрансформаторі порівняно з триобвитковим трансформатором такої самої номінальної потужності.

Звідси

$$\begin{aligned} S_{min} &= \alpha S_{ном} = \frac{U_{BH} - U_{CH}}{U_{BH}} S_{ном} = (1 - \frac{U_{CH}}{U_{BH}}) S_{ном} = \\ &= (1 - \frac{1}{k_{T_{BH-CH}}}) S_{ном}. \end{aligned} \quad (3.63)$$

Потужність  $S_{min}$  пересилається магнетним шляхом, тому потужність обвитки  $U_{HH}$  дорівнює  $S_{min}$  і магнетна система автотрансформатора розраховується за  $S_{min}$ . Заступна схема автотрансформатора для розрахунку усталених режимів електричних мереж така сама, як і для триобвиткового трансформатора. Активні та індуктивні опори обвиток автотрансформатора визначаються за даними досліду короткого замикання, провідності – з досліду неробочого ходу. Під час досліду

короткого замикання обвитки  $U_{HH}$ , яка розрахована на  $S_{min}$ , напруга обвитки  $U_{BH}$  чи  $U_{CH}$  зростає до значення, яке дорівнює номінальному струмові, що відповідає  $S_{min}$ . Звідси значення напруги короткого замикання між обвитками для автотрансформатора, які задає завод, стосуються потужностей:  $u_{\kappa_{B-C}}$  – номінальної,  $u_{\kappa_{B-H}}$ ,  $u_{\kappa_{C-H}}$  – типової.

Складаючи заступну схему автотрансформатора, яка відповідає заступній схемі триобвиткового трансформатора, напруги  $u_{\kappa_{B-H}}$  і  $u_{\kappa_{C-H}}$  необхідно звести до номінальної потужності. Напруга короткого замикання вимірюється під час  $I_{ном}$ , який пропорційний до потужності, тому

$$\begin{aligned} u'_{\kappa_{B-C}} &= u_{\kappa_{B-C}}; \\ u'_{\kappa_{B-H}} &= u_{\kappa_{B-H}} S_{ном} / S_{HH}; \\ u'_{\kappa_{C-H}} &= u_{\kappa_{C-H}} S_{ном} / S_{HH}. \end{aligned} \quad (3.64)$$

Втрати активної потужності також задає завод-виготовник:  $\Delta P_{\kappa_{B-C}}$  – відповідає номінальній потужності;  $\Delta P_{\kappa_{B-H}}$  і  $\Delta P_{\kappa_{C-H}}$  – потужності обвитки НН. Втрати активної потужності пропорційні до квадрата потужності, тому

$$\begin{aligned} \Delta P'_{\kappa_{B-C}} &= \Delta P_{\kappa_{B-C}}; \\ \Delta P'_{\kappa_{B-H}} &= \Delta P_{\kappa_{B-H}} (S_{ном} / S_{HH})^2; \\ \Delta P'_{\kappa_{C-H}} &= \Delta P_{\kappa_{C-H}} (S_{ном} / S_{HH})^2. \end{aligned} \quad (3.65)$$

Напруга короткого замикання, втрати активної потужності окремих обвиток автотрансформатора розраховуються за (3.54) і (3.50) відповідно, а також активні опори за (3.51) та індуктивності за (3.56).

Провідності в заступній схемі автотрансформатора обчислюються з режиму неробочого ходу і визначаються за (3.41) і (3.43).

### Приклад 3.2.3.

На підстанції встановлено два трифазні автотрансформатори *АТДЦТН-200000/330/110* (рис. 3.16).

Паспортні дані кожного автотрансформатора:

$$S_{ном} = 200 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \quad U_{BH} = 330 \text{ кВ}; \quad U_{CH} = 115 \text{ кВ};$$

$$U_{HH} = 10,5 \text{ кВ}; \quad u_{\kappa_{B-C}} = 10 \%; \quad u_{\kappa_{B-H}} = 34 \%; \quad u_{\kappa_{C-H}} = 22,5 \%;$$

$$\Delta P_{\kappa_{B-C}} = \Delta P_{\kappa_{max}} = 600 \text{ кВт}; \quad \Delta P_{н.х} = 180 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{н.х} = 1000 \text{ квар}; \quad I_{н.х} = 0,5 \%.$$

$$\text{Потужність обвитки НН автотрансформатора } S_{HH} = 0,4 S_{ном}.$$

Необхідно нарисувати заступну схему підстанції та обчислити параметри заступної схеми.

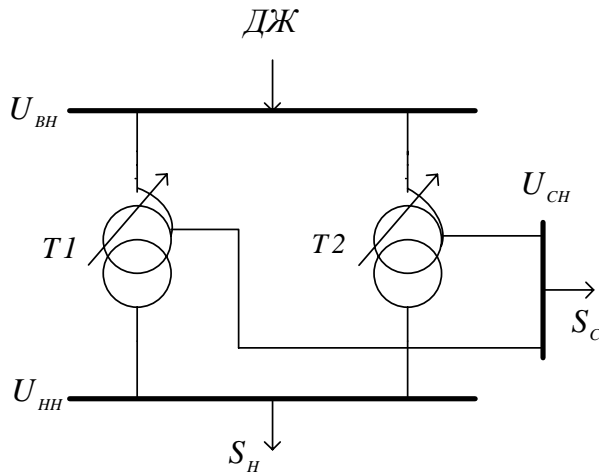


Рис. 3.16. Однолінійна схема підстанції

**Розв'язання.**

У формули для розрахунку параметрів заступної схеми автотрансформатора підставляємо дані з розмірностями паспортних даних. Для паралельного сполучення автотрансформаторів поздовжні параметри заступної схеми, тобто опори, ділимо на два, оскільки вони однакові, поперечні параметри, тобто провідності – додаємо.

Заступна еквівалентна схема підстанції показана на рис. 3.17.

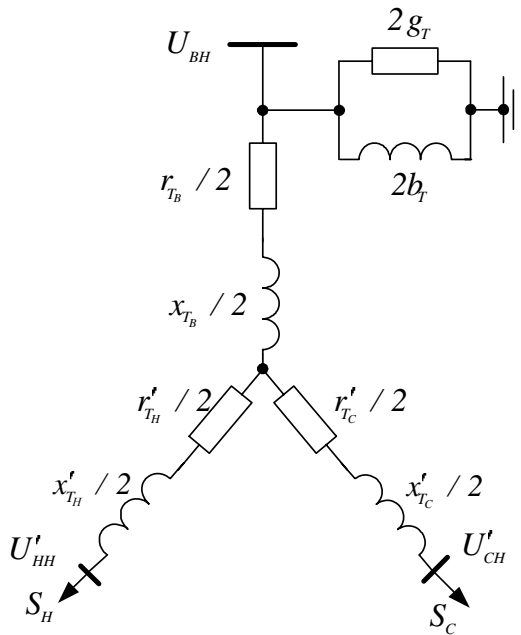


Рис. 3.17. Заступна схема підстанції

Параметри зводимо до обвитки ВН автотрансформаторів, тобто

$$U_{ном} = U_{ВН}, \Delta P_{\kappa max} = \Delta P_{\kappa_{B-C}}.$$

Активні опори обвиток автотрансформатора

$$r_{T_B} = r'_{T_C} = \frac{\Delta P_{\kappa_{B-C}} \cdot 10^{-3}}{2} \frac{U_{ном}^2}{S_{ном}^2} = \frac{600 \cdot 10^{-3}}{2} \cdot \frac{330^2}{200} = 0,817 \text{ Ом};$$

$$\frac{r'_{T_H}}{r_{T_B}} = \frac{100[\%]}{40[\%]},$$

$$\text{звідси } r'_{T_H} = \frac{100}{40} r_{T_B} = \frac{100}{40} \cdot 0,817 = 2,042 \text{ Ом.}$$

Щоб визначити індуктивний опір обвиток автотрансформатора, знаходимо напруги  $u_{\kappa}$  кожної обвитки

$$u_{\kappa_B} = 0,5(u_{\kappa_{B-C}} + u_{\kappa_{B-H}} - u_{\kappa_{C-H}}) = 0,5(10 + 34 - 22,5) = 10,75;$$

$$u_{\kappa_C} = 0,5(u_{\kappa_{B-C}} + u_{\kappa_{C-H}} - u_{\kappa_{B-H}}) = 0,5(10 + 22,5 - 34) = -0,75 \approx 0;$$

$$u_{\kappa_H} = 0,5(u_{\kappa_{C-H}} + u_{\kappa_{B-H}} - u_{\kappa_{B-C}}) = 0,5(34 + 22,5 - 10) = 23,25.$$

Індуктивний опір обвиток автотрансформатора

$$x_{T_B} = \frac{u_{\kappa_B} [\%]}{100} \frac{U_{ВН}^2}{S_{ном}} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{330^2}{200} = 58,534 \text{ Ом};$$

$$x'_{T_C} = \frac{u_{\kappa_C} [\%]}{100} \frac{U_{ВН}^2}{S_{ном}} = \frac{0}{100} \cdot \frac{330^2}{200} = 0 \text{ Ом};$$

$$x'_{T_H} = \frac{u_{\kappa_H} [\%]}{100} \frac{U_{ВН}^2}{S_{ном}} = \frac{23,25}{100} \cdot \frac{330^2}{200} = 126,596 \text{ Ом.}$$

Повний опір обвиток автотрансформатора

$$\underline{Z}_{T_B} = r_{T_B} + jx_{T_B} = (0,817 + j58,534) \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}'_{T_C} = r'_{T_C} + jx'_{T_C} = (0,817 + j0) \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}'_{T_H} = r'_{T_H} + jx'_{T_H} = (2,042 + j126,596) \text{ Ом.}$$

Провідності заступної схеми автотрансформатора

$$b_T = \frac{I_{н.х} [\%] S_{ном}}{100 U_{ном}^2} = \frac{0,5 \cdot 200}{100 \cdot 330^2} = 9,183 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$g_T = \frac{\Delta P_{н.х}}{U_{ном}^2} \cdot 10^{-3} = \frac{180}{330^2} \cdot 10^3 = 1,653 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Повна провідність заступної схеми автотрансформатора

$$\underline{Y}_T = g_T - jb_T = (1,653 \cdot 10^{-6} - j9,183 \cdot 10^{-6}) \text{ См.}$$

### 3.2.4. Трансформатори і автотрансформатори з розщепленими обвитками

На електричних станціях та підстанціях також застосовуються силові трансформатори і автотрансформатори з розщепленою обвиткою НН. Це дає змогу істотно знизити струми короткого замикання у мережах нижчої напруги.

Підвищувальні трансформатори і автотрансформатори з розщепленою обвиткою НН використовуються для формування укрупнених блоків електростанцій, особливо на ГЕС.

#### 3.2.4.1. Трансформатори з розщепленими обвитками

Трансформатори з розщепленими обвитками розглядаються як два окремі трансформатори, які живляться від однієї обвитки.

З урахуванням будови трансформатора з розщепленою обвиткою подамо вигляд заступної схеми, залежно від розщеплення обвитки НН на дві чи три (рис. 3.18, а, б).

Трансформатори з розщепленою обвиткою НН характеризуються такими параметрами:  $x_{розц}$  – опір між довільними двома виводами розщепленої обвитки ( $x_{розц} = x'_{T_{H1-H2}} = x'_{T_{H1-H3}} = x'_{T_{H2-H3}}$ );  $x_{прох}$  – опір між виводами обвитки ВН та паралельним з'єднанням виводів обвитки НН;  $k_{розц}$  – коефіцієнт розщеплення, який дорівнює  $k_{розц} = x_{розц} / x_{прох}$ .

Параметри заступної схеми трансформатора з розщепленими обвитками зводяться до напруги однієї з обвиток, залежно від того, для якої електричної мережі розраховуються усталені режими.

Якщо розщеплені обвитки НН сполучені паралельно, то трансформатор працює як звичайний. Потужність кожної розщепленої обвитки НН дорівнює відповідно: на дві – 50 %, а на три – по 33,3 % потужності обвитки ВН. Для трансформатора з розщепленою НН на дві обвитки активний опір обвиток, приведений до  $U_{ВН}$ , обчислюється так

$$r'_{T_{H1}} = r'_{T_{H2}} = 2r_{T_B}. \quad (3.66)$$

Якщо розщеплені обвитки НН сполучені паралельно, то

$$r_{T_{заг}} = r_{T_B} + r'_{T_{H1}} r'_{T_{H2}} / (r'_{T_{H1}} + r'_{T_{H2}}) = 2r_{T_B}; \quad (3.67)$$

$$x_{T_{заг}} = x_{прох} = x_{T_B} + x'_{T_{H1}} x'_{T_{H2}} / (x'_{T_{H1}} + x'_{T_{H2}}). \quad (3.68)$$

Звідси

$$r_{T_B} = 0,5r_{T_{заг}}. \quad (3.69)$$



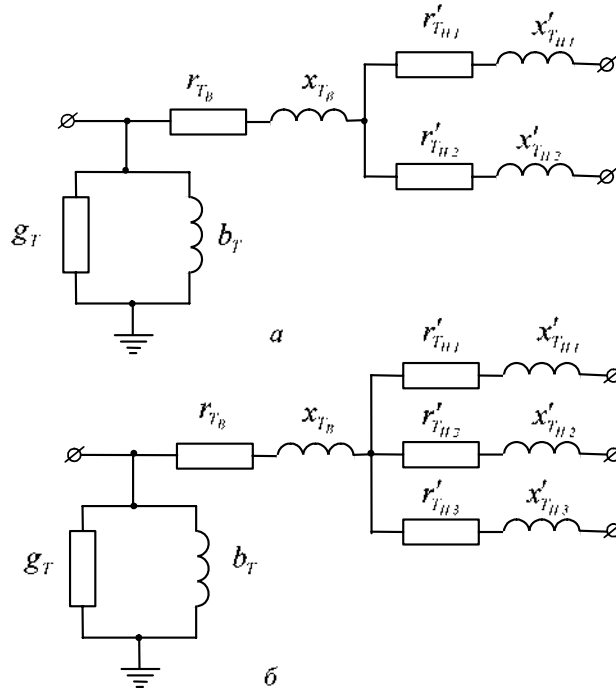


Рис. 3.18. Заступні схеми трансформатора із розщепленою обвиткою НН: а – на дві ; б – на три

Якщо обвитка НН розщеплена на дві частини, то  $k_{розщ} \leq 4$ , на три –  $k_{розщ} \leq 6$ . Знак "дорівнює" відповідає значенню  $k_{розщ}$  для однофазних трансформаторів.

Індуктивні опори заступної схеми трансформатора з розщепленою на дві обвиткою НН (рис. 3.18, а)

$$x'_{T_{H1}} = x'_{T_{H2}} = x_{розщ} / 2 = x_{prox} k_{розщ} / 2. \quad (3.70)$$

На підставі (3.68), якщо  $x_{T_{H1}} = x_{T_{H2}}$  і (3.70)

$$\begin{aligned} x_{T_B} &= x_{T_{заг}} - x'_{T_{H1}} / 2 = x_{prox} - x'_{T_{H1}} / 2 = x_{prox} - \\ &- x_{prox} k_{розщ} / 4 = x_{prox} (1 - k_{розщ} / 4) = x_{T_{B-H}} (1 - k_{розщ} / 4). \end{aligned} \quad (3.71)$$

Для схеми (рис. 3.18, б) з обвиткою НН, розщепленою на три частини, параметри заступної схеми обчислюються за такими формулами

$$r'_{T_{H1}} = r'_{T_{H2}} = r'_{T_{H3}} = r_{T_B} \cdot 100 / 33,3 = 3r_{T_B}; \quad (3.72)$$

$$r_{T_{заг}} = r_{T_B} + r'_{T_{H1}} / 3 = 2r_{T_B}; \quad (3.73)$$

$$r_{T_B} = 0,5r_{T_{заг}}; \quad (3.74)$$

$$x'_{T_{H1}} = x'_{T_{H2}} = x'_{T_{H3}} = x_{розщ} / 2; \quad (3.75)$$

$$\begin{aligned} x_{T_B} &= x_{T_{3a2}} - x'_{T_{H1}} / 3 = x_{nprox} - x'_{T_{H1}} / 3 = \\ &= x_{nprox} (1 - k_{розщ} / 6) = x_{T_{B-H}} (1 - k_{розщ} / 6). \end{aligned} \quad (3.76)$$

Провідності заступних схем (рис. 3.18, а і б) визначаються, як і для двообвиткового трансформатора, за (3.41) і (3.43).

#### 3.2.4.2. Автотрансформатори з розщепленими обвитками

Автотрансформатори, як і трансформатори, можуть виконуватися з обвиткою НН, розщепленою на дві і три частини, і відповідно заступні схеми мають вигляд, наведених на рис. 3.19, а, б.

Параметри заступної схеми (рис. 3.19, а) обчислюються за формулами

$$x'_{T_{H1}} = x'_{T_{H2}} = x_{розщ} / 2; \quad (3.77)$$

$$\begin{aligned} x_{T_B} &= 0,5 (x_{T_{B-H}} + x_{T_{B-C}} - x_{T_{C-H}}); \\ x'_{T_C} &= 0,5 (x_{T_{B-C}} + x_{T_{C-H}} - x_{T_{B-H}}); \\ x'_{T_H} &= 0,5 (x_{T_{B-H}} + x_{T_{C-H}} - x_{T_{B-C}}). \end{aligned} \quad (3.78)$$

Усі значення опорів повинні бути зведені до номінальної потужності автотрансформатора, оскільки заступні схеми автотрансформатора та трансформатора однакові.

Для автотрансформатора з розщепленою обвиткою НН,  $x_{nprox}$  – це опір між паралельно сполученими виводами обвиток ВН і СН та паралельним з'єднанням виводів розщепленої обвитки НН

$$\begin{aligned} x_{nprox} &= x_{T_{3a2}} = x_{T_B} x'_{T_C} / (x_{T_B} + x'_{T_C}) + x''_{T_H} + x'_{T_{H1}} / 2 = \\ &= x_{T_B} x'_{T_C} / (x_{T_B} + x'_{T_C}) + x'_{T_H}; \end{aligned} \quad (3.79)$$

$$\begin{aligned} k_{розщ} &= x_{розщ} / x_{nprox} = \\ &= x_{розщ} / (x_{T_B} x'_{T_C} / (x_{T_B} + x'_{T_C}) + x'_{T_H}); \end{aligned} \quad (3.80)$$

$$x''_{T_H} = x'_{T_H} - x_{розщ} / 4. \quad (3.81)$$

Параметри заступної схеми (рис. 3.19, б)

$$x'_{T_{H1}} = x'_{T_{H2}} = x'_{T_{H3}} = x_{розщ} / 2; \quad (3.82)$$

$$\begin{aligned} x_{nprox} &= x_{T_{3a2}} = x_{T_B} x'_{T_C} / (x_{T_B} + x'_{T_C}) + x''_{T_H} + x'_{T_{H1}} / 3 = \\ &= x_{T_B} x'_{T_C} / (x_{T_B} + x'_{T_C}) + x'_{T_H}; \end{aligned} \quad (3.83)$$

$$k_{розщ} = x_{розщ} / x_{nprox} = x_{розщ} / (x_{T_B} x'_{T_C} / (x_{T_B} + x'_{T_C}) + x'_{T_H}); \quad (3.84)$$

$$x''_{T_H} = x'_{T_H} - x_{розщ} / 6. \quad (3.85)$$

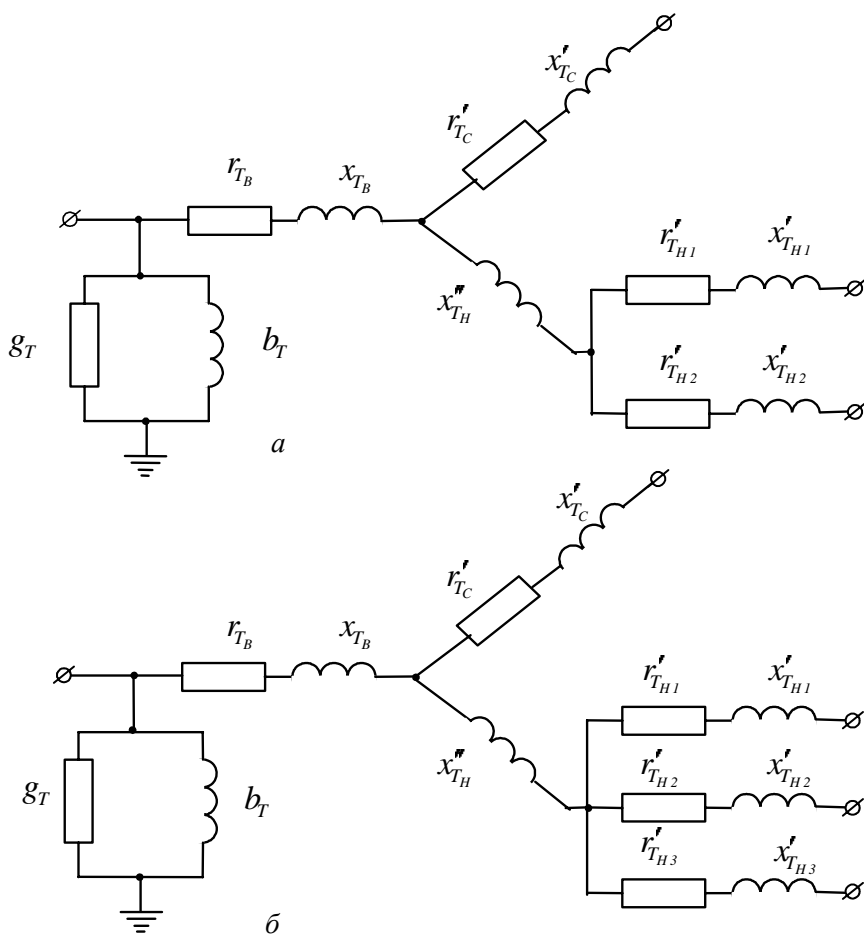


Рис. 3.19. Заступні схеми автотрансформатора з розщепленою обвиткою НН: а – на дві; б – на три

Значення активних опорів заступних схем автотрансформаторів з розщепленими обвитками НН обчислюються, як і для звичайного автотрансформатора, тільки опори розщепленої обвитки обернено пропорційні до їхніх потужностей. Тобто, якщо обвитка НН розщеплена на дві та три, активні опори визначаються відповідно

$$\begin{aligned} r'_{T_{H1}} &= r'_{T_{H2}} = 2r'_{T_H}; \\ r'_{T_{H1}} &= r'_{T_{H2}} = r'_{T_{H3}} = 3r'_{T_H}. \end{aligned} \quad (3.86)$$

Потужності розщеплених обвиток однакові, тому опір обчислюється за (3.51). Провідності заступних схем (рис. 3.19, а) і (рис. 3.19, б) розраховуються також за (3.40) і (3.42), як і для двообвиткового трансформатора.

### 3.3. Струмообмежувальні та шунтові реактори

Струмообмежувальні та шунтові реактори мають різне конструкційне виконання, а також різні технічні й техніко-економічні характеристики та параметри. Класифікуються вони так: з лінійною, нелінійною, обмежено-лінійною чи квазілінійною характеристикою; без магнетопроводу і з магнетопроводом; із стрижневою, броньовою, броньо-стрижневою, тороїдною, циліндричною і навитою магнетною системою; некеровані, керовані; з поздовжнім, поперечним і кільцевим підмагнетченням; з оливною чи сухою ізоляцією; секційні, лінійні та заземлювальні; одинарні та здвоєні.

В електротехнічних системах для обмеження струмів короткого замикання використовуються некеровані реактори з лінійною характеристикою. У мережах 6–10 кВ застосовуються одинарні та здвоєні бетонні реактори, а в мережах 35–220 кВ – оливні реактори.

Можливі схеми вмикання лінійних і секційних реакторів наведено на рис. 3.20.

Струмообмежувальна дія реактора характеризується його опором, який прямо пропорційний до відносного опору, напруги і обернено пропорційний до номінального струму

$$x_p = u_p [\%] U_{ном} / (100 \sqrt{3} I_{ном}), \quad (3.87)$$

де  $U_{ном}$ ,  $I_{ном}$  – відповідно номінальна напруга, кВ, номінальний струм, кА;  $u_p [\%]$  – падіння напруги в реакторі відносно  $U_{ном}$ , якщо протікає  $I_{ном}$ , %.

Умови роботи лінійного реактора можна пояснити на підставі заступної схеми (рис. 3.21, а) та векторної діаграми (рис. 3.21, в) .

Кращі характеристики щодо втрат напруги та реактивної потужності мають здвоєні реактори з магнетним зв'язком. Наявність магнетного зв'язку дає змогу зменшити втрату напруги у реакторі в нормальному режимі, забезпечуючи кращу струмообмежувальну здатність під час коротких замикань в електричній мережі (рис. 3.21, б).

Графічне позначення і заступна схема здвоєного реактора показані на рис. 3.22, а і б, де наведено також режими його роботи: одноколовий (рис. 3.22, в), двоколовий (рис. 3.22, г), поздовжній (рис. 3.22, д) і повздовжньо-одноколовий (рис. 3.22, е).

Коефіцієнт магнетного зв'язку між обвитками

$$k_{зв} = M / \sqrt{L_1 L_2}, \quad (3.88)$$

де  $L_1, L_2$  – індуктивності віток, Гн;  $M$  – взаємна індуктивність між вітками реактора, Гн.

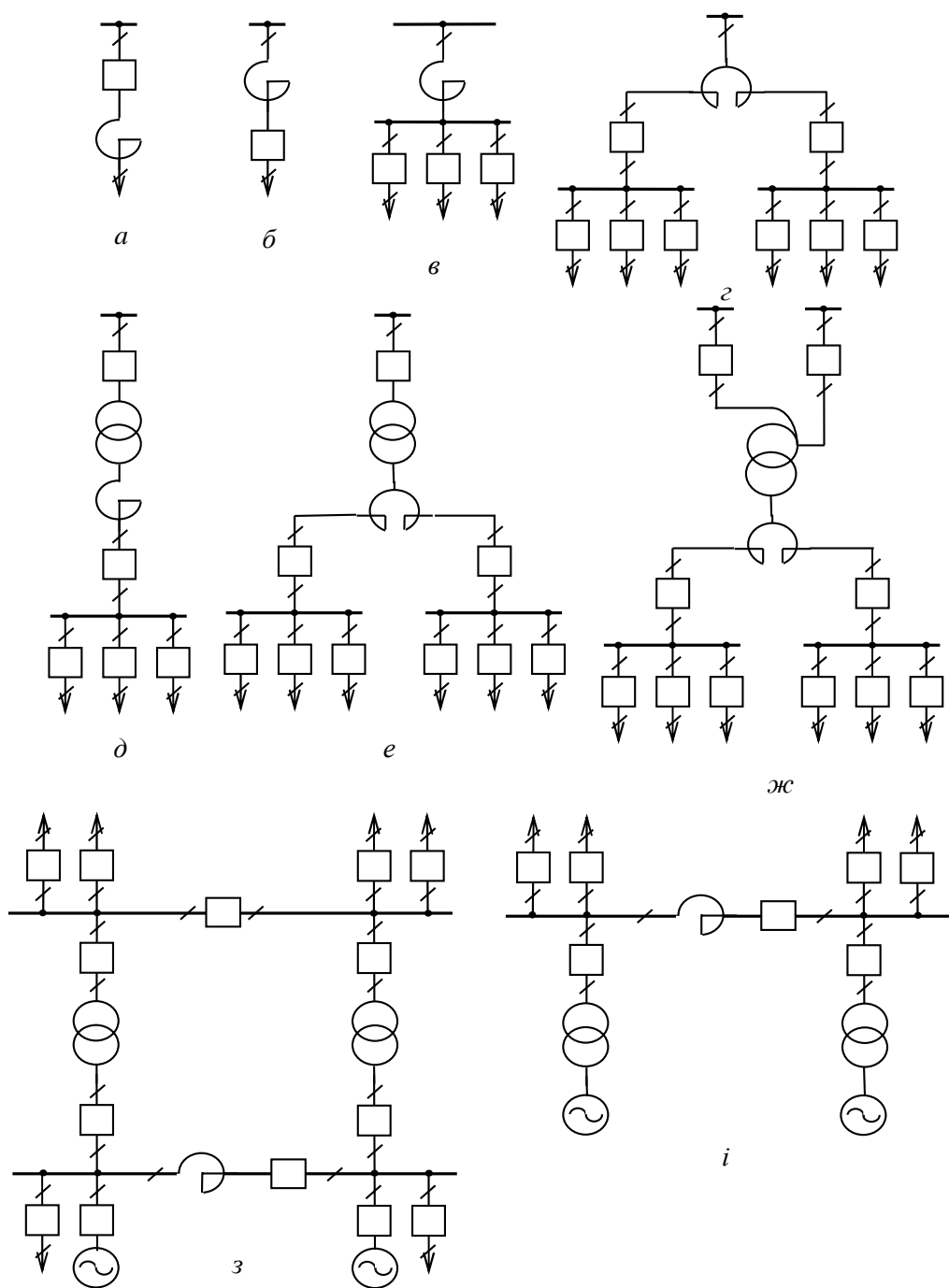


Рис. 3.20. Схеми вмикання лінійних і секційних реакторів

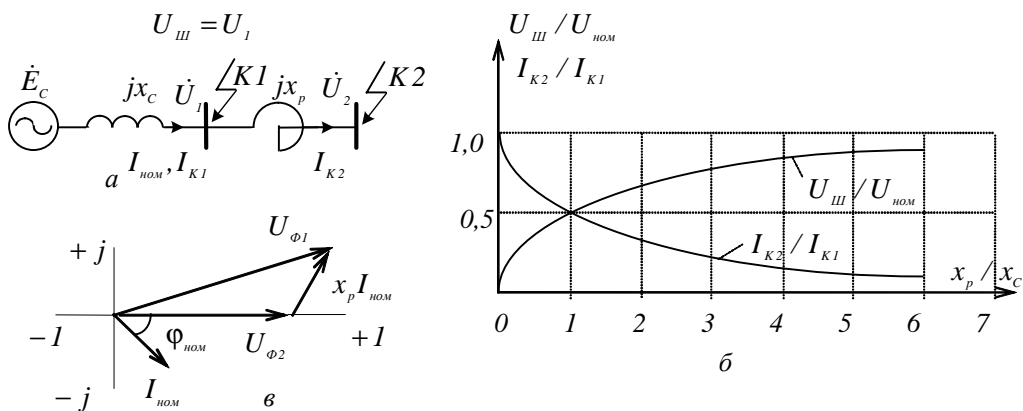


Рис. 3.21. Умови роботи лінійного реактора:  
а – заступна схема; б – струмообмежувальна дія  
реактора; в – векторна діаграма

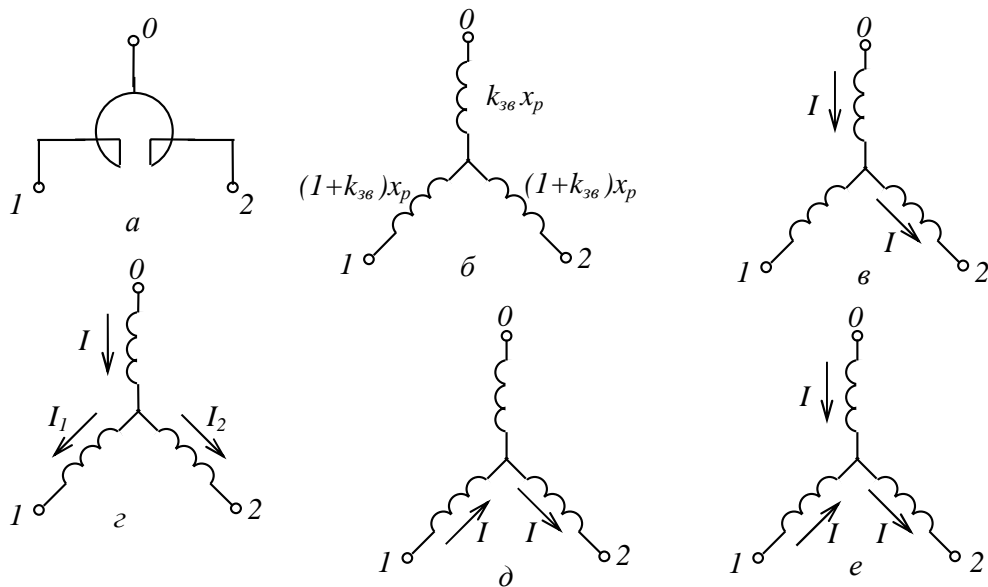


Рис. 3.22. Режимы работы двох реакторів

Шунтові реактори у заступних схемах у точці їхнього приєднання зображаються індуктивним навантаженням чи індуктивним опором, значення якого обчислюються за (3.87). Крім цього, вони можуть бути подані індуктивною провідністю

$$b_p = Q_{ном} / U_{ном}^2, \quad (3.89)$$

де  $Q_{ном}$ ,  $U_{ном}$  – відповідно номінальні значення реактивної потужності, *Мвар* і напруги, *кВ*.

### 3.4. Конденсаторні батареї

Реактивна потужність конденсаторної батареї, що увімкнена поперечно в електричну мережу

$$Q_{KB} = U^2 / x_{KB} = U^2 \omega C, \quad (3.90)$$

де  $U$  – напруга у точці приєднання конденсаторної батареї, *В*;  $x_{KB}$  – реактивний опір, *Ом*;  $\omega$  – кутова частота,  $c^{-1}$ ;  $C$  – ємність конденсаторної батареї,  $\Phi$ .

Конденсаторні батареї, що увімкнені послідовно, в заступну схему вводять реактивним опором

$$x_k = 1 / (\omega C_k), \quad (3.91)$$

де  $C_k$  – ємність конденсаторної батареї,  $\Phi$  (розрахунок опору та ємності конденсаторної батареї, увімкненої послідовно, наведено в розділі 9);  $\omega$  – кутова частота,  $c^{-1}$ .

### 3.5. Джерела живлення

Джерела живлення (генератори електричних станцій) задаються в розрахункових схемах потужностями за статичними характеристиками. В даний час джерелом в електричних системах є синхронний генератор. Найпростіша заступна схема і, відповідно, векторна діаграма синхронного генератора у режимі перезбудження показані на рис. 3.23.

$$\dot{E}_q = \dot{U}_r + j\sqrt{3}x_d \dot{I}_r, \quad (3.92)$$

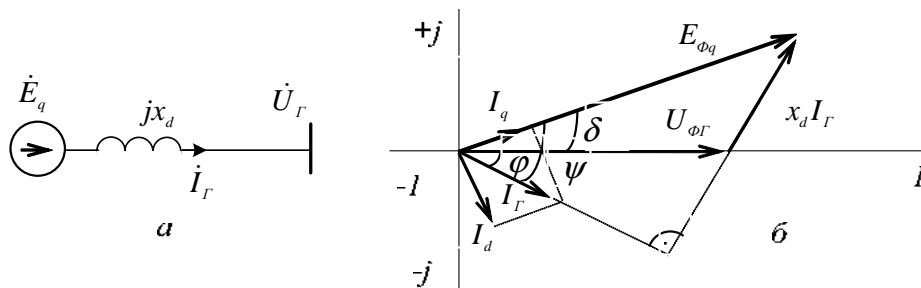


Рис. 3.23. Синхронний генератор: а – заступна схема;  
б – векторна діаграма

Проекція струму вектора  $\dot{I}_\Gamma$  на напрям  $\dot{E}_q$  і перпендикуляр до нього дають повздовжню і поперечну складові струму

$$\begin{aligned}\dot{I}_d &= \dot{I}_\Gamma \sin \psi; \\ \dot{I}_q &= \dot{I}_\Gamma \cos \psi.\end{aligned}\tag{3.93}$$

Синхронна машина працює як генератор, якщо поперечна складова струму  $\dot{I}_q$  збігається з напрямом  $\dot{E}_q$ , і як двигун, коли  $\dot{I}_q$  спрямована протилежно до  $\dot{E}_q$ . У режимі синхронної машини, тобто як генератора,  $\dot{E}_q$  випереджує  $\dot{U}_\Gamma$  і  $P_\Gamma = \sqrt{3}U_\Gamma I_\Gamma \cos \varphi > 0$ , двигуна  $P_{\partial\partial} = \sqrt{3}U_{\partial\partial} I_{\partial\partial} \cos \varphi < 0$ , оскільки  $\dot{E}_q$  відстає від  $\dot{U}_{\partial\partial}$ . На підставі (3.92) можна записати

$$\dot{I}_\Gamma = (\dot{E}_q - \dot{U}_\Gamma) / (j\sqrt{3}x_d); \tag{3.94}$$

$$\dot{S}_\Gamma = P_\Gamma - jQ_\Gamma = \sqrt{3}U_\Gamma^* \dot{I}_\Gamma = U_\Gamma^* (\dot{E}_q - \dot{U}_\Gamma) / jx_d. \tag{3.95}$$

З (3.95) можна отримати значення активної та реактивної потужностей генератора

$$P_\Gamma = U_\Gamma E_q / x_d \sin \delta; \tag{3.96}$$

$$Q_\Gamma = U_\Gamma E_q / x_d \cos \delta - U_\Gamma^2 / x_d. \tag{3.97}$$

Значення опору і ЕРС генератора враховуються під час розрахунку перехідних процесів в електричних мережах. Під час розрахунку усталених режимів електричних мереж, як правило,  $x_d$  і  $E_q$  не враховуються.

Джерела електричної енергії в електричних мережах для розрахунку усталених режимів можуть задаватися так:

1. Постійними значеннями активної та реактивної потужностей ( $P_\Gamma = \text{const}$ ,  $Q_\Gamma = \text{const}$ ). У такому разі потужності генераторів станцій відрізняються від потужностей навантаження протилежним знаком.

Задання постійної активної потужності відповідає реальним умовам роботи генераторів в електричних мережах. Задання постійної реактивної потужності не відповідає реальному керуванню режимами в електричних мережах, оскільки регулятори збудження підтримують задану напругу, змінюючи реактивну потужність генератора. Задання  $Q_\Gamma = \text{const}$  потрібне для розрахунку усталених режимів, якщо  $Q_\Gamma$  необхідно прийняти таким, що дорівнює гранично допустимому значенню.

2. Постійними активною потужністю та модулем напруги ( $P_\Gamma = \text{const}$ ,  $U_\Gamma = \text{const}$ ). У такому разі змінними є реактивна потужність і фаза напруги. Вузли зі змінною реактивною потужністю, якщо  $P_\Gamma = 0$ , відповідають синхронним компен-



саторам і називаються балансними за реактивною потужністю. Задання  $U_G = const$  і  $Q_G = var$  відповідає реальним умовам роботи генераторів чи синхронних компенсаторів з регуляторами напруги, якщо підтримується  $U_G = const$ .

3. Постійними за модулем і фазою напруги ( $U_G = const$ ,  $\delta_G = const$ ). У таких вузлах змінні  $P_G = var$  і  $Q_G = var$  відповідають вузлам, балансним за активними і реактивними потужностями та базовими за напругою. Такі вузли будемо називати балансувальними. Кожен з них відповідає станції, яка бере участь в регулюванні частоти, приймаючи на себе небаланси активної потужності і підтримуючи  $f = const$  в електричній системі. Уведення балансувального вузла у розрахунках усталених режимів відповідає постійній частоті в електричній системі.

### 3.6. Навантаження

Споживачі ЕЕС дуже різноманітні. За режимами роботи розрізняються такі споживачі електроенергії: з тривалим незмінним чи малозмінним навантаженням; з короткочасним навантаженням; з повторно-короткочасним навантаженням. За потужністю і напругою споживачі утворюють дві групи: великої потужності (80–100 кВт) напругою 6–10 кВ; малої та середньої потужності (менше за 80 кВт) напругою 380–660 В. За струмом споживачі поділяються на три групи: змінного струму промислової частоти 50 Гц; змінного струму з частотою, більшою чи меншою за 50 Гц; постійного струму. За надійністю електропостачання споживачі, залежно від наслідків, які можуть виникнути у разі раптового відмикання їх від джерел електроенергії, діляться на три категорії: перша категорія, до якої належать споживачі електроенергії, для яких перерва у електропостачанні пов'язана з небезпекою для життя людей, значними збитками, пошкодженням обладнання, масовим браком продукції, порушенням складних технологічних процесів; друга категорія – споживачі, перерва у електропостачанні яких пов'язана з масовим недовідпусканням продукції, простоюванням заводів, електротранспорту; третя категорія – всі інші невідповідальні споживачі, для яких допускається перерва в електропостачанні на час вмикання резервного живлення, ремонту чи заміни пошкодженого елемента електричної мережі, але не більш ніж на одну добу.

Розрахунок статичних характеристик навантаження – складне завдання, бо воно в кожній точці є комплексним, тобто складається з різних приймачів електроенергії і підпорядковується стохастичним законам. Отримання відповідних характеристик навантаження дає змогу встановити взаємозалежність параметрів режиму окремих споживачів, якщо їхня зміна статична.

Важливими характеристиками навантаження є значення їхньої активної та реактивної потужностей, які залежать від напруги і частоти. Статичні характеристики навантаження за напругою  $P_{нав}(U)$ ,  $Q_{нав}(U)$  та за частотою  $P_{нав}(f)$ ,  $Q_{нав}(f)$  –

це залежність  $P_{нав}$  і  $Q_{нав}$  від напруги чи частоти, якщо зміни параметрів режиму малі, тобто мала зміна параметрів режиму, за якої кожне їхнє значення відповідає усталеному режиму.

Динамічні характеристики – це ті самі залежності, але якщо зміни режиму швидкі. Вони відповідають перехідним режимам і враховують швидкість зміни їхніх параметрів.

Найточніше статичні характеристики можна визначити на підставі натурних дослідів.

Під час прогнозувальних розрахунків, якщо невідомі статичні характеристики, використовуються типові статичні характеристики навантаження ЕЕС (рис. 3.24), які відповідають усередненим умовам з погляду режимів роботи електричної системи.

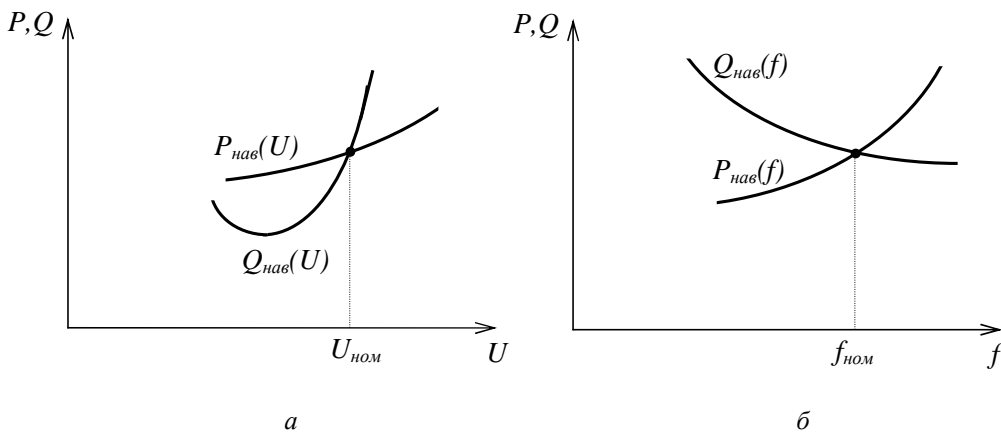


Рис. 3.24. Статичні характеристики потужності навантаження:  
а – за напругою; б – за частотою

Під час розрахунків режимів роботи ЕЕС статичні характеристики  $P_{нав}(U)$  і  $Q_{нав}(U)$  задаються у вигляді поліномів, тобто апроксимуються функціями

$$\begin{aligned}
 P_{нав}(U) &= P_{ном} (a_p (U/U_{ном})^2 + b_p U/U_{ном} + c_p) \times \\
 &\times (1 + d_p (f - f_{ном})/f_{ном}); \\
 Q_{нав}(U) &= Q_{ном} (a_Q (U/U_{ном})^2 + b_Q U/U_{ном} + c_Q + \dots) \times \\
 &\times (1 + d_Q (f - f_{ном})/f_{ном}),
 \end{aligned}
 \tag{3.98}$$

де  $a_p$ ,  $b_p$ ,  $c_p$ ,  $d_p$ ,  $a_Q$ ,  $b_Q$ ,  $c_Q$ ,  $d_Q$  – параметри апроксимувальних функцій;  $U$ ,  $U_{ном}$ ,  $P$ ,  $P_{ном}$ ,  $Q$ ,  $Q_{ном}$ ,  $f$ ,  $f_{ном}$  – напруга і номінальна напруга, активна і номінальна активна потужності, реактивна і номінальна реактивна потужності, частота і номінальна частота характеристик.

Значення апроксимувальних коефіцієнтів наведено в додатку 8 (табл. 8.1 і табл. 8.2).

Регулювальним ефектом навантаження називається ступінь зміни активної та реактивної потужностей навантаження зі зміною напруги чи частоти. Числово регулювальний ефект характеризується значеннями часткових похідних  $\partial P_{нав} / \partial U$ ,  $\partial Q_{нав} / \partial U$ ,  $\partial P_{нав} / \partial f$ ,  $\partial Q_{нав} / \partial f$  з яких завжди додатні  $\partial P_{нав} / \partial U$ ,  $\partial P_{нав} / \partial f$ .

Значення регулювального ефекту навантаження режиму, який близький до номінального, наведено в додатку 8 (табл. 8.3 і табл. 8.4).

Навантаження ЕЕС у розрахунках можна задавати так: постійний за модулем і фазою струм (а); постійна за модулем потужність (б); постійні провідність чи опір (в) і (г); статичними характеристиками за напругою (д); випадковий струм (е) (рис. 3.25).

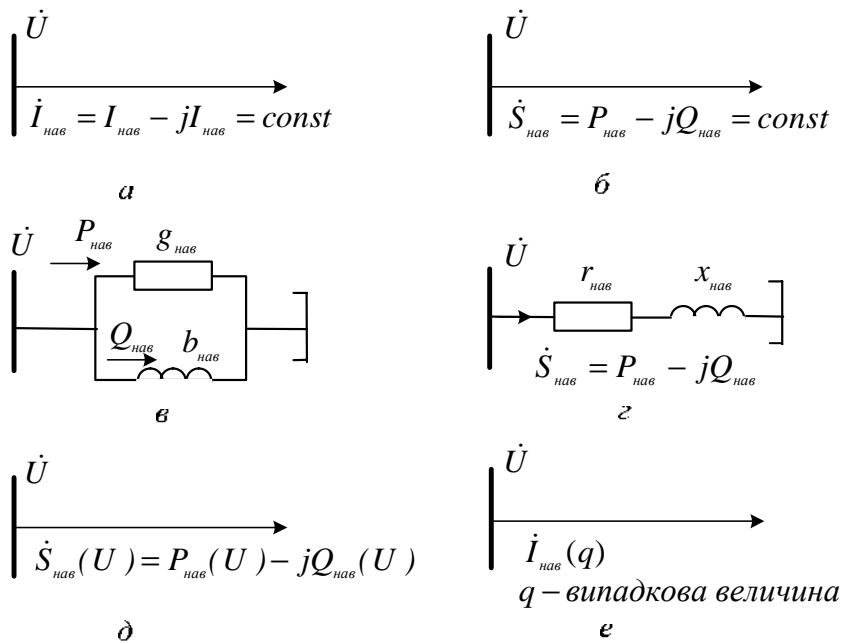


Рис. 3.25. Методи задання навантаження у розрахунках режимів ЕЕС

Задання постійним за модулем і фазою струмом (рис. 3.25, а) використовується у розрахунках розподільних мереж нижчої напруги (до 35 кВ).

Постійними за значенням потужностями (рис. 3.25, б) задається навантаження ЕЕС у розрахунках ustalених режимів живильних, а інколи і розподільних мереж високої напруги, коли невідома напруга вузла. Це означає, що у вузлі задано нелінійне джерело струму, яке залежить від напруги

$$\dot{I}_{нав} = \dot{S}_{нав} / (\sqrt{3}U^*) = var. \quad (3.99)$$

Цей спосіб задання навантаження є доволі точним способом розрахунків режимів для ЕЕС. Тому розрахунок режимів ЕЕС для відповідного моменту часу виконується з використанням задання  $\dot{S}_{нав} = P_{нав} - jQ_{нав} = const$  навантаження потужностями, а не струмом.

У таких ЕЕС для споживачів електроенергії підтримується незмінна напруга за допомогою широкого використання трансформаторів і автотрансформаторів з РПН (регулювання напруги під навантаженням), а також встановлення на трансформаторах, які не мають РПН, лінійних регулювальних трансформаторів. Крім цього, широко застосовуються засоби місцевого регулювання напруги – статичні тиристорні компенсатори, конденсаторні батареї, синхронні компенсатори. У такому разі під час зміни режиму роботи електричної мережі напруга на навантаженні практично не змінюється, а повна потужність навантаження залишається постійною.

У дійсності рідко на навантаженні забезпечується незмінна напруга за модулем. У такому разі задання  $\dot{S}_{нав} = P_{нав} - jQ_{нав} = const$  зумовлює помилки під час розрахунку усталених режимів ЕЕС, і необхідно задавати потужність залежно від напруги статичними характеристиками  $P_{нав}(U)$  і  $Q_{нав}(U)$ . Ця помилка тим більша, чим більше напруга на навантаженні відрізняється від напруги нормального режиму.

Навантаження задається постійними провідностями чи опором (рис. 3.25, в, г)

$$\underline{Y}_{нав} = g_{нав} - jb_{нав} = const, \text{ чи } \underline{Z}_{нав} = r_{нав} + jx_{нав} = const. \quad (3.100)$$

Такий підхід еквівалентний заданню навантаження статичними характеристиками

$$P_{нав} = U^2 g_{нав} \text{ та } Q_{нав} = U^2 b_{нав}. \quad (3.101)$$

Постійними провідностями навантаження задається під час розрахунку електромеханічних перехідних процесів.

Якщо зміни напруги на навантаженні значні, усталені режими можна розраховувати, подаючи навантаження постійними опорами за паралельного (рис. 3.25, в) чи послідовного (рис. 3.25, г) їхнього сполучення відповідно

$$r_{нав} = U^2 / P_{нав}; \quad x_{нав} = U^2 / Q_{нав}; \quad (3.102)$$

$$r_{нав} = (U^2 / S_{нав}) \cos \varphi_{нав} = Z_{нав} \cos \varphi_{нав}; \quad (3.103)$$

$$x_{нав} = (U^2 / S_{нав}) \sin \varphi_{нав} = Z_{нав} \sin \varphi_{нав}.$$

Отже, під час розрахунку усталених режимів ЕЕС навантаження можна задавати постійними активними потужностями, якщо зміна напруги мала, чи постійними опорами, якщо зміна напруги задана в точці приєднання навантаження.

Задання навантаження статичними характеристиками залежно від напруги  $P_{нав}(U)$ ,  $Q_{нав}(U)$  (рис. 3.24, а) чи апроксимувальними поліномами найточніше відтворює властивості навантаження. Такий підхід ускладнює розрахунок усталених режимів. Крім того, здебільшого характеристики навантаження невідомі і необхідно використовувати типові. Урахування статичних характеристик за напру-

гою істотно впливає на результати розрахунку післяаварійних усталених режимів, якщо напруга значно відрізняється від номінальної.

Статичні характеристики навантаження за частотою (рис. 3.24, б) враховуються для розрахунку післяаварійних усталених режимів, у яких існує дефіцит активної потужності і частота відмінна від номінальної. Такі розрахунки усталених режимів враховують зміну частоти і використовуються під час аналізу дії пристроїв регулювання частоти та протиаварійної автоматики.

Навантаження подається випадковим струмом (рис. 3.25, е) під час розрахунку електричних мереж, у яких є електротягове навантаження. Таке навантаження зображають у вигляді  $I_{нав}(q)$ , де  $q$  – випадкова величина. Обчислення, які враховують випадковий характер навантаження, використовуються для спеціального аналізу режимів електричних мереж і особливо в електропостачальних системах залізниць. У таких розрахунках враховується несиметрія і несинусоїдний характер навантаження.

Виразення навантаження через активні і реактивні потужності має переваги під час розрахунків усталених режимів ЕЕС з таких міркувань:

- навантаження підстанцій, а також потужності станцій задають потужностями, а переведення цих потужностей в струми і навпаки потребує зайвих обчислювальних операцій;

- перерахунок навантаження, заданого потужностями, у струми виконується за номінальною напругою, без урахування дійсних напруг в кожній точці електричної мережі, оскільки ці напруги невідомі;

- в електричних мережах з декількома навантаженнями вздовж лінії, обчислюючи сумарний струм під час аналітичного додавання векторів струмів окремих навантажень, потрібно враховувати зсув фаз між векторами напруг навантажень. Це зумовлює необхідність додавати вектори струмів, кожний з яких орієнтований у своїх координатних осях і зміщений один відносно одного на деякі кути, залежно від напрямку векторів напруги. Таке аналітичне розв’язання за великої кількості навантажень ускладнює розрахунки.

Якщо прийняти, що вектори напруги всіх навантажень збігаються, то це вносить не завжди допустиму похибку в результати розрахунків усталених режимів ЕЕС.

Виконуючи розрахунки усталених режимів електричних мереж, якщо навантаження подається потужностями, вектори повної потужності під час аналітичного розв’язання можна алгебраїчно додавати в одних і тих самих координатних осях. Це впливає з того, що вектор повної потужності залежить від кута між векторами струму та напруги, як буде показано нижче, а не від кутів векторів струму та напруги щодо їхніх координатних осей. Отже, незалежно від повороту векторів струму та напруги за незмінних модулів векторів і кута між ними вектор повної потужності не зміниться ні за значенням, ні за фазою.

До того самого висновку можна дійти на підставі закону збереження енергії, тобто у такому разі – дотримання балансу потужностей. Активні та реактивні потужності, які входять в головну ділянку електричної мережі, дорівнюють сумі активних та реактивних потужностей окремих навантажень та втрат цих потужностей на окремих ділянках.

### 3.7. Втрати потужності в елементах електричної мережі

Усі споживачі електроенергії, які увімкнені в електричну мережу, споживають під час роботи як активну, так і реактивну потужності (чи активний і реактивний струми).

Активна потужність перетворюється у двигунах на механічну, у лампах розжарювання – на світло, а у нагрівальних пристроях – на тепло.

Реактивна потужність, яка споживається, іде на створення в споживачах електричних і магнетних полів, що періодично змінюються, і без яких робота таких споживачів, як електродвигун, неможлива.

Пересилання активної та реактивної потужностей електроспоживачам супроводжується втратами в елементах електричної мережі. Активна потужність витрачається на нагрівання проводів ЛЕП, обмоток і сталі трансформаторів, а реактивна – на створення електромагнетних полів, які виникають в проводах лінії і обмотках трансформатора під час протікання через них змінного струму. Створення електромагнетних полів не спричиняє втрат реактивної потужності (в тому сенсі, що і для активної потужності), для покриття якої необхідно витрачання енергії первинних двигунів. Реактивна потужність, яка витрачається на створення електромагнетних полів, відрізняється тим, що, один раз виникнувши, увесь час перебуває в коливному процесі обміну між генератором і електроспоживачем.

Необхідно відзначити, що для розрахунку втрат потужності у поздовжніх опорах заступних схем елементів ЕЕС значення потужностей і напруг у формули підставляється з початку чи з кінця поздовжньої вітки з опором.

#### 3.7.1. Втрати потужності в лініях

Втрати активної потужності в лініях електропересилання складаються з двох частин: постійних на корону; змінних, які залежать від значення струму чи активної та реактивної потужностей, які пересилаються ЛЕП.

Втрати реактивної потужності в лініях залежать тільки від значення повної потужності, яка ними пересилається

$$\begin{aligned}\Delta P_{ЛЕП} &= \Delta P_{const} + \Delta P_{var} = \Delta P_{кор} + 3I^2 r_L = \\ &= U^2 g_L + \frac{S^2}{U^2} r_L = U^2 g_L + (P^2 + Q^2) r_L / U^2;\end{aligned}\quad (3.104)$$

$$\Delta Q_{ЛЕП} = \Delta Q_{var} = 3I^2 x_L = \frac{S^2}{U^2} x_L = (P^2 + Q^2) x_L / U^2, \quad (3.105)$$

де  $r_L$ ,  $x_L$  – активний та індуктивний опори ЛЕП, Ом;  $g_L$  – активна провідність ЛЕП, См;  $I$  – струм, який протікає по поздовжніх параметрах лінії, А;  $S = \sqrt{P^2 + Q^2}$  – повна потужність в кінці лінії, В·А;  $U$  – лінійна напруга в кінці лінії, В.

У наведених формулах (3.104) і (3.105) струм, який протікає лінією, виражений через потужність і напругу в кінці лінії. Для наближених розрахунків приймаємо, що  $U = U_{ном}$ .

Змінні втрати активної потужності обернено пропорційні до квадрата напруги, тому під час підвищення напруги змінні втрати зменшуються. Постійні втрати прямо пропорційні до квадрата напруги.

### 3.7.2. Втрати потужності у трансформаторах

Втрати потужності у трансформаторах також можна розділити на постійні та змінні.

Втрати у залізі трансформаторів (постійні втрати) під час розрахунку усталених режимів електричних мереж залежать тільки від потужності і напруги. Втрати активної потужності в залізі трансформаторів, як було показано в п. 3.2, прирівнюються до втрат неробочого ходу  $\Delta P_{н.х}$ , а втрати реактивної потужності приймаються такими, що дорівнюють намагнечувальній потужності неробочого ходу  $\Delta Q_{н.х}$ .

Втрати змінні – втрати активної потужності в обвитках трансформаторів, якщо навантаження трансформатора номінальне, прирівнюються до втрат досліду КЗ  $\Delta P_K$ , а втрати реактивної потужності, якщо навантаження таке саме – до втрат розсіювання магнетного потоку. Якщо навантаження трансформаторів інші, змінні втрати залежать від значення його навантаження.

Для двообвиткового трансформатора

$$\Delta P_T = \Delta P_{const} + \Delta P_{var} = \Delta P_{н.х} + 3I^2 r_T = U^2 g_T + \frac{S^2}{U^2} r_T; \quad (3.106)$$

$$\Delta Q_T = \Delta Q_{const} + \Delta Q_{var} = \Delta Q_{н.х} + 3I^2 x_T = U^2 b_T + \frac{S^2}{U^2} x_T. \quad (3.107)$$

Якщо  $U = U_{ном}$ , підставивши в (3.106) і (3.107) значення активного та індуктивного опорів

$$\Delta P_T = U_{ном}^2 g_T + \Delta P_K (S / S_{ном})^2; \quad (3.108)$$

$$\Delta Q_T = I_{н.х} [\%] S_{ном} / 100 + u_K [\%] S^2 / (100 S_{ном}), \quad (3.109)$$

де  $r_T$ ,  $x_T$  – активний та індуктивний опори трансформатора, Ом;  $g_T$ ,  $b_T$  – активна та реактивна провідності трансформатора, См;  $I$ ,  $S$  – повні струм,  $A$  та потужність, В·А, на які завантажено трансформатор;  $S_{ном}$ ,  $U_{ном}$  – відповідно номінальні потужність, В·А та напруга, В, трансформатора;  $I_{н.х} [\%]$ ,  $u_K [\%]$  – струм неробочого ходу та напруга короткого замикання відповідно, %.

У (3.106) і (3.107) значення струму також виражено через потужність навантаження й напругу в точці його приєднання.

Для триобвиткових трансформаторів і автотрансформаторів

$$\begin{aligned}\Delta P_T &= \Delta P_{n.x} + 3I_B^2 r_{T_B} + 3I_C^2 r'_{T_C} + 3I_H^2 r'_{T_H} = \\ &= U^2 g_T + S_B^2 r_{T_B} / U^2 + S_C^2 r'_{T_C} / U^2 + S_H^2 r'_{T_H} / U^2;\end{aligned}\quad (3.110)$$

$$\begin{aligned}\Delta Q_T &= \Delta Q_{n.x} + 3I_B^2 x_{T_B} + 3I_C^2 x'_{T_C} + 3I_H^2 x'_{T_H} = \\ &= U^2 b_T + S_B^2 x_{T_B} / U^2 + S_C^2 x'_{T_C} / U^2 + S_H^2 x'_{T_H} / U^2.\end{aligned}\quad (3.111)$$

Якщо  $U = U_{ном}$ , підставивши в (3.110) і (3.111) значення активного та індуктивного опорів, маємо

$$\begin{aligned}\Delta P_T &= U_{ном}^2 g_T + \Delta P_{\kappa_B} (S_B / S_{ном})^2 + \\ &+ \Delta P_{\kappa_C} (S_C / S_{ном})^2 + \Delta P_{\kappa_H} (S_H / S_{ном})^2;\end{aligned}\quad (3.112)$$

$$\begin{aligned}\Delta Q_T &= I_{n.x} [\%] S_{ном} / 100 + u_{\kappa_B} [\%] S_B^2 / (100 S_{ном}) + \\ &+ u_{\kappa_C} [\%] S_C^2 / (100 S_{ном}) + u_{\kappa_H} [\%] S_H^2 / (100 S_{ном}),\end{aligned}\quad (3.113)$$

де  $r_{T_B}$ ,  $r'_{T_C}$ ,  $r'_{T_H}$  – відповідно активні опори обвиток триобвиткових трансформаторів та автотрансформаторів, Ом;  $x_{T_B}$ ,  $x'_{T_C}$ ,  $x'_{T_H}$  – реактивні опори обвиток, Ом;  $g_T$ ,  $b_T$  – активна та реактивна провідності триобвиткового трансформатора, См;  $u_{\kappa_B} [\%]$ ,  $u_{\kappa_C} [\%]$ ,  $u_{\kappa_H} [\%]$  – напруги досліду короткого замикання обвиток, %;  $S_B$ ,  $S_C$ ,  $S_H$ , – повна потужність, яка пересилається відповідно обвитками, В·А;  $S_{ном}$  – номінальна потужність трансформатора, В·А.

У формулах (3.100) і (3.111) значення струмів обвиток виражено через потужності кінців обвиток і напругу в кінці обвиток трансформатора.

### 3.8. Втрати електроенергії в елементах електричної мережі

Під час пересилання електроенергії від шин електростанцій до споживачів деяка її частина витрачається на нагрівання провідників, створення електромагнетних полів та інші ефекти. Ці витрати надалі будемо називати втратами електроенергії. Цей термін необхідно розуміти як технологічну втрату електроенергії на її пересилання, а не як втрати від браку, як його розуміють в інших галузях, коли порушується технологічний процес.

Втрати електроенергії в будь-якому елементі ЕЕС багато в чому залежать від характеру навантаження та його зміни упродовж розглянутого періоду. Якщо на-



вантаження незмінне протягом періоду  $t$  і відомі втрати активної потужності  $\Delta P$ , їх можна визначити так

$$\Delta W = \Delta P t. \quad (3.114)$$

Якщо навантаження ЕЕС упродовж деякого часу  $t$  змінюється, то втрати електроенергії в її елементах можуть бути обчислені залежно від використаного математичного апарату: – детермінованого; – імовірно-статистичного.

Проектуючи ЕЕС, втрати електроенергії в її елементах розраховують за графіками навантаження, одним з найточніших детермінованих методів розрахунку. Для цього використовують річні упорядковані графіки, які відображають зміну навантаження протягом року ( $t = 8760 \text{ год}$ ) в міру його зменшення, починаючи від максимального  $S_{max}$  до мінімального значення  $S_{min}$  (рис. 3.26).

Площа, яка обмежена кривою (рис. 3.26) і координатними осями в деякому масштабі, є кількістю електроенергії, яку пересилають до споживачів

$$W = \int_0^{8760} P dt = \cos \varphi_{сер} \int_0^{8760} S dt, \quad (3.115)$$

де  $\cos \varphi_{сер}$  – середнє значення коефіцієнта потужності.

Якщо замінити цю площу рівнозначною площею у вигляді прямокутника зі сторонами  $S_{max}$  і  $T_{max}$  (рис. 3.26), то кількість електроенергії, яка пересилається до споживачів, визначається так

$$W = P_{max} T_{max} = S_{max} \cos \varphi_{сер} T_{max}. \quad (3.116)$$

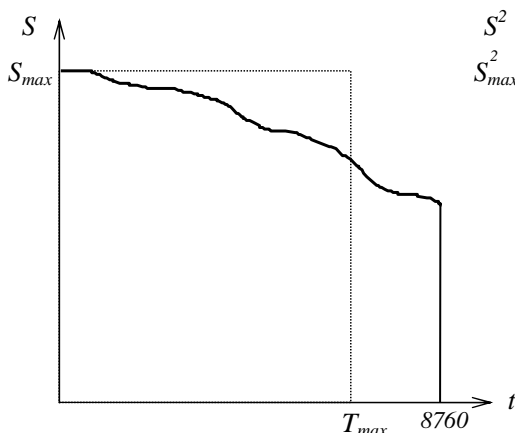


Рис. 3.26. Річний упорядкований графік навантаження

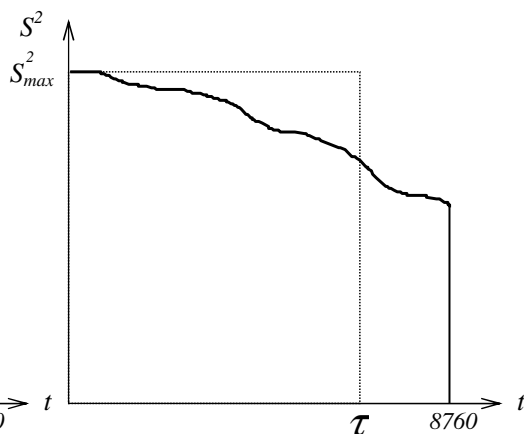


Рис. 3.27. Квадратичний річний упорядкований графік навантаження

Величина  $T_{max}$  є одним з характерних параметрів річного графіка і називається часом використання максимального навантаження. Це фіктивний час, упро-

довж якого під час  $S_{max}$  споживачі отримали би з електричної мережі таку кількість електроенергії, як і за дійсним графіком навантаження. Звідси, прирівнявши праві частини (3.115) і (3.116), визначаємо

$$T_{max} = \int_0^{8760} S dt / S_{max}. \quad (3.117)$$

Щоб знайти втрати електроенергії в елементах ЕЕС за період часу  $t$  необхідно обчислити їх на підставі закону Джоуля – Ленца для кожної ординати цієї кривої і підсумувати. У результаті отримуємо

$$\Delta W = 3r \int_0^t i^2 dt = (r / U_{ном}^2) \int_0^t S^2 dt. \quad (3.118)$$

Як і для визначення кількості електроенергії, яка пересилається до споживачів, для обчислення річних втрат електроенергії користуються упорядкованим квадратичним графіком навантаження (рис. 3.27), ординати якого – це піднесені до квадрату ординати графіка  $S(t)$ . Площа, обмежена кривою  $S^2(t)$  і координатними осями, характеризує втрати електроенергії

$$\Delta W = (r / U_{ном}^2) \int_0^{8760} S^2 dt. \quad (3.119)$$

Така сама площа може бути подана рівнозначною площею у вигляді прямокутника зі сторонами  $S_{max}^2$  і  $\tau$ . Звідси втрати електроенергії визначаються за формулою

$$\Delta W = (r / U_{ном}^2) S_{max}^2 \tau. \quad (3.120)$$

Величина  $\tau$  називається часом максимальних втрат. Це фіктивний час, упродовж якого, якщо навантаження максимальне, втрати електроенергії в елементах ЕЕС будуть такими самими, як і під час навантаження, що змінюється протягом року за дійсним графіком. Час максимальних втрат можна визначити, якщо прирівняти праві частини (3.119) і (3.120), в результаті чого отримуємо

$$\tau = \int_0^{8760} S^2 dt / S_{max}^2. \quad (3.121)$$

Умовно приймаємо, що графіки активної та реактивної потужностей мають практично однаковий вигляд, тобто коефіцієнт потужності упродовж року приймається  $\cos \Phi_{сер}$ .

Значення  $\tau$  для типових графіків навантаження наближено можна знайти за кривими  $\tau = f(T_{max}, \cos \Phi_{max})$  чи за емпіричною формулою

$$\tau = (0,124 + T_{max} / 10^4)^2 \cdot 8760. \quad (3.122)$$

Якщо графік навантаження заданий, то його можна розділити на декілька ступенів за часом. У межах кожного ступеня навантаження є незмінним, і за ним визначаються втрати електроенергії. Для  $n$  ступенів тривалістю  $\Delta t$  втрати електроенергії становлять

$$\Delta W = (r / U_{ном}^2) \sum_{i=1}^n S_i^2 \Delta t_i = (r / U_{ном}^2) \sum_{i=1}^n (P_i^2 + Q_i^2) \Delta t_i. \quad (3.123)$$

Якщо відсутній графік навантаження, втрати електроенергії обчислюються за середнім квадратичним навантаженням чи за часом максимальних втрат.

Втрати електроенергії обчислюються, якщо задано середнє значення струму у фазі за рік  $I_{c.p}$ , активний опір  $r$  і кількість  $n$  фаз залежно від роду струму так

$$\Delta W = nr I_{c.p}^2 T_p. \quad (3.124)$$

Цією формулою можна користуватися, якщо очікуваний коефіцієнт форми графіка навантаження  $k_\phi$ , який є відношенням ефективного навантаження до середнього, близький до одиниці. Для графіка активного навантаження

$$k_\phi = I_{ef} / I_{сер} = \sqrt{\int_0^T I^2(t) dt / T} / \left( \int_0^T I(t) dt / T \right), \quad (3.125)$$

де  $T$  – період часу, упродовж якого розраховуються струми навантаження  $I_{ef}$  і  $I_{сер}$ , год.

Якщо за характером навантаження очікується істотне відхилення коефіцієнта форми річного графіка від одиниці чи якщо задано тільки очікуваний максимум навантаження, втрати електроенергії в елементах ЕЕС визначаються за часом максимальних втрат

$$\Delta W = 3r I_{max}^2 \tau = r S_{max}^2 \tau / U_{ном}^2. \quad (3.126)$$

Щоб знайти втрати електроенергії в елементах ЕЕС, також часто використовуються імовірно-статистичні методи і, зокрема, регресивні залежності. Рівняння регресії дають змогу встановити зв'язок між зміною основних параметрів режиму та втратами потужності й енергії в елементах ЕЕС.

Звичайно для описування статистичних взаємозв'язків між випадковими величинами використовуються поліноміальні моделі

$$\Delta P = f(d_1, d_2, \dots, d_\phi) = b_0 + \sum_{k=1}^{\phi} b_k d_k + \sum_{k < j}^{\phi} b_{kj} d_k d_j + \sum_{k=1}^{\phi} b_{kk} d_k^2 + \dots, \quad (3.127)$$

де  $\Delta P$  – залежна змінна рівняння регресії (втрати потужності);  $d_k, d_j$  – незалежні змінні рівняння регресії (чинники);  $b_0, b_k, b_{kj}, b_{kk}$  – коефіцієнти рівняння регресії;  $\phi$  – кількість чинників.

Для прогнозування і контролю рівня втрат потужності застосовуються рівняння регресії

$$\Delta P_i = b_0 + \sum_{k=1}^{TM} b_k P_{ki} + \sum_{k=1}^{TM} b_{kk} P_{ki}^2, \quad (3.128)$$

де  $\Delta P_i$  – втрати потужності в  $i$ -ту годину,  $\kappa Bm$ ;  $P_{ki}$  – потужність для  $k$ -го чинника в  $i$ -ту годину розрахункового періоду,  $\kappa Bm$ .

Втрати електроенергії розраховують, додаючи погодинні значення втрат потужності, тобто

$$\Delta W_{\Delta T} = \sum_{i=1}^{\Delta T / \Delta t} \sum_{k=1}^{TM} b_k W_k = b_0 \Delta t + \sum_{k=1}^{TM} b_k W_k + \sum_{k=1}^{TM} b_{kk} \sum_{i=1}^{\Delta T / \Delta t} P_{ki}^2 \Delta t_i, \quad (3.129)$$

де  $\Delta W_{\Delta T}$  – втрати електроенергії за період  $\Delta T$ ,  $\kappa Bm \cdot год$ ;  $\Delta t$  – інтервал замірювання, що здебільшого дорівнює одній годині,  $год$ ;  $W_k$  – електроенергія за період  $\Delta T$  для  $k$ -го чинника, який входить в рівняння регресії,  $\kappa Bm \cdot год$ .

У загальному випадку втрати електроенергії в лініях електричної мережі можна визначити так

$$\Delta W_{L\Sigma} = n \Delta P_{кор} \cdot 8760 + \frac{r S^2}{n U_{ном}^2} \tau, \quad (3.130)$$

де  $n$  – кількість паралельно увімкнених ліній.

Якщо втрати активної потужності на корону не враховуються, то відповідно формула (3.130) набере вигляду

$$\Delta W_{L\Sigma} = \frac{r S^2}{n U_{ном}^2} \tau. \quad (3.131)$$

Втрати електроенергії у трансформаторах

$$\Delta W_{T\Sigma} = n \Delta P_{н.х} \cdot 8760 + \frac{\Delta P_{\kappa}}{n} \left( \frac{S}{S_{ном}} \right)^2 \tau, \quad (3.132)$$

де  $n$  – кількість паралельно увімкнених трансформаторів.

Втрати електроенергії в синхронних компенсаторах

$$\Delta W_{СК} = \Delta P_{см} t + \Delta P_{\kappa} (S_{max} / S_{ном})^2 \tau, \quad (3.133)$$

де  $\Delta P_{см}$ ,  $\Delta P_{\kappa}$  – відповідно втрати потужності в сталі та міді СК,  $\kappa Bm$ ;  $t$  – час роботи СК,  $год$ ;  $S_{max}$ ,  $S_{ном}$  – відповідно максимальна потужність, яка видається СК, і номінальна,  $MB \cdot A$ .

Втрати електроенергії в конденсаторних батареях

$$\Delta W_{КБ} = \Delta P_{КБ} t_{КБ}, \quad (3.134)$$

де  $\Delta P_{КБ}$  – втрати активної потужності в КБ,  $\kappa Bm$ ;  $t_{КБ}$  – час роботи КБ,  $год$ .

Втрати електроенергії в шунтових реакторах

$$\Delta W_{ШР} = \Delta P_{ШР} t_{ШР}, \quad (3.135)$$

де  $\Delta P_{ШР}$  – втрати активної потужності в шунтовому реакторі,  $\text{кВт}$ ;  $t_{ШР}$  – час роботи шунтового реактора,  $\text{год}$ .

### Приклад 3.8.

Живлення підстанції здійснюється двоколовою лінією напругою  $110 \text{ кВ}$ . Довжина лінії  $77 \text{ км}$ , виконана проводом  $АС - 240/32$ . На підстанції встановлено два трансформатори  $ТРДН - 40000/110$  (рис. 3.28).

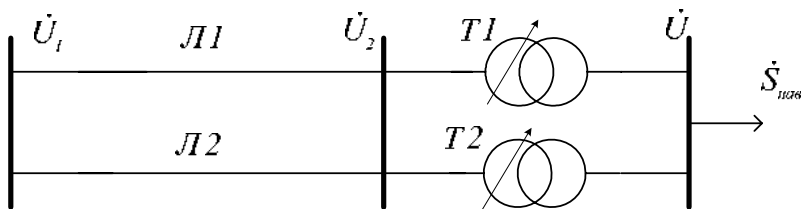


Рис. 3.28. Однолінійна схема електричної мережі

Річний упорядкований графік навантаження підстанції у відносних одиницях показано на рис. 3.29. Потужність навантаження  $\dot{S}_{нав} = (32 - j19) \text{ МВ} \cdot \text{А}$ .

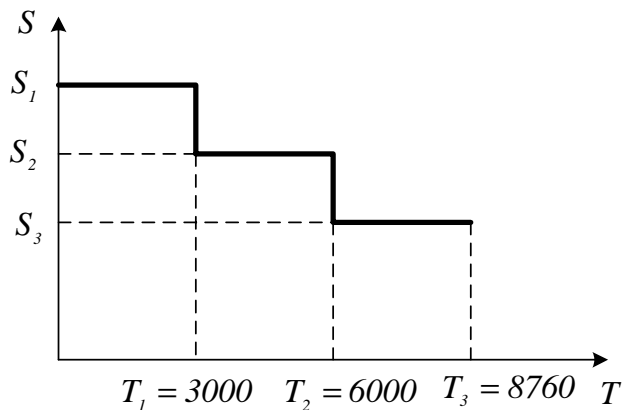


Рис. 3.29. Річний упорядкований графік навантаження підстанції

Необхідно нарисувати заступну схему електричної мережі, обчислити параметри заступної схеми, втрати потужності та енергії в елементах електричної мережі.

Паспортні дані трансформатора:  $S_{ном} = 40 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ ;  $U_{ВН} = 115 \text{ кВ}$ ;  
 $U_{НН} = 10,5 \text{ кВ}$ ;  $u_k = 10,5 \%$ ;  $\Delta P_k = 172 \text{ кВт}$ ;  $\Delta P_{н.х} = 36 \text{ кВт}$ ;  $\Delta Q_{н.х} = 260 \text{ квар}$ ;  
 $I_{н.х} = 0,65 \%$ .

Провід: АС – 240/39;  $d = 21,6 \text{ мм}$ ;  $r_0 = 0,12 \text{ Ом/км}$ ;  $x_0 = 0,405 \text{ Ом/км}$ ;  
 $b_0 = 2,81 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}$ .

#### Розв'язання.

Заступна схема мережі показана на рис. 3.30. Втратами на корону ліній електропересялення  $110 \text{ кВ}$  нехтуємо, оскільки їхнє значення мале.

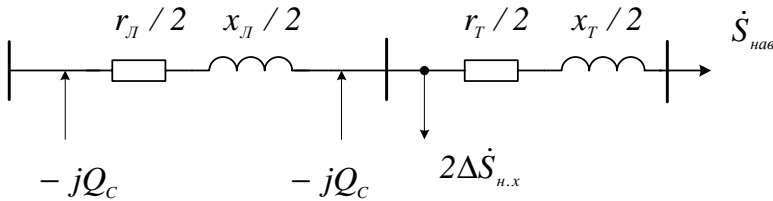


Рис. 3.30. Заступна схема електричної мережі

Поздовжні параметри ділимо на два, поперечні додаємо, оскільки паралельно увімкнено дві лінії і два трансформатори.

За довідковими даними обчислюємо параметри заступної схеми.

Поздовжні параметри заступної схеми лінії електропересялення

$$r_{\text{Л}} = r_0 l = 0,12 \cdot 77 = 9,24 \text{ Ом};$$

$$x_{\text{Л}} = x_0 l = 0,405 \cdot 77 = 31,185 \text{ Ом}.$$

Повний поздовжній опір лінії електропересялення

$$\underline{Z}_{\text{Л}} = r_{\text{Л}} + jx_{\text{Л}} = (9,24 + j31,185) \text{ Ом}.$$

Поперечна реактивна провідність та зарядна потужність лінії електропересялення

$$b_{\text{Л}} = b_0 l = 2,81 \cdot 10^{-6} \cdot 77 = 2,164 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$Q_{\text{С}} = U_{\text{ном}}^2 b_0 l = 110^2 \cdot 2,81 \cdot 10^{-6} \cdot 77 = 2,618 \text{ Мвар}.$$

Параметри трансформатора зводимо до високої сторони  $U_{\text{ном}} = U_{\text{ВН}}$ .

Поздовжні параметри заступної схеми трансформатора

$$r_{\text{Т}} = \Delta P_{\text{к}} \cdot 10^{-3} \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}^2} = 172 \cdot 10^{-3} \frac{115^2}{40^2} = 1,422 \text{ Ом};$$

$$x_{\text{Т}} = \frac{u_{\text{к}} [\%]}{100} \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{40} = 34,716 \text{ Ом}.$$

Повний поздовжній опір трансформатора

$$\underline{Z}_{\text{Т}} = r_{\text{Т}} + jx_{\text{Т}} = (1,422 + j34,716) \text{ Ом}.$$

Поперечні параметри заступної схеми трансформатора

$$g_T = \frac{\Delta P_{н.х} \cdot 10^{-3}}{U_{ном}^2} = \frac{36 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 2,722 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$b_T = \frac{I_{н.х} [\%] S_{ном}}{100 U_{ном}^2} = \frac{0,65 \cdot 40 \cdot 10^{-6}}{100 \cdot 115^2} = 0,1966 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Повна поперечна провідність трансформатора

$$\underline{Y}_T = g_T - jb_T = (2,722 - j0,1966) \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Повна потужність навантаження

$$S_{нав} = \sqrt{P_{нав}^2 + Q_{нав}^2} = \sqrt{32^2 + 19^2} = 37,216 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Обчислюємо змінні втрати потужності в трансформаторах

$$\Delta P_T = \frac{P_{нав}^2 + Q_{нав}^2}{U_{ном}^2} \cdot \frac{r_T}{2} = \frac{32^2 + 19^2}{110^2} \cdot \frac{1,4}{2} = 0,081 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_T = \frac{P_{нав}^2 + Q_{нав}^2}{U_{ном}^2} \cdot \frac{x_T}{2} = \frac{32^2 + 19^2}{110^2} \cdot \frac{34,7}{2} = 1,987 \text{ Мвар};$$

$$\Delta \dot{S}_T = \Delta P_T - j\Delta Q_T = (0,081 - j1,987) \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\Delta \dot{S}_{н.х} = 2(\Delta P_{н.х} - j\Delta Q_{н.х}) = 2 \cdot (0,036 - j0,26) = (0,072 - j0,52) \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Потужність, яка протікає поздовжніми параметрами лінії електропередавання

$$\begin{aligned} \dot{S}''_{Л} &= P''_{Л} - jQ''_{Л} = \dot{S}_{нав} + \Delta \dot{S}_T + \Delta \dot{S}_{н.х} + jQ_C = P_{нав} - jQ_{нав} + \Delta P_T - j\Delta Q_T + \\ &+ 2(\Delta P_{н.х} - j\Delta Q_{н.х}) + jQ_C = 32 - j19 + 0,081 - j1,987 + 2 \cdot (0,036 - j0,26) + \\ &+ j2,618 = (32,153 - j18,889) \text{ МВ} \cdot \text{А}. \end{aligned}$$

Втрати потужності в ЛЕП. Втратами на корону (постійні втрати) ЛЕП 110 кВ нехтуємо через їхнє мале значення. Змінні втрати в ЛЕП

$$\begin{aligned} \Delta P_{Л} &= \frac{(P''_{Л})^2 + (Q''_{Л})^2}{U_{ном}^2} \cdot \frac{r_{Л}}{2} = \\ &= \frac{32,153^2 + 18,889^2}{110^2} \cdot \frac{9,24}{2} = 0,531 \text{ МВт}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta Q_{Л} &= \frac{(P''_{Л})^2 + (Q''_{Л})^2}{U_{ном}^2} \cdot \frac{x_{Л}}{2} = \\ &= \frac{32,153^2 + 18,889^2}{110^2} \cdot \frac{31,185}{2} = 1,792 \text{ Мвар}. \end{aligned}$$

Щоб обчислити втрати енергії в елементах електричної мережі, необхідно знайти час використання максимального навантаження  $T_{мах}$ .

Середнє значення коефіцієнта потужності

$$\cos \varphi_{\text{сеп}} = P_{\text{нав}} / S_{\text{нав}} = P_{\text{нав}} / \sqrt{P_{\text{нав}}^2 + Q_{\text{нав}}^2} = 32 / \sqrt{32^2 + 19^2} = 0,86.$$

Кількість електроенергії, яка пересилається до споживача, визначається із річного графіка навантаження. Площа, яка обмежена заданим графіком навантаження і координатними осями, визначає кількість електроенергії, яка пересилається до споживача

$$S_1 = S_{\text{нав}} = 37,216; S_2 = 0,8 S_{\text{нав}} = 0,8 \cdot 37,216 = 29,772;$$

$$S_3 = 0,7 S_{\text{нав}} = 0,7 \cdot 37,216 = 26,051;$$

$$\begin{aligned} W &= S_1 T_1 \cos \varphi_{\text{сеп}} + S_2 (T_2 - T_1) \cos \varphi_{\text{сеп}} + S_3 (T_3 - T_2) \cos \varphi_{\text{сеп}} = \\ &= 37,211 \cdot 3000 \cdot 0,86 + 29,772 \cdot (6000 - 3000) \cdot 0,86 + \\ &= 26,051 \cdot (8760 - 6000) \cdot 0,86 = 2,346 \cdot 10^5 \text{ MBm} \cdot \text{год}. \end{aligned}$$

Час використання максимального навантаження знаходимо, враховуючи, що  $S_1 = S_{\text{max}}$

$$T_{\text{max}} = W / (S_{\text{max}} \cos \varphi_{\text{сеп}}) = 2,346 \cdot 10^5 / 37,212 \cdot 0,86 = 7,332 \cdot 10^3 \text{ год}.$$

Час максимальних втрат

$$\begin{aligned} \tau &= (0,124 + T_{\text{max}} / 10^4)^2 \cdot 8760 = (0,124 + 7,332 \cdot 10^3 / 10^4)^2 \cdot 8760 = \\ &= 6,437 \cdot 10^3 \text{ год}. \end{aligned}$$

Обчислюємо втрати електричної енергії в елементах електричної мережі

$$\begin{aligned} \Delta W_{\Sigma} &= \Delta W_{T_{\Sigma}} + \Delta W_{L_{\Sigma}} = n \Delta P_{\text{н.х}} \cdot 8760 + \\ &+ \frac{\Delta P_{\text{к.з}}}{n} \left( \frac{S_{\text{нав}}}{S_{\text{ном}}} \right)^2 \tau + n \Delta P_{\text{кор}} \cdot 8760 + \frac{r_L}{n} \frac{(S''_L)^2}{U_{\text{ном}}^2} \tau = \\ &= 2 \Delta P_{\text{н.х}} \cdot 8760 + (\Delta P_T + \Delta P_L) \tau = 2 \cdot 0,036 \cdot 8760 + \\ &+ (0,081 + 0,531) \cdot 6437 = 4,572 \cdot 10^3 \text{ MBm} \cdot \text{год}. \end{aligned}$$

### 3.9. Розрахункове навантаження вузла

Для запису повної потужності є два різні вирази, які дають однаковий остаточний результат. Розглянемо можливі варіанти. Як відомо з дисципліни теоретичної електротехніки, добуток комплексів фазної напруги та струму (рис. 3.31) не дає ніякого уявлення про значення активної та реактивної потужностей, оскільки сума кутів  $\alpha + \beta$ , які входять в рівняння (3.136), не дорівнює куту зсуву фаз між векторами струму і напруги, як це необхідно для того, щоб одержати вирази активної  $P_{\Phi} = U_{\Phi} I \cos \varphi$  та реактивної потужностей  $Q_{\Phi} = U_{\Phi} I \sin \varphi$ , тобто

$$\begin{aligned} \dot{U}_{\Phi} \dot{I}_{\Phi} &= U_{\Phi} (\cos \alpha + j \sin \alpha) I (\cos \beta + j \sin \beta) = \\ &= U_{\Phi} I (\cos \alpha \cos \beta + j \sin \alpha \cos \beta + j \cos \alpha \sin \beta - \sin \alpha \sin \beta) = \\ &= U_{\Phi} I (\cos(\alpha + \beta) + j \sin(\alpha + \beta)). \end{aligned} \quad (3.136)$$



Дійсно, якщо взяти добуток комплексу струму  $\dot{I} = I \cos \beta + jI \sin \beta$  на спряжений комплекс напруги  $U_{\phi}^* = U_{\phi} \cos \alpha - jU_{\phi} \sin \alpha$  для активно-індуктивного навантаження, коли струм  $\dot{I}$  відстає від фазної напруги  $\dot{U}_{\phi}$ , тобто якщо  $\alpha > \beta$ , отримаємо

$$\begin{aligned} \dot{I}U_{\phi}^* &= I(\cos \beta + j \sin \beta)U_{\phi}(\cos \alpha - j \sin \alpha) = \\ &= U_{\phi}I(\cos \alpha \cos \beta - j \sin \alpha \cos \beta + j \cos \alpha \sin \beta + \sin \alpha \sin \beta) = \\ &= U_{\phi}I(\cos(\alpha - \beta) - j \sin(\alpha - \beta)) = U_{\phi}I(\cos \varphi - j \sin \varphi) = \\ &= U_{\phi}I \cos \varphi - jU_{\phi}I \sin \varphi = P_{\phi} - jQ_{\phi} = \dot{S}_{\phi}. \end{aligned} \quad (3.137)$$

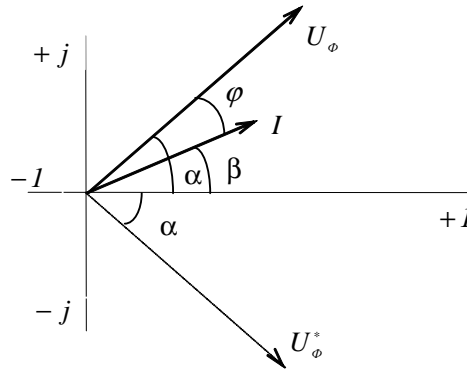


Рис. 3. 31. Комплексне зображення повної потужності

Аналогічно одержимо формулу повної потужності для активно-ємнісного навантаження, якщо  $\beta > \alpha$

$$\begin{aligned} \dot{I}U_{\phi}^* &= I(\cos \beta + j \sin \beta)U_{\phi}(\cos \alpha - j \sin \alpha) = \\ &= U_{\phi}I(\cos \alpha \cos \beta - j \sin \alpha \cos \beta + j \cos \alpha \sin \beta + \\ &+ \sin \alpha \sin \beta) = U_{\phi}I(\cos(\alpha - \beta) - j \sin(\alpha - \beta)) = \\ &= U_{\phi}I(\cos(-\varphi) - j \sin(-\varphi)) = U_{\phi}I(\cos \varphi + j \sin \varphi) = \\ &= U_{\phi}I \cos \varphi + jU_{\phi}I \sin \varphi = P_{\phi} + jQ_{\phi} = \dot{S}_{\phi}. \end{aligned} \quad (3.138)$$

Якщо взяти добуток комплексу фазної напруги на спряжений комплекс струму, то аналогічно отримаємо значення повної потужності, якщо навантаження активно-індуктивне

$$\dot{U}_{\phi}I^* = U_{\phi}I \cos \varphi + jU_{\phi}I \sin \varphi = P_{\phi} + jQ_{\phi} = \dot{S}_{\phi}, \quad (3.139)$$

і для активно-ємнісного навантаження

$$\dot{U}_{\phi}I^* = U_{\phi}I \cos \varphi - jU_{\phi}I \sin \varphi = P_{\phi} - jQ_{\phi} = \dot{S}_{\phi}. \quad (3.140)$$

Отже, для позначення повної потужності ми отримали два вирази, які дають однаковий остаточний результат.

Надалі будемо вживати запис повної потужності як комплекс струму на спряжений комплекс напруги. Це пояснюється однотипністю формул повного струму і повної потужності, тобто збігом знаків у реактивних складових струму та потужності, що дає змогу під час розрахунку усталених режимів електричних мереж використовувати формули однакової структури і не виконувати додаткових розрахункових операцій.

Якщо струм відстає від напруги, тобто  $\dot{I} = I_a - jI_r$ , прийнявши, що вектор напруги збігається з додатним напрямом дійсної осі координат, у виразі повної потужності отримаємо реактивну потужність зі знаком мінус  $\dot{S}_\phi = P_\phi - jQ_\phi$ . Якщо струм випереджає напругу, тобто  $\dot{I} = I_a + jI_r$ , вираз повної потужності  $\dot{S}_\phi = P_\phi + jQ_\phi$ . Тому надалі будемо застосовувати перший вираз повної потужності, який для трифазної електричної мережі з рівномірним навантаженням фаз має вигляд  $\dot{S} = \sqrt{3}U^* \dot{I}$ .

Аналізуючи режими електричних мереж, широко використовуються розрахункові потужності, які вводяться для спрощення розрахункових схем електричних мереж та їхніх математичних моделей.

Розглянемо приклад обчислення розрахункового навантаження підстанції з двообвитковим трансформатором, до якої приєднано дві лінії (рис. 3.32).

Для розрахунку усталених режимів електричних мереж краще використовувати заступну схему (рис. 3.32, в), в якій поперечні параметри елементів відтворюються потужностями, оскільки потрібно менше обчислювальних операцій.

Розрахункова потужність такого вузла навантаження

$$\begin{aligned} \dot{S}_P &= \dot{S}_{нав} + \Delta \dot{S}_T + \Delta \dot{S}_{н.х} + \Delta P_{кор1} / 2 + \Delta P_{кор2} / 2 + \\ &+ jQ_{C1} / 2 + jQ_{C2} / 2 = P_{нав} - jQ_{нав} + 3I_T^2 r_T - \\ &- j3I_T^2 x_T + \Delta P_{н.х} - j\Delta Q_{н.х} + \Delta P_{кор1} / 2 + \Delta P_{кор2} / 2 + \\ &+ jQ_{C1} / 2 + jQ_{C2} / 2 = P_{нав} - jQ_{нав} + \frac{P_{нав}^2 + Q_{нав}^2}{U_{ном}^2} r_T - \\ &- j \frac{P_{нав}^2 + Q_{нав}^2}{U_{нав}^2} x_T + g_T U_{ном}^2 - j b_T U_{ном}^2 + U_{ном}^2 g_{Л1} / 2 + \\ &+ U_{ном}^2 g_{Л2} / 2 + j U_{ном}^2 b_{Л1} / 2 + j U_{ном}^2 b_{Л2} / 2 = \dot{S}_{нав} + \\ &+ (S_{нав} / U_{ном})^2 \underline{Z}_T^* + \underline{Y}_T U_{ном} + \underline{Y}_{Л1} U_{ном} / 2 + \underline{Y}_{Л2} U_{ном}^2 / 2, \end{aligned} \quad (3.141)$$

де  $\underline{Z}_{Л1} = r_{Л1} + jx_{Л1}$ ;  $\underline{Z}_{Л2} = r_{Л2} + jx_{Л2}$ ;  $\underline{Z}_T = r_T + jx_T$ ;  $\underline{Y}_T = g_T - jb_T$ ;  
 $\underline{Y}_{Л1} = g_{Л1} + jb_{Л1}$ ;  $\underline{Y}_{Л2} = g_{Л2} + jb_{Л2}$ ;  $U_{ном}$  – номінальна напруга, В.

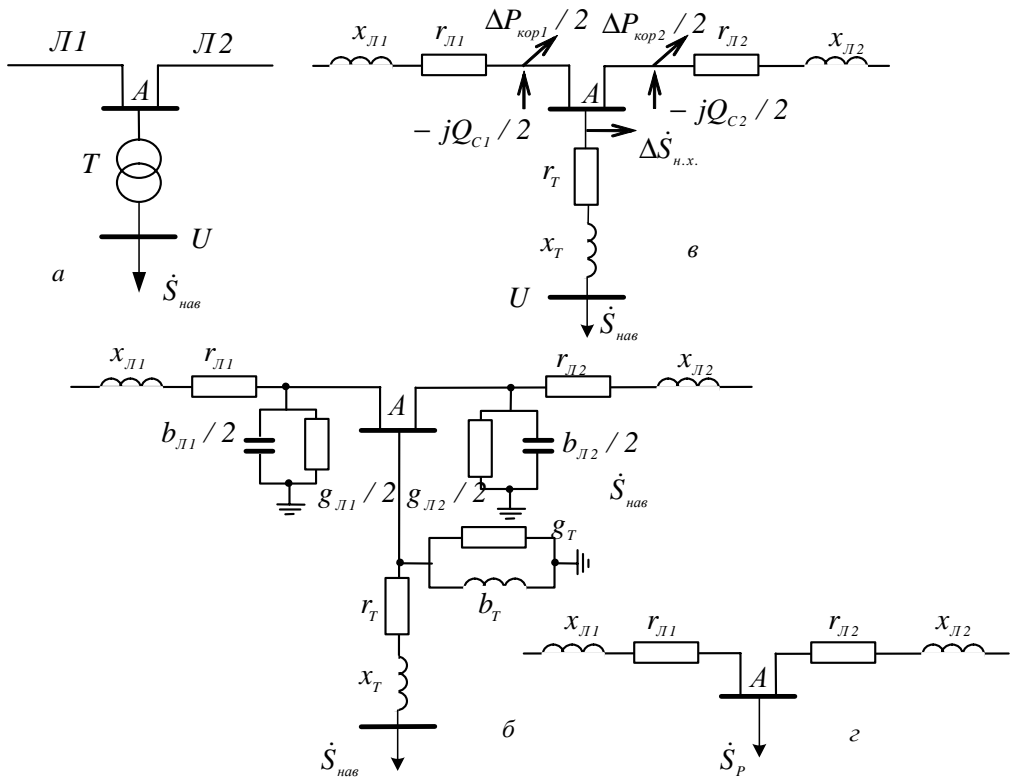


Рис. 3.32. Схеми вузла навантаження: а – однолінійна; б – заступна, якщо всі елементи відтворені через параметри; в – заступна, якщо поперечні елементи відтворені через потужності; г – розрахункова

Розглянемо також приклад обчислення розрахункового навантаження для підстанції, яка складається з триобвиткового трансформатора і живиться двоковою лінією (рис. 3.33, а).

На рис. 3.33, б зображено повну заступну схему вузла навантаження, параметри якого зведені до напруги  $U_{ВН}$  і обчислюються за формулами, що наведені в п. 3.1 і п. 3.2. Оскільки до початку розрахунку напруга в різних точках заступної схеми невідома, то для наближених розрахунків приймаємо, що в усіх точках заступної схеми вона дорівнює номінальній напрузі електричної мережі, до якої зводяться параметри.

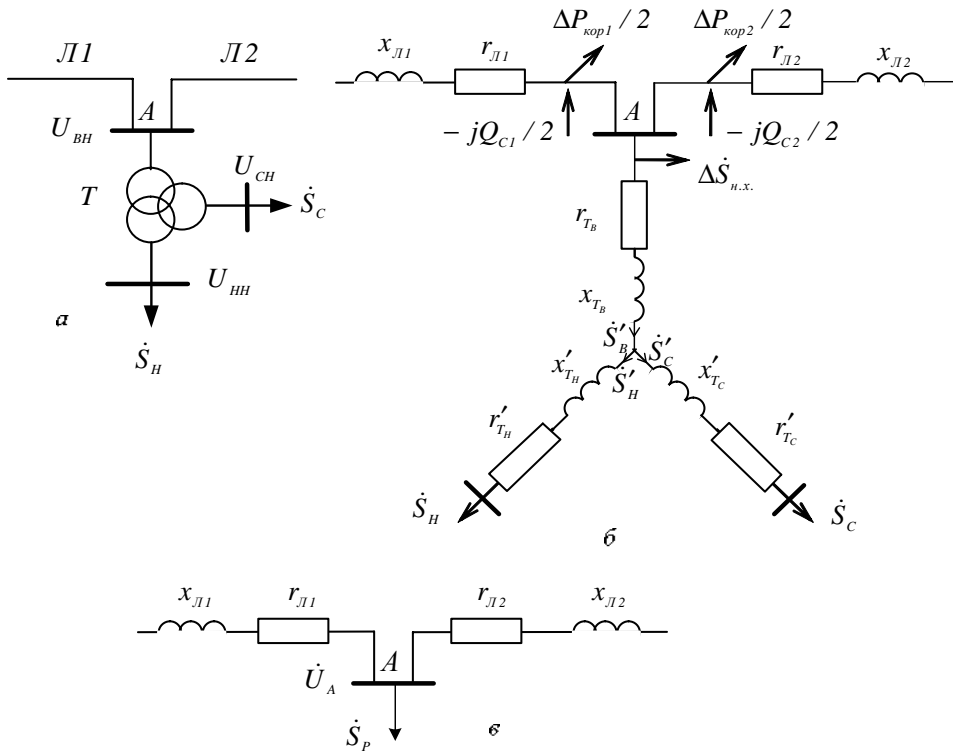


Рис. 3.33. Схеми вузла навантаження:  
а – однолінійна; б – заступна; в – розрахункова

На підставі вищесказаного розрахункова потужність визначається так

$$\Delta \dot{S}_H = 3I_H^2 \underline{Z}_{T_H}^* = \frac{P_H^2 + Q_H^2}{U_{ном}^2} \underline{Z}_{T_H}^*; \quad (3.142)$$

$$\Delta \dot{S}_C = 3I_C^2 \underline{Z}_{T_C}^* = \frac{P_C^2 + Q_C^2}{U_{ном}^2} \underline{Z}_{T_C}^*; \quad (3.143)$$

$$\dot{S}_H' = \dot{S}_H + \Delta \dot{S}_H; \quad (3.144)$$

$$\dot{S}_C' = \dot{S}_C + \Delta \dot{S}_C; \quad (3.145)$$

$$\dot{S}_B' = \dot{S}_C' + \dot{S}_H'; \quad (3.146)$$

$$\Delta \dot{S}_B = \frac{(P_B')^2 + (Q_B')^2}{U_{ном}^2} \underline{Z}_{T_B}^*; \quad (3.147)$$

$$\dot{S}_{PA} = \dot{S}_B' + \Delta \dot{S}_B + \Delta \dot{S}_{н.х} + \Delta P_{кор1} / 2 + \Delta P_{кор2} / 2 + jQ_{C1} / 2 + jQ_{C2} / 2. \quad (3.148)$$

За такого підходу розрахункова потужність є постійним значенням.

Для точних розрахунків необхідно врахувати статичні характеристики навантаження  $P_H(U)$ ,  $Q_H(U)$ ,  $P_C(U)$ ,  $Q_C(U)$ , а також використовувати статичні вебер-амперні характеристики шунта намагнення трансформатора, задавши попередньо напруги обмоток СН та НН трансформатора, а також вольт-кулонні характеристики втрат на корону ліній.

### Приклад 3.9.

Обчислити розрахункові потужності вузлів навантаження електричної мережі, зображеної на рис. 3.34. Номінальна напруга лінії магістральної мережі  $U_{ном} = 110 \text{ кВ}$ .

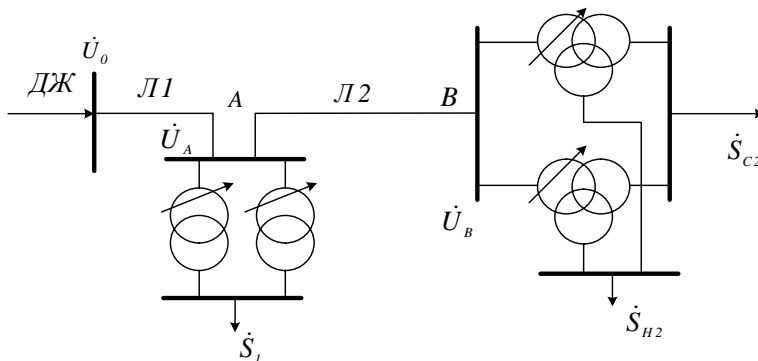


Рис. 3.34. Схема магістральної електричної мережі

На підстанції А встановлено два трансформатори типу ТДН – 10000 / 110.

Паспортні дані:  $S_{ном} = 10 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ ;  $U_{ВН} = 115 \text{ кВ}$ ;  $U_{НН} = 11 \text{ кВ}$ ;  $u_k = 10,5 \%$ ;  $\Delta P_k = 60 \text{ кВт}$ ;  $I_{н.х} = 0,7 \%$ ;  $\Delta P_{н.х} = 14 \text{ кВт}$ .

Навантаження:  $\dot{S}_I = P_I - jQ_I = S_I \cos \varphi_I - jS_I \sin \varphi_I = 14 \cdot 0,9 - j14 \cdot 0,436 = (12,6 - j6,102) \text{ МВ} \cdot \text{А}$ .

На підстанції В встановлено два трансформатори типу ТДТН – 16000 / 110.

Паспортні дані:  $S_{ном} = 16 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ ;  $U_{ВН} = 115 \text{ кВ}$ ;  $U_{СН} = 38,5 \text{ кВ}$ ;  $u_{кв-с} = 10,5 \%$ ;  $\Delta P_{кmax} = 100 \text{ кВт}$ ;  $I_{н.х} = 1 \%$ ;  $\Delta P_{н.х} = 23 \text{ кВт}$ .

Навантаження:  $S_2 = 22 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ ;  $S_{C2} = 0,7S_2$ ;  $\cos \varphi_{C2} = 0,91$ ;

$S_{H2} = 0,3S_2$ ;  $\cos \varphi_{H2} = 0,88$ ;

$\dot{S}_{C2} = P_{C2} - jQ_{C2} = S_{C2} \cos \varphi_{C2} - jS_{C2} \sin \varphi_{C2} = 15,4 \cdot 0,91 - j15,4 \cdot 0,415 = (14,014 - j6,385) \text{ МВ} \cdot \text{А}$ ;

$\dot{S}_{H2} = P_{H2} - jQ_{H2} = S_{H2} \cos \varphi_{H2} - jS_{H2} \sin \varphi_{H2} = 6,6 \cdot 0,88 - j6,6 \cdot 0,475 = (5,808 - j3,135) \text{ МВ} \cdot \text{А}$ .

Параметри ліній.

Л1: Провід АС – 240/32;  $l_1 = 37 \text{ км}$ ;  $r_0 = 0,12 \text{ Ом/км}$ ;

$x_0 = 0,405 \text{ Ом/км}$ ;  $b_0 = 2,81 \cdot 10^{-6} \text{ СМ/км}$ .

Л2: Провід АС – 120/19;  $l_2 = 43 \text{ км}$ ;  $r_0 = 0,249 \text{ Ом/км}$ ;

$x_0 = 0,427 \text{ Ом/км}$ ;  $b_0 = 2,66 \cdot 10^{-6} \text{ СМ/км}$ .

### Розв'язання.

Заступна схема магістральної мережі зображена на рис. 3.35. Під час розрахунку режимів в електричних мережах 110 кВ втратами на корону нехтуємо.

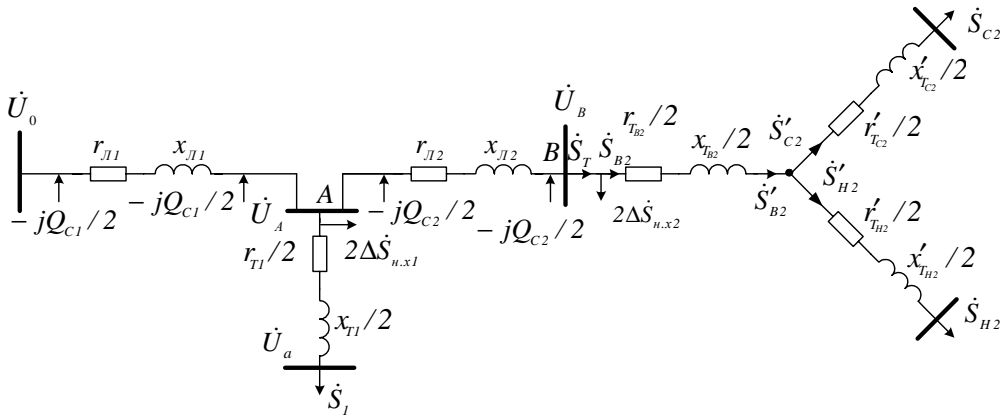


Рис. 3.35. Заступна схема магістральної електричної мережі

Обчислюємо параметри заступної схеми магістральної електричної мережі.

Л1:  $r_{Л1} = r_0 l_1 = 0,12 \cdot 37 = 4,44 \text{ Ом}$ ;

$x_{Л1} = x_0 l_1 = 0,405 \cdot 37 = 14,985 \text{ Ом}$ ;

$\underline{Z}_{Л1} = r_{Л1} + jx_{Л1} = (4,44 + j14,985) \text{ Ом}$ ;

$Q_{C1} = U_{ном}^2 b_0 l_1 = 110^2 \cdot 2,81 \cdot 10^{-6} \cdot 37 = 0,011 \text{ Мвар}$ .

Л2:  $r_{Л2} = r_0 l_2 = 0,249 \cdot 43 = 10,707 \text{ Ом}$ ;

$x_{Л2} = x_0 l_2 = 0,427 \cdot 43 = 18,361 \text{ Ом}$ ;

$\underline{Z}_{Л2} = r_{Л2} + jx_{Л2} = (10,707 + j18,361) \text{ Ом}$ ;

$Q_{C2} = U_{ном}^2 b_0 l_2 = 110^2 \cdot 2,66 \cdot 10^{-6} \cdot 43 = 0,013 \text{ Мвар}$ .

Т1:  $r_{Т1} = \Delta P_{\kappa} \cdot 10^{-3} \frac{U_{BH}^2}{S_{ном}^2} = 60 \cdot 10^{-3} \frac{115^2}{10^2} = 7,935 \text{ Ом}$ ;

$x_{Т1} = \frac{u_{\kappa} [\%]}{100} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{ном}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{10} = 138,862 \text{ Ом}$ ;

$$\underline{Z}_{T1} = r_{T1} + jx_{T1} = (7,935 + j138,862) \text{ Ом};$$

$$\Delta Q_{h.x1} = \frac{I_{h.x} [\%] S_{ном}}{100} = \frac{0,7 \cdot 10}{100} = 0,07 \text{ Мвар};$$

$$\Delta \dot{S}_{h.x1} = \Delta P_{h.x1} - jQ_{h.x1} = (0,014 - j0,07) \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

$$T2: \quad r_{T_{B2}} = r'_{T_{C2}} = r'_{T_{H2}} = \frac{\Delta P_{кmax} \cdot 10^{-3}}{2} \frac{U_{BH}^2}{S_{ном}^2} = \frac{100 \cdot 10^{-3}}{2} \cdot \frac{115^2}{16^2} = 2,583 \text{ Ом};$$

$$u_{\kappa_B} = 0,5(u_{\kappa_{B-C}} + u_{\kappa_{B-H}} - u_{\kappa_{C-H}}) = 0,5 \cdot (10,5 + 17 - 6) = 10,75 \text{ \%};$$

$$u_{\kappa_C} = 0,5(u_{\kappa_{B-C}} + u_{\kappa_{C-H}} - u_{\kappa_{B-H}}) = 0,5 \cdot (10,5 + 6 - 17) \cong 0 \text{ \%};$$

$$u_{\kappa_H} = 0,5(u_{\kappa_{B-H}} + u_{\kappa_{C-H}} - u_{\kappa_{B-C}}) = 0,5 \cdot (17 + 6 - 10,5) = 6,25 \text{ \%};$$

$$x_{T_{B2}} = \frac{u_{\kappa_B} [\%]}{100} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{ном}} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{115^2}{16} = 88,855 \text{ Ом};$$

$$x'_{T_{C2}} = \frac{u_{\kappa_C} [\%]}{100} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{ном}} = \frac{0}{100} \cdot \frac{115^2}{16} \cong 0 \text{ Ом};$$

$$x'_{T_{H2}} = \frac{u_{\kappa_H} [\%]}{100} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{ном}} = \frac{6,25}{100} \cdot \frac{115^2}{16} = 51,66 \text{ Ом};$$

$$\Delta Q_{h.x2} = \frac{I_{h.x} [\%] S_{ном}}{100} = \frac{1 \cdot 16}{100} = 0,16 \text{ Мвар};$$

$$\Delta \dot{S}_{h.x2} = \Delta P_{h.x2} - jQ_{h.x2} = (0,023 - j0,16) \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\underline{Z}_{T_{B2}} = r_{T_{B2}} + jx_{T_{B2}} = (2,583 + j88,855) \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}'_{T_{C2}} = r'_{T_{C2}} + jx'_{T_{C2}} = (2,583 + j0) \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}'_{T_{H2}} = r'_{T_{H2}} + jx'_{T_{H2}} = (2,583 + j51,66) \text{ Ом}.$$

Обчислюємо розрахункові потужності вузлів навантаження.

Вузол А

$$\begin{aligned} \dot{S}_{PA} &= P_{PA} - jQ_{PA} = \dot{S}_I + \Delta \dot{S}_{T1} + 2\Delta \dot{S}_{h.x1} + jQ_{C1}/2 + jQ_{C2}/2 = \\ &= P_I - jQ_I + \frac{P_I^2 + Q_I^2}{U_{ном}^2} \underline{Z}_{T1}^* / 2 + 2(\Delta P_{h.x1} - jQ_{h.x1}) + jQ_{C1}/2 + jQ_{C2}/2 = \\ &= 12,6 - j6,102 + \frac{12,6^2 + 6,102^2}{110^2} \cdot (7,935 - j138,862) / 2 + \\ &+ 2 \cdot (0,014 - j0,07) + j0,011/2 + j0,013/2 = (14,092 - j1,253) \text{ МВ} \cdot \text{А}. \end{aligned}$$

Вузол В

$$\begin{aligned}\dot{S}'_{C2} &= P'_{C2} - jQ'_{C2} = \dot{S}_C + \Delta\dot{S}_{TC2} = P_{C2} - jQ_{C2} + \frac{P_{C2}^2 + Q_{C2}^2}{U_{ном}^2} \underline{Z}_{TC2}^* / 2 = \\ &= 14,014 - j6,385 + \frac{14,014^2 + 6,385^2}{110^2} \cdot (2,583 - j0) / 2 = \\ &= (14,039 - j6,385) \text{ MB} \cdot \text{A};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\dot{S}'_{H2} &= P'_{H2} - jQ'_{H2} = \dot{S}_{H2} + \Delta\dot{S}_{TH2} = P_{H2} - jQ_{H2} + \frac{P_{H2}^2 + Q_{H2}^2}{U_{ном}^2} \underline{Z}_{TH2}^* / 2 = \\ &= 5,808 - j3,135 + \frac{5,808^2 + 3,135^2}{110^2} \cdot (2,583 - j51,66) / 2 = \\ &= (5,813 - j3,228) \text{ MB} \cdot \text{A};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\dot{S}'_{B2} &= P'_{B2} - jQ'_{B2} = \dot{S}'_{C2} + \dot{S}'_{H2} = P'_{C2} - jQ'_{C2} + P'_{H2} - jQ'_{H2} = \\ &= 14,039 - j6,385 + 5,813 - j3,228 = (19,852 - j9,613) \text{ MB} \cdot \text{A};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\dot{S}_{B2} &= P_{B2} - jQ_{B2} = \dot{S}'_{B2} + \Delta\dot{S}_{TB2} = P'_{B2} - jQ'_{B2} + \frac{P_{B2}^2 + Q_{B2}^2}{U_{ном}^2} \underline{Z}_{TB2}^* / 2 = \\ &= 19,852 - j9,613 + \frac{19,852^2 + 9,613^2}{110^2} \cdot (2,583 - j88,855) / 2 = \\ &= (19,904 - j11,399) \text{ MB} \cdot \text{A};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\dot{S}_{PB} &= P_{PB} - jQ_{PB} = \dot{S}_{B2} + 2\Delta\dot{S}_{н.х2} + jQ_{C2} / 2 = \\ &= P_{B2} - jQ_{B2} + 2(\Delta P_{н.х2} - jQ_{н.х2}) + jQ_{C2} / 2 = \\ &= 19,904 - j11,399 + 2 \cdot (0,023 - j0,16) / 2 + j0,013 / 2 = \\ &= (19,95 - j11,713) \text{ MB} \cdot \text{A}.\end{aligned}$$

### Контрольні запитання

1. Якими заступними схемами можна подати ЛЕП?
2. Які параметри ЛЕП належать до поперечних і поздовжніх?
3. Які геометричні розміри ЛЕП необхідно змінювати, щоб зменшити втрати на корону?
4. Що таке робоча ємність ЛЕП?
5. Якими заступними схемами відображають ЛЕП залежно від напруги?
6. З яких дослідів визначаються поздовжні та поперечні параметри заступної схеми трансформатора?
7. Яка відмінність між трансформатором і автотрансформатором?



8. Що таке номінальна та типова потужності автотрансформатора?
9. Для чого використовуються трансформатори з розщепленими обвитками?
10. Якими способами можна подати навантаження в заступних схемах?
11. Що таке постійні та змінні втрати потужності й енергії в елементах електричної мережі?
12. Дати означення часу використання максимального навантаження та часу максимальних втрат.
13. Що таке повна потужність і якими способами можна записати вираз повної потужності?
14. Що таке розрахункова потужність вузла навантаження і для чого це поняття використовується?

## 4. АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ РОЗІМКНЕНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

Вихідними даними для розрахунку електричних мереж є відомі потужності чи струми приймачів електроенергії, значення номінальних напруг ЛЕП, напруга на шини джерела живлення електроенергії, а також параметри та схема електричних сполучень елементів електричних мереж, на підставі яких складається розрахункова заступна схема. За такого підходу враховуються характерні особливості мережі – конструкційне виконання ЛЕП, їхня довжина, номінальна напруга і призначення розрахунків, які можуть бути проектними чи експлуатаційними.

Режими розімкнених і простих замкнених електричних мереж найчастіше розраховуються методом послідовних наближень за струмом чи потужністю.

Надалі будемо розглядати два види розрахунку електричних мереж: – потужність і напруга задані в кінці електричної мережі (за даними кінця); – задана потужність в кінці і напруга на початку електричної мережі (за даними початку). Розрахунок може виконуватися наближено чи з уточненням.

Під час наближеного розрахунку вважається незмінною потужність розрахункового навантаження, прийнявши, що напруга в усіх точках електричної мережі є номінальною. Уточнений розрахунок ведеться за дійсними напругами з використанням статичних характеристик навантаження, вебер-амперних характеристик віток намагнення трансформатора й статичних вольт-кулонних характеристик втрат на корону.

### 4.1. Векторна діаграма напруг і струмів лінії електропередавання

Як відомо з теоретичних основ електротехніки, трифазна електрична мережа з симетричним навантаженням має однакові струми у фазах і однаковий зсув цих струмів щодо фазних напруг. Це дає змогу під час розрахунків трифазних електричних мереж розглядати тільки одну фазу й будувати векторні діаграми для фазних напруг, а потім переходити до лінійних.

Розглянемо радіальну мережу із заданим активно-індуктивним навантаженням (рис. 4.1).

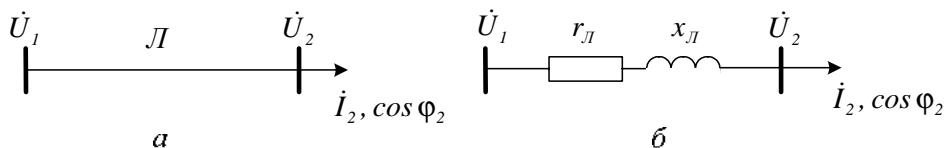


Рис. 4.1. Схеми радіальної електричної мережі:  
а – принципова; б – розрахункова

Для побудови спрощеної векторної діаграми ЛЕП заступна схема ЛЕП розглядається без поперечних параметрів.

Задачу розв'яжемо графічно, побудувавши для прийнятої заступної схеми векторну діаграму струмів і фазних напруг у комплексній площині.

Вектор фазної напруги  $\dot{U}_{\phi_2}$  суміщаємо з віссю дійсних значень (рис. 4.2).

Струм навантаження  $\dot{I}_2$  відкладаємо з точки  $0$  під заданим кутом  $\varphi_2$  до вектора  $\dot{U}_{\phi_2}$ .

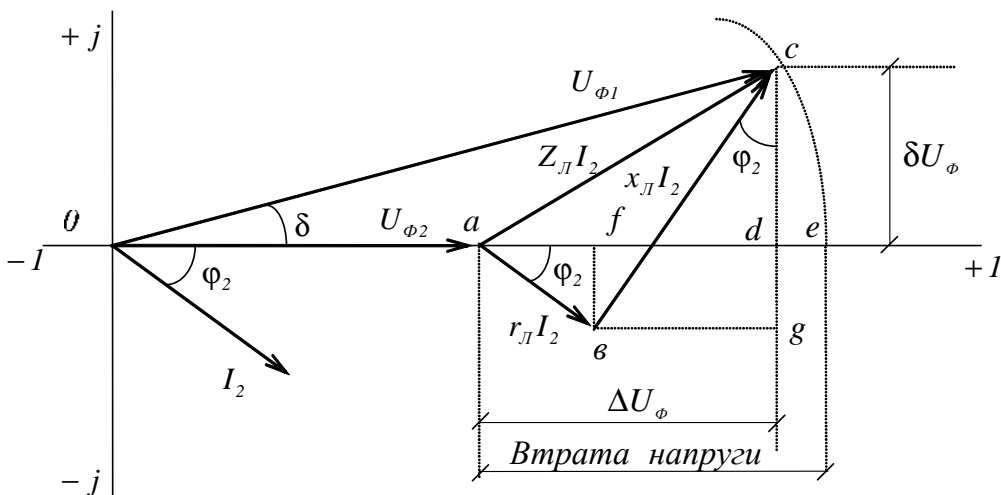


Рис. 4.2. Векторна діаграма струму та напруг лінії з активно-індуктивним навантаженням

У кінці вектора  $\dot{U}_{\phi_2}$  будуємо трикутник спаду напруги на опорах лінії, відкладаючи вектор спаду напруги на активному опорі  $ab = r_L I_2$  паралельно до вектора  $\dot{I}_2$  і вектор спаду напруги на індуктивному опорі  $bc = x_L I_2$  перпендикулярно до напрямку вектора  $\dot{I}_2$  у бік випередження вектора  $\dot{U}_{\phi_2}$ . З'єднавши точки  $0$  і  $c$ , отримуємо вектор напруги  $0c = \dot{U}_{\phi_1}$  на початку лінії за модулем і за фазою.

Геометрична різниця векторів напруг на початку і в кінці лінії дорівнює відрізку  $ac = \dot{U}_{\phi_1} - \dot{U}_{\phi_2} = \underline{Z}_L \dot{I}_2$  і називається спадом напруги в лінії.

Алгебраїчна різниця модулів напруг на початку і в кінці лінії дорівнює відрізку  $ae = U_{\phi_1} - U_{\phi_2}$  і називається втратою напруги в лінії.

Оскільки функціонування приймачів електроенергії залежить від значення напруги в кінці лінії і не залежить від її фази, то надалі, як правило, будемо визначати втрати напруги, а не її спад.

Щоб знайти втрати напруги, розрахуємо спочатку напругу на початку лінії  $\dot{U}_{\phi_1}$ .

Позначимо через  $\Delta U_\phi = ad$  – позовжню складову спаду напруги, а через  $\delta U_\phi = cd$  – поперечну складову. З векторної діаграми (рис. 4.2.) маємо

$$\Delta U_\phi = r_L I_2 \cos \varphi_2 + x_L I_2 \sin \varphi_2 ; \quad (4.1)$$

$$\delta U_\phi = x_L I_2 \cos \varphi_2 - r_L I_2 \sin \varphi_2 ; \quad (4.2)$$

$$U_{\phi_1} = \sqrt{(U_{\phi_2} + \Delta U_\phi)^2 + (\delta U_\phi)^2} , \quad (4.3)$$

чи

$$\begin{aligned} \dot{U}_{\phi_1} &= U_{\phi_2} + \Delta U_\phi + j\delta U_\phi = U_{\phi_2} + (r_L I_2 \cos \varphi_2 + \\ &+ x_L I_2 \sin \varphi_2) + j(x_L I_2 \cos \varphi_2 - r_L I_2 \sin \varphi_2), \end{aligned} \quad (4.4)$$

де  $r_L = r_0 l$  – активний опір лінії, Ом;  $x_L = x_0 l$  – індуктивний опір лінії, Ом;  $\underline{Z}_L = r_L + jx_L$  – повний опір лінії, Ом;  $U_{\phi_2}$  чи  $U_2 = \sqrt{3}U_{\phi_2}$  – фазна та лінійна напруга в кінці лінії, В;  $U_{\phi_2}$  чи  $U_1 = \sqrt{3}U_{\phi_1}$  – фазна і лінійна напруга на початку лінії, В;  $I_2$  – струм навантаження, А;  $\cos \varphi_2$  – коефіцієнт потужності навантаження.

Векторна діаграма може бути побудована і для лінійних напруг. Помноживши ліву і праву частину рівняння (4.3) на  $\sqrt{3}$ , отримаємо

$$U_1 = \sqrt{(U_2 + \Delta U)^2 + (\delta U)^2} , \quad (4.5)$$

чи

$$\begin{aligned} \dot{U}_1 &= U_2 + \Delta U + j\delta U = U_2 + \sqrt{3}(r_L I_2 \cos \varphi_2 + \\ &+ x_L I_2 \sin \varphi_2) + j\sqrt{3}(x_L I_2 \cos \varphi_2 - r_L I_2 \sin \varphi_2) = \\ &= U_2 + \sqrt{3}I_2(r_L \cos \varphi_2 + x_L \sin \varphi_2) + \\ &+ j\sqrt{3}I_2(x_L \cos \varphi_2 - r_L \sin \varphi_2). \end{aligned} \quad (4.6)$$

За такого підходу необхідно враховувати, що вектор струму зміщений на  $30^\circ$  щодо лінійної напруги, оскільки лінійна і фазна напруги мають кутове зміщення  $+30^\circ$ .

Кут між векторами напруг початку і кінця лінії обчислюється

$$\operatorname{tg} \delta = \frac{\delta U_\phi}{U_{\phi_2} + \Delta U_\phi} = \frac{\delta U}{U_2 + \Delta U} . \quad (4.7)$$

Якщо навантаження в кінці лінії задане активною потужністю  $P_2$  і коефіцієнтом потужності  $\cos \varphi_2$  чи  $\dot{S}_2 = P_2 - jQ_2$ , то активна потужність

$$P_2 = \sqrt{3}U_2 I_2 \cos \varphi_2 = \sqrt{3}U_2 I_{a2} = S_2 \cos \varphi_2 ; \quad (4.8)$$

реактивна потужність

$$Q_2 = \sqrt{3}U_2 I_2 \sin \varphi_2 = \sqrt{3}U_2 I_{p2} = S_2 \sin \varphi_2 , \quad (4.9)$$

і повна потужність

$$S_2 = \sqrt{3}U_2I_2. \quad (4.10)$$

Визначимо з виразів активної, реактивної та повної потужностей відповідно

$$\sqrt{3}I_2 \cos \varphi_2 = P_2 / U_2; \quad (4.11)$$

$$\sqrt{3}I_2 \sin \varphi_2 = Q_2 / U_2; \quad (4.12)$$

$$\sqrt{3}I_2 = S_2 / U_2. \quad (4.13)$$

Підставивши (4.11) – (4.13) у (4.6), отримаємо

$$\begin{aligned} \dot{U}_1 = U_2 + \frac{r_L P_2 + x_L Q_2}{U_2} + j \frac{x_L P_2 - r_L Q_2}{U_2} = U_2 + \\ + \frac{S_2}{U_2} (r_L \cos \varphi_2 + x_L \sin \varphi_2) + j \frac{S_2}{U_2} (x_L \cos \varphi_2 - r_L \sin \varphi_2). \end{aligned} \quad (4.14)$$

Векторна діаграма струмів і напруг для заступної схеми лінії, зображеної на рис. 4.3, з урахуванням усіх параметрів, якщо задані  $U_{\phi 2}$ ,  $I_2$  і  $\cos \varphi_2$ , показана на рис. 4.4.

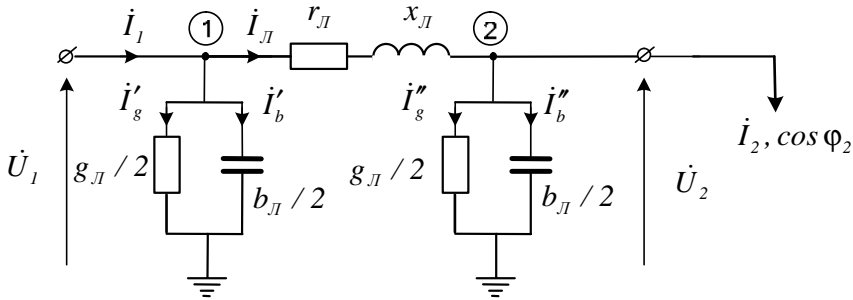


Рис. 4.3. Заступна схема лінії електропередавання

Розглянемо побудову векторної діаграми струмів і напруг для заступної схеми лінії (рис. 4.3), сумістивши вектор напруги в кінці лінії з дійсною віссю. Активний та ємнісний струми у провідностях кінця лінії обчислюються

$$\dot{I}_g'' = g_L \dot{U}_{\phi 2} / 2; \quad \dot{I}_b'' = j b_L \dot{U}_{\phi 2} / 2. \quad (4.15)$$

Вектор активного струму  $\dot{I}_g''$  у провідності  $g_L / 2$  збігається з напрямком вектора напруги  $\dot{U}_{\phi 2}$ , вектор ємнісного струму  $\dot{I}_b''$  випереджує  $\dot{U}_{\phi 2}$  на  $90^\circ$ . Додавши геометрично  $\dot{I}_2$ ,  $\dot{I}_g''$  і  $\dot{I}_b''$ , отримуємо струм, який протікає через поздовжні параметри лінії  $\dot{I}_L$ . Струм початку лінії

$$\dot{I}_1 = \dot{I}_L + \dot{I}_g' + \dot{I}_b', \quad (4.16)$$

де  $\dot{I}'_g = g_L \dot{U}_{\phi 1} / 2$ ,  $\dot{I}'_b = jb_L \dot{U}_{\phi 1} / 2$ .

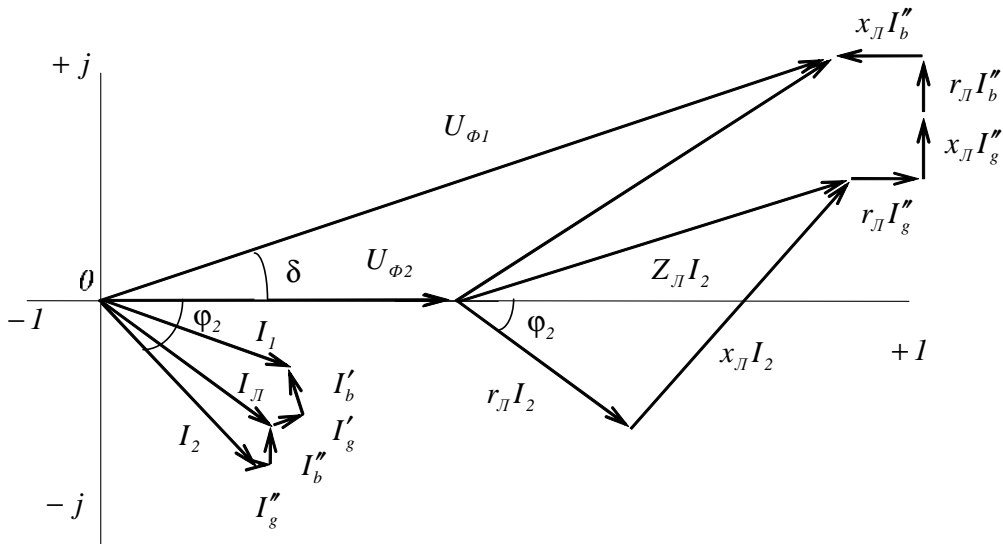


Рис. 4.4. Векторна діаграма струмів та напруг лінії

Вектор струму  $\dot{I}'_g$  збігається з напрямом вектора напруги  $\dot{U}_{\phi 1}$ , а вектор  $\dot{I}'_b$  випереджує  $\dot{U}_{\phi 1}$  на  $90^\circ$ .

Для визначення напруги на початку лінії використовуємо метод накладання, будуючи вектори спаду напруги від струмів  $\dot{I}_2$ ,  $\dot{I}''_g$ ,  $\dot{I}''_b$  окремо, а не від сумарного струму  $\dot{I}_L$ . Вектор спаду напруги  $r_L \dot{I}_2$  на активному опорі лінії  $r_L$  від  $\dot{I}_2$ , додаємо до напруги  $\dot{U}_{\phi 2}$ , який збігається з струмом  $\dot{I}_2$ . Від кінця вектора спаду напруги на активному опорі під кутом  $90^\circ$  у бік випередження, відкладаємо вектор  $x_L \dot{I}_2$ , тобто спад напруги на індуктивному опорі лінії  $x_L$  від  $\dot{I}_2$ . Аналогічно додаємо вектори  $r_L \dot{I}''_g$ ,  $x_L \dot{I}''_g$ ,  $r_L \dot{I}''_b$ ,  $x_L \dot{I}''_b$ . Сполучивши початок системи координат з вектором  $x_L \dot{I}''_b$ , отримуємо вектор напруги  $\dot{U}_{\phi 1}$ .

Як було сказано раніше, для розрахунку режимів приймачів електричної енергії досить визначити втрати напруги, тобто алгебраїчну різницю напруг початку і кінця лінії. Робота споживачів електроенергії залежить від прикладеної напруги і не залежить від фази. Кутове зміщення векторів напруги початку і кінця лінії має значення під час розгляду питань стійкості роботи електричних мереж.

Визначаємо з векторної діаграми (рис. 4.4) напругу на початку лінії, тобто

$$U_{\phi I} = \sqrt{(U_{\phi 2} + r_L(I_{a_2} + I_g'') + x_L(I_{p_2} - I_b''))^2 + (x_L(I_{a_2} + I_g'') - r_L(I_{p_2} - I_b''))^2} =$$

$$= \sqrt{(U_{\phi 2} + r_L(I_2 \cos \varphi_2 + I_g'') + x_L(I_2 \sin \varphi_2 - I_b''))^2 + (x_L(I_2 \cos \varphi_2 + I_g'') - r_L(I_2 \sin \varphi_2 - I_b''))^2}. \quad (4.17)$$

Поздовжня складова спаду напруги

$$\Delta U_{\phi} = r_L(I_{a_2} + I_g'') + x_L(I_{p_2} - I_b'') =$$

$$= r_L(I_2 \cos \varphi_2 + I_g'') + x_L(I_2 \sin \varphi_2 - I_b''). \quad (4.18)$$

Поперечна складова спаду напруги

$$\delta U_{\phi} = x_L(I_2 \cos \varphi_2 + I_g'') - r_L(I_2 \sin \varphi_2 - I_b''). \quad (4.19)$$

Звідси формулу (4.17) можна записати у вигляді

$$U_{\phi I} = \sqrt{(U_{\phi 2} + \Delta U_{\phi})^2 + (\delta U_{\phi})^2}, \quad (4.20)$$

чи у комплексній формі

$$\dot{U}_{\phi I} = U_{\phi 2} + \Delta U_{\phi} + j\delta U_{\phi}. \quad (4.21)$$

Кут зміщення між напругою початку і кінця лінії

$$\operatorname{tg} \delta = \frac{\delta U_{\phi}}{U_{\phi 2} + \Delta U_{\phi}} = \frac{\delta U}{U_2 + \Delta U}. \quad (4.22)$$

Втрати напруги для кінця лінії можна виразити відносною величиною, яка є втратами напруги у відсотках від номінальної напруги електричної мережі

$$\Delta U [\%] = \frac{\Delta U}{U_{ном}} \cdot 100. \quad (4.23)$$

Коефіцієнт корисної дії лінії електропередавання

$$\eta = \frac{P_2}{P_1} \cdot 100. \quad (4.23, a)$$

Якщо навантаження задано у кінці лінії потужностями, то, використовуючи (4.11) – (4.13), напругу початку лінії (4.21) можна виразити через потужності та лінійні значення напруги

$$\dot{U}_I = U_2 + \frac{r_L P_L'' + x_L Q_L''}{U_2} + j \frac{x_L P_L'' - r_L Q_L''}{U_2}, \quad (4.24)$$

де  $P_L'' = P_2 + g_L U_2^2 / 2$  – активна потужність у кінці поздовжніх параметрів заступної схеми лінії, *МВт*;  $Q_L'' = Q_2 - b_L U_2^2 / 2$  – реактивна потужність у кінці поздовжніх параметрів заступної схеми лінії, *Мвар*;  $U_2$  – напруга кінця лінії, *кВ*.

### Приклад 4.1.

Для радіальної електричної мережі (рис. 4.5) обчислити напругу, струм і коефіцієнт потужності. Довжина лінії електропередавання  $l = 147 \text{ км}$ . Номінальна напруга мережі  $U_{ном} = 110 \text{ кВ}$ .

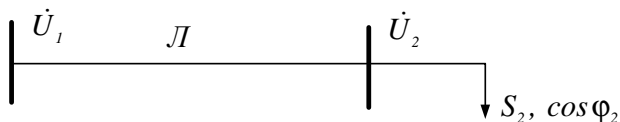


Рис. 4.5. Радіальна електрична мережа

Заданими є напруга кінця лінії  $U_{ном} = 110 \text{ кВ}$ , потужність навантаження  $S_2 = 27 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ ,  $\cos \varphi_2 = 0,87$ . Лінія виконана проводом  $АС - 240/39$  з горизонтальним розташуванням проводів фаз.

**Розв'язання.**

Заступна схема радіальної електричної мережі показана на рис. 4.6.

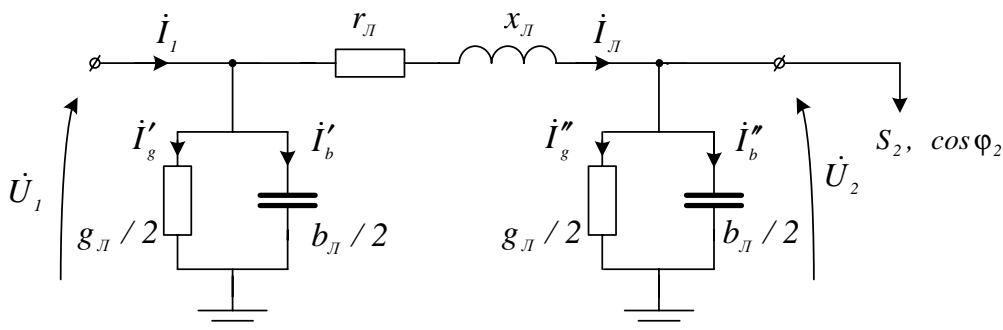


Рис. 4.6. Заступна схема радіальної мережі

Оскільки електрична мережа 110 кВ, втратами на корону нехтуємо, тобто активну поперечну провідність не враховуємо.

За таблицями, наведеними в додатку 4, знаходимо подовжинні параметри лінії:

$$r_0 = 0,12 \text{ } O_M / \kappa M; \quad x_0 = 0,405 \text{ } O_M / \kappa M; \quad b_0 = 2,81 \cdot 10^{-6} \text{ } O_M / \kappa M.$$

Обчислюємо параметри заступної схеми

$$r_{\text{Д}} = r_0 l = 0,12 \cdot 147 = 17,64 \text{ Ом};$$

$$x_{\text{л}} = x_0 l = 0,405 \cdot 147 = 59,535 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{\Pi} = r_{\Pi} + jx_{\Pi} = (17,64 + j59,535) \text{ Ом};$$

$$b_{\text{fl}} = b_0 l = 2,81 \cdot 10^{-6} \cdot 147 = 4,131 \cdot 10^{-4} \text{ см};$$

$$\underline{Y}_{II} = g_{II} + jb_{II} = (0 + j4,131 \cdot 10^{-4}) \text{ Cм.}$$



Фазна напруга в кінці лінії  $U_{\phi 2} = U_2 / \sqrt{3} = 110 / \sqrt{3} = 63,509 \text{ кВ}$ .

Струм, активна та реактивна потужності навантаження

$$I_2 = \frac{S_2}{\sqrt{3}U_2} = \frac{27}{\sqrt{3} \cdot 110} = 0,142 \text{ кА};$$

$$\cos \varphi_2 = 0,87; \sin \varphi_2 = 0,493; \varphi_2 = 29,541^\circ;$$

$$P_2 = S_2 \cos \varphi_2 = 27 \cdot 0,87 = 23,49 \text{ МВт};$$

$$Q_2 = S_2 \sin \varphi_2 = 27 \cdot 0,493 = 13,312 \text{ Мвар}.$$

Комплексне значення повної потужності навантаження

$$\dot{S}_2 = P_2 - jQ_2 = (23,49 - j13,312) \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Ємнісний струм кінця лінії

$$I_b'' = b_{\text{Л}} U_{\phi 2} / 2 = 4,131 \cdot 10^{-4} \cdot 63,509 / 2 = 0,013 \text{ кА}.$$

Напругу початку лінії розраховуємо за формулою (4.20), визначивши попередньо за формулами (4.18) і (4.12) поздовжню й поперечну складову спаду напруги, враховуючи, що  $I_g'' = 0$ , тобто

$$\begin{aligned} \Delta U_{\phi \text{Л}} &= r_{\text{Л}} (I_2 \cos \varphi_2 + I_g'') + x_{\text{Л}} (I_2 \sin \varphi_2 - I_b'') = r_{\text{Л}} I_2 \cos \varphi_2 + \\ &+ x_{\text{Л}} (I_2 \sin \varphi_2 - I_b'') = 17,64 \cdot 0,142 \cdot 0,87 + 59,535 \cdot (0,142 \cdot 0,493 - 0,013) = \\ &= 5,554 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \delta U_{\phi \text{Л}} &= x_{\text{Л}} (I_2 \cos \varphi_2 + I_g'') - r_{\text{Л}} (I_2 \sin \varphi_2 - I_b'') = x_{\text{Л}} I_2 \cos \varphi_2 - \\ &- r_{\text{Л}} (I_2 \sin \varphi_2 - I_b'') = 59,535 \cdot 0,142 \cdot 0,87 - 17,64 \cdot (0,142 \cdot 0,493 - 0,013) = \\ &= 6,339 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} U_{\phi 1} &= \sqrt{(U_{\phi 2} + \Delta U_{\phi \text{Л}})^2 + (\delta U_{\phi \text{Л}})^2} = \sqrt{(63,509 + 5,554)^2 + 6,339^2} = \\ &= 69,353 \text{ кВ}, \end{aligned}$$

чи у комплексній формі

$$\begin{aligned} \dot{U}_{\phi 1} &= U_{\phi 2} + \Delta U_{\phi} + j\delta U_{\phi} = 63,509 + 5,554 + j6,339 = \\ &= (69,062 + j6,339) \text{ кВ}. \end{aligned}$$

Лінійна напруга початку лінії

$$U_1 = \sqrt{3} U_{\phi 1} = \sqrt{3} \cdot 69,353 = 120,122 \text{ кВ}.$$

Кут зсуву між напругами початку та кінця лінії

$$\operatorname{tg} \delta = \frac{\delta U_{\phi \text{Л}}}{U_{\phi 2} + \Delta U_{\phi \text{Л}}} = \frac{6,339}{63,509 + 5,554} = 0,092;$$

$$\delta = 5,244^\circ; \sin \delta = 0,091; \cos \delta = 0,996.$$

$$\begin{aligned} I_2 &= I_{2a} - jI_{2p} = I_2 \cos \varphi_2 - jI_2 \sin \varphi_2 = 0,142 \cdot 0,87 - j0,142 \cdot 0,493 = \\ &= (0,123 - j0,07) \text{ kA}; \end{aligned}$$

$$\dot{I}_b'' = jI_b'' = j0,013 \text{ } \kappa A;$$

$$\begin{aligned} I_{\mathcal{I}} &= I_{\mathcal{I}a} - jI_{\mathcal{I}p} = \dot{I}_2 + \dot{I}_b'' = I_2 \cos \varphi_2 - jI_2 \sin \varphi + jI_b'' = 0,123 - j0,07 + \\ &+ j0,013 = (0,123 - j0,057) \text{ } \kappa A. \end{aligned}$$

### Ємнісний струм початку лінії

$$\begin{aligned} I'_b &= j b_{\mathcal{I}} \dot{U}_{\phi I} / 2 = j 4,131 \cdot 10^{-4} \cdot (69,062 + j 6,339) / 2 = \\ &= -0,001309 + j 0,014264 \text{ kA.} \end{aligned}$$

Струм початку лінії

$$\begin{aligned} \dot{I}_l &= I_{la} - jI_{lp} = \dot{I}_{\mathcal{I}l} + \dot{I}'_b = I_{\mathcal{I}la} - jI_{\mathcal{I}lp} + jI'_b = \\ &= 0,123 - j0,057 - 0,001309 + j0,014264 = (0,122 - j0,042) \text{ kA}. \end{aligned}$$

### Струм на початку лінії за модулем

$$I_I = \sqrt{I_{Ia}^2 + I_{Ip}^2} = \sqrt{0,122^2 + 0,042^2} = 0,129 \text{ } \kappa A.$$

Щоб визначити кут зсуву між напругою та струмом початку лінії, будуємо векторну діаграму, яка показана на рис. 4.7.

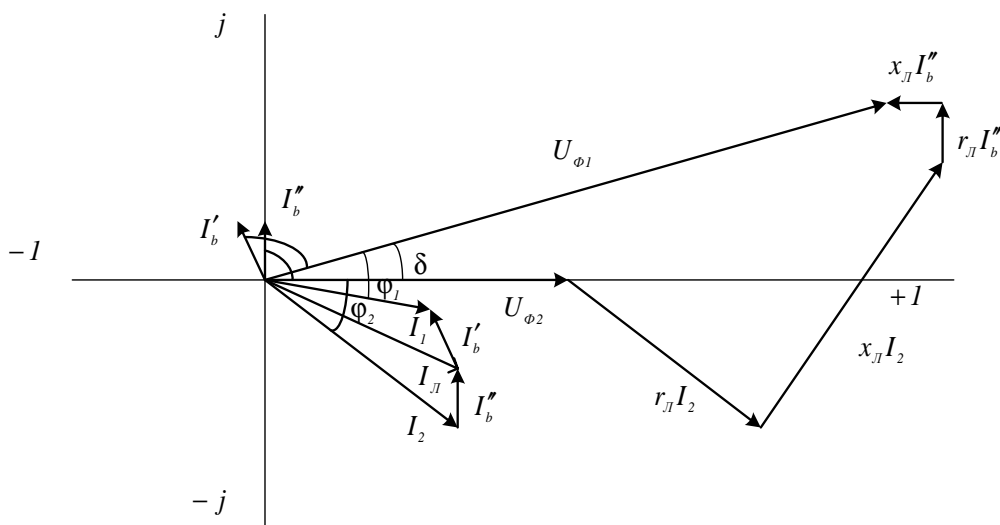


Рис. 4.7. Векторна діаграма напруг та струмів лінії

Кут  $\varphi_I$  можна визначити з векторної діаграми (рис. 4.7), чи обчисливши комплексну повну потужність на початку лінії.

Комплексне значення повної потужності початку лінії

$$\dot{S}_I = P_I - jQ_I = 3U_{\phi I}^* \dot{I}_I = 3 \cdot (69,353 - j6,339) \cdot (0,123 - j0,043) = \\ = (24,465 - j11,123) \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\varphi_I = \arctg \frac{Q_I}{P_I} = \arctg \frac{11,123}{24,465} = 24,45^\circ;$$

$$\cos \varphi_I = 0,91.$$

Активну потужність початку лінії можна також визначити так

$$P_I = \sqrt{3} U_I I_I \cos \varphi_I = \sqrt{3} \cdot 120,122 \cdot 0,129 \cdot 0,91 = 24,465 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Коефіцієнт корисної дії лінії електропересилання

$$\eta = \frac{P_2}{P_I} \cdot 100 = \frac{23,49}{24,465} \cdot 100 = 96,015.$$

Знайдемо напругу початку лінії в режимі неробочого ходу, коли  $I_2 = 0$  та  $U_2 = 110 \text{ кВ}$ , тобто

$$U_{\phi 10} = \sqrt{(U_{\phi 2} - x_L I_b'')^2 + (r_L I_b'')^2} = \\ = \sqrt{(63,509 - 59,535 \cdot 0,013)^2 + (17,64 \cdot 0,013)^2} = 62,728 \text{ кВ}.$$

Лінійне значення напруги

$$U_{10} = \sqrt{3} U_{\phi 10} = \sqrt{3} \cdot 62,728 = 108,648 \text{ кВ}.$$

Підвищення напруги кінця лінії стосовно напруги початку лінії

$$\frac{U_2 - U_{10}}{U_{10}} \cdot 100 = \frac{110 - 108,648}{108,648} \cdot 100 = 1,244 \text{ } \%$$

Зменшення напруги на початку лінії стосовно напруги в кінці лінії

$$\frac{U_{10} - U_2}{U_2} \cdot 100 = \frac{108,648 - 110}{110} \cdot 100 = -1,229 \text{ } \%$$

## 4.2. Розрахунок усталених режимів радіальної електричної мережі

### 4.2.1. Наближений розрахунок усталених режимів радіальної мережі, якщо задана напруга в кінці лінії

Як було сказано вище, електричні мережі можна розраховувати за струмами чи за потужностями. Розглянемо розрахунок, якщо навантаження та поперечні пасивні елементи заступної схеми задані потужностями. Схеми радіальної електричної мережі – однолінійну, заступну і заступну розрахункову показано на рис. 4.8.

Режим радіальної мережі можна розрахувати на підставі заступної схеми (рис. 4.8, б), але частіше в інженерній практиці використовується розрахункова

схема (рис. 4.8, в), для якої розрахункова потужність визначається з припущення, що  $U_2 = U' = U_{ном}$

$$\begin{aligned}\dot{S}_P &= \dot{S} + \underline{Z}_T^* (S / U_{ном})^2 + \Delta \dot{S}_{н.х} + \\ &+ \Delta P_{кор} / 2 + jQ_C / 2 = P - jQ + \underline{Z}_T^* (P^2 + Q^2) / U_{ном}^2 + \\ &+ \Delta P_{н.х} - j\Delta Q_{н.х} + \Delta P_{кор} / 2 + jQ_C / 2,\end{aligned}\quad (4.25)$$

де  $\Delta P_{кор} / 2 = g_{\text{Л}} U_{ном}^2 / 2$  – втрати на корону, *МВт*;  $Q_C / 2 = b_{\text{Л}} U_{ном}^2 / 2$  – зарядна потужність лінії, *Мвар*.

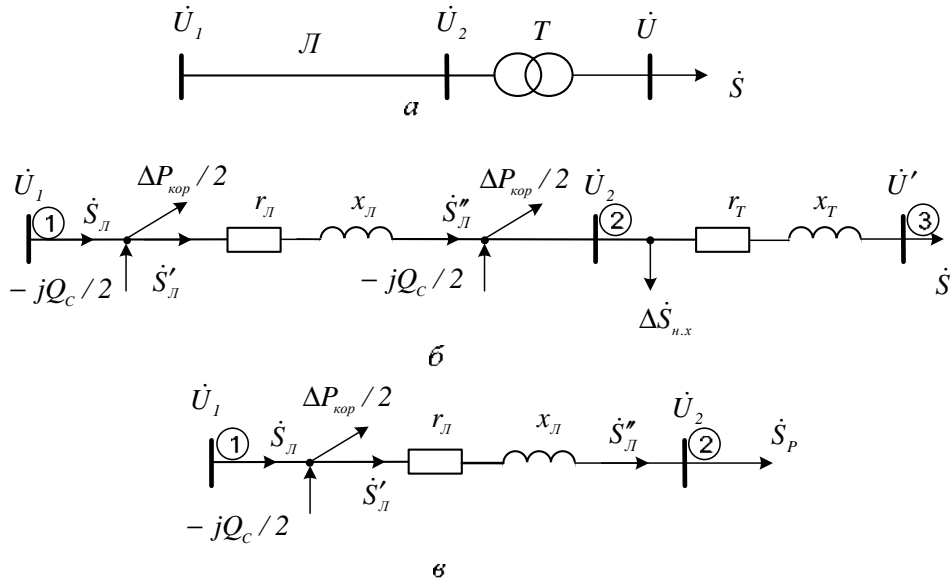


Рис. 4.8. Схеми радіальної електричної мережі:  
а – однолінійна; б – заступна; в – заступна розрахункова

Напругу на початку лінії визначаємо за формулою (4.14), сумістивши  $U_2$  з віссю дійсних. Отримаємо

$$\dot{U}_1 = U_2 + \frac{r_{\text{Л}} P_{\text{Л}}'' + x_{\text{Л}} Q_{\text{Л}}''}{U_2} + j \frac{x_{\text{Л}} P_{\text{Л}}'' - r_{\text{Л}} Q_{\text{Л}}''}{U_2}. \quad (4.26)$$

Втрати потужності в лінії

$$\Delta \dot{S}_{\text{Л}} = \underline{Z}_{\text{Л}}^* (S_{\text{Л}}'' / U_2)^2 = \underline{Z}_{\text{Л}}^* ((P_{\text{Л}}'')^2 + (Q_{\text{Л}}'')^2) / U_2^2. \quad (4.27)$$

Потужність на початку поздовжніх параметрів лінії

$$\begin{aligned}\dot{S}'_{\text{Л}} &= \dot{S}_{\text{Л}} + \Delta \dot{S}_{\text{Л}} = P_{\text{Л}}'' - jQ_{\text{Л}}'' + r_{\text{Л}} ((P_{\text{Л}}'')^2 + (Q_{\text{Л}}'')^2) / U_2^2 - \\ &- jx_{\text{Л}} ((P_{\text{Л}}'')^2 + (Q_{\text{Л}}'')^2) / U_2^2.\end{aligned}\quad (4.28)$$

Потужність на початку лінії

$$\begin{aligned}\dot{S}_I &= \dot{S}'_I + g_L U_I^2 / 2 + j b_L U_I^2 / 2 = \\ &= P'_I - j Q'_I + \Delta P_{кор} / 2 + j Q_C / 2.\end{aligned}\quad (4.29)$$

Напряга на початку лінії за модулем і кут між напругою початку й кінця лінії визначаються за (4.20) і (4.22) відповідно.

Радіальну електричну мережу можна розрахувати за заданим струмом навантаження. Невідомі струми і напруги обчислюються послідовно від кінця лінії до початку з використанням першого закону Кірхгофа і закону Ома. Для такого випадку заступна і розрахункова заступна схеми радіальної електричної мережі показані на рис. 4.9.

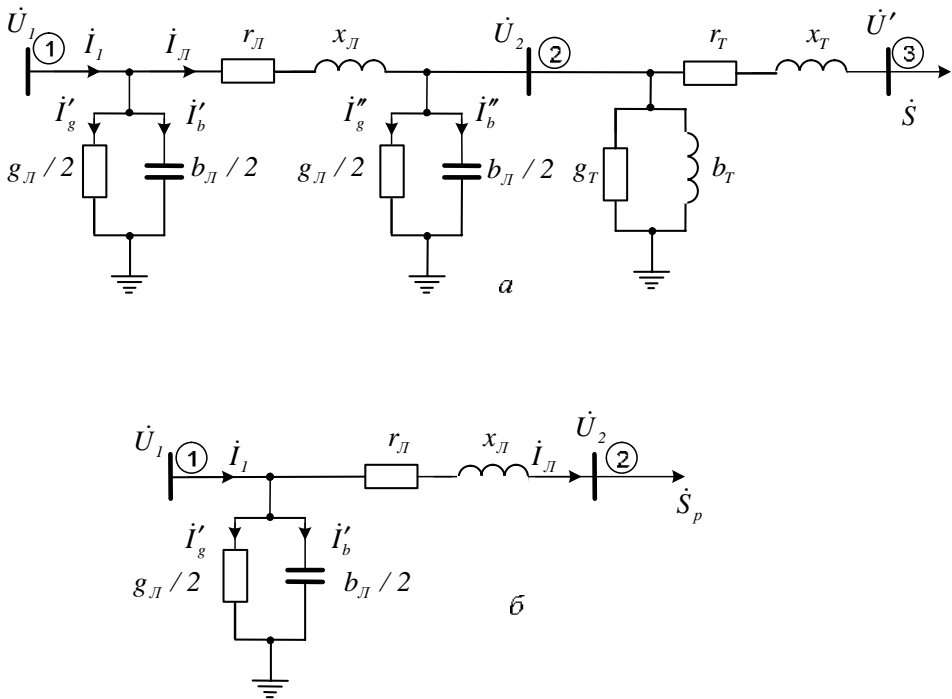


Рис. 4.9. Схеми радіальної мережі:  
а – заступна; б – розрахункова заступна

Режим електричної мережі можна проаналізувати для заступної схеми (рис. 4.6, а), але в інженерній практиці найчастіше використовується розрахункова схема (рис. 4.6, б). За розрахунковою потужністю (4.25) визначаємо струм, який протікає лінією, тобто

$$I_L = I_P = \dot{S}_P / (\sqrt{3} U_2^*). \quad (4.30)$$

Напруга на початку лінії

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_2 + \sqrt{3} \underline{Z}_L \dot{I}_L. \quad (4.31)$$

Струм у поперечних елементах заступної схеми на початку лінії

$$\dot{I}'_b = j b_L \dot{U}_1 / (\sqrt{3} \cdot 2); \quad (4.32)$$

$$\dot{I}'_g = g_L \dot{U}_1 / (\sqrt{3} \cdot 2). \quad (4.33)$$

Струм на початку лінії

$$\dot{I}_1 = \dot{I}_L + \dot{I}'_g + \dot{I}'_b. \quad (4.34)$$

Втрати потужності в лінії

$$\Delta \dot{S}_L = 3 \underline{Z}_L^* \dot{I}_L^2. \quad (4.35)$$

Векторна діаграма показана на рис. 4.4.

#### Приклад 4.2.

Для радіальної електричної мережі (рис. 4.10) обчислити напругу, потужність та коефіцієнт потужності. Довжина лінії електропередавання  $l = 147$  км. Номінальна напруга мережі  $U_{ном} = 110$  кВ.

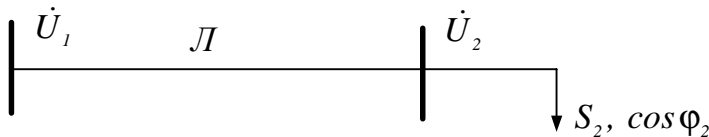


Рис. 4.10. Радіальна електрична мережа

Заданими є напруга в кінці лінії  $U_2 = 110$  кВ, потужність навантаження  $S_2 = 27$  МВ · А,  $\cos \varphi_2 = 0,87$ . Лінія виконана проводами АС – 240/39 з горизонтальним розташуванням проводів фаз.

#### Розв'язання.

Заступна схема радіальної електричної мережі показана на рис. 4.11.

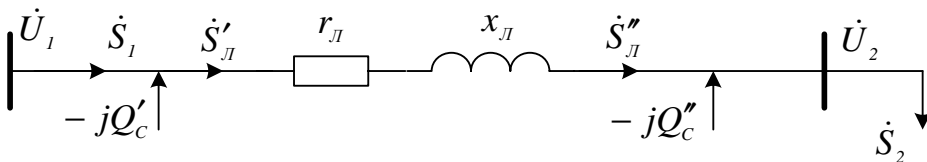


Рис. 4.11. Заступна схема радіальної електричної мережі

За таблицями, наведеними в додатку 4, знаходимо подовжинні параметри лінії:

$$r_0 = 0,12 \text{ Ом/км}; \quad x_0 = 0,405 \text{ Ом/км};$$

$$b_0 = 2,81 \cdot 10^{-6} \text{ Ом/км}.$$

Обчислюємо параметри заступної схеми (втрати на корону в лініях до 110 кВ нехтуємо)

$$r_L = r_0 l = 0,12 \cdot 147 = 17,64 \text{ Ом};$$

$$x_L = x_0 l = 0,405 \cdot 147 = 59,535 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_L = r_L + jx_L = (17,64 + j59,535) \text{ Ом};$$

$$b_L = b_0 l = 2,81 \cdot 10^{-6} \cdot 147 = 4,131 \cdot 10^{-4} \text{ См};$$

$$\underline{Y}_L = g_L + jb_L = (0 + j4,131 \cdot 10^{-4}) \text{ См}.$$

Потужність навантаження

$$\cos \varphi_2 = 0,87; \quad \sin \varphi_2 = 0,493; \quad \varphi_2 = 29,541^\circ;$$

$$P_2 = S_2 \cos \varphi_2 = 27 \cdot 0,87 = 23,49 \text{ МВт};$$

$$Q_2 = S_2 \sin \varphi_2 = 27 \cdot 0,493 = 13,312 \text{ Мвар};$$

$$\dot{S}_2 = P_2 - jQ_2 = (23,49 - j13,312) \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Зарядна потужність кінця лінії

$$jQ_C'' = jU_2^2 b_L / 2 = j110^2 \cdot \frac{4,131 \cdot 10^{-4}}{2} = j2,499 \text{ Мвар}.$$

Потужність у кінці подовжніх параметрів лінії електропередавання

$$\begin{aligned} \dot{S}_L'' &= P_L'' - jQ_L'' = \dot{S}_2 + jQ_C'' = 23,49 - j13,312 + j2,499 = \\ &= (23,49 - j10,813) \text{ МВ} \cdot \text{А}. \end{aligned}$$

Напруга на початку лінії

$$\begin{aligned} \dot{U}_1 &= U_2 + \Delta U_L + j\delta U_L = U_2 + \frac{r_L P_L'' + x_L Q_L''}{U_2} + j \frac{x_L P_L'' - r_L Q_L''}{U_2} = \\ &= 110 + \frac{17,64 \cdot 23,49 + 59,535 \cdot 10,81}{110} + j \frac{59,535 \cdot 23,49 - 17,64 \cdot 10,81}{110} = \\ &= (110 + 9,619 + j10,979) = (119,619 + j10,979) \text{ кВ}. \end{aligned}$$

Напруга на початку лінії за модулем

$$\begin{aligned} U_1 &= \sqrt{(U_2 + \Delta U_L)^2 + (\delta U_L)^2} = \sqrt{(110 + 9,619)^2 + 10,979^2} = \\ &= 120,122 \text{ кВ}. \end{aligned}$$

Кут зсуву між напругами початку та кінця лінії

$$\operatorname{tg} \delta = \frac{\delta U_\phi}{U_{\phi 2} + \Delta U_\phi} = \frac{6,339}{63,509 + 3,176} = 0,092;$$

$$\delta = 5,244^\circ; \quad \sin \delta = 0,091; \quad \cos \delta = 0,996.$$

Потужність на початку поздовжніх параметрів лінії електропересилання

$$\begin{aligned}\dot{S}'_L &= P'_L - jQ'_L = \dot{S}''_L + \Delta \dot{S}_L = P''_L - jQ''_L + \frac{(P''_L)^2 + (Q''_L)^2}{U_2^2} \underline{Z}_L^* = \\ &= 23,49 - j14,81 + \frac{23,49^2 + 10,81^2}{110^2} (17,64 - j59,535) = \\ &= (24,465 - j14,104) \text{ MB} \cdot \text{A}.\end{aligned}$$

Зарядна потужність початку лінії

$$jQ'_C = jU_1^2 \frac{b_L}{2} = j120,122^2 \frac{4,131 \cdot 10^{-4}}{2} = 2,98 \text{ Mвар}.$$

Потужність на початку лінії

$$\begin{aligned}\dot{S}_I &= P_I - jQ_I = \dot{S}'_L + jQ'_C = P'_L - jQ'_L + jQ'_C = 24,465 - j14,104 + j2,98 = \\ &= (24,465 - j11,123) \text{ MB} \cdot \text{A}.\end{aligned}$$

Струм на початку лінії

$$I_I = \frac{\dot{S}_I}{\sqrt{3}U_1^*} = \frac{24,465 - j11,123}{\sqrt{3} \cdot (119,619 - j10,979)} = (0,122 - j0,042) \text{ кА}.$$

Струм на початку лінії за модулем

$$I_I = \sqrt{I_{Ia}^2 + I_{Ip}^2} = \sqrt{0,122^2 + 0,042^2} = 0,129 \text{ кА}.$$

$$\varphi_I = \arctg \frac{Q_I}{P_I} = \arctg \frac{11,123}{24,465} = 24,45^\circ.$$

Коефіцієнт корисної дії лінії електропересилання

$$\eta = \frac{P_2}{P_I} \cdot 100 = \frac{23,49}{24,465} \cdot 100 = 96,015 \text{ \%}.$$

Напруга на початку лінії в режимі неробочого ходу  $\dot{S}_2 = 0$  та  $U_2 = 110 \text{ кВт}$ .

обчислюється так

$$\begin{aligned}\dot{U}_{I0} &= U_2 + \Delta U_L + j\delta U_L = U_2 + \frac{r_L P_2 + x_L (Q_2 - Q''_C)}{U_2} + \\ &+ j \frac{x_L P_2 - r_L (Q_2 - Q''_C)}{U_2} = U_2 - \frac{x_L Q''_C}{U_2} + j \frac{r_L Q''_C}{U_2} = \\ &= 110 - \frac{59,535 \cdot 2,499}{110} + j \frac{17,64 \cdot 2,499}{110} = \\ &= 110 - 1,353 + j0,401 = (108,647 + j0,401) \text{ кВ}.\end{aligned}$$

Напруга на початку лінії в режимі неробочого ходу за модулем

$$\begin{aligned}U_{I0} &= \sqrt{(U_2 - \Delta U_L)^2 + (\delta U_L)^2} = \sqrt{(110 - 1,352)^2 + 0,401^2} = \\ &= 108,648 \text{ кВ}.\end{aligned}$$



#### Приклад 4.2.1.

Розрахувати режим радіальної електричної мережі (рис. 4.12), якщо задана напруга в кінці лінії  $U_2 = 330 \text{ кВ}$ . Номінальна напруга лінії електропередавання  $U_{ном} = 330 \text{ кВ}$ .

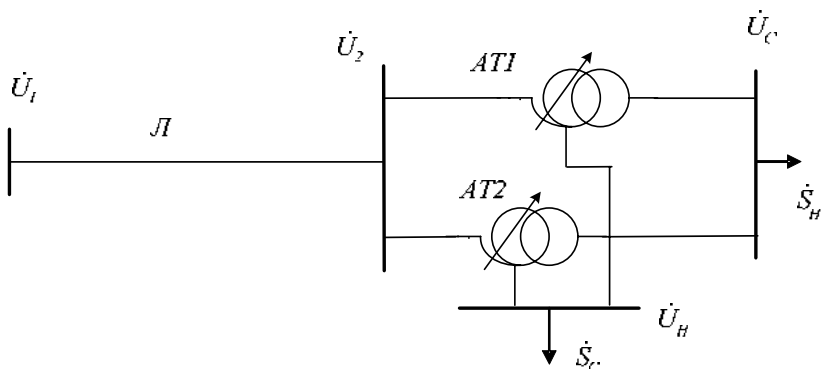


Рис. 4.12. Однолінійна схема радіальної електричної мережі

Довжина лінії  $l = 250 \text{ км}$ , провід  $2 \times \text{АС} - 240/32$ . Розрахункові подовжинні параметри ЛЕП:  $r_0 = 0,06 \text{ Ом/км}$ ;  $x_0 = 0,331 \text{ Ом/км}$ ;  $b_0 = 3,38 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}$ ;  $\Delta P_{кор0} = 3,75 \text{ кВт/км}$ . На підстанції встановлено два автотрансформатори АТДЦТН – 125000/330/110. Паспортні дані:  $S_{ном} = 125 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ ;  $U_{ВН} = 330 \text{ кВ}$ ;  $U_{СН} = 115 \text{ кВ}$ ;  $U_{НН} = 10,5 \text{ кВ}$ ;  $u_{кВ-С} = 10 \%$ ;  $u_{кВ-Н} = 35 \%$ ;  $u_{кС-Н} = 24 \%$ ;  $\Delta P_{н.х} = 115 \text{ кВт}$ ;  $I_{н.х} = 0,5 \%$ ;  $\Delta Q_{н.х} = 625 \text{ квар}$ ;  $\Delta P_{кВ-С} = \Delta P_{кmax} = 370 \text{ кВт}$ ;  $S_{НН} = 0,5 S_{ном}$ .

Навантаження:  $S_{нав} = 170 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ ;  $S_C = 0,75 S_{нав}$ ;  $\cos \varphi_C = 0,91$ ;  
 $S_H = 0,25 S_{нав}$ ;  $\cos \varphi_H = 0,89$ .

#### Розв'язання.

Заступна схема радіальної мережі показана на рис. 4.13.

Режим радіальної електричної мережі можна розрахувати на підставі заступної схеми показаної на рис. 4.13, але частіше в інженерній практиці використовується схема, коли вузол навантаження поданий розрахунковою потужністю, як показано на рис. 4.14.

Обчислюємо параметри заступної схеми.

Лінії електропередавання:

$$r_L = r_0 l = 0,06 \cdot 250 = 15 \text{ Ом};$$

$$x_L = x_0 l = 0,331 \cdot 250 = 82,75 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_L = r_L + jx_L = (15 + j82,75) \text{ Ом};$$

$$b_L = b_0 l = 3,38 \cdot 10^{-6} \cdot 250 = 8,45 \cdot 10^{-4} \text{ См};$$

$$g_L = \Delta P_{кор0} \cdot 10^{-3} / U_{ном}^2 = 3,75 \cdot 10^{-3} \cdot 250 / 330^2 = 8,609 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$\underline{Y}_L = (g_L + jb_L) = (8,609 + j8,45 \cdot 10^{-4}) \text{ См};$$

$$Q_C = U_{ном}^2 \quad b_{Л} = 330^2 \cdot 8,6 \cdot 10^{-4} = 93,654 \text{ Мвар};$$

$$\Delta P_{кор} = \Delta P_{кор0} l = 3,75 \cdot 250 = 937,5 \text{ кВт/км.}$$

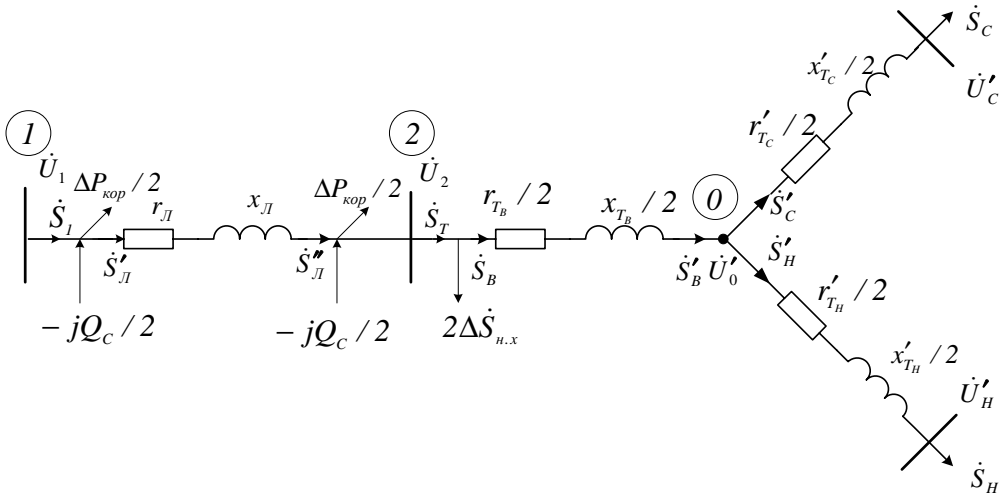


Рис. 4.13. Заступна схема радіальної електричної мережі

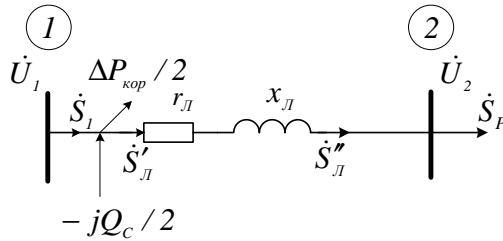


Рис. 4.14. Заступна розрахункова схема радіальної електричної мережі

Трансформатор:

$$r_{ТБ} = r'_{Тс} = \Delta P_{кmax} \cdot 10^{-3} \frac{U_{BH}^2}{2S_{ном}^2} = 370 \cdot 10^{-3} \frac{330^2}{2 \cdot 125^2} = 1,289 \text{ Ом};$$

$$r'_{Тн} = \frac{100}{50} r_{ТБ} = 2r_{ТБ} = 2 \cdot 1,289 = 2,576 \text{ Ом};$$

$$u_{кБ} = 0,5(u_{кБ-С} + u_{кБ-Н} - u_{кС-Н}) = 0,5(10 + 35 - 24) = 10,5 \text{ %};$$

$$u_{кС} = 0,5(u_{кБ-С} + u_{кС-Н} - u_{кБ-Н}) = 0,5(10 + 24 - 35) = 0 \text{ %};$$

$$u_{кА} = 0,5(u_{кБ-Н} + u_{кС-Н} - u_{кБ-С}) = 0,5(35 + 24 - 10) = 24,5 \text{ %};$$

$$x_{ТБ} = \frac{u_{кБ} [\%]}{100} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{ном}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{330^2}{125} = 91,476 \text{ Ом};$$

$$x'_{TC} = \frac{u_{\kappa_C} [\%]}{100} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{НОМ}} = \frac{0}{100} \cdot \frac{330^2}{125} = 0 \text{ Ом};$$

$$x'_{TH} = \frac{u_{\kappa_H} [\%]}{100} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{НОМ}} = \frac{24,5}{100} \cdot \frac{330^2}{125} = 213,444 \text{ Ом};$$

$$\Delta \dot{S}_{H,x} = \Delta P_{H,x} - j \Delta Q_{H,x} = (0,115 - j0,625) \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Розподіл навантаження між обвитками СН та НН

$$S_C = 0,75 \cdot 170 = 127,5 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_H = 0,25 \cdot 170 = 42,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

$$\cos \varphi_C = 0,91; \sin \varphi_C = 0,415; \varphi_C = 24,495^\circ;$$

$$\cos \varphi_H = 0,89; \sin \varphi_H = 0,456; \varphi_H = 27,127^\circ.$$

Обчислюємо розрахункову потужність вузла навантаження

$$\dot{S}_H = P_H - jQ_H = S_H \cos \varphi_H - jS_H \sin \varphi_H = 42,5 \cdot 0,89 - j42,5 \cdot 0,456 = (37,825 - j19,378) \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\begin{aligned} \dot{S}'_H &= P'_H - jQ'_H = \dot{S}_H + \Delta \dot{S}_{TH} = P_H - jQ_H + \frac{P_H^2 + Q_H^2}{U_{НОМ}^2} \cdot \frac{Z_{TH}^*}{2} = \\ &= 37,825 - j19,378 + \frac{(37,825^2 + 19,378^2)}{330^2} \cdot \frac{(2,578 - j91,476)}{2} = \\ &= (37,846 - j21,148) \text{ МВ} \cdot \text{А}; \end{aligned}$$

$$\dot{S}_C = P_C - jQ_C = S_C \cos \varphi_C - jS_C \sin \varphi_C = 127,5 \cdot 0,91 - j127,5 \cdot 0,415 = (116,025 - j52,863) \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\begin{aligned} \dot{S}'_C &= P'_C - jQ'_C = \dot{S}_C + \Delta \dot{S}_{TC} = P_C - jQ_C + \frac{P_C^2 + Q_C^2}{U_{НОМ}^2} \cdot \frac{Z_{TC}^*}{2} = \\ &= 116,025 - j52,863 + \frac{(116,025^2 + 52,863^2)}{330^2} \cdot \frac{(1,289 - j0)}{2} = \\ &= (116,121 - j52,863) \text{ МВ} \cdot \text{А}; \end{aligned}$$

$$\dot{S}'_B = P'_B - jQ'_B = \dot{S}'_H + \dot{S}'_C = P'_H - jQ'_H + P'_C - jQ'_C = 37,846 - j21,148 + 116,025 - j52,863 = (153,968 - j74,011) \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_B &= P_B - jQ_B = \dot{S}'_B + \Delta \dot{S}_{TB} = P'_B - jQ'_B + \frac{(P'_B)^2 + (Q'_B)^2}{U_{НОМ}^2} \cdot \frac{Z_{TB}^*}{2} = 153,968 - \\ &- j74,011 + \frac{153,968^2 + 74,011^2}{330^2} \cdot \frac{1,289 - j213,444}{2} = (154,14 - j86,268) \text{ МВ} \cdot \text{А}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_T &= P_T - jQ_T = \dot{S}_B + 2\Delta \dot{S}_{H,x} = P_B - jQ_B + 2(\Delta P_{H,x} - j\Delta Q_{H,x}) = \\ &= 154,14 - j86,268 + 2 \cdot (0,115 - j0,625) = (154,37 - j87,518) \text{ МВ} \cdot \text{А}. \end{aligned}$$

Розрахункова потужність вузла навантаження

$$\begin{aligned}\dot{S}_P &= \dot{S}_T + \Delta P_{кор} / 2 + j \Delta Q_C / 2 = P_T - j Q_T + \Delta P_{кор} \cdot 10^{-3} / 2 + j Q_C / 2 = \\ &= 154,37 - j 87,518 + 937,5 \cdot 10^{-3} / 2 + j 92,02 / 2 = \\ &= (154,839 - j 41,508) \text{ МВ} \cdot \text{А}.\end{aligned}$$

Потужність кінця поздовжніх параметрів лінії електропересилання

$$\dot{S}_L'' = P_L'' - j Q_L'' = \dot{S}_P = (154,839 - j 41,508) \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Напруга на початку лінії

$$\begin{aligned}\dot{U}_1 &= U_2 + \frac{r_L P_L'' + x_L Q_L''}{U_2} + j \frac{x_L P_L'' - r_L Q_L''}{U_2} = \\ &= 330 + \frac{15 \cdot 154,839 + 82,75 \cdot 41,508}{330} + j \frac{82,75 \cdot 154,839 - 15 \cdot 41,508}{330} = \\ &= 330 + 17,447 + j 36,94 = (347,447 + j 36,94) \text{ кВ}.\end{aligned}$$

Напруга на початку лінії за модулем

$$\begin{aligned}U_1 &= \sqrt{(U_2 + \Delta U_L)^2 + (\delta U_L)^2} = \sqrt{(330 + 17,447)^2 + 36,94^2} = \\ &= 349,405 \text{ кВ}.\end{aligned}$$

Втрати потужності в лінії

$$\begin{aligned}\Delta \dot{S}_L &= \underline{Z}_L^* (S_L'' / U_2)^2 = (15 - j 82,75) \cdot (154,839^2 + 41,508^2) / 330^2 = \\ &= (3,54 - j 19,527) \text{ МВ} \cdot \text{А}.\end{aligned}$$

Потужність на початку поздовжніх параметрів лінії

$$\begin{aligned}\dot{S}_L' &= \dot{S}_L'' + \Delta \dot{S}_L = 154,839 - j 41,508 + 3,54 - j 19,527 = \\ &= (158,379 - j 61,035) \text{ МВ} \cdot \text{А}.\end{aligned}$$

Потужність на початку лінії

$$\begin{aligned}\dot{S}_1 &= P_1 - j Q_1 = \dot{S}_L' + g_L U_1^2 / 2 + j b_L U_1^2 / 2 = P_L' - j Q_L' + \\ &+ \Delta P_{кор} \cdot 10^{-3} / 2 + j Q_C / 2 = 158,379 - j 61,035 + \\ &+ 937,5 \cdot 10^{-3} / 2 + j 92,02 / 2 = (158,848 - j 15,025) \text{ МВ} \cdot \text{А}.\end{aligned}$$

Розрахунок радіальної мережі також виконаємо за струмами.

За розрахунковою потужністю визначаємо струм, який протікає лінією

$$\dot{I}_L = \dot{I}_P = \frac{\dot{S}_P}{\sqrt{3} U_2^*} = \frac{154,839 - j 41,508}{\sqrt{3} \cdot 330} = (0,271 - j 0,073) \text{ кА}.$$

Струм лінії за модулем

$$I_L = \sqrt{I_{La}^2 + I_{Lp}^2} = \sqrt{0,271^2 + 0,073^2} = 0,28 \text{ кА}.$$

Напруга на початку лінії

$$\begin{aligned}\dot{U}_1 &= \dot{U}_2 + \sqrt{3} \underline{Z}_L \dot{I}_L = 330 + \sqrt{3} \cdot (15 + j 82,75) \cdot (0,271 - j 0,073) = \\ &= (347,447 + j 36,94) \text{ кВ}.\end{aligned}$$

Напруга за модулем

$$U_1 = \sqrt{(U_2 + \Delta U_{\text{Л}})^2 + (\delta U_{\text{Л}})^2} = \sqrt{347,447^2 + 36,94^2} = 349,405 \text{ кВ.}$$

Струм у поперечних елементах на початку лінії

$$\dot{I}'_b = j b_{\text{Л}} \dot{U}_1 / (\sqrt{3} \cdot 2) = j 8,45 \cdot 10^{-4} (347,447 + j 36,94) / (\sqrt{3} \cdot 2) = (9,011 \cdot 10^{-3} + 0,085) \text{ кА};$$

$$\dot{I}'_g = g_{\text{Л}} \dot{U}_1 / (\sqrt{3} \cdot 2) = 8,609 \cdot 10^{-6} \cdot (347,447 + j 36,94) / (\sqrt{3} \cdot 2) = (8,635 \cdot 10^{-4} - j 9,18 \cdot 10^{-5}) \text{ кА.}$$

Струм на початку лінії визначаємо за першим законом Кірхгофа

$$\dot{I}_1 = \dot{I}_{\text{Л}} + \dot{I}'_g + \dot{I}'_b = 0,271 - j 0,073 + 8,635 \cdot 10^{-4} - j 9,18 \cdot 10^{-5} + 9,011 \cdot 10^{-3} + 0,085 = (0,263 + j 0,012) \text{ кА.}$$

Втрати потужності в лінії

$$\Delta \dot{S}_{\text{Л}} = 3 \underline{Z}_{\text{Л}}^* \dot{I}_1^2 = 3 \cdot (15 - j 82,75) \cdot 0,28^2 = (3,54 - j 19,827) \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

#### ***4.2.2. Наближений розрахунок усталених режимів радіальної мережі, якщо задана напруга на початку лінії***

Розраховувати режими радіальної мережі можна за потужностями і струмами. Розрахункові схеми зображено на рис. 4.8 і рис. 4.9. Розрахункова потужність визначається за  $U_{\text{ном}}$  (4.25). У такому разі потужність на початку поздовжніх параметрів заступної схеми лінії

$$\dot{S}'_{\text{Л}} = \dot{S}''_{\text{Л}} + \Delta \dot{S}_{\text{Л}} = P''_{\text{Л}} - j Q''_{\text{Л}} + \underline{Z}_{\text{Л}}^* (S''_{\text{Л}} / U_{\text{ном}})^2. \quad (4.36)$$

Потужність на початку лінії

$$\begin{aligned} \dot{S}_1 &= \dot{S}'_{\text{Л}} + \Delta P_{\text{кор}} / 2 + j Q_{\text{Л}} / 2 = \\ &= P'_{\text{Л}} - j Q'_{\text{Л}} + g_{\text{Л}} U_1^2 / 2 + j b_{\text{Л}} U_1^2 / 2. \end{aligned} \quad (4.37)$$

Визначивши потужність на початку поздовжніх параметрів лінії, якщо задана напруга  $\dot{U}_1$ , обчислюємо напругу в кінці лінії

$$\dot{U}_2 = \dot{U}_1 - \sqrt{3} \underline{Z}_{\text{Л}} \dot{I}_{\text{Л}}. \quad (4.38)$$

Підставивши значення  $\dot{I}_{\text{Л}} = \dot{S}'_{\text{Л}} / (\sqrt{3} U_1^*)$  і  $\underline{Z}_{\text{Л}} = r_{\text{Л}} + j x_{\text{Л}}$  в (4.38), отримаємо значення напруги в кінці лінії

$$\dot{U}_2 = \dot{U}_1 - \underline{Z}_{\text{Л}} \dot{S}'_{\text{Л}} / U_1^* = \dot{U}_1 - \underline{Z}_{\text{Л}} \frac{P'_{\text{Л}} - j Q'_{\text{Л}}}{U_1^*}. \quad (4.39)$$

Оскільки для побудови векторної діаграми напругу  $\dot{U}_1$  суміщаємо з віссю дійсних, формула (4.39) набере вигляду

$$\dot{U}_2 = U_1 - \frac{r_L P'_L + x_L Q'_L}{U_1} - j \frac{x_L P'_L - r_L Q'_L}{U_1} = U_1 - \Delta U - j\delta U; \quad (4.40)$$

$$U_2 = \sqrt{(U_1 - \Delta U)^2 + (\delta U)^2}; \quad (4.41)$$

$$\operatorname{tg} \delta = \delta U / (U_1 - \Delta U). \quad (4.42)$$

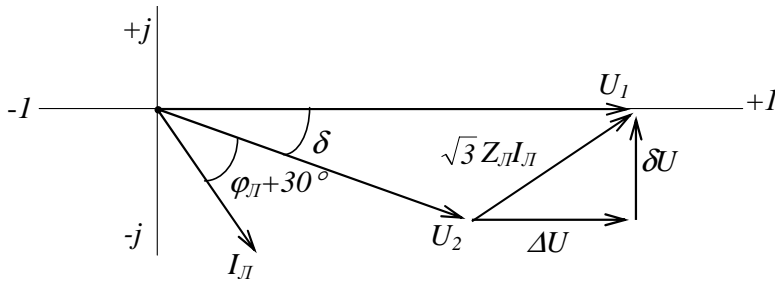


Рис. 4.15. Векторна діаграма напруг і струму радіальної мережі, якщо задана напруга на початку лінії

На рис. 4.15 побудована векторна діаграма напруг і струму, на якій вектор  $\dot{U}_1$  суміщений з віссю дійсних, а вектор струму  $\dot{I}_L$  зміщений щодо вектора  $\dot{U}_2$  на кут  $\varphi_L + 30^\circ$ .

Розрахувати режим радіальної мережі, якщо задана напруга на початку лінії, можна, записавши рівняння вузлових напруг для вузла 2 заступної схеми (рис. 4.16.)

$$\underline{Y}_{22} \dot{U}_{\phi 2} - \underline{Y}_{12} \dot{U}_{\phi 1} = -\dot{I}_2, \quad (4.43)$$

де  $\underline{Y}_{12} = 1 / \underline{Z}_L$  – взаємна провідність між вузлами, яка дорівнює сумі провідностей, що їх сполучають;  $\underline{Y}_{22} = 1 / \underline{Z}_L + g_L / 2 + j b_L / 2$  – власна провідність вузла 2, що дорівнює сумі провідностей віток, які з'єднані з вузлом 2.

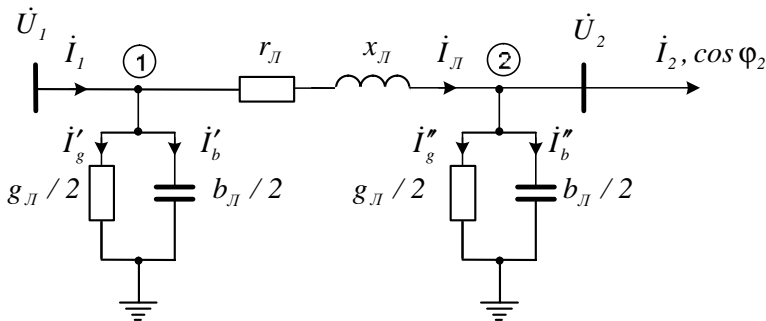


Рис. 4.16. Заступна схема лінії, якщо заданий струм навантаження

З рівняння вузових напруг легко визначити напругу  $\dot{U}_{\phi 2}$

$$\dot{U}_{\phi 2} = \underline{Y}_{22}^{-1}(-\dot{I}_2 + \underline{Y}_{12}\dot{U}_{\phi 1}). \quad (4.44)$$

На підставі закону Ома знаходимо струм в лінії

$$\dot{U}_{\phi 1} = \dot{U}_{\phi 2} + \underline{Z}_L \dot{I}_L; \quad (4.45)$$

$$\dot{I}_L = (\dot{U}_{\phi 1} - \dot{U}_{\phi 2}) / \underline{Z}_L. \quad (4.46)$$

Втрати потужності в лінії

$$\Delta \dot{S}_L = 3 \underline{Z}_L^* I_L^2. \quad (4.47)$$

Струм у поперечних елементах на початку лінії

$$\dot{I}'_g = g_L \dot{U}_{\phi 1} / 2; \quad \dot{I}'_b = j b_L \dot{U}_{\phi 1} / 2. \quad (4.48)$$

Струм на початку лінії визначаємо за першим законом Кірхгофа

$$\dot{I}_1 = \dot{I}_{12} + \dot{I}'_g + \dot{I}'_b. \quad (4.49)$$

Якщо відома потужність навантаження у кінці лінії (рис. 4.17), то нелінійне рівняння вузових напруг має такий вигляд

$$\underline{Y}_{22} \dot{U}_{\phi 2} - \underline{Y}_{12} \dot{U}_{\phi 1} = -\dot{I}_2(U_{\phi 2}) = -\dot{S}_{\phi 2}^* / U_{\phi 2}^*. \quad (4.50)$$

З цього нелінійного рівняння знаходимо  $\dot{U}_{\phi 2}$ .

Втрати на корону і зарядна потужність в кінці лінії

$$\Delta P''_{\phi \text{ кор}} = g_L U_{\phi 2}^2 / 2; \quad Q''_{\phi C} = b_L U_{\phi 2}^2 / 2. \quad (4.51)$$

Потужність в кінці поздовжніх параметрів заступної схеми лінії

$$\dot{S}''_L = \dot{S}_2 + \Delta P''_{\phi \text{ кор}} + j Q''_C. \quad (4.52)$$

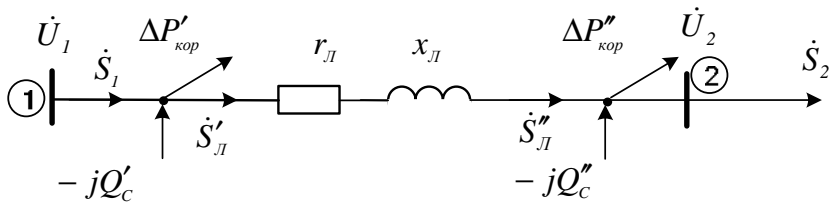


Рис. 4.17. Заступна схема лінії, якщо задана потужність навантаження

Втрати потужності в лінії

$$\Delta \dot{S}_L = 3 \underline{Z}_L^* I_L^2 = \underline{Z}_L^* (\dot{S}''_L / U_2)^2. \quad (4.53)$$

Потужність на початку поздовжніх параметрів заступної схеми лінії

$$\dot{S}'_L = \dot{S}''_L + \Delta \dot{S}_L. \quad (4.54)$$

Втрати на корону і зарядна потужність на початку лінії

$$\Delta P'_{\phi \text{ кор}} = g_L U_{\phi 1}^2 / 2;$$

$$Q'_{\phi C} = b_L U_{\phi 2}^2 / 2. \quad (4.55)$$

Потужність на початку лінії

$$\dot{S}_I = \dot{S}'_L + \Delta P'_{\text{кор}} + jQ'_C. \quad (4.56)$$

#### Приклад 4.2.2.

Розрахувати режим радіальної електричної мережі (рис. 4.18), якщо задана напруга на початку лінії  $U_I = 1,07 U_{\text{ном}}$ . Номінальна напруга лінії електропередавання  $U_{\text{ном}} = 330 \text{ кВ}$ .

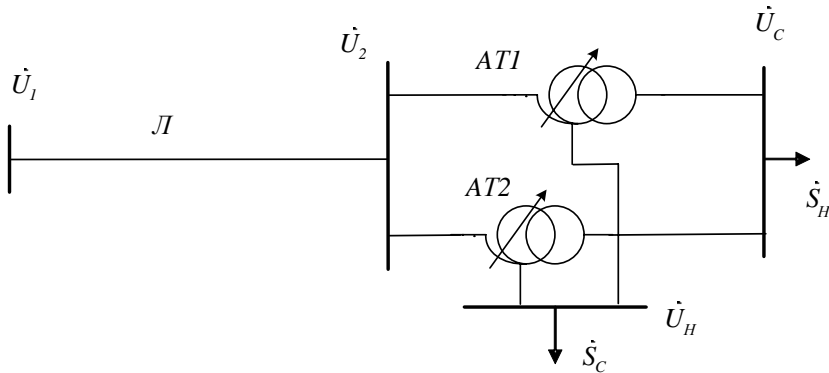


Рис. 4.18. Однолінійна схема радіальної електричної мережі

Довжина лінії  $l = 250 \text{ км}$ , провід  $2 \times AC - 240 / 32$ . Розрахункові подовжинні параметри ЛЕП:  $r_0 = 0,06 \text{ Ом/км}$ ;  $x_0 = 0,331 \text{ Ом/км}$ ;  $b_0 = 3,38 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}$ ;  $\Delta P_{\text{кор}0} = 3,75 \text{ кВт/км}$ . На підстанції встановлено два автотрансформатори АТДЦТН – 125000 / 330 / 110. Паспортні дані:  $S_{\text{ном}} = 125 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ ;  $U_{BH} = 330 \text{ кВ}$ ;  $U_{CH} = 115 \text{ кВ}$ ;  $U_{HH} = 10,5 \text{ кВ}$ ;  $u_{\kappa_{B-C}} = 10 \%$ ;  $u_{\kappa_{B-H}} = 35 \%$ ;  $u_{\kappa_{C-H}} = 24 \%$ ;  $\Delta P_{\text{н.х}} = 115 \text{ кВт}$ ;  $I_{\text{н.х}} = 0,5 \%$ ;  $\Delta Q_{\text{н.х}} = 625 \text{ квар}$ ;  $\Delta P_{\kappa_{B-C}} = \Delta P_{\kappa_{\text{max}}} = 370 \text{ кВт}$ ;  $S_{HH} = 0,5 S_{\text{ном}}$ . Навантаження:  $S_{\text{нав}} = 170 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ ;  $S_C = 0,75 S_{\text{нав}}$ ;  $\cos \phi_C = 0,91$ ;  $S_H = 0,25 S_{\text{нав}}$ ;  $\cos \phi_H = 0,89$ .

#### Розв'язання.

Заступна схема радіальної електричної мережі показана на рис. 4.19.

Режим радіальної електричної мережі можна розрахувати на підставі заступної схеми показаної на рис. 4.19, але частіше в інженерній практиці використовується схема, на якій вузол навантаження поданий розрахунковою потужністю, тобто схема мережі показана на рис. 4.20.

Обчислюємо параметри заступної схеми.



Лінії електропересилання:

$$r_{\text{Л}} = r_0 l = 0,06 \cdot 250 = 15 \text{ Ом};$$

$$x_{\text{Л}} = x_0 l = 0,331 \cdot 250 = 82,75 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{\text{Л}} = r_{\text{Л}} + jx_{\text{Л}} = (15 + j82,75) \text{ Ом};$$

$$b_{\text{Л}} = b_0 l = 3,38 \cdot 10^{-6} \cdot 250 = 8,45 \cdot 10^{-4} \text{ См};$$

$$\Delta P_{\text{кор}} = \Delta P_{\text{кор}0} \cdot 10^{-3} l = 3,75 \cdot 10^{-3} \cdot 250 = 0,938 \text{ МВт};$$

$$g_{\text{Л}} = \Delta P_{\text{кор}0} \cdot 10^{-3} / U_{\text{ном}}^2 = 3,75 \cdot 10^{-3} \cdot 250 / 330^2 = 8,609 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$\underline{Y}_{\text{Л}} = g_{\text{Л}} + jb_{\text{Л}} = (8,609 \cdot 10^{-6} + j8,45 \cdot 10^{-4}) \text{ См};$$

$$Q_C = U_{\text{ном}}^2 b_{\text{Л}} = 330^2 \cdot 8,45 \cdot 10^{-4} = 92,02 \text{ Мвар}.$$

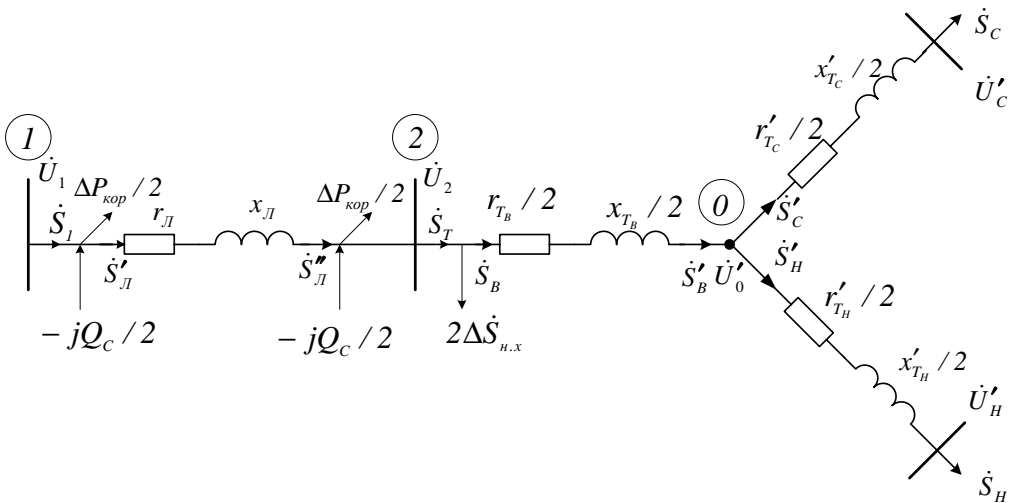


Рис. 4.19. Заступна схема радіальної електричної мережі

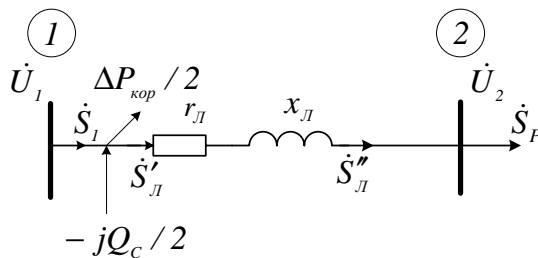


Рис. 4.20. Заступна розрахункова схема радіальної електричної мережі

Трансформатор:

$$r_{T_B} = r'_{T_C} = \Delta P_{\text{кmax}} \cdot 10^{-3} \frac{U_{BH}^2}{2S_{\text{НОМ}}} = 370 \cdot 10^{-3} \frac{330^2}{2 \cdot 125^2} = 1,289 \text{ Ом};$$

$$r'_{T_H} = \frac{100}{50} r_{T_B} = 2r_{T_B} = 2 \cdot 1,289 = 2,578 \text{ Ом};$$

$$u_{\kappa_B} = 0,5(u_{\kappa_{B-C}} + u_{\kappa_{B-H}} - u_{\kappa_{C-H}}) = 0,5(10 + 35 - 24) = 10,5 \%;$$

$$u_{\kappa_C} = 0,5(u_{\kappa_{B-C}} + u_{\kappa_{C-H}} - u_{\kappa_{B-H}}) = 0,5(10 + 24 - 35) \cong 0 \%;$$

$$u_{\kappa_H} = 0,5(u_{\kappa_{B-H}} + u_{\kappa_{C-H}} - u_{\kappa_{B-C}}) = 0,5(35 + 24 - 10) = 24,5 \%;$$

$$x_{T_B} = \frac{u_{\kappa_B} [\%]}{100} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{330^2}{125} = 91,476 \text{ Ом};$$

$$x'_{T_C} = \frac{u_{\kappa_C} [\%]}{100} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{0}{100} \cdot \frac{330^2}{125} \cong 0 \text{ Ом};$$

$$x'_{T_H} = \frac{u_{\kappa_H} [\%]}{100} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{\text{НОМ}}} = \frac{24,5}{100} \cdot \frac{330^2}{125} = 213,444 \text{ Ом};$$

$$\Delta \dot{S}_{\text{н.х}} = \Delta P_{\text{н.х}} - j\Delta Q_{\text{н.х}} = (0,115 - j0,625) \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Обчислюємо потужність обвиток СН і НН.

$$S_C = 0,75 \cdot 170 = 127,5 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_H = 0,25 \cdot 170 = 42,5 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\cos \varphi_C = 0,91; \sin \varphi_C = 0,415; \varphi_C = 24,495^0;$$

$$\cos \varphi_H = 0,89; \sin \varphi_H = 0,456; \varphi_H = 27,127^0.$$

Знаходимо розрахункову потужність вузла навантаження

$$\dot{S}_H = P_H - jQ_H = S_H \cos \varphi_H - jS_H \sin \varphi_H = 42,5 \cdot 0,89 - j42,5 \cdot 0,456 = (37,825 - j19,378) \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\begin{aligned} \dot{S}'_H &= P'_H - jQ'_H = \dot{S}_H + \Delta \dot{S}_{TH} = P_H - jQ_H + \frac{P_H^2 + Q_H^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot \frac{Z'_{T_H}}{2} = \\ &= 37,825 - j19,378 + \frac{(37,825^2 + 19,378^2)}{330^2} \cdot \frac{(2,578 - j213,444)}{2} = \\ &= (37,846 - j21,148) \text{ МВ} \cdot \text{А}; \end{aligned}$$

$$\dot{S}_C = P_C - jQ_C = S_C \cos \varphi_C - jS_C \sin \varphi_C = 127,5 \cdot 0,91 - j127,5 \cdot 0,415 = (116,025 - j52,863) \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\begin{aligned}\dot{S}'_C &= P'_C - jQ'_C = \dot{S}_C + \Delta\dot{S}_{TC} = P_C - jQ_C + \frac{P_C^2 + Q_C^2}{U_{ном}^2} \cdot \frac{\underline{Z}_{TC}^*}{2} = \\ &= 116,025 - j52,863 + \frac{(116,025^2 + 52,863^2)}{330^2} \cdot \frac{(1,289 - j0)}{2} = \\ &= (116,121 - j52,863) \text{ MB} \cdot \text{A}; \\ \dot{S}'_B &= P'_B - jQ'_B = \dot{S}'_H + \dot{S}'_C = P'_H - jQ'_H + P'_C - jQ'_C = 37,846 - j21,148 + \\ &+ 116,121 - j52,863 = (153,968 - j74,011) \text{ MB} \cdot \text{A};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\dot{S}_B &= P_B - jQ_B = \dot{S}'_B + \Delta\dot{S}_{TB} = P'_B - jQ'_B + \frac{(P'_B)^2 + (Q'_B)^2}{U_{ном}^2} \cdot \frac{\underline{Z}_{TB}^*}{2} = \\ &= 153,968 - j74,011 + \frac{153,968^2 + 74,011^2}{330^2} \cdot \frac{1,289 - j213,444}{2} = \\ &= (154,14 - j86,268) \text{ MB} \cdot \text{A}; \\ \dot{S}_T &= P_T - jQ_T = \dot{S}_B + 2\Delta\dot{S}_{H.X} = P_B - jQ_B + 2(\Delta P_{H.X} - j\Delta Q_{H.X}) = \\ &= 154,14 - j86,268 + 2(0,115 - j0,625) = \\ &= (154,37 - j87,518) \text{ MB} \cdot \text{A}.\end{aligned}$$

Розрахункова потужність вузла навантаження

$$\begin{aligned}\dot{S}_P &= \dot{S}_T + \Delta P_{кор} / 2 + j\Delta Q_C / 2 = P_T - jQ_T + \Delta P_{кор} / 2 + jQ_C / 2 = \\ &= 154,37 - j87,518 + 0,938 / 2 + j92,02 / 2 = \\ &= (154,839 - j41,508) \text{ MB} \cdot \text{A}.\end{aligned}$$

Потужність кінця поздовжніх параметрів лінії електропередавання

$$\dot{S}''_{Л} = P''_{Л} - jQ''_{Л} = \dot{S}_P = (154,839 - j41,508) \text{ MB} \cdot \text{A}.$$

Потужність на початку поздовжніх параметрів заступної схеми лінії

$$\begin{aligned}\dot{S}'_{Л} &= P'_{Л} - jQ'_{Л} = \dot{S}''_{Л} + \Delta\dot{S}_{Л} = P''_{Л} - jQ''_{Л} + \frac{(P''_{Л})^2 + (Q''_{Л})^2}{U_{ном}^2} \cdot \underline{Z}_{Л}^* = \\ &= 154,839 - j41,508 + \frac{154,839^2 + 41,508^2}{330^2} \cdot (15 - j82,75) = \\ &= (158,379 - j61,035) \text{ MB} \cdot \text{A}.\end{aligned}$$

Потужність на початку лінії

$$\begin{aligned}\dot{S}_I &= \dot{S}'_{Л} + \Delta P_{кор} / 2 + jQ_C / 2 = \\ &= 158,379 - j61,035 + 0,938 / 2 + j92,02 / 2 = \\ &= (158,848 - j15,025) \text{ MB} \cdot \text{A}.\end{aligned}$$

Напряг на початку лінії електропередавання

$$U_I = 1,07 U_{ном} = 1,07 \cdot 330 = 353,1 \text{ кВ}.$$

Струм лінії

$$\dot{I}_L = \frac{\dot{S}'_L}{\sqrt{3}U_1^*} = \frac{158,379 - j61,035}{\sqrt{3} \cdot 353} = (0,259 - j0,1) \text{ кА.}$$

Обчислюємо напругу в кінці лінії

$$\begin{aligned} \dot{U}_2 &= U_1 - \Delta U_L - j\delta U_L = U_1 - \frac{r_L P'_L + x_L Q'_L}{U_1} - j \frac{x_L P'_L - r_L Q'_L}{U_1} = \\ &= 353,1 - \frac{15 \cdot 158,379 + 82,75 \cdot 61,035}{353,1} - j \frac{82,75 \cdot 158,379 - 15 \cdot 61,035}{353,1} = \\ &= 353,1 - 21,032 - j34,524 = (332,068 - j34,524) \text{ кВ.} \end{aligned}$$

Напруга за модулем

$$\begin{aligned} U_2 &= \sqrt{(U_1 - \Delta U_L)^2 + (\delta U_L)^2} = \sqrt{(353,1 - 21,032)^2 + 34,524^2} = \\ &= 333,858 \text{ кВ.} \end{aligned}$$

Розрахуємо режим радіальної мережі на підставі рівняння вузлових напруг. Рівняння складаємо для вузла 2 схеми рис. 4.21.

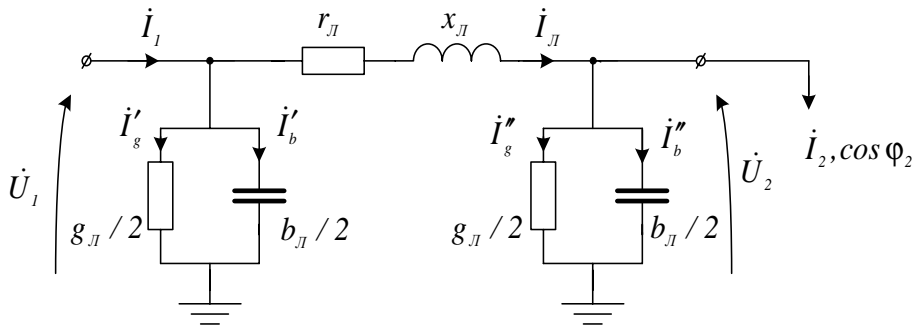


Рис. 4.21. Заступна схема радіальної електричної мережі

Обчислюємо струм навантаження

$$\dot{I}_2 = \frac{\dot{S}_T}{\sqrt{3}U_{ном}^*} = \frac{154,37 - j87,518}{\sqrt{3} \cdot 330} = (0,27 - j0,153) \text{ кА.}$$

Взаємна провідність між вузлами 1 та 2

$$\underline{Y}_{12} = 1/\underline{Z}_L = 1/(15 + j82,75) = (0,002121 - j0,012) \text{ См.}$$

Власна провідність вузла 2

$$\begin{aligned} \underline{Y}_{22} &= 1/\underline{Z}_L + g_L/2 + jb_L/2 = 1/(15 + j82,75) + 8,609 \cdot 10^{-6}/2 + \\ &+ j8,6 \cdot 10^{-4}/2 = (0,002125 - j0,011) \text{ См.} \end{aligned}$$

Використовуючи рівняння (4.44), обчислюємо фазну напругу в кінці лінії електропередавання

$$\begin{aligned} \dot{U}_{\phi 2} &= \underline{Y}_{22}^{-1}(-\dot{I}_2 + \underline{Y}_{12}\dot{U}_{\phi}) = (16,136 + j85,63) \cdot (-(0,27 - j0,153) + \\ &+ (0,002121 - j0,012) \cdot 353,1/\sqrt{3}) = (191,937 - j19,987) \text{ кВ.} \end{aligned}$$

Визначаємо струм в лінії

$$\dot{I}_L = (\dot{U}_{\phi 1} - \dot{U}_{\phi 2}) / \underline{Z}_L = (353,1 / \sqrt{3} - 191,937 - j19,987) / (15 + j82,75) = (0,259 - j0,097) \text{ кА.}$$

Струм лінії за модулем

$$I_L = \sqrt{I_{La}^2 + I_{Lp}^2} = \sqrt{0,259^2 + 0,097^2} = 0,277 \text{ кА.}$$

Втрати потужності в лінії

$$\Delta \dot{S}_L = 3 \underline{Z}_L^* I_L^2 = 3 \cdot (15 - j82,75) \cdot 0,277^2 = (3,447 - j19,014) \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

Струм у поперечних елементах на початку лінії

$$\dot{I}'_g = g_L \dot{U}_{\phi 1} / 2 = 8,609 \cdot 10^{-6} \cdot 353,1 / 2\sqrt{3} = 8,775 \cdot 10^{-4} \text{ кА};$$

$$\dot{I}'_b = jb_L \dot{U}_{\phi 1} / 2 = j8,45 \cdot 10^{-4} \cdot 353,1 / 2\sqrt{3} = j0,086 \text{ кА.}$$

Струм на початку лінії визначаємо за першим законом Кірхгофа

$$\dot{I}_1 = \dot{I}_L + \dot{I}'_g + \dot{I}'_b = 0,259 - j0,097 + 8,775 \cdot 10^{-4} + j0,086 = (0,26 - j0,011) \text{ кА.}$$

#### **4.2.3. Уточнений розрахунок ustalених режимів радіальної мережі, якщо задана напруга в кінці лінії**

Такий розрахунок виконується з урахуванням статичних характеристик елементів електричних мереж за дійсною напругою. Розраховуємо режим на підставі заступної схеми, зображеної на рис. 4.7 (б чи в). Якщо задана напруга  $\dot{U}'$ , то він розраховується за заступною схемою (рис. 4.7, б). Зі статичних характеристик  $P(U')$  і  $Q(U')$  визначаємо графічним чи аналітичним (3.98) методами потужність  $\dot{S}$ . За відомою потужністю  $\dot{S}$  обчислюємо за (4.26) напругу  $U_2$  і за (4.28) потужність на початку поздовжніх параметрів трансформатора з урахуванням втрат. За напругою  $U_2$  знаходимо зі статичних характеристик  $\Delta P_{n.x}(U_2)$ ,  $\Delta Q_{n.x}(U_2)$ ,  $\Delta P''_{кор}(U_2)$ ,  $Q''_C(U_2)$ . Подальший розрахунок здійснюємо, як і у наближеному методі, тільки значення  $\Delta P'_{кор}$  і  $Q'_C$  на початку лінії знаходимо зі статичних характеристик залежно від  $U_1$ .

Для розрахунку за заступною схемою, зображеною на рис. 4.7, в, потрібні статичні характеристики  $P_P(U_2)$  і  $Q_P(U_2)$  розрахункової потужності  $\dot{S}_P$ , яка визначається за статичними характеристиками споживача  $P(U')$  і  $Q(U')$ , вітки намагнення трансформатора  $\Delta P_{n.x}(U_2)$ ,  $\Delta Q_{n.x}(U_2)$ , втрати на корону  $\Delta P_{кор}(U_2)$  та зарядна потужність лінії  $Q_C(U_2)$  з урахуванням втрат потужності в опорі  $\underline{Z}_T$  трансформатора. Напруга  $\dot{U}_2$  задана. Використовуючи статичні характеристики

$P_P(U_2)$ ,  $Q_P(U_2)$  у графічній чи аналітичній формах (3.98), знаходимо дійсну потужність  $\dot{S}_P$ . Подальший розрахунок виконуємо, як і за вищерозглянутим наближеним способом.

#### **4.2.4. Уточнений розрахунок ustalених режимів радіальної мережі, якщо задана напруга на початку лінії**

Такий розрахунок виконується методом спроб з коригуванням. Задаємо значення напруги в кінці лінії  $\dot{U}_2^{(0)}$  чи  $\dot{U}'^{(0)}$  (рис. 4.7, б, в) і знаходимо наближене значення напруги на початку лінії  $\dot{U}_1^{(0)}$  з урахуванням втрат напруги й потужності в електричній мережі та статичних характеристик елементів. Надалі використовуємо лінійну екстраполяцію, на підставі якої коригуємо нове наближення значення напруги в кінці лінії (рис. 4.7, б)

$$\dot{U}_2^{(1)} = \dot{U}_1 \dot{U}_2^{(0)} / \dot{U}_1^{(0)}, \quad (4.57)$$

чи (рис. 4.5, в)

$$\dot{U}'^{(1)} = \dot{U}_1 \dot{U}'^{(0)} / \dot{U}_1^{(0)}. \quad (4.58)$$

Розрахунок здійснюємо до отримання заданої точності цього ітераційного процесу

$$\begin{aligned} \dot{U}_2^{(k+1)} &= \dot{U}_1 \dot{U}_2^{(k)} / \dot{U}_1^{(k)}; \\ \dot{U}'^{(k+1)} &= \dot{U}_1 \dot{U}'^{(k)} / \dot{U}_1^{(k)}. \end{aligned} \quad (4.59)$$

На практиці широко використовують алгоритм уточненого розрахунку на підставі (4.40), вважаючи, що напруга на всіх елементах дорівнює номінальній. За цим алгоритмом визначаємо за статичними характеристиками потужності елементів електричної мережі та втрати потужності в цих елементах. Отже, розрахувавши потужність на початку поздовжніх елементів  $\dot{S}'_{\mathcal{L}}$  (рис. 4.7, в) заступної схеми лінії, враховуючи (4.40), знаходимо напругу  $\dot{U}_2$ . Розрахунок повторюємо за визначеною напругою  $\dot{U}_2$  чи  $\dot{U}'$ , обчислюємо  $\dot{S}'_{\mathcal{L}}$  і за (4.40) знову  $\dot{U}_2$ . Такі ітерації продовжуються до досягнення заданої точності.

### **4.3. Розрахунок ustalених режимів магістральної електричної мережі**

Магістральну електричну мережу можна подати як послідовне з'єднання радіальних електричних мереж. Розглянемо магістральну електричну мережу, зображену на рис. 4.22, а. У заступній схемі виразимо поперечні параметри через

потужності (рис. 4.22, б). Під час практичних розрахунків потужність вузлів подається розрахунковими потужностями (рис. 4.22, в).

Розраховуючи магістральні електричні мережі, розглядаємо також два випадки: 1) задано напругу в кінці лінії  $\dot{U}_C$  чи на навантаженні  $\dot{U}'_c$ ; 2) задано напругу в пункті живлення  $\dot{U}_0$ . Обчислення можна виконувати наближено за розрахунковими навантаженнями, які знайдені за умови  $U = U_{ном}$  і з уточненням, коли враховуються статичні характеристики елементів електричної мережі, якщо напруга дійсна.

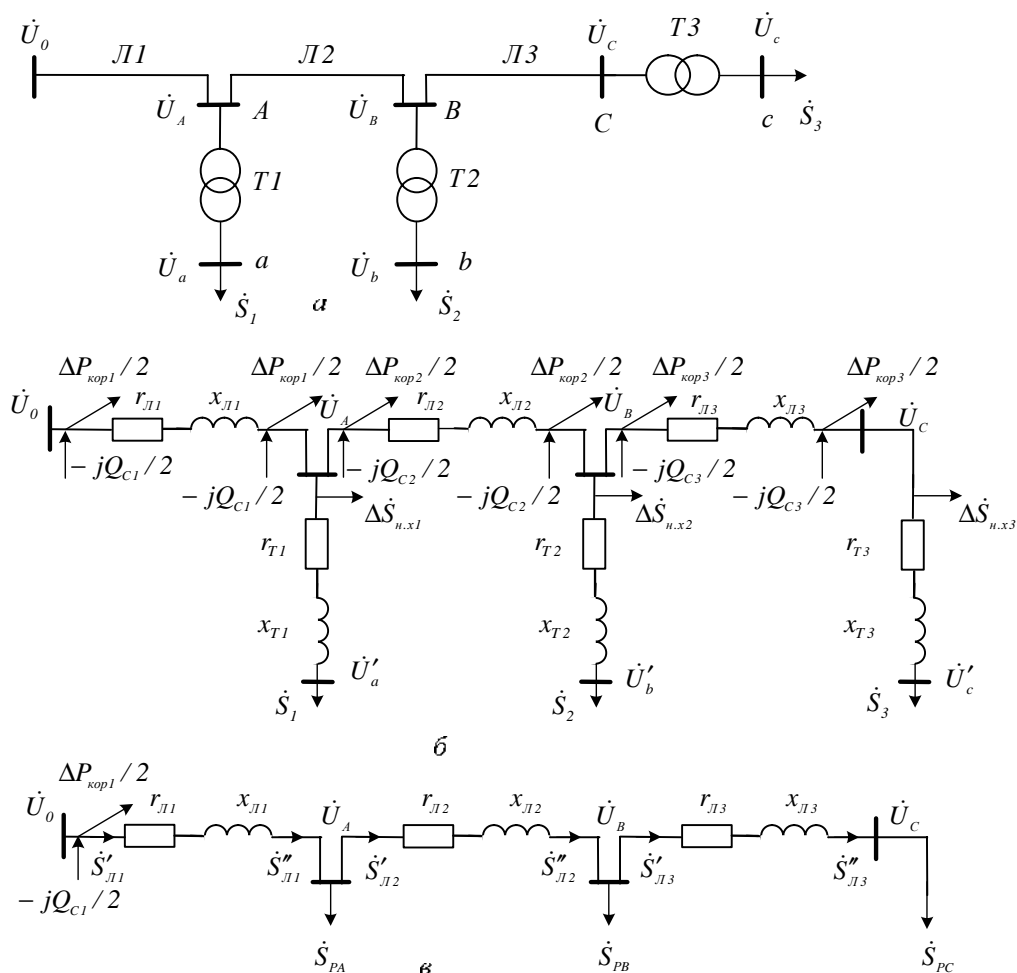


Рис. 4.22. Схеми магістральної електричної мережі:  
а – однолінійна; б – заступна; в – розрахункова

**4.3.1. Наближений розрахунок усталених режимів  
магістральної електричної мережі,  
якщо задана напруга в кінцевій точці**

Для кожного вузла навантаження за формулою (4.25) обчислюємо розрахункову потужність, якщо напруга номінальна. Від заступної схеми магістральної електричної мережі (рис. 4.22, б) переходимо до розрахункової схеми (рис. 4.22, в). За відомою напругою в кінці лінії Л3  $\dot{U}_C$  і розрахунковою потужністю  $\dot{S}_{PC} = \dot{S}_{Л3}''$  визначаємо напругу і потужність на початку лінії Л3

$$\begin{aligned}\dot{U}_B &= U_C + \frac{r_{Л3}P_{Л3}'' + x_{Л3}Q_{Л3}''}{U_C} + j \frac{x_{Л3}P_{Л3}'' - r_{Л3}Q_{Л3}''}{U_C} = \\ &= U_C + \Delta U_{Л3} + j\delta U_{Л3};\end{aligned}\quad (4.60)$$

$$\dot{S}_{Л3}' = \dot{S}_{Л3}'' + \underline{Z}_{Л3}^* (S_{Л3}'' / U_C)^2;\quad (4.61)$$

$$U_B = \sqrt{(U_C + \Delta U_{Л3})^2 + (\delta U_{Л3})^2};\quad (4.62)$$

$$\delta_3 = \arctg(\delta U_{Л3} / (U_C + \Delta U_{Л3})).\quad (4.63)$$

Для лінії Л2

$$\dot{S}_{Л2}'' = \dot{S}_{Л3}' + \dot{S}_{PB};\quad (4.64)$$

$$\begin{aligned}\dot{U}_A &= U_B + \frac{r_{Л2}P_{Л2}'' + x_{Л2}Q_{Л2}''}{U_B} + j \frac{x_{Л2}P_{Л2}'' - r_{Л2}Q_{Л2}''}{U_B} = \\ &= U_B + \Delta U_{Л2} + j\delta U_{Л2};\end{aligned}\quad (4.65)$$

$$\dot{S}_{Л2}' = \dot{S}_{Л2}'' + \underline{Z}_{Л2}^* (S_{Л2}'' / U_B)^2;\quad (4.66)$$

$$U_A = \sqrt{(U_B + \Delta U_{Л2})^2 + (\delta U_{Л2})^2};\quad (4.67)$$

$$\delta_2 = \arctg(\delta U_{Л2} / (U_B + \Delta U_{Л2})).\quad (4.68)$$

Для лінії Л1

$$\dot{S}_{Л1}'' = \dot{S}_{Л2}' + \dot{S}_{PA};\quad (4.69)$$

$$\begin{aligned}\dot{U}_0 &= U_A + \frac{r_{Л1}P_{Л1}'' + x_{Л1}Q_{Л1}''}{U_A} + j \frac{x_{Л1}P_{Л1}'' - r_{Л1}Q_{Л1}''}{U_A} = \\ &= U_A + \Delta U_{Л1} + j\delta U_{Л1};\end{aligned}\quad (4.70)$$

$$\dot{S}_{Л1}' = \dot{S}_{Л1}'' + \underline{Z}_{Л1}^* (S_{Л1}'' / U_A)^2;\quad (4.71)$$

$$U_0 = \sqrt{(U_A + \Delta U_{Л1})^2 + (\delta U_{Л1})^2};\quad (4.72)$$

$$\delta_1 = \arctg(\delta U_{Л1} / (U_A + \Delta U_{Л1})).\quad (4.73)$$



Потужність джерела живлення

$$\dot{S}_I = \dot{S}'_{Л1} + \Delta P_{кор} / 2 + jQ_{C1} / 2. \quad (4.74)$$

Векторна діаграма міжфазних напруг і струму лінії Л3, який відстає від  $\dot{U}_C$  на  $\varphi_3 + 30^\circ$  (фазна і лінійна напруги зміщені на  $30^\circ$ ), показана на рис. 4.23.

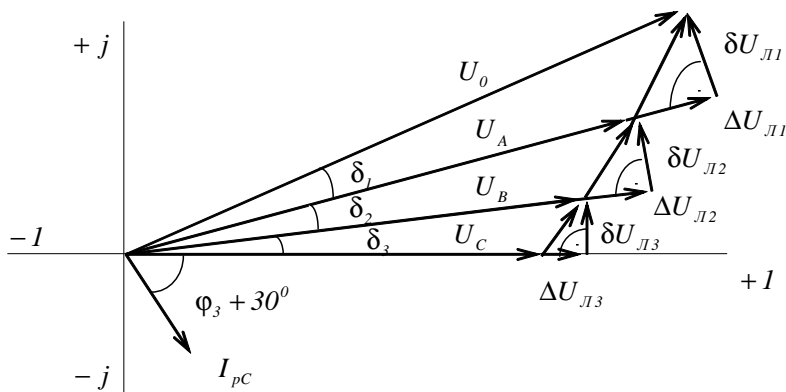


Рис. 4.23. Векторна діаграма міжфазних напруг магістральної електричної мережі, якщо задана напруга в кінці лінії Л3

Визначаючи напруги на початку кожної лінії, вектор напруги в кінці лінії суміщаємо з віссю дійсних.

Такий підхід можна використовувати для розрахунку будь-якої магістральної електричної мережі з довільною кількістю проміжних вузлів навантаження.

#### Приклад 4.3.1.

Розрахувати режим магістральної мережі, зображеної на рис. 4.24. Номінальна напруга лінії магістральної мережі  $U_{ном} = 110 \text{ кВ}$ .

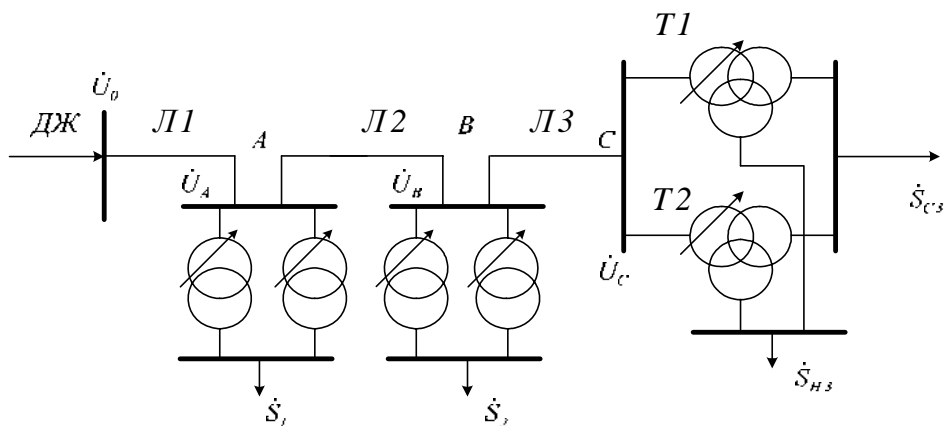


Рис. 4.24. Схема магістральної електричної мережі

На підстанції *A* встановлено два трансформатори *ТДН – 10000 / 110*. Паспортні дані:  
 $S_{ном} = 10 \text{ МВ} \cdot \text{А}; U_{ВН} = 115 \text{ кВ}; U_{НН} = 11 \text{ кВ}; u_{\kappa} = 10,5 \%; \Delta P_{\kappa} = 60 \text{ кВт};$   
 $I_{н.х} = 0,7 \%; \Delta P_{н.х} = 14 \text{ кВт}.$

Потужність навантаження  $S_1 = 14 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \cos \varphi_1 = 0,9.$

На підстанції *B* встановлено два трансформатори *ТМН – 6300 / 110*. Паспортні дані:  
 $S_{ном} = 6,3 \text{ МВ} \cdot \text{А}; U_{ВН} = 115 \text{ кВ}; U_{НН} = 11 \text{ кВ}; u_{\kappa} = 10,5 \%; \Delta P_{\kappa} = 44 \text{ кВт};$   
 $I_{н.х} = 0,8 \%; \Delta P_{н.х} = 11,5 \text{ кВт}.$

Потужність навантаження  $S_2 = 9 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \cos \varphi_2 = 0,89.$

На підстанції *C* встановлено два трансформатори *ТДТН – 16000 / 110*. Паспортні дані:  
 $S_{ном} = 16 \text{ МВ} \cdot \text{А}; U_{ВН} = 115 \text{ кВ}; U_{СН} = 38,5 \text{ кВ}; u_{\kappa_{В-С}} = 10,5 \%; \Delta P_{\kappa_{max}} =$   
 $= 100 \text{ кВт}; I_{н.х} = 1 \%; \Delta P_{н.х} = 23 \text{ кВт}.$

Потужність навантаження  $S_3 = 22 \text{ МВ} \cdot \text{А}; S_{СЗ} = 0,7 S_3; \cos \varphi_{СЗ} = 0,91;$

$S_{НЗ} = 0,3 S_3; \cos \varphi_{НЗ} = 0,88.$

Параметри ліній.

*Л1* : Провід *АС – 240 / 32*;  $l_1 = 37 \text{ км}; r_0 = 0,12 \text{ Ом} / \text{км};$

$x_0 = 0,405 \text{ Ом} / \text{км}; b_0 = 2,81 \cdot 10^{-6} \text{ СМ} / \text{км}.$

*Л2* : Провід *АС – 185 / 29*;  $l_2 = 25 \text{ км}; r_0 = 0,162 \text{ Ом} / \text{км};$

$x_0 = 0,413 \text{ Ом} / \text{км}; b_0 = 2,75 \cdot 10^{-6} \text{ СМ} / \text{км}.$

*Л3* : Провід *АС – 120 / 19*;  $l_3 = 43 \text{ км}; r_0 = 0,249 \text{ Ом} / \text{км};$

$x_0 = 0,427 \text{ Ом} / \text{км}; b_0 = 2,66 \cdot 10^{-6} \text{ СМ} / \text{км}.$

Напруга у вузлі *C*  $U_C = 110 \text{ кВ}.$

### **Розв'язання.**

Заступна схема магістральної мережі зображена на рис. 4.25. Під час розрахунку режимів електричних мереж *110 кВ* втратами на корону нехтуємо.

Обчислимо параметри заступної схеми магістральної електричної мережі.

*Л1* :  $r_{Л1} = r_0 l_1 = 0,12 \cdot 37 = 4,44 \text{ Ом};$

$x_{Л1} = x_0 l_1 = 0,405 \cdot 37 = 14,985 \text{ Ом};$

$\underline{Z}_{Л1} = r_{Л1} + jx_{Л1} = (4,44 + j14,985) \text{ Ом};$

$Q_{C1} = U_{ном}^2 b_0 l_1 = 110^2 \cdot 2,81 \cdot 10^{-6} \cdot 37 = 0,011 \text{ Мвар}.$

*Л2* :  $r_{Л2} = r_0 l_2 = 0,162 \cdot 25 = 4,05 \text{ Ом};$

$x_{Л2} = x_0 l_2 = 0,413 \cdot 25 = 10,325 \text{ Ом};$

$\underline{Z}_{Л2} = r_{Л2} + jx_{Л2} = (4,05 + j10,325) \text{ Ом};$

$Q_{C2} = U_{ном}^2 b_0 l_2 = 110^2 \cdot 2,75 \cdot 10^{-6} \cdot 25 = 0,007563 \text{ Мвар}.$

$$ЛЗ: \quad r_{ЛЗ} = r_0 l_3 = 0,249 \cdot 43 = 10,707 \text{ Ом};$$

$$x_{ЛЗ} = x_0 l_3 = 0,427 \cdot 43 = 18,361 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{ЛЗ} = r_{ЛЗ} + jx_{ЛЗ} = (10,707 + j18,361) \text{ Ом};$$

$$Q_{C3} = U_{ном}^2 b_0 l_3 = 110^2 \cdot 2,66 \cdot 10^{-6} \cdot 43 = 0,013 \text{ Мвар}.$$

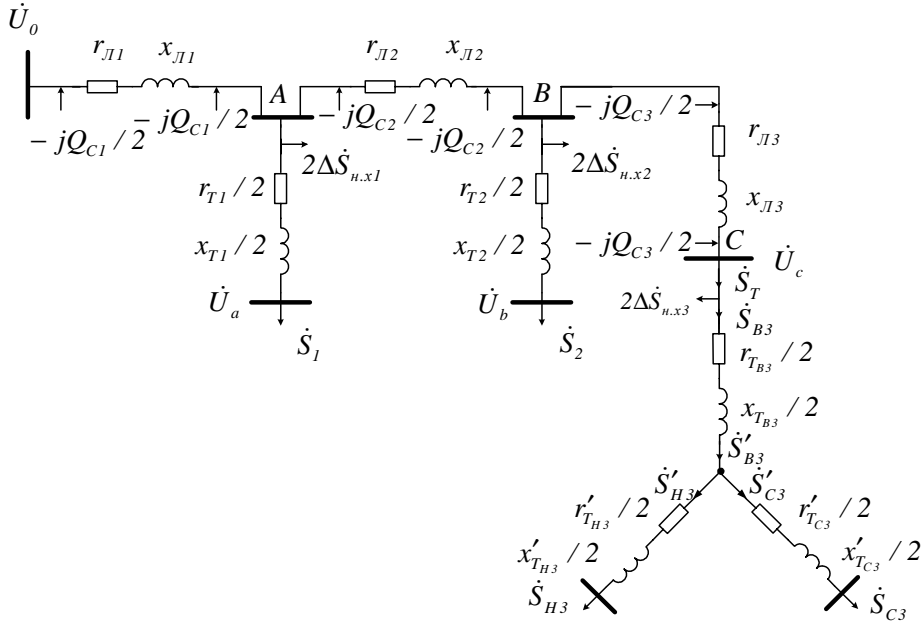


Рис. 4.25. Заступна схема магістральної електричної мережі

$$\Pi / \text{cm A}: \quad r_{T1} = \Delta P_{\kappa} \cdot 10^{-3} \frac{U_{BH}^2}{S_{ном}^2} = 60 \cdot 10^{-3} \frac{115^2}{10^2} = 7,935 \text{ Ом};$$

$$x_{T1} = \frac{u_{\kappa} [\%]}{100} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{ном}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{10} = 138,862 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{T1} = r_{T1} + jx_{T1} = (7,935 + j138,862) \text{ Ом};$$

$$\Delta Q_{н.х1} = \frac{I_{н.х} [\%] S_{ном}}{100} = \frac{0,7 \cdot 10}{100} = 0,07 \text{ Мвар};$$

$$\Delta \dot{S}_{н.х1} = \Delta P_{н.х1} - jQ_{н.х1} = (0,014 - j0,07) \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

$$\Pi / \text{cm B}: \quad r_{T2} = \Delta P_{\kappa} \cdot 10^{-3} \frac{U_{BH}^2}{S_{ном}^2} = 44 \cdot 10^{-3} \frac{115^2}{6,3^2} = 14,661 \text{ Ом};$$

$$x_{T2} = \frac{u_{\kappa} [\%]}{100} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{ном}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{6,3} = 220,417 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{T2} = r_{T2} + jx_{T2} = (14,661 + j220,417) \text{ Ом};$$

$$\Delta Q_{н.х2} = \frac{I_{н.х} [\%] S_{ном}}{100} = \frac{0,8 \cdot 6,3}{100} = 0,05 \text{ Мвар};$$

$$\Delta \dot{S}_{н.х2} = \Delta P_{н.х2} - jQ_{н.х2} = (0,012 - j0,05) \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

$\Pi / \text{см C} :$

$$r_{T_{B3}} = r'_{T_{C3}} = r'_{T_{H3}} = \frac{\Delta P_{кmax} \cdot 10^{-3}}{2} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{ном}^2} = \frac{100 \cdot 10^{-3}}{2} \cdot \frac{115^2}{16^2} = 2,583 \text{ Ом};$$

$$u_{\kappa_B} = 0,5(u_{\kappa_{B-C}} + u_{\kappa_{B-H}} - u_{\kappa_{C-H}}) = 0,5 \cdot (10,5 + 17 - 6) = 10,75 \%;$$

$$u_{\kappa_C} = 0,5(u_{\kappa_{B-C}} + u_{\kappa_{C-H}} - u_{\kappa_{B-H}}) = 0,5 \cdot (10,5 + 6 - 17) \cong 0 \%;$$

$$u_{\kappa_H} = 0,5(u_{\kappa_{B-H}} + u_{\kappa_{C-H}} - u_{\kappa_{B-C}}) = 0,5 \cdot (17 + 6 - 10,5) = 6,25 \%;$$

$$x_{T_{B3}} = \frac{u_{\kappa_B} [\%]}{100} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{ном}} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{115^2}{16} = 88,855 \text{ Ом};$$

$$x'_{T_{C3}} = \frac{u_{\kappa_C} [\%]}{100} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{ном}} = \frac{0}{100} \cdot \frac{115^2}{16} \cong 0 \text{ Ом};$$

$$x'_{T_{H3}} = \frac{u_{\kappa_H} [\%]}{100} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{ном}} = \frac{6,25}{100} \cdot \frac{115^2}{16} = 51,66 \text{ Ом};$$

$$\Delta Q_{н.х3} = \frac{I_{н.х} [\%] S_{ном}}{100} = \frac{1 \cdot 16}{100} = 0,16 \text{ Мвар};$$

$$\Delta \dot{S}_{н.х3} = \Delta P_{н.х3} - jQ_{н.х3} = (0,023 - j0,16) \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\underline{Z}_{T_{B3}} = r_{T_{B3}} + jx_{T_{B3}} = (2,583 + j88,855) \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}'_{T_{C3}} = r'_{T_{C3}} + jx'_{T_{C3}} = (2,583 + j0) \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}'_{T_{H3}} = r'_{T_{H3}} + jx'_{T_{H3}} = (2,583 + j51,66) \text{ Ом}.$$

Обчислюємо розрахункові потужності вузлів навантаження.

**Вузол А.** Потужність навантаження у комплексній формі

$$\dot{S}_I = P_I - jQ_I = S_I \cos \varphi_I - jS_I \sin \varphi_I = 14 \cdot 0,9 - j14 \cdot 0,436 = \\ = (12,6 - j6,102) \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}_{PA} = P_{PA} - jQ_{PA} = \dot{S}_I + \Delta \dot{S}_{T1} + 2\Delta \dot{S}_{н.х1} + jQ_{C1}/2 + jQ_{C2}/2 = \\ = P_I - jQ_I + \frac{P_I^2 + Q_I^2}{U_{ном}^2} \underline{Z}_{T1}^* / 2 + 2(\Delta P_{н.х1} - jQ_{н.х1}) + jQ_{C1}/2 + jQ_{C2}/2 = \\ = 12,6 - j6,102 + \frac{12,6^2 + 6,102^2}{110^2} \cdot (7,935 - j138,862) / 2 + \\ + 2 \cdot (0,014 - j0,07) + j0,011/2 + j7,563/2 = (14,092 - j0,243) \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

**Вузол В**. Потужність навантаження у комплексній формі

$$\begin{aligned}
 \dot{S}_2 &= P_2 - jQ_2 = S_2 \cos \varphi_2 - jS_2 \sin \varphi_2 = 9 \cdot 0,89 - j9 \cdot 0,456 = \\
 &= (8,01 - j4,104) \text{ MB} \cdot \text{A}; \\
 \dot{S}_{PB} &= P_{PB} - jQ_{PB} = \dot{S}_2 + \Delta \dot{S}_{T2} + 2\Delta \dot{S}_{H.X2} + jQ_{C2} / 2 + jQ_{C3} / 2 = \\
 &= P_2 - jQ_2 + \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \underline{Z}_{T2}^* / 2 + 2(\Delta P_{H.X2} - jQ_{H.X2}) + jQ_{C2} / 2 + jQ_{C3} / 2 = \\
 &= 8,01 - j4,104 + \frac{8,01^2 + 4,104^2}{110^2} \cdot (14,661 - j220,417) / 2 + \\
 &+ 2 \cdot (0,012 - j0,05) + j0,007563 / 2 + j0,013 / 2 = (9,072 - j0,828) \text{ MB} \cdot \text{A}.
 \end{aligned}$$

**Вузол С**. Потужність навантаження у комплексній формі відповідно обвиток середньої та нижчої напруги

$$\begin{aligned}
 \dot{S}_{C3} &= P_{C3} - jQ_{C3} = S_{C3} \cos \varphi_{C3} - jS_{C3} \sin \varphi_{C3} = 15,4 \cdot 0,91 - j15,4 \cdot 0,415 = \\
 &= (14,014 - j6,385) \text{ MB} \cdot \text{A}; \\
 \dot{S}_{H3} &= P_{H3} - jQ_{H3} = S_{H3} \cos \varphi_{H3} - jS_{H3} \sin \varphi_{H3} = 6,6 \cdot 0,88 - j6,6 \cdot 0,475 = \\
 &= (5,808 - j3,135) \text{ MB} \cdot \text{A};
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \dot{S}'_{C3} &= P'_{C3} - jQ'_{C3} = \dot{S}_{C3} + \Delta \dot{S}_{TC3} = P_{C3} - jQ_{C3} + \frac{P_{C3}^2 + Q_{C3}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \underline{Z}_{TC3}^* / 2 = \\
 &= 14,014 - j6,385 + \frac{14,014^2 + 6,385^2}{110^2} \cdot (2,583 - j0) / 2 = \\
 &= (14,039 - j6,385) \text{ MB} \cdot \text{A};
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \dot{S}'_{H3} &= P'_{H3} - jQ'_{H3} = \dot{S}_{H3} + \Delta \dot{S}_{TH3} = P_{H3} - jQ_{H3} + \frac{P_{H3}^2 + Q_{H3}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \underline{Z}_{TH3}^* / 2 = \\
 &= 5,808 - j3,135 + \frac{5,808^2 + 3,135^2}{110^2} \cdot (2,583 - j51,66) / 2 = \\
 &= (5,813 - j3,228) \text{ MB} \cdot \text{A};
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \dot{S}'_{B3} &= P'_{B3} - jQ'_{B3} = \dot{S}'_{C3} + \dot{S}'_{H3} = P'_{C3} - jQ'_{C3} + P'_{H3} - jQ'_{H3} = \\
 &= 14,039 - j6,385 + 5,813 - j3,228 = (19,852 - j9,613) \text{ MB} \cdot \text{A};
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \dot{S}_{B3} &= P_{B3} - jQ_{B3} = \dot{S}'_{B3} + \Delta \dot{S}_{TB3} = P'_{B3} - jQ'_{B3} + \frac{P_{B3}^2 + Q_{B3}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \underline{Z}_{TB3}^* / 2 = \\
 &= 19,852 - j9,613 + \frac{19,852^2 + 9,613^2}{110^2} \cdot (2,583 - j88,855) / 2 = \\
 &= (19,904 - j11,399) \text{ MB} \cdot \text{A};
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
 \dot{S}_{PC} &= P_{PC} - jQ_{PC} = \dot{S}_{B3} + 2\Delta\dot{S}_{н.х3} + jQ_{C3}/2 = \\
 &= P_{B3} - jQ_{B3} + 2(\Delta P_{н.х3} - jQ_{н.х3}) + jQ_{C3}/2 = \\
 &= 19,904 - j11,399 + 2 \cdot (0,023 - j0,16)/2 + j0,013/2 = \\
 &= (19,95 - j11,713) \text{ MB} \cdot \text{A}.
 \end{aligned}$$

У результаті отримуємо розрахункову заступну схему, яка зображена на рис. 4.26.

Потужність кінця поздовжніх параметрів лінії ЛЗ

$$\dot{S}_{ЛЗ}'' = P_{ЛЗ}'' - jQ_{ЛЗ}'' = \dot{S}_{PC} = (19,95 - j11,713) \text{ MB} \cdot \text{A}.$$

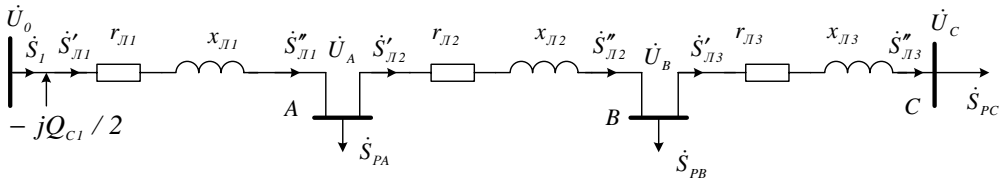


Рис. 4.26. Розрахункова схема магістральної електричної мережі

За відомою напругою в кінці лінії ЛЗ  $\dot{U}_C$  і розрахунковою потужністю  $\dot{S}_{PC} = \dot{S}_{ЛЗ}''$  визначаємо напругу і потужність на початку лінії ЛЗ

$$\begin{aligned}
 \dot{U}_B &= U_C + \Delta U_{Л3} + j\delta U_{Л3} = U_C + \frac{r_{Л3}P_{Л3}'' + x_{Л3}Q_{Л3}''}{U_C} + j \frac{x_{Л3}P_{Л3}'' - r_{Л3}Q_{Л3}''}{U_C} = \\
 &= 110 + \frac{10,707 \cdot 19,95 + 18,361 \cdot 11,713}{110} + j \frac{18,361 \cdot 19,95 - 10,707 \cdot 11,713}{110} = \\
 &= 110 + 3,897 + j2,19 = (113,897 + j2,19) \text{ кВ}.
 \end{aligned}$$

Напруга за модулем

$$U_B = \sqrt{(U_C + \Delta U_{Л3})^2 + (\delta U_{Л3})^2} = \sqrt{(110 + 3,897)^2 + 2,19^2} = 113,918 \text{ кВ};$$

$$\begin{aligned}
 \dot{S}_{Л3}' &= P_{Л3}' - jQ_{Л3}' = \dot{S}_{Л3}'' + \underline{Z}_{Л3}^* (\dot{S}_{Л3}'' / U_C)^2 = 19,95 - j11,713 + (10,707 - \\
 &- j18,361) \frac{19,95^2 + 11,713^2}{110^2} = (20,423 - j12,525) \text{ MB} \cdot \text{A}.
 \end{aligned}$$

Кут між напругами вузлів C і B

$$\delta_3 = \arctg\left(\frac{\delta U_{Л3}}{U_C + \Delta U_{Л3}}\right) = \arctg\left(\frac{2,19}{110 + 3,897}\right) = 1,102^\circ.$$

Для лінії Л2

$$\begin{aligned}
 \dot{S}_{Л2}'' &= P_{Л2}'' - jQ_{Л2}'' = \dot{S}_{Л3}' + \dot{S}_{РВ} = 20,423 - j12,525 + 9,07 - j0,208 = \\
 &= (29,496 - j13,353) \text{ MB} \cdot \text{A};
 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\dot{U}_A &= U_B + \Delta U_{Л2} + \delta U_{Л2} = U_B + \frac{r_{Л2} P''_{Л2} + x_{Л2} Q''_{Л2}}{U_B} + j \frac{x_{Л2} P''_{Л2} - r_{Л2} Q''_{Л2}}{U_B} = \\ &= 113,918 + \frac{4,05 \cdot 31,604 + 10,325 \cdot 1,398}{113,918} + j \frac{10,325 \cdot 31,604 - 4,05 \cdot 1,398}{113,918} = \\ &= 113,918 + 2,259 + j2,199 = (116,177 + j2,199) \text{ кВ}.\end{aligned}$$

Напряга за модулем

$$\begin{aligned}U_A &= \sqrt{(U_B + \Delta U_{Л2})^2 + (\delta U_{Л2})^2} = \sqrt{(113,918 + 2,259)^2 + 2,199^2} = \\ &= 116,198 \text{ кВ};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\dot{S}'_{Л2} &= P'_{Л2} - jQ'_{Л2} = \dot{S}''_{Л2} + \underline{Z}_{Л2}^* (S''_{Л2} / U_B)^2 = 29,496 - j13,353 + (4,05 - \\ &- j10,325) \frac{29,496^2 + 13,353^2}{113,918^2} = (29,823 - j14,187) \text{ МВ} \cdot \text{А}.\end{aligned}$$

Кут між напругами вузлів  $B$  і  $A$

$$\delta_2 = \arctg\left(\frac{\delta U_{Л2}}{U_B + \Delta U_{Л2}}\right) = \arctg\left(\frac{2,199}{113,918 + 2,259}\right) = 1,063^\circ.$$

Для лінії  $Л1$

$$\begin{aligned}\dot{S}'_{Л1} &= P'_{Л1} - jQ'_{Л1} = \dot{S}''_{Л2} + \dot{S}_{РА} = 29,823 - j14,187 + 14,092 - j0,243 = \\ &= (43,915 - j15,443) \text{ МВ} \cdot \text{А};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\dot{U}_0 &= U_A + \Delta U_{Л1} + j\delta U_{Л1} = U_A + \frac{r_{Л1} P''_{Л1} + x_{Л1} Q''_{Л1}}{U_A} + j \frac{x_{Л1} P''_{Л1} - r_{Л1} Q''_{Л1}}{U_A} = \\ &= 116,198 + \frac{4,44 \cdot 43,915 + 14,985 \cdot 15,443}{116,198} + j \frac{14,985 \cdot 43,915 - 4,44 \cdot 15,443}{116,198} = \\ &= 116,198 + 3,67 + j5,073 = (119,867 + j5,073) \text{ кВ}.\end{aligned}$$

Напряга за модулем

$$\begin{aligned}U_0 &= \sqrt{(U_A + \Delta U_{Л1})^2 + (\delta U_{Л1})^2} = \sqrt{(116,198 + 3,67)^2 + 5,073^2} = \\ &= 119,975 \text{ кВ};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\dot{S}'_{Л1} &= P'_{Л1} - jQ'_{Л1} = \dot{S}''_{Л1} + \underline{Z}_{Л1}^* (S''_{Л1} / U_A)^2 = 43,915 - j15,443 + \\ &+ (4,44 - j14,985) \frac{43,915^2 + 15,443^2}{116,198^2} = (44,628 - j17,848) \text{ МВ} \cdot \text{А}.\end{aligned}$$

Кут між напругами вузлів  $A$  та  $0$

$$\delta_1 = \arctg\left(\frac{\delta U_{Л1}}{U_A + \Delta U_{Л1}}\right) = \arctg\left(\frac{5,073}{116,198 + 3,67}\right) = 2,424^\circ.$$

Потужність джерела живлення

$$\begin{aligned}\dot{S}_1 &= P_1 - jQ_1 = \dot{S}'_{Л1} + jQ_{C1} / 2 = 44,628 - j17,848 + j0,011/2 = \\ &= (44,628 - j17,842) \text{ МВ} \cdot \text{А}.\end{aligned}$$

#### 4.3.2. Наближений розрахунок усталених режимів магістральної електричної мережі, якщо задана напруга джерела живлення

Як і в попередньому випадку, визначаємо розрахункові потужності вузлів навантаження за (4.25) наближено за номінальною напругою (рис. 4.22, в). Обчислюємо потужності на початку поздовжніх параметрів ліній з урахуванням втрат потужності, якщо напруга номінальна

$$\dot{S}'_{Л3} = \dot{S}''_{Л3} + \underline{Z}^*_{Л3} (S''_{Л3} / U_{ном})^2; \quad (4.75)$$

$$\dot{S}''_{Л2} = \dot{S}'_{Л3} + \dot{S}_{PB}; \quad (4.76)$$

$$\dot{S}'_{Л2} = \dot{S}''_{Л2} + \underline{Z}^*_{Л2} (S''_{Л2} / U_{ном})^2; \quad (4.77)$$

$$\dot{S}''_{Л1} = \dot{S}'_{Л2} + \dot{S}_{PA}; \quad (4.78)$$

$$\dot{S}'_{Л1} = \dot{S}''_{Л1} + \underline{Z}^*_{Л1} (S''_{Л1} / U_{ном})^2. \quad (4.79)$$

За відомою напругою  $\dot{U}_0$  і потужностями  $\dot{S}'_{Л1}$ ,  $\dot{S}'_{Л2}$ ,  $\dot{S}'_{Л3}$  визначаємо напруги у вузлах навантаження магістральної електричної мережі

$$\begin{aligned} \dot{U}_A &= U_0 - \frac{r_{Л1}P'_{Л1} + x_{Л1}Q'_{Л1}}{U_0} - j \frac{x_{Л1}P'_{Л1} - r_{Л1}Q'_{Л1}}{U_0} = \\ &= U_0 - \Delta U_{Л1} - j\delta U_{Л1}; \end{aligned} \quad (4.80)$$

$$U_A = \sqrt{(U_0 - \Delta U_{Л1})^2 + (\delta U_{Л1})^2}; \quad (4.81)$$

$$\delta_1 = \arctg(\delta U_{Л1} / (U_0 - \Delta U_{Л1})). \quad (4.82)$$

$$\begin{aligned} \dot{U}_B &= U_A - \frac{r_{Л2}P'_{Л2} + x_{Л2}Q'_{Л2}}{U_A} - j \frac{x_{Л2}P'_{Л2} - r_{Л2}Q'_{Л2}}{U_A} = \\ &= U_A - \Delta U_{Л2} - j\delta U_{Л2}; \end{aligned} \quad (4.83)$$

$$U_B = \sqrt{(U_A - \Delta U_{Л2})^2 + (\delta U_{Л2})^2}; \quad (4.84)$$

$$\delta_2 = \arctg(\delta U_{Л2} / (U_A - \Delta U_{Л2})). \quad (4.85)$$

$$\begin{aligned} \dot{U}_C &= U_B - \frac{r_{Л3}P'_{Л3} + x_{Л3}Q'_{Л3}}{U_B} - j \frac{x_{Л3}P'_{Л3} - r_{Л3}Q'_{Л3}}{U_B} = \\ &= U_B - \Delta U_{Л3} - j\delta U_{Л3}; \end{aligned} \quad (4.86)$$

$$U_C = \sqrt{(U_B - \Delta U_{Л3})^2 + (\delta U_{Л3})^2}; \quad (4.87)$$

$$\delta_3 = \arctg(\delta U_{Л3} / (U_B - \Delta U_{Л3})). \quad (4.88)$$



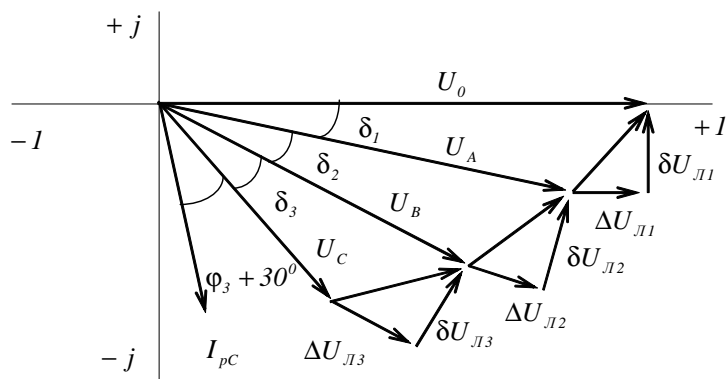


Рис. 4.27. Векторна діаграма міжфазних напруг магістральної електричної мережі, якщо задана напруга джерела живлення

На рис. 4.27 наведена векторна діаграма міжфазних напруг магістральної електричної мережі. Вектор струму  $\dot{I}_{pC}$  зміщений щодо напруги  $U_C$  на кут  $\varphi_3 + 30^\circ$ .

#### Приклад 4.3.2.

Розрахувати режим магістральної мережі, зображеної на рис. 4.28. Номінальна напруга лінії магістральної мережі  $U_{ном} = 110$  кВ.

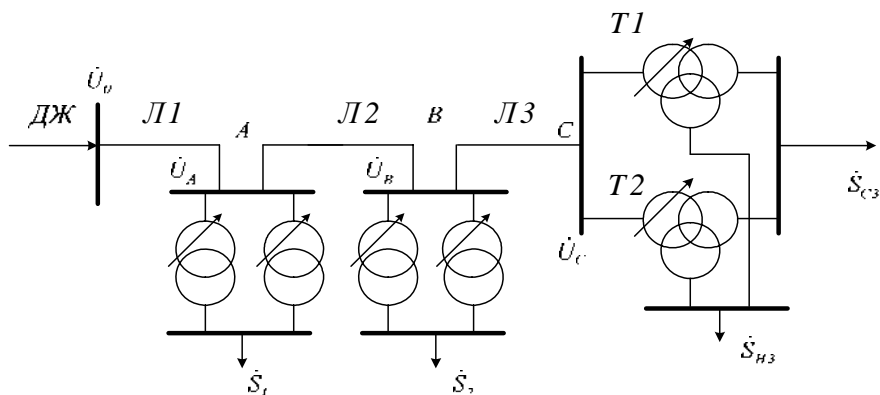


Рис. 4.28. Схема магістральної електричної мережі

На підстанції  $A$  встановлено два трансформатори  $ТДН - 10000 / 110$ . Паспортні дані:  
 $S_{ном} = 10 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ ;  $U_{BH} = 115 \text{ кВ}$ ;  $U_{HH} = 11 \text{ кВ}$ ;  $u_k = 10,5 \%$ ;  $\Delta P_k = 60 \text{ кВт}$ ;  
 $I_{н.х} = 0,7 \%$ ;  $\Delta P_{н.х} = 14 \text{ кВт}$ .

Потужність навантаження  $S_l = 14 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ ;  $\cos \varphi_l = 0,9$ .

На підстанції  $B$  встановлено два трансформатори  $ТМН - 6300 / 110$ . Паспортні дані:  
 $S_{ном} = 6,3 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ ;  $U_{BH} = 115 \text{ кВ}$ ;  $U_{HH} = 11 \text{ кВ}$ ;  $u_k = 10,5 \%$ ;  $\Delta P_k = 44 \text{ кВт}$ ;  
 $I_{н.х} = 0,8 \%$ ;  $\Delta P_{н.х} = 11,5 \text{ кВт}$ .

Потужність навантаження  $S_2 = 9 \text{ MB} \cdot \text{A}$ ;  $\cos\varphi_2 = 0,89$ .

На підстанції  $C$  встановлено два трансформатори  $\text{ТДТН} - 16000 / 110$ . Паспортні дані:  $S_{ном} = 16 \text{ MB} \cdot \text{A}$ ;  $U_{BH} = 115 \text{ кВ}$ ;  $U_{CH} = 38,5 \text{ кВ}$ ;  $u_{кв-с} = 10,5 \%$ ;  $\Delta P_{кmax} = 100 \text{ кВт}$ ;  $I_{н.х} = 1 \%$ ;  $\Delta P_{н.х} = 23 \text{ кВт}$ .

Навантаження  $S_3 = 22 \text{ MB} \cdot \text{A}$ ;  $S_{C3} = 0,7 S_3$ ;  $\cos\varphi_{C3} = 0,91$ ;

$S_{H3} = 0,3 S_3$ ;  $\cos\varphi_{H3} = 0,88$ .

Параметри ліній.

$\text{Л1}$ : Провід  $\text{AC} - 240 / 32$ ;  $l_1 = 37 \text{ км}$ ;  $r_0 = 0,12 \text{ Ом/км}$ ;

$x_0 = 0,405 \text{ Ом/км}$ ;  $b_0 = 2,81 \cdot 10^{-6} \text{ СМ/км}$ .

$\text{Л2}$ : Провід  $\text{AC} - 185 / 29$ ;  $l_2 = 25 \text{ км}$ ;  $r_0 = 0,162 \text{ Ом/км}$ ;

$x_0 = 0,413 \text{ Ом/км}$ ;  $b_0 = 2,75 \cdot 10^{-6} \text{ СМ/км}$ .

$\text{Л3}$ : Провід  $\text{AC} - 120 / 19$ ;  $l_3 = 43 \text{ км}$ ;  $r_0 = 0,249 \text{ Ом/км}$ ;

$x_0 = 0,427 \text{ Ом/км}$ ;  $b_0 = 2,66 \cdot 10^{-6} \text{ СМ/км}$ .

Напруга джерела живлення  $U_0 = 121 \text{ кВ}$ .

#### Розв'язання.

Заступна схема магістральної мережі зображена на рис. 4.29. Під час розрахунку режимів електричних мереж  $110 \text{ кВ}$  втратами на корону нехтуємо.

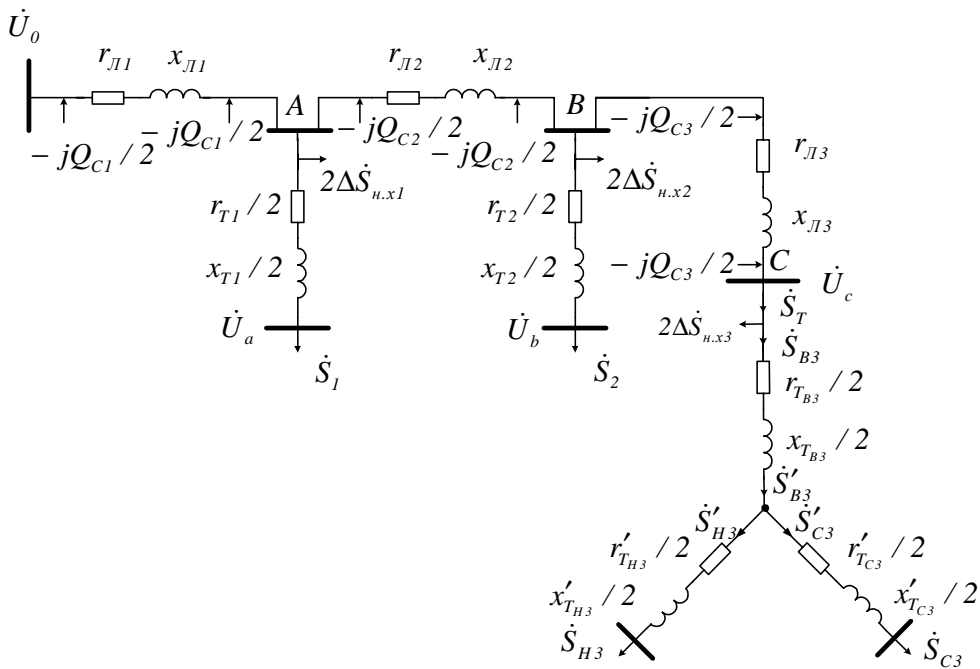


Рис. 4.29. Заступна схема магістральної електричної мережі

Обчислюємо параметри заступної схеми магістральної електричної мережі.

$$Л1: \quad r_{Л1} = r_0 l_1 = 0,12 \cdot 37 = 4,44 \text{ Ом};$$

$$x_{Л1} = x_0 l_1 = 0,405 \cdot 37 = 14,985 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{Л1} = r_{Л1} + jx_{Л1} = (4,44 + j14,985) \text{ Ом};$$

$$Q_{C1} = U_{ном}^2 b_0 l_1 = 110^2 \cdot 2,81 \cdot 10^{-6} \cdot 37 = 0,011 \text{ Мвар.}$$

$$Л2: \quad r_{Л2} = r_0 l_2 = 0,162 \cdot 25 = 4,05 \text{ Ом};$$

$$x_{Л2} = x_0 l_2 = 0,413 \cdot 25 = 10,325 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{Л2} = r_{Л2} + jx_{Л2} = (4,05 + j10,325) \text{ Ом};$$

$$Q_{C2} = U_{ном}^2 b_0 l_2 = 110^2 \cdot 2,75 \cdot 10^{-6} \cdot 25 = 0,007563 \text{ Мвар.}$$

$$Л3: \quad r_{Л3} = r_0 l_3 = 0,249 \cdot 43 = 10,707 \text{ Ом};$$

$$x_{Л3} = x_0 l_3 = 0,427 \cdot 43 = 18,361 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{Л3} = r_{Л3} + jx_{Л3} = (10,707 + j18,361) \text{ Ом};$$

$$Q_{C3} = U_{ном}^2 b_0 l_3 = 110^2 \cdot 2,66 \cdot 10^{-6} \cdot 43 = 0,013 \text{ Мвар.}$$

$$\Pi / \text{cm A}: \quad r_{T1} = \Delta P_{\kappa} \cdot 10^{-3} \frac{U_{BH}^2}{S_{ном}^2} = 60 \cdot 10^{-3} \frac{115^2}{10^2} = 7,935 \text{ Ом};$$

$$x_{T1} = \frac{u_{\kappa} [\%]}{100} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{ном}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{10} = 138,862 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{T1} = r_{T1} + jx_{T1} = (7,935 + j138,862) \text{ Ом};$$

$$\Delta Q_{н.х1} = \frac{I_{н.х} [\%] S_{ном}}{100} = \frac{0,7 \cdot 10}{100} = 0,07 \text{ Мвар};$$

$$\Delta \dot{S}_{н.х1} = \Delta P_{н.х1} - jQ_{н.х1} = (0,014 - j0,07) \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

$$\Pi / \text{cm B}: \quad r_{T2} = \Delta P_{\kappa} \cdot 10^{-3} \frac{U_{BH}^2}{S_{ном}^2} = 44 \cdot 10^{-3} \frac{115^2}{6,3^2} = 14,661 \text{ Ом};$$

$$x_{T2} = \frac{u_{\kappa} [\%]}{100} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{ном}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{6,3} = 220,417 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{T2} = r_{T2} + jx_{T2} = (14,661 + j220,417) \text{ Ом};$$

$$\Delta Q_{н.х2} = \frac{I_{н.х} [\%] S_{ном}}{100} = \frac{0,8 \cdot 6,3}{100} = 0,05 \text{ Мвар};$$

$$\Delta \dot{S}_{н.х2} = \Delta P_{н.х2} - jQ_{н.х2} = (0,012 - j0,05) \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

$\Pi / \text{cm C}:$

$$r_{TB3} = r'_{TC3} = r'_{TH3} = \frac{\Delta P_{\kappa \max} \cdot 10^{-3}}{2} \frac{U_{BH}^2}{S_{ном}^2} = \frac{100 \cdot 10^{-3}}{2} \cdot \frac{115^2}{16^2} = 2,583 \text{ Ом};$$

$$u_{\kappa_B} = 0,5(u_{\kappa_{B-C}} + u_{\kappa_{B-H}} - u_{\kappa_{C-H}}) = 0,5 \cdot (10,5 + 17 - 6) = 10,75 \%;$$

$$u_{\kappa_C} = 0,5(u_{\kappa_{B-C}} + u_{\kappa_{C-H}} - u_{\kappa_{B-H}}) = 0,5 \cdot (10,5 + 6 - 17) \cong 0 \%;$$

$$u_{\kappa_H} = 0,5(u_{\kappa_{B-H}} + u_{\kappa_{C-H}} - u_{\kappa_{B-C}}) = 0,5 \cdot (17 + 6 - 10,5) = 6,25 \%;$$

$$x_{T_{B3}} = \frac{u_{\kappa_B} [\%]}{100} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{ном}} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{115^2}{16} = 88,855 \text{ Ом};$$

$$x'_{T_{C3}} = \frac{u_{\kappa_C} [\%]}{100} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{ном}} = \frac{0}{100} \cdot \frac{115^2}{16} \cong 0 \text{ Ом};$$

$$x'_{T_{H3}} = \frac{u_{\kappa_H} [\%]}{100} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{ном}} = \frac{6,25}{100} \cdot \frac{115^2}{16} = 51,66 \text{ Ом};$$

$$\Delta Q_{н.х3} = \frac{I_{н.х} [\%] S_{ном}}{100} = \frac{1 \cdot 16}{100} = 0,16 \text{ Мвар};$$

$$\Delta \dot{S}_{н.х3} = \Delta P_{н.х3} - jQ_{н.х3} = (0,023 - j0,16) \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\underline{Z}_{T_{B3}} = r_{T_{B3}} + jx_{T_{B3}} = (2,583 + j88,855) \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}'_{T_{C3}} = r'_{T_{C3}} + jx'_{T_{C3}} = (2,583 + j0) \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}'_{T_{H3}} = r'_{T_{H3}} + jx'_{T_{H3}} = (2,583 + j51,66) \text{ Ом}.$$

Обчислюємо розрахункові потужності вузлів навантаження.

**Вузол А.** Потужність навантаження у комплексній формі

$$\dot{S}_I = P_I - jQ_I = S_I \cos \varphi_I - jS_I \sin \varphi_I = 14 \cdot 0,9 - j14 \cdot 0,436 = \\ = (12,6 - j6,102) \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}_{PA} = P_{PA} - jQ_{PA} = \dot{S}_I + \Delta \dot{S}_{T1} + 2\Delta \dot{S}_{н.х1} + jQ_{C1}/2 + jQ_{C2}/2 = \\ = P_I - jQ_I + \frac{P_I^2 + Q_I^2}{U_{ном}^2} \underline{Z}_{T1}^* / 2 + 2(\Delta P_{н.х1} - jQ_{н.х1}) + jQ_{C1}/2 + jQ_{C2}/2 = \\ = 12,6 - j6,102 + \frac{12,6^2 + 6,102^2}{110^2} \cdot (7,935 - j138,862) / 2 + \\ + 2 \cdot (0,014 - j0,07) + j0,011/2 + j7,563/2 = \\ = (14,092 - j0,243) \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

**Вузол В.** Потужність навантаження у комплексній формі

$$\dot{S}_2 = P_2 - jQ_2 = S_2 \cos \varphi_2 - jS_2 \sin \varphi_2 = 9 \cdot 0,89 - j9 \cdot 0,456 = \\ = (8,01 - j4,104) \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\begin{aligned}
\dot{S}_{PB} &= P_{PB} - jQ_{PB} = \dot{S}_2 + \Delta\dot{S}_{T2} + 2\Delta\dot{S}_{H,x2} + jQ_{C2}/2 + jQ_{C3}/2 = \\
&= P_2 - jQ_2 + \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_{ном}^2} \underline{Z}_{T2}^* / 2 + 2(\Delta P_{H,x2} - jQ_{H,x2}) + jQ_{C2}/2 + jQ_{C3}/2 = \\
&= 8,01 - j4,104 + \frac{8,01^2 + 4,104^2}{110^2} \cdot (14,661 - j220,417) / 2 + \\
&+ 2 \cdot (0,012 - j0,05) + j0,007563/2 + j0,013/2 = (9,072 - j0,208) \text{ MB} \cdot \text{A}.
\end{aligned}$$

**Вузол С.** Потужність навантаження у комплексній формі відповідно обвиток середньої та нижчої напруги

$$\begin{aligned}
\dot{S}_{C3} &= P_{C3} - jQ_{C3} = S_{C3} \cos \varphi_{C3} - jS_{C3} \sin \varphi_{C3} = 15,4 \cdot 0,91 - j15,4 \cdot 0,415 = \\
&= (14,014 - j6,385) \text{ MB} \cdot \text{A};
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\dot{S}_{H3} &= P_{H3} - jQ_{H3} = S_{H3} \cos \varphi_{H3} - jS_{H3} \sin \varphi_{H3} = 6,6 \cdot 0,88 - j6,6 \cdot 0,475 = \\
&= (5,808 - j3,135) \text{ MB} \cdot \text{A};
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\dot{S}'_{C3} &= P'_{C3} - jQ'_{C3} = \dot{S}_{C3} + \Delta\dot{S}_{TC3} = P_{C3} - jQ_{C3} + \frac{P_{C3}^2 + Q_{C3}^2}{U_{ном}^2} \underline{Z}_{TC3}^* / 2 = \\
&= 14,014 - j6,385 + \frac{14,014^2 + 6,385^2}{110^2} \cdot (2,583 - j0) / 2 = \\
&= (14,039 - j6,385) \text{ MB} \cdot \text{A};
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\dot{S}'_{H3} &= P'_{H3} - jQ'_{H3} = \dot{S}_{H3} + \Delta\dot{S}_{TH3} = P_{H3} - jQ_{H3} + \frac{P_{H3}^2 + Q_{H3}^2}{U_{ном}^2} \underline{Z}_{TH3}^* / 2 = \\
&= 5,808 - j3,135 + \frac{5,808^2 + 3,135^2}{110^2} \cdot (2,583 - j51,66) / 2 = \\
&= (5,813 - j3,228) \text{ MB} \cdot \text{A};
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\dot{S}'_{B3} &= P'_{B3} - jQ'_{B3} = \dot{S}'_{C3} + \dot{S}'_{H3} = P'_{C3} - jQ'_{C3} + P'_{H3} - jQ'_{H3} = \\
&= 14,039 - j6,385 + 5,813 - j3,228 = (19,852 - j9,613) \text{ MB} \cdot \text{A};
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\dot{S}_{B3} &= P_{B3} - jQ_{B3} = \dot{S}'_{B3} + \Delta\dot{S}_{TB3} = P'_{B3} - jQ'_{B3} + \frac{P_{B3}^2 + Q_{B3}^2}{U_{ном}^2} \underline{Z}_{TB3}^* / 2 = \\
&= 19,852 - j9,613 + \frac{19,852^2 + 9,613^2}{110^2} \cdot (2,583 - j88,855) / 2 = \\
&= (19,904 - j11,399) \text{ MB} \cdot \text{A};
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\dot{S}_{PC} &= P_{PC} - jQ_{PC} = \dot{S}_{B3} + 2\Delta\dot{S}_{H,x3} + jQ_{C3}/2 = P_{B3} - jQ_{B3} + \\
&+ 2(\Delta P_{H,x3} - jQ_{H,x3}) + jQ_{C3}/2 = 19,904 - j11,399 + \\
&+ 2 \cdot (0,023 - j0,16) / 2 + j0,013/2 = (19,95 - j11,713) \text{ MB} \cdot \text{A}.
\end{aligned}$$

У результаті отримуємо розрахункову схему, яка зображена на рис. 4.30.

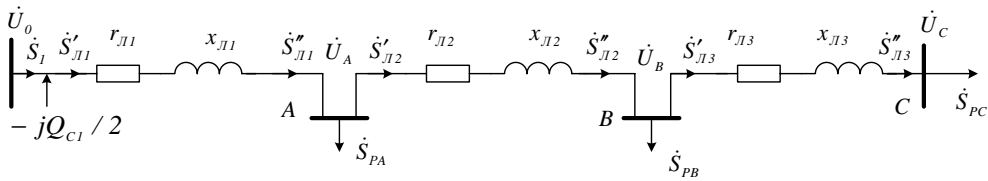


Рис. 4.30. Розрахункова схема магістральної електричної мережі

Потужність кінця поздовжніх параметрів Л3

$$\dot{S}_{Л3}'' = P_{Л3}'' - jQ_{Л3}'' = \dot{S}_{PC} = (19,95 - j11,713) \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Обчислюємо потужності на початку поздовжніх параметрів ліній з урахуванням втрат потужності, які обчислюють за  $U_{ном}$

Для лінії Л1

$$\begin{aligned} \dot{S}_{Л3}' &= P_{Л3}' - jQ_{Л3}' = \dot{S}_{Л3}'' + \underline{Z}_{Л3}^* (\dot{S}_{Л3}'' / U_{ном})^2 = 19,95 - j11,713 + \\ &+ (10,707 - j18,361) \frac{19,95^2 + 11,713^2}{110^2} = \\ &= (20,423 - j12,525) \text{ МВ} \cdot \text{А}. \end{aligned}$$

Для лінії Л2

$$\begin{aligned} \dot{S}_{Л2}'' &= P_{Л2}'' - jQ_{Л2}'' = \dot{S}_{Л3}' + \dot{S}_{PB} = \\ &= 20,423 - j12,525 + 9,07 - j0,208 = \\ &= (29,496 - j13,353) \text{ МВ} \cdot \text{А}; \\ \dot{S}_{Л2}' &= P_{Л2}' - jQ_{Л2}' = \dot{S}_{Л2}'' + \underline{Z}_{Л2}^* (\dot{S}_{Л2}'' / U_{ном})^2 = 29,496 - j13,353 + \\ &+ (4,05 - j10,325) \frac{29,496^2 + 13,353^2}{110^2} = \\ &= (29,846 - j14,248) \text{ МВ} \cdot \text{А}. \end{aligned}$$

Для лінії Л3

$$\begin{aligned} \dot{S}_{Л1}'' &= P_{Л1}'' - jQ_{Л1}'' = \dot{S}_{Л2}' + \dot{S}_{PA} = \\ &= 29,846 - j14,248 + 14,092 - j0,243 = \\ &= (43,939 - j15,503) \text{ МВ} \cdot \text{А}; \\ \dot{S}_{Л1}' &= P_{Л1}' - jQ_{Л1}' = \dot{S}_{Л1}'' + \underline{Z}_{Л1}^* (\dot{S}_{Л1}'' / U_A)^2 = 43,939 - j15,503 + \\ &+ (4,44 - j14,985) \frac{43,915^2 + 15,443^2}{110^2} = \\ &= (44,735 - j18,192) \text{ МВ} \cdot \text{А}. \end{aligned}$$

За відомою напругою  $\dot{U}_0$  і потужностями  $\dot{S}'_{Л1}$ ,  $\dot{S}'_{Л2}$ ,  $\dot{S}'_{Л3}$  визначасмо напруги у точках навантаження магістральної електричної мережі

$$\begin{aligned}\dot{U}_A &= U_0 - \Delta U_{Л1} - \delta U_{Л1} = U_0 - \frac{r_{Л1}P'_{Л1} + x_{Л1}Q'_{Л1}}{U_0} - \\ &- j \frac{x_{Л1}P'_{Л1} - r_{Л1}Q'_{Л1}}{U_0} = 121 - \frac{4,44 \cdot 44,735 + 14,985 \cdot 18,192}{121} - \\ &- j \frac{14,985 \cdot 44,735 - 4,44 \cdot 18,192}{121} = \\ &= 121 - 3,894 - j4,873 = (117,106 - j4,873) \text{ кВ.}\end{aligned}$$

Напруга за модулем

$$U_A = \sqrt{(U_0 - \Delta U_{Л1})^2 + (\delta U_{Л1})^2} = \sqrt{(121 - 3,894)^2 + 4,873^2} = 117,207 \text{ кВ.}$$

Кут між напругами вузлів 0 та A

$$\delta_1 = \arctg\left(\frac{\delta U_{Л1}}{U_0 - \Delta U_{Л1}}\right) = \arctg\left(\frac{4,873}{121 - 3,894}\right) = 2,462^\circ.$$

$$\begin{aligned}\dot{U}_B &= U_A - \Delta U_{Л2} - j\delta U_{Л2} = U_A - \frac{r_{Л2}P'_{Л2} + x_{Л2}Q'_{Л2}}{U_A} - \\ &- j \frac{x_{Л2}P'_{Л2} - r_{Л2}Q'_{Л2}}{U_A} = 117,207 - \frac{4,05 \cdot 29,846 + 10,325 \cdot 14,248}{117,207} - \\ &- j \frac{10,325 \cdot 29,846 - 4,05 \cdot 14,248}{117,207} = \\ &= 117,569 - 2,289 - j2,137 = (114,92 - j2,137) \text{ кВ.}\end{aligned}$$

Напруга за модулем

$$\begin{aligned}U_B &= \sqrt{(U_A - \Delta U_{Л2})^2 + (\delta U_{Л2})^2} = \sqrt{(117,207 - 2,287)^2 + 2,137^2} = \\ &= 114,94 \text{ кВ.}\end{aligned}$$

Кут між напругами вузлів A та B

$$\delta_2 = \arctg\left(\frac{\delta U_{Л2}}{U_A - \Delta U_{Л2}}\right) = \arctg\left(\frac{2,137}{117,207 - 2,289}\right) = 1,065^\circ.$$

$$\begin{aligned}\dot{U}_C &= U_B - \Delta U_{Л3} - j\delta U_{Л3} = U_B - \frac{r_{Л3}P'_{Л3} + x_{Л3}Q'_{Л3}}{U_B} - j \frac{x_{Л3}P'_{Л3} - r_{Л3}Q'_{Л3}}{U_B} = \\ &= 114,94 - \frac{10,707 \cdot 20,423 + 18,361 \cdot 12,525}{114,94} - \\ &- j \frac{18,361 \cdot 20,423 - 10,707 \cdot 12,525}{114,94} = \\ &= 114,94 - 3,903 - j2,096 = (111,037 - j2,096) \text{ кВ.}\end{aligned}$$

Напруга за модулем

$$U_C = \sqrt{(U_B - \Delta U_{ЛЗ})^2 + (\delta U_{ЛЗ})^2} = \sqrt{(114,94 - 3,903)^2 + 2,096^2} = 111,057 \text{ кВ.}$$

Кут між напругами вузлів  $B$  та  $C$

$$\delta_3 = \arctg\left(\frac{\delta U_{ЛЗ}}{U_B - \Delta U_{ЛЗ}}\right) = \arctg\left(\frac{2,096}{114,94 - 3,903}\right) = 1,081^\circ.$$

#### **4.3.3. Уточнений розрахунок ustalених режимів магістральної електричної мережі, якщо задана напруга в кінцевій точці**

Розрахунок здійснюється, як і для радіальної електричної мережі, за заданою напругою в кінці лінії. Для цього можуть використовуватися статичні характеристики розрахункового навантаження (рис. 4.22, в) чи статичні характеристики споживачів електроенергії (рис. 4.22, б). В першому випадку хід розрахунку не відрізняється від наближеного, тільки для обчислення напруг і потужностей окремих ділянок електричної мережі застосовуються статичні характеристики розрахункового навантаження.

Розраховуючи режими магістральної електричної мережі за статичними характеристиками споживачів електроенергії, використовуємо нижченаведений алгоритм. Якщо задана напруга  $\dot{U}'_C$  (рис. 4.22, б), зі статичних характеристик визначаємо  $P_3(U'_C)$ ,  $Q_3(U'_C)$ , напругу  $U_C$  (4.26), втрати потужності в  $\underline{Z}_T$  трансформаторі (4.27), за статичними характеристиками  $\Delta P_{н.х3}(U_C)$ ,  $\Delta Q_{н.х3}(U_C)$ ,  $\Delta P_{кор3}(U_C)$ ,  $Q_{C3}(U_C)$ . Потужність кінця лінії  $S''_{ЛЗ}$  розраховуємо як суму потужностей, які виходять з вузла  $C$ . За відомою напругою кінця лінії  $U_C$  і потужності  $\dot{S}''_{ЛЗ}$  визначаємо напругу  $\dot{U}_B$  (4.26) і потужність  $\dot{S}'_{ЛЗ}$  (4.28) на початку лінії ЛЗ. Далі обчислюємо потужність  $\dot{S}''_{Л2}$  в кінці лінії Л2. Для цього за статичними характеристиками знаходимо значення потужностей поперечних елементів трансформатора Т2  $\Delta P_{н.х2}(U_B)$ ,  $\Delta Q_{н.х2}(U_B)$ , кінця лінії ЛЗ  $\Delta P_{кор3}/2(U_B)$ ,  $Q_{C3}/2(U_B)$  і початку лінії Л2  $\Delta P_{кор2}/2(U_B)$ ,  $Q_{C2}/2(U_B)$ . Для визначення потужності  $\dot{S}_2(U'_b)$  знаходимо напругу  $\dot{U}'_b$ . Цю напругу можна обчислити методом спроб з коригуванням, як і за уточненим розрахунком радіальної електричної мережі, якщо задана напруга джерела живлення. Для цього задамо нульове наближення напруги  $U_b^{(0)}$ , яке для практичних розрахунків приймаємо  $U_{ном}$ . Зі статичних характеристик знаходимо  $P_2(U_b^{(0)})$ ,  $Q_2(U_b^{(0)})$ . Із (4.26), підставляючи значення  $\underline{Z}_{T2}$ ,



$P_2(U_b^{(0)}), Q_2(U_b^{(0)})$  і  $\dot{U}_b^{(0)}$ , розраховуємо напругу  $\dot{U}_B^{(0)}$ . На підставі (4.59) обчислюємо нове наближення напруги  $\dot{U}_b^{(k+1)}$  до досягнення заданої точності. Отже, знайшовши  $\dot{U}_b'$  за статичними характеристиками, визначаємо  $P_2(U_b'), Q_2(U_b')$  і потужність на початку поздовжніх параметрів трансформатора  $\underline{Z}_{T2}$ , підставивши в (4.28)  $P_2(U_b'), Q_2(U_b'), U_b'$  і  $\underline{Z}_T$ . Знаючи всі потужності, які входять і виходять з вузла В, на підставі першого закону Кірхгофа знаходимо потужність  $\dot{S}_{Л2}''$  кінця лінії Л2 і переходимо до визначення напруги вузла А, сумістивши напругу  $U_B$  з віссю дійсних і потужність початку лінії Л2  $\dot{S}_{Л2}'$  і т.д.

#### **4.3.4. Уточнений розрахунок усталених режимів магістральної електричної мережі, якщо задана напруга джерела живлення**

Цей розрахунок виконуємо методом спроб з коригуванням, задавши напругу в кінці лінії Л3  $\dot{U}_C$  чи напругу  $\dot{U}_C'$ . У першому випадку за статичними характеристиками розрахункових потужностей (рис. 4.22, в) і в другому – за статичними характеристиками споживачів електроенергії.

Нульове наближення відповідає потужності елементів електричної мережі й напрузі у вузлах, які отримані з обчислень за номінальною напругою мережі. Перше наближення потужностей навантаження знаходимо за статичними характеристиками на підставі напруги нульового наближення, визначивши за цими напругами втрати потужності елементів електричної мережі, і з урахуванням цього, потокорозподіл потужностей. Знаючи напругу й потужність джерела, обчислюємо напругу першого наближення у вузлах. Розрахунок повторюється до досягнення заданої точності.

#### **4.4. Розрахунок усталених режимів складнорозгалужених електричних мереж**

Однолінійну схему складнорозгалуженої мережі та її заступну схему показано на рис. 4.31, а, б.

Напруга джерела живлення  $\dot{U}_0$  через коефіцієнт трансформації зведена до номінальної напруги складнорозгалуженої мережі, а параметри заступної схеми (рис. 4.31, б) – до номінальної напруги. Для спрощення розрахунків на рис. 4.31, в наведена заступна схема з розрахунковими потужностями. Тут, як і під час розрахунку радіальних і магістральних мереж, розрахункова потужність вузлів навантаження подається у вигляді постійних значень, обчислених, якщо напруга номінальна чи у вигляді відповідних статичних характеристик.

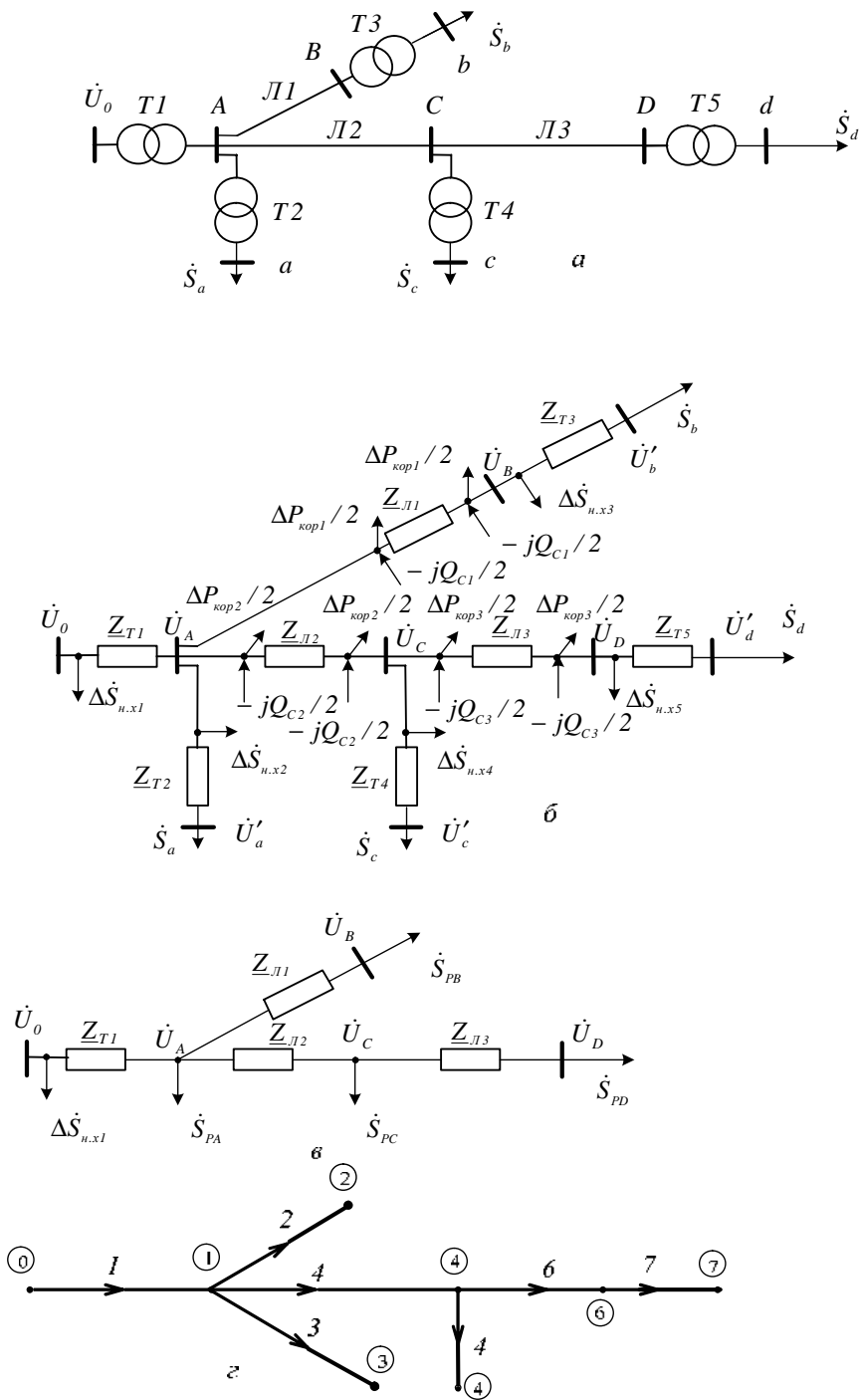


Рис. 4.31. Схеми складнорозгалуженої електричної мережі:  
а – принципова; б – заступна; в – розрахункова; г – граф заступної схеми

Режим складнорозгалуженої електричної мережі розраховується за заданою напругою джерела живлення  $\dot{U}_0$  і заданими потужностями вузлів навантаження. Якщо номінальна напруга мережі  $U_{ном}$  чи напруга  $U_0$ , знаходимо втрати потужності на ділянках мережі, виконуючи розрахунок від вузлів навантаження, попередньо визначивши потокорозподіл без втрат потужності. Обчисливши потужність з урахуванням втрат на початку і в кінці кожної поздовжньої ділянки й потужність джерела, за відомою напругою  $U_0$  і потужностями на ділянках розраховуємо перше наближення напруги у вузлах. Отримуємо потокорозподіл потужності й напругу вузлів нульового наближення. Якщо необхідно уточнити розрахунки за відомими напругами вузлів нульового наближення та статичними характеристиками навантаження, знаходимо потужності навантаження, за якими обчислюємо новий потокорозподіл потужностей, втрати напруги в елементах електричної мережі. Розрахунки повторюються до досягнення заданої точності.

Складнорозгалужену мережу можна розраховувати також і за напругою, заданою в кінці будь-якого її відгалуження, але такий розрахунок важко автоматизувати.

#### 4.5. Розрахунок режимів ліній постійного струму

Розглянемо розрахунок магістральної двопровідної електричної мережі постійного струму, заступну схему якої зображено на рис. 4.32.

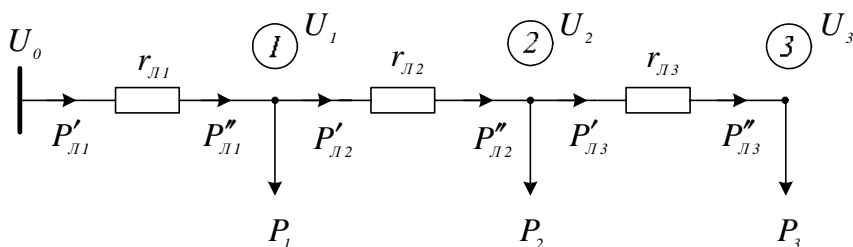


Рис. 4.32. Заступна схема магістральної двопровідної електричної мережі постійного струму

Спад напруги у магістральній двопровідній електричній мережі постійного струму визначається

$$\Delta U = 2 \left( \frac{P''_{Л3}}{U_3} r_{Л3} + \frac{P''_{Л2}}{U_2} r_{Л2} + \frac{P''_{Л1}}{U_1} r_{Л1} \right), \quad (4.89)$$

де  $P''_{Л1}, P''_{Л2}, P''_{Л3}$  – відповідно потужності у кінці ліній магістральної мережі;  $U_1, U_2, U_3$  – відповідно напруги у вузлах навантаження;  $r_{Л1}, r_{Л2}, r_{Л3}$  – відповідно активні опори ліній магістральної мережі.

Якщо розглядається двопровідна магістральна мережа постійного струму з  $n$  навантаженнями, формулу (4.89) запишемо так

$$\Delta U = 2 \sum_{i=1}^n \frac{P_{\text{Л}i}''}{U_i} r_{\text{Л}i}. \quad (4.90)$$

Активний опір ліній на одиницю довжини двопровідної магістральної мережі постійного струму обчислюється

$$r_0 = \frac{1}{\gamma F}, \quad (\text{Ом} / \text{км}), \quad (4.91)$$

де  $\gamma$  – питома провідність,  $\text{км}/(\text{Ом} \cdot \text{мм}^2)$ ;  $F$  – переріз проводу,  $\text{мм}^2$ .

Підставивши значення (4.91) в (4.90), отримуємо

$$\Delta U = \frac{2}{\gamma} \sum_{i=1}^n \frac{P_{\text{Л}i}'' l_i}{U_i F_i}. \quad (4.92)$$

Як і під час розрахунку ліній змінного струму, розрахунок двопровідної лінії постійного струму можна виконати за даними початку чи за даними кінця з урахуванням втрат активної потужності в ізоляції та на корону.

### Контрольні запитання

1. Які є методи розрахунку усталених режимів електричних мереж?
2. Що таке спад напруги та втрати напруги?
3. Як здійснюється наближений розрахунок режимів радіальної електричної мережі, якщо задана напруга в кінці лінії?
4. Як здійснюється наближений розрахунок режимів радіальної електричної мережі, якщо задана напруга на початку лінії?
5. Як здійснюється уточнений розрахунок режимів радіальної електричної мережі, якщо задана напруга в кінці лінії?
6. Як здійснюється уточнений розрахунок режимів радіальної електричної мережі, якщо задана напруга на початку лінії?
7. Як здійснюється наближений розрахунок режимів магістральної електричної мережі, якщо задана напруга в кінцевій точці?
8. Як здійснюється наближений розрахунок режимів магістральної електричної мережі, якщо задана напруга джерела живлення?
9. Як здійснюється уточнений розрахунок режимів магістральної електричної мережі, якщо задана напруга в кінцевій точці?
10. Як здійснюється уточнений розрахунок режимів магістральної електричної мережі, якщо задана напруга джерела живлення?
11. Як здійснюється розрахунок складнорозгалужених електричних мереж?

## 5. АНАЛІЗ РЕЖИМІВ ЗАМКНЕНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

Замкненими електричними мережами називаються мережі, в яких електроенергія до кожного споживача подається не менше ніж з двох сторін. Прикладами замкнених і складнозамкнених мереж є мережі, показані на рис. 5.1. Електрична мережа з двостороннім живленням є також прикладом замкненої мережі.

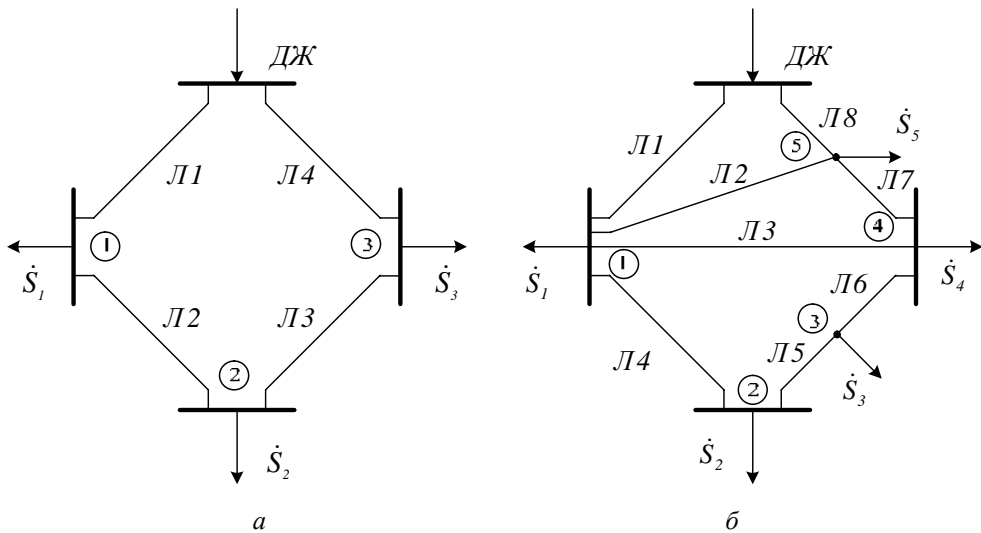


Рис. 5.1. Приклади замкнених мереж:  
а – замкнена; б – складнозамкнена

Основні переваги роботи замкнених електричних мереж такі:

- надійність;
- економічність (втрати енергії менші);
- гнучкість.

Розрахунок замкнених мереж значно відрізняється від розрахунку розімкнених мереж. Знаходження точного розподілу потужностей в замкненій мережі є складним завданням, і тому для інженерних розрахунків використовується наближений метод. За наближеним методом розрахунку замкнених електричних мереж враховуються розрахункові потужності станцій і підстанцій, тобто навантаження споживачів з урахуванням втрат потужності в трансформаторах, зарядної потужності ліній і втрат на корону. Втрати потужності у трансформаторах і провідностях лінії визначаються за номінальною напругою. У такому разі отримуємо заступну схему замкненої електричної мережі, лінії якої мають тільки поздовжні опори.

Для розрахунку усталених режимів замкнених електричних мереж (рис. 5.1, а) розрізаємо цю мережу в пункті живлення і отримуємо мережу з двостороннім живленням.

Початковим етапом наближеного методу розрахунку замкнених мереж є визначення розподілу потужностей без урахування втрат потужності в лініях. Втрати потужності в лініях визначаються на другій стадії розрахунку, на підставі потужностей, які протікають лініями, без урахування втрат потужностей.

Точка замкненої мережі, яка у певний момент живиться одночасно з двох сторін, називається точкою потокорозділу і позначається на схемах мережі знаком  $\nabla$ .

### 5.1. Наближений метод знаходження потокорозподілу потужностей в електричній мережі з двостороннім живленням

Найпростішою за виглядом замкненою електричною мережею є мережа з двостороннім живленням (рис. 5.2).

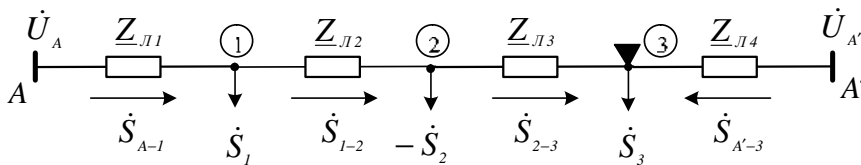


Рис. 5.2. Електрична мережа з двостороннім живленням

Знайдемо розподіл потужностей в такій мережі, якщо  $\dot{U}_A = \dot{U}_{A'}$  і ці напруги збігаються за фазою. Навантаження вузлів подані їхніми розрахунковими потужностями. У точці 2 станція, в точках 1 і 3 – споживачі електроенергії.

Запишемо для однієї фази спад напруги між точками  $A$  до  $A'$  (рис. 5.2) на підставі другого закону Кірхгофа без урахування втрат потужності в електричній мережі

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{Л1} \dot{S}_{\phi_{A-I}} / U_{\phi_{ном}}^* + \underline{Z}_{Л2} \dot{S}_{\phi_{I-2}} / U_{\phi_{ном}}^* + \underline{Z}_{Л3} \dot{S}_{\phi_{2-3}} / U_{\phi_{ном}}^* - \\ - \underline{Z}_{Л4} \dot{S}_{\phi_{A'-3}} / U_{\phi_{ном}}^* = 0. \end{aligned} \quad (5.1)$$

Помноживши одержане рівняння (5.1) на  $3U_{\phi_{ном}}^*$ , отримаємо

$$\underline{Z}_{Л1} \dot{S}_{A-I} + \underline{Z}_{Л2} \dot{S}_{I-2} + \underline{Z}_{Л3} \dot{S}_{2-3} - \underline{Z}_{Л4} \dot{S}_{A'-3} = 0. \quad (5.2)$$

Крім цього, на підставі першого закону Кірхгофа визначимо потужності, які протікають лініями, тобто  $\dot{S}_{I-2} = \dot{S}_{A-I} - \dot{S}_I$ ;  $\dot{S}_{2-3} = \dot{S}_{A-I} - \dot{S}_I + \dot{S}_2$ ;  $\dot{S}_{A'-3} = -\dot{S}_{A-I} + \dot{S}_I - \dot{S}_2 + \dot{S}_3$ .

Підставимо отримані значення потужностей окремих ліній в (5.2), одержимо

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{Л1} \dot{S}_{A-I} + \underline{Z}_{Л2} (\dot{S}_{A-I} - \dot{S}_I) + \underline{Z}_{Л3} (\dot{S}_{A-I} - \dot{S}_I + \dot{S}_2) - \\ - \underline{Z}_{Л4} (-\dot{S}_{A'-3} + \dot{S}_I - \dot{S}_2 + \dot{S}_3) = 0. \end{aligned} \quad (5.3)$$

Розкривши дужки і згрупувавши подібні члени, одержимо

$$(\underline{Z}_{Л1} + \underline{Z}_{Л2} + \underline{Z}_{Л3} + \underline{Z}_{Л4})\dot{S}_{A-I} - (\underline{Z}_{Л2} + \underline{Z}_{Л3} + \underline{Z}_{Л4})\dot{S}_I + (\underline{Z}_{Л3} + \underline{Z}_{Л4})\dot{S}_2 - \underline{Z}_{Л4}\dot{S}_3 = 0. \quad (5.4)$$

Звідси

$$\begin{aligned} \dot{S}_{A-I} &= \frac{(\underline{Z}_{Л2} + \underline{Z}_{Л3} + \underline{Z}_{Л4})\dot{S}_I - (\underline{Z}_{Л3} + \underline{Z}_{Л4})\dot{S}_2 + \underline{Z}_{Л4}\dot{S}_3}{\underline{Z}_{Л1} + \underline{Z}_{Л2} + \underline{Z}_{Л3} + \underline{Z}_{Л4}} = \\ &= \frac{\sum_{m=1}^n \underline{Z}_m \dot{S}_m}{\sum_{i=1}^k \underline{Z}_{Лi}}, \end{aligned} \quad (5.5)$$

де  $n$  – кількість вузлів навантаження, *шт.*;  $k$  – кількість ліній, *шт.*;

$$\underline{Z}_I = \underline{Z}_{Л2} + \underline{Z}_{Л3} + \underline{Z}_{Л4}; \underline{Z}_{II} = \underline{Z}_{Л3} + \underline{Z}_{Л4}; \underline{Z}_{III} = \underline{Z}_{Л4}.$$

Аналогічно можна отримати потужність, яка виходить з пункту  $A'$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{A'-3} &= \frac{(\underline{Z}_{Л1} + \underline{Z}_{Л2} + \underline{Z}_{Л3})\dot{S}_3 - (\underline{Z}_{Л1} + \underline{Z}_{Л2})\dot{S}_2 + \underline{Z}_{Л1}\dot{S}_I}{\underline{Z}_{Л1} + \underline{Z}_{Л2} + \underline{Z}_{Л3} + \underline{Z}_{Л4}} = \\ &= \frac{\sum_{m=1}^n \underline{Z}_m \dot{S}_m}{\sum_{i=1}^k \underline{Z}_{Лi}}, \end{aligned} \quad (5.6)$$

$$\text{де } \underline{Z}_I = \underline{Z}_{Л1}; \underline{Z}_{II} = \underline{Z}_{Л1} + \underline{Z}_{Л2}; \underline{Z}_{III} = \underline{Z}_{Л1} + \underline{Z}_{Л2} + \underline{Z}_{Л3}.$$

Отже, знайшовши потужності, які виходять з пунктів  $A$  і  $A'$ , і використовуючи перший закон Кірхгофа, обчислюємо потужності інших ліній.

Потужність станцій необхідно враховувати як навантаження з протилежним знаком, що впливає з отриманих формул (5.5) і (5.6).

У формулах (5.5) і (5.6) усі члени є комплексними величинами, і інколи для спрощення розрахунків одержані формули переводять у дійсну площину

$$\begin{aligned} \dot{S}_{A-I} &= \sum_{i=1}^k (g_{Лi} - jb_{Лi}) \sum_{m=1}^n \underline{Z}_m \dot{S}_m = \\ &= \sum_{i=1}^k (g_{Лi} - jb_{Лi}) \sum_{m=1}^n (r_m + jx_m)(P_m - jQ_m). \end{aligned} \quad (5.7)$$

Розділивши рівняння (5.7) на дійсну і уявну частини, отримаємо

$$P_{A-l} = \sum_{i=1}^k g_{Л_i} \sum_{m=1}^n (r_m P_m + x_m Q_m) + \sum_{i=1}^k b_{Л_i} \sum_{m=1}^n (x_m P_m - r_m Q_m); \quad (5.8)$$

$$Q_{A-l} = -\sum_{i=1}^k g_{Л_i} \sum_{m=1}^n (x_m P_m - r_m Q_m) + \sum_{i=1}^k b_{Л_i} \sum_{m=1}^n (r_m P_m + x_m Q_m). \quad (5.9)$$

Для електричної мережі з двостороннім живленням (рис. 5.2) як точку поточкорозділу приймаємо точку 3.

Іноді точки поточкорозділу активної та реактивної потужностей не збігаються. Розглянемо схему, зображену на рис. 5.3, на якій точкою поточкорозділу активної потужності є точка 1, реактивної – точка 2.

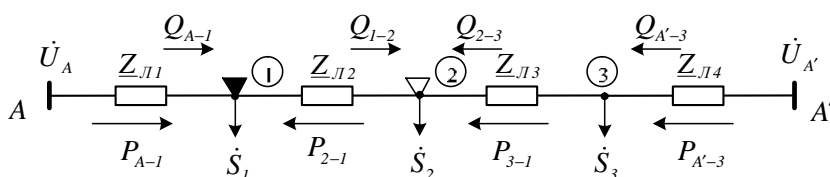


Рис. 5.3. Мережа з двостороннім живленням, коли точки поточкорозділу активної і реактивної потужностей різні

У такому разі необхідно визначити втрати потужності в лінії 2. Відповідно рознесемо їх між вузлами

$$\Delta \dot{S}_{Л2} = \Delta P_{Л2} - j \Delta Q_{Л2} = \underline{Z}_{Л2}^* (P_{2-1}^2 + Q_{1-2}^2) / U_{ном}^2; \quad (5.10)$$

$$\dot{S}'_1 = P_1 - j(Q_1 + \Delta Q_{Л2} + Q_{1-2}); \quad (5.11)$$

$$\dot{S}'_2 = P_2 + \Delta P_{Л2} + P_{2-1} - jQ_2. \quad (5.12)$$

Звідси схема набере вигляду, який зображено на рис. 5.4

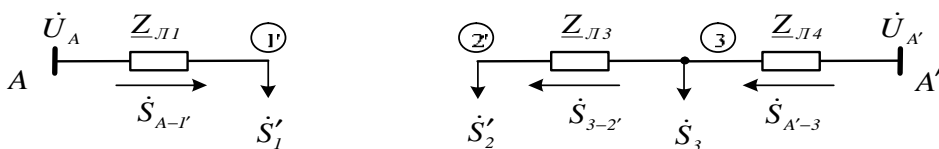


Рис. 5.4. Заступна схема електричної мережі з двостороннім живленням після перетворення

Після визначення точки поточкорозділу електричну мережу з двостороннім живленням розділяємо на дві – у нашому разі на магістральну і радіальну. Надалі усталений режим розраховуємо, як у розділі 4, для радіальної і магістральної електричних мереж за даними початку.



### Приклад 5.1.

Для замкненої електричної мережі (рис. 5.5) необхідно визначити потокорозподіл потужностей, напругу в пунктах споживання електричної енергії (вузли 1 і 2).

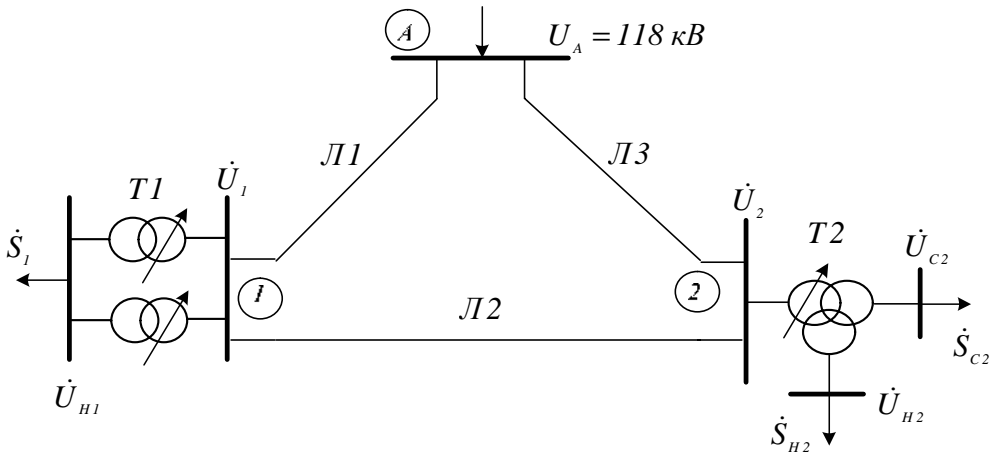


Рис. 5.5. Замкнена електрична мережа

Дано:

Л1 –  $l=50$  км; АС-95/16;  $r_0=0,306$  Ом/км;  $x_0=0,434$  Ом/км;  $b_0=2,61 \cdot 10^{-6}$  См/км.

Л2 –  $l=70$  км; АС-120/19;  $r_0=0,245$  Ом/км;  $x_0=0,427$  Ом/км;  $b_0=2,66 \cdot 10^{-6}$  См/км.

Л3 –  $l=90$  км; АС-150/24;  $r_0=0,198$  Ом/км;  $x_0=0,42$  Ом/км;  $b_0=2,7 \cdot 10^{-6}$  См/км.

П/см1 –  $\dot{S}_1 = (10 - j8) \text{ МВ} \cdot \text{А};$

Тр-р ТДН-16000/110;  $S_{ном} = 16 \text{ МВ} \cdot \text{А};$

$U_{ВН}=115 \text{ кВ}; U_{НН}=11 \text{ кВ}; u_k=10,5 \text{ \%};$

$\Delta P_k = 85 \text{ кВт}; \Delta P_{н.х} = 19 \text{ кВт}; \Delta Q_{н.х} = 115 \text{ квар}; I_{н.х} = 0,7 \text{ \%}.$

П/см2 –  $\dot{S}_2 = (31 - j15) \text{ МВ} \cdot \text{А};$

$\dot{S}_{C2} = 0,7 \dot{S}_2; \dot{S}_{H2} = 0,3 \dot{S}_2;$

Тр-р ТДН-40000/110;  $S_{ном} = 40 \text{ МВ} \cdot \text{А};$

$U_{ВН}=115 \text{ кВ}; U_{СН}=38,5 \text{ кВ}; U_{НН} = 11 \text{ кВ};$

$u_{к_{В-Н}} = 10,5 \text{ \%}; u_{к_{В-Н}} = 17 \text{ \%}; u_{к_{Н-С}} = 6 \text{ \%};$

$\Delta P_{к max} = \Delta P_{к_{ВН-СН}} = 200 \text{ кВт};$

$\Delta P_{н.х} = 43 \text{ кВт}; \Delta Q_{н.х} = 240 \text{ квар}; I_{н.х} = 0,7 \text{ \%}.$

### Розв'язання.

Заступна схема електричної мережі має вигляд, зображений на рис. 5.6.

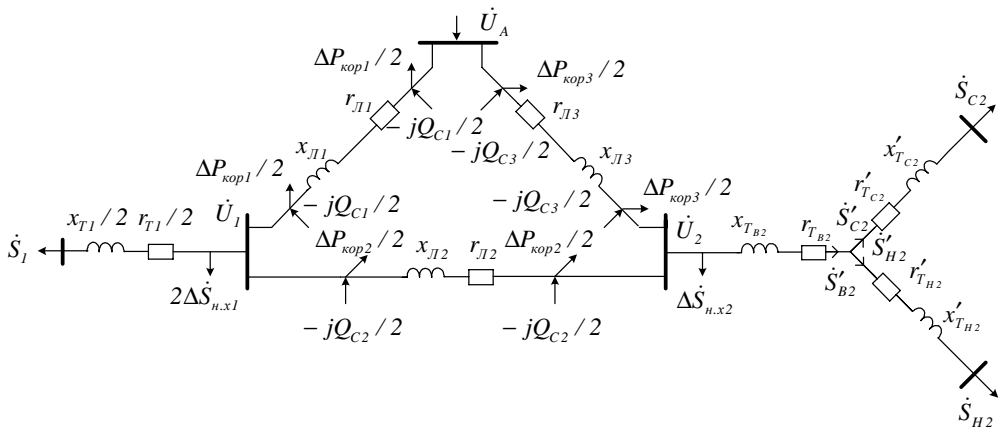


Рис. 5.6. Заступна схема замкненої електричної мережі

Обчислюємо параметри заступної схеми електричної мережі (рис. 5.6).

Оскільки задана мережа класу напруги 110 кВ, втрати на корону не враховуємо

( $g_{Л1} = g_{Л2} = g_{Л3} = 0$ ).

$$Л1: \quad r_{Л1} = r_0 l_1 = 0,306 \cdot 50 = 15,3 \text{ Ом};$$

$$x_{Л1} = x_0 l_1 = 0,434 \cdot 50 = 21,7 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{Л1} = r_{Л1} + jx_{Л1} = (15,3 + j21,7) \text{ Ом};$$

$$b_{Л1} = b_0 l_1 = 2,61 \cdot 10^{-6} \cdot 50 = 1,305 \cdot 10^{-4} \text{ См};$$

$$\underline{Y}_{Л1} = g_{Л1} + jb_{Л1} = (0 + j1,305 \cdot 10^{-4}) \text{ См};$$

$$Q_{C1} = U_{ном}^2 b_0 l_1 = 110^2 \cdot 2,61 \cdot 10^{-6} \cdot 50 = 1,579 \text{ Мвар}.$$

$$Л2: \quad r_{Л2} = r_0 l_2 = 0,245 \cdot 70 = 17,15 \text{ Ом};$$

$$x_{Л2} = x_0 l_2 = 0,427 \cdot 70 = 29,89 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{Л2} = r_{Л2} + jx_{Л2} = (17,15 + j29,89) \text{ Ом};$$

$$b_{Л2} = b_0 l_2 = 2,66 \cdot 10^{-6} \cdot 70 = 1,862 \cdot 10^{-4} \text{ См};$$

$$\underline{Y}_{Л2} = g_{Л2} + jb_{Л2} = (0 + j1,862 \cdot 10^{-4}) \text{ См};$$

$$Q_{C2} = U_{ном}^2 b_0 l_2 = 110^2 \cdot 2,66 \cdot 10^{-6} \cdot 70 = 2,253 \text{ Мвар}.$$

$$Л3: \quad r_{Л3} = r_0 l_3 = 0,198 \cdot 90 = 17,82 \text{ Ом};$$

$$x_{Л3} = x_0 l_3 = 0,42 \cdot 90 = 37,8 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{Л3} = r_{Л3} + jx_{Л3} = (17,82 + j37,8) \text{ Ом};$$

$$b_{Л3} = b_0 l_3 = 2,7 \cdot 10^{-6} \cdot 90 = 2,43 \cdot 10^{-4} \text{ См};$$

$$\underline{Y}_{Л3} = g_{Л3} + jb_{Л3} = (0 + j2,43 \cdot 10^{-4}) \text{ См};$$

$$Q_{C3} = U_{ном}^2 b_0 l_3 = 110^2 \cdot 2,7 \cdot 10^{-6} \cdot 90 = 2,94 \text{ Мвар}.$$

Параметри заступної схеми трансформаторів зводимо до напруги електричної мережі, тобто 110 кВ.

$$T1: \quad r_{T1} = \Delta P_{\kappa} \frac{U_{BH}^2}{S_{НОМ}^2} \cdot 10^{-3} = 85 \cdot \frac{115^2}{16^2} \cdot 10^{-3} = 4,391 \text{ Ом};$$

$$x_{T1} = \frac{u_{\kappa}}{100} \frac{U_{BH}^2}{S_{НОМ}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{16} = 86,789 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{T1} = r_{T1} + jx_{T1} = (4,391 + j86,789) \text{ Ом};$$

$$\Delta \dot{S}_{h.x1} = \Delta P_{h.x1} - jQ_{h.x1} = (0,019 - j0,115) \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

T2:

$$r_{TB2} = r'_{TC2} = r'_{TH2} = \frac{r_T}{2} = \frac{\Delta P_{\kappa max}}{2} \frac{U_{BH}^2}{S_{НОМ}^2} \cdot 10^{-3} = \frac{200}{2} \cdot \frac{115^2}{40^2} \cdot 10^{-3} = 0,827 \text{ Ом};$$

$$u_{\kappa_B} = 0,5(u_{\kappa_{B-C}} + u_{\kappa_{B-H}} - u_{\kappa_{C-H}}) = 0,5 \cdot (10,5 + 17 - 6) = 10,75 \text{ } \%;$$

$$u_{\kappa_C} = 0,5(u_{\kappa_{B-C}} + u_{\kappa_{C-H}} - u_{\kappa_{B-H}}) = 0,5 \cdot (10,5 + 6 - 17) \cong 0 \text{ } \%;$$

$$u_{\kappa_H} = 0,5(u_{\kappa_{B-H}} + u_{\kappa_{C-H}} - u_{\kappa_{B-C}}) = 0,5 \cdot (17 + 6 - 10,5) = 6,25 \text{ } \%;$$

$$x_{TB2} = \frac{u_{\kappa_B}}{100} \frac{U_{BH}^2}{S_{НОМ}} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{115^2}{40} = 35,542 \text{ Ом};$$

$$x'_{TC2} = \frac{u_{\kappa_C}}{100} \frac{U_{BH}^2}{S_{НОМ}} = \frac{0}{100} \cdot \frac{115^2}{40} \cong 0 \text{ Ом};$$

$$x'_{TH2} = \frac{u_{\kappa_H}}{100} \frac{U_{BH}^2}{S_{НОМ}} = \frac{6,25}{100} \cdot \frac{115^2}{40} = 20,664 \text{ Ом};$$

$$\Delta \dot{S}_{h.x2} = \Delta P_{h.x2} - jQ_{h.x2} = (0,043 - j0,24) \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\underline{Z}_{TB2} = r_{TB2} + jx_{TB2} = (0,827 + j35,542) \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}'_{TC2} = r'_{TC2} + jx'_{TC2} = (0,827 + j0) \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}'_{TH2} = r'_{TH2} + jx'_{TH2} = (0,827 + j20,664) \text{ Ом}.$$

Обчислюємо розрахункові потужності вузлів 1 і 2.

Вузол 1.

$$\begin{aligned} \dot{S}_{P1} &= \dot{S}_1 + \Delta \dot{S}_{T1} + 2\Delta \dot{S}_{h.x1} + jQ_{C1}/2 + jQ_{C2}/2 = \\ &= P_1 - jQ_1 + \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_{НОМ}^2} \underline{Z}_{T1}^* / 2 + 2(\Delta P_{h.x1} - jQ_{h.x1}) + jQ_{C1}/2 + jQ_{C2}/2 = \\ &= 10 - j8 + \frac{10^2 + 8^2}{110^2} \cdot (4,391 - j86,789) / 2 + 2 \cdot (0,019 - j0,115) + \\ &+ j1,579/2 + j2,253/2 = (10,068 - j6,902) \text{ МВ} \cdot \text{А}. \end{aligned}$$

Вузол 2.

Потужності навантаження СН і НН обвиток трансформатора підстанції 2

$$\dot{S}_{C2} = 0,7\dot{S}_2 = P_{C2} - jQ_{C2} = 0,7 \cdot (31 - j15) = (21 - j10,5) \text{ MB} \cdot A;$$

$$\dot{S}_{H2} = 0,3\dot{S}_2 = P_{H2} - jQ_{H2} = 0,3 \cdot (31 - j15) = (9,3 - j4,5) \text{ MB} \cdot A.$$

Щоб знайти розрахункову потужність вузла 2, обчислимо втрати потужності в обвитках *CH* та *HH*

$$\Delta\dot{S}_{TC2} = \frac{P_{C2}^2 + Q_{C2}^2}{U_{ном}^2} \underline{Z}_{TC2}^* = \frac{21^2 + 10,5^2}{110^2} \cdot (0,827 - j0) =$$

$$= (0,04 - j0) \text{ MB} \cdot A;$$

$$\Delta\dot{S}_{TH2} = \frac{P_{H2}^2 + Q_{H2}^2}{U_{ном}^2} \underline{Z}_{TH2}^* = \frac{9,5^2 + 4,5^2}{110^2} \cdot (0,827 - j20,664) =$$

$$= (7,292 \cdot 10^{-3} - j0,182) \text{ MB} \cdot A;$$

$$\dot{S}'_{TC2} = P'_{TC2} - jQ'_{TC2} = \dot{S}_{C2} + \Delta\dot{S}_{TC2} = 21,74 - j10,5 + 0,04 =$$

$$= (21,74 - j10,5) \text{ MB} \cdot A;$$

$$\dot{S}'_{TH2} = P'_{TH2} - jQ'_{TH2} = \dot{S}_{H2} + \Delta\dot{S}_{TH2} = 9,3 - j4,5 + 7,292 \cdot 10^{-3} - j0,182 =$$

$$= (9,307 - j4,682) \text{ MB} \cdot A;$$

$$\dot{S}'_{TB2} = P'_{TB2} - jQ'_{TB2} = \dot{S}'_{TC2} + \dot{S}'_{TH2} = 21,7 - j10,5 + 9,307 - j4,682 =$$

$$= (31,047 - j15,182) \text{ MB} \cdot A;$$

$$\Delta\dot{S}_{TB2} = \frac{(P'_{TB})^2 + (Q'_{TB})^2}{U_{ном}^2} \underline{Z}_{TB2}^* = \frac{31,047^2 + 15,182^2}{110^2} \cdot (0,827 - j35,542) =$$

$$= (0,082 - j3,508) \text{ MB} \cdot A;$$

$$\dot{S}_{P2} = \dot{S}'_{TB2} + \Delta\dot{S}_{TB2} + \Delta\dot{S}_{н.х2} + jQ_{C2}/2 + jQ_{C3}/2 =$$

$$= 31,047 - j15,182 + 0,082 - j3,508 + 0,043 - j0,24 + j2,253/2 + j2,94/2 =$$

$$= (31,172 - j16,334) \text{ MB} \cdot A.$$

У результаті отримуємо розрахункову схему для визначення потокорозподілу потужностей замкненої мережі як мережі з двостороннім живленням (рис. 5.7) без урахування втрат потужностей.

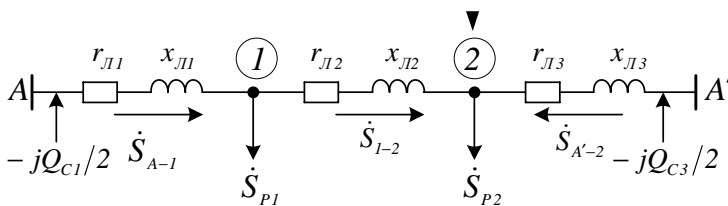


Рис. 5.7. Розрахункова схема замкненої електричної мережі

$$\begin{aligned}
\dot{S}_{A-1} &= \frac{(\underline{Z}_{Л2} + \underline{Z}_{Л3})\dot{S}_{P1} + \underline{Z}_{Л3}\dot{S}_{P2}}{\underline{Z}_{Л1} + \underline{Z}_{Л2} + \underline{Z}_{Л3}} = \\
&= \frac{(17,15 + j29,89 + 17,82 + j37,8) \cdot (10,068 - j6,902)}{15,3 + j21,7 + 17,15 + j29,89 + 17,82 + j37,8} + \\
&+ \frac{(17,82 + j37,8) \cdot (31,172 - j16,334)}{15,3 + j21,7 + 17,15 + j29,89 + 17,82 + j37,8} = \\
&= (20,803 - j10,588) \text{ MB} \cdot A; \\
\dot{S}_{A'-2} &= \frac{(\underline{Z}_{Л1} + \underline{Z}_{Л2})\dot{S}_{P2} + \underline{Z}_{Л1}\dot{S}_{P1}}{\underline{Z}_{Л1} + \underline{Z}_{Л2} + \underline{Z}_{Л3}} = \\
&= \frac{(15,3 + j21,7 + 17,15 + j29,89) \cdot (31,172 - j16,334)}{15,3 + j21,7 + 17,15 + j29,89 + 17,82 + j37,8} + \\
&+ \frac{(15,3 + j21,7) \cdot (10,068 - j6,902)}{15,3 + j21,7 + 17,15 + j29,89 + 17,82 + j37,8} = \\
&= (20,436 - j12,649) \text{ MB} \cdot A.
\end{aligned}$$

Використовуючи перший закон Кірхгофа, визначаємо точку потокорозділу потужностей

$$\begin{aligned}
\dot{S}_{I-2} &= \dot{S}_{A-1} - \dot{S}_{P1} = 20,803 - j10,588 - 10,068 + j6,902 = \\
&= (10,735 - j3,685) \text{ MB} \cdot A;
\end{aligned}$$

$$\dot{S}'_{P2} = \dot{S}_{I-2} = (10,735 - j3,685) \text{ MB} \cdot A;$$

$$\dot{S}''_{P2} = \dot{S}_{A'-2} = (20,436 - j12,649) \text{ MB} \cdot A;$$

$$\dot{S}_{P2} = \dot{S}'_{P2} + \dot{S}''_{P2} = (31,172 - j16,334) \text{ MB} \cdot A.$$

Точкою потокорозділу потужностей є точка 2.

Щоб визначити напруги у вузлах споживання 1 і 2, мережу (рис. 5.8) подамо як дві мережі: радіальну та магістральну.

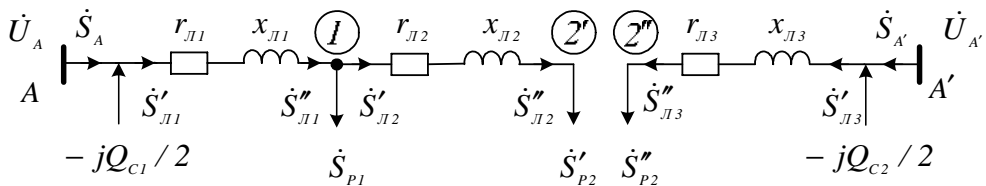


Рис. 5.8. Заступна схема замкненої електричної мережі після перетворення

Обчислюємо втрати потужності в лініях електропередавання. Розглянемо ліву частину заступної схеми електричної мережі, зображеної на рис. 5.8.

$$\dot{S}''_{Л2} = P''_{Л2} - jQ''_{Л2} = \dot{S}'_{P2} = (10,735 - j3,685) \text{ MB} \cdot A;$$

$$\begin{aligned}
\Delta \dot{S}_{Л2} &= \frac{(P''_{Л2})^2 + (Q''_{Л2})^2}{U_{ном}^2} \underline{Z}_{Л2}^* = \frac{10,735^2 + 3,685^2}{110^2} \cdot (17,15 - j29,89) = \\
&= (0,183 - j0,318) \text{ MB} \cdot A;
\end{aligned}$$

$$\dot{S}_{\mathcal{L}2} = P'_{\mathcal{L}1} - jQ'_{\mathcal{L}1} = \dot{S}''_{\mathcal{L}2} + \Delta\dot{S}_{\mathcal{L}2} = 10,735 - j3,685 + 0,183 - j0,318 = \\ = (10,918 - j4,004) \text{ MB} \cdot A;$$

$$\dot{S}''_{\mathcal{L}1} = P''_{\mathcal{L}1} - jQ''_{\mathcal{L}1} = \dot{S}_{\mathcal{L}2} + \dot{S}_{P1} = 10,918 - j4,004 + 10,068 - j6,902 = \\ = (20,985 - j10,906) \text{ MB} \cdot A;$$

$$\Delta\dot{S}_{\mathcal{L}1} = \frac{(P''_{\mathcal{L}1})^2 + (Q''_{\mathcal{L}1})^2}{U_{\text{ном}}^2} \underline{Z}_{\mathcal{L}1}^* = \frac{20,985^2 + 10,906^2}{110^2} \cdot (15,3 - j21,7) = \\ = (0,707 - j1,003) \text{ MB} \cdot A;$$

$$\dot{S}'_{\mathcal{L}1} = P'_{\mathcal{L}1} - jQ'_{\mathcal{L}1} = \dot{S}'_{\mathcal{L}1} + \Delta\dot{S}_{\mathcal{L}1} = 20,985 - j10,906 + 0,707 - j1,003 = \\ = (21,693 - j11,909) \text{ MB} \cdot A;$$

$$\dot{S}_A = P_A - jQ_A = \dot{S}'_{\mathcal{L}1} + jQ_{C1} / 2 = (21,693 - j11,11) \text{ MB} \cdot A.$$

Аналогічно розглядаємо праву частину схеми, зображеної на рис. 5.8.

$$\dot{S}''_{\mathcal{L}3} = P''_{\mathcal{L}3} - jQ''_{\mathcal{L}3} = \dot{S}''_{P2} = (20,436 - j12,649) \text{ MB} \cdot A;$$

$$\Delta\dot{S}_{\mathcal{L}3} = \frac{(P''_{\mathcal{L}3})^2 + (Q''_{\mathcal{L}3})^2}{U_{\text{ном}}^2} \underline{Z}_{\mathcal{L}3}^* = \frac{20,436^2 + 12,649^2}{110^2} \cdot (17,82 - j37,8) = \\ = (0,851 - j1,805) \text{ MB} \cdot A;$$

$$\dot{S}'_{\mathcal{L}3} = P'_{\mathcal{L}3} - jQ'_{\mathcal{L}3} = \dot{S}''_{\mathcal{L}3} + \Delta\dot{S}_{\mathcal{L}3} = 20,436 - j12,649 + 0,851 - j1,805 = \\ = (21,287 - j14,453) \text{ MB} \cdot A;$$

$$\dot{S}_{A'} = \dot{S}'_{\mathcal{L}3} + jQ_{C3} / 2 = (21,287 - j12,983) \text{ MB} \cdot A.$$

Напруга у вузлах споживання

$$\dot{U}_1 = U_A - \Delta U_{\mathcal{L}1} - j\delta U_{\mathcal{L}1} = U_A - \frac{r_{\mathcal{L}1}P'_{\mathcal{L}1} + x_{\mathcal{L}1}Q'_{\mathcal{L}1}}{U_A} - j \frac{x_{\mathcal{L}1}P'_{\mathcal{L}1} - r_{\mathcal{L}1}Q'_{\mathcal{L}1}}{U_A} = \\ = 118 - \frac{15,3 \cdot 21,693 + 21,7 \cdot 11,909}{118} - j \frac{21,7 \cdot 21,693 - 15,3 \cdot 11,909}{118} = \\ = (112,997 - j2,445) \text{ кВ};$$

$$U_1 = \sqrt{(U_A - \Delta U_{\mathcal{L}1})^2 + (\delta U_{\mathcal{L}1})^2} = \sqrt{112,997^2 + 2,445^2} = 113,024 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_{2'} = U_1 - \Delta U_{\mathcal{L}2} - j\delta U_{\mathcal{L}2} = U_1 - \frac{r_{\mathcal{L}2}P'_{\mathcal{L}2} + x_{\mathcal{L}2}Q'_{\mathcal{L}2}}{U_1} - j \frac{x_{\mathcal{L}2}P'_{\mathcal{L}2} - r_{\mathcal{L}2}Q'_{\mathcal{L}2}}{U_1} = \\ = 117,508 - \frac{17,15 \cdot 20,436 + 29,89 \cdot 12,649}{117,508} - \\ - j \frac{29,89 \cdot 20,436 - 17,15 \cdot 12,649}{117,508} = \\ = (110,282 - j4,79) \text{ кВ};$$

$$U_{2'} = \sqrt{(U_1 - \Delta U_{Л2})^2 + (\delta U_{Л2})^2} = \sqrt{110,282^2 + 4,79^2} = 110,386 \text{ кВ};$$

$$\begin{aligned} \dot{U}_{2'} &= U_{A'} - \Delta U_{Л3} - j\delta U_{Л3} = U_{A'} - \frac{r_{Л3}P'_{Л3} + x_{Л3}Q'_{Л3}}{U_{A'}} - j \frac{x_{Л3}P'_{Л3} - r_{Л3}Q'_{Л3}}{U_{A'}} = \\ &= 118 - \frac{17,82 \cdot 21,287 + 14,453 \cdot 37,8}{118} - j \frac{14,453 \cdot 21,287 - 17,82 \cdot 37,8}{118} = \\ &= (110,155 - j4,636) \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$U_{2''} = \sqrt{(U_{A'} - \Delta U_{Л3})^2 + (\delta U_{Л3})^2} = \sqrt{110,155^2 + 4,636^2} = 110,253 \text{ кВ}.$$

Уточнимо розрахунок режиму електричної мережі за напругами, обчисленими у вузлах

$$\dot{S}_{Л2}'' = P_{Л2}'' - jQ_{Л2}'' = \dot{S}_{P2}' = (10,735 - j3,685) \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{Л2} &= \frac{(P_{Л2}'')^2 + (Q_{Л2}'')^2}{U_{2'}^2} \underline{Z}_{Л2}^* = \frac{10,735^2 + 3,685^2}{110,386^2} \cdot (17,15 - j29,89) = \\ &= (0,182 - j0,317) \text{ МВ} \cdot \text{А}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{Л2}' &= P_{Л1}' - jQ_{Л1}' = \dot{S}_{Л2}'' + \Delta \dot{S}_{Л2} = 10,735 - j3,685 + 0,182 - j0,317 = \\ &= (10,917 - j4,002) \text{ МВ} \cdot \text{А}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{Л1}'' &= P_{Л1}'' - jQ_{Л1}'' = \dot{S}_{Л2}' + \dot{S}_{P1} = 10,917 - j4,002 + 10,068 - j6,902 = \\ &= (20,985 - j10,904) \text{ МВ} \cdot \text{А}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{Л1} &= \frac{(P_{Л1}'')^2 + (Q_{Л1}'')^2}{U_1^2} \underline{Z}_{Л1}^* = \frac{20,985^2 + 10,904^2}{113,024^2} \cdot (15,3 - j21,7) = \\ &= (0,67 - j0,95) \text{ МВ} \cdot \text{А}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{Л1}' &= P_{Л1}' - jQ_{Л1}' = \dot{S}_{Л1}'' + \Delta \dot{S}_{Л1} = 20,985 - j10,904 + 0,67 - j0,95 = \\ &= (21,654 - j11,854) \text{ МВ} \cdot \text{А}; \end{aligned}$$

$$\dot{S}_A = P_A - jQ_A = \dot{S}_{Л1}' + jQ_{C1} / 2 = (21,654 - j11,11) \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Аналогічно розглядаємо праву частину схеми (рис. 5.8)

$$\dot{S}_{Л3}'' = P_{Л3}'' - jQ_{Л3}'' = \dot{S}_{P2}'' = (20,436 - j12,649) \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\begin{aligned} \Delta \dot{S}_{Л3} &= \frac{(P_{Л3}'')^2 + (Q_{Л3}'')^2}{U_{2''}^2} \underline{Z}_{Л3}^* = \frac{20,436^2 + 12,649^2}{110,253^2} \cdot (17,82 - j37,8) = \\ &= (0,847 - j1,796) \text{ МВ} \cdot \text{А}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{Л3}' &= P_{Л3}' - jQ_{Л3}' = \dot{S}_{Л3}'' + \Delta \dot{S}_{Л3} = 20,436 - j12,649 + 0,847 - j1,796 = \\ &= (21,283 - j14,445) \text{ МВ} \cdot \text{А}; \end{aligned}$$

$$\dot{S}_{A'} = \dot{S}_{Л3}' + jQ_{C3} / 2 = (21,283 - j12,975) \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Напряга у вузлах споживання

$$\begin{aligned}\dot{U}_1 &= U_A - \Delta U_{Л1} - j\delta U_{Л1} = U_A - \frac{r_{Л1}P'_{Л1} + x_{Л1}Q'_{Л1}}{U_A} - j \frac{x_{Л1}P'_{Л1} - r_{Л1}Q'_{Л1}}{U_A} = \\ &= 118 - \frac{15,3 \cdot 21,693 + 21,7 \cdot 11,909}{118} - j \frac{21,7 \cdot 21,693 - 15,3 \cdot 11,909}{118} = \\ &= (113,012 - j2,445) \text{ кВ};\end{aligned}$$

$$U_1 = \sqrt{(U_A - \Delta U_{Л1})^2 + (\delta U_{Л1})^2} = \sqrt{113,012^2 + 2,445^2} = 113,039 \text{ кВ};$$

$$\begin{aligned}\dot{U}_{2'} &= U_1 - \Delta U_{Л2} - j\delta U_{Л2} = U_1 - \frac{r_{Л2}P'_{Л2} + x_{Л2}Q'_{Л2}}{U_1} - j \frac{x_{Л2}P'_{Л2} - r_{Л2}Q'_{Л2}}{U_1} = \\ &= 117,508 - \frac{17,15 \cdot 20,436 + 29,89 \cdot 12,649}{117,508} - \\ &- j \frac{29,89 \cdot 20,436 - 17,15 \cdot 12,649}{117,508} = (110,298 - j4,79) \text{ кВ};\end{aligned}$$

$$U_{2'} = \sqrt{(U_1 - \Delta U_{Л2})^2 + (\delta U_{Л2})^2} = \sqrt{110,282^2 + 4,79^2} = 110,402 \text{ кВ};$$

$$\begin{aligned}\dot{U}_{2''} &= U_{A'} - \Delta U_{Л3} - j\delta U_{Л3} = U_{A'} - \frac{r_{Л3}P'_{Л3} + x_{Л3}Q'_{Л3}}{U_{A'}} - j \frac{x_{Л3}P'_{Л3} - r_{Л3}Q'_{Л3}}{U_{A'}} = \\ &= 118 - \frac{17,82 \cdot 21,287 + 14,453 \cdot 37,8}{118} - j \frac{14,453 \cdot 21,287 - 17,82 \cdot 37,8}{118} = \\ &= (110,159 - j4,636) \text{ кВ};\end{aligned}$$

$$U_{2''} = \sqrt{(U_{A'} - \Delta U_{Л3})^2 + (\delta U_{Л3})^2} = \sqrt{110,155^2 + 4,636^2} = 110,256 \text{ кВ}.$$

## 5.2. Точний метод знаходження потокорозподілу потужностей в електричній мережі з двостороннім живленням

Розглянемо мережу з двостороннім живленням (рис. 5.9).

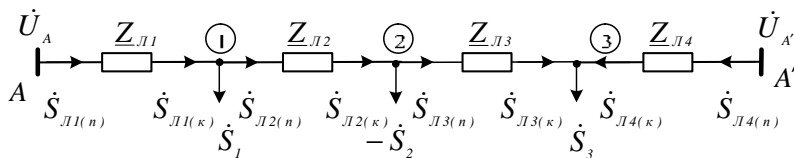


Рис. 5.9. Заступна схема електричної мережі  
з двостороннім живленням



Загалом напруги пунктів живлення можуть бути різними за модулем і фазою. Нехай напруга вузла  $A - \dot{U}_A$  і вузла  $A' - \dot{U}_{A'}$ . Навантаження вузлів 1, 2 і 3 задано потужностями без урахування зарядної потужності ліній і втрат на корону. Необхідно визначити потужності, які протікають лініями.

Як було показано в п. 2, зв'язок між струмами і напругами початку і кінця лінії 1 на підставі рівнянь чотириполюсника має вигляд

$$\dot{U}_{\Phi A} = \dot{A}_1 \dot{U}_{\Phi 1} + \dot{B}_1 \dot{I}_{1I(\kappa)}; \quad (5.13)$$

$$\dot{I}_{1I(n)} = \dot{C}_1 \dot{U}_{\Phi 1} + \dot{D}_1 \dot{I}_{1I(\kappa)}, \quad (5.14)$$

де  $\dot{I}_{1I(n)}$  і  $\dot{I}_{1I(\kappa)}$  – струми на початку і у кінці лінії 1;  $\dot{A}_1, \dot{B}_1, \dot{C}_1, \dot{D}_1$  – сталі чотириполюсника першої лінії;  $\dot{U}_{\Phi 1}$  – фазна напруга в точці 1.

Обчислюємо з (5.13) значення струму в кінці лінії 1

$$\dot{I}_{1I(\kappa)} = \frac{\dot{U}_{\Phi A} - \dot{A}_1 \dot{U}_{\Phi 1}}{\dot{B}_1}. \quad (5.15)$$

Помножимо праву і ліву частини рівняння (5.15) на спряжений комплекс напруги в точці 1  $3U_{\Phi 1}^*$ , в результаті отримаємо

$$3U_{\Phi 1}^* \dot{I}_{1I(\kappa)} = \dot{S}_{1I(\kappa)} = \frac{3U_{\Phi 1}^* (\dot{U}_{\Phi A} - \dot{A}_1 \dot{U}_{\Phi 1})}{\dot{B}_1}. \quad (5.16)$$

Тепер запишемо зв'язок між струмами та напругами на підставі сталих чотириполюсника для лінії 2

$$\dot{U}_{\Phi 1} = \dot{A}_2 \dot{U}_{\Phi 2} + \dot{B}_2 \dot{I}_{2I(\kappa)}; \quad (5.17)$$

$$\dot{I}_{2I(n)} = \dot{A}_2 \dot{U}_{\Phi 2} + \dot{D}_2 \dot{I}_{2I(\kappa)}. \quad (5.18)$$

З рівняння (5.17) визначимо  $\dot{I}_{2I(\kappa)}$

$$\dot{I}_{2I(\kappa)} = \frac{\dot{U}_{\Phi 1} - \dot{A}_2 \dot{U}_{\Phi 2}}{\dot{B}_2}, \quad (5.19)$$

і, підставивши в (5.18), отримаємо

$$\begin{aligned} \dot{I}_{2I(n)} &= \dot{A}_2 \dot{U}_{\Phi 2} + \dot{D}_2 \frac{(\dot{U}_{\Phi 1} - \dot{A}_2 \dot{U}_{\Phi 2})}{\dot{B}_2} = \\ &= \frac{(\dot{B}_2 \dot{C}_2 - \dot{A}_2 \dot{D}_2) \dot{U}_{\Phi 2} + \dot{D}_2 \dot{U}_{\Phi 1}}{\dot{B}_2}. \end{aligned} \quad (5.20)$$

Оскільки для будь-якої заступної схеми лінії справедлива умова  $\dot{A}\dot{D} - \dot{B}\dot{C} = 1$ , то відповідно

$$\dot{I}_{2I(n)} = (-\dot{U}_{\Phi 2} + \dot{D}_2 \dot{U}_{\Phi 1}) / \dot{B}_2. \quad (5.21)$$

Помноживши одержане рівняння (5.21) на  $3U_{\phi 1}^*$ , знайдемо потужність на початку лінії 2

$$3U_{\phi 1}^* \dot{I}_{\mathcal{L}2(n)} = \dot{S}_{\mathcal{L}2(n)} = 3U_{\phi 1}^* (-\dot{U}_{\phi 2} + \dot{D}_2 \dot{U}_{\phi 1}) / \dot{B}_2. \quad (5.22)$$

На підставі першого закону Кірхгофа для вузла 1 запишемо баланс потужностей

$$\dot{S}_1 = \dot{S}_{\mathcal{L}1(\kappa)} - \dot{S}_{\mathcal{L}2(n)}. \quad (5.23)$$

Підставивши в (5.23) значення потужностей, отримаємо

$$\dot{S}_1 = 3U_{\phi 1}^* (\dot{U}_{\phi A} - \dot{A}_1 \dot{U}_{\phi 1}) / \dot{B}_1 - 3U_{\phi 1}^* (-\dot{U}_{\phi 2} + \dot{D}_2 \dot{U}_{\phi 1}) / \dot{B}_2. \quad (5.24)$$

Аналогічно одержимо рівняння для вузлів 2 і 3

$$\dot{U}_{\phi 2} = \dot{A}_3 \dot{U}_{\phi 3} + \dot{B}_3 \dot{I}_{\mathcal{L}3(\kappa)}; \quad (5.25)$$

$$\dot{I}_{\mathcal{L}3(n)} = \dot{C}_3 \dot{U}_{\phi 3} + \dot{D}_3 \dot{I}_{\mathcal{L}3(\kappa)}; \quad (5.26)$$

$$\dot{I}_{\mathcal{L}3(\kappa)} = (\dot{U}_{\phi 2} - \dot{A}_3 \dot{U}_{\phi 3}) / \dot{B}_3; \quad (5.27)$$

$$\dot{I}_{\mathcal{L}3(n)} = (-\dot{U}_{\phi 3} + \dot{D}_3 \dot{U}_{\phi 2}) / \dot{B}_3. \quad (5.28)$$

Помноживши (5.19) і (5.28) на  $3U_{\phi 2}^*$ , одержимо

$$3U_{\phi 2}^* \dot{I}_{\mathcal{L}2(\kappa)} = \dot{S}_{\mathcal{L}2(\kappa)} = 3U_{\phi 2}^* (\dot{U}_{\phi 1} - \dot{A}_2 \dot{U}_{\phi 2}) / \dot{B}_2; \quad (5.29)$$

$$3U_{\phi 2}^* \dot{I}_{\mathcal{L}3(n)} = \dot{S}_{\mathcal{L}3(n)} = 3U_{\phi 2}^* (-\dot{U}_{\phi 3} + \dot{D}_3 \dot{U}_{\phi 2}) / \dot{B}_3. \quad (5.30)$$

На підставі першого закону Кірхгофа для вузла 2 отримаємо

$$\begin{aligned} \dot{S}_2 = -\dot{S}_{\mathcal{L}2(\kappa)} + \dot{S}_{\mathcal{L}3(n)} = & -3U_{\phi 2}^* (\dot{U}_{\phi 1} - \dot{A}_2 \dot{U}_{\phi 2}) / \dot{B}_2 + \\ & + 3U_{\phi 2}^* (-\dot{U}_{\phi 3} + \dot{D}_3 \dot{U}_{\phi 2}) / \dot{B}_3. \end{aligned} \quad (5.31)$$

Для лінії 4 рівняння чотириполосника мають вигляд

$$\dot{U}_{\phi A'} = \dot{A}_4 \dot{U}_{\phi 3} + \dot{B}_4 \dot{I}_{\mathcal{L}4(\kappa)}; \quad (5.32)$$

$$\dot{I}_{\mathcal{L}4(n)} = \dot{C}_4 \dot{U}_{\phi 3} + \dot{D}_4 \dot{I}_{\mathcal{L}4(\kappa)}. \quad (5.33)$$

З рівняння (5.32) обчислимо значення струму в кінці лінії 4

$$\dot{I}_{\mathcal{L}4(\kappa)} = (\dot{U}_{\phi A'} - \dot{A}_4 \dot{U}_{\phi 3}) / \dot{B}_4. \quad (5.34)$$

Помноживши (5.27) і (5.34) на  $3U_{\phi 3}^*$ , маємо

$$3U_{\phi 3}^* \dot{I}_{\mathcal{L}3(\kappa)} = \dot{S}_{\mathcal{L}3(\kappa)} = 3U_{\phi 3}^* (\dot{U}_{\phi 2} - \dot{A}_3 \dot{U}_{\phi 3}) / \dot{B}_3; \quad (5.35)$$

$$3U_{\phi 3}^* \dot{I}_{\mathcal{L}4(\kappa)} = \dot{S}_{\mathcal{L}4(\kappa)} = 3U_{\phi 3}^* (\dot{U}_{\phi A'} - \dot{A}_4 \dot{U}_{\phi 3}) / \dot{B}_4. \quad (5.36)$$

На підставі першого закону Кірхгофа для вузла 3 отримаємо

$$\begin{aligned} \dot{S}_3 = \dot{S}_{\mathcal{L}3(\kappa)} + \dot{S}_{\mathcal{L}4(\kappa)} = & 3U_{\phi 3}^* (\dot{U}_{\phi 2} - \dot{A}_3 \dot{U}_{\phi 3}) / \dot{B}_3 + \\ & + 3U_{\phi 3}^* (\dot{U}_{\phi A'} - \dot{A}_4 \dot{U}_{\phi 3}) / \dot{B}_4. \end{aligned} \quad (5.37)$$

У рівняннях (5.24), (5.31) і (5.37) невідомими є тільки напруги вузлів 1, 2 і 3. Розв'язуючи одержану систему рівнянь, знаходимо невідомі напруги  $\dot{U}_{\phi 1}$ ,  $\dot{U}_{\phi 2}$  і  $\dot{U}_{\phi 3}$ . Обчисливши напруги у вузлах 1, 2 і 3 і використовуючи рівняння чотири-полосників, наприклад, для лінії 1 (5.13) і (5.14), визначаємо струми на початку і у кінці кожної лінії мережі, а відповідно і розподіл потужностей.

### Приклад 5.2.

Визначити для замкненої електричної мережі (рис. 5.10) точним методом потоко-розподіл потужностей, напругу в пунктах споживання електричної енергії (вузли 1 і 2).

Дано:

Л1 –  $l=50$  км; АС-95/16;  $r_0=0,306$  Ом/км;  $x_0=0,434$  Ом/км;  $b_0=2,61 \cdot 10^{-6}$  См/км.

Л2 –  $l=70$  км; АС-120/19;  $r_0=0,245$  Ом/км;  $x_0=0,427$  Ом/км;  $b_0=2,66 \cdot 10^{-6}$  См/км.

Л3 –  $l=90$  км; АС-150/24;  $r_0=0,198$  Ом/км;  $x_0=0,42$  Ом/км;  $b_0=2,7 \cdot 10^{-6}$  См/км.

П/см1 –  $\dot{S}_1 = (10 - j8) \text{ МВ} \cdot \text{А}$ ;

Тр-р ТДН-16000/110;  $S_{ном} = 16 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ ;

$U_{BH}=115 \text{ кВ}$ ;  $U_{HH}=11 \text{ кВ}$ ;  $u_k=10,5 \%$ ;

$\Delta P_k=85 \text{ кВт}$ ;  $\Delta P_{н.х}=19 \text{ кВт}$ ;  $\Delta Q_{н.х}=115 \text{ квар}$ ;  $I_{н.х}=0,7 \%$ .

П/см2 –  $\dot{S}_2 = (31 - j15) \text{ МВ} \cdot \text{А}$ ;  $\dot{S}_{C2} = 0,7 \dot{S}_2$ ;  $\dot{S}_{H2} = 0,3 \dot{S}_2$ ;

Тр-р ТДН-40000/110;  $S_{ном} = 40 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ ;

$U_{BH}=115 \text{ кВ}$ ;  $U_{CH}=38,5 \text{ кВ}$ ;  $U_{HH}=11 \text{ кВ}$ ;

$u_{кВ-С}=10,5 \%$ ;  $u_{кВ-Н}=17 \%$ ;  $u_{кН-С}=6 \%$ ;

$\Delta P_{к max} = \Delta P_{кВН-СН} = 200 \text{ кВт}$ ;

$\Delta P_{н.х}=43 \text{ кВт}$ ;  $\Delta Q_{н.х}=240 \text{ квар}$ ;  $I_{н.х}=0,7 \%$ .

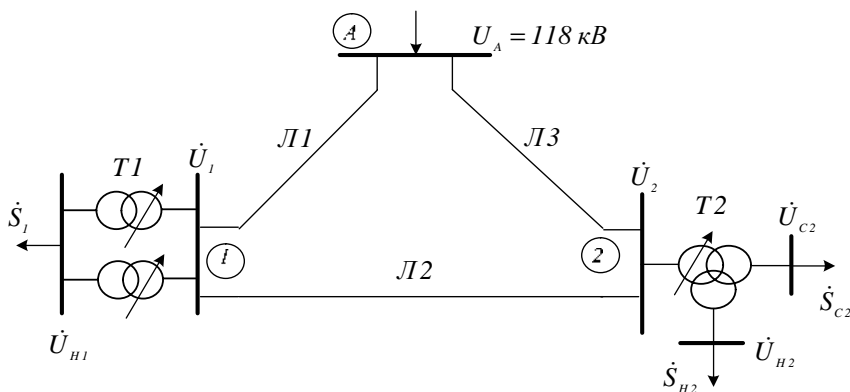


Рис. 5.10. Схема замкненої електричної мережі

### Розв'язання.

Заступна схема електричної мережі має вигляд, зображений на рис. 5.11.

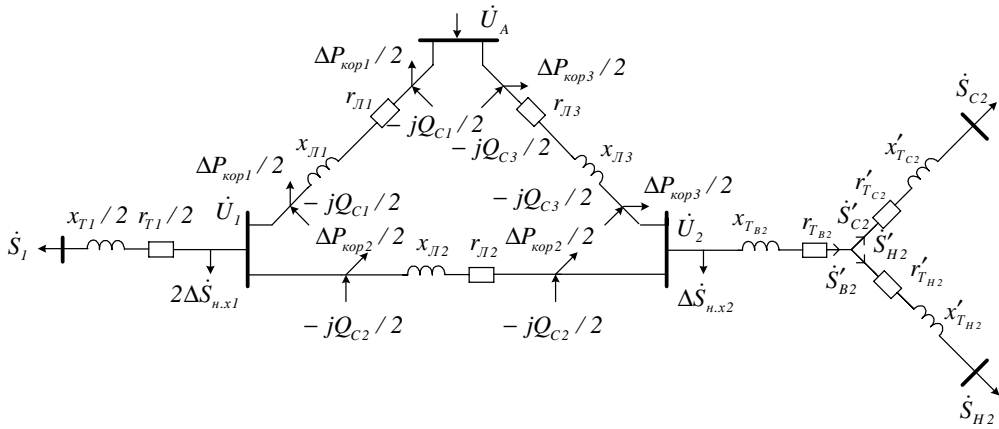


Рис. 5.11. Заступна схема електричної мережі

Обчислимо параметри заступної схеми електричної мережі (рис. 5.11).

Оскільки задана мережа класу напруги 110 кВ, втрати на корону не враховуємо

( $g_{Л1} = g_{Л2} = g_{Л3} = 0$ ).

$$Л1: \quad r_{Л1} = r_0 l_1 = 0,306 \cdot 50 = 15,3 \text{ Ом};$$

$$x_{Л1} = x_0 l_1 = 0,434 \cdot 50 = 21,7 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{Л1} = r_{Л1} + jx_{Л1} = (15,3 + j21,7) \text{ Ом};$$

$$b_{Л1} = b_0 l_1 = 2,61 \cdot 10^{-6} \cdot 50 = 1,305 \cdot 10^{-4} \text{ См};$$

$$\underline{Y}_{Л1} = g_{Л1} + jb_{Л1} = (0 + j1,305 \cdot 10^{-4}) \text{ См};$$

$$Q_{C1} = U_{ном}^2 b_0 l_1 = 110^2 \cdot 2,61 \cdot 10^{-6} \cdot 50 = 1,579 \text{ Мвар.}$$

$$Л2: \quad r_{Л2} = r_0 l_2 = 0,245 \cdot 70 = 17,15 \text{ Ом};$$

$$x_{Л2} = x_0 l_2 = 0,427 \cdot 70 = 29,89 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{Л2} = r_{Л2} + jx_{Л2} = (17,15 + j29,89) \text{ Ом};$$

$$b_{Л2} = b_0 l_2 = 2,66 \cdot 10^{-6} \cdot 70 = 1,862 \cdot 10^{-4} \text{ См};$$

$$\underline{Y}_{Л2} = g_{Л2} + jb_{Л2} = (0 + j1,862 \cdot 10^{-4}) \text{ См};$$

$$Q_{C2} = U_{ном}^2 b_0 l_2 = 110^2 \cdot 2,66 \cdot 10^{-6} \cdot 70 = 2,253 \text{ Мвар.}$$

$$Л3: \quad r_{Л3} = r_0 l_3 = 0,198 \cdot 90 = 17,82 \text{ Ом};$$

$$x_{Л3} = x_0 l_3 = 0,42 \cdot 90 = 37,8 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{Л3} = r_{Л3} + jx_{Л3} = (17,82 + j37,8) \text{ Ом};$$

$$b_{Л3} = b_0 l_3 = 2,7 \cdot 10^{-6} \cdot 90 = 2,43 \cdot 10^{-4} \text{ См};$$

$$\underline{Y}_{ЛЗ} = g_{ЛЗ} + jb_{ЛЗ} = (0 + j2,43 \cdot 10^{-4}) \text{ См};$$

$$Q_{C3} = U_{ном}^2 b_0 l_3 = 110^2 \cdot 2,7 \cdot 10^{-6} \cdot 70 = 2,94 \text{ Мвар}.$$

Параметри заступної схеми трансформаторів зводимо до напруги електричної мережі, тобто 110 кВ, тому під час обчислення параметрів трансформаторів  $U_{ном} = U_{BH}$ .

$$T1: \quad r_{T1} = \Delta P_K \cdot 10^{-3} \frac{U_{BH}^2}{S_{ном}^2} = 85 \cdot 10^{-3} \frac{115^2}{16^2} \cdot 10^{-3} = 4,391 \text{ Ом};$$

$$x_{T1} = \frac{u_K}{100} \frac{U_{BH}^2}{S_{ном}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{16} = 86,789 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{T1} = r_{T1} + jx_{T1} = (4,391 + j86,789) \text{ Ом};$$

$$\Delta \dot{S}_{н.х1} = \Delta P_{н.х1} - jQ_{н.х1} = (0,019 - j0,115) \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

T2:

$$r_{TB2} = r'_{TC2} = r'_{TH2} = \frac{r_T}{2} = \frac{\Delta P_{кmax} \cdot 10^{-3}}{2} \frac{U_{BH}^2}{S_{ном}^2} = \frac{200 \cdot 10^{-3}}{2} \cdot \frac{115^2}{40^2} = 0,827 \text{ Ом};$$

$$u_{KB} = 0,5(u_{KB-C} + u_{KB-H} - u_{KC-H}) = 0,5 \cdot (10,5 + 17 - 6) = 10,75 \text{ %};$$

$$u_{KC} = 0,5(u_{KB-C} + u_{KC-H} - u_{KB-H}) = 0,5 \cdot (10,5 + 6 - 17) \cong 0 \text{ %};$$

$$u_{KH} = 0,5(u_{KB-H} + u_{KC-H} - u_{KB-C}) = 0,5 \cdot (17 + 6 - 10,5) = 6,25 \text{ %};$$

$$x_{TB2} = \frac{u_{KB}}{100} \frac{U_{BH}^2}{S_{ном}} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{115^2}{40} = 35,542 \text{ Ом};$$

$$x'_{TC2} = \frac{u_{KC}}{100} \frac{U_{BH}^2}{S_{ном}} = \frac{0}{100} \cdot \frac{115^2}{40} \cong 0 \text{ Ом};$$

$$x'_{TH2} = \frac{u_{KH}}{100} \frac{U_{BH}^2}{S_{ном}} = \frac{6,25}{100} \cdot \frac{115^2}{40} = 20,664 \text{ Ом};$$

$$\Delta \dot{S}_{н.х2} = \Delta P_{н.х2} - j\Delta Q_{н.х2} = (0,043 - j0,24) \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\underline{Z}_{TB2} = r_{TB2} + jx_{TB2} = (0,827 + j35,542) \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}'_{TC2} = r'_{TC2} + jx'_{TC2} = (0,827 + j0) \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}'_{TH2} = r'_{TH2} + jx'_{TH2} = (0,827 + j20,664) \text{ Ом}.$$

Обчислюємо потужності вузлів навантаження без урахування поперечних потужностей, тобто без  $Q_C$  та  $\Delta P_{кор}$  ( $\Delta P_{кор} = 0$ ).

$$\begin{aligned} \dot{S}'_{PI} &= \dot{S}_I + \Delta \dot{S}_{T1} + 2\Delta \dot{S}_{н.х} = P_I - jQ_I + \frac{P_I^2 + Q_I^2}{U_{ном}^2} \underline{Z}_{T1}^* / 2 + 2\Delta \dot{S}_{н.х} = \\ &= 10 - j8 + \frac{10^2 + 8^2}{110^2} \cdot (4,391 - j86,789) / 2 + 2 \cdot (0,019 - j0,115) = \\ &= (10,068 - j8,818) \text{ МВ} \cdot \text{А}. \end{aligned}$$

Потужності навантаження СН і НН обвиток трансформаторів підстанції 2

$$\dot{S}_{C2} = 0,7 \dot{S}_2 = P_{C2} - jQ_{C2} = 0,7 \cdot (31 - j15) = (21 - j10,5) \text{ MB} \cdot A;$$

$$\dot{S}_{H2} = 0,3 \dot{S}_2 = P_{H2} - jQ_{H2} = 0,3 \cdot (31 - j15) = (9,3 - j4,5) \text{ MB} \cdot A.$$

Щоб знайти розрахункову потужність вузла 2, обчислимо втрати потужності в обвитках СН та НН трансформатора

$$\Delta \dot{S}_{TC2} = \frac{P_{C2}^2 + Q_{C2}^2}{U_{ном}^2} \underline{Z}_{TC2}^* = \frac{21^2 + 10,5^2}{110^2} \cdot (0,827 - j0) = (0,04 - j0) \text{ MB} \cdot A;$$

$$\Delta \dot{S}_{TH2} = \frac{P_{H2}^2 + Q_{H2}^2}{U_{ном}^2} \underline{Z}_{TH2}^* = \frac{9,5^2 + 4,5^2}{110^2} \cdot (0,827 - j20,664) =$$

$$= (7,292 \cdot 10^{-3} - j0,182) \text{ MB} \cdot A;$$

$$\dot{S}'_{TC2} = P'_{TC2} - jQ'_{TC2} = \dot{S}_{C2} + \Delta \dot{S}_{TC2} = 21,7 - j10,5 + 0,04 =$$

$$= (21,74 - j10,5) \text{ MB} \cdot A;$$

$$\dot{S}'_{TH2} = P'_{TH2} - jQ'_{TH2} = \dot{S}_{H2} + \Delta \dot{S}_{TH2} = 9,3 - j4,5 + 7,292 \cdot 10^{-3} - j0,182 =$$

$$= (9,307 - j4,682) \text{ MB} \cdot A;$$

$$\dot{S}'_{TB2} = P'_{TB2} - jQ'_{TB2} = \dot{S}'_{TC2} + \dot{S}'_{TH2} = 21,7 - j10,5 + 9,307 - j4,682 =$$

$$= (31,047 - j15,182) \text{ MB} \cdot A;$$

$$\Delta \dot{S}_{TB2} = \frac{(P'_{TB})^2 + (Q'_{TB})^2}{U_{ном}^2} \underline{Z}_{TB2}^* = \frac{31,047^2 + 15,182^2}{110^2} \cdot (0,827 - j35,542) =$$

$$= (0,082 - j3,508) \text{ MB} \cdot A;$$

$$\dot{S}'_{P2} = \dot{S}'_{TB2} + \Delta \dot{S}_{TB2} + \dot{S}_{н.х2} =$$

$$= 31,047 - j15,182 + 0,082 - j3,508 + 0,043 - j0,27 =$$

$$= (31,172 - j18,931) \text{ MB} \cdot A.$$

У результаті отримуємо розрахункову схему, щоб визначити потокорозподіл потужностей і напруг у вузлах навантаження, подавши замкнену мережу як мережу з двостороннім живленням (рис. 5.12). Втратами на корону в лініях 110 кВ нехтуємо.

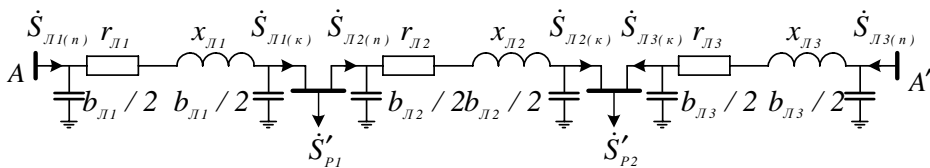


Рис. 5.12. Розрахункова заступна схема для знаходження потокорозподілу потужностей і напруг вузлів

Обчислюємо сталі чотириполосників ліній електропередавання.

Л1:

$$\dot{A}_1 = \dot{D}_1 = 1 + \underline{Z}_{Л1} \underline{Y}_{Л1} / 2 = 1 + (15,3 + j21,7) ((0 + j1,305 \cdot 10^{-4}) / 2) = 0,999 + j9,983 \cdot 10^{-4};$$

$$\dot{B}_1 = \underline{Z}_{Л1} = r_{Л1} + jx_{Л1} = (15,3 + j27,7) \text{ Ом};$$

$$\dot{C}_1 = \underline{Y}_{Л1} (1 + \underline{Z}_{Л1} \underline{Y}_{Л1} / 4) = j1,305 \cdot 10^{-4} (1 + (15,3 + j21,7) \times ((0 + j1,305 \cdot 10^{-4}) / 4)) = -6,514 \cdot 10^{-8} + j1,304 \cdot 10^{-4} \text{ См.}$$

Л2:

$$\dot{A}_2 = \dot{D}_2 = 1 + \underline{Z}_{Л2} \underline{Y}_{Л2} / 2 = 1 + (17,15 + j29,89) ((0 + j1,862 \cdot 10^{-4}) / 2) = 0,997 + j1,597 \cdot 10^{-3};$$

$$\dot{B}_2 = \underline{Z}_{Л2} = r_{Л2} + jx_{Л2} = (17,15 + j29,89) \text{ Ом};$$

$$\dot{C}_2 = \underline{Y}_{Л2} (1 + \underline{Z}_{Л2} \underline{Y}_{Л2} / 4) = j1,862 \cdot 10^{-4} (1 + (17,15 + j29,89) \times ((0 + j1,862 \cdot 10^{-4}) / 4)) = -1,486 \cdot 10^{-7} + j1,859 \cdot 10^{-4} \text{ См.}$$

Л3:

$$\dot{A}_3 = \dot{D}_3 = 1 + \underline{Z}_{Л3} \underline{Y}_{Л3} / 2 = 1 + (17,82 + j37,8) ((0 + j2,43 \cdot 10^{-4}) / 2) = 0,995 + j2,165 \cdot 10^{-3};$$

$$\dot{B}_3 = \underline{Z}_{Л3} = r_{Л3} + jx_{Л3} = (17,82 + j37,8) \text{ Ом};$$

$$\dot{C}_3 = \underline{Y}_{Л3} (1 + \underline{Z}_{Л3} \underline{Y}_{Л3} / 4) = j2,43 \cdot 10^{-4} (1 + (17,82 + j37,8) \times ((0 + j2,43 \cdot 10^{-4}) / 4)) = -2,631 \cdot 10^{-7} + j2,424 \cdot 10^{-4} \text{ См.}$$

Складаємо систему рівнянь, використовуючи перший закон Кірхгофа, для першого та другого вузлів, тобто

$$\dot{S}'_{p1} = 3U_{\phi 1}^* (\dot{U}_{\phi A} - \dot{A}_1 \dot{U}_{\phi 1}) / \dot{B}_1 - 3U_{\phi 1}^* (-\dot{U}_{\phi 2} + \dot{D}_2 \dot{U}_{\phi 1}) / \dot{B}_2;$$

$$\dot{S}'_{p2} = 3U_{\phi 2}^* (\dot{U}_{\phi 1} - \dot{A}_2 \dot{U}_{\phi 2}) / \dot{B}_2 + 3U_{\phi 2}^* (\dot{U}_{\phi A'} - \dot{A}_3 \dot{U}_{\phi 2}) / \dot{B}_3.$$

Підставляючи числові значення, отримаємо

$$\begin{aligned} 10,068 - j8,818 &= 3U_{\phi 1}^* (118 / \sqrt{3} - \\ &- (0,999 + j9,983 \cdot 10^{-4}) \dot{U}_{\phi 1}) / (15,3 + j27,7) - \\ &- 3U_{\phi 1}^* (-\dot{U}_{\phi 2} - (0,997 + j1,597 \cdot 10^{-3}) \dot{U}_{\phi 1}) / (17,15 + j29,89); \\ 31,172 - j18,931 &= 3U_{\phi 2}^* (\dot{U}_{\phi 1} - \\ &- (0,997 + j1,597 \cdot 10^{-3}) \dot{U}_{\phi 2}) / (17,15 + j29,89) + \\ &+ 3U_{\phi 2}^* (118 / \sqrt{3} - (0,995 + j2,165 \cdot 10^{-3}) \dot{U}_{\phi 2}) / (17,82 + j37,8). \end{aligned}$$

Використовуючи систему символьної математики MathCAD, з одержаної системи рівнянь знаходимо напруги  $\dot{U}_{\phi 1}$  та  $\dot{U}_{\phi 2}$ , тобто

$$\dot{U}_{\phi 1} = (66,575 - j0,654) \text{ кВ}; \quad \dot{U}_{\phi 2} = (64,397 - j2,246) \text{ кВ}.$$

Лінійне значення напруг у вузлах

$$\dot{U}_1 = \sqrt{3}\dot{U}_{\phi 1} = (115,312 - j1,133) \text{ кВ}; \quad \dot{U}_2 = \sqrt{3}\dot{U}_{\phi 2} = (111,538 - j3,891) \text{ кВ}.$$

Напруга за модулем у вузлах

$$U_1 = \sqrt{115,312^2 + 1,133^2} = 115,318 \text{ кВ}; \quad U_2 = \sqrt{111,538^2 + 3,891^2} = 111,606 \text{ кВ}.$$

### 5.3. Наближений розрахунок усталених режимів електричної мережі з двостороннім живленням, якщо напруги пунктів живлення різні

Заступна схема електричної мережі з двостороннім живленням показана на рис. 5.13.

На рис. 5.13 показано протікання струмів на окремих ділянках, оскільки принцип накладання коректний для струмів і некоректний для потужностей.

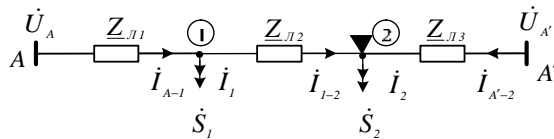


Рис. 5.13. Заступна схема електричної мережі з двостороннім живленням

Допустимо, що напруги пункту живлення  $A$   $\dot{U}_A$  і пункту  $A'$   $\dot{U}_{A'}$  різні за модулем і фазою. Навантаження у точках 1 і 2 подано розрахунковими струмами чи потужностями.

Щоб знайти розподіл струмів (потужностей), використовуємо метод накладання (суперпозиції): – мережа з усіма навантаженнями і однаковими напругами пунктів живлення і збігається за фазою; – мережа без навантажень та з різними напругами пунктів живлення.

Перша заступна схема показана на рис. 5.14, якщо напруги  $\dot{U}_A = \dot{U}_{A'}$ .

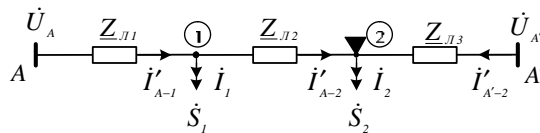


Рис. 5.14. Заступна схема електричної мережі з двостороннім живленням, якщо напруги пунктів живлення однакові за модулем і фазою



$$\dot{I}'_{A-1} = \frac{(\underline{Z}_{Л2} + \underline{Z}_{Л3})\dot{I}_1 + \underline{Z}_{Л3}\dot{I}_2}{\underline{Z}_{Л1} + \underline{Z}_{Л2} + \underline{Z}_{Л3}}; \quad (5.38)$$

$$\dot{I}'_{A'-2} = \frac{(\underline{Z}_{Л1} + \underline{Z}_{Л2})\dot{I}_2 + \underline{Z}_{Л1}\dot{I}_1}{\underline{Z}_{Л1} + \underline{Z}_{Л2} + \underline{Z}_{Л3}}. \quad (5.39)$$

Друга схема, коли напруги  $\dot{U}_A$  і  $\dot{U}_{A'}$  різні, показана на рис. 5.15.

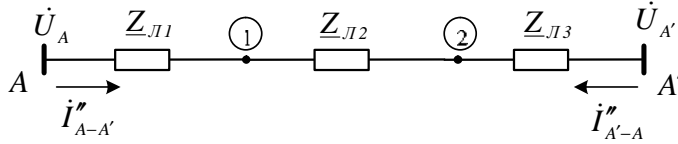


Рис. 5.15. Заступна схема електричної мережі з двостороннім живленням, коли  $\dot{U}_A$  і  $\dot{U}_{A'}$  різні як за модулем, так і за фазою

$$\dot{I}''_{A-A'} = (\dot{U}_{\Phi A} - \dot{U}_{\Phi A'}) / (\underline{Z}_{Л1} + \underline{Z}_{Л2} + \underline{Z}_{Л3}); \quad (5.40)$$

$$\dot{I}''_{A'-A} = (\dot{U}_{\Phi A'} - \dot{U}_{\Phi A}) / (\underline{Z}_{Л1} + \underline{Z}_{Л2} + \underline{Z}_{Л3}). \quad (5.41)$$

Струми  $\dot{I}''_{A-A'} = -\dot{I}''_{A'-A}$  називаються вирівнювальними струмами.

Повні струми на головних ділянках

$$\begin{aligned} \dot{I}_{A-1} &= \dot{I}'_{A-1} + \dot{I}''_{A-A'} = \frac{(\underline{Z}_{Л2} + \underline{Z}_{Л3})\dot{I}_1 + \underline{Z}_{Л3}\dot{I}_2}{\underline{Z}_{Л1} + \underline{Z}_{Л2} + \underline{Z}_{Л3}} + \\ &+ \frac{\dot{U}_{\Phi A} - \dot{U}_{\Phi A'}}{\underline{Z}_{Л1} + \underline{Z}_{Л2} + \underline{Z}_{Л3}}; \end{aligned} \quad (5.42)$$

$$\begin{aligned} \dot{I}_{A'-2} &= \dot{I}'_{A'-2} + \dot{I}''_{A'-A} = \frac{(\underline{Z}_{Л1} + \underline{Z}_{Л2})\dot{I}_2 + \underline{Z}_{Л1}\dot{I}_1}{\underline{Z}_{Л1} + \underline{Z}_{Л2} + \underline{Z}_{Л3}} + \\ &+ \frac{\dot{U}_{\Phi A'} - \dot{U}_{\Phi A}}{\underline{Z}_{Л1} + \underline{Z}_{Л2} + \underline{Z}_{Л3}}. \end{aligned} \quad (5.43)$$

Перетворимо отримані вирази на потужності, помноживши ліву і праву частини першого рівняння на  $3\dot{U}_{\Phi A}^*$  і другого на  $3\dot{U}_{\Phi A'}^*$ . В результаті одержимо

$$\dot{S}_{A-1} = \frac{(\underline{Z}_{Л2} + \underline{Z}_{Л3})\dot{S}_1 + \underline{Z}_{Л3}\dot{S}_2}{\underline{Z}_{Л1} + \underline{Z}_{Л2} + \underline{Z}_{Л3}} + \frac{3(\dot{U}_{\Phi A} - \dot{U}_{\Phi A'})\dot{U}_{\Phi A}^*}{\underline{Z}_{Л1} + \underline{Z}_{Л2} + \underline{Z}_{Л3}}; \quad (5.44)$$

$$\dot{S}_{A'-2} = \frac{(\underline{Z}_{Л1} + \underline{Z}_{Л2})\dot{S}_2 + \underline{Z}_{Л1}\dot{S}_1}{\underline{Z}_{Л1} + \underline{Z}_{Л2} + \underline{Z}_{Л3}} + \frac{3(\dot{U}_{\Phi A'} - \dot{U}_{\Phi A})\dot{U}_{\Phi A'}^*}{\underline{Z}_{Л1} + \underline{Z}_{Л2} + \underline{Z}_{Л3}}. \quad (5.45)$$

Розраховуючи замкнені мережі без урахування втрат потужності, тобто наближеним методом, вирівнювальну потужність можна визначити як

$$\dot{S}_{\text{вир}} = \frac{3(\dot{U}_{\Phi A} - \dot{U}_{\Phi A'})U_{\Phi \text{ном}}^*}{\underline{Z}_{Л1} + \underline{Z}_{Л2} + \underline{Z}_{Л3}} = -\frac{3(\dot{U}_{\Phi A'} - \dot{U}_{\Phi A})U_{\Phi \text{ном}}^*}{\underline{Z}_{Л1} + \underline{Z}_{Л2} + \underline{Z}_{Л3}}. \quad (5.46)$$

Заміна дійсних напруг  $\dot{U}_{\Phi A}$  і  $\dot{U}_{\Phi A'}$  номінальною напругою  $U_{\Phi \text{ном}}^*$  зумовлює рівність вирівнювальних потужностей в точках  $A$  і  $A'$ , що відповідає розрахункам замкненої електричної мережі без урахування втрат потужності, тобто наближеним методом розрахунку.

#### 5.4. Наближений розрахунок замкненої електричної мережі з різними номінальними напругами

Загалом складнозамкнені електричні мережі мають різні номінальні напруги. Для прикладу розглянемо замкнену мережу з двома номінальними напругами (рис. 5.16, а). Заступна схема такої мережі з розрахунковими навантаженнями вузлів показана на рис. 5.16, б. Напруга на шинах джерела енергії постійна (внутрішній опір джерела напруги дорівнює нулеві). Електричні мережі різних ступенів напруги розділяються за допомогою трансформаторів з комплексними коефіцієнтами трансформації  $\underline{k}_{T_1}$  і  $\underline{k}_{T_2}$ . Щоб спростити розрахунки, усі параметри заступної схеми зведемо до одного класу напруги (рис. 5.16, в). Оскільки в реальних схемах коефіцієнти трансформації трансформаторів  $T1$  і  $T2$  неоднакові, то між точками  $K$  і  $A$  виникає вирівнювальна ЕРС (рис. 5.16, г). Значення цієї ЕРС обчислимо так. Напруга в точці  $M$

$$\dot{U}_M = \dot{U}_K / \underline{k}_{T_1} = \dot{U}_A / \underline{k}_{T_2}. \quad (5.47)$$

Звідси

$$\dot{U}_K = \underline{k}_{T_1} / \underline{k}_{T_2} \dot{U}_A. \quad (5.48)$$

Якщо потенціал точки  $A$  більший, ніж точки  $K$ , то  $\dot{E}$  буде спрямована від точки  $K$  до точки  $A$ . Для контуру (рис. 5.16, в) на підставі другого закону Кірхгофа запишемо рівняння

$$\dot{U}_K + \dot{E} - \dot{U}_A = 0. \quad (5.49)$$

З урахуванням (5.48) отримаємо значення ЕРС

$$\dot{E} = (1 - \underline{k}_{T_1} / \underline{k}_{T_2}) \dot{U}_A, \quad (5.50)$$

чи, наближено прийнявши  $\dot{U}_A = U_{\text{ном}}$ ,

$$\dot{E} = (1 - \underline{k}_{T_1} / \underline{k}_{T_2}) U_{\text{ном}}. \quad (5.51)$$

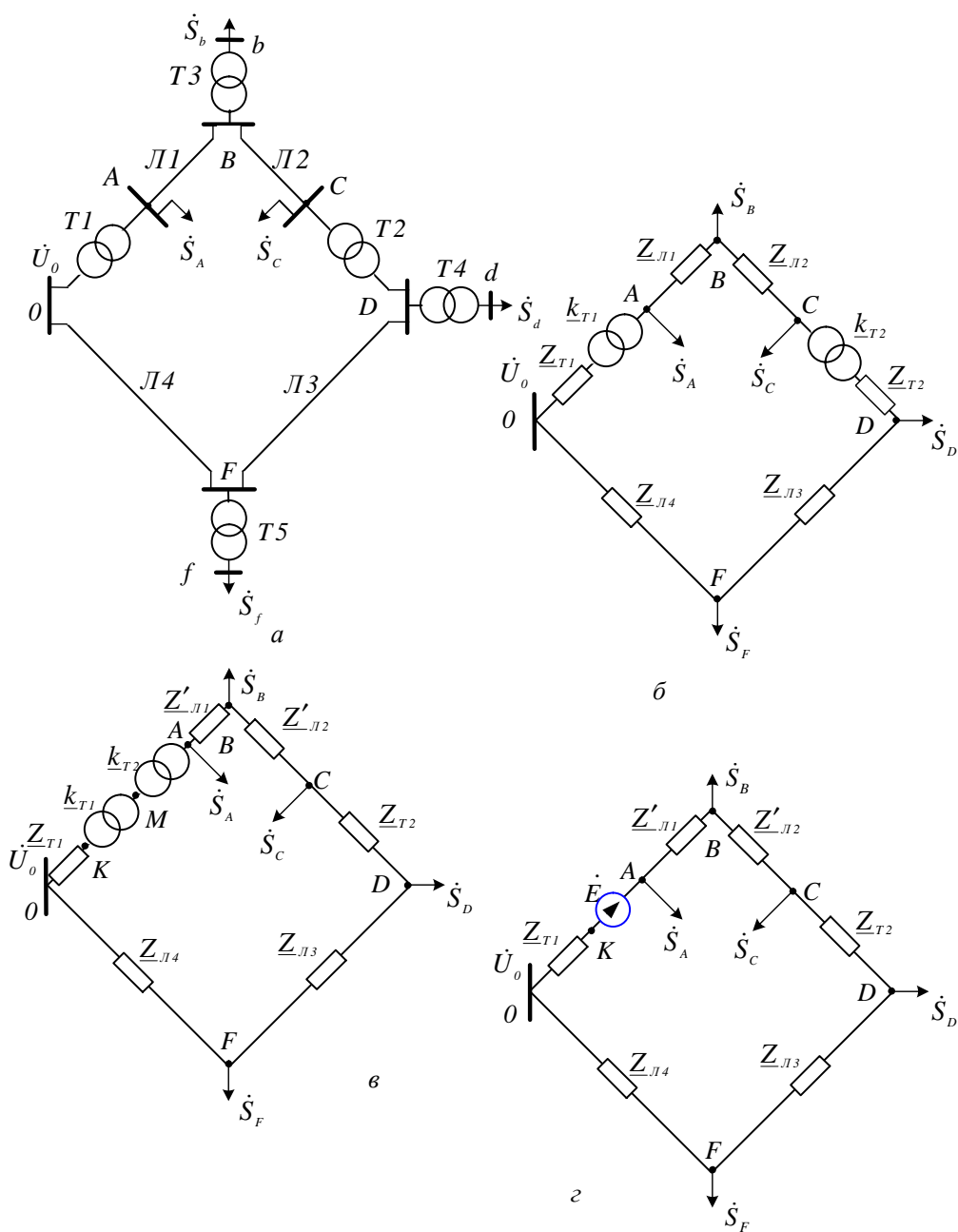


Рис. 5.16. Схеми замкнених мереж з різними номінальними напругами:  
 а – однолінійна; б – заступна схема з дійсними параметрами; в – заступна схема  
 з параметрами, зведеними до одного ступеня напруги; г – заступна схема  
 з некомпенсованою ЕРС трансформаторів

Заступна схема рис. 5.16, г показує, що розрахунок замкненої мережі з різними номінальними напругами не відрізняється від розрахунку електричної мережі з двостороннім живленням, якщо напруги в пунктах живлення різні за модулем і фазою. Розрахункова схема зображена на рис. 5.17, а.

Як і в попередньому випадку, використовуємо принцип суперпозиції. Розглядаємо окремо схему з навантаженнями вузлів і напругою пункту живлення  $\dot{U}_0$  (рис. 5.17, б) та схему з некомпенсованою ЕРС, але без навантаження вузлів і з напругою в пункті живлення  $\dot{U}_0 = 0$ . Враховуємо некомпенсовану ЕРС і подовжні опори заступної схеми мережі (рис. 5.17, г). Отримаємо

$$\begin{aligned} \dot{I}'_{0-A} = & \frac{(\underline{Z}'_{Л1} + \underline{Z}'_{Л2} + \underline{Z}_{T2} + \underline{Z}_{Л3} + \underline{Z}_{Л4}) \dot{I}_A}{\underline{Z}_{T1} + \underline{Z}'_{Л1} + \underline{Z}'_{Л2} + \underline{Z}_{T2} + \underline{Z}_{Л3} + \underline{Z}_{Л4}} + \\ & + \frac{(\underline{Z}'_{Л2} + \underline{Z}_{T2} + \underline{Z}_{Л3} + \underline{Z}_{Л4}) \dot{I}_B + (\underline{Z}_{T2} + \underline{Z}_{Л3} + \underline{Z}_{Л4}) \dot{I}_C}{\underline{Z}_{T1} + \underline{Z}'_{Л1} + \underline{Z}'_{Л2} + \underline{Z}_{T2} + \underline{Z}_{Л3} + \underline{Z}_{Л4}} + \\ & + \frac{(\underline{Z}_{Л3} + \underline{Z}_{Л4}) \dot{I}_D}{\underline{Z}_{T1} + \underline{Z}'_{Л1} + \underline{Z}'_{Л2} + \underline{Z}_{T2} + \underline{Z}_{Л3} + \underline{Z}_{Л4}}. \end{aligned} \quad (5.52)$$

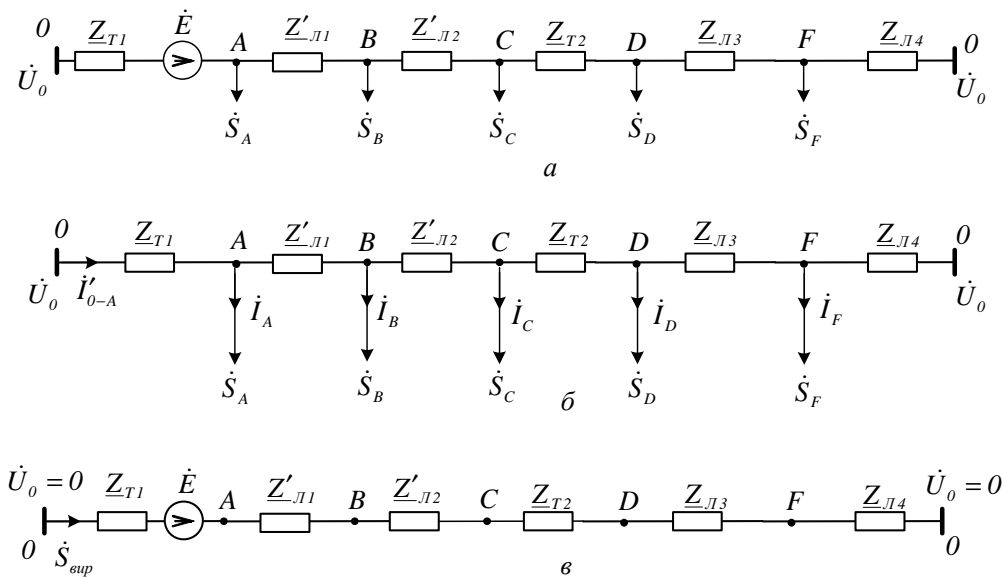


Рис. 5.17. Розрахункові схеми замкненої електричної мережі:  
а – розрізана в пункті живлення; б – враховуються потужності вузлів  
і напруга  $\dot{U}_0$ ; в – враховується тільки некомпенсована ЕРС  
і напруга живлення  $\dot{U}_0 = 0$

Як було сказано раніше, принцип суперпозиції можна застосувати, щоб знайти розподіл струмів в електричній мережі. Але він некоректний для потужностей, якщо потужність в окремих елементах знаходиться за формулою  $\dot{S} = \sqrt{3}U_{ном}^* \dot{I}$ , тобто напруга в кожній точці схеми дорівнює  $U_{ном}$ . На підставі цього рівняння (5.52) набере вигляду, який отримуємо, помноживши ліву та праву частини на  $\sqrt{3}U_{ном}^*$

$$\begin{aligned} \dot{S}'_{0-A} = & \frac{(\underline{Z}'_{Л1} + \underline{Z}'_{Л2} + \underline{Z}_{T2} + \underline{Z}_{Л3} + \underline{Z}_{Л4}) \dot{S}_A}{\underline{Z}_{T1} + \underline{Z}'_{Л1} + \underline{Z}'_{Л2} + \underline{Z}_{T2} + \underline{Z}_{Л3} + \underline{Z}_{Л4}} + \\ & + \frac{(\underline{Z}'_{Л2} + \underline{Z}_{T2} + \underline{Z}_{Л3} + \underline{Z}_{Л4}) \dot{S}_B}{\underline{Z}_{T1} + \underline{Z}'_{Л1} + \underline{Z}'_{Л2} + \underline{Z}_{T2} + \underline{Z}_{Л3} + \underline{Z}_{Л4}} + \\ & + \frac{(\underline{Z}_{T2} + \underline{Z}_{Л3} + \underline{Z}_{Л4}) \dot{S}_C + (\underline{Z}_{Л3} + \underline{Z}_{Л4}) \dot{S}_D + \underline{Z}_{Л4} \dot{S}_F}{\underline{Z}_{T1} + \underline{Z}'_{Л1} + \underline{Z}'_{Л2} + \underline{Z}_{T2} + \underline{Z}_{Л3} + \underline{Z}_{Л4}}. \end{aligned} \quad (5.53)$$

Із схеми, зображеної на рис. 5.10, в, визначаємо

$$\dot{I}_{вир} = \dot{E} / (\sqrt{3}(\underline{Z}_{T1} + \underline{Z}'_{Л1} + \underline{Z}'_{Л2} + \underline{Z}_{T2} + \underline{Z}_{Л3} + \underline{Z}_{Л4})), \quad (5.54)$$

чи наближено, без урахування втрат потужності в елементах схеми, помноживши (5.54) на  $\sqrt{3}U_{ном}^*$

$$\dot{S}_{вир} = U_{ном}^* \dot{E} / (\underline{Z}_{T1} + \underline{Z}'_{Л1} + \underline{Z}'_{Л2} + \underline{Z}_{T2} + \underline{Z}_{Л3} + \underline{Z}_{Л4}). \quad (5.55)$$

Отже, з наближеного розрахунку потужність, яка протікає по відрізьку  $0 - A$ , визначаємо так

$$\begin{aligned} \dot{S}_{0-A} = \dot{S}_{вир} + \dot{S}'_{0-A} = & \frac{U_{ном}^* \dot{E}}{\underline{Z}_{T1} + \underline{Z}'_{Л1} + \underline{Z}'_{Л2} + \underline{Z}_{T2} + \underline{Z}_{Л3} + \underline{Z}_{Л4}} + \\ & + \frac{(\underline{Z}'_{Л1} + \underline{Z}'_{Л2} + \underline{Z}_{T2} + \underline{Z}_{Л3} + \underline{Z}_{Л4}) \dot{S}_A}{\underline{Z}_{T1} + \underline{Z}'_{Л1} + \underline{Z}'_{Л2} + \underline{Z}_{T2} + \underline{Z}_{Л3} + \underline{Z}_{Л4}} + \\ & + \frac{(\underline{Z}'_{Л2} + \underline{Z}_{T2} + \underline{Z}_{Л3} + \underline{Z}_{Л4}) \dot{S}_B + (\underline{Z}_{T2} + \underline{Z}_{Л3} + \underline{Z}_{Л4}) \dot{S}_C}{\underline{Z}_{T1} + \underline{Z}'_{Л1} + \underline{Z}'_{Л2} + \underline{Z}_{T2} + \underline{Z}_{Л3} + \underline{Z}_{Л4}} + \\ & + \frac{(\underline{Z}_{Л3} + \underline{Z}_{Л4}) \dot{S}_D + \underline{Z}_{Л4} \dot{S}_F}{\underline{Z}_{T1} + \underline{Z}'_{Л1} + \underline{Z}'_{Л2} + \underline{Z}_{T2} + \underline{Z}_{Л3} + \underline{Z}_{Л4}}. \end{aligned} \quad (5.56)$$

Використовуючи перший закон Кірхгофа, знаходимо потужності, які протікають через інші елементи електричної мережі без урахування втрат.

Отримані результати уточнюємо на другому етапі обчислень – так, як і під час розрахунку радіальної чи магістральної мереж.

З виразу (5.50) випливає, що, змінюючи коефіцієнти трансформації  $\underline{k}_{T_1}$  і  $\underline{k}_{T_2}$ , а тим самим і ЕРС  $\dot{E}$ , можна змінити потокорозподіл потужностей у замкненій мережі.

Характер вирівнювальної потужності (5.55) визначається аргументами комплексів  $\dot{E}$  і  $\underline{Z}_\Sigma$  елементів мережі. Якщо  $\dot{E} = E$ , то характер вирівнювальної потужності зумовлений тільки аргументом  $\underline{Z}_\Sigma$ . Для повітряних ліній з великим перерізом проводів, якщо  $x_L \gg r_L$ , можна записати

$$\dot{S}_{vir} \cong U_{ном} E / jx_\Sigma = -jU_{ном} E / x_\Sigma, \quad (5.57)$$

де  $x_\Sigma = x_{T_1} + x'_{L1} + x'_{L2} + x_{T_2} + x_{L3} + x_{L4}$ .

Звідси випливає, що вирівнювальна потужність є здебільшого реактивною, тобто під час зміни у замкненій мережі  $\dot{E} = E$  за модулем, змінюються, як правило, перетоки реактивної потужності (поздовжнє регулювання).

Якщо  $\dot{E} = jE$ ,

$$\dot{S}_{vir} \cong U_{ном} jE / jx_\Sigma = U_{ном} E / x_\Sigma, \quad (5.58)$$

то вирівнювальна потужність активна, тобто під час поперечної зміни  $\dot{E}$  в замкненій мережі змінюються перетоки активної потужності (поперечне регулювання).

## **5.5. Аналіз режимів складнозамкненої електричної мережі методами контурних рівнянь (визначальних координат) і контурних потужностей**

Розподіл потужностей (струмів) у будь-якій замкненій електричній мережі можна визначити за допомогою двох законів Кірхгофа. Для складнозамкнених мереж їхнє використання зумовлює велику кількість рівнянь, тому розглянемо метод контурних рівнянь (визначальних координат), який ґрунтується на тих самих законах Кірхгофа, але з меншою кількістю рівнянь.

Метод контурних рівнянь запропонували Герцог і Штарк. Розглянемо цей метод на прикладі електричної мережі (рис. 5.18) з двостороннім живленням.

Напруги пунктів живлення  $\dot{U}_A$  і  $\dot{U}_B$ , опори віток і потужності вузлів навантаження  $\dot{S}_1, \dot{S}_3, \dot{S}_4, \dot{S}_5, \dot{S}_6, \dot{S}_8$  і  $\dot{S}_9$  задані.

У методі контурних рівнянь за невідомі потоки потужності приймається мінімальна їхня кількість, виходячи з міркування, щоб всі інші невідомі перетоки потужності були визначені через цю мінімальну кількість невідомих потужностей і потужностей навантаження. Можна довести, що кількість невідомих потоків потужностей повинна бути прийнята такою, що дорівнює різниці кількості віток схеми та

її вузлів. У такому разі ми розглядаємо електричну мережу, яка складається з 12 віток і 9 вузлів, тому існують три невідомі потоки потужностей:  $\dot{S}_x, \dot{S}_y, \dot{S}_z$ , які протікають через такі ділянки мережі:  $\dot{S}_x$  7–8,  $\dot{S}_y$  7–9,  $\dot{S}_z$  5–4. Вибравши напрямки потоків потужностей, показаних на рис. 5.18, можна записати на підставі першого закону Кірхгофа вирази потоків потужностей і для інших ліній

$$\begin{aligned}
 \dot{S}_{6-7} &= \dot{S}_x + \dot{S}_y; & \dot{S}_{B-5} &= \dot{S}_5 + \dot{S}_z; & \dot{S}_{B-6} &= \dot{S}_6 + \dot{S}_{6-7} = \dot{S}_6 + \dot{S}_x + \dot{S}_y; \\
 \dot{S}_{4-8} &= \dot{S}_8 - \dot{S}_x; & \dot{S}_{3-4} &= \dot{S}_4 + \dot{S}_{4-8} - \dot{S}_z = \dot{S}_4 + \dot{S}_8 - \dot{S}_x - \dot{S}_z; \\
 \dot{S}_{2-9} &= \dot{S}_9 - \dot{S}_y; & \dot{S}_{2-3} &= \dot{S}_3 + \dot{S}_{3-4} = \dot{S}_3 + \dot{S}_4 + \dot{S}_8 - \dot{S}_x - \dot{S}_z; \\
 \dot{S}_{I-2} &= \dot{S}_{2-3} + \dot{S}_{2-9} = \dot{S}_3 + \dot{S}_4 + \dot{S}_8 - \dot{S}_x - \dot{S}_z + \dot{S}_9 - \dot{S}_y; \\
 \dot{S}_{A-I} &= \dot{S}_I + \dot{S}_{I-2} = \dot{S}_I + \dot{S}_3 + \dot{S}_4 + \dot{S}_8 - \dot{S}_x - \dot{S}_z + \dot{S}_9 - \dot{S}_y.
 \end{aligned}
 \tag{5.59}$$

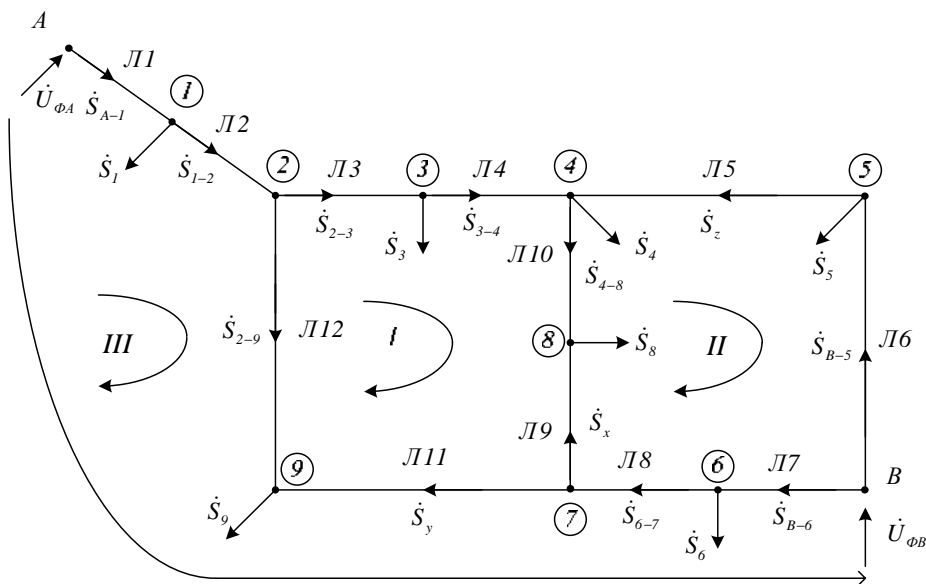


Рис. 5.18. Складнозамкнена електрична мережа

Як було показано під час наближеного розрахунку електричної мережі з двостороннім живленням без урахування втрат потужності в елементах мережі, задаючи навантаження струмами для довільного контуру, можна записати

$$\sum_{i=1}^n \underline{Z}_{\Pi i} \dot{I}_{\Pi i} = \sum_{i=1}^n \dot{E}_{\Phi i},
 \tag{5.60}$$

де  $\sum_{i=1}^n \underline{Z}_{\mathcal{L}i} \dot{I}_{\mathcal{L}i}$  – сума спадів напруг у контурі,  $B$ ;  $\sum_{i=1}^n \dot{E}_{\Phi i}$  – сума фазних ЕРС в контурі,  $B$ ;  $n$  – кількість контурів.

Підставивши у (5.60) значення струмів, які протікають у вітках, виражені через потужність і номінальну напругу мережі  $\dot{I} = \dot{S} / (\sqrt{3}U_{ном}^*)$ , отримаємо

$$\sum_{i=1}^n \underline{Z}_{\mathcal{L}i} \dot{S}_i = \sqrt{3}U_{ном}^* \sum_{i=1}^n \dot{E}_{\Phi i}. \quad (5.61)$$

Для прикладу, показаного на рис. 5.18, запишемо контурні рівняння:

– для контуру 2-3-4-8-7-9-2

$$\begin{aligned} &\underline{Z}_{\mathcal{L}3} \dot{S}_{2-3} + \underline{Z}_{\mathcal{L}4} \dot{S}_{3-4} + \underline{Z}_{\mathcal{L}10} \dot{S}_{4-8} - \underline{Z}_{\mathcal{L}9} \dot{S}_x + \\ &+ \underline{Z}_{\mathcal{L}11} \dot{S}_y - \underline{Z}_{\mathcal{L}12} \dot{S}_{2-9} = 0; \end{aligned} \quad (5.62)$$

– для контуру 4-5-B-6-7-8-4

$$\begin{aligned} &-\underline{Z}_{\mathcal{L}5} \dot{S}_z - \underline{Z}_{\mathcal{L}6} \dot{S}_{B-5} + \underline{Z}_{\mathcal{L}7} \dot{S}_{B-6} + \underline{Z}_{\mathcal{L}8} \dot{S}_{6-7} + \\ &+ \underline{Z}_{\mathcal{L}9} \dot{S}_x - \underline{Z}_{\mathcal{L}10} \dot{S}_{4-8} = 0; \end{aligned} \quad (5.63)$$

– для контуру A-1-2-9-7-6-B-A

$$\begin{aligned} &\underline{Z}_{\mathcal{L}1} \dot{S}_{A-1} + \underline{Z}_{\mathcal{L}2} \dot{S}_{1-2} + \underline{Z}_{\mathcal{L}12} \dot{S}_{2-9} - \underline{Z}_{\mathcal{L}11} \dot{S}_y - \underline{Z}_{\mathcal{L}8} \dot{S}_{6-7} - \underline{Z}_{\mathcal{L}7} \dot{S}_{B-6} = \\ &= \sqrt{3}U_{ном}^* (\dot{U}_{\Phi A} - \dot{U}_{\Phi B}). \end{aligned} \quad (5.64)$$

Підставивши у рівняння (5.62) – (5.64) значення потоків потужностей, обчислених з рівнянь (5.59), і згрупувавши подібні члени, одержимо такі контурні рівняння

$$\begin{aligned} &-(\underline{Z}_{\mathcal{L}3} + \underline{Z}_{\mathcal{L}4} + \underline{Z}_{\mathcal{L}9} + \underline{Z}_{\mathcal{L}10}) \dot{S}_x + (\underline{Z}_{\mathcal{L}11} + \underline{Z}_{\mathcal{L}12}) \dot{S}_y - \\ &-(\underline{Z}_{\mathcal{L}3} + \underline{Z}_{\mathcal{L}4}) \dot{S}_z + \underline{Z}_{\mathcal{L}3} (\dot{S}_3 + \dot{S}_4 + \dot{S}_8) + \underline{Z}_{\mathcal{L}4} (\dot{S}_4 + \dot{S}_8) + \\ &+ \underline{Z}_{\mathcal{L}10} \dot{S}_8 - \underline{Z}_{\mathcal{L}12} \dot{S}_9 = 0; \end{aligned} \quad (5.65)$$

$$\begin{aligned} &(\underline{Z}_{\mathcal{L}7} + \underline{Z}_{\mathcal{L}8} + \underline{Z}_{\mathcal{L}9} + \underline{Z}_{\mathcal{L}10}) \dot{S}_x + (\underline{Z}_{\mathcal{L}7} + \underline{Z}_{\mathcal{L}8}) \dot{S}_y - \\ &-(\underline{Z}_{\mathcal{L}5} + \underline{Z}_{\mathcal{L}6}) \dot{S}_z - \underline{Z}_{\mathcal{L}6} \dot{S}_5 + \underline{Z}_{\mathcal{L}7} \dot{S}_6 - \underline{Z}_{\mathcal{L}10} \dot{S}_8 = 0; \end{aligned} \quad (5.66)$$

$$\begin{aligned} &-(\underline{Z}_{\mathcal{L}1} + \underline{Z}_{\mathcal{L}2} + \underline{Z}_{\mathcal{L}8} + \underline{Z}_{\mathcal{L}7}) \dot{S}_x - (\underline{Z}_{\mathcal{L}1} + \underline{Z}_{\mathcal{L}2} + \underline{Z}_{\mathcal{L}8} + \underline{Z}_{\mathcal{L}11} + \\ &+ \underline{Z}_{\mathcal{L}12} + \underline{Z}_{\mathcal{L}7}) \dot{S}_y - (\underline{Z}_{\mathcal{L}3} + \underline{Z}_{\mathcal{L}2}) \dot{S}_z + \underline{Z}_{\mathcal{L}1} (\dot{S}_1 + \dot{S}_3 + \dot{S}_4 + \dot{S}_8 + \\ &+ \dot{S}_9) + \underline{Z}_{\mathcal{L}2} (\dot{S}_3 + \dot{S}_4 + \dot{S}_8 + \dot{S}_9) - \underline{Z}_{\mathcal{L}7} \dot{S}_6 = \sqrt{3}U_{ном}^* (\dot{U}_{\Phi A} - \dot{U}_{\Phi B}). \end{aligned} \quad (5.67)$$

З отриманої системи рівнянь знаходимо невідомі потоки потужностей  $\dot{S}_x, \dot{S}_y, \dot{S}_z$ . З рівнянь (5.59) визначаємо потоки потужностей в інших лініях. Після



обчислення всіх потоків потужностей віток електричної мережі необхідно перевірити їх за першим законом Кірхгофа – сума потужностей в кожному вузлі повинна дорівнювати нулеві, і за другим законом Кірхгофа – сума спадів напруг у кожному замкненому контурі повинна дорівнювати сумі ЕРС в ньому. Перевірку необхідно виконати за обидвома законами Кірхгофа, тому що дотримання одного з них не гарантує повної правильності виконання розрахунків.

Якщо одна з станцій  $A$  чи  $B$  працює у режимі заданої потужності, то вона розглядається під час розрахунків як від’ємне навантаження електричної мережі.

Рівняння контурних потужностей отримаємо, помноживши рівняння методу контурних струмів на  $\sqrt{3}U_{ном}$ .

Струми навантажень електричної мережі визначаємо

$$\dot{J}_S = \dot{S}_S / (\sqrt{3}U_S^*), \quad (5.68)$$

і для наближеного розрахунку приймаємо, що напруга в усіх вузлах дорівнює  $U_{ном}$

$$\dot{J}_S = \dot{S}_S / (\sqrt{3}U_{ном}^*). \quad (5.69)$$

Струми навантажень замикаємо через вітки балансувальних вузлів, оскільки ці вітки мають велику провідність і є шляхом для протікання струму. Потужності вузлів навантажень  $\dot{S}_1, \dot{S}_3, \dot{S}_4, \dot{S}_8, \dot{S}_9$  замикаємо на балансувальний вузол  $A$  і потужності навантажень  $\dot{S}_5$  і  $\dot{S}_6$  на вузол  $B$  (рис. 5.19).

На підставі цього отримуємо такі контурні рівняння для схеми, зображеної на рис. 5.19.

$$\begin{aligned} & (\underline{Z}_{Л3} + \underline{Z}_{Л4} + \underline{Z}_{Л10} + \underline{Z}_{Л9} + \underline{Z}_{Л11} + \underline{Z}_{Л12}) \dot{S}_I - (\underline{Z}_{Л10} + \underline{Z}_{Л9}) \dot{S}_{II} - \\ & - (\underline{Z}_{Л12} + \underline{Z}_{Л11}) \dot{S}_{III} = -\underline{Z}_{Л3} \dot{S}_3 - (\underline{Z}_{Л3} + \underline{Z}_{Л4}) \dot{S}_4 - \\ & - (\underline{Z}_{Л10} + \underline{Z}_{Л3} + \underline{Z}_{Л4}) \dot{S}_8 + \underline{Z}_{Л12} \dot{S}_9; \end{aligned} \quad (5.70)$$

$$\begin{aligned} & (\underline{Z}_{Л5} + \underline{Z}_{Л6} + \underline{Z}_{Л7} + \underline{Z}_{Л8} + \underline{Z}_{Л9} + \underline{Z}_{Л10}) \dot{S}_{II} - (\underline{Z}_{Л10} + \underline{Z}_{Л9}) \dot{S}_I - \\ & - (\underline{Z}_{Л8} + \underline{Z}_{Л7}) \dot{S}_{III} = \underline{Z}_{Л6} \dot{S}_5 - \underline{Z}_{Л7} \dot{S}_6 + \underline{Z}_{Л10} \dot{S}_8; \end{aligned} \quad (5.71)$$

$$\begin{aligned} & (\underline{Z}_{Л1} + \underline{Z}_{Л2} + \underline{Z}_{Л12} + \underline{Z}_{Л11} + \underline{Z}_{Л8} + \underline{Z}_{Л7}) \dot{S}_{III} - \\ & - (\underline{Z}_{Л12} + \underline{Z}_{Л11}) \dot{S}_I - (\underline{Z}_{Л8} + \underline{Z}_{Л7}) \dot{S}_{II} = \\ & = \sqrt{3}U_{ном}(\dot{U}_{\Phi A} - \dot{U}_{\Phi B}) - \underline{Z}_{Л1} \dot{S}_1 - (\underline{Z}_{Л12} + \underline{Z}_{Л2} \underline{Z}_{Л1}) \dot{S}_9 - \\ & - (\underline{Z}_{Л1} + \underline{Z}_{Л2})(\dot{S}_3 + \dot{S}_4 + \dot{S}_8) + \underline{Z}_{Л7} \dot{S}_6. \end{aligned} \quad (5.72)$$

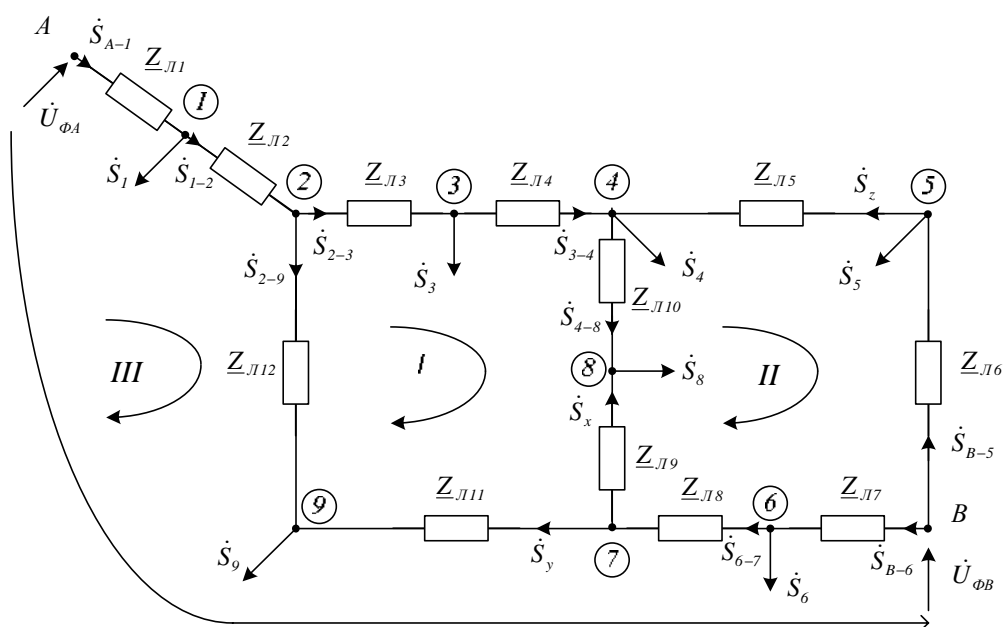


Рис. 5.19. Заступна схема складнозамкненої електричної мережі

З рівнянь (5.70) – (5.72) визначаємо контурні потужності, за якими на підставі рис. 5.19 обчислюємо потужності віток.

Отже, ми знаходимо наближене значення потужностей, як за методом визначальних координат, так і за методом контурних потужностей, яке відповідає першому етапу розрахунку електричної мережі, тобто не враховуючи втрати потужності в мережі. На другому етапі обчислюємо втрати потужностей в елементах електричної мережі, потужності на початку і в кінці поздовжніх параметрів заступної схеми, а також напругу вузлів за даними початку.

#### Приклад 5.5.

Для схеми, яка показана на рис. 5.18, знайти потокорозподіл потужностей методом контурних рівнянь і контурних потужностей.

Дано:

$$\begin{aligned}
 U_A &= 121 \text{ кВ}; U_B = 115 \text{ кВ}; \cos \varphi_{\text{сеп}} = 0,9; \\
 S_1 &= 10 \text{ МВ} \cdot \text{А}; S_3 = 11 \text{ МВ} \cdot \text{А}; S_4 = 12 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \\
 S_5 &= 15 \text{ МВ} \cdot \text{А}; S_7 = 7 \text{ МВ} \cdot \text{А}; S_8 = 9 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \\
 S_9 &= 5 \text{ МВ} \cdot \text{А}.
 \end{aligned}$$

Характеристики ліній наведено в табл. 5.1.

Таблиця 5.1

№ з/п $l_i$	$l_1$	$l_2$	$l_3$	$l_4$	$l_5$	$l_6$	$l_7$	$l_8$	$l_9$	$l_{10}$	$l_{11}$	$l_{12}$
$l_i$ , км	11	12	10	7	8	15	17	10	7	21	18	19
Марка проводу	АС- 120	АС- 120	АС- 95	АС- 95	АС- 70	АС- 120	АС- 120	АС- 70	АС- 70	АС- 70	АС- 70	АС- 95
$r_0$ , Ом/км	0,249	0,249	0,306	0,306	0,428	0,249	0,249	0,428	0,428	0,428	0,428	0,306
$x_0$ , Ом/км	0,427	0,427	0,434	0,434	0,444	0,427	0,427	0,444	0,444	0,444	0,444	0,434

**Розв'язання.**

Параметри заступної схеми ліній

$$\underline{Z}_{Л1} = (r_0 + jx_0) l_1 = (0,249 + j0,427) \cdot 11 = (2,739 + j4,697) \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{Л2} = (r_0 + jx_0) l_2 = (0,249 + j0,427) \cdot 12 = (2,988 + j5,124) \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{Л3} = (r_0 + jx_0) l_3 = (0,306 + j0,434) \cdot 10 = (3,06 + j4,34) \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{Л4} = (r_0 + jx_0) l_4 = (0,306 + j0,434) \cdot 7 = (2,142 + j3,038) \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{Л5} = (r_0 + jx_0) l_5 = (0,428 + j0,444) \cdot 8 = (3,424 + j3,552) \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{Л6} = (r_0 + jx_0) l_6 = (0,249 + j0,427) \cdot 15 = (3,735 + j6,405) \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{Л7} = (r_0 + jx_0) l_7 = (0,249 + j0,427) \cdot 17 = (4,233 + j7,259) \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{Л8} = (r_0 + jx_0) l_8 = (0,428 + j0,444) \cdot 10 = (4,28 + j4,44) \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{Л9} = (r_0 + jx_0) l_9 = (0,428 + j0,444) \cdot 7 = (2,996 + j3,108) \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{Л10} = (r_0 + jx_0) l_{10} = (0,428 + j0,444) \cdot 21 = (8,988 + j9,324) \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{Л11} = (r_0 + jx_0) l_{11} = (0,428 + j0,444) \cdot 18 = (7,704 + j7,992) \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{Л12} = (r_0 + jx_0) l_{12} = (0,306 + j0,434) \cdot 19 = (5,814 + j8,246) \text{ Ом}.$$

Комплексні потужності вузлів навантаження

$$\dot{S}_1 = S_1 \cos \varphi_{\text{сеп}} - jS_1 \sin \varphi_{\text{сеп}} = 10 \cdot 0,9 - j10 \cdot 0,436 = (9 - j4,359) \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}_3 = S_3 \cos \varphi_{\text{сеп}} - jS_3 \sin \varphi_{\text{сеп}} = 11 \cdot 0,9 - j11 \cdot 0,436 = (9,9 - j4,795) \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}_4 = S_4 \cos \varphi_{\text{сеп}} - jS_4 \sin \varphi_{\text{сеп}} = 12 \cdot 0,9 - j12 \cdot 0,436 = (10,8 - j5,231) \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}_5 = S_5 \cos \varphi_{\text{сеп}} - jS_5 \sin \varphi_{\text{сеп}} = 15 \cdot 0,9 - j15 \cdot 0,436 = (13,5 - j6,538) \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}_7 = S_7 \cos \varphi_{\text{сеп}} - jS_7 \sin \varphi_{\text{сеп}} = 7 \cdot 0,9 - j7 \cdot 0,436 = (6,3 - j3,051) \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}_8 = S_8 \cos \varphi_{\text{сеп}} - jS_8 \sin \varphi_{\text{сеп}} = 9 \cdot 0,9 - j9 \cdot 0,436 = (8,1 - j3,923) \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}_9 = S_9 \cos \varphi_{\text{сеп}} - jS_9 \sin \varphi_{\text{сеп}} = 5 \cdot 0,9 - j5 \cdot 0,436 = (4,5 - j2,179) \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Заступну схему наведено на рис. 5.19.

У методі контурних рівнянь невідомі потужності вибираються так, щоб всі інші переток потужностей можна було виразити через ці невідомі потужності та потужності навантаження.

Розглянемо електричну мережу, яка складається з 12 віток і 9 вузлів. Невідомі потоки потужностей:  $\dot{S}_x$ ,  $\dot{S}_y$ ,  $\dot{S}_z$  протікають такими ділянками мережі:  $\dot{S}_x$  7–8,  $\dot{S}_y$  7–9,  $\dot{S}_z$  5–4

$$\begin{aligned}
\dot{S}_{6-7} &= \dot{S}_x + \dot{S}_y; \quad \dot{S}_{B-5} = \dot{S}_5 + \dot{S}_z; \\
\dot{S}_{B-6} &= \dot{S}_6 + \dot{S}_{6-7} = \dot{S}_6 + \dot{S}_x + \dot{S}_y; \quad \dot{S}_{4-8} = \dot{S}_8 - \dot{S}_x; \\
\dot{S}_{3-4} &= \dot{S}_4 + \dot{S}_{4-8} - \dot{S}_z = \dot{S}_4 + \dot{S}_8 - \dot{S}_x - \dot{S}_z; \quad \dot{S}_{2-9} = \dot{S}_9 - \dot{S}_y; \\
\dot{S}_{2-3} &= \dot{S}_3 + \dot{S}_{3-4} = \dot{S}_3 + \dot{S}_4 + \dot{S}_8 - \dot{S}_x - \dot{S}_z; \\
\dot{S}_{1-2} &= \dot{S}_{2-3} + \dot{S}_{2-9} = \dot{S}_3 + \dot{S}_4 + \dot{S}_8 - \dot{S}_x - \dot{S}_z + \dot{S}_9 - \dot{S}_y; \\
\dot{S}_{A-1} &= \dot{S}_1 + \dot{S}_{12} = \dot{S}_1 + \dot{S}_3 + \dot{S}_4 + \dot{S}_8 - \dot{S}_x - \dot{S}_z + \dot{S}_9 - \dot{S}_y.
\end{aligned}$$

Запишемо контурні рівняння:

– для контуру 2-3-4-8-7-9-2

$$\underline{Z}_{Л3}\dot{S}_{2-3} + \underline{Z}_{Л4}\dot{S}_{3-4} + \underline{Z}_{Л10}\dot{S}_{4-8} - \underline{Z}_{Л9}\dot{S}_x + \underline{Z}_{Л11}\dot{S}_y - \underline{Z}_{Л12}\dot{S}_{2-9} = 0;$$

– для контуру 4-5-B-6-7-8-4

$$-\underline{Z}_{Л5}\dot{S}_z - \underline{Z}_{Л6}\dot{S}_{B-5} + \underline{Z}_{Л7}\dot{S}_{B-6} + \underline{Z}_{Л8}\dot{S}_{6-7} + \underline{Z}_{Л9}\dot{S}_x - \underline{Z}_{Л10}\dot{S}_{4-8} = 0;$$

– для контуру A-1-2-9-7-6-B-A

$$\begin{aligned}
&\underline{Z}_{Л1}\dot{S}_{A-1} + \underline{Z}_{Л2}\dot{S}_{1-2} + \underline{Z}_{Л12}\dot{S}_{2-9} - \underline{Z}_{Л11}\dot{S}_y - \underline{Z}_{Л8}\dot{S}_{6-7} - \underline{Z}_{Л7}\dot{S}_{B-6} = \\
&= \sqrt{3}U_{ном}^* (\dot{U}_{\Phi A} - \dot{U}_{\Phi B}).
\end{aligned}$$

Підставивши в контурні рівняння значення потоків потужностей і згрупувавши подібні члени, отримаємо такі контурні рівняння

$$\begin{aligned}
&-(\underline{Z}_{Л3} + \underline{Z}_{Л4} + \underline{Z}_{Л9} + \underline{Z}_{Л10})\dot{S}_x + (\underline{Z}_{Л11} + \underline{Z}_{Л12})\dot{S}_y - (\underline{Z}_{Л3} + \underline{Z}_{Л4})\dot{S}_z + \\
&+ \underline{Z}_{Л3}(\dot{S}_3 + \dot{S}_4 + \dot{S}_8) + \underline{Z}_{Л4}(\dot{S}_4 + \dot{S}_8) + \underline{Z}_{Л10}\dot{S}_8 - \underline{Z}_{Л12}\dot{S}_9 = 0; \\
&(\underline{Z}_{Л7} + \underline{Z}_{Л8} + \underline{Z}_{Л9} + \underline{Z}_{Л10})\dot{S}_x + (\underline{Z}_{Л7} + \underline{Z}_{Л8})\dot{S}_y - (\underline{Z}_{Л5} + \underline{Z}_{Л6})\dot{S}_z - \\
&-\underline{Z}_{Л6}\dot{S}_5 + \underline{Z}_{Л7}\dot{S}_6 - \underline{Z}_{Л10}\dot{S}_8 = 0; \\
&-(\underline{Z}_{Л1} + \underline{Z}_{Л2} + \underline{Z}_{Л8} + \underline{Z}_{Л7})\dot{S}_x - (\underline{Z}_{Л1} + \underline{Z}_{Л2} + \underline{Z}_{Л8} + \underline{Z}_{Л11} + \underline{Z}_{Л7} + \underline{Z}_{Л12})\dot{S}_y - \\
&-(\underline{Z}_{Л1} + \underline{Z}_{Л2})\dot{S}_z + \underline{Z}_{Л1}(\dot{S}_1 + \dot{S}_3 + \dot{S}_4 + \dot{S}_8 + \dot{S}_9) + \underline{Z}_{Л2}(\dot{S}_3 + \dot{S}_4 + \dot{S}_8 + \\
&+ \dot{S}_9) - \underline{Z}_{Л7}\dot{S}_6 + \underline{Z}_{Л12}\dot{S}_9 = \sqrt{3}U_{ном}(\dot{U}_{\Phi A} - \dot{U}_{\Phi B}); \\
&-(3,06 + j4,34 + 2,142 + j3,038 + 2,996 + j3,108 + 8,988 + j9,324)S_x + \\
&+(7,704 + j7,7992 + 5,814 + j8,246)S_y - (3,06 + j4,34 + 2,142 + j3,038)S_z + \\
&+(3,06 + j4,34) \cdot (9,9 - j4,795 + 10,8 - j5,231 + 8,1 - j3,923) + \\
&+(2,142 + j3,038) \cdot (10,8 - j5,231 + 8,1 - j3,923) + (8,988 + j9,324) \cdot (8,1 - \\
&- j3,923) - (5,814 + j8,246) \cdot (4,5 - j2,179) = 0; \\
&(4,233 + j7,259 + 4,28 + j4,44 + 2,996 + j3,108 + 8,988 + j9,324)S_x - \\
&-(4,233 + j7,259 + 4,28 + j4,44)S_y - (3,424 + j3,552 + 3,735 + j6,405)S_x - \\
&-(3,735 + j6,405) \cdot (13,5 - j6,538) + (4,233 + j7,259) \cdot (6,3 - j3,05) - \\
&-(8,988 + j9,324) \cdot (8,1 - j3,923) = 0;
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& (2,739 + j4,697 + 2,988 + j5,124 + 4,28 + j4,44 + 4,233 + j7,259)S_x - \\
& -(2,739 + j4,697 + j2,988 + 5,124 + 4,28 + j4,44 + 7,704 + j7,992 + \\
& + 4,233 + j7,259 + 5,814 + j8,246)S_y - (2,739 + j4,697 + j2,988 + 5,124)S_z + \\
& +(2,739 + j4,697) \cdot (9 - j4,359 + 9,9 - j4,795 + 10,8 - j5,231 \\
& + 4,5 - j2,179) + (2,988 + j5,124) \cdot (9,9 - j4,795 + 10,8 - j5,231 + \\
& + 8,1 - j3,923 + 4,5 - j2,179) - (4,233 + j7,259) \cdot (6,3 - j3,05) + \\
& +(5,814 + j8,246) \cdot (4,5 - j2,179) - 110 \cdot (121 - 115) = 0.
\end{aligned}$$

У матрично-векторній формі контурні рівняння матимуть вигляд

$$\begin{aligned}
& \begin{vmatrix} -17,186 - j19,81 & 13,518 + j16,238 & -5,202 - j7,378 \\ 20,497 + j24,128 & 8,513 + j11,699 & -7,159 - j9,957 \\ -14,24 - j21,52 & -27,758 - j37,758 & -5,727 - j9,821 \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} \dot{S}_x \\ \dot{S}_y \\ \dot{S}_z \end{vmatrix} = \\
& = \begin{vmatrix} -282,203 - j135,949 \\ 152,865 + j69,495 \\ 270,456 - j256,628 \end{vmatrix}.
\end{aligned}$$

Використовуючи Mathcad, з отриманої системи рівнянь знаходимо невідомі потоки потужностей  $\dot{S}_x, \dot{S}_y, \dot{S}_z$

$$\dot{S}_x = (7,393 - j2,095) \text{ MB} \cdot \text{A};$$

$$\dot{S}_y = (-3,545 + j6,852) \text{ MB} \cdot \text{A};$$

$$\dot{S}_z = (2,574 + j7,988) \text{ MB} \cdot \text{A}.$$

На підставі першого закону Кірхгофа визначаємо потоки потужностей в інших лініях

$$\dot{S}_{6-7} = \dot{S}_x + \dot{S}_y = 7,393 - j2,095 - 3,545 + j6,852 = (3,848 + j4,757) \text{ MB} \cdot \text{A};$$

$$\dot{S}_{B-5} = \dot{S}_5 + \dot{S}_z = 13,5 - j6,538 + 2,574 + j7,988 = (16,074 + j1,45) \text{ MB} \cdot \text{A};$$

$$\dot{S}_{B-6} = \dot{S}_{6-7} + \dot{S}_6 = 3,848 + j4,757 + 6,3 - j3,05 = (10,148 + j1,705) \text{ MB} \cdot \text{A};$$

$$\dot{S}_{4-8} = \dot{S}_8 - \dot{S}_x = 8,1 - j3,923 - 7,393 + j2,095 = (0,707 - j1,828) \text{ MB} \cdot \text{A};$$

$$\begin{aligned}
\dot{S}_{3-4} &= \dot{S}_4 + \dot{S}_{4-8} - \dot{S}_z = 10,8 - j5,231 + 0,707 - j1,828 - 2,574 - j7,988 = \\
&= (8,932 - j15,047) \text{ MB} \cdot \text{A};
\end{aligned}$$

$$\dot{S}_{2-9} = \dot{S}_9 - \dot{S}_y = 4,5 - j2,179 + 3,545 - j6,852 = (8,045 - j9,031) \text{ MB} \cdot \text{A};$$

$$\begin{aligned}
\dot{S}_{2-3} &= \dot{S}_3 + \dot{S}_{3-4} = 9,9 - j4,795 + 8,932 - j15,047 = \\
&= (18,832 - j19,841) \text{ MB} \cdot \text{A};
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\dot{S}_{I-2} &= \dot{S}_{2-3} + \dot{S}_{2-9} = 18,832 - j19,841 + 8,045 - j9,031 = \\
&= (26,878 - j28,873) \text{ MB} \cdot \text{A};
\end{aligned}$$

$$\dot{S}_{A-I} = \dot{S}_I + \dot{S}_{I-2} = 9 - j4,359 + 26,878 - j28,873 = (35,878 - j33,232) \text{ MB} \cdot \text{A}.$$

Перевірка правильності розрахунку.

Перша перевірка. Сума потужностей у кожному вузлі повинна дорівнювати нулеві.

Вузол 1.

$$-\dot{S}_{A-1} + \dot{S}_{1-2} + \dot{S}_1 = -35,878 + j33,232 + 26,878 - j28,873 + 9 - j4,359 = 0 \text{ MB} \cdot A.$$

Вузол 2.

$$-\dot{S}_{1-2} + \dot{S}_{2-3} + \dot{S}_{2-9} = -26,878 - j28,873 + 18,832 - j19,841 + 8,046 - j9,031 = 0 \text{ MB} \cdot A.$$

Вузол 3.

$$-\dot{S}_{2-3} + \dot{S}_{3-4} + \dot{S}_3 = -18,832 - j19,841 + 8,932 - j15,047 + 9,9 - j4,795 = 0 \text{ MB} \cdot A.$$

Вузол 4.

$$-\dot{S}_{3-4} + \dot{S}_4 + \dot{S}_{4-8} = -8,932 - j15,047 + 10,8 - j5,231 + 0,707 - j1,828 = 0 \text{ MB} \cdot A.$$

Вузол 5.

$$-\dot{S}_{B-5} + \dot{S}_5 + \dot{S}_z = -16,074 - j1,45 + 13,5 - j6,538 + 2,574 + j7,988 = 0 \text{ MB} \cdot A.$$

Вузол 6.

$$-\dot{S}_{B-6} + \dot{S}_6 + \dot{S}_{6-7} = -10,148 - j1,705 + 6,3 - j3,051 + 3,848 + j4,757 = 0 \text{ MB} \cdot A.$$

Вузол 7.

$$-\dot{S}_{6-7} + \dot{S}_x + \dot{S}_y = -3,848 + j4,757 + 7,393 - j2,095 - 3,545 + j6,852 = 0 \text{ MB} \cdot A.$$

Вузол 8.

$$-\dot{S}_x + \dot{S}_8 - \dot{S}_{4-8} = -7,393 + j2,095 + 8,1 - j3,923 - 0,707 + j1,828 = 0 \text{ MB} \cdot A.$$

Вузол 9.

$$-\dot{S}_y + \dot{S}_9 + \dot{S}_{2-9} = 3,545 - j6,852 + 4,5 - j2,179 + 8,045 - j9,031 = 0 \text{ MB} \cdot A.$$

Друга перевірка. Сума спаду напруг в кожному із замкнених контурів повинна дорівнювати сумі ЕРС у цьому контурі, тобто

$$\frac{I}{\sqrt{3}U_{ном}^*} \sum_{i=1}^k \underline{Z}_{\Pi i} \dot{S}_i = \sum_{i=1}^k \dot{E}_{\Phi i}.$$

Перший контур

$$\underline{Z}_{\Pi 3} \frac{\dot{S}_{2-3}}{\sqrt{3}U_{ном}^*} + \underline{Z}_{\Pi 4} \frac{\dot{S}_{3-4}}{\sqrt{3}U_{ном}^*} + \underline{Z}_{\Pi 10} \frac{\dot{S}_{4-8}}{\sqrt{3}U_{ном}^*} - \underline{Z}_{\Pi 9} \frac{\dot{S}_x}{\sqrt{3}U_{ном}^*} + \underline{Z}_{\Pi 11} \frac{\dot{S}_y}{\sqrt{3}U_{ном}^*} - \underline{Z}_{\Pi 12} \frac{\dot{S}_{2-9}}{\sqrt{3}U_{ном}^*} = 0;$$

$$\begin{aligned}
& (3,06 + j4,34) \cdot (18,832 - j19,841) / (\sqrt{3} \cdot 110) + (2,142 + j3,038) \times \\
& \times (8,932 - j15,047) / (\sqrt{3} \cdot 110) + (8,988 + j9,324) \times \\
& \times (0,707 - j1,828) / (\sqrt{3} \cdot 110) - (2,996 + j3,108) \times \\
& \times (7,393 - j2,095) / (\sqrt{3} \cdot 110) + (7,704 + j7,992) \times \\
& \times (-3,545 + j6,852) / (\sqrt{3} \cdot 110) - (5,814 + j8,246) \times \\
& \times (8,045 - j9,031) / (\sqrt{3} \cdot 110) = 0.
\end{aligned}$$

Другий контур

$$\begin{aligned}
& -\underline{Z}_{Л5} \frac{\dot{S}_z}{\sqrt{3}U_{ном}^*} - \underline{Z}_{Л6} \frac{\dot{S}_{B-5}}{\sqrt{3}U_{ном}^*} + \underline{Z}_{Л7} \frac{\dot{S}_{B-6}}{\sqrt{3}U_{ном}^*} + \underline{Z}_{Л8} \frac{\dot{S}_{6-7}}{\sqrt{3}U_{ном}^*} + \underline{Z}_{Л9} \frac{\dot{S}_x}{\sqrt{3}U_{ном}^*} - \\
& - \underline{Z}_{Л10} \frac{\dot{S}_{4-8}}{\sqrt{3}U_{ном}^*} = 0; \\
& -(3,424 + j3,552) \cdot (2,574 + j7,988) / (\sqrt{3} \cdot 110) - (3,735 + j6,405) \times \\
& \times (16,074 + j1,45) / (\sqrt{3} \cdot 110) + (4,233 + j7,259) \times \\
& \times (10,148 + j1,705) / (\sqrt{3} \cdot 110) + (4,28 + j4,44) \times \\
& \times (3,848 + j4,757) / (\sqrt{3} \cdot 110) + (2,996 + j3,108) \times \\
& \times (7,393 - j2,095) / (\sqrt{3} \cdot 110) - (8,988 + j9,324) \times \\
& \times (0,707 - j1,828) / (\sqrt{3} \cdot 110) = 0.
\end{aligned}$$

Третій контур

$$\begin{aligned}
& \underline{Z}_{Л1} \frac{\dot{S}_{A-1}}{\sqrt{3}U_{ном}^*} + \underline{Z}_{Л2} \frac{\dot{S}_{I-2}}{\sqrt{3}U_{ном}^*} + \underline{Z}_{Л12} \frac{\dot{S}_{2-9}}{\sqrt{3}U_{ном}^*} - \underline{Z}_{Л11} \frac{\dot{S}_y}{\sqrt{3}U_{ном}^*} - \underline{Z}_{Л8} \frac{\dot{S}_{6-7}}{\sqrt{3}U_{ном}^*} - \\
& - \underline{Z}_{Л7} \frac{\dot{S}_{B-6}}{\sqrt{3}U_{ном}^*} - (\dot{U}_{\Phi A} - \dot{U}_{\Phi B}) = 0; \\
& (2,738 + j4,697) \cdot (35,878 - j33,232) / (\sqrt{3} \cdot 110) + (2,988 + j5,124) \times \\
& \times (26,878 - j28,873) / (\sqrt{3} \cdot 110) + (5,814 + j8,146) \times \\
& \times (8,045 - j9,031) / (\sqrt{3} \cdot 110) - (7,704 + j7,992) \times \\
& \times (-3,545 + j6,852) / (\sqrt{3} \cdot 110) - (4,28 + j4,44) \times \\
& \times (3,848 - j4,757) / (\sqrt{3} \cdot 110) - (4,233 + j7,259) \times \\
& \times (10,148 + j1,705) / (\sqrt{3} \cdot 110) - (121/\sqrt{3} - 115/\sqrt{3}) = 0.
\end{aligned}$$

Для схеми, зображеної на рис. 5.19, записуємо рівняння контурних потужностей

$$\begin{aligned}
& (\underline{Z}_{Л3} + \underline{Z}_{Л4} + \underline{Z}_{Л10} + \underline{Z}_{Л9} + \underline{Z}_{Л11} + \underline{Z}_{Л12}) \dot{S}_I - (\underline{Z}_{Л10} + \underline{Z}_{Л9}) \dot{S}_{I1} - (\underline{Z}_{Л12} + \\
& + \underline{Z}_{Л11}) \dot{S}_{III} = -\underline{Z}_{Л3} \dot{S}_3 - (\underline{Z}_{Л3} + \underline{Z}_{Л4}) \dot{S}_4 - (\underline{Z}_{Л10} + \underline{Z}_{Л3} + \underline{Z}_{Л4}) \dot{S}_8 + \underline{Z}_{Л12} \dot{S}_9;
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
& (\underline{Z}_{Л5} + \underline{Z}_{Л6} + \underline{Z}_{Л7} + \underline{Z}_{Л8} + \underline{Z}_{Л9} + \underline{Z}_{Л10}) \dot{S}_{II} - (\underline{Z}_{Л10} + \underline{Z}_{Л9}) \dot{S}_I - \\
& - (\underline{Z}_{Л8} + \underline{Z}_{Л7}) \dot{S}_{III} = \underline{Z}_{Л6} \dot{S}_5 - \underline{Z}_{Л7} \dot{S}_6 + \underline{Z}_{Л10} \dot{S}_8, \\
& (\underline{Z}_{Л1} + \underline{Z}_{Л2} + \underline{Z}_{Л12} + \underline{Z}_{Л11} + \underline{Z}_{Л8} + \underline{Z}_{Л7}) \dot{S}_{III} - (\underline{Z}_{Л12} + \underline{Z}_{Л11}) \dot{S}_I - \\
& - (\underline{Z}_{Л8} - \underline{Z}_{Л7}) \dot{S}_{II} = \sqrt{3} U_{ном} (\dot{U}_{\Phi A} - \dot{U}_{\Phi B}) - \underline{Z}_{Л1} \dot{S}_1 - (\underline{Z}_{Л12} + \underline{Z}_{Л2} + \underline{Z}_{Л1}) \dot{S}_9 - \\
& - (\underline{Z}_{Л11} + \underline{Z}_{Л2}) (\dot{S}_3 + \dot{S}_4 + \dot{S}_8) + \underline{Z}_{Л7} \dot{S}_6; \\
& (3,06 + j4,34 + 2,142 + j3,038 + 8,988 + j9,324 + 2,996 + j3,108 + 7,704 + \\
& + j7,992 + 2,988 + j5,124) \dot{S}_I - (8,988 + j9,324 + 2,996 + j3,108) \dot{S}_{II} - \\
& - (5,814 + j8,246 + 7,704 - j7,992) \dot{S}_{III} = - (3,06 + j4,34) \cdot (9,9 - j4,795) - \\
& - (3,06 + j4,34 + 2,142 + j3,038) \cdot (10,8 - j5,23) - (8,988 + j9,324 + 3,06 + \\
& + j4,34 + 2,142 + j3,038) \cdot (8,1 - j3,923) + (5,814 + j8,246) \cdot (4,5 - j2,179); \\
& (3,424 + j3,552 + 3,735 + j6,405 + 4,233 + j7,259 + 4,28 + j4,44 + 2,996 + \\
& + j3,108 + 8,988 + j9,324) \dot{S}_{II} + (8,988 + j9,324 + 2,996 + j3,108) \dot{S}_I - \\
& - (4,28 + j4,44 + 4,233 + j7,259) \dot{S}_{III} = (3,735 + j6,405) \cdot (13,5 - j6,53) - \\
& - (4,233 + j7,259) \cdot (6,3 - j3,051) + (8,988 + j9,324) \cdot (8,1 - j3,923); \\
& (2,739 + j4,697 + 2,988 + j5,124 + 5,815 + j8,246 + 7,704 + j7,992 + \\
& + 4,28 + j4,44 + 4,223 + j7,259) \dot{S}_{III} - (5,815 + j8,246 + 7,704 + j7,992) \dot{S}_I - \\
& - (4,28 + j4,44 + 4,223 + j7,259) \dot{S}_{II} = \sqrt{3} \cdot 110 \cdot (69,86 - 66,395) - \\
& - (2,739 + j4,697) \cdot (9 - j4,359) - (5,815 + j8,246 + 2,988 + j5,124) \times \\
& \times (4,5 - j2,179) - (2,739 + j4,697 + 2,988 + j5,124) \cdot (9,9 - j4,795 + \\
& + 10,8 - j5,231 + 8,1 - j3,923) + (4,223 + j7,259) \cdot (6,3 - j3,05),
\end{aligned}$$

чи в матрично-векторній формі

$$\begin{aligned}
& \begin{vmatrix} 30,704 + j36,048 & -11,984 - j12,432 & -13,518 - j16,238 \\ -11,984 - j12,432 & 27,656 + j34,088 & -8,513 - j11,699 \\ -13,518 - j16,238 & -8,513 - j11,699 & 27,758 + j37,758 \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} \dot{S}_I \\ \dot{S}_{II} \\ \dot{S}_{III} \end{vmatrix} = \\
& = \begin{vmatrix} -282,203 - j135,949 \\ 152,865 + j69,495 \\ 270,456 - j256,628 \end{vmatrix} MB \cdot A.
\end{aligned}$$

Використовуючи систему символьної математики MathCAD з отриманої системи рівнянь знаходимо контурні потужності

$$\begin{aligned}
\dot{S}_I &= (-9,968 - j5,583) MB \cdot A; \\
\dot{S}_{II} &= (-2,574 - j7,988) MB \cdot A; \\
\dot{S}_{III} &= (-6,422 - j12,745) MB \cdot A.
\end{aligned}$$



## 5.6. Часткові випадки розрахунку електричної мережі з двостороннім живленням

У попередніх розділах показано розрахунок електричної мережі з двостороннім живленням для однакових напруг пунктів живлення, якщо напруги пунктів живлення відрізняються за модулем і фазою, а також мережу з різними номінальними напругами.

Розглянемо розрахунок однорідної мережі – в якій відношення активного і реактивного опорів для ліній однакове (постійні часу всіх ліній  $\tau = L / r = idem$  )

$$\sum_{i=1}^k x_{Л_i} / r_{Л_i} = idem = C, \quad (5.73)$$

де  $k$  – кількість ліній, *шт.*

Формулу (5.5) можна записати

$$\dot{S}_{A-l} = \frac{\sum_{m=1}^n Z_m \dot{S}_m}{\sum_{i=1}^k Z_{Л_i}} = \frac{\sum_{m=1}^n (r_m + jx_m) \dot{S}_m}{\sum_{i=1}^k (r_{Л_i} + jx_{Л_i})}, \quad (5.74)$$

і з урахуванням (5.73) отримуємо

$$\begin{aligned} \dot{S}_{A-l} &= \frac{\sum_{m=1}^n r_m (1 + j \frac{x_m}{r_m}) \dot{S}_m}{\sum_{i=1}^k r_{Л_i} (1 + j \frac{x_{Л_i}}{r_{Л_i}})} = \frac{(1 + jC) \sum_{m=1}^n r_m \dot{S}_m}{(1 + jC) \sum_{i=1}^k r_{Л_i}} = \\ &= \frac{\sum_{m=1}^n r_m \dot{S}_m}{\sum_{i=1}^k r_{Л_i}} = \frac{\sum_{m=1}^n r_{Л} l_m \dot{S}_m}{\sum_{i=1}^k r_{Л} l_i} = \frac{\sum_{m=1}^n l_m \dot{S}_m}{\sum_{i=1}^k l_i}. \end{aligned} \quad (5.75)$$

Звідси випливає, що потужності в однорідній замкненій мережі можна розподіляти за довжинами ліній, тобто розподіли активної і реактивної потужностей не залежать один від одного.

Розраховуючи електричну мережу без урахування реактивного опору лінії, рівняння (5.8) і (5.9), якщо  $b_{Л} = x_{Л} / (r_{Л}^2 + x_{Л}^2) = 0$  і  $g_{Л} = 1 / r_{Л}$ , запишемо у вигляді

$$P_{A-l} = \sum_{i=1}^k g_{Л_i} \sum_{m=1}^n r_m P_m; \quad Q_{A-l} = \sum_{i=1}^k g_{Л_i} \sum_{m=1}^n r_m Q_m \quad (5.76)$$

і вони тотожні рівнянням (5.75).

### 5.7. Розподіл потужностей з урахуванням втрат потужності в елементах електричної мережі з двостороннім живленням

За наближеним методом розрахунку замкнених мереж спочатку знаходимо потужності, які протікають через елементи електричної мережі, без урахування втрат потужності. За цими потужностями визначаємо втрати потужності з урахуванням втрат потужності на початку і в кінці кожної ділянки мережі. У точці потокорозподілу електричну мережу з двостороннім живленням розділяємо на дві мережі – радіальну та магістральну.

Потім радіальну чи магістральну мережі розраховуємо на підставі наближеного методу за даними початку, якщо відомі напруга у пункті живлення й потужність споживання. Оскільки напруга в точках споживання енергії невідома, то втрати потужності обчислюємо для номінальної напруги мережі. Вказаний розрахунок наведено в п. 4.

### 5.8. Теоретичні положення перетворення електричних мереж

Розрахунок розподілу потужностей у складнозамкнених мережах без використання формалізованих методів і комп'ютерної техніки є складним завданням.

Перед тим, як перейти до розгляду трансформації електричної мережі, розглянемо деякі положення з теоретичної електротехніки, на яких ґрунтується трансформація мереж.

1. Розраховуючи режими електричних мереж з урахуванням тільки активних опорів, провід з перерізом  $F_l$  можна замінити перерізом  $F$ , тобто перейти до розрахунку електричної мережі з однаковим перерізом. У такому разі розподіл потужностей і втрати напруги в елементах електричної мережі не змінюються. Якщо замінити провід з перерізом  $F_l$ , довжиною  $l_l$  і опором  $r_l$  на провід з перерізом  $F$ , довжиною  $l$  і опором  $r$ , електричний стан мережі не зміниться, якщо дотримується умова  $r_l = r$ .

На підставі формули (3.10) і попередньої умови маємо

$$l_l / (\gamma F_l) = l / (\gamma F), \quad (5.77)$$

звідси

$$l = l_l F / F_l. \quad (5.78)$$

Величина  $l$  є зведеною довжиною, а  $F$  – зведеним перерізом. Зведення перерізів проводів до одного перерізу здійснюється для зменшення обсягу і зручності розрахунків. За зведений переріз приймається переріз, який найчастіше використовується в електричній мережі, режими якої розраховуємо.

2. Необхідно замінити декілька ліній однією еквівалентною (рис. 5.20), так, щоб напруга у вузлі 0 у вихідній і еквівалентній мережах не змінилася. Еквівалентною лінією повинен протікати струм

$$\dot{I}_e = \dot{I}_1 + \dot{I}_2 + \dot{I}_3, \quad (5.79)$$

де  $\dot{I}_1, \dot{I}_2, \dot{I}_3$  – відповідно струми 1, 2 і 3 ліній. Фазні напруги в точках 1, 2 і 3 різні.

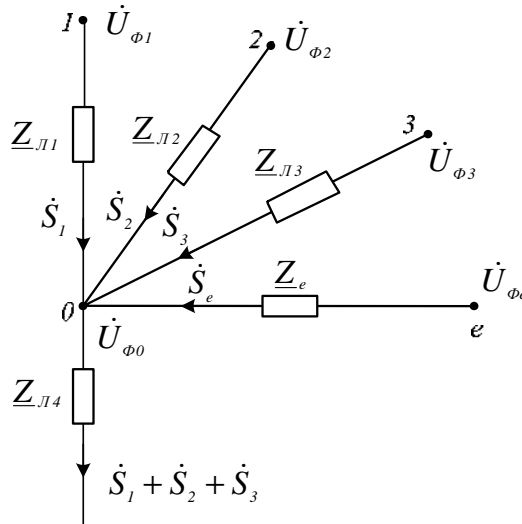


Рис. 5.20. Заміна декількох ліній, які сходяться у вузлі 0, однією еквівалентною

Умова перетворення електричної мережі вимагає незмінності стану перетвореної частини мережі, тобто напруга точок 0 не змінюється.

Позначимо провідності ліній через  $\underline{Y}_1, \underline{Y}_2, \underline{Y}_3$  і напругу в точці 0  $\dot{U}_{\phi 0}$ . Знаючи провідності ліній, напругу у вузлах, визначаємо струми ліній

$$\begin{aligned}\dot{I}_1 &= \underline{Y}_{Л1}(\dot{U}_{\phi 1} - \dot{U}_{\phi 0}); \\ \dot{I}_2 &= \underline{Y}_{Л2}(\dot{U}_{\phi 2} - \dot{U}_{\phi 0}); \\ \dot{I}_3 &= \underline{Y}_{Л3}(\dot{U}_{\phi 3} - \dot{U}_{\phi 0}).\end{aligned}\quad (5.80)$$

Обчисливши провідність еквівалентної вітки  $\underline{Y}_e = \underline{Y}_{Л1} + \underline{Y}_{Л2} + \underline{Y}_{Л3}$  і позначивши її напругу через  $\dot{U}_{\phi e}$ , знаходимо струм

$$\dot{I}_e = \underline{Y}_{Le}(\dot{U}_{\phi e} - \dot{U}_{\phi 0}) = \dot{I}_1 + \dot{I}_2 + \dot{I}_3. \quad (5.81)$$

Підставимо у рівняння (5.81) значення струмів (5.80) і еквівалентної провідності  $\underline{Y}_e$ , знайдемо невідому  $\dot{U}_{\phi e}$  напругу

$$\dot{U}_{\phi e} = \frac{\underline{Y}_{Л1}\dot{U}_{\phi 1} + \underline{Y}_{Л2}\dot{U}_{\phi 2} + \underline{Y}_{Л3}\dot{U}_{\phi 3}}{\underline{Y}_{Л1} + \underline{Y}_{Л2} + \underline{Y}_{Л3}} = \frac{\sum_{i=1}^n \dot{U}_{\phi i} \underline{Y}_{Лi}}{\sum_{i=1}^n \underline{Y}_{Лi}}, \quad (5.82)$$

де  $n$  – кількість ліній, *ит.*

Еквівалентування двох віток здійснюємо за формулою

$$\dot{U}_{\Phi e} = \frac{\underline{Y}_{\mathcal{L}1}\dot{U}_{\Phi 1} + \underline{Y}_{\mathcal{L}2}\dot{U}_{\Phi 2}}{\underline{Y}_{\mathcal{L}1} + \underline{Y}_{\mathcal{L}2}} = \frac{\underline{Z}_{\mathcal{L}2}\dot{U}_{\Phi 1} + \underline{Z}_{\mathcal{L}1}\dot{U}_{\Phi 2}}{\underline{Z}_{\mathcal{L}1} + \underline{Z}_{\mathcal{L}2}}. \quad (5.83)$$

Отримані формули дають можливість знайти напругу в точці  $e$  еквівалентної лінії, дотримуючись умови незмінності струму (потужності) за точкою  $0$ , якщо незмінна напруга в точці  $0$   $\dot{U}_{\Phi 0}$ .

Якщо схема розгортається від еквівалентної вітки за струмом  $\dot{I}_e$ , то необхідно знайти струми (потужності) віток. Розглянемо рівняння (5.80) і (5.81) у такому вигляді

$$\begin{aligned} \dot{U}_{\Phi 1} - \dot{U}_{\Phi 0} &= \underline{Z}_{\mathcal{L}1}\dot{I}_1; \\ \dot{U}_{\Phi 2} - \dot{U}_{\Phi 0} &= \underline{Z}_{\mathcal{L}2}\dot{I}_2; \\ \dot{U}_{\Phi 3} - \dot{U}_{\Phi 0} &= \underline{Z}_{\mathcal{L}3}\dot{I}_3; \\ \dot{U}_{\Phi e} - \dot{U}_{\Phi 0} &= \underline{Z}_{\mathcal{L}e}\dot{I}_e. \end{aligned} \quad (5.84)$$

Значення еквівалентного опору для трьох паралельних віток визначаємо за формулою

$$\underline{Z}_{\mathcal{L}e} = \underline{Z}_{\mathcal{L}1}\underline{Z}_{\mathcal{L}2}\underline{Z}_{\mathcal{L}3} / (\underline{Z}_{\mathcal{L}1}\underline{Z}_{\mathcal{L}2} + \underline{Z}_{\mathcal{L}1}\underline{Z}_{\mathcal{L}3} + \underline{Z}_{\mathcal{L}2}\underline{Z}_{\mathcal{L}3}). \quad (5.85)$$

Обчисливши з першого й четвертого рівнянь системи (5.84) значення напруги

$$\begin{aligned} \dot{U}_{\Phi 0} &= -\underline{Z}_{\mathcal{L}1}\dot{I}_1 + \dot{U}_{\Phi 1}; \\ \dot{U}_{\Phi 0} &= -\underline{Z}_{\mathcal{L}e}\dot{I}_e + \dot{U}_{\Phi e}, \end{aligned} \quad (5.86)$$

і, прирівнявши праві частини, знайдемо значення струму першої віток

$$\dot{I}_1 = \underline{Z}_{\mathcal{L}e}\dot{I}_e / \underline{Z}_{\mathcal{L}1} + (\dot{U}_{\Phi 1} - \dot{U}_{\Phi e}) / \underline{Z}_{\mathcal{L}1}. \quad (5.87)$$

Аналогічно можна визначити струми другої та третьої віток

$$\begin{aligned} \dot{I}_2 &= \underline{Z}_{\mathcal{L}e}\dot{I}_e / \underline{Z}_{\mathcal{L}2} + (\dot{U}_{\Phi 2} - \dot{U}_{\Phi e}) / \underline{Z}_{\mathcal{L}2}; \\ \dot{I}_3 &= \underline{Z}_{\mathcal{L}e}\dot{I}_e / \underline{Z}_{\mathcal{L}3} + (\dot{U}_{\Phi 3} - \dot{U}_{\Phi e}) / \underline{Z}_{\mathcal{L}3}. \end{aligned} \quad (5.88)$$

Якщо перетворення здійснюються для електричної мережі з навантаженням, заданим потужностями, необхідно (5.87) і (5.88) помножити на  $3U_{\Phi 0}^*$ . Отримаємо

$$\begin{aligned} \dot{S}_1 &= \underline{Z}_{\mathcal{L}e}\dot{S}_e / \underline{Z}_{\mathcal{L}1} + 3(\dot{U}_{\Phi 1} - \dot{U}_{\Phi e})U_{\Phi 0}^* / \underline{Z}_{\mathcal{L}1}; \\ \dot{S}_2 &= \underline{Z}_{\mathcal{L}e}\dot{S}_e / \underline{Z}_{\mathcal{L}2} + 3(\dot{U}_{\Phi 2} - \dot{U}_{\Phi e})U_{\Phi 0}^* / \underline{Z}_{\mathcal{L}2}; \\ \dot{S}_3 &= \underline{Z}_{\mathcal{L}e}\dot{S}_e / \underline{Z}_{\mathcal{L}3} + 3(\dot{U}_{\Phi 3} - \dot{U}_{\Phi e})U_{\Phi 0}^* / \underline{Z}_{\mathcal{L}3}. \end{aligned} \quad (5.89)$$

Одержані рівняння не забезпечують точного визначення потужностей  $\dot{S}_1, \dot{S}_2, \dot{S}_3$ , оскільки в них входить невідома напруга  $U_{\Phi 0}^*$ . Розподіл потужностей у

мережі під час інженерних розрахунків знаходиться наближено, прийнявши  $U_{\Phi 0}^* = U_{\Phi \text{ном}}^*$ . Тоді формули (5.89) наберуть вигляду

$$\begin{aligned}\dot{S}_1 &= \underline{Z}_{\text{Ле}} \dot{S}_e / \underline{Z}_{\text{Л1}} + 3(\dot{U}_{\Phi 1} - \dot{U}_{\Phi e}) U_{\Phi \text{ном}}^* / \underline{Z}_{\text{Л1}}; \\ \dot{S}_2 &= \underline{Z}_{\text{Ле}} \dot{S}_e / \underline{Z}_{\text{Л2}} + 3(\dot{U}_{\Phi 2} - \dot{U}_{\Phi e}) U_{\Phi \text{ном}}^* / \underline{Z}_{\text{Л2}}; \\ \dot{S}_3 &= \underline{Z}_{\text{Ле}} \dot{S}_e / \underline{Z}_{\text{Л3}} + 3(\dot{U}_{\Phi 3} - \dot{U}_{\Phi e}) U_{\Phi \text{ном}}^* / \underline{Z}_{\text{Л3}}.\end{aligned}\quad (5.90)$$

Якщо прийняти, що напруга  $\dot{U}_{\Phi 1}$ ,  $\dot{U}_{\Phi 2}$  і  $\dot{U}_{\Phi 3}$  однакові за модулем і фазою, то отримаємо

$$\begin{aligned}\dot{S}_1 &= \underline{Z}_{\text{Ле}} \dot{S}_e / \underline{Z}_{\text{Л1}}; \\ \dot{S}_2 &= \underline{Z}_{\text{Ле}} \dot{S}_e / \underline{Z}_{\text{Л2}}; \\ \dot{S}_3 &= \underline{Z}_{\text{Ле}} \dot{S}_e / \underline{Z}_{\text{Л3}}.\end{aligned}\quad (5.91)$$

Еквівалентування паралельних ліній можливе за умови, що на перетворюваних лініях немає відбирання потужності (рис. 5.21), тобто необхідно потужність  $\dot{S}_2$  рознести між точками 0 і 1, а потужність  $\dot{S}_4$  між точками 1 і 3 і після цього виконати еквівалентування.

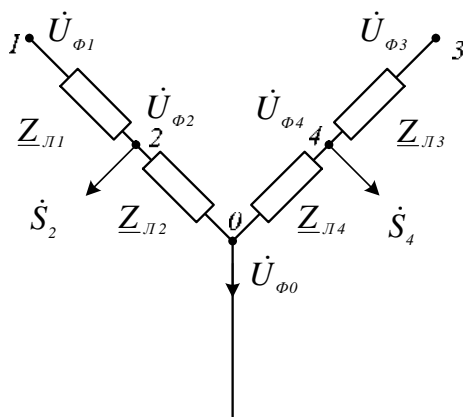


Рис. 5.21. Електрична мережа, на лініях якої є проміжні відбори потужності  $\dot{S}_2$  і  $\dot{S}_4$

3. Якщо еквівалентуванню електричної мережі заважають точки проміжного відбору потужності на лініях, то ці лінії можливо замінити еквівалентними, в яких точки відбирання потужності опиняться за межами перетворюваних ділянок електричної мережі.

Для прикладу розглянемо мережу з двостороннім живленням, показану на рис. 5.22.

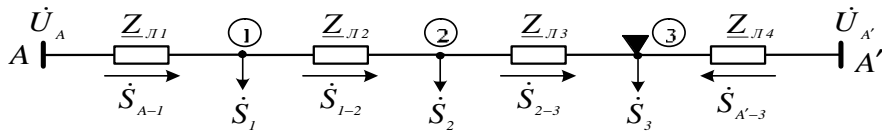


Рис. 5.22. Електрична мережа з двостороннім живленням

Необхідно потужність  $\dot{S}_2$  забрати з вузла 2 за умови, щоб головними ділянками протікала та сама потужність, тобто  $\dot{S}_{A-1}$  і  $\dot{S}_{A'-3}$  і точка потокорозділу не змінилася.

Потужність, яка протікає першою лінією, якщо напруги однакові  $\dot{U}_A = \dot{U}_{A'}$  за модулем і фазою до перетворення, визначаємо

$$\dot{S}_{A-1} = \frac{(\underline{Z}_{Л2} + \underline{Z}_{Л3} + \underline{Z}_{Л4})\dot{S}_1 + (\underline{Z}_{Л3} + \underline{Z}_{Л4})\dot{S}_2 + \underline{Z}_{Л4}\dot{S}_3}{(\underline{Z}_{Л1} + \underline{Z}_{Л2} + \underline{Z}_{Л3} + \underline{Z}_{Л4})}. \quad (5.92)$$

Після перетворення, коли потужність  $\dot{S}_2$  рознесено між потужностями  $\dot{S}_1$  і  $\dot{S}_3$ , у цих вузлах будуть потужності  $\dot{S}'_1$  і  $\dot{S}'_3$ , які невідомі. Отже

$$\dot{S}'_{A-1} = \frac{(\underline{Z}_{Л2} + \underline{Z}_{Л3} + \underline{Z}_{Л4})\dot{S}'_1 + \underline{Z}_{Л4}\dot{S}'_3}{(\underline{Z}_{Л1} + \underline{Z}_{Л2} + \underline{Z}_{Л3} + \underline{Z}_{Л4})}. \quad (5.93)$$

За умовою перетворення, що потужності головних ділянок не зміняться, тобто  $\dot{S}_{A-1} = \dot{S}'_{A-1}$ , визначаємо  $\dot{S}'_1$  і  $\dot{S}'_3$

$$\begin{aligned} (\underline{Z}_{Л2} + \underline{Z}_{Л3} + \underline{Z}_{Л4})\dot{S}_1 + (\underline{Z}_{Л3} + \underline{Z}_{Л4})\dot{S}_2 + \underline{Z}_{Л4}\dot{S}_3 = \\ = (\underline{Z}_{Л2} + \underline{Z}_{Л3} + \underline{Z}_{Л4})\dot{S}'_1 + \underline{Z}_{Л4}\dot{S}'_3, \end{aligned} \quad (5.94)$$

$$\dot{S}_{A-1} + \dot{S}'_{A-3} = \dot{S}'_1 + \dot{S}'_3, \quad (5.95)$$

чи

$$\dot{S}_1 + \dot{S}_2 + \dot{S}_3 = \dot{S}'_1 + \dot{S}'_3. \quad (5.96)$$

З (5.96) знаходимо

$$\dot{S}'_1 = \dot{S}_1 + \dot{S}_2 + \dot{S}_3 - \dot{S}'_3. \quad (5.97)$$

Підставивши (5.97) в (5.94), розраховуємо

$$\dot{S}'_3 = \dot{S}_3 + \underline{Z}_{Л2}\dot{S}_2 / (\underline{Z}_{Л2} + \underline{Z}_{Л3}). \quad (5.98)$$

Аналогічно, визначивши з (5.96) значення  $\dot{S}'_3$  і підставивши його в (5.94), знаходимо

$$\dot{S}'_1 = \dot{S}_1 + \underline{Z}_{Л3}\dot{S}_2 / (\underline{Z}_{Л2} + \underline{Z}_{Л3}). \quad (5.99)$$

Якщо між вузлами 1 і 4 електричної мережі (рис. 5.23) розміщені дві точки відбирання потужності, використовуючи принцип суперпозиції, легко довести, що потужності вузлів 1 і 4 визначаються так

$$\dot{S}'_1 = \dot{S}_1 + (\underline{Z}_{Л4} \dot{S}_3 + (\underline{Z}_{Л3} + \underline{Z}_{Л4}) \dot{S}_2) / (\underline{Z}_{Л2} + \underline{Z}_{Л3} + \underline{Z}_{Л4}); \quad (5.100)$$

$$\dot{S}'_4 = \dot{S}_4 + (\underline{Z}_{Л2} \dot{S}_2 + (\underline{Z}_{Л2} + \underline{Z}_{Л3}) \dot{S}_3) / (\underline{Z}_{Л2} + \underline{Z}_{Л3} + \underline{Z}_{Л4}). \quad (5.101)$$

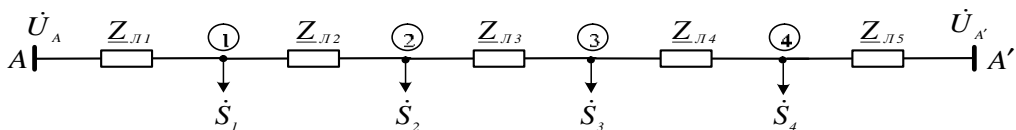


Рис. 5.23. Електрична мережа з двостороннім живленням

Оскільки рознесення навантаження не впливає на значення вирівнювальної потужності (5.46), ці формули справедливі і тоді, коли напруги  $\dot{U}_A$  і  $\dot{U}_{A'}$  різні за модулем і фазою.

#### 4. Перетворення трикутника на зірку і зворотно.

Щоб отримати формули перетворення сполучених трикутником опорів на еквівалентну зірку і зворотно, як показано в дисципліні "Теоретична електротехніка", використовуються рівняння, складені за методом контурних струмів.

Опори еквівалентної зірки

$$\underline{Z}_1 = \underline{Z}_{12} \underline{Z}_{21} / (\underline{Z}_{21} + \underline{Z}_{32} + \underline{Z}_{13});$$

$$\underline{Z}_2 = \underline{Z}_{12} \underline{Z}_{23} / (\underline{Z}_{21} + \underline{Z}_{32} + \underline{Z}_{13}); \quad (5.102)$$

$$\underline{Z}_3 = \underline{Z}_{31} \underline{Z}_{23} / (\underline{Z}_{21} + \underline{Z}_{32} + \underline{Z}_{13}).$$

Опори еквівалентного трикутника

$$\underline{Z}_{21} = \underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_1 \underline{Z}_2 / \underline{Z}_3;$$

$$\underline{Z}_{32} = \underline{Z}_2 + \underline{Z}_3 + \underline{Z}_2 \underline{Z}_3 / \underline{Z}_1; \quad (5.103)$$

$$\underline{Z}_{13} = \underline{Z}_1 + \underline{Z}_3 + \underline{Z}_1 \underline{Z}_3 / \underline{Z}_2.$$

Потужності, які протікають по променях зірки, визначаються на підставі першого закону Кірхгофа (рис. 5.24, а)

$$\dot{S}_1 = \dot{S}_{13} - \dot{S}_{21};$$

$$\dot{S}_2 = \dot{S}_{21} - \dot{S}_{32}; \quad (5.104)$$

$$\dot{S}_3 = \dot{S}_{32} - \dot{S}_{13}.$$

Потужності, які протікають вітками трикутника, знаходяться на підставі другого закону Кірхгофа (рис. 5.24, б)

$$\begin{aligned}\dot{S}_{21} &= (\underline{Z}_2 \dot{S}_2 - \underline{Z}_1 \dot{S}_1) / \underline{Z}_{21}; \\ \dot{S}_{13} &= (\underline{Z}_1 \dot{S}_1 - \underline{Z}_2 \dot{S}_2) / \underline{Z}_{13}; \\ \dot{S}_{32} &= (\underline{Z}_3 \dot{S}_3 - \underline{Z}_2 \dot{S}_2) / \underline{Z}_{32}.\end{aligned}\quad (5.105)$$

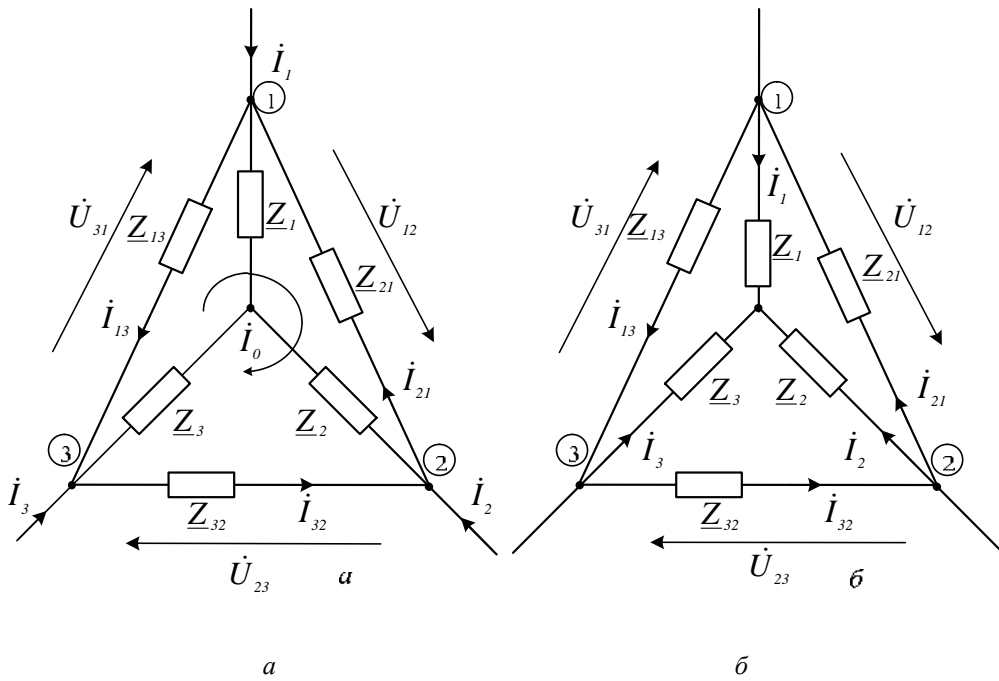


Рис. 5.24. Перетворення зірки на трикутник і зворотно

Перетворення багатопроменевої зірки на багатокутник завжди можливе через перетворення матрично-векторного рівняння вузлових напруг  $n$ -променевої зірки. Провідності еквівалентного повного багатокутника визначаються

$$\underline{Y}_{ki} = \underline{Y}_{ik} = \frac{\underline{Y}_i \underline{Y}_k}{\sum_{l=1}^n \underline{Y}_l}, \quad (5.106)$$

чи, якщо провідності замінити опорами, отримуємо

$$\underline{Z}_{ki} = \underline{Z}_{ik} = \underline{Z}_i \underline{Z}_k \sum_{l=1}^n 1 / \underline{Z}_l. \quad (5.107)$$



Зворотнє перетворення багатокутника на багатопроменеву зірку можливе, тільки якщо між параметрами перетворюваного повного багатокутника існують деякі спеціальні залежності:

– добуток провідностей протилежних віток довільного чотиристороннього замкненого контуру повинен бути однаковим. Ця залежність отримана з умови, що для будь-якого вузла повного чотирикутника, еквівалентного  $n$ -променевої зірці, добуток провідностей двох довільних віток, які виходять з цього вузла, розділений на провідність, яка замикає ці вітки, дорівнює сталому значенню

$$\frac{\underline{Y}_{kl} \underline{Y}_{mk}}{\underline{Y}_{lm}} = \frac{\underline{Y}_{kl} \underline{Y}_{mk}}{\underline{Y}_{l_1 m_1}} = \frac{\underline{Y}_{kl_2} \underline{Y}_{m_2 k}}{\underline{Y}_{l_2 m_2}} = \dots = const; \quad (5.108)$$

– кожен вузол повного багатокутника, перетворюваного на еквівалентну зірку, характеризується сталою, яка визначається

$$Q_k^2 = \frac{\underline{Y}_{kl} \underline{Y}_{mk}}{\underline{Y}_{lm}} = \frac{\underline{Y}_k^2}{\sum_{i=1}^n \underline{Y}_i}, \quad (5.109)$$

де  $l$  і  $m$  – довільні вузли багатокутника.

Стала вузла  $Q$  має таку особливість – добуток сталих двох вузлів дорівнює провідності вітки, яка сполучає ці вузли, тобто

$$Q_k Q_m = \underline{Y}_{km}. \quad (5.110)$$

#### Приклад 5.8.

Необхідно потужність вузла 2 рознести між вузлами 1 і 3 за умови, що по головних ділянках протікає та сама потужність, що і до еквівалентування (рис. 5.25).

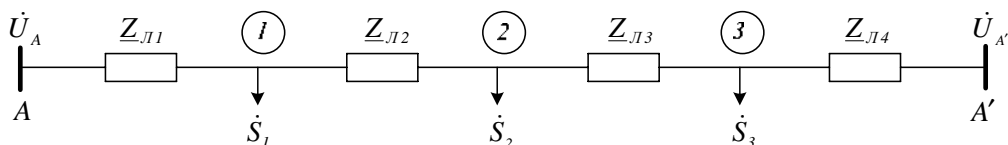


Рис. 5.25. Заступна схема електричної мережі

Дано:  $\dot{S}_1 = (15 - j7) \text{ МВ} \cdot \text{А}$ ;  $\dot{S}_2 = (10 - j9) \text{ МВ} \cdot \text{А}$ ;  $\dot{S}_3 = (23 - j12) \text{ МВ} \cdot \text{А}$ ;  
 $\underline{Z}_{Л1} = (10 + j37) \text{ Ом}$ ;  $\underline{Z}_{Л2} = (19 + j37) \text{ Ом}$ ;  $\underline{Z}_{Л3} = (17 + j35) \text{ Ом}$ ;  
 $\underline{Z}_{Л4} = (12 + j41) \text{ Ом}$ .

#### Розв'язання.

Знаходимо точку потокорозділу для вихідної схеми (рис. 5.25), тобто обчислюємо переток потужностей, які протікають головними ділянками

$$\begin{aligned}
\dot{S}_{A-1} &= \frac{(\underline{Z}_{Л2} + \underline{Z}_{Л3} + \underline{Z}_{Л4})\dot{S}_1 + (\underline{Z}_{Л3} + \underline{Z}_{Л4})\dot{S}_2 + \underline{Z}_{Л4}\dot{S}_4}{\underline{Z}_{Л1} + \underline{Z}_{Л2} + \underline{Z}_{Л3} + \underline{Z}_{Л4}} = \\
&= \frac{((19 + j37) + (17 + j35) + (12 + j41))(15 - j7) +}{(10 + j37) + (19 + j37) +} \times \\
&\times \frac{+((17 + j35)(12 + j41))(10 - j9) + (12 + j41)(23 - j12)}{+ (17 + j35) + (12 + j41)} = \\
&= (22,704 - j12,908) \text{ MB} \cdot A; \\
\dot{S}_{A'-3} &= \frac{(\underline{Z}_{Л1} + \underline{Z}_{Л2} + \underline{Z}_{Л3})\dot{S}_3 + (\underline{Z}_{Л1} + \underline{Z}_{Л2})\dot{S}_2 + \underline{Z}_{Л1}\dot{S}_1}{\underline{Z}_{Л1} + \underline{Z}_{Л2} + \underline{Z}_{Л3} + \underline{Z}_{Л4}} = \\
&= \frac{((10 + j37) + (19 + j37) + (17 + j35))(23 - j12) +}{(10 + j37) + (19 + j37) +} \times \\
&\times \frac{+((10 + j37)(19 + j37))(10 - j9) + (10 + j37)(15 - j7)}{+ (17 + j35) + (12 + j41)} = \\
&= (25,296 - j15,092) \text{ MB} \cdot A.
\end{aligned}$$

Визначаємо за першим законом Кірхгофа потужності, які протікають іншими ділянками

$$\dot{S}_{1-2} = \dot{S}_{A-1} - \dot{S}_1 = (22,704 - j12,908) - (15 - j7) = (7,704 - j5,908) \text{ MB} \cdot A;$$

$$\dot{S}_{2-3} = \dot{S}_{1-2} - \dot{S}_2 = (7,704 - j5,908) - (10 - j9) = (-2,296 + j3,092) \text{ MB} \cdot A.$$

Точкою потокорозділу потужностей є точка 2.

З умови перетворення, що потужності, які протікають головними ділянками, не змінюються,  $\dot{S}_{A-1} = \dot{S}'_{A-1}$ , визначаємо  $\dot{S}'_1$  і  $\dot{S}'_3$

$$\begin{aligned}
\dot{S}'_1 &= \dot{S}_1 + \underline{Z}_{Л3}\dot{S}_2 / (\underline{Z}_{Л2} + \underline{Z}_{Л3}) = \\
&= (15 - j7) + (17 + j35)(10 - j9) / ((19 + j37) + (17 + j35)) = \\
&= (19,883 - j11,294) \text{ MB} \cdot A;
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\dot{S}'_3 &= \dot{S}_3 + \underline{Z}_{Л2}\dot{S}_2 / (\underline{Z}_{Л2} + \underline{Z}_{Л3}) = \\
&= (23 - j12) + (19 + j37)(10 - j9) / ((19 + j37) + (17 + j35)) = \\
&= (28,117 - j16,706) \text{ MB} \cdot A.
\end{aligned}$$

Рознісши потужності вузла 2 між вузлами 1 і 3, отримуємо схему (рис. 5.26).

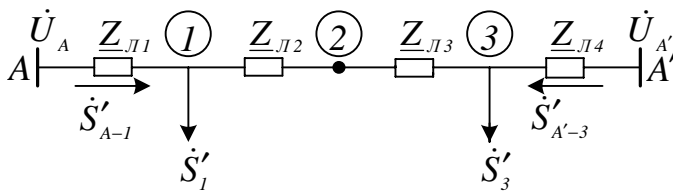


Рис. 5.26. Еквівалентна заступна схема електричної мережі

Тепер знаходимо переток потужностей головних ділянок еквівалентної схеми (рис. 5.26)

$$\begin{aligned}\dot{S}'_{A-1} &= \frac{(\underline{Z}_{Л2} + \underline{Z}_{Л3} + \underline{Z}_{Л4})\dot{S}'_1 + \underline{Z}_{Л4}\dot{S}'_3}{\underline{Z}_{Л1} + \underline{Z}_{Л2} + \underline{Z}_{Л3} + \underline{Z}_{Л4}} = \\ &= \frac{((19 + j37) + (17 + j35) + (12 + j41)) \cdot (19,883 - j11,294) +}{(10 + j37) + (19 + j37) +} \times \\ &\times \frac{(12 + j41) \cdot (28,117 - j16,706)}{+(17 + j35) + (12 + j41)} = \\ &= (22,704 - j12,908) \text{ MB} \cdot A; \\ \dot{S}'_{A-3} &= \frac{(\underline{Z}_{Л1} + \underline{Z}_{Л2} + \underline{Z}_{Л3})\dot{S}'_3 + \underline{Z}_{Л1}\dot{S}'_1}{\underline{Z}_{Л1} + \underline{Z}_{Л2} + \underline{Z}_{Л3} + \underline{Z}_{Л4}} = \\ &= \frac{((10 + j37) + (19 + j37) + (17 + j35)) \cdot (28,117 - j16,706) +}{(10 + j37) + (19 + j37) +} \times \\ &\times \frac{(10 + j37) \cdot (19,883 - j11,294)}{+(17 + j35) + (12 + j41)} = \\ &= (25,296 - j15,092) \text{ MB} \cdot A.\end{aligned}$$

Використовуючи перший закон Кірхгофа, знаходимо точку потокорозділу, якою є також точка 3, тобто

$$\begin{aligned}\dot{S}'_{1-2} &= \dot{S}'_{A-1} - \dot{S}'_1 = (22,704 - j12,908) - (19,883 - j11,294) = \\ &= (2,821 - j1,614) \text{ MB} \cdot A.\end{aligned}$$

### Контрольні запитання

1. Які переваги замкнених електричних мереж?
2. Яка відмінність розрахунку замкнених електричних мереж від розімкнених?
3. Що таке точка потокорозділу замкнених електричних мереж?
4. На підставі якого закону Кірхгофа знаходять точку потокорозділу?
5. Як можна знайти точний потокорозділ потужностей у замкнених електричних мережах?
6. Як можна розрахувати режим мережі з двостороннім живленням, якщо напруги пунктів живлення різні за модулем та фазою?
7. Розрахунок замкнених електричних мереж з різними номінальними напругами.
8. Аналіз складнозамкнених електричних мереж методом контурних рівнянь.
9. Розрахунок режимів однорідної замкненої мережі.
10. Як замінити декілька ліній, які сходяться в одному вузлі, однією еквівалентною лінією?
11. Як вилучити точку проміжного відбирання потужності?
12. За яких умов можна перетворити багатокутник на багатопроменеву зірку?

## **6. АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ТА СИСТЕМ ФОРМАЛІЗОВАНИМИ МЕТОДАМИ**

Під час виконання інженерних розрахунків для аналізу усталених режимів сьогодні застосовуються цифрові моделі. Математичні моделі, які є базою формування цифрових моделей, створюються на підставі методів контурних струмів чи вузлових напруг з використанням теорії графів, матричної та векторної алгебри. За допомогою теорії графів подається конфігурація електричної мережі, матриці дають змогу аналітично описати структури графів та параметрів ЕЕС, багатовимірні вектори – описати координати режиму. Використовуючи такий математичний апарат, рівняння стану ЕЕС у різних методах аналізу наводимо у вигляді матрично-векторних рівнянь з повною формалізацією їхнього формування, що є необхідною умовою автоматизації розрахунку режимів ЕЕС із застосуванням обчислювальної техніки.

У теорії електричних кіл розроблено багато видів формалізованих методів аналізу, наприклад, топологічні методи. Засади топологічних методів аналізу, стосовно електричних кіл, складених з двополосників, опрацьовані сто років тому Кірхгофом і розвинені Максвеллом. Суть їх полягає у зображенні електричного кола графом та обчисленні координат режиму на підставі певних його топологічних перетворень.

Новим поштовхом до бурхливого розвитку топологічних методів стала робота Мейсона, який довів можливість застосування графів для аналізу електричних кіл, складених з багатополосників. Він запропонував новий різновид графів – сигнальні графи. Водночас з сигнальними графами почали застосовувати ще один різновид – графи потоків Коутса.

Методи аналізу ЕЕС надалі будемо формалізувати на підставі геометричної теорії кіл, яка методологічно найтісніше зв'язана з класичною теорією електричних кіл і є найпридатнішою для задач аналізу режимів ЕЕС.

Математичні моделі аналізу усталених режимів ЕЕС ґрунтуються на методах аналізу усталених режимів електричних кіл. Оскільки рівняння, які описують стан ЕЕС, в загальному випадку нелінійні, то для їхнього розв'язання використовуються числові методи.

Основною відмінністю усталених режимів ЕЕС є те, що у них джерела та приймачі електричної енергії задаються їхніми потужностями – точніше, залежностями цих потужностей від координат режиму (напруги та частоти), так званими статичними характеристиками потужності. У класичній теорії електричних кіл джерела та приймачі електричної енергії подаються у вигляді еквівалентних ЕРС чи ДС з відповідними параметрами (імпедансами і адмітансами).

Такий підхід до аналізу ЕЕС та їхніх підсистем пояснюється тим, що в них основне значення мають енергетичні характеристики і вони визначальні з погляду режимів систем.

Структура ЕЕС та її фізичні величини подаються за допомогою однолінійної схеми, яка задає конфігурацію системи, чи її складової з параметрами ліній електропередавання, обладнання та комплексами потужностей у вузлах.

В електричній схемі наявні  $(q - 1)$  невідомі вузлові напруги. Оскільки вітка з джерелом балансувальної напруги надпровідна, то її напруга визначається безпосередньо цим джерелом. В електричній схемі повинен дотримуватись баланс потужностей, у який входять потужності джерел та приймачів електроенергії, а також потужності втрат. Усі вони загалом залежать від відповідних напруг. Якщо скласти рівняння стану схеми, то розв'язавши його як нелінійне, в загальному випадку можна одержати напруги, які не відповідають реально можливому режимові, незважаючи на те, що баланс потужностей у схемі забезпечений. Тому під час розрахунків ЕЕС задають напругу одного з вузлів, який називається балансувальним. З формульного погляду це рівнозначно вмиканню у такому вузлі джерела ЕРС, значення якої дорівнює значенню напруги балансувального вузла.

Основним з погляду режимів ЕЕС є усталений режим за симетрії схеми, джерел і приймачів електроенергії. Його розрахунок ведеться для однієї фази, хоч здебільшого на розрахунковій схемі задається потужність трьох фаз і лінійна напруга.

### 6.1. Математична модель аналізу усталених режимів ЕЕС у методі вузлових напруг

Метод вузлових напруг забезпечує простий зв'язок між потужністю вузлів і вузловими напругами розрахункової схеми, простий алгоритм автоматичного формування рівнянь стану.

Математична модель аналізу усталених режимів ЕЕС за методом вузлових напруг має вигляд

$$\underline{Y}_B \vec{U}_{\Phi B} = -\vec{J} - \underline{Y}_K \vec{E}_\Phi, \quad (6.1)$$

де  $\underline{Y}_B = \underline{P} \underline{Y} \underline{P}_t$ ,  $\underline{Y}_K = \underline{P} \underline{Y}$ ,  $\underline{P}$  – перша матриця інцидентій (сполучень);  $\underline{Y}$  – матриця адмітансів віток;  $\vec{U}_{\Phi B}$  – вектор-стовпець вузлових напруг;  $\vec{E}_\Phi$  – вектор-стовпець фазних ЕРС у поздовжніх вітках схеми, зумовлених режимами роботи трансформаторів (див. п. 5.3 – розрахунок електричних мереж з двостороннім живленням, коли напруги різні за модулем і фазою в пунктах живлення, і п. 5.4 – розрахунок електричних мереж з різними номінальними напругами);  $\vec{J}$  – вектор-стовпець джерел струмів.

Вектор-стовпець джерел струмів визначається так

$$\vec{J} = \text{diag}((\vec{U}_{\Phi N}^*)^{-1}) \vec{S}_K / 3, \quad (6.2)$$

де  $\vec{S}_K$  –  $(q - 1)$ -вимірний вектор-стовпець комплексних потужностей у вузлах схеми;  $\vec{U}_{\Phi N}^*$  –  $(q - 1)$ -вимірний вектор-стовпець фазних напруг незалежних вузлів відносно нейтралі.

Вектор-стовпець фазних напруг незалежних вузлів обчислюється за формулою

$$\vec{U}_{\Phi N} = \vec{U}_{\Phi 0} + \vec{U}_{\Phi B}, \quad (6.3)$$

де  $\vec{U}_{\Phi 0} = (\dot{U}_{\Phi 0}, \dot{U}_{\Phi 0}, \dots, \dot{U}_{\Phi 0})_t$  –  $(q-1)$ -вимірний вектор-стовпець, компонентом якого є напруга базового вузла.

Визначивши з (6.1) напруги вузлів, напруги віток знаходимо зі співвідношення

$$\vec{U}_{\Phi} = -\Pi_t \vec{U}_{\Phi B}. \quad (6.4)$$

Під час практичних розрахунків у попередніх формулах записують міжфазні напруги

$$\underline{Y}_B \vec{U}_B = -\text{diag}((\vec{U}_N^*)^{-1}) \vec{S}_k - \underline{Y}_k \vec{E}; \quad (6.5)$$

$$\vec{U}_N = \vec{U}_0 + \vec{U}_B; \quad (6.6)$$

$$\vec{U} = -\Pi_t \vec{U}_B. \quad (6.7)$$

Запишемо також рівняння стану одержаної системи (6.5) з використанням вектора-стовпця  $\vec{U}_N$  вузлових напруг відносно нейтралі. Для цього з рівняння (6.6) знаходимо значення

$$\vec{U}_B = \vec{U}_N - \vec{U}_0 \quad (6.8)$$

і підставляємо його в рівняння (6.5). Отримуємо

$$\underline{Y}_B \vec{U}_N = -\text{diag}((\vec{U}_N^*)^{-1}) \vec{S}_k - \underline{Y}_k \vec{E} + \underline{Y}_B \vec{U}_0. \quad (6.9)$$

Аналогічно можна записати рівняння методу вузлових напруг у фазних значеннях.

Оскільки системи рівнянь (6.1) чи (6.5) у загальному випадку нелінійні, то для їхнього розв'язання використовуються числові методи – метод простої ітерації, метод ітерації Зайделя, метод Ньютона–Рафсона, метод найшвидшого спуску тощо.

Як відомо з дисципліни "Математичні задачі в електроенергетиці", розв'язання системи як лінійних, так і нелінійних рівнянь вимагає перетворення їх у явну форму. Загальний вигляд неявної форми запису рівняння такий

$$A\vec{x} = \vec{b}, \quad (6.10)$$

де  $A$  – матриця коефіцієнтів;  $\vec{b}$  – вектор відомих величин;  $\vec{x}$  – вектор невідомих.

Для перетворення в явну форму множимо рівняння (6.10) на діагональну матрицю  $A_0^{-1}$ , елементи якої дорівнюють оберненим значенням діагональних елементів матриці  $A$ . Додавши до (6.10) і віднявши від нього ж вектор невідомих  $\vec{x}$ , отримуємо рівняння, записане у явній формі

$$\vec{x} = \vec{\Phi}(\vec{x}) = (I - A_0^{-1}A)\vec{x} + A_0^{-1}\vec{b}, \quad (6.11)$$

чи у компактній формі

$$\vec{x} = B\vec{x} + \vec{b}', \quad (6.12)$$

де  $B = (I - A_0^{-1}A)$ ;  $\vec{b}' = A_0^{-1}\vec{b}$ .

Процес простої ітерації полягає у наступному підставлянні в праву частину рівняння (6.12) попереднього наближення, що на  $k + 1$  кроці обчислень здійснюється за формулою

$$\vec{x}^{(k+1)} = B\vec{x}^{(k)} + \vec{b}'. \quad (6.13)$$

За нульове наближення  $\vec{x}^{(0)}$ , якщо невідомі додаткові умови, приймається вектор  $\vec{b}'$ , тобто

$$\vec{x}^{(0)} = \vec{b}'. \quad (6.14)$$

Відповідно робоча формула методу вузлових напруг (6.5) для ітераційних методів набере вигляду

$$\begin{aligned} \vec{U}_B^{(k+1)} = \vec{\Phi}(\vec{U}_B^{(k)}) = (I - \underline{Y}_{B0}^{-1}\underline{Y}_B) \vec{U}_B^{(k)} + \\ + \underline{Y}_{B0}^{-1}(-diag((\vec{U}_N^{*(k)})^{-1})\vec{S}_K - \underline{Y}_K\vec{E}). \end{aligned} \quad (6.15)$$

Модулі напруг опорних вузлів під час ітерацій за (6.15) незмінні.

Достатньою умовою збіжності ітераційних методів є умова, що будь-яка з норм матриці Якобі рівняння (6.11) є меншою від одиниці за нульового наближення вектора-кореня  $\vec{x}^{(0)}$ . Це співвідношення повинно виконуватися на всіх інших кроках наближення. Ця умова записується у такому вигляді

$$\|(\partial \vec{\Phi}(\vec{x}) / \partial \vec{x})^{(k)}\| < 1. \quad (6.16)$$

Практика розрахунків режимів ЕЕС свідчить, що норма (6.16) за будь-яких нульових наближень вектор-кореня  $\vec{x}^{(0)}$  дещо більша від одиниці, якщо в схемі відсутні ємнісні провідності на землю і подовжня ємнісна компенсація перевищує 100 %. Тому необхідною і достатньою умовою збіжності ітераційних методів є умова, щоб  $m$ -норма вектора власних значень  $\vec{\lambda} = (\lambda_1, \lambda_2, \dots, \lambda_{q-1})_t$  матриці Якобі (6.16) була меншою від одиниці за нульових і наступних наближень невідомих

$$\|\lambda\|_m < 1. \quad (6.17)$$

### Приклад 6.1.

Вузли навантаження 1, 2 та 3 отримують електричну енергію від електростанції. Схема електричної мережі зображена на рис. 6.1.

Напруга у вузлі живлення  $U_0 = 115$  кВ. Розрахункові потужності вузлів:  $\dot{S}_{P1} = (25 - j12)$  МВ · А;  $\dot{S}_{P2} = (17 - j9)$  МВ · А;  $\dot{S}_{P3} = (27 - j14)$  МВ · А. Лінії виконані проводами АС – 240/49, подовжинні параметри  $r_0 = 0,12$  Ом/км,  $x_0 =$

$= 0,401 \text{ Ом/км}, \quad b_0 = 2,85 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}.$  Довжини ліній:  $l_1 = 27 \text{ км}; \quad l_2 = 45 \text{ км}; \quad l_3 = 95 \text{ км}; \quad l_4 = 71 \text{ км}; \quad l_5 = 37 \text{ км}.$

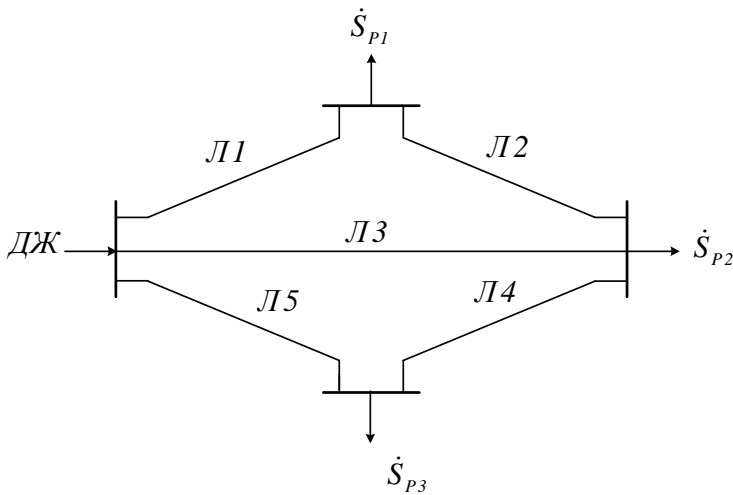


Рис. 6.1. Схема електричної мережі

Необхідно визначити напругу у вузлах навантаження, струми та втрати потужності в лініях електропередавання методом вузлових напруг.

#### Розв'язування.

Заступна схема електричної мережі зображена на рис. 6.2. За балансувальний вузол прийнято вузол джерела енергії.

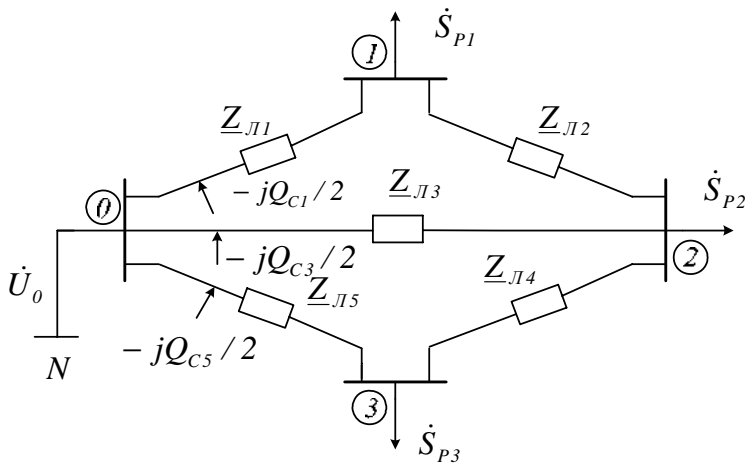


Рис. 6.2. Заступна схема електричної мережі



Обчислюємо параметри заступної схеми.

$$Л1: \quad r_{Л1} = r_0 l_1 = 0,12 \cdot 27 = 3,24 \text{ Ом};$$

$$x_{Л1} = x_0 l_1 = 0,401 \cdot 27 = 10,827 \text{ Ом};$$

$$Q_{C1} = U_{ном}^2 b_0 l_1 = 110^2 \cdot 2,85 \cdot 10^{-6} \cdot 27 = 0,931 \text{ Мвар};$$

$$\underline{Z}_{Л1} = r_{Л1} + jx_{Л1} = (3,24 + j10,827) \text{ Ом}.$$

$$Л2: \quad r_{Л2} = r_0 l_2 = 0,12 \cdot 45 = 5,4 \text{ Ом};$$

$$x_{Л2} = x_0 l_2 = 0,401 \cdot 45 = 18,045 \text{ Ом};$$

$$Q_{C2} = U_{ном}^2 b_0 l_2 = 110^2 \cdot 2,85 \cdot 10^{-6} \cdot 45 = 1,552 \text{ Мвар};$$

$$\underline{Z}_{Л2} = r_{Л2} + jx_{Л2} = (5,4 + j18,045) \text{ Ом}.$$

$$Л3: \quad r_{Л3} = r_0 l_3 = 0,12 \cdot 95 = 11,4 \text{ Ом};$$

$$x_{Л3} = x_0 l_3 = 0,401 \cdot 95 = 38,095 \text{ Ом};$$

$$Q_{C3} = U_{ном}^2 b_0 l_3 = 110^2 \cdot 2,85 \cdot 10^{-6} \cdot 95 = 3,276 \text{ Мвар};$$

$$\underline{Z}_{Л3} = r_{Л3} + jx_{Л3} = (11,4 + j38,095) \text{ Ом}.$$

$$Л4: \quad r_{Л4} = r_0 l_4 = 0,12 \cdot 71 = 8,52 \text{ Ом};$$

$$x_{Л4} = x_0 l_4 = 0,401 \cdot 71 = 28,471 \text{ Ом};$$

$$Q_{C4} = U_{ном}^2 b_0 l_4 = 110^2 \cdot 2,85 \cdot 10^{-6} \cdot 71 = 2,448 \text{ Мвар};$$

$$\underline{Z}_{Л4} = r_{Л4} + jx_{Л4} = (8,52 + j28,471) \text{ Ом}.$$

$$Л5: \quad r_{Л5} = r_0 l_5 = 0,12 \cdot 37 = 4,44 \text{ Ом};$$

$$x_{Л5} = x_0 l_5 = 0,401 \cdot 37 = 14,837 \text{ Ом};$$

$$Q_{C5} = U_{ном}^2 b_0 l_5 = 110^2 \cdot 2,85 \cdot 10^{-6} \cdot 37 = 1,276 \text{ Мвар};$$

$$\underline{Z}_{Л5} = r_{Л5} + jx_{Л5} = (4,44 + j14,837) \text{ Ом}.$$

Граф заступної схеми зображено на рис. 6.3. За базовий вузол приймаємо вузол живлення. Кількість незалежних вузлів  $q - 1 = 4 - 1 = 3$ ; кількість віток  $p = 5$ ; кількість контурів  $n = p - (q - 1) = 5 - (4 - 1) = 2$ .

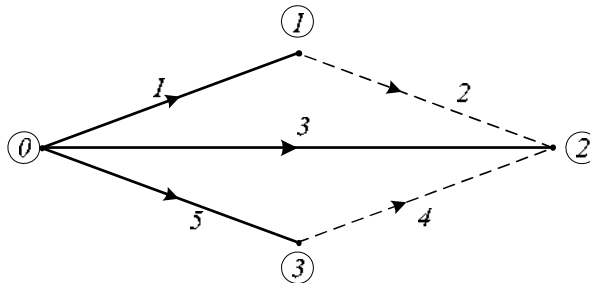


Рис. 6.3. Граф заступної схеми

Формуємо матриці, які описують граф заступної схеми. Матриця сполучення

$$P = \begin{array}{c} \begin{array}{ccccc} & 1 & 3 & 5 & 2 & 4 \end{array} \\ \left\| \begin{array}{ccccc} -1 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 0 & -1 & -1 \\ 0 & 0 & -1 & 0 & 1 \end{array} \right\| \begin{array}{l} 1 \\ 2 \\ 3 \end{array} \end{array}$$

$\underbrace{\hspace{10em}}_{P_\theta} \quad \underbrace{\hspace{10em}}_{P_x}$

Транспонована матриця сполучення

$$P_t = \left\| \begin{array}{ccc} -1 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 \\ 1 & -1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{array} \right\|.$$

Матриця контурів

$$\Gamma = \begin{array}{c} \begin{array}{ccccc} & 1 & 3 & 5 & 2 & 4 \end{array} \\ \left\| \begin{array}{ccccc} 1 & -1 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 & 0 & 1 \end{array} \right\| \begin{array}{l} I \\ II \end{array} \end{array}$$

$\underbrace{\hspace{10em}}_{\Gamma_\theta} \quad \underbrace{\hspace{10em}}_{\Gamma_x}$

Транспонована матриця контурів

$$\Gamma_t = \left\| \begin{array}{cc} 1 & 0 \\ -1 & -1 \\ 0 & 1 \\ 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{array} \right\|.$$

Матриця опорів віток

$$\underline{Z} = \begin{array}{c} \begin{array}{ccccc} & 1 & 3 & 5 & 2 & 4 \end{array} \\ \left\| \begin{array}{ccccc} \underline{Z}_1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \underline{Z}_3 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \underline{Z}_5 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \underline{Z}_2 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \underline{Z}_4 \end{array} \right\| \begin{array}{l} 1 \\ 3 \\ 5 \\ 2 \\ 4 \end{array} \end{array}$$

$$= \left\| \begin{array}{ccccc} 3,24 + j10,827 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 11,4 + j38,095 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 4,44 + j14,837 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 5,4 + j18,045 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 8,52 + j28,471 \end{array} \right\| \text{ Ом.}$$

Матриця провідностей

$$\underline{Y} = \underline{Z}^{-1} = \begin{bmatrix} \underline{Y}_1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \underline{Y}_3 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \underline{Y}_5 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \underline{Y}_2 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \underline{Y}_4 \end{bmatrix} =$$

$$= \begin{bmatrix} 0,025 - j0,085 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 7,21 \cdot 10^{-3} - j0,024 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0,019 - j0,062 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0,015 - j0,051 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 9,647 \cdot 10^{-3} - j0,032 \end{bmatrix} \text{ См.}$$

Записуємо матриці сполучення дерева, транспоновану та обернену дерева

$$\Pi_o = \begin{bmatrix} -1 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 \end{bmatrix}; \quad \Pi_{ot} = \begin{bmatrix} -1 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 \end{bmatrix}; \quad \Pi_{ot}^{-1} = \begin{bmatrix} -1 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 \end{bmatrix}.$$

Математична модель у методі вузлових напруг

$$\underline{Y}_B \vec{U}_B = -\vec{J} - \Pi \underline{Y} \vec{E} = -\text{diag}((\vec{U}_N^*)^{-1}) \vec{S}_\kappa - \underline{Y}_\kappa \vec{E}.$$

Формуємо матрицю вузлових провідностей

$$\underline{Y}_B = \Pi \underline{Y} \Pi_t = \begin{bmatrix} 1 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 0 & -1 & -1 \\ 0 & 0 & -1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \times$$

$$\times \begin{bmatrix} 0,025 - j0,085 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 7,21 \cdot 10^{-3} - j0,024 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0,019 - j0,062 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0,015 - j0,051 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 9,647 \cdot 10^{-3} - j0,032 \end{bmatrix} \times$$

$$\times \begin{bmatrix} -1 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 \\ 1 & -1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 0,041 - j0,136 & -0,015 - j0,51 & 0 \\ -0,015 - j0,51 & 0,032 - j0,107 & -9,647 \times 10^{-3} - j0,032 \\ 0 & -9,647 \times 10^{-3} - j0,032 & 0,028 - j0,094 \end{bmatrix} \text{ См.}$$

Вектор-стовпець комплексних потужностей у вузлах навантаження

$$\vec{S}_\kappa = (\dot{S}_{P1}; \dot{S}_{P2}; \dot{S}_{P3}) = (25 - j12; 17 - j9; 27 - j14) \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Для розв'язання системи рівнянь методу вузлових напруг використаємо числовий метод простої ітерації, робоча формула якого має вигляд

$$\vec{U}_B^{(k+1)} = \Phi(\vec{U}_B^{(k)}) = (I - \underline{Y}_{Bo}^{-1} \underline{Y}_B) \vec{U}_B^{(k)} + \underline{Y}_{Bo}^{-1} (-\text{diag}((\vec{U}_N^{*(k)})^{-1}) \vec{S}_\kappa - \underline{Y}_\kappa \vec{E}).$$

Оскільки у поздовжніх вітках  $\vec{E}$  відсутні, то робоча формула методу простої ітерації набирає вигляду

$$\vec{U}_B^{(k+1)} = (I - \underline{Y}_{B0}^{-1} \underline{Y}_B) \vec{U}_B^{(k)} - \underline{Y}_{B0}^{-1} \text{diag}((\vec{U}_N^{(k)})^{-1}) \vec{S}_K.$$

Обчислюємо обернену діагональну матрицю провідностей

$$\underline{Y}_{B0}^{-1} = \begin{vmatrix} 1/\underline{Y}_{B11} & 0 & 0 \\ 0 & 1/\underline{Y}_{B22} & 0 \\ 0 & 0 & 1/\underline{Y}_{B33} \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 2,025 + j6,767 & 0 & 0 \\ 0 & 2,562 + j8,562 & 0 \\ 0 & 0 & 2,919 + j9,754 \end{vmatrix} \text{ См.}$$

Приймаємо, що

$$\vec{U}_B^{(0)} = (\vec{U}_{B1}^{(0)}; \vec{U}_{B2}^{(0)}; \vec{U}_{B3}^{(0)})_h = (0 + j0; 0 + j0; 0 + j0)_h \quad \kappa B.$$

Вектор-стовпець напруг базового вузла

$$\vec{U}_0 = (\vec{U}_0; \vec{U}_0; \vec{U}_0)_h = (115 + j0; 115 + j0; 115 + j0)_h.$$

Вектор-стовпець напруг незалежних вузлів

$$\begin{aligned} \vec{U}_N^{(0)} &= \vec{U}_0 + \vec{U}_B^{(0)} = (\vec{U}_0; \vec{U}_0; \vec{U}_0)_h + (\vec{U}_{B1}^{(0)}; \vec{U}_{B2}^{(0)}; \vec{U}_{B3}^{(0)})_h = \\ &= (115 + j0; 115 + j0; 115 + j0)_h + (0 + j0; 0 + j0; 0 + j0)_h = \\ &= (115 + j0; 115 + j0; 115 + j0)_h \quad \kappa B. \end{aligned}$$

Спряжений вектор-стовпець напруг незалежних вузлів

$$\vec{U}_N^* = (115 - j0; 115 - j0; 115 - j0)_h \quad \kappa B.$$

Обернена діагональна матриця напруг відносно нейтралі

$$\begin{aligned} \text{diag}((\vec{U}_N^*)^{-1}) &= \begin{vmatrix} 1/(115 - j0) & 0 & 0 \\ 0 & 1/(115 - j0) & 0 \\ 0 & 0 & 1/(115 - j0) \end{vmatrix} = \\ &= \begin{vmatrix} 8,696 \cdot 10^{-3} & 0 & 0 \\ 0 & 8,696 \cdot 10^{-3} & 0 \\ 0 & 0 & 8,696 \cdot 10^{-3} \end{vmatrix} \quad 1/\kappa B. \end{aligned}$$

Перший крок ітерації

$$\begin{aligned} \begin{vmatrix} \dot{U}_{B1}^{(1)} \\ \dot{U}_{B2}^{(1)} \\ \dot{U}_{B3}^{(1)} \end{vmatrix} &= \begin{vmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{vmatrix} - \begin{vmatrix} 2,025 + j6,767 & 0 & 0 \\ 0 & 2,562 + j8,562 & 0 \\ 0 & 0 & 2,919 + j9,754 \end{vmatrix} \times \\ &\times \begin{vmatrix} 0,041 - j0,136 & -0,015 - j0,51 & 0 \\ -0,015 - j0,51 & 0,032 - j0,107 & -9,647 \times 10^{-3} - j0,032 \\ 0 & -9,647 \times 10^{-3} - j0,032 & 0,028 - j0,094 \end{vmatrix} \times \\ &\times \begin{vmatrix} 0 \\ 0 \\ 0 \end{vmatrix} - \begin{vmatrix} 2,025 + j6,767 & 0 & 0 \\ 0 & 2,562 + j8,562 & 0 \\ 0 & 0 & 2,919 + j9,754 \end{vmatrix} \times \\ &\times \begin{vmatrix} 8,696 \cdot 10^{-3} & 0 & 0 \\ 0 & 8,696 \cdot 10^{-3} & 0 \\ 0 & 0 & 8,696 \cdot 10^{-3} \end{vmatrix} \times \begin{vmatrix} 25 - j12 \\ 17 - j9 \\ 27 - j14 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 1,146 + j1,26 \\ 1,049 + j1,065 \\ 1,873 + j1,935 \end{vmatrix} \quad \kappa B. \end{aligned}$$

Вектор-стовпець напруг незалежних вузлів

$$\vec{U}_N^{(1)} = \vec{U}_0 + \vec{U}_B^{(1)} = (\vec{U}_0; \vec{U}_0; \vec{U}_0)_t + (\vec{U}_{B1}^{(1)}; \vec{U}_{B2}^{(1)}; \vec{U}_{B3}^{(1)})_t.$$

Використовуючи систему символьної математики MathCad, обчислюємо значення вузлових напруг. Якщо  $\vec{\epsilon}^{(\kappa+1)} < 0,001$  обчислення закінчується, тобто

$$\vec{\epsilon}^{(\kappa+1)} = \left| \vec{U}_B^{(\kappa+1)} - \vec{U}_B^{(\kappa)} \right| < \vec{\epsilon} = (0,001; 0,001; 0,001)_t.$$

У результаті обчислення отримуємо напругу відносно базового вузла

$$\vec{U}_B = \begin{Bmatrix} -2,382 - j2,431 \\ -3,158 - j3,121 \\ -3,058 - j3,004 \end{Bmatrix} \text{ кВ.}$$

Вектор-стовпець напруг незалежних вузлів

$$\begin{aligned} \vec{U}_N &= \vec{U}_0 + \vec{U}_B = (\vec{U}_0; \vec{U}_0; \vec{U}_0)_t + (\vec{U}_{B1}; \vec{U}_{B2}; \vec{U}_{B3})_t = \\ &= (115 + j0; 115 + j0; 115 + j0)_t + \\ &+ (-2,382 - j2,431; -3,158 - j3,121; -3,058 - j3,004)_t = \\ &= (112,618 - j2,431; 111,842 - j3,121; 111,942 - j3,004)_t \text{ кВ.} \end{aligned}$$

Напруги віток обчислюються

$$\vec{U} = -\Pi_t \vec{U}_B = - \begin{Bmatrix} -1 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 \\ 1 & -1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{Bmatrix} \times \begin{Bmatrix} -2,382 - j2,431 \\ -3,158 - j3,121 \\ -3,058 - j3,004 \end{Bmatrix} = \begin{Bmatrix} -2,382 - j2,431 \\ -3,158 - j3,121 \\ -3,0577 - j3,0039 \\ -0,776 - j0,6902 \\ -0,1003 - j0,1174 \end{Bmatrix} \text{ кВ.}$$

Струми віток

$$\begin{aligned} \vec{I} &= \frac{1}{\sqrt{3}} Y (\vec{E} - \vec{U}) = -\frac{1}{\sqrt{3}} Y \vec{U} = \\ &= -\frac{1}{\sqrt{3}} \begin{Bmatrix} 0,025 - j0,085 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 7,21 \cdot 10^{-3} - j0,024 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0,019 - j0,062 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0,015 - j0,051 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 9,647 \cdot 10^{-3} - j0,032 \end{Bmatrix} \times \\ &\times \begin{Bmatrix} -2,382 - j2,431 \\ -3,158 - j3,121 \\ -3,0577 - j3,0039 \\ -0,776 - j0,6902 \\ -0,1003 - j0,1174 \end{Bmatrix} = \begin{Bmatrix} 0,1539 - j0,081 \\ 0,0566 - j0,0309 \\ 0,1399 - j0,0771 \\ 0,0271 - j0,0167 \\ 0,0027 - j0,0012 \end{Bmatrix} \text{ кА.} \end{aligned}$$

Втрати потужності в лініях електропередавання

$$\Delta \vec{S} = \sqrt{3} \text{diag}(\vec{U}^*) \vec{I} =$$

$$= \sqrt{3} \begin{vmatrix} -2,382 + j2,431 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -3,158 + j3,121 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -3,058 + j3,004 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -0,776 + j0,69 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -0,1 + j0,117 \end{vmatrix} \times$$

$$\times \begin{vmatrix} 0,1539 - j0,081 \\ 0,0566 - j0,0309 \\ 0,1399 - j0,0771 \\ 0,0271 - j0,0167 \\ 0,0027 - j0,0012 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} -0,2939 + j0,982 \\ -0,1421 + j0,475 \\ -0,3401 + j1,1365 \\ -0,0164 + j0,0549 \\ -2,3 \cdot 10^{-4} + j7,6858 \cdot 10^{-4} \end{vmatrix} \text{ MB} \cdot \text{A}.$$

## 6.2. Про існування та єдиність розв'язання рівнянь стану ЕЕС

Система рівнянь (6.1) чи (6.5) в загальному випадку нелінійна, і тому її розв'язання може мати декілька вектор-коренів  $\vec{U}_{\Phi N}$  чи  $\vec{U}_N$ . Задання напруги балансувального вузла, значення якої близьке до дійсного значення в цьому режимі, дає змогу отримати з (6.1) чи (6.5) інші дійсні координати вектор-кореня  $\vec{U}_{\Phi N}$  чи  $\vec{U}_N$ , що відповідають реальному режимові ЕЕС.

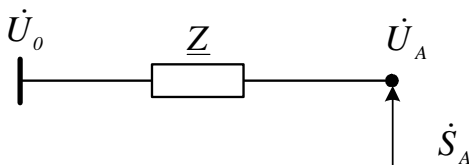


Рис. 6.4. До визначення існування та єдиності розв'язання системи рівнянь стану ЕЕС

Розв'язання рівнянь стану ЕЕС (6.1) чи (6.5) і умови існування вектор-коренів цих рівнянь розглянемо на підставі простої схеми (рис. 6.4).

У такому разі потужність надходить у систему від джерела з незмінною напругою  $\dot{U}_0$  (балансувальний вузол). На підставі другого закону Кірхгофа рівняння напруг для цієї схеми запишемо в такому вигляді

$$\dot{U}_A = \dot{U}_0 + \underline{Z} \dot{S}_A / U_A^*. \quad (6.18)$$

$$\begin{aligned}
 & \text{Перейдемо від комплексної форми запису до алгебричної} \\
 & (U_{Ar} + jU_{Ai})(U_{Ar} - jU_{Ai}) = \\
 & = \dot{U}_0(U_{Ar} - jU_{Ai}) + (r + jx)(P_A - jQ_A),
 \end{aligned} \tag{6.19}$$

де  $U_0$  – напруга балансувального вузла і відповідає дійсному значенню  $\dot{U}_0$ .

Перейшовши до дійсної площини, розділивши дійсну і уявну частини, отримуємо нелінійну систему рівнянь

$$U_{Ar}^2 + U_{Ai}^2 - U_{Ar}U_0 - rP_A - xQ_A = 0, \quad U_0U_{Ai} - xP_A + rQ_A = 0. \tag{6.20}$$

Розв'язавши одержану систему (6.20), знаходимо

$$U_{Ai} = (xP_A - rQ_A) / U_0; \tag{6.21}$$

$$U_{Ar} = U_0 / 2 \pm \sqrt{U_0^2 / 4 + rP_A + xQ_A - U_{Ai}^2}. \tag{6.22}$$

Визначення уявної частини напруги  $\dot{U}_A$ , як видно з (6.21), завжди можливе.

Значення дійсної частини  $\dot{U}_A$  можна отримати, якщо  $d = U_0^2 / 4 + rP_A + xQ_A - U_{Ai}^2 \geq 0$ . Оскільки  $\dot{U}_A = U_{Ar} + jU_{Ai}$ , лише за цієї умови буде знайдено розв'язання для усталеного режиму електричної мережі, причому якщо  $d = 0$ , розв'язання – єдине, а якщо  $d > 0$ , буде два розв'язання (два корені). Значення  $U_{Ar}$ , якому відповідає знак "плюс" перед коренем (6.22), називається першим розв'язанням, значення зі знаком "мінус" – другим розв'язанням. Якщо  $d = 0$ , обидва розв'язання збігаються. Якщо  $d < 0$ , то розв'язання не існує, оскільки (6.22) є комплексним значенням дійсної складової напруги  $\dot{U}_A$ .

Доведено на підставі (6.21) і (6.22), що для малих активних навантажень перше розв'язання відповідає технічним і експлуатаційним режимам. Друге розв'язання дає недопустимо низькі напруги і великий зсув фази щодо  $\dot{U}_0$ .

Якщо активні навантаження великі, допустиме і задовольняє технічні та експлуатаційні обмеження режимів друге розв'язання. Перше розв'язання дає недопустимо високі напруги.

Досвід свідчить, що для практичних схем ЕЕС існує невелика кількість реальних коренів. Згідно з розрахунками, якщо активні навантаження мережі великі, коли кут зсуву між напругами вузлів більший за  $30-40^\circ$ , ітераційні процеси, якщо задано потужності вузлів мережі, сходяться до недопустимо високих напруг.

Якщо задавати у вузлах активну потужність і модуль  $U$ , то вказаних складностей можна уникнути і допустиме розв'язання, якщо воно існує за заданих умов розрахунку, може бути знайдене. Ітераційний процес краще збігається тоді, коли активні потужності і модулі напруги задано не для всіх джерел живлення, а лише для частини таких вузлів, які називаються опорними. Їх необхідно вибирати так, щоб зсув між напругами неопорних вузлів чи вузлом навантаження і найближчим опорним вузлом був не більшим за  $30-35^\circ$ .

### 6.3. Математична модель аналізу усталених режимів ЕЕС у методі контурних струмів

Векторне рівняння методу контурних струмів отримуємо на підставі векторних рівнянь віток і рівнянь першого та другого законів Кірхгофа.

Математична модель у координатах контурних струмів у матрично-векторній формі для схеми з  $p$  вітками і  $q$  вузлами має вигляд

$$\underline{Z}_\kappa \vec{I}_\kappa = \Gamma \vec{E}_\Phi + \underline{Z}_0 \text{diag}((\vec{U}_{\Phi N}^*)^{-1}) \vec{S}_\kappa / 3; \quad (6.23)$$

$$\vec{I} = \Gamma_t \vec{I}_\kappa - C_0 \text{diag}((\vec{U}_{\Phi N}^*)^{-1}) \vec{S}_\kappa / 3, \quad (6.24)$$

де  $\underline{Z}_\kappa = \Gamma \underline{Z} \Gamma_t$  – матриця контурних опорів;  $\Gamma$  – матриця контурів;  $\underline{Z}$  – матриця опорів віток;  $\vec{E}_\Phi$  – вектор-стовпець ЕРС віток;  $\underline{Z}_0 = \Gamma \underline{Z} C_0$  – матриця перетворення вектор-стовпця  $\vec{J} = \text{diag}((\vec{U}_{\Phi N}^*)^{-1}) \vec{S}_\kappa / 3$  у вектор-стовпець еквівалентних контурних ЕРС;  $C_0 = \left\| \Pi_\partial^{-1} | \mathcal{O} \right\|_t$  – матриця коефіцієнтів розподілу розімкненої схеми;  $\Pi_\partial$  – матриця сполучень дерева графа схеми;  $\vec{U}_{\Phi N}$  –  $(q-1)$ -вимірний вектор-стовпець напруг незалежних вузлів щодо нейтралі;  $\vec{S}_\kappa$  –  $(q-1)$ -вимірний вектор-стовпець комплексних потужностей у вузлах схеми;  $\vec{I}_\kappa$  – вектор-стовпець контурних струмів;  $\vec{I}$  – вектор-стовпець струмів віток.

У рівняння (6.23) та (6.24) входить вектор  $\vec{U}_{\Phi N}$ , який обчислюється за виразом (6.3), що містить вектор вузлових напруг  $\vec{U}_{\Phi B}$ . Вектор вузлових  $\vec{U}_{\Phi B}$  визначимо з співвідношення (6.4), обчисливши попередньо напругу віток та  $\vec{U}_\Phi$ , скориставшись законом Ома, тобто

$$\vec{U}_\Phi = \vec{E}_\Phi - \underline{Z} \vec{I}. \quad (6.25)$$

Вектор струмів віток  $\vec{I}$  розраховується за (6.24). Розділивши вектор-стовпець  $\vec{U}_\Phi$  на вектор-стовпець напруг дерева  $\vec{U}_{\Phi \partial}$  та вектор-стовпець напруг хорд  $\vec{U}_{\Phi x}$  і відповідно їм матрицю  $\Pi$  на  $\Pi_\partial$  і  $\Pi_x$ , отримуємо

$$(\vec{U}_{\Phi \partial}, \vec{U}_{\Phi x})_t = - \left\| \frac{\Pi_{\partial t}}{\Pi_{xt}} \right\| \vec{U}_{\Phi B}. \quad (6.26)$$



З одержаного рівняння знаходимо вектор-стовпець вузлових напруг

$$\vec{U}_{\Phi B} = -\Pi_{\partial t}^{-1} \vec{U}_{\Phi \partial}, \quad (6.27)$$

значення якого використовується для обчислення вектор-стовпця напруг незалежних вузлів щодо нейтралі

$$\vec{U}_{\Phi N} = \vec{U}_{\Phi 0} - \Pi_{\partial t}^{-1} \vec{U}_{\Phi \partial}. \quad (6.28)$$

Для розв'язання системи рівнянь (6.23) застосовуються ті самі числові методи, що і для розв'язання рівнянь (6.5).

Робоча формула методу простої ітерації рівняння (6.23) має вигляд

$$\begin{aligned} \vec{I}_k^{(k+1)} = \vec{\Phi}(\vec{I}_k^{(k)}) = (1 - \underline{Z}_{\kappa \partial}^{-1} \underline{Z}_{\kappa}) \vec{I}_k^{(k)} + \\ + \underline{Z}_{\kappa \partial}^{-1} (\Gamma \vec{E}_{\Phi} + \underline{Z}_0 \text{diag}((\vec{U}_{\Phi N}^{*(k)})^{-1}) \vec{S}_{\kappa} / 3), \end{aligned} \quad (6.29)$$

де  $\underline{Z}_{\kappa \partial}$  – обернена діагональна матриця від матриці  $\underline{Z}_{\kappa}$ .

Усе, що було сказано вище про умови збіжності ітераційних методів стосовно методу вузлових напруг, практично залишається чинним і для методу контурних струмів.

#### Приклад 6.2.

Вузли навантаження 1, 2 та 3 отримують електричну енергію від електростанції. Схема електричної мережі зображена на рис. 6.5.

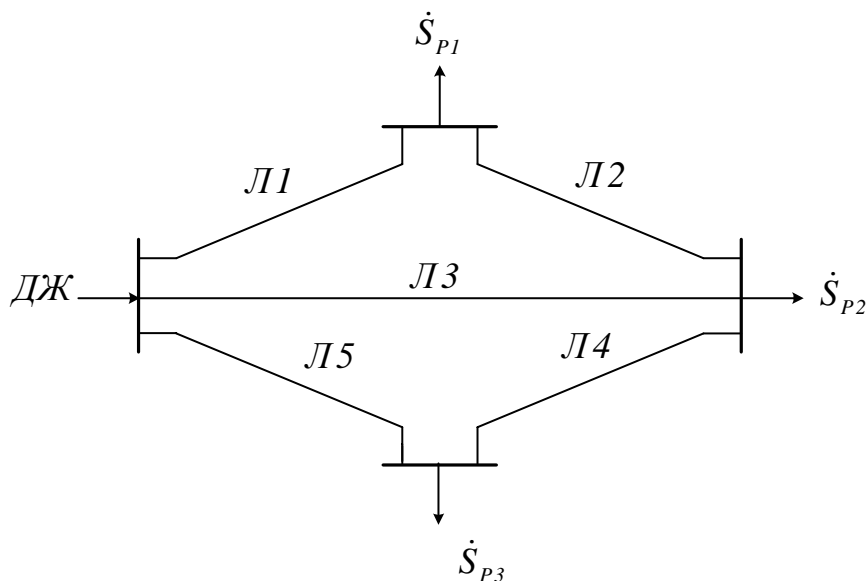


Рис. 6.5. Схема електричної мережі

Напруга у вузлі живлення  $U_0 = 115 \text{ кВ}$ . Розрахункові потужності вузлів:  $\dot{S}_{P1} = (25 - j12) \text{ МВ} \cdot \text{А}$ ;  $\dot{S}_{P2} = (17 - j9) \text{ МВ} \cdot \text{А}$ ;  $\dot{S}_{P3} = (27 - j14) \text{ МВ} \cdot \text{А}$ . Лінії виконані проводами АС-240/49, подовжинні параметри  $r_0 = 0,12 \text{ Ом/км}$ ,  $x_0 = 0,401 \text{ Ом/км}$ ,  $b_0 = 2,85 \cdot 10^{-6} \text{ СМ/км}$ . Довжини ліній:  $l_1 = 27 \text{ км}$ ;  $l_2 = 45 \text{ км}$ ;  $l_3 = 95 \text{ км}$ ;  $l_4 = 71 \text{ км}$ ;  $l_5 = 37 \text{ км}$ .

Необхідно визначити напругу у вузлах навантаження, струми та втрати потужності в лініях електропередавання, використовуючи метод контурних струмів.

#### Розв'язування.

Заступна схема електричної мережі зображена на рис. 6.6. За балансувальний вузол прийнято вузол джерела енергії.

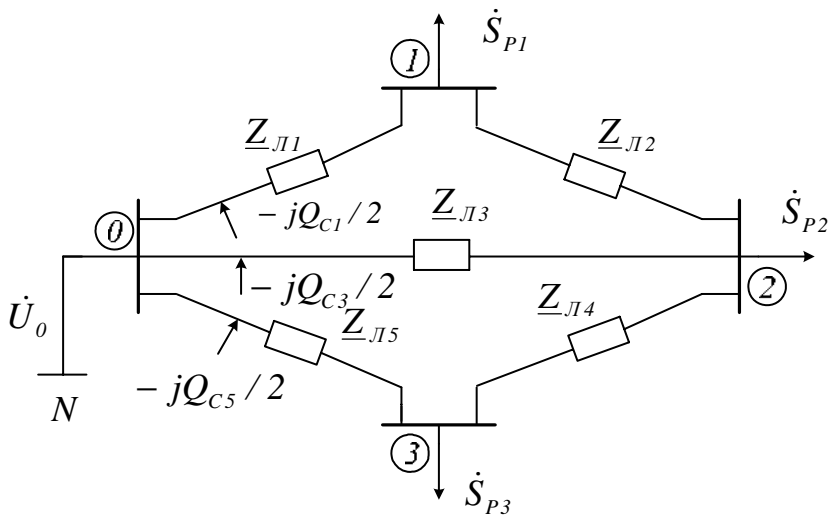


Рис. 6.6. Заступна схема електричної мережі

Обчислюємо параметри заступної схеми.

$$Л1: \quad r_{Л1} = r_0 l_1 = 0,12 \cdot 27 = 3,24 \text{ Ом};$$

$$x_{Л1} = x_0 l_1 = 0,401 \cdot 27 = 10,827 \text{ Ом};$$

$$Q_{C1} = U_{ном}^2 b_0 l_1 = 110^2 \cdot 2,85 \cdot 10^{-6} \cdot 27 = 0,931 \text{ Мвар};$$

$$\underline{Z}_{Л1} = r_{Л1} + jx_{Л1} = (3,24 + j10,827) \text{ Ом}.$$

$$Л2: \quad r_{Л2} = r_0 l_2 = 0,12 \cdot 45 = 5,4 \text{ Ом};$$

$$x_{Л2} = x_0 l_2 = 0,401 \cdot 45 = 18,045 \text{ Ом};$$

$$Q_{C2} = U_{ном}^2 b_0 l_2 = 110^2 \cdot 2,85 \cdot 10^{-6} \cdot 45 = 1,552 \text{ Мвар};$$

$$\underline{Z}_{Л2} = r_{Л2} + jx_{Л2} = (5,4 + j18,045) \text{ Ом}.$$

$$Л3: \quad r_{Л3} = r_0 l_3 = 0,12 \cdot 95 = 11,4 \text{ Ом};$$

$$x_{Л3} = x_0 l_3 = 0,401 \cdot 95 = 38,095 \text{ Ом};$$

$$Q_{C3} = U_{ном}^2 b_0 l_3 = 110^2 \cdot 2,85 \cdot 10^{-6} \cdot 95 = 3,276 \text{ Мвар};$$

$$\underline{Z}_{Л3} = r_{Л3} + jx_{Л3} = (11,4 + j38,095) \text{ Ом}.$$

$$Л4: \quad r_{Л4} = r_0 l_4 = 0,12 \cdot 71 = 8,54 \text{ Ом};$$

$$x_{Л4} = x_0 l_4 = 0,401 \cdot 71 = 28,471 \text{ Ом};$$

$$Q_{C4} = U_{ном}^2 b_0 l_4 = 110^2 \cdot 2,85 \cdot 10^{-6} \cdot 71 = 2,448 \text{ Мвар};$$

$$\underline{Z}_{Л4} = r_{Л4} + jx_{Л4} = (8,52 + j28,471) \text{ Ом}.$$

$$Л5: \quad r_{Л5} = r_0 l_5 = 0,12 \cdot 37 = 4,44 \text{ Ом};$$

$$x_{Л5} = x_0 l_5 = 0,401 \cdot 37 = 14,837 \text{ Ом};$$

$$Q_{C5} = U_{ном}^2 b_0 l_5 = 110^2 \cdot 2,85 \cdot 10^{-6} \cdot 37 = 1,276 \text{ Мвар};$$

$$\underline{Z}_{Л5} = r_{Л5} + jx_{Л5} = (4,44 + j14,837) \text{ Ом}.$$

Граф заступної схеми зображено на рис. 6.7. За базовий вузол вибираємо вузол живлення. Кількість незалежних вузлів  $q - l = 4 - 1 = 3$ ; кількість віток  $p = 5$ ; кількість контурів  $n = p - (q - l) = 5 - (4 - 1) = 2$ .

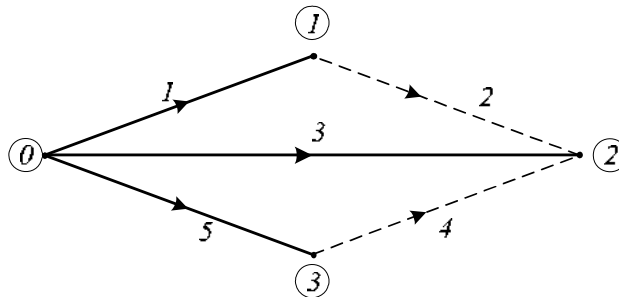


Рис. 6.7. Граф заступної схеми

Формуємо матриці, які описують граф заступної схеми. Матриця сполучення

$$П = \left\| \begin{array}{cccc} 1 & 3 & 5 & 2 & 4 \\ \hline -1 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 0 & -1 & -1 \\ 0 & 0 & -1 & 0 & 1 \end{array} \right\| \begin{array}{l} 1 \\ 2 \\ 3 \end{array}.$$

$\underbrace{\quad}_{П_{\delta}} \qquad \underbrace{\quad}_{П_{\chi}}$

Транспонована матриця сполучення

$$P_t = \begin{matrix} & \begin{matrix} 1 & 2 & 3 \end{matrix} \\ \begin{matrix} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \\ 5 \end{matrix} & \begin{bmatrix} -1 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 \\ 1 & -1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{bmatrix} \end{matrix}$$

Матриця контурів

$$\Gamma = \begin{matrix} & \begin{matrix} 1 & 3 & 5 & 2 & 4 \end{matrix} \\ \begin{matrix} I \\ II \end{matrix} & \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \end{matrix}$$

Транспонована матриця контурів

$$\Gamma_t = \begin{matrix} \begin{matrix} I \\ II \end{matrix} & \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -1 & -1 \\ 0 & 1 \\ 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} \end{matrix}$$

Матриця опорів віток

$$\underline{Z} = \begin{matrix} & \begin{matrix} 1 & 3 & 5 & 2 & 4 \end{matrix} \\ \begin{matrix} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \\ 5 \end{matrix} & \begin{bmatrix} \underline{Z}_1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & \underline{Z}_3 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & \underline{Z}_5 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & \underline{Z}_2 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & \underline{Z}_4 \end{bmatrix} \end{matrix}$$

$$= \begin{bmatrix} 3,24 + j10,827 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 11,4 + j38,095 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 4,44 + j14,837 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 5,4 + j18,045 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 8,52 + j28,471 \end{bmatrix} \text{ Ом.}$$

Записуємо матриці сполучення дерева, транспоновану дерева та обернену дерева

$$P_o = \begin{bmatrix} -1 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 \end{bmatrix}; \quad P_{ot} = \begin{bmatrix} -1 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 \end{bmatrix}; \quad P_{ot}^{-1} = \begin{bmatrix} -1 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 \end{bmatrix}.$$

Матрична модель у методі контурних струмів

$$\underline{Z}_\kappa \vec{I}_\kappa = \Gamma \vec{E}_\Phi + \underline{Z}_o \text{diag}((\vec{U}_{\Phi_N}^*)^{-1}) \vec{S}_\kappa / 3.$$

Матриця контурних опорів має вигляд

$$\underline{Z}_\kappa = \Gamma \underline{Z} \Gamma_t = \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} 3,24 + j10,827 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 11,4 + j38,095 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 4,4 + j14,837 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 5,4 + j18,045 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 8,52 + j28,471 \end{bmatrix} \times$$

$$\times \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ -1 & -1 \\ 0 & 1 \\ 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 20,04 + j66,967 & 11,4 + j38,095 \\ 11,4 + j38,095 & 24,36 + j81,403 \end{bmatrix} \text{ Ом.}$$

Матриця коефіцієнтів розподілу розімкненої схеми

$$C_0 = \left\| \Pi_0^{-1} \right\|_t = \begin{bmatrix} -1 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix}.$$

Матриця перетворення ДС в джерела ЕРС

$$\underline{Z}_0 = \Gamma \underline{Z} C_0 = \begin{bmatrix} 1 & -1 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 & 0 & 1 \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} 3,24 + j10,827 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 11,4 + j38,095 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 4,4 + j14,837 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 5,4 + j18,045 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 8,52 + j28,471 \end{bmatrix} \times$$

$$\times \begin{bmatrix} -1 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -3,24 - j10,827 & 11,4 + j38,095 & 0 \\ 0 & 11,4 + j38,095 & -4,44 - j14,837 \end{bmatrix} \text{ Ом.}$$

Вектор-стовпець комплексних потужностей у вузлах навантаження

$$\vec{S}_\kappa = (\dot{S}_{P1}; \dot{S}_{P2}; \dot{S}_{P3})_t = (25 - j12; 17 - j9; 27 - j14)_t \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Для розв'язання системи рівнянь методу контурних струмів використаємо числовий метод простої ітерації. Робоча формула методу простої ітерації має вигляд

$$\vec{I}_\kappa^{(k+1)} = \vec{\Phi}(\vec{I}_\kappa^{(k)}) = (1 - \underline{Z}_{\kappa 0}^{-1} \underline{Z}_\kappa) \vec{I}_\kappa^{(k)} + \underline{Z}_{\kappa 0}^{-1} (\Gamma \vec{E}_\Phi + \underline{Z}_0 \text{diag}((\vec{U}_{\Phi N}^{*(k)})^{-1}) \vec{S}_\kappa) / 3.$$

Оскільки у поздовжніх вітках  $\vec{E}_\Phi$  відсутні, то робоча формула методу простої ітерації набирає вигляду

$$\vec{I}_\kappa^{(k+1)} = \vec{\Phi}(\vec{I}_\kappa^{(k)}) = (1 - \underline{Z}_{\kappa 0}^{-1} \underline{Z}_\kappa) \vec{I}_\kappa^{(k)} + \underline{Z}_{\kappa 0}^{-1} \underline{Z}_0 \text{diag}((\vec{U}_{\Phi N}^{*(k)})^{-1}) \vec{S}_\kappa / 3.$$

Обчислюємо обернену діагональну матрицю від матриці  $\underline{Z}_\kappa$

$$\underline{Z}_{\kappa 0}^{-1} = \begin{bmatrix} 1/\underline{Z}_{\kappa 11} & 0 \\ 0 & 1/\underline{Z}_{\kappa 22} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 4,101 \cdot 10^{-3} - j0,014 & 0 \\ 0 & 3,374 \cdot 10^{-3} - j0,011 \end{bmatrix} \text{ Ом.}$$

Приймаємо, що

$$\vec{U}_{\Phi B}^{(0)} = (\vec{U}_{\Phi B1}^{(0)}; \vec{U}_{\Phi B2}^{(0)}; \vec{U}_{\Phi B3}^{(0)})_t = (0 + j0; 0 + j0; 0 + j0)_t \text{ кВ.}$$

Вектор-стовпець фазних напруг базового вузла

$$\vec{U}_{\Phi 0} = (\vec{U}_{\Phi 0}; \vec{U}_{\Phi 0}; \vec{U}_{\Phi 0})_t = (66,395 + j0; 66,395 + j0; 66,395 + j0)_t.$$

Вектор-стовпець фазних напруг незалежних вузлів

$$\begin{aligned} \vec{U}_{\Phi N}^{(0)} &= \vec{U}_{\Phi 0} + \vec{U}_{\Phi B}^{(0)} = (\vec{U}_{\Phi 0}; \vec{U}_{\Phi 0}; \vec{U}_{\Phi 0})_t + (\vec{U}_{\Phi B1}^{(0)}; \vec{U}_{\Phi B2}^{(0)}; \vec{U}_{\Phi B3}^{(0)})_t = \\ &= (66,395 + j0; 66,395 + j0; 66,395 + j0)_t + (0 + j0; 0 + j0; 0 + j0)_t = \\ &= (66,395 + j0; 66,395 + j0; 66,395 + j0)_t \text{ кВ.} \end{aligned}$$

Спряжений вектор-стовпець фазних напруг незалежних вузлів

$$\vec{U}_{\Phi N}^{*(0)} = (66,395 - j0; 66,395 - j0; 66,395 - j0)_t \text{ кВ.}$$

Обернена діагональна матриця фазних напруг щодо нейтралі

$$\begin{aligned} \text{diag}((\vec{U}_{\Phi N}^{*(0)})^{-1}) &= \begin{bmatrix} 1/(66,395 - j0) & 0 & 0 \\ 0 & 1/(66,395 - j0) & 0 \\ 0 & 0 & 1/(66,395 - j0) \end{bmatrix} = \\ &= \begin{bmatrix} 1,506 \cdot 10^{-3} & 0 & 0 \\ 0 & 1,506 \cdot 10^{-3} & 0 \\ 0 & 0 & 1,506 \cdot 10^{-3} \end{bmatrix} 1/\text{кВ.} \end{aligned}$$

Перший крок ітерації

$$\begin{aligned} \begin{bmatrix} \vec{I}_{\kappa 1}^{(1)} \\ \vec{I}_{\kappa 2}^{(1)} \end{bmatrix} &= \begin{bmatrix} \begin{bmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{bmatrix} - \begin{bmatrix} 4,101 \cdot 10^{-3} - j0,014 & 0 \\ 0 & 3,374 \cdot 10^{-3} - j0,011 \end{bmatrix} \times \\ \times \begin{bmatrix} 20,04 + j66,967 & 11,4 + j38,095 \\ 11,4 + j38,095 & 24,36 + j81,403 \end{bmatrix} \end{bmatrix} \times \\ &\times \begin{bmatrix} 0 \\ 0 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 4,101 \cdot 10^{-3} - j0,014 & 0 \\ 0 & 3,374 \cdot 10^{-3} - j0,011 \end{bmatrix} \times \\ &\times \begin{bmatrix} -3,24 - j10,827 & 11,4 + j38,095 & 0 \\ 0 & 11,4 + j38,095 & -4,44 - j14,837 \end{bmatrix} \times \\ &\times \begin{bmatrix} 1,506 \cdot 10^{-3} & 0 & 0 \\ 0 & 1,506 \cdot 10^{-3} & 0 \\ 0 & 0 & 1,506 \cdot 10^{-3} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} 25 - j12 \\ 17 - j9 \\ 27 - j14 \end{bmatrix} / 3 = \begin{bmatrix} 0,0271 - j0,0167 \\ 0,0027 - j0,0012 \end{bmatrix} \text{ кА.} \end{aligned}$$

Струми, напруги віток і вектор-стовпець фазних незалежних напруг вузлів щодо нейтралі на першому кроці ітерації обчислюються за формулами відповідно

$$\vec{I}^{(1)} = \Gamma_t \vec{I}_k^{(1)} - C_0 \text{diag}((\vec{U}_{\Phi N}^{*(0)})^{-1}) \vec{S}_k / 3;$$

$$\vec{U}^{(1)} = \vec{E} - \sqrt{3} \underline{Z} \vec{I}^{(1)} = -\sqrt{3} \underline{Z} \vec{I}^{(1)};$$

$$\vec{U}_{\Phi N}^{(1)} = \vec{U}_{\Phi 0} - \Pi_{ot}^L \vec{U}_{\Phi 0}^{(1)}.$$

Використовуючи систему символьної математики MathCad, знаходимо значення контурних струмів. Якщо  $\vec{\varepsilon}^{(\kappa+1)} < 0,001$ , обчислення закінчується, тобто

$$\vec{\varepsilon}^{(\kappa+1)} = \left| \vec{I}_k^{(\kappa+1)} - \vec{I}_k^{(\kappa)} \right| < \vec{\varepsilon} = (0,001; 0,001; 0,001).$$

У результаті обчислення отримуємо контурні струми

$$\begin{Bmatrix} \vec{I}_{\kappa_1} \\ \vec{I}_{\kappa_2} \end{Bmatrix} = \begin{Bmatrix} 0,0271 - j0,0167 \\ 0,0027 - j0,0012 \end{Bmatrix} \text{ кА.}$$

Знайшовши  $\vec{I}_k$ , обчислюємо струми віток

$$\begin{aligned} \vec{I} = \Gamma_t \vec{I}_k - C_0 \text{diag}((\vec{U}_{\Phi N}^{*})^{-1}) \vec{S}_k / 3 = & \begin{Bmatrix} 1 & 0 \\ -1 & -1 \\ 0 & 1 \\ 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{Bmatrix} \times \begin{Bmatrix} 0,0271 - j0,0167 \\ 0,0027 - j0,0012 \end{Bmatrix} - \frac{1}{3} \times \begin{Bmatrix} -1 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{Bmatrix} \times \\ & \times \begin{Bmatrix} 1,506 \cdot 10^{-3} & 0 & 0 \\ 0 & 1,506 \cdot 10^{-3} & 0 \\ 0 & 0 & 1,506 \cdot 10^{-3} \end{Bmatrix} \times \begin{Bmatrix} 25 - j12 \\ 17 - j9 \\ 27 - j14 \end{Bmatrix} = \begin{Bmatrix} 0,1526 - j0,077 \\ 0,0555 - j0,0272 \\ 0,1383 - j0,715 \\ 0,0271 - j0,0167 \\ 0,0027 - j0,0012 \end{Bmatrix} \text{ кА.} \end{aligned}$$

Напругу віток розраховуємо так

$$\begin{aligned} \vec{U} = \vec{E} - \sqrt{3} \underline{Z} \vec{I} = -\sqrt{3} \underline{Z} \vec{I} = & -\sqrt{3} \begin{Bmatrix} 3,24 + j10,827 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 11,4 + j38,095 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 4,4 + j14,837 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 5,4 + j18,045 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 8,52 + j28,471 \end{Bmatrix} \times \\ & \times \begin{Bmatrix} 0,1526 - j0,077 \\ 0,0555 - j0,0272 \\ 0,1383 - j0,715 \\ 0,0271 - j0,0167 \\ 0,0027 - j0,0012 \end{Bmatrix} = \begin{Bmatrix} -2,2998 - j2,4298 \\ -2,8937 - j3,1249 \\ -2,901 - j3,0042 \\ -0,7761 - j0,6903 \\ -0,1005 - j0,1175 \end{Bmatrix} \text{ кВ.} \end{aligned}$$

Вектор-стовпець напруг незалежних вузлів

$$\vec{U}_N = \sqrt{3}\vec{U}_{\phi 0} - \Pi_{ot}^{-1}\vec{U}_\delta = \sqrt{3}(66,395 + j0; 66,395 + j0; 66,395 + j0)_t -$$

$$- \begin{vmatrix} -1 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 0 \\ 0 & 0 & -1 \end{vmatrix} \times \begin{vmatrix} -2,2998 - j2,4298 \\ -2,8937 - j3,1249 \\ -2,901 - j3,0042 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 112,7002 - j2,4298 \\ 112,1063 - j3,1249 \\ 112,099 - j3,0042 \end{vmatrix} \text{ кВ.}$$

Втрати потужності у лініях електропередавання

$$\Delta \vec{S} = \sqrt{3} \text{diag}(\vec{U}^*) \vec{I} =$$

$$= \sqrt{3} \begin{vmatrix} -2,3 + j2,43 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -2,894 + j3,125 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -2,901 + j3,004 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -0,776 + j0,69 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -0,1 + j0,117 \end{vmatrix} \times$$

$$\times \begin{vmatrix} 0,1526 - j0,077 \\ 0,0555 - j0,0272 \\ 0,1383 - j0,715 \\ 0,0271 - j0,0167 \\ 0,0027 - j0,0012 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} -0,2839 + j0,9488 \\ -0,1308 + j0,437 \\ -0,3229 + j1,0789 \\ -0,0164 + j0,0549 \\ -2,3054 \cdot 10^{-4} + j7,7039 \cdot 10^{-4} \end{vmatrix} \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

#### 6.4. Математична модель аналізу усталених режимів ЕЕС у методі балансу потужностей

В основу методу покладено баланс потужності у незалежних вузлах ЕЕС, який записується у вигляді відповідної вектор-функції. Для забезпечення найвищої ефективності вектор-функція записується в дійсній площині у вигляді балансу активних і реактивних потужностей з поданням компонентів векторів незалежних вузлів щодо нейтралі їхніх модулів та аргументів. Заступна схема не зводиться до одного ступеня напруги, враховуються змінні коефіцієнти трансформації, регульовані джерела реактивної потужності, передбачається можливість фіксації напруги (за модулем) у будь-яких точках системи.

Баланс потужності записується для векторів потужностей віток електричної мережі та для векторів потужностей вузлів, а саме:  $\vec{S}_i = (\dot{S}_{i_1}, \dot{S}_{i_2}, \dots, \dot{S}_{i_p})_t$  – компонентами якого є потужності початку віток мережі;  $\vec{S}_j = (\dot{S}_{j_1}, \dot{S}_{j_2}, \dots, \dot{S}_{j_p})_t$  – потужності кінців віток;  $p$  – кількість віток. Відповідно записуються вектори потужностей вузлів:  $\vec{S}_k = (\dot{S}_{k_1}, \dot{S}_{k_2}, \dots, \dot{S}_{k_{q-1}})_t$ , де  $(q-1)$  – кількість незв'язаних незалежних вузлів.

Очевидно, що рівновага системи спостерігається, коли є баланс потужностей у її незалежних вузлах.



Користуючись матрицею сполучення  $\Pi$ , баланс потужностей можна записати у вигляді вектор-функції

$$\Pi(\vec{S}_i \cup \vec{S}_j) + \vec{S}_k = 0. \quad (6.30)$$

Якщо елемент матриці  $\Pi$  має знак мінус  $(-1)$ , то його множимо на компоненти вектора  $\vec{S}_i$ , коли знак плюс  $(+1)$ , то множимо на компоненту вектора  $\vec{S}_j$ .

Рівняння (6.30) можна записати у вигляді

$$\Pi_i \vec{S}_i + \Pi_j \vec{S}_j + \vec{S}_k = 0, \quad (6.31)$$

де  $\Pi_i, \Pi_j$  – складові матриці  $\Pi$ , з яких  $\Pi_i$  є матрицею інцидентій віток у вузлах, що виходять,  $\Pi_j$  інцидентій віток у вузлах, що входять.

Рівняння (6.31) запишемо у дійсній площині, тобто у вигляді двох складових

$$\Pi(\vec{P}_i \cup \vec{P}_j)_t + \vec{P}_k = 0; \quad (6.32)$$

$$\Pi(\vec{Q}_i \cup \vec{Q}_j)_t + \vec{Q}_k = 0,$$

чи

$$\Pi_i \vec{P}_i + \Pi_j \vec{P}_j + \vec{P}_k = 0; \quad (6.33)$$

$$\Pi_i \vec{Q}_i + \Pi_j \vec{Q}_j + \vec{Q}_k = 0.$$

Вектор-функції (6.33) описують стан ЕЕС у неявній формі, тому необхідно запис вказаних вектор-функцій звести до явної форми. Отже, на їхній підставі не можна безпосередньо обчислити вектори потужності, тобто потокорозподіл в ЕЕС, а тим більше напругу вузлів. Для того, щоб таке розв'язання одержати, необхідно вказані вектор-функції звести до явної форми, в якій виступали би відповідно вектори потужностей і напруг вузлів. Це можна здійснити за допомогою методів, що використовують матрицю Якобі, тобто методів простої ітерації, Зайделя, Ньютона–Рафсона, найшвидшого спуску, продовження за параметром. У задачах електроенергетики, як правило, застосовується метод Ньютона–Рафсона, а останнім часом і метод продовження за параметром.

На підставі методу Ньютона–Рафсона вектор-функція (6.32) перетворюється до явної форми. Математичну модель аналізу ustalених режимів методом балансу потужностей запишемо так

$$\begin{vmatrix} W_{11} & W_{12} \\ W_{21} & W_{22} \end{vmatrix} \times (\Delta \vec{U}^{(k)}, \Delta \vec{\delta}^{(k)})_t = \quad (6.34)$$

$$= (\Pi(\vec{P}_i^{(k)} \cup \vec{P}_j^{(k)}) + \vec{P}_k, \Pi(\vec{Q}_i^{(k)} \cup \vec{Q}_j^{(k)}) + \vec{Q}_k)_t;$$

$$(\vec{U}^{(k+1)}, \vec{\delta}^{(k+1)})_t = (\vec{U}^{(k)}, \vec{\delta}^{(k)})_t - (\Delta \vec{U}^{(k)}, \Delta \vec{\delta}^{(k)})_t, \quad (6.35)$$

де

$$\begin{aligned} W_{11} &= \Pi(\partial \vec{P}_i / \partial \vec{U} \cup \partial \vec{P}_j / \partial \vec{U})_{\vec{U}^{(k)}} + (\partial \vec{P}_\kappa / \partial \vec{U})_{\vec{U}^{(k)}}; \\ W_{12} &= \Pi(\partial \vec{P}_i / \partial \vec{\delta} \cup \partial \vec{P}_j / \partial \vec{\delta})_{\vec{\delta}^{(k)}}; \\ W_{21} &= \Pi(\partial \vec{Q}_i / \partial \vec{U} \cup \partial \vec{Q}_j / \partial \vec{U})_{\vec{U}^{(k)}} + (\partial \vec{Q}_\kappa / \partial \vec{U})_{\vec{U}^{(k)}}; \\ W_{22} &= \Pi(\partial \vec{Q}_i / \partial \vec{\delta} \cup \partial \vec{Q}_j / \partial \vec{\delta})_{\vec{\delta}^{(k)}}. \end{aligned}$$

Якщо напруга фіксована тільки в одному вузлі розрахункової схеми, субматриця  $W_{11}$  є квадратною  $(q-1) \times (q-1)$ -вимірною. Якщо наявні додаткові  $l$  фіксовані напруги у вузлах розрахункової схеми за модулем, крім базового, субматриця  $W_{11}$  стає  $(q-1) \times (q-1-l)$ -вимірною, тому що компоненти часткових похідних потужності за цими фіксованими напругами дорівнюють нулеві.

Субматриця  $W_{12}$  у першому випадку  $(q-1) \times (q-1)$ -вимірна. У другому випадку з  $l$  фіксованими напругами у вузлах вона залишається незмінною, оскільки фіксується тільки модуль напруги. Якщо зафіксувати й аргумент напруги, задача стає некоректною.

Субматриця  $W_{21}$  у першому випадку  $(q-1) \times (q-1)$ -вимірна, в другому випадку  $(q-1) \times (q-1-l)$ -вимірна.

Субматриця  $W_{22}$   $(q-1) \times (q-1)$ -вимірна у першому випадку, в другому випадку  $(q-1-l) \times (q-1)$ -вимірна.

Очевидно, відповідно зменшуються розміри векторів правої частини рівняння (6.34).

Основні труднощі у формуванні математичної моделі (6.34) і розв'язанні на її підставі задачі виникають під час обчислення матриці Якобі, тобто під час формування її коефіцієнтів як часткових похідних потужності за напругою та її аргументом. Використовуються два способи формування матриці Якобі – аналітичний та числовий. У даний час перевагу надають аналітичному способу як точнішому. Для аналітичного обчислення необхідний аналітичний вираз потужності, як активної, так і реактивної, залежно від напруги та її аргументу. Враховуючи те, що типовими елементами розрахункових схем ЕЕС є поздовжні параметри у вигляді імпедансів і в загальному випадку у вигляді трансформаторних елементів, для потужностей початку і кінця таких віток  $P_i$  та  $P_j$ , а також  $Q_i$  та  $Q_j$  необхідно отримати відповідні аналітичні вирази.

Математичну модель стану ЕЕС у методі балансу потужностей найпростіше одержати, помноживши моделі (6.5) чи (6.9) на матрицю  $\text{diag}(\vec{U}_N^*)$ , тобто

$$\text{diag}(\vec{U}_N^*) \underline{Y}_B \vec{U}_N = -\vec{S}_\kappa - \text{diag}(\vec{U}_N^*) \underline{Y}_\kappa \vec{E} + \text{diag}(\vec{U}_N^*) \underline{Y}_0 \vec{U}_0. \quad (6.36)$$

Для  $i$ -го вузла

$$\begin{aligned}\vec{S}_i &= \sqrt{3} \text{diag}(\vec{U}_i^*) \vec{I}_{ij} = \sqrt{3} \text{diag}(\vec{U}_i^*) \underline{Z}_{ij}^{-1} (\vec{U}_i - \vec{U}_j) / \sqrt{3} = \\ &= \underline{Y}_{ii} \vec{U}_i^2 - \text{diag}(\vec{U}_i^*) \underline{Y}_{ij} \vec{U}_j.\end{aligned}\tag{6.37}$$

Умови і швидкість збіжності методу балансу потужностей з ітерацією Ньютона на підставі алгоритму Гаусса переважно збігаються з відповідними умовами збіжності методу вузлових напруг з ітерацією Ньютона–Рафсона з використанням алгоритму Гаусса. Цей метод у даний час є одним з найефективніших методів аналізу режимів ЕЕС. Він у найвідповіднішій формі дає змогу врахувати всі структурні, параметричні та функціональні властивості аналізованої системи, а також є найуніверсальнішим.

### Контрольні запитання

1. Що таке топологічні методи?
2. Яка відмінність розрахунку усталених режимів ЕЕС від розрахунку режимів електричних кіл?
3. Запишіть математичну модель аналізу усталених режимів ЕЕС за методом вузлових напруг.
4. Наведіть характеристику розв'язання рівнянь стану ЕЕС.
5. Запишіть математичну модель аналізу усталених режимів ЕЕС за методом контурних струмів.
6. Які числові методи використовуються для розв'язання рівнянь за методом вузлових напруг і контурних струмів?
7. Як оцінюється збіжність ітераційних методів?
8. Запишіть математичну модель аналізу усталених режимів ЕЕС за методом балансу потужностей.

## 7. НЕСИМЕТРИЧНІ ТА НЕСИНУСОЇДНІ РЕЖИМИ

### 7.1. Несиметричні режими

Несиметрія в електричних мережах може бути як поздовжньою, так і поперечною. В ЕЕС розрізняються такі види поздовжньої несиметрії: 1) несиметрія навантаження; 2) неповнофазні режими поздовжніх структурних елементів ЕЕС – ліній, трансформаторів; 3) нерівність параметрів фаз таких елементів. Основною причиною виникнення першого виду поздовжньої несиметрії є потужні однофазні електроспоживачі та специфічні схеми електропостачання. Другий вид несиметрії спостерігається в післяаварійних режимах, коли вимикаються окремі фази ліній чи трансформаторів і електропостачання здійснюється по фазах, які залишилися в роботі. Третій вид несиметрії виникає, якщо не виконано транспозиції ліній.

Несиметрія в ЕЕС іноді економічно обґрунтована. Звичайно, якщо ступінь несиметрії більший від допустимого значення, виникає необхідність аналізу такої несиметрії та симетрування. Якщо виникає несиметрія в електричних машинах, потоки оберненої та нульової послідовностей наводять у статорі та роторі баластні струми різних частот. Струми оберненої та нульової послідовностей основної частоти в елементах ЕЕС є також баластними струмами, які зумовлюють додаткові втрати електроенергії і, тим самим, знижують ефективність режиму ЕЕС.

Розрахунок як симетричних, так і несиметричних режимів ЕЕС, а також складних видів ушкоджень можна виконувати у фазних координатах. Застосування фазних координат дає змогу врахувати всі характеристики елементів ЕЕС.

Одним із найперспективніших методів аналізу таких режимів в ЕЕС є метод контурних координат, особливо якщо існує велика кількість взаємоіндуктивно зв'язаних віток.

#### *7.1.1. Математична модель електричної мережі у фазних координатах у методі контурних струмів*

З розвитком потужностей обчислювальної техніки виникла можливість розрахунку струмів КЗ – як симетричних, так і несиметричних, неповнофазних режимів, а також складних видів ушкоджень у фазних координатах з урахуванням усіх параметрів електричної мережі без допущень. Точні розрахунки потрібні для релейного захисту, автоматики та заземлення. Вони дають змогу відтворити реальну картину досліджуваних режимів.

Математична модель у координатах контурних струмів у матрично-векторній формі для схеми з  $p$  вітками,  $q$  вузлами, якщо є  $S$  незв'язаних електрично частин кіл, а магнетно зв'язаних, має вигляд

$$\underline{\Gamma} \underline{Z} \underline{\Gamma}_t \vec{I}_k = \underline{\Gamma} \vec{E} + \underline{\Gamma} \underline{Z} C_0 \vec{J}; \quad (7.1)$$

$$\vec{I} = \underline{\Gamma}_t \vec{I}_k - C_0 \vec{J}, \quad (7.2)$$

де  $\Gamma$  – матриця контурів;  $\underline{Z}$  – матриця комплексних імпедансів віток з урахуванням магнетних зв'язків;  $\vec{I}_K$  – вектор-стовпець контурних струмів;  $\vec{E}$  – вектор-стовпець джерел ЕРС віток;  $C_0 = \left\| \Pi_\partial^{-1} | 0 \right\|_t$  – матриця коефіцієнтів розподілу розімкненої схеми;  $\Pi_\partial$  – матриця сполучень дерева графа схеми;  $\vec{I}$  – вектор-стовпець струмів віток;  $\vec{J}$  – вектор-стовпець джерел струму.

У наведену систему рівнянь входять рівняння електричного та магнетного станів. Вони автоматично формуються на підставі графа схеми, який містить елементи електричних і магнетних кіл. Створюється єдина розрахункова схема.

Власні індуктивності віток електромагнетних апаратів вводяться в заступну схему з від'ємним знаком, і вони обернені до питомих магнетних опорів. Значення резистансів і ємностей цих віток не враховуються, а магнетний зв'язок між вітками відповідних фаз електромагнетного апарата і вітками, які еквівалентують магнетні кола, задаються коефіцієнтами компонентів багатовимірних векторів струмів системи рівнянь магнетного стану схеми.

Під час дослідження несиметричних режимів урахування імпедансів прямої, оберненої та нульової послідовностей електричних машин у фазних координатах має особливості, пов'язані з перетворенням імпедансів послідовностей на фазні імпеданси (власні та взаємні). Рівняння спадів напруг електричної машини у фазних координатах з використанням власних і взаємних імпедансів, з вираженням їх через симетричні параметри і координати, записуємо у вигляді

$$\underline{Z} \vec{I} = \underline{s} \underline{Z}_s \vec{I}_s, \quad (7.3)$$

$$\text{де } \underline{Z} = \begin{bmatrix} \underline{Z}_L & \underline{Z}_M & \underline{Z}_M \\ \underline{Z}_M & \underline{Z}_L & \underline{Z}_M \\ \underline{Z}_M & \underline{Z}_M & \underline{Z}_L \end{bmatrix} - \text{матриця власних та взаємних імпедансів електричної}$$

машини, яка є несиметричною;  $\vec{I}$  – вектор-стовпець струмів електричної машини;

$$\underline{s} = \begin{bmatrix} 1 & 1 & 1 \\ \underline{a}^2 & \underline{a} & 1 \\ \underline{a} & \underline{a}^2 & 1 \end{bmatrix} - \text{матриця перетворення Фортеск'ю; } a = -\frac{1}{2} + j\frac{\sqrt{3}}{2} = e^{j2\pi/3} -$$

оператор зміни аргументу вектора (відповідно  $a^2 = -\frac{1}{2} - j\frac{\sqrt{3}}{2} = e^{-j2\pi/3}$ ;

$$a^2 + a + 1 = 0); \underline{Z}_s = \begin{bmatrix} \underline{Z}_1 & & \\ & \underline{Z}_2 & \\ & & \underline{Z}_0 \end{bmatrix} - \text{діагональна матриця імпедансів симет-}$$

ричних складових електричної машини;  $\vec{I}_s = (\dot{I}_1, \dot{I}_2, \dot{I}_0)_t$  – вектор-стовпець струмів симетричних складових електричної машини.

Враховуючи, що  $\vec{I} = \underline{s}\vec{I}_s$ , на підставі рівняння (7.3) можна отримати матрицю власних і взаємних імпедансів електричної машини

$$\underline{Z} = \underline{s}\underline{Z}_s\underline{s}^{-1}, \quad (7.4)$$

$$\text{де } \underline{s}^{-1} = \frac{1}{3} \begin{vmatrix} 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \\ 1 & 1 & 1 \end{vmatrix} \text{ – обернена матриця Фортеск'ю.}$$

Для розрахунку параметрів компенсувальних пристроїв у задачах симетрування використовується метод Штейнмеца. На його підставі вибирають параметри компенсувальних пристроїв і оцінюють їхній вплив на режим аналізованої схеми у фазних і симетричних координатах.

Розглядаючи несиметричне активне навантаження, яке сполучене в зірку та сполучене із симетричною системою ЕРС, зазначимо, що струми фаз навантаження щодо відповідних фаз ЕРС мають реактивні складові. Вони дають інформацію про несиметрію активного навантаження, на підставі чого можна вивести рівняння компенсації несиметричного навантаження

$$\begin{aligned} I_{pA} &= I_A \sin(\arg \dot{U}_A - \arg \dot{I}_A); \\ I_{pB} &= I_B \sin(\arg \dot{U}_B - \arg \dot{I}_B); \\ I_{pC} &= I_C \sin(\arg \dot{U}_C - \arg \dot{I}_C). \end{aligned} \quad (7.5)$$

Враховуючи, що система прикладеної напруги симетрична, визначаємо компенсаційну потужність фаз несиметричного навантаження

$$\begin{aligned} Q_{KAB} &= U_A (I_{pA} + I_{pB} - I_{pC}); \\ Q_{KBC} &= U_B (I_{pB} + I_{pC} - I_{pA}); \\ Q_{KCA} &= U_C (I_{pA} + I_{pC} - I_{pB}). \end{aligned} \quad (7.6)$$

Для формування цифрової моделі розрахунку струмів КЗ, неповнофазних режимів і складних видів ушкоджень електроенергетичних систем, а також обчислення координат і параметрів заступної схеми електричної мережі використовується підхід, викладений у методичній літературі.

Оскільки для розрахунку релейного захисту, автоматики й заземлення використовуються струми та напруги оберненої та нульової послідовностей, несиметричну систему струмів і напруг розкладаємо на симетричні складові.

Вихідною інформацією для формування матриці незалежних контурів є матриця сполучень, упорядкована у вигляді підматриці сполучень дерева і хорд, що досягається відповідною нумерацією ребер графа заступної схеми. Тому можна

пронумерувати їх заздалегідь вручну, готуючи вихідну інформацію. Однак під час дослідження складних кіл, які мають сотні віток, ручна нумерація неефективна. Тому розроблено алгоритм машинного формування дерева графа.

Найпрактичнішим є алгоритм побудови топологічних матриць за умови, що будь-яке ребро дерева виходить із вершини з меншим номером, ніж номер кінцевої вершини. Для кожної хорди легко проглядається єдиний шлях ребрами дерева. Дерево повинно бути оптимальним – шлях, яким замикаються контури, повинен бути найкоротшим для кожного контуру конкретного графа.

Головний контур замикається єдиним шляхом: – хорда – ребра дерева. Цей шлях встановлюється таким алгоритмом:

- 1) фіксується кінцевий номер вершини  $k$ -ї хорди;
- 2) знаходиться  $j$ -те ребро, яке входить у вершину з більшим номером. За прийнятою нумерацією вершин і ребер дерева таке ребро буде єдиним;
- 3) замість раніше зафіксованого більшого номера вершини фіксується номер вершини виходу  $j$ -го ребра;
- 4) у рядок матриці контурів, який відповідає  $j$ -му ребру, записується  $+1$ , якщо більшим був номер вершини виходу, і  $-1$ , якщо більшим був номер вершини входу;
- 5) здійснюється перехід до пункту 2 для пошуку ребра, яке входить у вершину з більшим номером.

Пошук триває доти, доки номери зафіксованих вершин не стануть однаковими, що відповідає замиканню шляху ребрами дерева.

Для розв'язання системи лінійних рівнянь використовується модифікація методу послідовних виключень Гаусса – алгоритм  $LU$ -перетворення.

Програма розрахунку струмів КЗ, неповнофазних режимів та складних видів ушкоджень в електричних системах наведена в [44, 52].

### **7.1.2. Обчислення координат і параметрів елементів заступної схеми електричної мережі**

Під час визначення струмів трифазного КЗ для початкового моменту часу синхронний генератор у заступну схему можна вводити надперехідною ЕРС і надперехідним опором

$$E''_{\Phi(0)} = \sqrt{(U_{\Phi(0)} \cos \varphi_{(0)})^2 + (U_{\Phi(0)} \sin \varphi_{(0)} + I_{(0)} x_{\Gamma})^2}; \quad (7.7)$$

$$x_{\Gamma} = x''_{d*ном} U_{ном}^2 / S_{Гном}, \quad (7.8)$$

де  $U_{\Phi(0)}$ ,  $I_{(0)}$ ,  $\varphi_{(0)}$  – відповідно фазна напруга,  $\text{кВ}$ ; струм,  $\text{кА}$ ; кут між ними у попередньому режимі синхронного генератора,  $\text{град}$ ;  $x''_{d*ном}$  – номінальне значення надперехідного опору синхронного генератора, відносні одиниці;  $U_{ном}$ ,  $S_{Гном}$  – відповідно номінальна напруга,  $\text{кВ}$  та номінальна потужність,  $\text{МВ}\cdot\text{А}$ , синхронного генератора.

Формула (7.1) отримана з векторної діаграми (рис. 7.1).

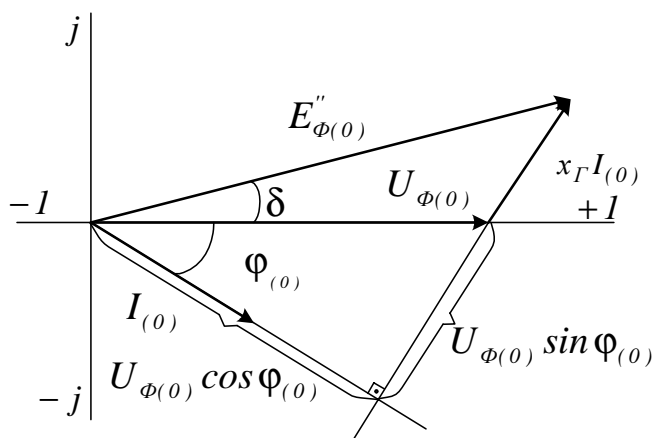


Рис. 7.1. Векторна діаграма синхронного генератора

Асинхронний двигун враховується у заступній схемі під час розрахунку початкового значення періодичної складової струму трифазного КЗ надперехідним опором і надперехідною ЕРС, якщо потужність двигуна більша за 100 кВт, а саме

$$E''_{\Phi_{AD}(0)} = \sqrt{(U_{\Phi(0)} \cos \varphi_{(0)})^2 + (U_{\Phi(0)} \sin \varphi_{(0)} - I_{(0)} x_{AD})^2}; \quad (7.9)$$

$$x_{AD} = U_{ном}^2 \cos \varphi / (I_{пуск} P_{AD ном}), \quad (7.10)$$

де  $U_{ном}$  – номінальна напруга двигуна, кВ;  $I_{пуск}$  – струм прямого запуску двигуна, виражений у відносних номінальних одиницях;  $P_{AD ном}$  – номінальна активна потужність двигуна, МВт.

Формула (7.3) також отримана з векторної діаграми (рис. 7.2).

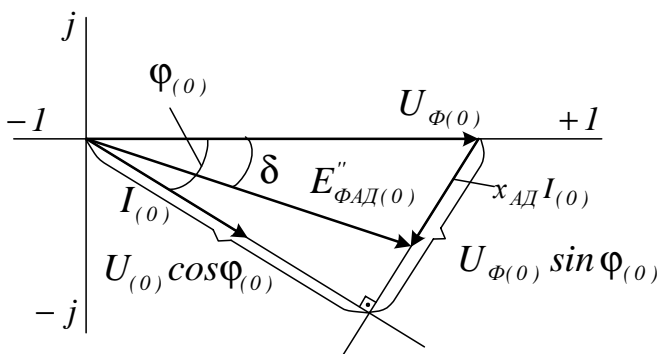


Рис. 7.2. Векторна діаграма асинхронного двигуна



Для урахування опорів прямої, оберненої та нульової послідовностей електричної машини необхідно сформувати матрицю власних і взаємних опорів (7.4). Для її формування необхідно взяти з довідкової літератури значення  $x_{0*}, x_{2*}, x_{d*}''$  та  $T_{d0}, T_{d2}, T_d''$ . На підставі  $T = L/r$  визначаємо активні опори послідовностей електричної машини.

Трансформатори в заступну схему вводяться з урахуванням магнетної системи. Заступна схема триобвиткового трансформатора зі схемою сполучення  $\star / \star / \triangle$  – 11 показана на рис. 7.3.

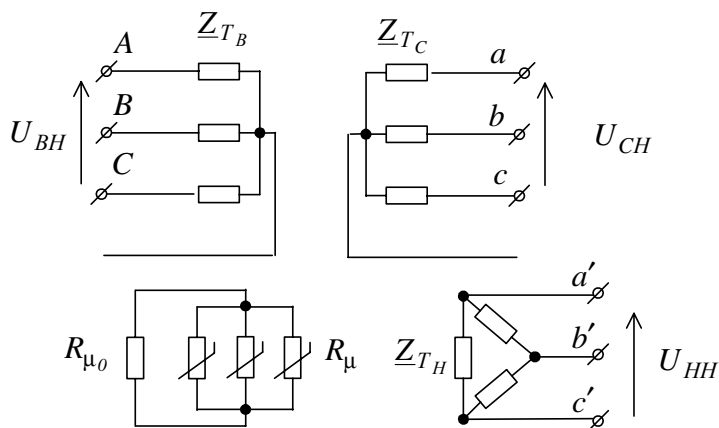


Рис. 7.3. Заступна схема триобвиткового трансформатора

Група сполучення трансформатора враховується магнетними зв'язками між обвитками і характеризується кутовим зміщенням векторів лінійних ЕРС обвитки НН (у триобвитковому трансформаторі також СН) щодо векторів лінійних ЕРС обвитки ВН. Група позначається числом, яке необхідно помножити на  $30^\circ$  (кутове зміщення, прийняте за одиницю). У результаті дістаємо кут зсуву (в електричних градусах), який визначається в напрямку від вектора лінійної ЕРС ВН за годинниковою стрілкою до однойменного вектора ЕРС НН чи СН. У конкретному випадку для відтворення одинадцятої групи ВН і НН фази А, В, С обвиток ВН зв'язані з фазами магнетної системи  $A_\mu, B_\mu, C_\mu$ , а обвиток НН  $a'b' - z B_\mu, b'c' - z C_\mu$  і  $c'a' - z A_\mu$ .

Для наведеної заступної схеми триобвиткового трансформатора коефіцієнти трансформації обчислюються так

$$\begin{aligned} k_{TB} &= w_{BH} / w_{BH} = (U_{BH} / \sqrt{3}) / (U_{BH} / \sqrt{3}) = U_{BH} / U_{BH}; \\ k_{TC} &= w_{CH} / w_{BH} = (U_{CH} / \sqrt{3}) / (U_{BH} / \sqrt{3}) = U_{CH} / U_{BH}; \\ k_{TH} &= w_{HH} / w_{BH} = U_{HH} / (U_{BH} / \sqrt{3}) = \sqrt{3} U_{HH} / U_{BH}. \end{aligned} \quad (7.11)$$

Параметри триобвиткового трансформатора зі зведенням до свого класу напруги знаходяться за такими формулами

$$r_{TB} = \Delta P_{\kappa B} U_{BH}^2 \cdot 10^{-3} / S_{ном}^2; \quad x_{TB} = u_{\kappa B} U_{BH}^2 / (100 S_{ном}); \quad (7.12)$$

$$r_{TC} = \Delta P_{\kappa C} U_{CH}^2 \cdot 10^{-3} / S_{ном}^2; \quad x_{TC} = u_{\kappa C} U_{CH}^2 / (100 S_{ном}); \quad (7.13)$$

$$r_{TH} = 3 \Delta P_{\kappa H} U_{HH}^2 \cdot 10^{-3} / S_{ном}^2; \quad x_{TH} = 3 u_{\kappa H} U_{HH}^2 / (100 S_{ном}), \quad (7.14)$$

де  $u_{\kappa B} = 0,5(u_{\kappa B-C} + u_{\kappa B-H} - u_{\kappa C-H});$

$$u_{\kappa C} = 0,5(u_{\kappa B-C} + u_{\kappa C-H} - u_{\kappa B-H});$$

$$u_{\kappa H} = 0,5(u_{\kappa C-H} + u_{\kappa B-H} - u_{\kappa B-C});$$

$$\Delta P_{\kappa B} = 0,5(\Delta P_{\kappa B-C} + \Delta P_{\kappa B-H} - \Delta P_{\kappa C-H});$$

$$\Delta P_{\kappa C} = 0,5(\Delta P_{\kappa B-C} + \Delta P_{\kappa C-H} - \Delta P_{\kappa B-H});$$

$$\Delta P_{\kappa H} = 0,5(\Delta P_{\kappa C-H} + \Delta P_{\kappa B-H} - \Delta P_{\kappa B-C});$$

$U_{BH}, U_{CH}, U_{HH}$  – номінальні напруги обвиток відповідно високої, середньої та нижчої напруг,  $\kappa B$ ;  $S_{ном}$  – номінальна потужність трансформатора,  $MB \cdot A$ ;  $u_{\kappa B-C}, u_{\kappa B-H}, u_{\kappa C-H}, \Delta P_{\kappa B-C}, \Delta P_{\kappa B-H}, \Delta P_{\kappa C-H}$  – напруги КЗ, %, і втрати потужності КЗ,  $\kappa Bm$ , відповідних пар обвиток.

Якщо заводом у паспортних даних задано  $\Delta P_{\kappa max}$ , то

$$r_{TB} = r'_{TC} = \Delta P_{\kappa max} U_{BH}^2 \cdot 10^{-3} / (2 S_{ном}^2), \quad (7.15)$$

де  $\Delta P_{\kappa max}$  – втрати потужності досліду КЗ під час проходження струму двома обвитками,  $\kappa Bm$ , тобто через ВН і СН, третя обвитка НН розімкнена.

Опір обвитки нижчої напруги трансформатора обернено пропорційний потужності обвиток вищої та нижчої напруг

$$r_{TB} / r'_{TH} = S_{HH} [\%] / S_{BH} [\%]. \quad (7.16)$$

Іноді значення  $\Delta P_{\kappa B-C}$  і  $u_{\kappa B-C}$  зведені до номінальної потужності автотрансформаторів, а  $\Delta P_{\kappa B-H}, \Delta P_{\kappa C-H}$  і  $u_{\kappa B-H}, u_{\kappa C-H}$  – до типової потужності, тому для обчислення опорів усі значення втрат потужності і напруг досліду короткого замикання повинні бути зведені до номінальної потужності автотрансформатора

$$\Delta P'_{\kappa B-H} = \Delta P_{\kappa B-H} (S_{ном} / S_{HH})^2;$$

$$\Delta P'_{\kappa C-H} = \Delta P_{\kappa C-H} (S_{ном} / S_{HH})^2; \quad (7.17)$$

$$u'_{\kappa B-H} = u_{\kappa B-H} S_{ном} / S_{HH}; \quad u'_{\kappa C-H} = u_{\kappa C-H} S_{ном} / S_{HH}. \quad (7.18)$$

Співвідношення між номіальною та типовою потужностями автотрансформатора таке

$$S_{ном} / S_{min} = U_{BH} / (U_{BH} - U_{CH}). \quad (7.19)$$

Заступна схема двообвиткового трансформатора зі схемою з'єднання  $\star/\Delta$ – 11 наведена на рис. 7.4.

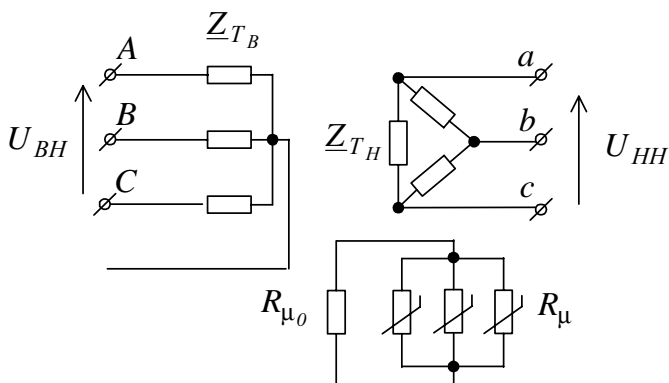


Рис. 7.4. Заступна схема двообвиткового трансформатора

Активний та індуктивний опори двообвиткового трансформатора для однолінійної схеми, зведені до вищої напруги, обчислюються так

$$x_T = u_{\kappa} U_{BH}^2 / (100 S_{ном}); \quad r_T = \Delta P_{\kappa} U_{BH}^2 \cdot 10^{-3} / S_{ном}^2, \quad (7.20)$$

де  $U_{BH}$  – номіальна напруга обвитки вищої напруги,  $\kappa B$ ;  $S_{ном}$  – номіальна потужність трансформатора,  $MB \cdot A$ ;  $u_{\kappa}$ ,  $\Delta P_{\kappa}$  – напруга дослід КЗ, %, і втрати потужності дослід КЗ,  $\kappa Bm$ .

Параметри заступної схеми двообвиткового трансформатора (рис. 7.4), якщо магнетна система зведена до вищої напруги, обчислюються використовуючи формули (7.20), тобто

$$r_{TB} = \frac{r_T}{2} = \Delta P_{\kappa} \frac{U_{BH}^2 \cdot 10^{-3}}{2 S_{ном}^2}; \quad x_{TB} = \frac{x_T}{2} = \frac{u_{\kappa} U_{BH}^2}{2 \cdot 100 S_{ном}}; \quad (7.21)$$

$$r_{TH} = \frac{r_T}{2} k_T^2 = 3 \Delta P_{\kappa} \frac{U_{HH}^2 \cdot 10^{-3}}{2 S_{ном}^2}; \quad x_{TH} = \frac{x_T}{2} k_T^2 = 3 \frac{u_{\kappa} U_{HH}^2}{2 \cdot 100 S_{ном}}, \quad (7.22)$$

де  $k_T = w_{HH} / w_{BH} = U_{HH} / (U_{BH} / \sqrt{3}) = \sqrt{3} U_{HH} / U_{BH}$  – коефіцієнт трансформації двообвиткового трансформатора.

Параметри як триобвиткового, так і двообвиткового трансформаторів, заступні схеми яких показані на рис 7.3 та рис. 7.4, зводяться до напруг відповідних обвиток.

Значення динамічних опорів магнетної системи трансформатора чи авто-трансформатора обчислюється за його вебер-амперною характеристикою у віднос-

них одиницях, яка зображена на рис. 7.5. Для цього необхідно обчислити номінальний струм намагнення та потокозчеплення і перейти від відносних одиниць до іменованих. У такому разі використовується кусково-лінійна апроксимація вебер-амперної характеристики трансформатора.

Послідовність розрахунку динамічного опору така

$$R_{\mu j} = \Delta i_{\mu j} / \Delta \psi_j; \quad (7.23)$$

$$i_{\mu \text{ном}} = \sqrt{2} K_{\phi} I_{\text{ном}} I_{\text{н.х}} / 100; \quad (7.24)$$

$$\psi_{\text{ном}} = \sqrt{2} U_{\text{ном}} \cdot 10^3 / (\sqrt{3} \omega), \quad (7.25)$$

де  $\Delta i_{\mu j} = \Delta i_{\mu j} i_{\mu \text{ном}}$ ;  $\Delta \psi_j = \Delta \psi_j \psi_{\text{ном}}$  за  $j = 1 \dots 4$ ;  $K_{\phi} = 1, 4 \dots 2, 2$ ;  $I_{\text{ном}}$  – номінальний струм трансформатора, А;  $I_{\text{н.х}}$  – струм неробочого ходу трансформатора, %;  $U_{\text{ном}}$  – номінальна напруга обвитки трансформатора, до якої зводиться магнетна система, кВ;  $\omega$  – кутова частота,  $\text{с}^{-1}$ .

У такому разі потокозчеплення зведене до обвитки, яка з'єднана в зірку.

У разі зведення вебер-амперної характеристики трансформатора до обвитки, яка з'єднана в трикутник, у знаменнику під час обчислення потокозчеплення за формулою (7.25) не повинно бути  $\sqrt{3}$ .

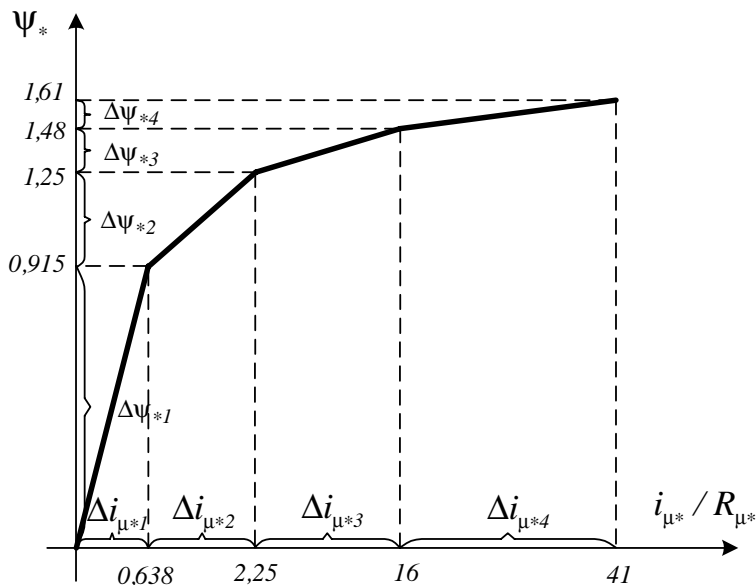


Рис. 7.5. Вебер-амперна характеристика магнетної системи трансформатора у відносних одиницях

Значення опору магнетного потоку, який замикається через довкілля, можна приймати у розрахунках наближено  $R_{\mu 0} \cong 100 R_{\mu}$ .

Для розрахунку струмів КЗ як симетричних, так і несиметричних неповнофазних режимів і складних видів ушкоджень використовується заступна схема лінії електропересилання з урахуванням магнетних зв'язків між проводами, яка показана на рис. 7.6.

Матриця поздовжніх опорів лінії на одиницю довжини має вигляд

$$\underline{Z} = \begin{bmatrix} \underline{Z}_L & \underline{Z}_M & \underline{Z}_M \\ \underline{Z}_M & \underline{Z}_L & \underline{Z}_M \\ \underline{Z}_M & \underline{Z}_M & \underline{Z}_L \end{bmatrix}, \quad (7.26)$$

де  $\underline{Z}_L = r_0 + j(0,1455 \lg(D_3 / (R \cdot 10^{-3})) + 0,0157)$ ;

$\underline{Z}_M = j0,1455 \lg(D_3 / D_{cep})$ ;  $r_0$  – активний опір проводу лінії на одиницю довжини, Ом/км;  $D_3 \cong 1000$  м;  $R$  – радіус проводу, мм;  $D_{cep} = \sqrt[3]{D_{AB} D_{BC} D_{CA}}$ ;  $D_{AB}, D_{BC}, D_{CA}$  – відстань між проводами фаз лінії, м.

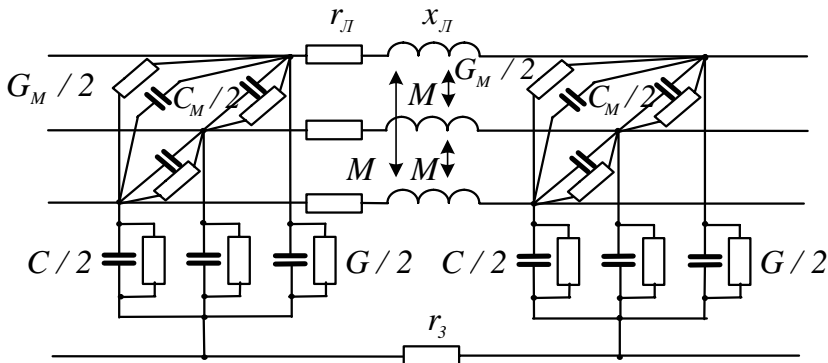


Рис. 7.6. Заступна схема лінії електропересилання з урахуванням магнетних зв'язків

Якщо провід у фазі розщеплений, то формула обчислення власного повного опору лінії набуває вигляду

$$\underline{Z}_L = r_0 + j(0,1455 \lg(D_3 / (R_{екв} \cdot 10^{-3})) + 0,0157 / n), \quad (7.26')$$

де  $R_{екв} = \sqrt[n]{A^{n-1} R n}$ ,  $A = a / (2 \sin(\pi / n))$ ;  $a$  – середньгеометрична відстань між проводами фази, мм;  $n$  – кількість проводів у фазі, шт.

Наведений розрахунок робочої ємності ЛЕП в розділі 3 є наближеним і застосовується переважно для інженерних розрахунків. Під час точних розрахунків

режимів ЕЕС використовується підхід поданням заступної схеми ЛЕП у фазних координатах і обчисленням ємностей через потенційні коефіцієнти.

Поперечні ємнісні параметри лінії електропересилання визначаються на підставі загальних формул Максвелла (рис. 7.7), тобто

$$\begin{aligned}\dot{U}_A &= \alpha_{AA}\dot{Q}_A + \alpha_{AB}\dot{Q}_B + \alpha_{AC}\dot{Q}_C; \\ \dot{U}_B &= \alpha_{BA}\dot{Q}_A + \alpha_{BB}\dot{Q}_B + \alpha_{BC}\dot{Q}_C; \\ \dot{U}_C &= \alpha_{CA}\dot{Q}_A + \alpha_{CB}\dot{Q}_B + \alpha_{CC}\dot{Q}_C,\end{aligned}\tag{7.27}$$

де  $\alpha_{AA}, \alpha_{BB}, \alpha_{CC}$  – власні потенційні коефіцієнти;  $\alpha_{AB}, \alpha_{AC}, \alpha_{BA}, \alpha_{BC}, \alpha_{CA}, \alpha_{CB}$  – взаємні потенційні коефіцієнти;  $\dot{Q}_A, \dot{Q}_B, \dot{Q}_C$  – заряди відповідних фаз проводів.

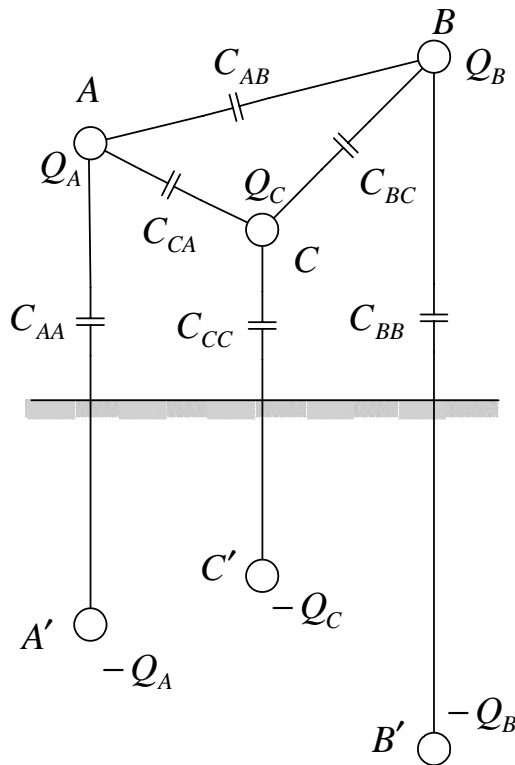


Рис. 7.7.

Середнє значення потенційних коефіцієнтів

$$\begin{aligned}\alpha_m &= (\alpha_{AB} + \alpha_{BC} + \alpha_{CA}) / 3; \\ \alpha_0 &= (\alpha_{AA} + \alpha_{BB} + \alpha_{CC}) / 3.\end{aligned}\tag{7.28}$$

Для симетричної лінії і за симетрії прикладеної напруги заряди також утворюють симетричну систему, тобто

$$\dot{Q}_B = a^2 \dot{Q}_A; \quad \dot{Q}_C = a \dot{Q}_A. \quad (7.29)$$

Звідси

$$\begin{aligned} \dot{U}_A &= \alpha_0 \dot{Q}_A + \alpha_m \dot{Q}_B + \alpha_m \dot{Q}_C = \\ &= (\alpha_0 + (a^2 + a) \alpha_m) \dot{Q}_A = (\alpha_0 - \alpha_m) \dot{Q}_A; \\ \dot{U}_B &= \alpha_m \dot{Q}_A + \alpha_0 \dot{Q}_B + \alpha_m \dot{Q}_C = (\alpha_0 - \alpha_m) \dot{Q}_B; \\ \dot{U}_C &= \alpha_m \dot{Q}_A + \alpha_m \dot{Q}_B + \alpha_0 \dot{Q}_C = (\alpha_0 - \alpha_m) \dot{Q}_C. \end{aligned} \quad (7.30)$$

Відповідно фазна ємність (ємність прямої послідовності) обчислюється так

$$C_I = 1 / (\alpha_0 - \alpha_m). \quad (7.31)$$

Ємність відносно землі (ємність нульової послідовності)

$$C = 1 / (\alpha_0 + 2\alpha_m). \quad (7.32)$$

Потенційні коефіцієнти знаходяться за геометричними розмірами ліній електропередавання (рис. 7.8, а) на одиницю довжини

$$\alpha_0 = \frac{1}{2\pi\epsilon_a} \cdot \frac{1}{3} \left( \ln \frac{2h_A}{R \cdot 10^{-3}} + \ln \frac{2h_B}{R \cdot 10^{-3}} + \ln \frac{2h_C}{R \cdot 10^{-3}} \right); \quad (7.33)$$

$$\alpha_m = \frac{1}{2\pi\epsilon_a} \cdot \frac{1}{3} \left( \ln \frac{h_{AB'}}{D_{AB}} + \ln \frac{h_{BC'}}{D_{BC}} + \ln \frac{h_{CA'}}{D_{CA}} \right), \quad (7.34)$$

де  $\epsilon_a = \epsilon_0 \epsilon = 8,86 \cdot 10^{-9}$ , Ф/км, оскільки  $\epsilon \cong 1$ ;  $R$  – радіус проводу, мм;  $h_A, h_B, h_C$  – відповідно відстань від землі до проводів фаз, м;  $D_{AB}, D_{BC}, D_{CA}$  – відповідно відстань між проводами фаз ліній електропередавання, м.

Підставивши (7.33) і (7.34) у (7.31), отримуємо формулу, за якою обчислюється фазна ємність (рис. 7.8, а) (ємність прямої послідовності), Ф/км, тобто

$$\begin{aligned} C_I = 1 / (\alpha_0 - \alpha_m) &= \frac{2\pi\epsilon_a}{\ln \left( 2 \frac{\sqrt[3]{h_A h_B h_C}}{R \cdot 10^{-3}} \frac{\sqrt[3]{D_{AB} D_{BC} D_{CA}}}{\sqrt[3]{h_{AB'} h_{BC'} h_{CA'}}} \right)} = \\ &= \frac{2\pi\epsilon_a}{\ln \left( 2 \frac{h_{cep} D_{cep}}{R \cdot 10^{-3} h'_{cep}} \right)}, \end{aligned} \quad (7.35)$$

де  $h_{cep} = \sqrt[3]{h_A h_B h_C}$ , м;  $D_{cep} = \sqrt[3]{D_{AB} D_{BC} D_{CA}}$ , м;  $h'_{cep} = \sqrt[3]{h_{AB'} h_{BC'} h_{CA'}}$ , м.

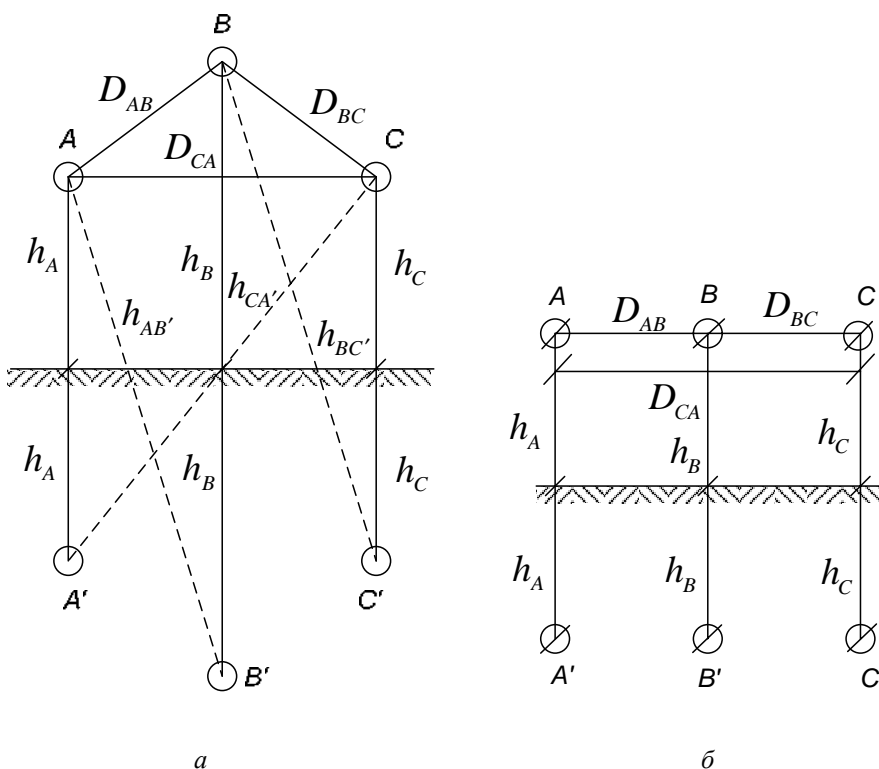


Рис. 7.8.

Якщо розташування проводів горизонтальне (рис. 7.8, б),  $D_{AB} = D_{BC} = D$ ,  $D_{CA} = 2D_{AB} = 2D$ ,  $h_A = h_B = h_C = h$ ,  $h_{cep} = \sqrt[3]{h_A h_B h_C} = h$ ,  $D_{cep} = \sqrt[3]{D_{AB} D_{BC} D_{CA}} = \sqrt[3]{2} D$ ,  $h_{AB'} = h_{BC'} = \sqrt{4h^2 + D^2}$ ,  $h_{CA'} = \sqrt{4h^2 + 4D^2}$ ,  $h'_{cep} = \sqrt[3]{h_{AB'} h_{BC'} h_{CA'}} = \sqrt[3]{(4h^2 + D^2) \sqrt{4h^2 + 4D^2}} = \sqrt[3]{2} \sqrt[3]{(4h^2 + D^2) \sqrt{h^2 + D^2}}$ , і підставивши отримані значення у (7.35), одержимо формулу обчислення фазної ємності, ( $\Phi/\text{км}$ )

$$C_1 = \frac{2\pi\epsilon_a}{\ln \left( 2 \frac{hD}{R \cdot 10^{-3} \sqrt[3]{(4h^2 + D^2) \sqrt{h^2 + D^2}}} \right)}. \quad (7.36)$$



Формулу обчислення ємності відносно землі (рис. 7.8, а) (ємність нульової послідовності) на одиницю довжини отримуємо, підставивши значення потенційних коефіцієнтів (7.33) і (7.34) у (7.32),  $(\Phi/\text{км})$ ,

$$C = 1/(\alpha_0 + 2\alpha_m) = \frac{2\pi\epsilon_a}{\ln \left( 2 \frac{\sqrt[3]{h_A h_B h_C}}{R \cdot 10^{-3}} \left( \frac{\sqrt[3]{h_{AB}' h_{BC}' h_{CA}'}}{\sqrt[3]{D_{AB} D_{BC} D_{CA}}} \right)^2 \right)} = \frac{2\pi\epsilon_a}{\ln \left( \frac{2h_{cep}}{R \cdot 10^{-3}} \left( \frac{h'_{cep}}{D_{cep}} \right)^2 \right)}. \quad (7.37)$$

Якщо розташування проводів горизонтальне (рис. 7.8, б), то, використовуючи підставляння як і під час обчислення фазної ємності, одержимо формулу для обчислення ємності стосовно землі,  $(\Phi/\text{км})$

$$C = \frac{2\pi\epsilon_a}{\ln \left( \frac{2h}{R \cdot 10^{-3}} \left( \frac{\sqrt[3]{(4h^2 + D^2) \sqrt{h^2 + D^2}}}{D} \right)^2 \right)}. \quad (7.38)$$

Якщо провід фази лінії електропередавання розщеплений, у наведені формули обчислення ємностей, замість радіуса проводу  $R$ , необхідно підставляти  $R_{екв}$ .

З виразу фазної ємності

$$C_I = C + 3C_M \quad (7.39)$$

знаходимо

$$C_M = (C_I - C) / 3; \quad (7.40)$$

– провідність проводу на землю,  $\text{См/км}$

$$G = \Delta P_{кор} \cdot 10^{-3} / U_{ном}^2; \quad (7.41)$$

– провідність між проводами,  $\text{См/км}$

$$G_M \cong 0,1G, \quad (7.42)$$

де  $\Delta P_{кор}$  – втрати активної потужності на корону,  $\text{кВт/км}$ ;  $U_{ном}$  – номінальна напруга лінії електропередавання,  $\text{кВ}$ .

Для усунення магнетних зв'язків між проводами заступна схема лінії електропередавання показана на рис. 7.9, яку можна використовувати як еквівалентну до попередньої (рис. 7.6).

У такому разі опори заступної схеми (рис. 7.9) обчислюються, якщо провід у фазі розщеплений, за формулами

$$\underline{Z}_{\text{Л}} = r_0 + j(0,1455 \lg(D_{cep} / (R_{екв} \cdot 10^{-3})) + 0,0157 / n); \quad (7.43)$$

$$Z_3 = r_{30} + j0,1455 \lg(D_3 / D_{cep}), \quad (7.44)$$

де  $r_{30} \cong 0,05 \text{ Ом/км}$ .

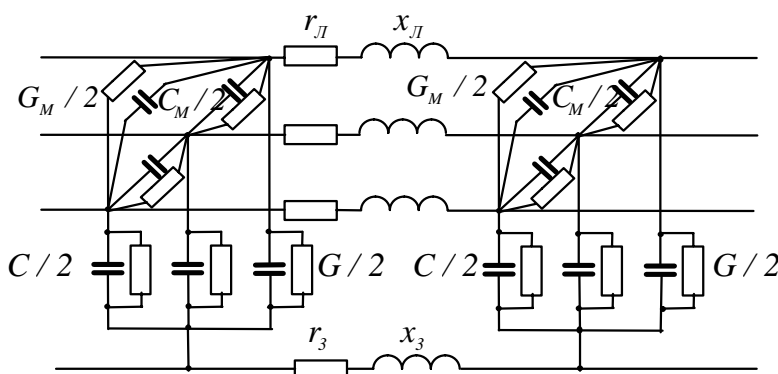


Рис. 7.9. Заступна схема лінії електропередавання з розв'язаними магнетними зв'язками

Параметри реактора

$$x_p = x_p [\%] U_{ном} / (100 \cdot \sqrt{3} I_{ном}); \quad r_p = \Delta P_K \cdot 10^{-3} / I_{ном}^2, \quad (7.45)$$

де  $x_p$  – опір, %;  $U_{ном}$  – номінальна напруга, кВ;  $I_{ном}$  – номінальний струм, кА;  $\Delta P_K$  – втрати потужності КЗ, кВт.

У заступну схему для розрахунку початкового значення струму трифазного КЗ узагальнене навантаження вводиться середніми параметрами та координатами у відносних номінальних одиницях

$$x''_{нав*} = 0,35; \quad E''_{нав*} = 0,85, \quad (7.46)$$

в іменованих одиницях

$$x_{нав} = x''_{нав*} U_{ном}^2 / S_{нав}; \quad (7.47)$$

$$E_{нав} = E''_{нав*} U_{ном}, \quad (7.48)$$

де  $S_{нав}$  – потужність навантаження, МВ·А;  $U_{ном}$  – номінальна напруга навантаження, кВ.

У разі подання навантаження послідовним з'єднанням активного та індуктивного опорів і навантаження заданого повною потужністю, параметри заступної схеми навантаження обчислюються за формулами

$$r_{нав} = (U^2 / S_{нав}) \cos \varphi_{нав} = Z_{нав} \cos \varphi_{нав}; \quad (7.49)$$

$$x_{нав} = (U^2 / S_{нав}) \sin \varphi_{нав} = Z_{нав} \sin \varphi_{нав}. \quad (7.50)$$

Електрична система в заступну схему вводиться заданою напругою та опорами (рис. 7.10), які визначаються

$$x_C = U_{ном}^2 / S_{КЗ} = U_{ном} / (\sqrt{3} I_{КЗ}); \quad (7.51)$$

$$x_0 = 3x_C; \quad L_C / r_C \cong 0,01 \text{ с}, \quad (7.52)$$

де  $U_{ном}$  – номінальна напруга системи,  $\kappa B$ ;  $S_{K3}$  – потужність КЗ системи,  $MB \cdot A$ ;  $I_{K3}$  – струм КЗ системи,  $\kappa A$ .

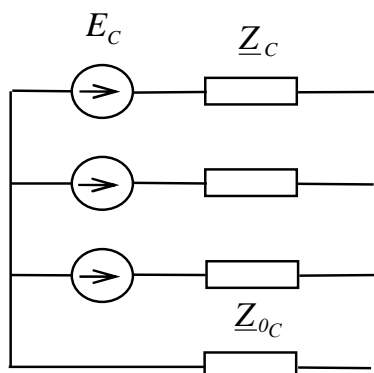


Рис. 7.10. Заступна схема електричної системи

Якщо потужність системи  $S_C = \infty$ , то  $x_C = 0$ .

Під час розрахунку несиметричних КЗ і неповнофазних режимів без урахування того, що  $x_1 \neq x_2$ , електричні машини електричних станцій враховуються наближено як система. ЕРС системи приймається такою, що дорівнює середній номінальній напрузі мережі відповідного ступеня напруги. Рекомендована шкала середніх номінальних напруг мережі: 3,15; 6,3; 10,5; 13,8; 15,75; 18; 20; 24; 37; 115; 154; 230; 340; 515  $\kappa B$ . Опори електричних машин, асинхронних двигунів наближено дорівнюють їхньому перехідному опору. Максимальне значення повного струму КЗ (ударний струм)

$$i_y = \sqrt{2} K_y I_n, \quad (7.53)$$

де  $K_y$  – ударний коефіцієнт;  $I_n$  – діюче значення періодичної складової струму КЗ,  $\kappa A$ .

Середні значення відношення  $x/r$ , ударного коефіцієнта та сталої часу для характерних віток, що примикають до точки КЗ, наведені у табл. 7.1.

Таблиця 7.1

**Середні значення відношення  $x/r$ , ударного коефіцієнта  
і сталої часу для характерних віток**

Назва вітки або місця КЗ	$x/r$	$K_y$	$T_a$ с
Вітка генератор-трансформатор	30...50	1,9...1,95	0,1...0,2
Вітка асинхронного двигуна	6,3	1,6	0,02
КЗ за лінійним реактором на електростанції	30	1,9	0,1
КЗ за лінійним реактором на підстанції	18...20	1,85	0,06
КЗ за кабельною лінією 6–10 $\kappa B$	3	1,4	0,01
КЗ за трансформатором потужністю 1000 $\kappa B \cdot A$	6,3	1,6	0,02
КЗ на приєднанні РП підвищеної напруги підстанції	15	1,8	0,05
КЗ на приєднанні вторинної напруги підстанції	20	1,85	0,06

Найбільше діюче значення струму КЗ

$$I_y = I_n \sqrt{1 + 2(K_y - 1)^2}. \quad (7.54)$$

Потужність короткого замикання

$$S_{K3} = \sqrt{3} U_{ном} I_n. \quad (7.55)$$

Для розрахунку релейного захисту і заземлення на підставі струмів КЗ, не-повнофазних режимів, складних видів пошкоджень у фазних координатах несиметрична система векторів розкладається на симетричні складові.

Методом симетричних складових довільну несиметричну систему трьох векторів  $\dot{F}_A, \dot{F}_B, \dot{F}_C$  можна однозначно розкласти на три симетричні: систему прямої  $\dot{F}_{A1}, \dot{F}_{B1}, \dot{F}_{C1}$ , зворотної  $\dot{F}_{A2}, \dot{F}_{B2}, \dot{F}_{C2}$  і нульової  $\dot{F}_{A0}, \dot{F}_{B0}, \dot{F}_{C0}$  послідовностей

$$\begin{aligned} \dot{F}_A &= \dot{F}_{A1} + \dot{F}_{A2} + \dot{F}_{A0}; \\ \dot{F}_B &= \dot{F}_{B1} + \dot{F}_{B2} + \dot{F}_{B0}; \\ \dot{F}_C &= \dot{F}_{C1} + \dot{F}_{C2} + \dot{F}_{C0}. \end{aligned} \quad (7.56)$$

Вектори фаз  $B, C$  можна виразити з використанням операторів повороту фаз та через вектор фази  $A$ .

Розв'язавши систему рівнянь (7.56) щодо послідовностей, отримаємо

$$\begin{aligned} \dot{F}_{A1} &= (\dot{F}_A + a\dot{F}_B + a^2\dot{F}_C) / 3; \\ \dot{F}_{A2} &= (\dot{F}_A + a^2\dot{F}_B + a\dot{F}_C) / 3; \\ \dot{F}_{A0} &= (\dot{F}_A + \dot{F}_B + \dot{F}_C) / 3. \end{aligned} \quad (7.57)$$

Відношення абсолютного значення складової зворотної послідовності до абсолютного значення складової прямої послідовності характеризує ступінь несиметричності системи струмів чи напруг, тобто коефіцієнт несиметрії

$$b_2 = F_2 / F_1. \quad (7.58)$$

Аналогічне відношення складової нульової послідовності до складової прямої послідовності характеризує ступінь незрівноваженості системи струмів чи напруг, тобто коефіцієнт незрівноваженості

$$b_0 = F_0 / F_1. \quad (7.59)$$

Важливо відзначити, що  $F_0$  є вектором, який з'єднує задану систему векторів з центром ваги трикутника, побудованого на їхніх вершинах.

### Приклад 7.1.2.

Розглянемо приклад, який відтворює зв'язок між системами  $C1$  ( $S_K = 7000 \text{ MB} \cdot A$ ) напругою  $220 \text{ кВ}$  і  $C2$  ( $S_K = 277 \text{ MB} \cdot A$ ) напругою  $35 \text{ кВ}$  (рис. 7.11). Зв'язок виконано через автотрансформатор  $АТДЦТН - 63000/230/121/38,5 \text{ кВ}$  зі схемою з'єднання  $\Delta/\Delta/\Delta$  – 11 і лінію електропередавання – довжина лінії  $170 \text{ км}$ ; марка проводу  $АС-240/32$ .

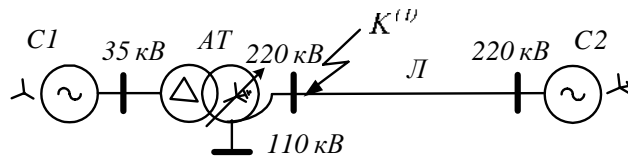


Рис. 7.11. Однолінійна схема електроенергетичної системи

Необхідно обчислити струми та напруги елементів електричної мережі під час однофазного КЗ на землю.

#### Розв'язання.

Заступна схема електроенергетичної системи у трифазному виконанні зображена на рис. 7.12. Під час формування графа заступної схеми (рис. 7.13) ребра дерева не повинні утворювати замкнених контурів. Головний контур повинен замикатися через ребра дерева і одну хорду. Кожна електрично не зв'язана частина графа заступної схеми має базовий вузол, який здебільшого позначається цифрою "0". Під час формування матриці сполучення у списковій формі необхідно, щоб ребра дерева виходили із вузла з меншим номером у вузол з більшим номером, для хорд такий підхід не обов'язковий. Нумерація віток починається з хорд. Координати та параметри елементів заступної схеми обчислюються в таких одиницях: ЕРС – [В]; активний опір – [Ом]; індуктивність – [Гн]; ємність – [мкФ]; провідність – [См]; фаза ЕРС – [рад]; динамічний опір – [Гн<sup>-1</sup>].

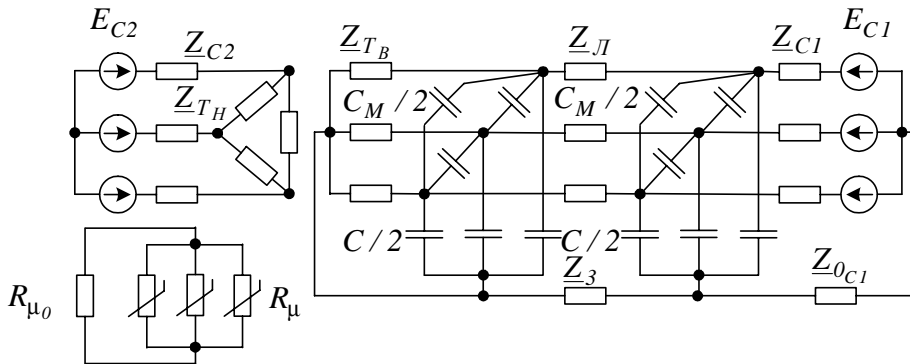


Рис. 7.12. Заступна схема електроенергетичної системи

Координати та параметри заступної схеми обчислюються за формулами, наведеними в розділі 3.

Система C1:

$$E_{C1} = U_{CH} / \sqrt{3} = 230 \cdot 10^3 / \sqrt{3} = 132790 \text{ В};$$

$$x_{C1} = U_{CH}^2 / S_{KC1} = (230 \cdot 10^3)^2 / (7000 \cdot 10^6) = 7,56 \text{ Ом};$$

$$L_{C1} = x_{C1} / \omega = 7,56 / 314 = 0,024 \text{ Гн};$$

$$r_{C1} = L_{C1} / 0,01 = 0,024 / 0,01 = 2,4 \text{ Ом};$$

$$L_{0C1} = 3L_{C1} = 3 \cdot 0,024 = 0,072 \text{ Гн};$$

$$r_{0C1} = L_{0C1} / 0,01 = 0,072 / 0,01 = 7,2 \text{ Ом}.$$

Система С2:

$$E_{C2} = 37 \cdot 10^3 / \sqrt{3} = 21362 \text{ В};$$

$$x_{C2} = (37 \cdot 10^3) / (277 \cdot 10^6) = 4,94 \text{ Ом};$$

$$L_{C2} = 4,94 / 314 = 0,0157 \text{ Гн};$$

$$r_{C2} = L_{C2} / 0,01 = 0,0157 / 0,01 = 1,57 \text{ Ом}.$$

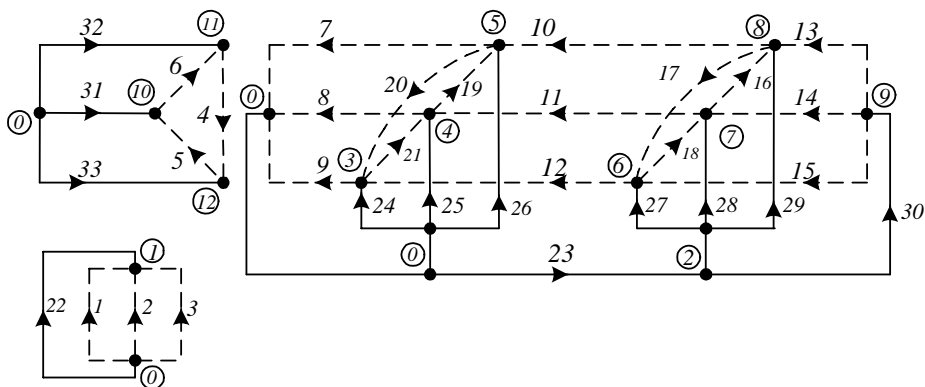


Рис. 7.13. Граф заступної схеми електроенергетичної системи

Автотрансформатор:

$$r_{T_B} = \Delta P_{\kappa \max} U_{BH}^2 \cdot 10^3 / (2 S_{\text{ном}}^2) = 215 \cdot 230 \cdot 10^{-3} / (2 \cdot 63^2) = 1,43 \text{ Ом};$$

$$k_{TH} = \sqrt{3} U_{HH} / U_{BH} = \sqrt{3} \cdot 38,5 / 230 = 0,29;$$

$$r_{T_H} = 2 r_{T_B} k_{TH}^2 = 2 \cdot 1,43 \cdot 0,29^2 = 0,24 \text{ Ом};$$

$$u_{\kappa_B} = 0,5 (u_{\kappa_{B-C}} + u_{\kappa_{B-H}} - u_{\kappa_{C-H}}) = 0,5 (11 + 37,5 - 21,9) = 13,3\%;$$

$$u_{\kappa_C} = 0,5 (u_{\kappa_{B-C}} + u_{\kappa_{C-H}} - u_{\kappa_{B-H}}) = 0,5 (11 + 21,9 - 37,5) \approx 0\%;$$

$$x_{T_B} = u_{\kappa_B} U_{BH}^2 / (100 S_{\text{ном}}) = 13,4 \cdot 230^2 / (100 \cdot 63) = 111,6 \text{ Ом};$$

$$x_{T_H} = u_{\kappa_H} U_{HH}^2 / (100 S_{\text{ном}}) = 24,2 \cdot 38,5^2 / (100 \cdot 63) = 5,69 \text{ Ом};$$

$$L_{T_B} = x_{T_B} / \omega = 111,6 / 314 = 0,355 \text{ Гн};$$

$$L_{T_H} = x_{T_H} / \omega = 5,69 / 314 = 0,018 \text{ Гн}.$$

Перехід від вебер-амперної характеристики трансформатора у відносних одиницях (рис. 7.5) до іменованих здійснюється, як показано в розділі 7.1.2, тобто спочатку обчислюємо номінальні координати

$$I_{\text{ном}} = S_{\text{ном}} / (\sqrt{3} U_{\text{ном}}) = 63 \cdot 10^6 / (\sqrt{3} \cdot 230 \cdot 10^3) = 158,1 \text{ А};$$

$$i_{\mu \text{ ном}} = \sqrt{2} I_{\text{ном}} K_{\Phi} I_{H.X} / 100 = \sqrt{2} \cdot 158,1 \cdot 1,4 \cdot 0,5 / 100 = 1,565 \text{ А};$$

$$\Psi_{\text{ном}} = U_{\text{ном}} \sqrt{2} / (\sqrt{3} \omega) = \sqrt{2} \cdot 230 \cdot 10^3 / (\sqrt{3} \cdot 314) = 598 \text{ Вб}.$$

За номінальними координатами будуюмо вебер-амперну характеристику в іменованих одиницях (рис. 7.14) і за нею обчислюємо динамічні опори магнетної системи автотрансформатора.

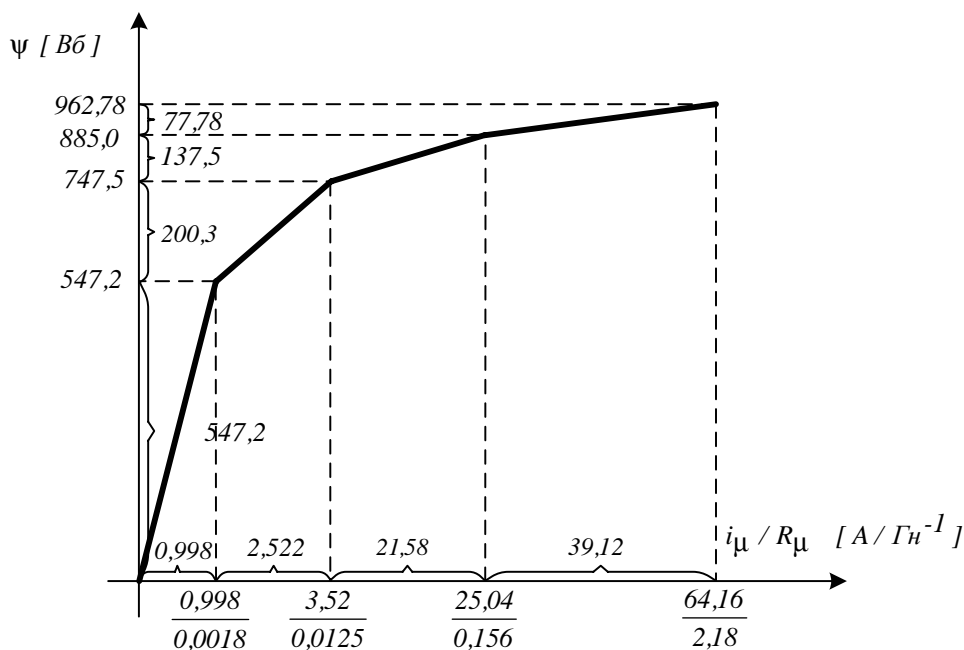


Рис. 7.14. Вебер-амперна характеристика трансформатора

Лінія електропересилання (горизонтальне розташування проводів):

для ЛЕП 220 кВ  $D_{AB} = D_{BC} = D = 6,35$  м;  $D_{CA} = 2D = 12,7$  м;

$D_{сер} = \sqrt[3]{2}D = \sqrt[3]{2} \cdot 6,35 = 8$  м;  $r_0 = 0,121$  Ом/км;

$l = 170$  км;  $h_A = h_B = h_C = h = 7$  м;

$R = d_{np} / 2 = 21,6 / 2 = 10,8$  мм;

– поздовжні параметри заступної схеми обчислюються так

$r_L = r_0 l = 0,121 \cdot 170 = 20,57$  Ом;

$x_L = (0,1455 \lg(D_{сер} / (R \cdot 10^{-3})) + 0,0157) l =$

$= (0,1455 \lg(8 / (10,8 \cdot 10^{-3})) + 0,0157) \cdot 170 = 74,15$  Ом;

$L_L = x_L / \omega = 74,15 / 314 = 0,236$  Гн;

$L_3 = x_3 / \omega = 51,51 / 314 = 0,164$  Гн;

$r_3 = r_{30} l = 0,05 \cdot 170 = 8,5$  Ом;

– фазна ємність (ємність прямої послідовності)

$$C_I = \frac{2\pi\epsilon_a l}{\ln \left( 2 \frac{hD}{R \sqrt[3]{(4h^2 + D^2) \sqrt{h^2 + D^2}}} \right)} =$$

$$= \frac{2\pi \cdot 8,86 \cdot 10^{-9} \cdot 170}{\ln \left( 2 \cdot \frac{7 \cdot 6,35}{10,8 \cdot 10^{-3} \cdot \sqrt[3]{(4 \cdot 7^2 + 6,35^2) \sqrt{7^2 + 6,35^2}}} \right)} = 1,448 \text{ мкФ};$$

– ємність відносно землі (ємність нульової послідовності)

$$C = \frac{2\pi\epsilon_a l}{\ln \left( \frac{2h}{R} \left( \frac{\sqrt[3]{(4h^2 + D^2) \sqrt{h^2 + D^2}}}{D} \right)^2 \right)} =$$

$$= \frac{2\pi \cdot 8,86 \cdot 10^{-9} \cdot 170}{\ln \left( \frac{2 \cdot 7}{10,8 \cdot 10^{-3}} \left( \frac{\sqrt[3]{(4 \cdot 7^2 + 6,35^2) \sqrt{7^2 + 6,35^2}}}{6,35} \right)^2 \right)} = 1,099 \text{ мкФ};$$

– міжфазна ємність

$$C_M = (C_I - C) / 3 = (1,468 - 1,099) / 3 = 0,123 \text{ мкФ}.$$

Для моделювання різних видів КЗ відповідно збільшуємо ємність віток:

- трифазне КЗ ( $K^{(3)}$ ) – всі три міжфазні ємності;
- двофазне КЗ ( $K^{(2)}$ ) – одну міжфазну ємність;
- двофазне КЗ на землю ( $K^{(1,1)}$ ) – одну міжфазну ємність та ємність на землю;
- однофазне КЗ на землю ( $K^{(1)}$ ), однофазне замикання на землю – одну ємність щодо землі.

Неповнофазні режими моделюються введенням у вітку великого поздовжнього опору.

У прикладі розглянуто однофазне КЗ на землю. Використовуючи цифровий комплекс, розраховуємо заданий режим.

Результати розрахунку.

33 – ВІТКИ	12 – НЕЗАЛЕЖНИХ ВУЗЛІВ
6 – ВЗАЄМОІНДУКТИВНИХ ЗВ'ЯЗКІВ	6 – СИНУСОЇДНИХ ЕРС
0 – ПОСТІЙНИХ ЕРС	12 – ЄМНОСТЕЙ
1 – НАЯВ. КЗ	0 – ДЖЕРЕЛ СТРУМУ
0 – НАЯВНІСТЬ ПОЗДОВЖНЬОЇ НЕСИМЕТРІЇ	
0 – НЕОБХІД. СИМЕТР.	1 – КІЛЬ. ІТЕР.

ЧАСТОТА МЕРЕЖІ

f= 50.000 ГЦ



# ПАРАМЕТРИ ВІТОК

ВІТКА ВИХІД ВХІД R OM L ГН

1	0	1	.000	-.1800E-02
2	0	1	.000	-.1800E-02
3	0	1	.000	-.1800E-02
4	11	12	.240	.1800E-01
5	12	10	.240	.1800E-01
6	10	11	.240	.1800E-01
7	5	0	1.43	.3550
8	4	0	1.43	.3550
9	3	0	1.43	.3550
10	8	5	20.6	.2360
11	7	4	20.6	.2360
12	6	3	20.6	.2360
13	9	8	2.40	.2400E-01
14	9	7	2.40	.2400E-01
15	9	6	2.40	.2400E-01
16	7	8	.000	.0000
17	8	6	.000	.0000
18	6	7	.000	.0000
19	4	5	.000	.0000
20	5	3	.000	.0000
21	3	4	.000	.0000
22	0	1	.000	-.1800
23	0	2	8.50	.1640
24	0	3	.000	.0000
25	0	4	.000	.0000
26	0	5	.000	.0000
27	2	6	.000	.0000
28	2	7	.000	.0000
29	2	8	.000	.0000
30	2	9	7.20	.7200E-01
31	0	10	1.57	.1570E-01
32	0	11	1.57	.1570E-01
33	0	12	1.57	.1570E-01

# КОЕФІЦІЄНТИ ТРАНСФОРМАЦІЇ

МІЖ ВІТКАМИ ВЕЛИЧИНА

1	7	1.00
2	8	1.00
3	9	1.00
1	4	.290
2	6	.290
3	5	.290

# ПАРАМЕТРИ СИНУСОЇДНИХ ЕРС

ВІТКА ВЕЛИЧИНА В ФАЗА РАД.

13	.133E+06	.000
14	.133E+06	-2.09

15	.133E+06	2.09
31	.214E+05	-2.09
32	.214E+05	.000
33	.214E+05	2.09

#### ВІТКА ЄМНІСТЬ МКФ

16	.610E-01
17	.610E-01
18	.610E-01
19	.610E-01
20	.610E-01
21	.610E-01
24	.100E+06
25	.544
26	.544
27	.544
28	.544
29	.544

#### УДАР. КОЕФ.

KY= 1.8000      UN= .12702E+06

#### ТАБЛИЦЯ ВІТОК НЕСИМЕТР.

24 25 26

#### ТАБЛ. ВІТОК ПРИВЕД. СИМЕТР. СКЛАД.

32 31 33

#### УСТАЛЕНИЙ РЕЖИМ

#### СТРУМИ ВІТОК

N	IR A	II A	IM A	FI ГРАД.
1	-73.741	-410.47	417.04	-100.18
2	-282.44	272.08	392.17	136.07
3	183.72	44.155	188.95	13.514
4	89.133	469.24	477.63	79.245
5	1674.1	394.38	1719.9	13.256
6	946.12	769.62	1219.6	39.126
7	-57.025	-153.78	164.01	-110.35
8	-305.93	-239.66	388.63	-141.93
9	-516.19	-131.25	532.61	-165.73
10	-53.163	-122.09	133.17	-113.53
11	-280.72	-254.84	379.15	-137.77
12	747.24	757.58	1064.1	45.394
13	-51.282	-90.963	104.42	-119.41
14	-253.02	-269.40	369.59	-133.20
15	724.65	744.23	1038.7	45.764
16	2.1665	-3.8336	4.4035	-60.528
17	2.0533	3.7322	4.2597	61.182
18	-4.2197	.10150	4.2210	178.62

19	1.7908	-3.9326	4.3211	-65.517
20	.56928	2.7978	2.8551	78.499
21	-2.3601	1.1348	2.6187	154.32
22	172.47	94.236	196.53	28.652
23	413.36	380.64	561.92	42.641
24	-1266.4	-890.49	1548.1	-144.89
25	-21.054	10.115	23.358	154.34
26	-5.0837	-24.956	25.468	-101.51
27	16.317	9.7187	18.992	30.778
28	-21.314	10.624	23.815	153.51
29	-1.9939	-23.565	23.649	-94.837
30	420.35	383.86	569.25	42.402
31	-727.93	375.24	818.95	152.73
32	-856.99	-300.38	908.11	-160.68
33	1584.9	-74.857	1586.7	-2.7041

#### НАПРУГИ ВІТОК

N	UR B	UJ B	UM B	FU ГРАД
1	5328.9	-9752.8	11114.	-61.348
2	5328.9	-9752.8	11114.	-61.348
3	5328.9	-9752.8	11114.	-61.348
4	34765.	-6101.6	35296.	-9.9548
5	-5851.2	26299.	26942.	102.54
6	-28913.	-20197.	35269.	-145.06
7	.14602E+06	-29746.	.14902E+06	-11.514
8	-59186.	-.12319E+06	.13667E+06	-115.66
9	28.346	-40.308	49.277	-54.884
10	7958.7	-6453.1	10246.	-39.036
11	13120.	-26055.	29172.	-63.273
12	-40797.	70985.	81874.	119.89
13	-.13223E+06	-604.97	.13223E+06	-179.74
14	67820.	.11244E+06	.13131E+06	58.904
15	62523.	-.10775E+06	.12458E+06	-59.875
16	-.20005E+06	-.11305E+06	.22978E+06	-150.53
17	.19475E+06	-.10714E+06	.22228E+06	-28.818
18	5296.2	.22019E+06	.22026E+06	88.622
19	-.20521E+06	-93447.	.22548E+06	-155.52
20	.14599E+06	-29706.	.14899E+06	-11.501
21	59214.	.12315E+06	.13665E+06	64.321
22	5328.9	-9752.8	11114.	-61.348
23	-16098.	24532.	29343.	123.27
24	-28.345	40.309	49.278	125.11
25	59186.	.12319E+06	.13667E+06	64.339
26	-.14602E+06	29746.	.14902E+06	168.49
27	56867.	-95478.	.11113E+06	-59.222
28	62163.	.12472E+06	.13935E+06	63.507
29	-.13788E+06	11667.	.13838E+06	175.16

30	-5656.3	12272.	13513.	114.75
31	7687.4	15499.	17301.	63.618
32	-21226.	-4698.6	21740.	-167.52
33	13539.	-10800.	17319.	-38.580

N ПОТУЖНІСТЬ    УДАР. СТРУМ    УДАР. СТРУМ Д    ПОТУЖНІСТЬ КЗ  
                   ВА            А            А            ВА

1	.23174E+07	750.68	445.28	.37457E+08
2	.21793E+07	705.91	418.73	.35223E+08
3	.10500E+07	340.11	201.74	.16970E+08
4	.84291E+07	859.73	509.97	.42898E+08
5	.23168E+08	3095.8	1836.3	.15447E+09
6	.21507E+08	2195.3	1302.2	.10954E+09
7	.12221E+08	295.22	175.12	.14731E+08
8	.26557E+08	699.53	414.94	.34904E+08
9	13123.	958.71	568.68	.47837E+08
10	.68222E+06	239.70	142.18	.11960E+08
11	.55303E+07	682.46	404.82	.34053E+08
12	.43561E+08	1915.4	1136.1	.95571E+08
13	.69039E+07	187.96	111.49	.93787E+07
14	.24266E+08	665.27	394.62	.33195E+08
15	.64701E+08	1869.7	1109.1	.93295E+08
16	.50591E+06	7.9262	4.7016	.39549E+06
17	.47342E+06	7.6674	4.5481	.38258E+06
18	.46485E+06	7.5977	4.5068	.37910E+06
19	.48717E+06	7.7780	4.6137	.38810E+06
20	.21269E+06	5.1392	3.0484	.25643E+06
21	.17892E+06	4.7137	2.7960	.23520E+06
22	.10921E+07	353.76	209.84	.17652E+08
23	.82440E+07	1011.5	599.96	.50468E+08
24	38144.	2786.6	1652.9	.13904E+09
25	.15962E+07	42.044	24.939	.20979E+07
26	.18977E+07	45.843	27.193	.22874E+07
27	.10553E+07	34.186	20.278	.17058E+07
28	.16593E+07	42.868	25.428	.21390E+07
29	.16362E+07	42.568	25.250	.21240E+07
30	.38460E+07	1024.6	607.79	.51127E+08
31	.70842E+07	1474.1	874.40	.73554E+08
32	.98710E+07	1634.6	969.60	.81562E+08
33	.13740E+08	2856.0	1694.1	.14251E+09

СИМЕТР. СКЛАДОВІ

СИМ. СКЛД. СТРУМУ НЕСИМЕТР. НАВ.

Ю А	ІІ А	ІІ А	Ғ0 ГРАД.	Ғ1 ГРАД.	Ғ2 ГРАД.
526.	522.	500.	-145.	-145.	-145.

КОЕФ. НЕСИМЕТР. КОЕФ. НЕЗРІВНОВ.

.95812      1.0077

СИМ. СКЛ. НАПР. НЕСИМЕТР. НАВАН.

U0 В   U1 В   U2 В   F0 ГРАД. F1 ГРАД. F2 ГРАД.

.586E+05 .360E+05 .943E+05 120.   110.   -63.9

КОЕФ. НЕСИМЕТР. КОЕФ. НЕЗРІВНОВ.

2.6192      1.6286

СИМ. СКЛ. СТРУМУ В ЗАДАНИЙ Т.

I0 А   I1 А   I2 А   F0 ГРАД. F1 ГРАД. F2 ГРАД.

.410E-04 990.   597.   -7.13   -124.   120.

КОЕФ. НЕСИМЕТР. КОЕФ. НЕЗРІВНОВ.

.60327      .41408E-07

СИМ. СКЛ. НАПРУГИ В ЗАДАН. Т.

U0 В   U1 В   U2 В   F0 ГРАД. F1 ГРАД. F2 ГРАД.

.591E-01 .186E+05 .309E+04 .000   -167.   -168.

КОЕФ. НЕСИМЕТР. КОЕФ. НЕЗРІВНОВ.

.16584      .31684E-05

## 7.2. Несинусоїдні режими

Спотворення синусоїдної форми кривих напруг і струмів в ЕЕС виникають, головним чином, через нелінійності параметрів їхніх структурних елементів. Це відбувається, переважно, через вплив вентильних пристроїв (лінії електропересягання та вставки постійного струму, тягові установки постійного струму, випрямлячі, інвертори тощо), електромагнетних апаратів та електричних машин із насиченими магнетопроводами, коронування ЛЕП. Дуже часто одночасно із спотворенням форми кривих струму та напруги порушується симетрія параметрів режимів.

Спотворення форми кривих струмів і напруг, що виражається у появі вищих гармонік в ЕЕС, крім зниження якості електроенергії, може зумовити виникнення доволі небезпечних надструмів і перенапруг внаслідок резонансних явищ на окремих гармоніках.

Аналіз несинусоїдних режимів – складне завдання й найточніше може бути виконаний за допомогою числового інтегрування нелінійних диференціальних рівнянь стану з урахуванням диференціальних параметрів структурних елементів ЕЕС. Розраховувати несинусоїдні режими, а тим самим електромагнетну сумісність ЕЕС можна також методом накладання. Якщо ми маємо спектр вищих гармонік, які генерує нелінійний елемент в ЕЕС, можна визначити режим мережі за кожною гармонікою, користуючись загальними методами аналізу ustalених режимів ЕЕС, увівши в заступну схему джерела напруги чи струми вищих гармонік.

### 7.2.1. Гармонічний аналіз

Термін "гармоніка" походить з акустики, де він використовується для позначення коливання струму чи стовпа повітря з частотою, кратною до основної частоти коливань. Щодо електричних сигналів, гармоніка визначається, як значення сигналу з частотою, кратною до фактичної частоти, тобто до основної частоти сигналу, яку виробляє генератор. Форма кривої сигналу може бути описана в часовій чи частотній областях. Необхідно розрізняти гармоніки для усталених режимів, коли форма кривої не змінюється, та гармоніки для перехідних процесів, коли форма кривої істотно змінюється від циклу до циклу. Необхідно також відзначити, що нульова послідовність і третя гармоніка не обов'язково одне і те саме, а також те, що коефіцієнт потужності визначається не тільки за основною частотою електричної мережі.

В 1822 р. французький математик Жан-Батіст Жозеф Фур'є у роботі "Аналітична теорія тепла" сформулював засади, що будь-яка неперервна функція, яка повторюється в інтервалі  $T$ , може бути відтворена сумою основної синусоїдної складової та серії гармонічних складових вищого порядку з частотами, які є кратні до основної частоти.

Гармонічний аналіз – це розрахунок величин і фаз основної частоти та гармонік вищого порядку для періодичної кривої. Результатний ряд, відомий як ряд Фур'є, і є відношенням між функцією у часовій області й відповідною функцією в частотній області.

У загальному випадку пряме і зворотне перетворення Фур'є використовується для того, щоб показати будь-яку функцію, задану в інтервалі  $-\infty$  до  $\infty$  у частотній чи часовій областях у вигляді неперервної функції, в області, зворотній до заданої. Тому ряд Фур'є є частковим випадком перетворень Фур'є, яке використовується для періодичного сигналу.

На практиці часто застосовуються дані у вигляді ряду значень, які виміряні упродовж визначеного інтервалу часу, розділені, своєю чергою, інтервалами часу, вимірювання в яких не виконувалося. У такому разі використовується модифікація перетворень Фур'є – дискретне перетворення Фур'є, виконання якого за допомогою алгоритмів швидкого перетворення Фур'є є основою більшості сучасних способів гармонічного та спектрального аналізів.

Функція  $x(t)$  є періодичною, якщо вона визначена для всіх дійсних значень  $t$ , і якщо існує деяке невід'ємне значення  $T$ , для якого

$$x(t+T) = x(t), \quad (7.60)$$

де  $T$  – період функції.

Така функція може бути подана періодичним повторенням форми імпульсу в інтервалі  $T$  (рис. 7.15).

Умова (7.60) повинна також виконуватися у вигляді

$$x(t+kT) = x(t), \quad (7.61)$$

де  $k$  – деяке ціле число.

Якщо дві функції  $x_1(t)$  і  $x_2(t)$  мають однаковий період  $T$ , то функція  $x_3(t)$  має також період  $T$ , тобто

$$x_3(t) = ax_1(t) + bx_2(t), \quad (7.62)$$

де  $a$  і  $b$  – постійні.

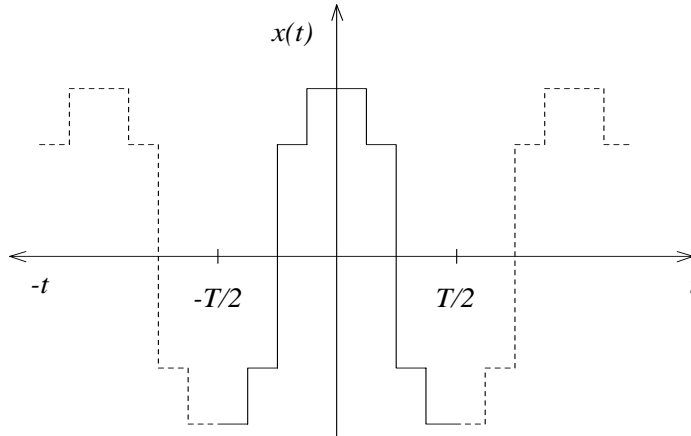


Рис. 7.15. Періодична функція

Необхідно відзначити, що функція  $x(t) = \text{const}$  є також періодичною за означенням, оскільки вона задовольняє умову (7.61) для будь-якого невід'ємного періоду  $T$ .

Дві ненульові функції  $x_1(t)$  та  $x_2(t)$  будуть ортогональними в інтервалі  $[T_1, T_2]$ , якщо

$$\int_{T_1}^{T_2} x_1(t) x_2(t) dt = 0. \quad (7.63)$$

Крім цього, ряд із  $n$  функцій  $\{x_1(t), x_2(t), \dots, x_n(t)\}$  утворює ортогональний ряд в інтервалі  $[T_1, T_2]$ , якщо

$$\int_{T_1}^{T_2} x_i(t) x_j(t) dt = 0, \quad (7.64)$$

де  $i, j = 1, n; i \neq j$ .

Ряд Фур'є для періодичної функції  $x(t)$ , який є розкладанням періодичної функції за частотами, має вигляд

$$x(t) = a_0 + \sum_{n=1}^{\infty} \left[ a_n \cos\left(\frac{2\pi n t}{T}\right) + b_n \sin\left(\frac{2\pi n t}{T}\right) \right], \quad (7.65)$$

де  $a_0$  – середнє значення функції  $x(t)$ ;  $a_n$ ,  $b_n$  – відповідно проекції вектора  $n$ -ї гармоніки на дійсну та уявну осі.

Вектор  $n$ -ї гармоніки  $A_n e^{j\varphi_n} = a_n + jb_n$ , має амплітуду  $A_n = \sqrt{a_n^2 + b_n^2}$  і фазовий кут  $\varphi_n = \arctg(b_n / a_n)$ .

Постійний коефіцієнт  $a_0$  визначаються інтегруванням обидвох частин (7.61) в інтервалі  $[-T/2, T/2]$ , тобто

$$\begin{aligned} \int_{-T/2}^{T/2} x(t) dt &= \\ &= \int_{-T/2}^{T/2} \{ a_0 + \sum_{n=1}^{\infty} [ a_n \cos(2\pi n t / T) + b_n \sin(2\pi n t / T) ] \} dt. \end{aligned} \quad (7.66)$$

Інтегруючи вираз (7.66) за частинами, отримуємо

$$\begin{aligned} \int_{-T/2}^{T/2} x(t) dt &= a_0 \int_{-T/2}^{T/2} dt + \\ &+ \sum_{n=1}^{\infty} \left[ a_n \int_{-T/2}^{T/2} \cos(2\pi n t / T) dt + b_n \int_{-T/2}^{T/2} \sin(2\pi n t / T) dt \right] = a_0 T. \end{aligned} \quad (7.67)$$

Отже, з (7.67) знаходимо значення постійного коефіцієнта ряду Фур'є

$$a_0 = \frac{1}{T} \int_{-T/2}^{T/2} x(t) dt. \quad (7.68)$$

Значення коефіцієнтів  $a_n$  можна отримати, помноживши (7.61) на  $\cos(2\pi m t)$ , де  $m$  – деяке додатне ціле число. Інтегруючи як і в попередньому випадку, матимемо

$$\begin{aligned} \int_{-T/2}^{T/2} x(t) \cos(2\pi m t / T) dt &= \\ &= \int_{-T/2}^{T/2} \left\{ a_0 + \sum_{n=1}^{\infty} [ a_n \cos(2\pi n t / T) + b_n \sin(2\pi n t / T) ] \right\} \cos(2\pi m t / T) dt. \end{aligned} \quad (7.69)$$



Звідси

$$\int_{-T/2}^{T/2} x(t) \cos(2\pi mt/T) dt = a_0 \int_{-T/2}^{T/2} \cos(2\pi mt/T) dt +$$

$$+ \sum_{n=1}^{\infty} a_n \left[ \int_{-T/2}^{T/2} \cos(2\pi nt/T) \cos(2\pi mt/T) dt + \right. \\ \left. + b_n \int_{-T/2}^{T/2} \sin(2\pi nt/T) \cos(2\pi mt/T) dt \right]. \quad (7.70)$$

Підінтегральний вираз біля коефіцієнтів  $b_n$  дорівнює нулю, оскільки  $\sin(2\pi nt/T)$  і  $\cos(2\pi mt/T)$  є ортогональними функціями для будь-яких значень  $n$  і  $m$ .

З цієї самої причини всі складові біля коефіцієнтів  $a_n$  дорівнюють також нулеві, за винятком  $m = n$ , тобто

$$\int_{-T/2}^{T/2} x(t) \cos(2\pi nt/T) dt = a_n \int_{-T/2}^{T/2} \cos^2(2\pi nt/T) dt =$$

$$= a_n / 2 \int_{-T/2}^{T/2} \cos(4\pi nt/T) dt + a_n / 2 \int_{-T/2}^{T/2} dt = a_n T / 2. \quad (7.71)$$

Звідси

$$a_n = 2/T \int_{-T/2}^{T/2} x(t) \cos(2\pi nt/T) dt, \quad (7.72)$$

де  $n = 1 \div \infty$ .

Щоб знайти коефіцієнти  $b_n$ , (7.61) помножимо на  $\sin(2\pi mt/T)$  і аналогічно, як і для коефіцієнтів  $a_n$ , отримаємо

$$b_n = 2/T \int_{-T/2}^{T/2} x(t) \sin(2\pi nt/T) dt, \quad (7.73)$$

де  $n = 1 \div \infty$ .

Необхідно відзначити, що оскільки підінтегральні функції в (7.68), (7.80), (7.73) періодичні, то межі інтегрування можна взяти узагальнішому вигляді від  $t$  до  $t+T$ .

Якщо функція  $x(t)$  є кусково-неперервною, тобто має скінчену кількість вертикальних стрибків на інтервалі інтегрування, то для неї можуть бути обчислені коефіцієнти  $a_0$ ,  $a_n$  і  $b_n$ .

Ці самі вирази (7.68), (7.72) і (7.73) можна подати за допомогою частот, а саме

$$a_0 = 1/(2\pi) \int_{-\pi}^{\pi} x(\omega t) d(\omega t); \quad (7.74)$$

$$a_n = 1/\pi \int_{-\pi}^{\pi} x(\omega t) \cos(n\omega t) d(\omega t); \quad (7.75)$$

$$b_n = 1/\pi \int_{-\pi}^{\pi} x(\omega t) \sin(n\omega t) d(\omega t), \quad (7.76)$$

де  $\omega$  – колова частота,  $\text{с}^{-1}$ .

Частотні складові можна подати в комплексній площині у вигляді обертових векторів, що дає зрозуміння способи, які характеризують форму хвилі у часовій та частотній областях.

Рівномірно обертовий вектор  $A/2e^{j\varphi}$  має постійну амплітуду  $A/2$  та фазовий кут  $\varphi$ , який змінюється за часом

$$\varphi = 2\pi ft + \theta, \quad (7.77)$$

де  $\theta$  – початковий фазовий кут для  $t = 0$ .

Інший вектор  $A/2e^{-j\varphi}$  обертається в протилежному напрямку до вектора  $A/2e^{j\varphi}$ . Від'ємне значення зміни фазового кута можна прийняти за від'ємну частоту.

Сума цих векторів буде завжди спрямована за дійсною віссю (рис. 7.16) і значення її буде змінюватися від  $A$  до  $-A$  відповідно до виразу

$$A/2e^{j\varphi} + A/2e^{-j\varphi} = A \cos \varphi. \quad (7.78)$$

Ряд Фур'є відповідно до (7.48) має вигляд

$$x(t) = a_0 + A_1 \sin(\omega t - \varphi_1) + A_2 \sin(2\omega t + \varphi_2) + \dots, \quad (7.79)$$

де  $\omega = 2\pi/T = 2\pi f$ .

Функція  $x(t)$  повторюється з періодом  $T$  і частотою  $\omega$  і  $n$ -й член цього ряду, який відповідає гармоніці з частотою  $f_n = nf$ , визначається так

$$X(f_n) = 1/T \int_{-T/2}^{T/2} x(t) e^{-j2\pi f_n t} dt, \quad (7.80)$$

де  $e^{-j2\pi f_n t}$  – одиничний вектор.

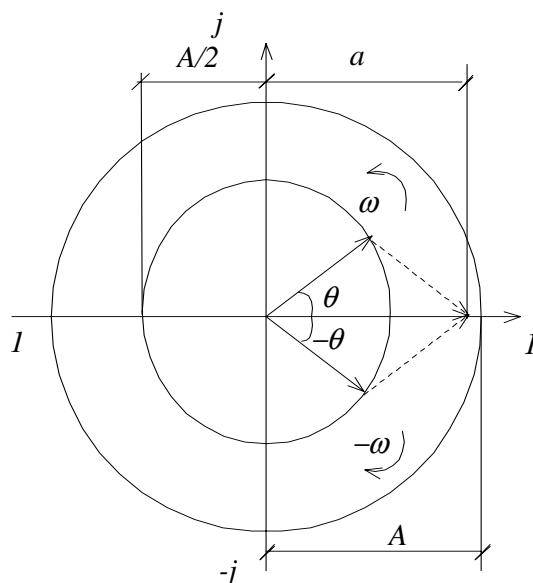


Рис. 7.16. Виникнення пульсуючого вектора

Функція  $X(f_n)$  визначає амплітуду та фазу гармонічного вектора.

Для реального сигналу кожна складова з частотою  $f_n$  зв'язана із складовою із частотою  $-f_n$  тієї самої амплітуди, але з протилежною фазою. Отже, кожна гармонічна складова вимірюваного сигналу може бути подана за допомогою напівамплітуд протилежних обертальних векторів з початковим значенням

$$X(f_n) = X^*(-f_n), \quad (7.81)$$

де  $X^*(-f_n)$  – вектор, спряжений до вектора  $X(-f_n)$ .

Підставивши значення основної частоти  $f$  в (7.80), отримаємо

$$X(nf) = 1/T \int_{-T/2}^{T/2} x(t) e^{-j2\pi f t} dt. \quad (7.82)$$

Якщо часовий інтервал сигналу  $x(t)$  має складову, яка обертається з єдиною частотою  $nf$ , то помноживши на одиничний вектор  $e^{-j2\pi f t}$ , який обертається з частотою  $-nf$ , позбувається обертання складової, оскільки інтеграл за часом має скінченне значення.

Усі інші складові будуть продовжувати обертатися після множення на  $e^{-j2\pi f t}$ , і інтеграл за часом дорівнюватиме нулеві.

Така сама функція в часовій області може бути отримана множенням  $X(f_n)$  на одиничний вектор  $e^{j2\pi f_n t}$  і знаходженням суми, тобто

$$x(t) = \sum_{n=-\infty}^{\infty} X(f_n) e^{j2\pi f_n t}, \quad (7.83)$$

де  $f_{-n} = -f_n$ .

Ряд Фур'є, який застосовується до довготривалого періодичного сигналу в часовій області, дає ряд дискретних складових у частотній області.

Зі збільшенням періоду інтегрування  $T$  до нескінченності інтервал між гармонічними частотами прямує до нуля, і функція  $X(f_n)$  (7.80) стає нескінченною та неперервною функцією частоти

$$X(f) = \int_{-\infty}^{\infty} x(t) e^{-j2\pi f t} dt. \quad (7.84)$$

Вираз для функції  $x(t)$  в часовій області, для якої вона також є нескінченною та неперервною, має вигляд

$$x(t) = \int_{-\infty}^{\infty} X(f) e^{j2\pi f t} df. \quad (7.85)$$

Функцію  $X(f)$  називають спектральною густиною функції  $x(t)$ .

Отримані функції (7.84) і (7.85) утворюють пару перетворень Фур'є. Функцію (7.84) називають прямим перетворенням, а (7.85) зворотним.

Загалом  $X(f)$  є комплексною функцією вигляду

$$X(f) = \text{Re}(X(f)) + j \text{Im}(X(f)). \quad (7.86)$$

Для дійсної та уявної частин можна записати

$$\text{Re}(X(f)) = 1/2 [X(f) + X(-f)] = \int_{-\infty}^{\infty} x(t) \cos 2\pi f t dt; \quad (7.87)$$

$$\text{Im}(X(f)) = j/2 [X(f) - X(-f)] = -j \int_{-\infty}^{\infty} x(t) \sin 2\pi f t dt. \quad (7.88)$$

Амплітудний та фазовий спектри частотного сигналу знаходимо у вигляді

$$|X(f)| = \sqrt{[\text{Re}(X(f))]^2 + [\text{Im}(X(f))]^2}; \quad (7.89)$$

$$\varphi(f) = \arctg(\text{Im}(X(f)) / \text{Re}(X(f))). \quad (7.90)$$

Використовуючи (7.86) – (7.90), зворотне перетворення Фур'є можна записати через амплітуди та фази спектральних складових

$$x(t) = \int_{-\infty}^{\infty} |X(f)| \cos[2\pi f t - \varphi(f)] df. \quad (7.91)$$

### 7.2.2. Вплив гармонік на електричні мережі

Усі елементи електричних мереж повинні бути перевірені на електромагнетну сумісність, якщо в мережах наявні вищі гармоніки. На підставі цього даються рекомендації щодо допустимих рівнів гармонік в електричних мережах.

Основними формами дії вищих гармонік на електричні мережі є: збільшення струмів і напруг внаслідок паралельного і послідовного резонансів; зниження ефективності генерування, пересилання і використання електроенергії; старіння ізоляції електрообладнання і зменшення, внаслідок цього, терміну його роботи; помилкова робота електрообладнання.

Наявність в електричних мережах конденсаторів може призвести до резонансів, які, своєю чергою, можуть спричинити значне збільшення струму в конденсаторах і цим самим їх вихід з ладу.

Паралельний резонанс виникає внаслідок високого опору гармонікам струму на резонансній частоті. Оскільки більшість гармонік належать до джерел струму, це викликає зростання напруги гармонік і великих їхніх струмів у кожній з паралельних віток.

Паралельний резонанс може виникнути за різних умов, і найпростіший з них відповідає випадку приєднання конденсаторів до тих самих шин, до яких приєднано джерело гармонік. Резонанс виникає між джерелом гармонік та конденсатором.

Припустивши, що опір джерела повністю індуктивний, резонансну частоту знаходимо так

$$f_p = f \sqrt{S_{K3} / Q_k}, \quad (7.92)$$

де  $Q_k$  – потужність конденсаторів, *Мвар*;  $S_{K3}$  – потужність КЗ в точці загального приєднання, *МВ·А*.

Інша можливість виникнення паралельного резонансу ілюструється рис. 7.17.

Опір струмам джерела гармонік створює навантаження на шини загального приєднання. Це може зумовити резонанс між індуктивністю системи  $L_C$  і ємністю системи  $C_C$  чи конденсаторами навантаження  $C_{нав}$ .

Для того, щоб визначити умови резонансу в конкретному випадку, необхідно виміряти струми гармонік у вітках кожного навантаження і вітці джерела живлення, а також напругу гармонік на шинах. Якщо струм, який протікає від шин в електричну мережу, малий, а напруга велика, це свідчить про наявність резонансу між  $L_C$  і  $C_C$ . Якщо значення струму гармоніки у вітці навантаження 1 велике і напруга гармоніки на шинах також велика, то резонанс виникає між  $L_C$  і  $C_{нав}$ .

Резонансну частоту послідовного резонансу можна визначити за формулою

$$f_p = f \sqrt{\frac{S_T}{Q_k u_k} 100 - \frac{P_{нав}^2}{Q_k^2}}, \quad (7.93)$$

де  $P_{нав}$  – потужність навантаження, *МВт*;  $S_T$  – потужність трансформатора, *МВ·А*;  $u_k$  – напруга досліду короткого замикання трансформатора, %.

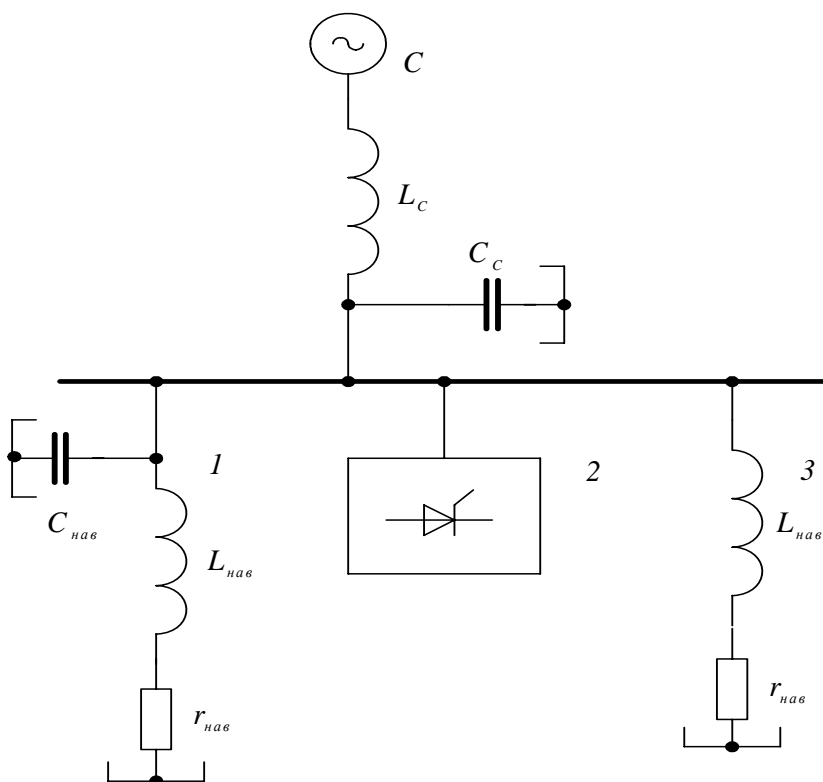


Рис. 7.17. Паралельний резонанс у загальній точці приєднання:  
1, 3 – навантаження; 2 – джерело гармонік

Під час послідовного резонансу великий струм гармоніки може протікати через конденсатор за порівняно невеликої напруги гармоніки. Фактично значення струму визначається добротністю контуру і дорівнює близько 5 на частоті 500 Гц.

Гармоніки напруги та струму зумовлюють додаткові втрати в обвитках статора, в колах ротора, а також у сталі статора і ротора електричних машин. Втрати в провідниках статора і ротора під час цього більші, ніж ті, які спричинені омичним опором, внаслідок вихрових струмів та поверхневого ефекту. Струми спливу, створені гармоніками у торцевих зонах статора та ротора, зумовлюють додаткові втрати.

В лініях електропередавання гармоніки струму зумовлюють додаткові втрати електроенергії та спотворення напруги. У кабельних лініях гармоніки напруги збільшують дію на діелектрик пропорційно до збільшення максимального значення їхньої амплітуди, а у повітряних лініях збільшують втрати на корону.

Гармоніки напруги у трансформаторах збільшують втрати на гістерезис, втрати, пов'язані з вихровими струмами в сталі, і втрати в обвитках. Важливим чинником дії на потужні трансформатори є трикратні струми нульової послідовності, що циркулюють в обвитках, з'єднаних в трикутник.

У конденсаторних батареях гармоніки напруги викликають також додаткові втрати, які визначаються

$$\Delta P = \sum_{n=2}^{\infty} \Delta P_0 \omega C n U_n^2, \quad (7.94)$$

де  $\Delta P_0$  – питомі втрати на основній частоті, *Вт/вар*;  $C$  – ємність конденсатора,  $\Phi$ ;  $U_n$  – напруга  $n$ -ї гармоніки,  $B$ ;  $\omega$  – кутова частота,  $c^{-1}$ . Це зумовлює додаткове нагрівання конденсаторів.

Вищі гармоніки погіршують роботу пристроїв релейного захисту. Цифрові реле й алгоритми, принцип роботи яких ґрунтується на аналізі вибору даних чи точки переходу через нуль, особливо чутливі до гармонік.

Істотний вплив гармоніки мають на вимірювальні прилади, коефіцієнт потужності, а також лінії зв'язку.

Завданням трансформаторів струму та напруги є отримання деякої моделі струму і напруги електричної мережі високої напруги, що дає змогу використовувати прилади там, де неможливе їхнє безпосереднє під'єднання. Під час вимірювань, коли в електричній мережі наявні вищі гармоніки, основною вимогою до вимірювальних трансформаторів є визначеність їхніх амплітудно-частотних характеристик (АЧХ). АЧХ повинна бути стабільною як за рівнем, так і за фазою.

АЧХ визначається міжвитковою та міжобвитковою ємностями трансформатора та їхнім співвідношенням з його індуктивністю.

В електричних мережах фільтри використовуються для зменшення амплітуди струмів чи напруг однієї чи декількох фіксованих частот.

### 7.2.3. Ферорезонанс в електричних мережах

В електричних колах з послідовно увімкненими ємністю та нелінійною індуктивністю можуть виникнути ферорезонансні процеси. Розглянемо явище ферорезонансу в схемі, яка показана на рис. 7.18, а.

Залежність напруг на елементах схеми від струму подано вольт-амперними характеристиками на рис. 7.18, б, тобто: характеристика нелінійної індуктивності  $U_L = f(I)$  – крива *A*; лінійної ємності  $U_C = \omega C I$  – пряма *Б*; активного опору  $U_R = R I$  – пряма *В*. Результатна вольт-амперна характеристика схеми (рис. 7.18, б) зображена кривою *Г*. Ордината кожної її точки отримана геометричним підсумовуванням ординат кривих *A*, *Б* і *В*. Оскільки активний опір ємності та індуктивності відносно малий у колі схеми (рис. 7.18, а), то результатна крива *Г* (рис. 7.18, б) має спадну ділянку 2-3. Зі збільшенням активного опору ця ділянка зникає.

Якщо у наведеному контурі (рис. 7.18, а) плавно збільшувати напругу джерела ЕРС, починаючи з нуля, то кожному значенню напруги  $U_n$  на результатній кривій *Г* (рис. 7.18, б) буде відповідати своя поточна точка  $n$  і в точці 2 відповідає напрузі  $U_2$  та струму  $I_2$ . Якщо збільшувати напругу джерела ЕРС, поточна точка  $n$  перемістить-

ся в точку 4, пропустивши ділянку 2-3-4, оскільки ця ділянка відповідає меншому значенню напруги, ніж  $U_2$ , що зумовлює до стрибкоподібне збільшення струму в колі від  $I_2$  до  $I_4$ . Під час цього різко зміниться кут зсуву між струмом і загальною напругою. У точці 2  $U_{L2} > U_{C2}$  і струм відстає від напруги, а в точці 4  $U_{C4} > U_{L4}$  струм випереджує напругу, тобто відбувається так зване “перевертання” фази. Крім цього, у момент стрибка струму, істотно зростають напруги на ємності та індуктивності.

Якщо тепер знижувати напругу джерела ЕРС від значення  $U_2$  до  $U_1$  струм у колі плавно змінюється від  $I_4$  до  $I_3$ , а відтак стрибком зменшується від  $I_3$  до  $I_1$ , оскільки ділянка 3-2-1 відповідає більшому значенню напруги, ніж  $U_1$ .

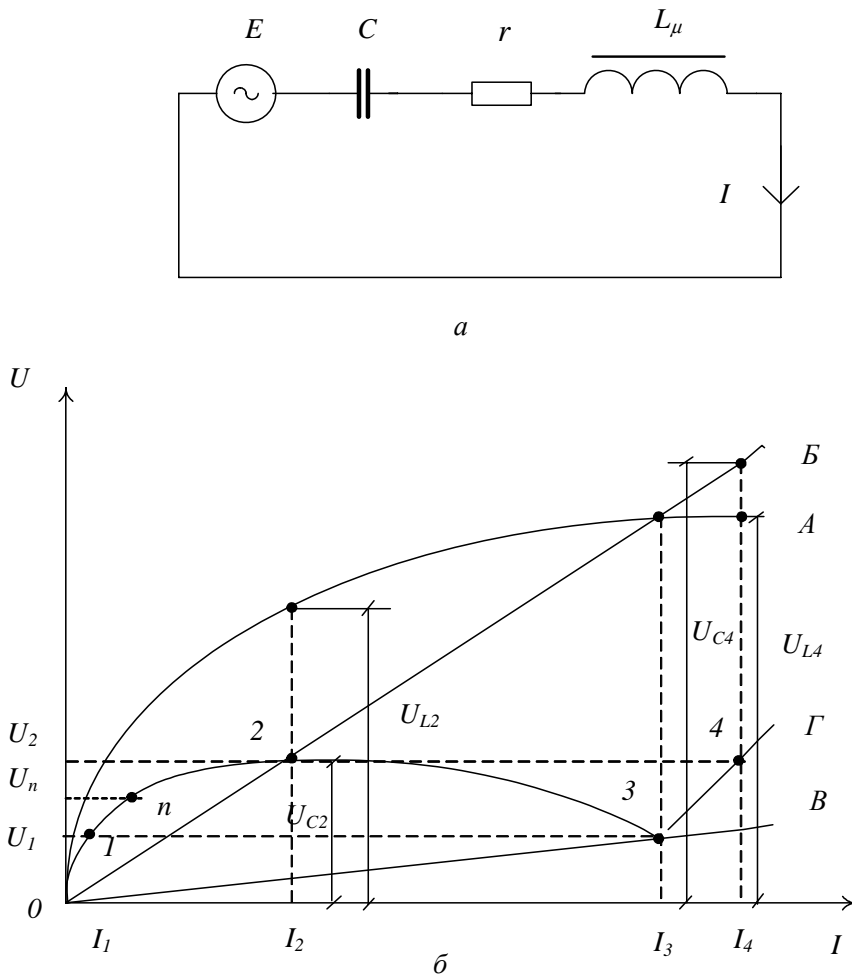


Рис. 7.18. Послідовне ферорезонансне коло: а – принципова схема;  
б – вольт-амперні характеристики елементів кола



Отже, у послідовному ферорезонансному колі може виникнути явище різкої зміни струму під час невеликої зміни напруги джерела ЕРС, а також у разі зміни значень параметрів ємності чи нелінійної індуктивності.

В електричних мережах ферорезонансні процеси можуть виникнути через перемикання в схемах розподільних пристроїв, під час однофазних замикань на землю в мережах з ізолюваною нейтраллю.

### 7.3. Про реактивну потужність в електроенергетичних системах

Тривалий час у світовій технічній літературі ведеться дискусія про сутність поняття "реактивна потужність". Визначення, які даються в дисципліні "Теоретичні основи електротехніки", інколи не тільки не формують однозначного уявлення про поняття "реактивна потужність" і умови її використання, але і можуть приводити до хибного погляду [34]. В ЕЕС без обґрунтування поняття "реактивної потужності" немає сенсу говорити про її компенсацію [59].

У [73] Ф. Емде доводить, що поняття "реактивна потужність" придатне тільки для синусоїдних струмів і його не можна переносити на несинусоїдні струми. До таких самих поглядів прийшли через 50 років В.А. Веніков, Л.А. Жуков [7] і Н.А. Мельніков [34].

До 1925 року поняття "реактивна потужність" пов'язували з синусоїдними напругою та струмом. Після цього на довгий період поняття "реактивна потужність" перенесли на несинусоїдні процеси.

У [88] Н. Шерінг запропонував реактивну потужність пов'язувати з коливаннями енергії магнетних і електричних полів. Це трактування поняття "реактивної потужності" розділяє багато авторів.

Розглянемо електричне коло, яке складається з послідовно з'єднаних активного та індуктивного опорів, до яких прикладена змінна напруга  $u = U_m \sin \omega t$ . Вона зумовлює протікання в електричному колі струму  $i = I_m \sin(\omega t - \varphi)$ , який відстає на кут  $\varphi$  від напруги. Миттєве значення потужності

$$\begin{aligned} s &= ui = U_m I_m \sin(\omega t) \sin(\omega t - \varphi) = \\ &= \frac{1}{2} U_m I_m [\cos \varphi - \cos(2\omega t - \varphi)]. \end{aligned} \quad (7.95)$$

З (7.95) бачимо, що миттєва потужність з подвійною частотою коливається навколо середнього значення потужності (рис. 7.10), яке називається активною потужністю

$$P = \frac{1}{T} \int_0^T u i dt = \frac{1}{2} U_m I_m \cos \varphi = UI \cos \varphi, \quad (7.96)$$

де  $T$  – період;  $U$  і  $I$  – відповідно діючі значення напруги,  $B$  та струму,  $A$ .

З рис. 7.19 бачимо, що упродовж півперіоду споживач отримує енергію від джерела, а протягом другої частини півперіоду віддає її джерелу енергії. Добуток діючих значень напруги та струму дорівнює амплітуді коливання потужності, тобто протягом періоду навколо середнього значення потужності спостерігаються коливання потужності з подвійною частотою. Якщо  $\varphi = \pm 90^\circ$ , середня потужність дорівнює нулеві, тобто потужність, яка споживається і яка віддається назад у півперіодах, які йдуть один за одним, однакові.

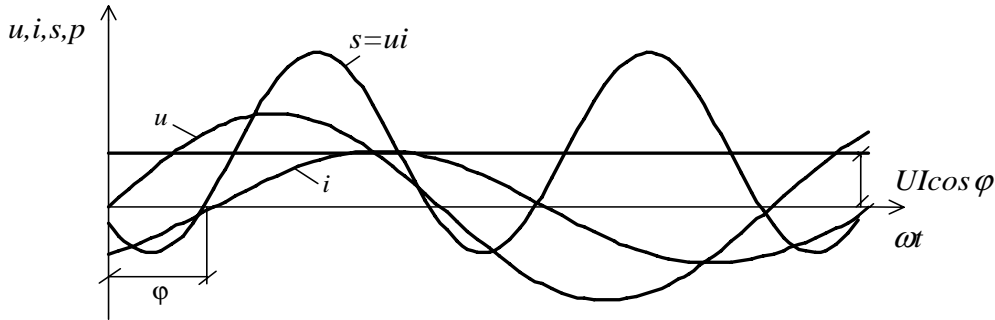


Рис. 7.19. Діаграма напруги, струму та потужностей

Запишемо вираз миттєвої потужності в іншій формі

$$\begin{aligned} s &= ui = UI \cos \varphi (1 - \cos 2\omega t) - UI \sin \varphi \sin 2\omega t = \\ &= S \cos \varphi (1 - \cos 2\omega t) - S \sin \varphi \sin 2\omega t = \\ &= P(1 - \cos 2\omega t) - Q \sin 2\omega t, \end{aligned} \quad (7.97)$$

де  $Q = UI \sin \varphi$  – реактивна потужність, *вар*;  $P = UI \cos \varphi$  – активна потужність, *Вт*;  $S = UI$  – повна потужність, *В·А*.

Легко довести, що активна, реактивна і повна потужності зв'язані співвідношенням

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}. \quad (7.98)$$

З (7.97) бачимо, що перша складова характеризує пульсацію потужності, яка розсіюється в активному опорі, друга складова характеризує коливання потужності навколо нульового значення і відповідає обміну енергії між індуктивністю і джерелом енергії.

Енергія магнетного поля пульсує з подвійною частотою навколо середнього значення

$$W_{\text{сеп}} = \frac{1}{2} I^2 L. \quad (7.99)$$

Тому реактивна потужність в індуктивному колі може бути подана так

$$Q = 2\omega W_{\text{сеп}}. \quad (7.100)$$

Реактивну потужність, якщо напруга і струм синусоїдні, можна визначити за допомогою формули, запропонованої в [78]

$$Q = \frac{1}{2\pi} \int_0^T u(t) di(t). \quad (7.101)$$

Ця формула стала вихідною для розвитку інтегральних методів розрахунку реактивної потужності.

Запропоновано в [80] подати коефіцієнт потужності як добуток двох чинників

$$\lambda = \lambda_0 \cos \varphi, \quad (7.102)$$

де  $\lambda_0$  – чинник спотворення;  $\cos \varphi$  – чинник зсуву.

Формула (7.102) в даний час є основною для аналізу установок з вентильними перетворювачами.

У статті С. Будеану [71] для несинусоїдних періодичних процесів реактивна потужність була подана як сума реактивних потужностей окремих гармонік і введено нове поняття – "потужність спотворення". Цю потужність, як і активну потужність, подану у вигляді суми активних потужностей окремих гармонік, розглянуто як ортогональні складові повної потужності, визначеної як добуток діючих значень несинусоїдних напруги та струму, тобто

$$S^2 = P^2 + Q^2 + T^2, \quad (7.103)$$

де  $S = UI = \sqrt{\sum_{i=1}^k U_i^2} \sqrt{\sum_{i=1}^k I_i^2}$  – повна потужність;  $P = \sum_{i=1}^k P_i = \sum_{i=1}^k U_i I_i \cos \varphi_i$  –

активна потужність;  $Q = \sum_{i=1}^k Q_i = \sum_{i=1}^k U_i I_i \sin \varphi_i$  – реактивна потужність;

$T = \sqrt{\sum_{i=1}^k (U_i^2 I_{i+1}^2 + U_{i+1}^2 I_i^2 - 2U_i U_{i+1} I_i I_{i+1} \cos(\varphi_i - \varphi_{i+1}))}$  – потужність спотворення;  $k$  – порядок гармонік.

Вираз (7.103) надалі почали використовувати для установок з вентильними перетворювачами у разі, якщо несинусоїдним є тільки струм

$$P = UI_1 \cos \varphi_1; \quad (7.104)$$

$$Q = UI_1 \sin \varphi_1; \quad (7.105)$$

$$S = U \sqrt{\sum_{i=1}^k I_i^2}; \quad (7.106)$$

$$T = U \sqrt{\sum_{i=2}^k I_i^2}. \quad (7.107)$$

Значним внеском у розвиток теорії про реактивну потужність стала стаття С. Фрізе [75]. Він обґрунтував, що повна, активна і реактивна потужності в однофазному колі зв'язані співвідношенням

$$S^2 = P^2 + Q^2, \quad (7.108)$$

незалежно від форми кривих напруги та струму. Фізично це пояснюється тим, що будь-якого споживача можна замінити пасивною віткою з послідовно чи паралельно увімкненими елементами. Один з елементів, названий активним, споживає всю енергію, інший, названий реактивним, може не споживати ніякої енергії чи повертати джерелу енергію в одну частину півперіоду, накопичену в іншу його частину. С. Фрізе звертав увагу на хибне трактування того, що реактивна потужність пов'язана з коливаннями енергії. Загалом це неправильно, оскільки існують кола, в яких немає коливання енергії, наприклад, ключ, що приєднує резистор до джерела енергії. Тут також наявна реактивна потужність. На думку С. Фрізе, єдиною ознакою наявності чи відсутності реактивної потужності є залежність чи незалежність від часу миттєвого опору, що дорівнює відношенню напруги до струму. Він вважав, що гармонічний аналіз не потрібен для визначення реактивної потужності

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2}. \quad (7.109)$$

Деякі автори реактивну потужність (7.109) називають фіктивною потужністю.

Ідеї С. Фрізе були розвинені у працях В. Кваде [84, 85, 86], який також вважав, що реактивна потужність загалом не пов'язана з обміном енергії. На його думку, критерієм виникнення реактивної потужності є лише те, що середня потужність менша від добутку діючих значень напруги та струму.

Для полегшення досліджень В. Кваде запропонував користуватися векторними діаграмами, які дають зображення напруг  $u(t)$  і струмів  $i(t)$  будь-якої форми. Довжина цих векторів дорівнює діючим значенням напруги та струму. За допомогою вказаних векторів різні потужності виражаються так: – активна потужність дорівнює скалярному добутку векторів; – реактивна потужність дорівнює векторному добутку векторів; – повна потужність дорівнює добутку модулів векторів. Усі потужності, як і в С. Фрізе, зв'язані виразом (7.108). В. Кваде показав, що в однофазних мережах активні потужності елементів додаються алгебрично, а реактивні і повна потужності – геометрично.

До таких самих результатів прийшов М. Депенброк [72], який в основу своїх досліджень також поклав концепцію С. Фрізе. Ним уперше показана можливість визначення повної потужності і повної роботи за допомогою лічильників  $u^2 t$ ,  $i^2 t$  і  $t$  за будь-яких законів зміни напруги і струму.

Теорія повної потужності багатوافазних систем з урахуванням несиметрії навантаження розвинута в працях І. Розенцвейга [87], Л.С. Лур'є [26, 27], Г.Є. Пухова [50], С.І. Кирпатовського [21]. У праці С.І. Кирпатовського проаналізовано різні теорії повної потужності.

Однією з основних причин того, що не розроблена загальновизнана теорія повної потужності, є відсутність загальноприйнятого поняття повної потужності для багатофазних систем.

У працях [50, 87] також використовуються вектори, але відмінність від [84, 85, 86] в тому, що у них застосовується гармонічний аналіз і вводиться поняття потужності спотворення. Якщо в однофазному колі несинусоїдного струму позначити вектори напруги  $\vec{U}_k$  і струму  $\vec{I}_k$  [50], то їхня довжина, яка дорівнює діючим значенням, становить

$$|\dot{U}_k| = \sqrt{\sum_{i=1}^q \vec{U}_{ki}^2}; \quad (7.110)$$

$$|\dot{I}_k| = \sqrt{\sum_{i=1}^q \vec{I}_{ki}^2}, \quad (7.111)$$

де  $q$  – порядок найбільшої гармоніки, яка враховується.

Скалярний добуток вектора спряженої напруги  $\vec{U}_k^*$  і вектора струму  $\vec{I}_k$  відтворює символічну потужність

$$\dot{P}_k = P_k - jQ_k, \quad (7.112)$$

де  $P_k$  – активна потужність, *Вт*;  $Q_k$  – реактивна потужність, *вар*.

Повна потужність, як і в [84, 85, 86], має вигляд

$$S_k = |U_k^*| |\dot{I}_k|. \quad (7.113)$$

Потужність спотворення дорівнює абсолютному значенню векторного добутку векторів напруги та струму

$$T_k = |\vec{U}_k \cdot \vec{I}_k|. \quad (7.114)$$

Отримані вирази (7.112) – (7.114) зв'язані співвідношенням

$$|\dot{P}_k|^2 + |\dot{T}_k|^2 = S_k^2, \quad (7.115)$$

чи

$$P_k^2 + Q_k^2 + |\dot{T}_k|^2 = S_k^2. \quad (7.116)$$

Формула (7.116) випливає з такої формули для векторних величин

$$|U_k^* \dot{I}_k|^2 + |\dot{U}_k \dot{I}_k|^2 = |\dot{U}_k|^2 |\dot{I}_k|^2. \quad (7.117)$$

Отже, за допомогою векторного аналізу обґрунтована формула (7.103), яку також можна отримати на підставі аналізу комплексних функцій [39].

Формула (7.103) покладена в основу [70]. З неї випливає, що необхідно розрізняти: – реактивну потужність, що зв'язана з індуктивностями і ємностями

(лінійні пасивні двополюсники), яку можна назвати потужністю зсуву; – реактивну потужність, зумовлену вищими гармоніками.

У [70] відзначено, що реактивну потужність вищих гармонік і потужність спотворення важко практично встановити і звичайними методами вимірювань ці потужності чи зовсім не визначаються, чи обчислюються неповністю і неправильно. Тому доцільно безпосередньо визначати струми вищих гармонік. Якщо розглядати тільки основну гармоніку струму електричної мережі, то під час роботи вентиляного перетворювача зберігається повна аналогія з індуктивністю.

У розглянутих працях реактивна потужність є складовою повної потужності.

Інший підхід до поняття реактивної потужності для несинусоїдних струмів наведено в [74]. Тут отримана формула, згідно з якою реактивна потужність для несинусоїдних періодичних напруг і струмів – це сума, в яку входять складові, що є добутком реактивної потужності гармонік  $Q_k$  на порядок  $k$ -ї гармоніки

$$Q = \sum_{k=1}^n k Q_k. \quad (7.118)$$

Зацікавлення інтегральними формами для реактивної потужності [29, 30, 31] виникло, коли почали широко застосовувати вентиляльні перетворювачі. У праці [31] наведено доволі точне обґрунтування можливості використання інтегральної форми, якщо одна з функцій (напруга чи струм) несинусоїдна, а інша синусоїдна. Вираз для реактивної потужності записується у вигляді інтеграла Рімана

$$Q = \frac{1}{2\pi} \int_0^{2\pi/\omega} u(t) \frac{di(t)}{dt} dt = \frac{1}{2\pi} \oint u(i) di; \quad (7.119)$$

$$Q = -\frac{1}{2\pi} \int_0^{2\pi/\omega} i(t) \frac{du(t)}{dt} dt = -\frac{1}{2\pi} \oint i(u) du. \quad (7.120)$$

Формули (7.119) і (7.120) справедливі лише тоді, коли під знаком інтеграла є синусоїдна величина.

Часто корисним є геометричне трактування реактивної потужності [29, 31], згідно з яким вона пропорційна до площі вольт-амперної характеристики двополюсника, описаної за період повторюваності, тобто з виразу (7.120) випливає

$$Q = -\frac{1}{2\pi} \oint i du = \pm \frac{1}{2\pi} |S| m_u m_i, \quad (7.121)$$

де  $S$  – площа вольт-амперної характеристики;  $m_u$ ,  $m_i$  – масштаби по осях координат.

Знак "+" чи "-" залежить від напрямку переміщення робочої точки на вольт-амперній характеристиці (проти чи за ходом годинникової стрілки). Вираз (7.121) справедливий доти, доки можна користуватися інтегральною формою для реактивної потужності. Перевагою інтегральної форми є те, що для неї справедливий закон збереження енергії в усьому замкненому електричному колі. Ця властивість збере-

ження і геометричне трактування реактивної потужності є наслідком загальних теорем для нелінійних систем [77].

Послідовніший підхід до обчислення інтегральної форми реактивної потужності розглянуто в [82], де показано, що вирази реактивної потужності (7.119) і (7.120) – це реактивна потужність для синусоїдних процесів. Вони несумісні з виразом реактивної потужності за формулою (7.103), який визначає, на думку автора, реактивну потужність для несинусоїдних процесів.

На підставі виразу реактивної потужності у формулі (7.103) в [82] доведено, що для періодичних несинусоїдних струмів та напруг реактивну потужність за наявності  $N$  гармонік можна виразити

$$Q_N = \frac{2}{T^2} \int_0^T \int_0^T u(t) i(\tau) \frac{\sin(N+1) \frac{x(\tau-t)}{T} \sin N \frac{x(\tau-t)}{T}}{\sin \frac{x(\tau-t)}{T}} d\tau dt. \quad (7.122)$$

Якщо напруга та струм – це функції, в яких темп зростання до деякої міри обмежений, то справедлива така інтегральна формула

$$Q = \frac{1}{T^2} \int_0^T \int_0^T u(t) i(\tau) \operatorname{ctg} \frac{x(\tau-t)}{T} d\tau dt. \quad (7.123)$$

У [82] за допомогою теореми Телленджена показано, що реактивна потужність, як і активна, характеризується властивістю збереження, тобто умовою балансу, і є різновидністю узагальненої потужності.

Під узагальненою потужністю на  $k$ -й парі затискачів розуміють величину

$$P_k = \alpha [\beta(u_k)(\gamma_k i'_k)], \quad (7.124)$$

де  $\alpha, \beta, \gamma$  – довільні лінійні оператори;  $u_k, i'_k$  – миттєві значення напруги та струму на  $k$ -й парі затискачів згідно з двома станами рівноваги мережі і якщо збігаються стани  $i'_k = i_k$ .

Використовуючи теорему Телленджена, в [82] отримано, що для довільної електричної мережі (лінійної, нелінійної, інваріантної чи змінної в часі)

$$\sum_{i=1}^k P_i = 0. \quad (7.125)$$

Сума знаходиться для всіх пар затискачів усіх елементів електричного кола. Теорему Телленджена та її використання для аналізу електричних кіл розглянуто в [41]. Ця теорема ґрунтується виключно на законах Кірхгофа та топології електричних кіл. Вона справедлива для всіх електричних кіл, які підлягають аналізу на підставі законів Кірхгофа, незалежно від того, лінійні чи нелінійні, пасивні чи активні, гістерезисні чи негістерезисні ці кола.

В усіх попередніх проаналізованих працях активну та реактивну потужності розуміють як інтегральну величину, яка визначається за період основної частоти. Існує низка досліджень, в яких розглядаються миттєві активна і реактивна потужності [79, 83]

$$\dot{s}_n = p_n - jq_n, \quad (7.126)$$

де  $p_n = u_n i_n$  – миттєва активна потужність,  $Bm$ ;  $q_n = u'_n i_n$  – миттєва реактивна потужність,  $var$ ;  $u_n = U_{mn} \cos(n\omega t + \epsilon_n)$  – напруга,  $B$ ;  $u'_n = U_{mn} \sin(n\omega t + \epsilon_n)$  – напруга, яка ортогональна до напруги  $u_n$ ,  $B$ ;  $i_n = I_{mn} \cos(n\omega t + \beta_n)$  – струм,  $A$ ;  $\epsilon_n$  і  $\beta_n$  – початкові фази,  $град$ ;  $U_{mn}$ ,  $I_{mn}$  – амплітуда  $n$ -ї гармоніки напруги,  $B$  та струму,  $A$ .

Звідси для миттєвих активної та реактивної потужностей можна записати

$$p_n = \frac{1}{2} U_{mn} I_{mn} \cos \varphi_n + \frac{1}{2} U_{mn} I_{mn} \cos(2n\omega t + \epsilon_n + \beta_n); \quad (7.127)$$

$$q_n = \frac{1}{2} U_{mn} I_{mn} \sin \varphi_n + \frac{1}{2} U_{mn} I_{mn} \sin(2n\omega t + \epsilon_n + \beta_n). \quad (7.128)$$

Активна та реактивна потужності – це середні значення миттєвих активної та реактивної потужностей за період основної частоти

$$P_n = \frac{1}{T} \int_0^T u_n i_n dt = \frac{1}{2} U_{mn} I_{mn} \cos \varphi_n; \quad (7.129)$$

$$Q_n = \frac{1}{T} \int_0^T u'_n i_n dt = \frac{1}{2} U_{mn} I_{mn} \sin \varphi_n. \quad (7.130)$$

Отримані формули (7.129) і (7.130) є ортогональними складовими середньої комплексної повної потужності, яку можна знайти інтегруванням за період  $T$  миттєвої комплексної повної потужності, тобто

$$\dot{S}_n = \frac{1}{T} \int_0^T \dot{s}_n dt = P_n - jQ_n = \frac{1}{2} U_{mn}^* \dot{I}_{mn} = S_n e^{-j\varphi_n}, \quad (7.131)$$

де  $U_{mn}^*$  – спряжений вектор напруги;  $\dot{I}_{mn}$  – вектор струму;  $S_n = \frac{1}{2} U_{mn} I_{mn}$  – модуль вектора середньої комплексної повної потужності.

Вказані вектори в німецькій літературі називають "цайгер", в англійській – "фазор". Такі назви і використовуються у вітчизняній літературі.

Перевагою розглянутого підходу є те, що реактивна потужність за формулою (7.130) ідентична значенню, встановленому за приладом для вимірювання реактивної потужності (ватметром, на обвитку напруги якого подається напруга, зміщена за фазою щодо напруги джерела живлення).

Формула (7.131) зв'язує комплексну повну, активну і реактивну потужності, і всі вони є середніми значеннями відповідних миттєвих величин, на відміну від формул класичної теорії, у яких активна потужність є середнім значенням, а реактивна потужність – амплітудою миттєвої потужності, середнє значення якої дорівнює нулю.



На підставі наведеного аналізу бачимо, що активна потужність, реактивна потужність і потужність спотворення є складовими повної потужності. У [64] реактивна потужність розглядається для кожної гармоніки окремо.

Згідно з термінологією теоретичної електротехніки, ДЕСТами – поняття "реактивної потужності" поширюється тільки на синусоїдні процеси. Якщо струм несинусоїдний, це поняття необхідно уточнити.

Для цього розглянемо електричне коло, наведене в [7] (рис. 7.20, а), яке складається з джерела синусоїдної ЕРС  $e = E_m \sin \omega t$ , резистора  $r$  і ключа  $K$ . Ключ у кожному напівперіоді ЕРС вмикає резистор  $r$ , під час цього ключ замикається з запізненням на час  $t = \alpha / \omega$  щодо моменту переходу кривої ЕРС через нульове значення і залишається замкненим до кінця півперіоду.

Як ключ можна використовувати два зустрічно-паралельно увімкнені тиристори. Діаграми миттєвих значень напруги, струму і потужності в елементах електричного кола показано на рис. 7.20, б.

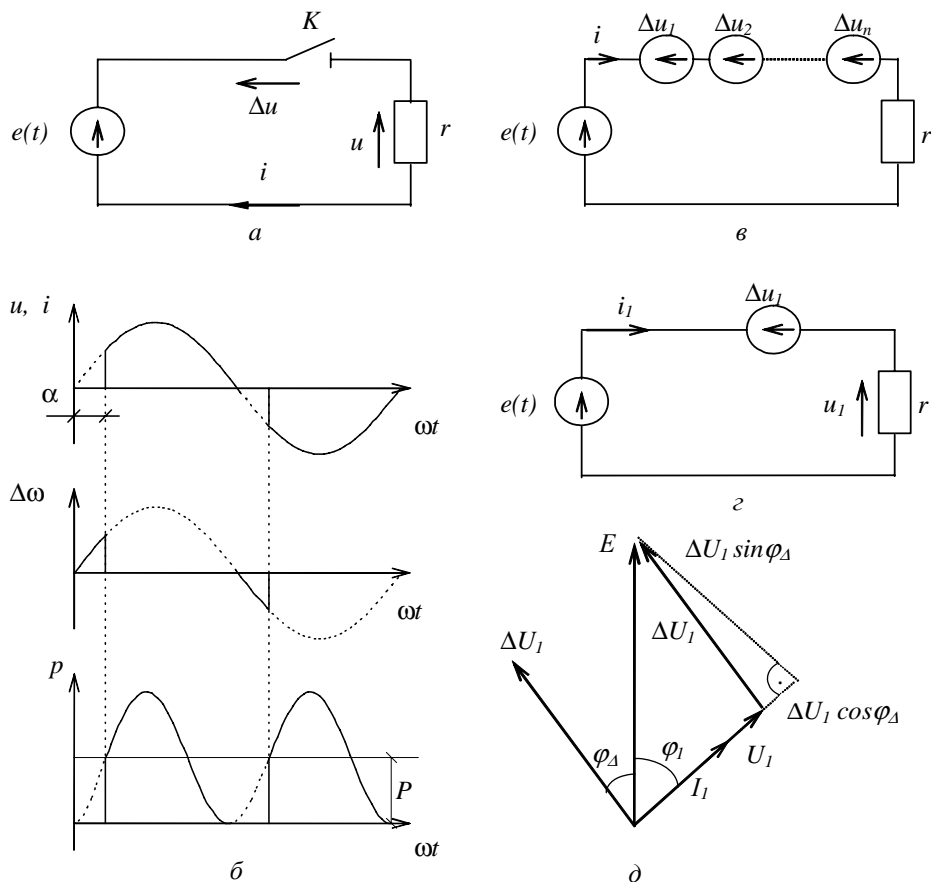


Рис. 7.20. Електричне коло з ключем і резистором: а – схема; б – діаграми напруги, струму і потужності; в, г – заступні схеми; д – векторна діаграма

Якщо ключ розімкнений, струм в електричному колі не протікає і потужність не споживається. Якщо ключ замкнений, падіння напруги на ньому дорівнює нулю, тому всю потужність споживає резистор. Отже, в розглянутій схемі миттєве значення потужності ключа дорівнює нулеві. У цій схемі не відбувається обмін енергією між джерелом і споживачем, тому що немає елементів  $LC$ .

Середнє значення потужності, яка споживається за період, тобто активної потужності, як було сказано раніше, можна виразити через діюче значення струму  $I$  в колі і напруги  $U$  на резисторі  $r$

$$P = UI = I^2 r, \quad (7.132)$$

$$\text{де } U = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T u^2 dt}; \quad I = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T i^2 dt}.$$

Добуток діючого значення ЕРС  $E$  і струму  $I$  назовемо повною потужністю  $S$ , під якою будемо розуміти максимальну активну потужність, що можна передати споживачу, якщо задані діючі значення ЕРС і струму

$$S = EI, \quad (7.133)$$

$$\text{де } E = \sqrt{\frac{1}{T} \int_0^T e^2 dt}.$$

Знайдемо зв'язок між активною та реактивною потужностями. Для діючих значень ЕРС  $E$ , напруги на резисторі  $U$  і ключі  $\Delta U$  справедливий вираз

$$E^2 = U^2 + \Delta U^2, \quad (7.134)$$

тобто

$$e = u + \Delta u. \quad (7.135)$$

Підставивши миттєві значення (7.135) в (7.134), отримаємо

$$e^2 = u^2 + 2u\Delta u + \Delta u^2 = u^2 + \Delta u^2, \quad (7.136)$$

оскільки  $\Delta u u = 0$  у будь-якій точці інтервалу.

Звідси

$$\frac{1}{T} \int_0^T e^2 dt = \frac{1}{T} \int_0^T u^2 dt + \frac{1}{T} \int_0^T \Delta u^2 dt. \quad (7.137)$$

Помножимо обидві частини виразу (7.134) на квадрат діючого значення струму. Одержимо

$$E^2 I^2 = U^2 I^2 + \Delta U^2 I^2, \quad (7.138)$$

чи

$$S^2 = P^2 + D^2, \quad (7.139)$$

$$\text{де } D = \Delta UI \text{ чи } D = \sqrt{S^2 - P^2}.$$

Реактивна потужність у такому разі дорівнює добутку діючого значення струму і напруги на ключі. Вона не пов'язана з коливаннями енергії, а свідчить про те, що миттєвий опір кола, який дорівнює відношенню миттєвих значень ЕРС і струму, змінюється в часі.

Несинусоїдну періодичну напругу на ключі (рис. 7.20, б) можна розкласти в ряд Фур'є і уявити собі, що замість ключа встановлені послідовно увімкнені джерела гармонічних напруг  $\Delta u_k$  різних частот, сума яких дорівнює напрузі на ключі (рис. 7.20, в).

Через резистор протікає струм основної та вищих гармонік, фази яких збігаються з фазами напруг, що викликали ці струми, тобто для вищих гармонік з напругою  $\Delta u_k (k \geq 2)$ , для основної гармоніки – з різницею напруг  $e - \Delta u_1$ .

Із закону збереження енергії випливає, що активна потужність, яку споживає резистор  $r$ , дорівнює сумі активних потужностей джерел вказаних напруг.

Кожне джерело гармонічної напруги генерує чи споживає активну потужність тільки на власній частоті. Враховуючи це, а також те, що активна потужність ключа дорівнює нулеві, можна стверджувати, що сума активних потужностей вищих гармонік, які генеруються в ключі, дорівнює активній потужності основної гармоніки, яку він споживає

$$\sum_{k=2}^n P_{\Delta u_k} = P_{\Delta u_1}. \quad (7.140)$$

Отже, ключ виконує роль перетворювача частоти, тобто споживає від джерела енергії активну потужність  $P_{\Delta u_1}$  на основній частоті і перетворює її на активну

потужність вищих гармонік  $\sum_{k=2}^n P_{\Delta u_k}$ , яку споживає резистор.

Рівняння балансу активної потужності для усього кола має такий вигляд

$$P - P_{\Delta u_1} + \sum_{k=2}^n P_{\Delta u_k} = P_r, \quad (7.141)$$

де  $P$  – активна потужність джерела ЕРС, Вт;  $P_r$  – активна потужність, яку споживає резистор, Вт.

Основна гармоніка струму  $i_1$  збігається, як було сказано вище, за фазою з  $e - \Delta u_1$ , тому в загальному випадку  $i_1$  не збігається за фазою ні з  $e$ , ні з  $\Delta u_1$ . Заступну схему і векторну діаграму за основною частотою показано на рис. 7.20, г, д.

Отже, у схемі з ключем, який замикається під час проходження струму і напруги через нуль із запізненням  $t = \alpha / \omega$  (рис. 7.20, б), не тільки генеруються вищі гармоніки, але й виникає зсув за фазою між ЕРС і основною гармонікою струму. Зсув фази між  $e$  та  $i_1$  зумовлює коливання миттєвої потужності основної

гармоніки та обміну енергією між джерелом енергії та основною гармонікою напруги ключа  $\Delta u_I$ . Цей обмін енергії можна охарактеризувати за допомогою поняття "реактивна потужність зсуву"

$$Q = EI_I \sin \varphi_I = \Delta U_I I_I \sin \varphi_\Delta, \quad (7.142)$$

де  $I_I$  – діюче значення струму основної частоти,  $A$ ;  $\Delta U_I$  – діюче значення напруги основної частоти на ключі,  $B$ ;  $\varphi_I$  – кут між ЕРС та струмом першої гармоніки  $i_I$ , *град*;  $\varphi_\Delta$  – кут зсуву між напругою на ключі  $\Delta u_I$  та струмом  $i_I$  першої гармоніки, *град*.

Для вищих гармонік у розглянутому випадку реактивна потужність зсуву відсутня, тому що джерело ЕРС синусоїдне.

Виконаний аналіз показує, що ключ споживає активну потужність, реактивну потужність зсуву за першою гармонікою і генерує активну потужність на вищих гармоніках. Процеси на ключі за першою гармонікою, який замикається з запізненням щодо моменту проходження кривої ЕРС через нульове значення, еквівалентні послідовному з'єднанню індуктивного та активного опорів, тому що струм відстає за фазою від ЕРС (рис. 7.20, д).

Якщо в кожному півперіоді ключ буде замикатися за нульового значення ЕРС і розмикатися, коли ЕРС і струм в електричному колі (рис. 7.20) не дорівнюють нулю, то перша гармоніка струму буде випереджувати за фазою ЕРС і ключ буде еквівалентний за першою гармонікою послідовному з'єднанню ємності та активного опору.

Джерело енергії віддає активну потужність за першою гармонікою

$$P = EI_I \cos \varphi_I. \quad (7.143)$$

Повна потужність

$$S_I = \sqrt{P^2 + Q^2} = EI_I. \quad (7.144)$$

Встановимо зв'язок між повною потужністю і повною потужністю за першою гармонікою, враховуючи, що діюче значення струму зв'язане з діючими значеннями струмів гармонік таким виразом [34]

$$I = \sqrt{\sum_{k=1}^n I_k^2}. \quad (7.145)$$

Звідси

$$\begin{aligned} S &= UI = \sqrt{E^2 I_I^2 + E^2 \sum_{k=2}^n I_k^2} = \sqrt{S_I^2 + E^2 \sum_{k=2}^n I_k^2} = \\ &= \sqrt{S_I^2 + T^2} = \sqrt{P^2 + Q^2 + T^2}, \end{aligned} \quad (7.146)$$

де  $T = E \sqrt{\sum_{k=2}^n I_k^2}$  – реактивна потужність спотворення, *вар*.

Реактивна потужність спотворення враховує взаємозв'язок ЕРС джерела енергії з вищими гармоніками струму і характеризує обмін енергії між ЕРС джерела енергії  $e$  і джерелами вищих гармонік  $\Delta u_k$  ключа.

Порівнюючи (7.139) з (7.146), бачимо

$$D = \sqrt{Q^2 + T^2}. \quad (7.147)$$

Отже, якщо напруга джерела енергії синусоїдна, а струм несинусоїдний в електричному колі (рис. 7.20, а), то реактивна потужність  $D$  дорівнює кореню квадратному з суми квадратів реактивної потужності зсуву  $Q$  і реактивної потужності спотворення  $T$ .

Якщо напруга джерела енергії і струм в електричному колі синусоїдні (рис. 7.20, а), реактивна потужність спотворення дорівнює нулеві, тому реактивна потужність може бути зумовлена тільки зсувом фаз між напругою і струмом, і є реактивною потужністю зсуву.

Розкладання в ряд Фур'є несинусоїдних періодичних функцій часто є трудомістким, тому доцільно використовувати інтегральні формули для визначення реактивної потужності зсуву [29, 30, 31, 79].

Якщо напруга і струм синусоїдні, реактивну потужність можна знайти за допомогою інтеграла Стільтьєса [79]

$$Q = \frac{1}{2\pi} \int_0^T e di. \quad (7.148)$$

Якщо підставити в (7.156)  $e = E_m \sin \omega t$  та  $i = I_m \sin(\omega t - \varphi)$ , то можна перейти до звичайного інтеграла (інтеграла Рімана)

$$Q = \frac{1}{2\pi} \int_0^T e \frac{di}{dt} dt. \quad (7.149)$$

Якщо напруга джерела живлення синусоїдна, а струм, який розкладається в ряд Фур'є, несинусоїдний, можна використовувати формулу (7.156), замінивши струм  $i$  на струм основної гармоніки  $i_1$

$$Q = \frac{1}{2\pi} \int_0^T e di_1. \quad (7.150)$$

Розглянемо інтеграл (7.148), якщо струм періодично несинусоїдний

$$\begin{aligned} Q &= \frac{1}{2\pi} \int_0^T e di = \\ &= \frac{1}{2\pi} \int_0^T e d\left(\sum_{k=1}^n i_k\right) = \frac{1}{2\pi} \int_0^T e di_1 + \frac{1}{2\pi} \int_0^T e d\left(\sum_{k=2}^n i_k\right) = \frac{1}{2\pi} \int_0^T e di_1, \end{aligned} \quad (7.151)$$

де  $\frac{1}{2\pi} \int_0^T e d(\sum_{k=2}^n i_k) = 0$ , оскільки гармонічні функції  $e$  та  $i_k$ , якщо  $k \neq 1$ , є

ортogonalними.

Відповідно інтегральна формула (7.156) справедлива і якщо синусоїдна напруга джерела живлення, а струм несинусоїдний.

Однак, переходячи від інтеграла Стільтьєса до інтеграла Рімана, за наявності стрибків у струмові не можна використовувати формулу (7.149). У ній з'являються додаткові члени, які враховують стрибки струму  $i$ , що стоять під знаком диференціала [65].

Виконаний аналіз дає змогу для електричних мереж з симетричними синусоїдними ЕРС джерел живлення та симетричними несинусоїдними струмами зробити такі висновки:

- активна потужність ( $P$ ) – це середнє значення потужності, яка споживається за період;

- повна потужність ( $S$ ) – це максимальна потужність, яку можна передати споживачеві, якщо задано діючі значення ЕРС та струму, і вона дорівнює добутку цих величин;

- реактивна потужність ( $D$ ) – це значення, що дорівнює кореню квадратному із різниці квадратів повної та активної потужностей;

- реактивна потужність зсуву ( $Q$ ) – це складова реактивної потужності, яка зумовлена зсувом фаз між ЕРС й основною гармонікою струму;

- реактивна потужність спотворення ( $T$ ) – це складова реактивної потужності, зумовлена взаємодією ЕРС джерела енергії з вищими гармоніками струму;

- активна і реактивна потужності є складовими повної потужності і зв'язані співвідношенням

$$S = \sqrt{P^2 + D^2} = \sqrt{P^2 + Q^2 + T^2}. \quad (7.152)$$

Для однофазної мережі повну потужність та її складові можна розраховувати за формулами (7.133), (7.139), (7.142), (7.143), (7.146). Реактивну потужність зсуву доцільно визначати, використовуючи інтеграл Стільтьєса (7.148).

Для трифазної мережі формули (7.133), (7.139), (7.142), (7.146) і (7.148) стосуються однієї фази, й для симетричної трифазної системи ці величини необхідно помножити на коефіцієнт 3.

У практичних розрахунках для визначення відхилення та розмаху зміни напруги необхідно користуватися реактивною потужністю зсуву за основною гармонікою. Це пояснюється тим, що згідно з ДЕСТом 13109-97 під відхиленням і розмахом зміни напруги розуміють зміну діючого значення основної гармоніки напруги [11].

## Контрольні запитання

1. Які види несиметрії можуть бути в електричних мережах?
2. Запишіть математичну модель у координатах контурних струмів у матрично-векторній формі для аналізу несиметричних режимів в електричних мережах.
3. Як враховуються під час дослідження несиметричних режимів в електричних мережах параметри прямої, оберненої та нульової послідовностей електричних машин?
4. Нарисуйте заступну схему триобвиткового трансформатора у фазних координатах.
5. Як обчислюються параметри заступної схеми трансформатора?
6. Як обчислюються динамічні опори магнетної системи трансформатора чи автотрансформатора?
7. Нарисуйте заступну схему лінії електропересилання у фазних координатах.
8. Як обчислюються параметри заступної схеми лінії електропересилання?
9. Як подається у заступній схемі узагальнене навантаження?
10. Як вводиться у заступну схему електрична система та обчислюються її параметри?
11. Що зумовлює спотворення синусоїдної форми кривих напруг та струмів в ЕЕС?
12. Що таке гармонічний аналіз?
13. Як впливають вищі гармоніки на електричні мережі?
14. Що таке ферорезонанс в електричних мережах?
15. Охарактеризуйте сутність поняття реактивної потужності.
16. Що таке активна потужність?
17. Що таке повна потужність?
18. Що таке потужність зсуву?
19. Що таке потужність спотворення?

## 8. ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕСИЛАННЯ НАДВИСОКОЇ НАПРУГИ

Доцільність пересилання електричної енергії ЛЕП надвисокої напруги від потужних електростанцій визначається порівнянням двох можливих варіантів:

– спорудження ЛЕП надвисокої напруги та пересилання електроенергії від електричної станції, збудованої далеко від споживачів, але поблизу джерела дешевої енергії;

– перевезення палива і будівництво електричної станції поблизу споживачів електричної енергії.

Порівнюючи обидва варіанти, необхідно враховувати не тільки рентабельність, але й питання екології.

### 8.1. Лінії електропересилання змінного струму

Аналізуючи режими роботи ліній надвисокої напруги, необхідно враховувати розподіленість параметрів і хвильові властивості, а для керування режимами – використовувати спеціальні пристрої і вживати заходи, що збільшують їхню пропускну здатність.

Заступну схему (рис. 2.1) і рівняння в часткових похідних двопровідної лінії (2.3) і (2.4) з урахуванням розподіленості параметрів наведено в розділі 2.

Рівняння в часткових похідних трифазної лінії електропересилання без троса в розгорнутій формі мають вигляд

$$\begin{aligned} -\frac{\partial u_A}{\partial x} &= L_{AA} \frac{\partial i_A}{\partial t} + M_{AB} \frac{\partial i_B}{\partial t} + M_{AC} \frac{\partial i_C}{\partial t} + r_A i_A + r_3(i_A + i_B + i_C); \\ -\frac{\partial u_B}{\partial x} &= M_{BA} \frac{\partial i_A}{\partial t} + L_{BB} \frac{\partial i_B}{\partial t} + M_{BC} \frac{\partial i_C}{\partial t} + r_B i_B + r_3(i_A + i_B + i_C); \\ -\frac{\partial u_C}{\partial x} &= M_{CA} \frac{\partial i_A}{\partial t} + M_{CB} \frac{\partial i_B}{\partial t} + L_{CC} \frac{\partial i_C}{\partial t} + r_C i_C + r_3(i_A + i_B + i_C); \end{aligned} \quad (8.1)$$

$$\begin{aligned} -\frac{\partial i_A}{\partial x} &= C_{AA} \frac{\partial u_A}{\partial t} + C_{AB} \frac{\partial u_B}{\partial t} + C_{AC} \frac{\partial u_C}{\partial t} + g_{AA} u_A + g_{AB} u_B + g_{AC} u_C; \\ -\frac{\partial i_B}{\partial x} &= C_{BA} \frac{\partial u_A}{\partial t} + C_{BB} \frac{\partial u_B}{\partial t} + C_{BC} \frac{\partial u_C}{\partial t} + g_{BA} u_A + g_{BB} u_B + g_{BC} u_C; \\ -\frac{\partial i_C}{\partial x} &= C_{CA} \frac{\partial u_A}{\partial t} + C_{CB} \frac{\partial u_B}{\partial t} + C_{CC} \frac{\partial u_C}{\partial t} + g_{CA} u_A + g_{CB} u_B + g_{CC} u_C, \end{aligned} \quad (8.2)$$



де  $u_A, u_B, u_C, i_A, i_B, i_C$  – відповідно миттєві значення фазних напруг та струмів на відстані  $x$  від початку лінії;  $L_{AA}, L_{BB}, L_{CC}$  – індуктивності петель "провід – земля";  $M_{AB}, M_{AC}, M_{BA}, M_{BC}, M_{CA}, M_{CB}$  – взаємні індуктивності між проводами;  $C_{AA}, C_{BB}, C_{CC}$  – власні ємності "провід – земля";  $C_{AB}, C_{AB}, C_{BA}, C_{DC}, C_{CA}, C_{CB}$  – взаємні ємності "провід – провід";  $g_{AA}, g_{BB}, g_{CC}$  – провідності струмів впливу між проводами та землею;  $g_{AB}, g_{AC}, g_{BA}, g_{BC}, g_{CA}, g_{CB}$  – провідності струмів впливу між проводами;  $r_A, r_B, r_C$  – активні опори проводів  $r_3$  – активний опір землі (всі параметри на одиницю довжини).

Щоб знайти параметри для струмів прямої, зворотної та нульової послідовностей перейдемо від рівнянь у фазних координатах до рівнянь у симетричних складових, записавши струми і напруги через матрицю Фортеск'ю

$$\begin{aligned} u_A &= (u_{A0}, u_{A1}, u_{A2})_t; & i_A &= (i_{A0}, i_{A1}, i_{A2})_t; \\ u_B &= (u_{A0}, a^2 u_{A1}, a u_{A2})_t; & i_B &= (i_{A0}, a^2 i_{A1}, a i_{A2})_t; \\ u_C &= (u_{A0}, a u_{A1}, a^2 u_{A2})_t; & i_C &= (i_{A0}, a i_{A1}, a^2 i_{A2})_t, \end{aligned} \quad (8.3)$$

де  $u_{A0}, u_{A1}, u_{A2}, i_{A0}, i_{A1}, i_{A2}$  – відповідно миттєві значення напруг та струмів нульової, прямої та оберненої послідовностей фази  $A$ ;  $\underline{a} = e^{j120^\circ}$ .

Матриця Фортеск'ю має вигляд

$$\underline{s} = \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 \\ 1 & \underline{a}^2 & \underline{a} \\ 1 & \underline{a} & \underline{a}^2 \end{pmatrix}. \quad (8.4)$$

Підставивши значення напруг та струмів (8.3), виражені через симетричні складові, у рівняння (8.1) та (8.2), отримуємо

$$\begin{aligned} -\frac{\partial(u_{A0}, u_{A1}, u_{A2})}{\partial t} &= r_A(i_{A0}, i_{A1}, i_{A2}) + r_3(i_{A0} + i_{A0} + i_{A0}) + \\ &+ r_3(i_{A1} + a^2 i_{A1} + a i_{A1}) + r_3(i_{A2} + a i_{A2} + a^2 i_{A2}) + L_{AA} \times \\ &\times \frac{\partial(i_{A0}, i_{A1}, i_{A2})}{\partial t} + M_{AB} \frac{\partial(i_{A0}, a^2 i_{A1}, a i_{A2})}{\partial t} + \\ &+ M_{AC} \frac{\partial(i_{A0}, a i_{A1}, a^2 i_{A2})}{\partial t}, \end{aligned} \quad (8.5)$$

де  $M_{AB} = M_{AC}$ .

$$\begin{aligned}
-\frac{\partial u_{A0}}{\partial x} &= r_A i_{A0} + 3r_3 i_{A0} + L_{AA} \frac{\partial i_{A0}}{\partial t} + M_{AB} \frac{\partial i_{A0}}{\partial t} + M_{AC} \frac{\partial i_{A0}}{\partial t} = \\
&= (r_A + 3r_3) i_{A0} + (L_{AA} + 2M_{AB}) \frac{\partial i_{A0}}{\partial t};
\end{aligned}
\tag{8.6}$$

$$\begin{aligned}
-\frac{\partial u_{AI}}{\partial x} &= r_A i_{AI} + L_{AA} \frac{\partial i_{AI}}{\partial t} + M_{AB} \frac{a^2 \partial i_{AI}}{\partial t} + M_{AC} \frac{a \partial i_{AI}}{\partial t} = \\
&= r_A i_{AI} + (L_{AA} - M_{AB}) \frac{\partial i_{AI}}{\partial t},
\end{aligned}
\tag{8.7}$$

Аналогічно і для зворотної послідовності

$$-\frac{\partial u_{A2}}{\partial x} = r_A i_{A2} + (L_{AA} - M_{AB}) \frac{\partial i_{A2}}{\partial t}.
\tag{8.8}$$

Для струмів

$$\begin{aligned}
-\frac{\partial(i_{A0}, i_{AI}, i_{A2})}{\partial x} &= g_{AA}(u_{A0}, u_{AI}, u_{A2}) + g_{AB}(u_{A0}, a^2 u_{AI}, au_{A2}) + \\
&+ g_{AC}(u_{A0}, au_{AI}, a^2 u_{A2}) + C_{AA} \frac{\partial(u_{A0}, u_{AI}, u_{A2})}{\partial t} + \\
&+ C_{AB} \frac{\partial(u_{A0}, a^2 u_{AI}, au_{A2})}{\partial t} + C_{AC} \frac{\partial(u_{A0}, au_{AI}, a^2 u_{A2})}{\partial t},
\end{aligned}
\tag{8.9}$$

де  $g_{AB} = g_{AC}$ ;  $C_{AB} = C_{AC}$ .

$$\begin{aligned}
-\frac{\partial i_{A0}}{\partial x} &= g_{AA} u_{A0} + g_{AB} u_{A0} + g_{AC} u_{A0} + C_{AA} \frac{\partial u_{A0}}{\partial t} + C_{AB} \frac{\partial u_{A0}}{\partial t} + \\
&+ C_{AC} \frac{\partial u_{A0}}{\partial t} = (g_{AA} + 2g_{AB}) u_{A0} + (C_{AA} + 2C_{AB}) \frac{\partial u_{A0}}{\partial t};
\end{aligned}
\tag{8.10}$$

$$\begin{aligned}
-\frac{\partial i_{AI}}{\partial x} &= g_{AA} u_{AI} + g_{AB} a^2 u_{AI} + g_{AC} au_{AI} + C_{AA} \frac{\partial u_{AI}}{\partial t} + \\
&+ C_{AB} a^2 \frac{\partial u_{AI}}{\partial t} + C_{AC} a \frac{\partial u_{AI}}{\partial t} = (g_{AA} + a^2 g_{AB} + ag_{AC}) u_{AI} + \\
&+ (C_{AA} + a^2 C_{AB} + aC_{AC}) \frac{\partial u_{AI}}{\partial t} = (g_{AA} - g_{AB}) u_{AI} + \\
&+ (C_{AA} - C_{AB}) \frac{\partial u_{AI}}{\partial t}.
\end{aligned}
\tag{8.11}$$

Для зворотної послідовності

$$-\frac{\partial i_{A2}}{\partial x} = (g_{AA} - g_{AB}) u_{A2} + (C_{AA} - C_{AB}) \frac{\partial u_{A2}}{\partial t}.
\tag{8.12}$$

Параметри для струму та напруги прямої і зворотної послідовностей

$$\begin{aligned} L_1 &= L_2 = L_{AA} - M_{AB}; \\ g_1 &= g_2 = g_{AA} - g_{AB}; \\ C_1 &= C_2 = C_{AA} - C_{AB}. \end{aligned} \quad (8.13)$$

Параметри для струму та напруги нульової послідовності

$$\begin{aligned} L_0 &= L_{AA} + M_{AB} + M_{AC} = L_{AA} + 2M_{AB}; \\ g_0 &= g_{AA} + g_{AB} + g_{AC} = g_{AA} + 2g_{AB}; \\ r_0 &= r_A + 3r_3; \\ C_0 &= C_{AA} + C_{AB} + C_{AC} = C_{AA} + 2C_{AB}. \end{aligned} \quad (8.14)$$

Якщо розглядати ЛЕП як сукупність  $n$  проводів (разом з тросами), підвішених над землею, її рівняння у матрично-векторній формі матиме вигляд

$$-\partial \vec{u} / \partial x = r_0 \vec{i} + L_0 \partial \vec{i} / \partial t; \quad (8.15)$$

$$-\partial \vec{i} / \partial x = g_0 \vec{u} + C_0 \partial \vec{u} / \partial t, \quad (8.16)$$

де  $L_0 = \begin{vmatrix} L_{11} & M_{12} & \cdots & M_{1n} \\ M_{21} & L_{22} & \cdots & M_{2n} \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \\ M_{n1} & M_{n2} & \cdots & M_{nn} \end{vmatrix}$  –  $(n \times n)$ -вимірна матриця власних і взаємних дифе-

ренційних (динамічних) індуктивностей петель "провід–земля" на одиницю довжини;

$$r_0 = \begin{vmatrix} r_1 + r_3 & r_3 & \cdots & r_3 \\ r_3 & r_2 + r_3 & \cdots & r_3 \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \\ r_3 & r_3 & \cdots & r_n + r_3 \end{vmatrix} \quad - (n \times n)\text{-вимірна матриця активних опорів петель}$$

"провід–земля" на одиницю довжини;

$$g_0 = \begin{vmatrix} g_{11} + g_{12} + \cdots + g_{1n} & -g_{12} & \cdots & -g_{1n} \\ -g_{1n} & g_{22} + g_{21} + \cdots + g_{2n} & \cdots & -g_{2n} \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \\ -g_{n1} & -g_{n2} & \cdots & g_{nn} + g_{nn-1} + \cdots + g_{n1} \end{vmatrix} \quad - (n \times n)\text{-}$$

вимірна матриця провідності між проводами ( $i$  та  $j$ ), проводом і землею на одиницю довжини;

$$C_0 = \begin{vmatrix} C_{11} + C_{12} + \cdots + C_{1n} & -C_{12} & \cdots & -C_{1n} \\ -C_{21} & C_{22} + C_{21} + \cdots + C_{2n} & \cdots & -C_{2n} \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \\ -C_{n1} & -C_{n2} & \cdots & C_{nn} + C_{nn-1} + \cdots + C_{n1} \end{vmatrix} \quad - (n \times n)\text{-}$$

вимірна матриця власних і взаємних диференціальних ємностей на одиницю

довжини;  $\vec{i} = (i_1, i_2, \dots, i_n)_t$  –  $n$ -вимірний вектор-стовпець струмів у проводах;  $\vec{u} = (u_1, u_2, \dots, u_n)_t$  –  $n$ -вимірний вектор-стовпець напруг проводів відносно землі;  $n$  – кількість проводів ЛЕП.

Елементи матриць  $r_0$  і  $g_0$  мало залежать від координат режиму  $\vec{i}$  та  $\vec{u}$ , і їх наближено можна вважати постійними. Елементи матриці  $L_0$  залежать від частоти струму внаслідок поверхневого ефекту проводів і землі. Елементи матриці  $C_0$  залежать від напруги, значення якої перевищує критичне значення, після якого починається коронування проводів.

Внаслідок взаємоіндукції між петлями "провід–земля" лінії електропересялення між ними переноситься електроенергія, що спричиняє додаткові теплові втрати в лінії, а опір взаємоіндукції має активну і реактивну складові. Під час коронування провід має нелінійну залежність зарядів від їх напруги, і подається така залежність кулон-вольтою характеристикою. Ця характеристика має гістерезисний характер, і площа гістерезисної петлі визначає втрати енергії на корону.

Аналіз усталених режимів лінії виконується, як було показано в п. 2, на підставі звичайних диференціальних рівнянь (2.14) – (2.15), які отримуються з рівнянь в часткових похідних символічним перетворенням, а їхнє розв'язання має вигляд

$$\dot{U}_\phi = \dot{A}_1 \exp(-\underline{\gamma}x) + \dot{A}_2 \exp(\underline{\gamma}x); \quad (8.17)$$

$$\dot{I} = \underline{Z}_C^{-1} (\dot{A}_1 \exp(-\underline{\gamma}x) - \dot{A}_2 \exp(\underline{\gamma}x)), \quad (8.18)$$

де  $\underline{Z}_C = \sqrt{\underline{Z}_0 / \underline{Y}_0} = Z_C \exp(j\Theta)$  – хвильовий опір;  $\underline{\gamma} = \beta + j\alpha$  – коефіцієнт поширення електромагнетної хвилі;  $\beta$  – коефіцієнт загасання;  $\alpha$  – коефіцієнт фази;  $\dot{A}_1 = (\dot{U}_{\phi I} + \underline{Z}_C \dot{I}_I) / 2$ ,  $\dot{A}_2 = (\dot{U}_{\phi I} - \underline{Z}_C \dot{I}_I) / 2$  – відповідно постійні інтегрування.

Поздовжні параметри заступної схеми лінії на одиницю довжини  $\underline{Z}_0 = r_0 + j\omega L_0$  і поперечні її параметри  $\underline{Y}_0 = g_0 + j\omega C_0$  – це первинні параметри лінії. Хвильовий опір  $\underline{Z}_C$ , коефіцієнт поширення електромагнетної хвилі  $\underline{\gamma}$ , швидкість поширення електромагнетної хвилі  $v = \omega / \alpha$  і довжина хвилі  $\lambda = 2\pi / \alpha$  – вторинні параметри лінії.

Порівнюючи рівняння (8.6) – (8.12) з рівняннями (8.17) – (8.18), бачимо, що вони складаються з двох типів хвиль:

– хвилі першого типу, які являють собою складові напруг та струмів нульової послідовності, які однакові в усіх трьох фазах і поширюються із швидкістю

$$v_0 = 1 / \sqrt{(L_{AA} + 2M_{AB})(C_{AA} + 2C_{AB})}, \quad (8.19)$$

з початковим значенням хвильового опору

$$Z_{C0}(0) = \sqrt{(L_{AA} + 2M_{AB}) / (C_{AA} + 2C_{AB})}, \quad (8.20)$$

– хвилі другого типу, які являють собою складові напруги та струму прямої і зворотної послідовностей. Сума їхніх значень у трьох фазах дорівнює нулеві і швидкість їхнього поширення

$$v_I = l / \sqrt{(L_{AA} - M_{AB}) / (C_{AA} - C_{AB})}, \quad (8.21)$$

з початковим значенням хвильового опору

$$Z_{CI}(0) = \sqrt{(L_{AA} - M_{AB}) / (C_{AA} - C_{AB})}. \quad (8.22)$$

У режимі узгодженого навантаження, якщо  $\underline{Z}_{нав} = \underline{Z}_C = \dot{U}_{\phi 2} / \dot{I}_2$ , виходячи з (2.34) і (2.35), зворотна хвиля відсутня ( $\dot{A}_2 = (\dot{U}_{\phi 1} - \underline{Z}_C \dot{U}_{\phi 1} / \underline{Z}_C) / 2 = 0$ )

$$\dot{U}_{\phi} = (\dot{U}_{\phi 1} + \underline{Z}_C \frac{\dot{U}_{\phi 1}}{\underline{Z}_C}) e^{-\gamma x} / 2 = \dot{U}_{\phi 1} e^{-\gamma x}; \quad (8.23)$$

$$\dot{I} = \frac{1}{2\underline{Z}_C} (\dot{U}_{\phi 1} + \underline{Z}_C \frac{\dot{U}_{\phi 1}}{\underline{Z}_C}) e^{-\gamma x} = \frac{\dot{U}_{\phi 1}}{\underline{Z}_C} e^{-\gamma x}. \quad (8.24)$$

Отримано формули для визначення напруги  $\dot{U}_{\phi}$  і струму  $\dot{I}$  вздовж лінії, якщо навантаження узгоджене, залежно від  $\dot{U}_{\phi 1}$  і  $\dot{I}_1$ . Тут опір навантаження залежить від  $\dot{U}_{\phi 1}$ ,  $\dot{I}_1$  та параметрів заступної схеми. Якщо задано  $\dot{U}_{\phi 2}$  і  $\dot{I}_2$ , тобто заданий режим навантаження  $\underline{Z}_2 = \dot{U}_{\phi 2} / \dot{I}_2$ , відстань поточної точки  $x$  відраховується від кінця лінії. Формули для знаходження напруги та струму в будь-якій точці лінії, якщо навантаження узгоджене, на підставі (2.38) набувають вигляду

$$\dot{U}_{\phi} = \dot{U}_2 e^{\gamma x}; \quad (8.25)$$

$$\dot{I} = \frac{\dot{U}_{\phi 2}}{\underline{Z}_C} e^{\gamma x}. \quad (8.26)$$

Оскільки вхідний опір лінії, під яким розуміємо зосереджений опір, яким можна замінити лінію разом з навантаженням в кінці лінії, визначається на підставі (2.38), прийнявши  $x = l$ , отримаємо

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{\phi x} &= \frac{\dot{U}_{\phi 1}}{\dot{I}_1} = \frac{\dot{U}_{\phi 2} ch(\underline{\gamma} l) + \underline{Z}_C \dot{I}_2 sh(\underline{\gamma} l)}{\frac{\dot{U}_{\phi 2}}{\underline{Z}_C} sh(\underline{\gamma} l) + \dot{I}_2 ch(\underline{\gamma} l)} = \\ &= \underline{Z}_C \frac{\underline{Z}_2 + \underline{Z}_C th(\underline{\gamma} l)}{\underline{Z}_2 th(\underline{\gamma} l) + \underline{Z}_C}. \end{aligned} \quad (8.27)$$

Оскільки ми розглядаємо режим узгодженого навантаження  $\underline{Z}_2 = \underline{Z}_C$ , то вхідний опір  $\underline{Z}_{вх} = \underline{Z}_C$ .

Звідси випливає

$$\dot{U}_\phi / \dot{I} = \dot{U}_{\phi I} / \dot{I}_I = \dot{U}_{\phi 2} / \dot{I}_2 = \underline{Z}_C, \quad (8.28)$$

тобто в будь-якій точці лінії відношення комплексів  $\dot{U}_\phi$  і  $\dot{I}$  дорівнює хвильовому опору.

Прийнявши початкову фазу напруги  $\dot{U}_{\phi I}$  такою, що дорівнює нулеві, тобто  $\dot{U}_{\phi I} = U_{\phi I}$ , можемо (8.23) і (8.24) записати, на підставі (2.24) і (2.25)

$$u = U_{\phi Im} e^{-\beta x} \sin(\omega t - \alpha x); \quad (8.29)$$

$$i = \frac{U_{\phi Im}}{Z_C} e^{-\beta x} \sin(\omega t - \alpha x - \Theta). \quad (8.30)$$

Звідси потужність у будь-якій точці лінії

$$S_\phi = ui = P_{нат} = \frac{U_{\phi Im}^2}{Z_C} e^{-2\beta x} \cos \Theta = U_{\phi I} I_I \cos \Theta. \quad (8.31)$$

Потужність, яка пересилається узгодженою лінією, тобто якщо  $\underline{Z}_2 = \underline{Z}_C$ , називається натуральною потужністю. Вона зменшується в міру збільшення відстані від початку лінії, бо є втрати потужності в опорі проводів і в провідності ізоляції

$$\partial P / \partial x = -2\beta \frac{U_{\phi Im}^2}{Z_C} e^{-2\beta x} \cos \Theta = r_0 I^2 + g_0 U_\phi^2. \quad (8.32)$$

Можна показати, що після перетворення середня та права частини рівняння (8.32) дорівнюють одна одній.

Умову мінімуму коефіцієнта згасання отримав Хевісайд

$$L_0 / C_0 = r_0 / g_0. \quad (8.33)$$

Лінія, яка відповідає умові (8.33), називається лінією без спотворення. Для неї коефіцієнт загасання не залежить від частоти, і хвильовий опір визначається

$$\underline{Z}_C = \sqrt{L_0 / C_0} = \sqrt{r_0 / g_0}; \quad \Theta = 0, \quad (8.34)$$

тобто хвильовий опір активний.

Умову (8.33) легко вивести з умови незалежності  $\underline{Z}_C$ ,  $\beta$  і  $\nu$  від частоти.

Запишемо  $\underline{Z}_C$  у вигляді

$$\underline{Z}_C = \sqrt{\frac{r_0 + j\omega L_0}{g_0 + j\omega C_0}} = \sqrt{\frac{L_0}{C_0}} \sqrt{\frac{r_0 / L_0 + j\omega}{g_0 / C_0 + j\omega}}. \quad (8.35)$$

Звідси випливає, що хвильовий опір не залежить від частоти і дорівнює  $\sqrt{L_0 / C_0}$ , якщо виконується умова (8.33). Враховуючи (8.34), знайдемо коефіцієнт поширення хвилі

$$\begin{aligned}\underline{\gamma} &= \beta + j\alpha = \sqrt{(r_0 + j\omega L_0)(g_0 + j\omega C_0)} = \\ &= (g_0 + j\omega C_0) \sqrt{\frac{r_0 + j\omega L_0}{g_0 + j\omega C_0}} = (g_0 + j\omega C_0) \underline{Z}_C = \\ &= (g_0 + j\omega C_0) \sqrt{L_0 / C_0} = g_0 \sqrt{L_0 / C_0} + j\omega C_0 \sqrt{L_0 / C_0}.\end{aligned}\quad (8.36)$$

Звідси, на підставі (8.33), отримаємо

$$\beta = g_0 \sqrt{L_0 / C_0} = \sqrt{r_0 g_0}; \quad (8.37)$$

$$\nu = \omega / \alpha = 1 / \sqrt{L_0 C_0}. \quad (8.38)$$

Якщо розглянути лінію без втрат ( $r_0 = 0$ ,  $g_0 = 0$ ), то натуральна потужність лінії визначається так

$$S_\Phi = P_{\Phi_{\text{нат}}} = U_{\Phi 1}^2 / Z_C = U_{\Phi 2}^2 / Z_C. \quad (8.39)$$

Проаналізуємо співвідношення між напругою і потужністю в кінці і на початку для лінії без втрат. Гіперболічні функції уявної частини рівнянь (2.38) виразимо через тригонометричні функції дійсної змінної

$$\begin{aligned}ch(j\alpha l) &= \cos(\alpha l); \\ sh(j\alpha l) &= j \sin(\alpha l).\end{aligned}\quad (8.40)$$

На підставі (2.38) і (8.40) отримуємо

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_2 \cos(\alpha l) + j\sqrt{3}\dot{I}_2 \underline{Z}_C \sin(\alpha l); \quad (8.41)$$

$$\dot{I}_1 = \dot{I}_2 \cos(\alpha l) + j \frac{\dot{U}_2}{\sqrt{3}\underline{Z}_C} \sin(\alpha l). \quad (8.42)$$

У кінці лінії увімкнено навантаження з опором  $\underline{Z}_{\text{наб}} = r_{\text{наб}} + jx_{\text{наб}}$  і потужністю  $\dot{S}_{\text{наб}} = \dot{U}_2^2 / \underline{Z}_{\text{наб}}$ . Нехай вектор  $\dot{U}_2$  напруги в кінці лінії збігається з віссю дійсних. За прийнятих умов рівняння (8.41) можна записати

$$\dot{U}_1 = U_2 (\cos(\alpha l) + j \frac{\underline{Z}_C}{\underline{Z}_{\text{наб}}} \sin(\alpha l)). \quad (8.43)$$

Якщо лінією пересилається натуральна потужність, тобто  $\underline{Z}_{\text{наб}} = \underline{Z}_C$  і лінія без втрат ( $r_0 = 0$ ,  $g_0 = 0$ ), рівняння (8.43) спрощується

$$\dot{U}_1 = U_2 (\cos(\alpha l) + j \sin(\alpha l)). \quad (8.44)$$

З виразів потужності навантаження та натуральної потужності лінії ( $\dot{S}_{\text{наб}} = \dot{U}_2^2 / \underline{Z}_{\text{наб}}$  і  $P_{\text{нат}} = \dot{U}_2^2 / \underline{Z}_C$ ) запишемо співвідношення між опорами

$$\frac{\underline{Z}_C}{\underline{Z}_{\text{наб}}} = (\dot{U}_2^2 / P_{\text{нат}}) / (\dot{U}_2^2 / \dot{S}_{\text{наб}}) = \dot{S}_{\text{наб}} / P_{\text{нат}} =$$

$$= (P_{\text{наб}} - jQ_{\text{наб}}) / P_{\text{нат}}. \quad (8.45)$$

Підставивши (8.45) у (8.43), отримаємо вираз для напруги за даними кінця, тобто на відстані  $l$  від кінця лінії

$$\dot{U}_l = U_2 (\cos(\alpha l) + \frac{Q_{\text{наб}}}{P_{\text{нат}}} \sin(\alpha l) + j \frac{P_{\text{наб}}}{P_{\text{нат}}} \sin(\alpha l)). \quad (8.46)$$

У (8.28) відношення  $Q_{\text{наб}} / P_{\text{нат}}$  може мати знак "+" чи "-" залежно від режиму в кінці лінії електропересилання, тобто навантаження.

На підставі одержаної формули (8.46) побудуємо діаграму зміни напруги вздовж лінії за різних співвідношень  $P_{\text{наб}}$ ,  $Q_{\text{наб}}$ , і  $P_{\text{нат}}$  (рис. 8.1). Якщо довжина лінії змінюється від  $l=0$  до  $l=\lambda$ , де  $\lambda = 2\pi / \alpha$  і якщо  $\alpha = 0,06$  град/км, тобто довжина  $\lambda = 6000$  км, фаза напруги змінюється від 0 до  $2\pi$ .

Залежність 1 (рис. 8.1, а) відповідає пересиланню лінією натуральної потужності, 2 – більшої від натуральної і 3 – меншої від натуральної. Через  $\dot{U}^{(1)}$ ,  $\dot{U}^{(2)}$ ,  $\dot{U}^{(3)}$  позначено напруги в точці на відстані 1000 км від кінця лінії.

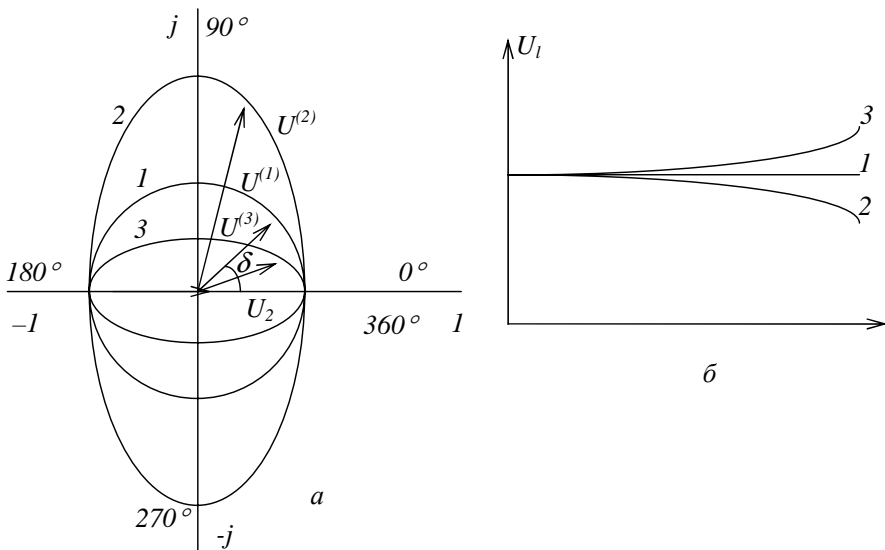


Рис. 8.1. Розподіл напруги вздовж лінії: а – діаграма напруги  $U_l$  за різних співвідношень  $\dot{S}_{\text{наб}}$  і  $P_{\text{нат}}$ ; б – залежність модуля напруги від довжини, якщо  $U_l = \text{const}$



Кут зсуву між напругами  $\dot{U}_2$  і  $\dot{U}^{(1)}$  під час пересилання натуральної потужності позначений  $\delta$ .

У разі незмінності модуля напруги на початку лінії  $U_1 = \text{const}$ , на рис. 8.1, б показані залежності зміни напруги вздовж лінії: 1 – за  $P_{\text{Л}} = P_{\text{нат}}$ ; 2 –  $P_{\text{Л}} > P_{\text{нат}}$ ; 3 –  $P_{\text{Л}} < P_{\text{нат}}$ .

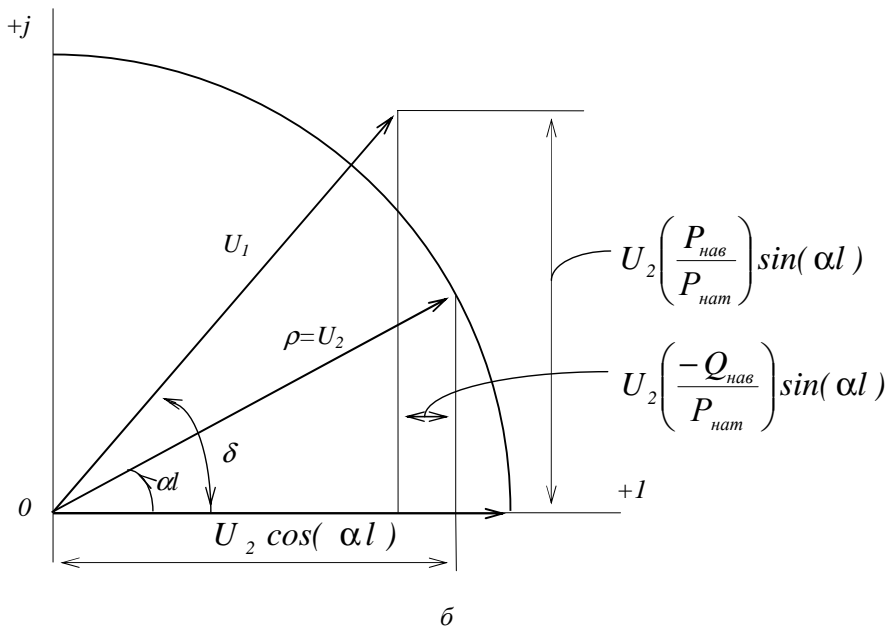
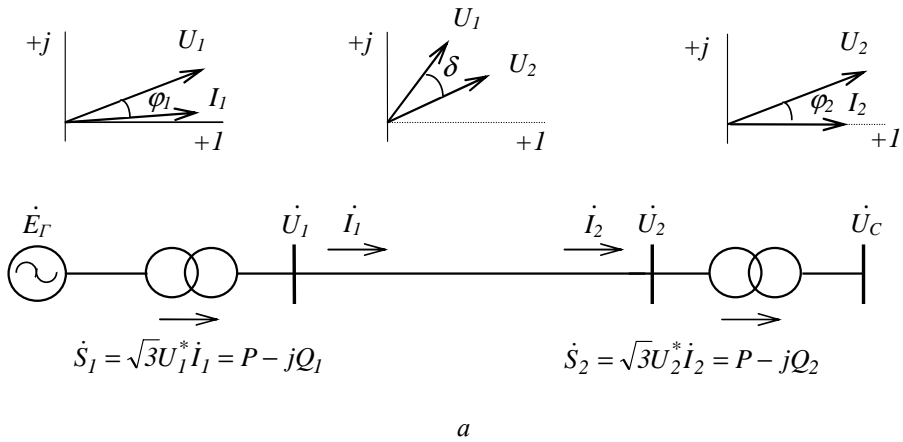


Рис. 8.2. Режими лінії електропересилання під час пересилання заданої активної потужності та зміни реактивної потужності:  
а – схема лінії електропересилання; б – векторна діаграма

З виразу (8.46) бачимо: якщо задана активна потужність, зміною співвідношення напруг початку і кінця лінії електропередавання можна змінювати потік реактивної потужності і, тим самим, втрати активної потужності в елементах лінії. Отже, досягнення оптимального режиму стосовно втрат і тим самим коефіцієнта корисної дії лінії електропередавання зв'язане з розподілом реактивної потужності у ній, залежно від співвідношення напруг початку і кінця.

Змінюючи значення реактивної потужності в кінці лінії, змінюємо кут зсуву між напругами початку і кінця  $\alpha l$ , який може дорівнювати куту  $\delta$  чи відрізнятися від нього. Усе сказане можна пояснити на підставі схеми лінії електропередавання та векторної діаграми (рис. 8.2).

Діаграма (рис. 8.2, б) відповідає формулі (8.28). З цієї діаграми отримуємо значення кута між напругами початку та кінця лінії електропередавання

$$\operatorname{tg} \delta = \frac{P_{\text{нав}} / P_{\text{нат}} \sin(\alpha l)}{\cos(\alpha l) + Q_{\text{нав}} / P_{\text{нат}} \sin(\alpha l)}. \quad (8.47)$$

Аналізуючи (8.47), бачимо, що для однієї і тієї самої потужності навантаження  $P_{\text{нав}}$  кут  $\delta$  буде змінюватися залежно від довжини лінії електропередавання  $\alpha l$  (рис. 8.3).

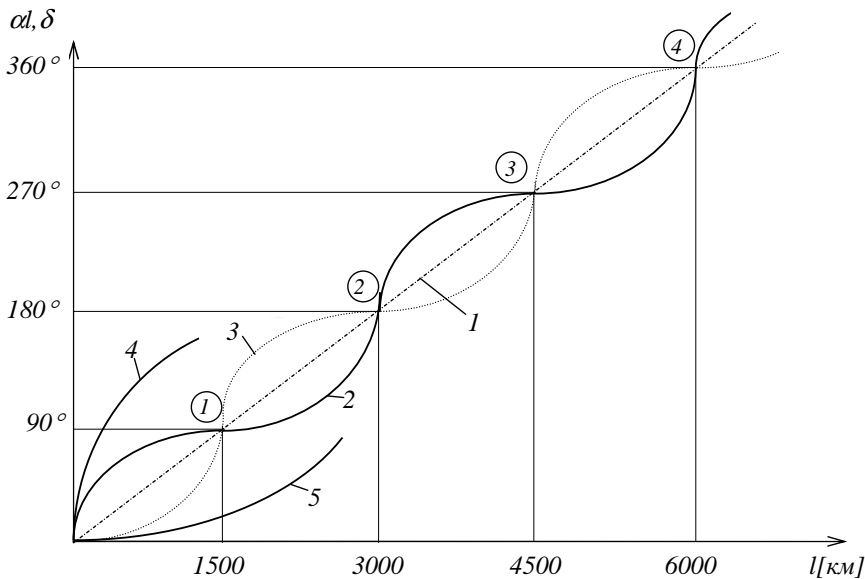


Рис. 8.3. Зміна кута  $\delta$  і  $\alpha l$  під час передалання потужностей на відстань:

- 1 –  $P = P_{\text{нат}}$ ,  $\cos \varphi = 1$ ; 2 –  $P > P_{\text{нат}}$ ,  $\cos \varphi = 1$ ; 3 –  $P < P_{\text{нат}}$ ,  $\cos \varphi < 1$ ;  
4 –  $P > P_{\text{нат}}$ ,  $\cos \varphi \neq 1$ ; 5 –  $P < P_{\text{нат}}$ ,  $\cos \varphi \neq 1$

З рис. 8.3. бачимо, що під час передалання натуральної потужності кут  $\delta$  завжди дорівнює куту  $\alpha l$ , за умови, що  $Q_{\text{нав}} = 0$ , тобто потужність в кінці лінії

тільки активна. Під час пересилання потужності, яка відрізняється від натуральної і  $Q_{нав} = 0$ , кути  $\delta$  і  $\alpha l$  неоднакові і збігаються тільки в точках 1, 2, 3 і 4, тобто якщо кути  $\delta = 90^\circ, 180^\circ, 270^\circ, 360^\circ$  відповідно. За наявності реактивної потужності в кінці лінії електропересилання ( $Q_{нав} \neq 0$ ), характеристики залежності  $\alpha l = f(l)$  показані відповідно 4 ( $Q_{нав} < 0$ ) і 5 ( $Q_{нав} > 0$ ) (рис. 8.3).

Значення кута зсуву  $\delta$  між векторами напруг початку та кінця лінії електропересилання є характерним. Можливість пересилання активної потужності довгою лінією електропересилання викликана наявністю кута зсуву між напругами початку і кінця. Зміна впускання енергоносія в турбіну електричної станції та її механічної потужності відображається на режимі лінії електропересилання зміною кута  $\delta$ , який є величиною, що характеризує стійкість пересилання та її граничний режим.

Щоб визначити граничний режим, звернемося до векторної діаграми (рис. 8.2, б)

$$\sin \delta = (U_2 P_{нав} \sin(\alpha l) / P_{нат}) / U_1. \quad (8.48)$$

Звідси

$$P_{нав} = \frac{U_1 P_{нат} \sin \delta}{U_2 \sin(\alpha l)} = \frac{U_1 U_2 \sin \delta}{Z_C \sin(\alpha l)} = P_{cp} \sin \delta. \quad (8.49)$$

Граничний режим, який відповідає пересиланню найбільшої потужності за незмінних напруг початку і кінця лінії електропересилання і заданих параметрах, можливий для лінії без втрат, якщо  $\delta = 90^\circ$  чи  $270^\circ$ .

Якщо довжина лінії електропересилання невелика, тобто  $200 \div 250$  км, то можна прийняти, що  $\sin(\alpha l) \approx \alpha l = \sqrt{x_0 b_0} l$ . Враховуючи це, отримуємо формулу для визначення активної потужності для розрахунку коротких ліній, без врахування хвильового характеру процесів і лінії без втрат

$$P_{нав} = \frac{U_1 U_2 \sin \delta}{\sqrt{x_0 / b_0} \sqrt{x_0 b_0} l} = \frac{U_1 U_2}{x_0 l} \sin \delta = \frac{U_1 U_2}{x_\Sigma} \sin \delta. \quad (8.50)$$

## 8.2. Колові діаграми ліній електропересилання

Потоки активної і реактивної потужностей на початку і в кінці лінії електропересилання з урахуванням втрат іноді доцільно визначати за допомогою графічної інтерпретації – колових діаграм. Лінія електропересилання зображається пасивним чотириполусником. Як було показано раніше в розділі 2, залежність між напругами і струмами початку та кінця лінії на підставі рівнянь чотириполусників виражається рівняннями

$$\begin{aligned} \dot{U}_{\phi 1} &= A \dot{U}_{\phi 2} + B \dot{I}_2; \\ \dot{I}_1 &= C \dot{U}_{\phi 2} + D \dot{I}_2. \end{aligned} \quad (8.51)$$

Знайдемо з цих рівнянь струми на початку і в кінці лінії з урахуванням, що  $\dot{A}\dot{D} - \dot{B}\dot{C} = I$

$$\dot{I}_2 = (\dot{U}_{\phi 1} - \dot{A}\dot{U}_{\phi 2}) / \dot{B}; \quad (8.52)$$

$$\dot{I}_1 = (-\dot{U}_{\phi 2} + \dot{D}\dot{U}_{\phi 1}) / \dot{B}. \quad (8.53)$$

Для визначення потужності на початку і в кінці лінії електропересилання помножимо рівняння (8.52) на  $3U_{\phi 2}^*$  і рівняння (8.53) на  $3U_{\phi 1}^*$

$$\begin{aligned} \dot{S}_2 &= 3U_{\phi 2}^* \dot{I}_2 = P_2 - jQ_2 = (\dot{U}_1 \dot{U}_2^* - \dot{A} \dot{U}_2^* \dot{U}_2) / \dot{B} = \\ &= \dot{U}_1 \dot{U}_2^* / \dot{B} - \dot{A} \dot{U}_2^2 / \dot{B}; \end{aligned} \quad (8.54)$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_1 &= 3U_{\phi 1}^* \dot{I}_1 = P_1 - jQ_1 = (-\dot{U}_1^* \dot{U}_2 + \dot{D} \dot{U}_1 \dot{U}_1^*) / \dot{B} = \\ &= -\dot{U}_1^* \dot{U}_2 / \dot{B} + \dot{D} \dot{U}_1^2 / \dot{B}. \end{aligned} \quad (8.55)$$

Прийmemo  $\dot{U}_2$  за вісь відрахунку кутів, сумістивши  $\dot{U}_2$  з віссю дійсних і враховуючи, що вектор  $\dot{U}_1$  випереджує  $\dot{U}_2$  на кут  $\delta$ . Позначимо аргументи коефіцієнтів чотириполосників  $\dot{A}, \dot{B}$  і  $\dot{D}$  через  $\alpha, \beta$  і  $\chi$  відповідно, отримаємо значення потужності в кінці лінії

$$\begin{aligned} \dot{S}_2 &= \dot{U}_1 \dot{U}_2 / \dot{B} \angle \delta - \dot{A} \dot{U}_2^2 / \dot{B} = \\ &= \dot{U}_1 \dot{U}_2 / \dot{B} \angle (\delta - \beta) - \dot{A} \dot{U}_2^2 / \dot{B} \angle (\alpha - \beta). \end{aligned} \quad (8.56)$$

Аналогічно одержимо вираз потужності на початку лінії електропересилання, сумістивши з віссю дійсних вектор  $\dot{U}_1$  і прийнявши його за вісь відліку кутів

$$\begin{aligned} \dot{S}_1 &= -\dot{U}_1 \dot{U}_2 / \dot{B} \angle -\delta + \dot{D} \dot{U}_1^2 / \dot{B} = \\ &= -\dot{U}_1 \dot{U}_2 / \dot{B} \angle (-\delta - \beta) + \dot{D} \dot{U}_1^2 / \dot{B} \angle (\chi - \beta). \end{aligned} \quad (8.57)$$

Уведемо позначення

$$\dot{U}_1 \dot{U}_2 / \dot{B} = \rho;$$

$$\dot{A} \dot{U}_2^2 / \dot{B} \angle (\alpha - \beta) = \gamma_2 \angle (\alpha - \beta) = a_2 - jb_2;$$

$$\dot{D} \dot{U}_1^2 / \dot{B} \angle (\delta - \beta) = \gamma_1 \angle (\delta - \beta) = a_1 - jb_1.$$

Отримані позначення підставимо у формули (8.38) і (8.39)

$$\dot{S}_2 = \rho(\delta - \beta) - \gamma_2 \angle (\alpha - \beta) = \rho(\delta - \beta) - (a_2 - jb_2); \quad (8.58)$$

$$\dot{S}_1 = -\rho(-\delta - \beta) - \gamma_1 \angle (\delta - \beta) = -\rho(-\delta - \beta) + (a_1 - jb_1). \quad (8.59)$$

Колові діаграми кінця і початку лінії електропересилання показано на рис. 8.4.

Якщо  $\dot{U}_1$  і  $\dot{U}_2$  не змінюються, то  $\gamma_1$  і  $\gamma_2$  також будуть незмінними величинами й визначатимуться тільки сталими чотириполосниками і значеннями напруг  $\dot{U}_1$  і  $\dot{U}_2$ . Початок цих векторів має координати  $[a_1; b_1]$  і  $[a_2; b_2]$ .

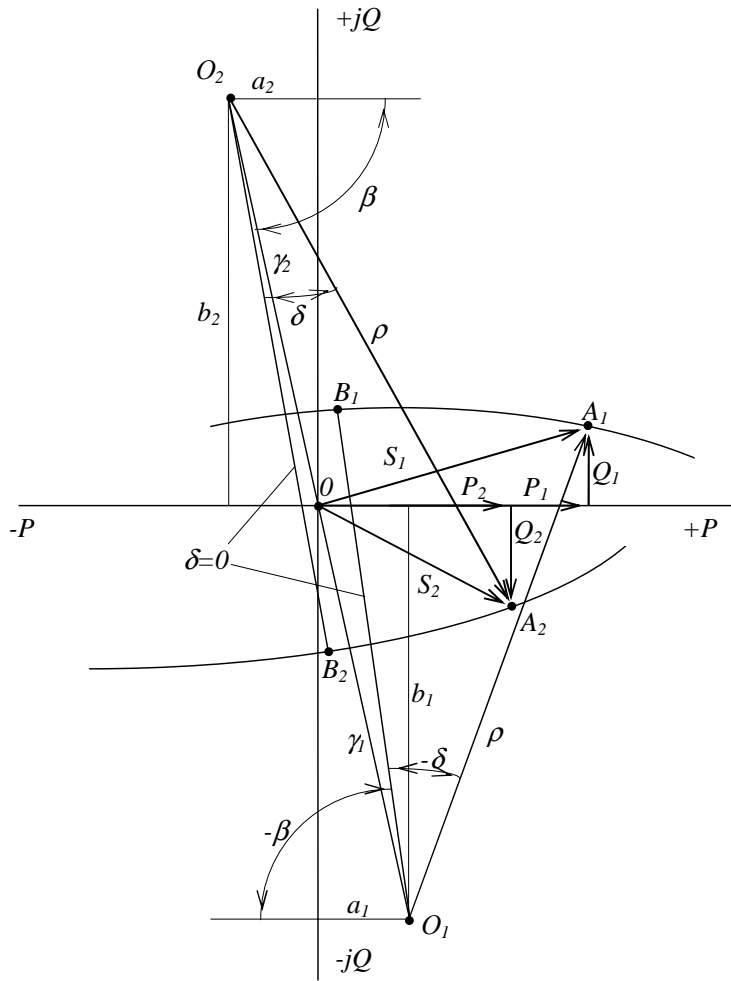


Рис. 8.4. Колові діаграми потужності початку та кінця лінії електропередавання

Модулі комплексів  $\rho \angle (\rho - \beta)$  і  $-\rho \angle (-\rho - \beta)$ , які залежать від  $\dot{U}_1$ ,  $\dot{U}_2$  і сталої чотириполюсника  $B$ , що вважаються незмінними величинами, є також сталими. Розміщення цих векторів визначається кутом  $\delta$  між векторами  $\dot{U}_1$  і  $\dot{U}_2$ . Початкове значення вектора  $\dot{\rho}$  знаходиться, коли  $\delta = 0$ , тобто воно зумовлене тільки кутом  $\beta$ , який залежить від сталої чотириполюсника  $B$ . Кінці векторів  $\rho \angle (\rho - \beta)$  і  $-\rho \angle (-\rho - \beta)$  описують кола з центрами у точках  $O_1$  і  $O_2$ .

Кінці векторів  $\dot{S}_1$  і  $\dot{S}_2$ , які дорівнюють сумі  $\dot{\rho}$  і  $\dot{\gamma}$  (8.58) і (8.59), також повинні переміщатися відрізком кола  $A_1$ ,  $B_1$  і  $A_2$ ,  $B_2$  відповідно. Початок цих векторів розташований в точці  $O$ , тобто на початку координатних осей. Рівняння

(8.58) і (8.59) є рівняннями кіл у полярній формі. Необхідно відзначити, що колові діаграми потужностей є діаграмами у фазних величинах, які збільшені втричі, і кут  $\delta$  – це кут між фазними напругами початку і кінця лінії електропересилання.

Побудовані колові діаграми потужностей для початку і кінця лінії електропересилання дають змогу аналізувати її режим за умови підтримання постійними напруг  $\dot{U}_1$  і  $\dot{U}_2$ . Потужність  $\dot{S}_2$  можна пересилати у кінець лінії тільки за конкретних значень  $P_2$  і  $Q_2$ . З діаграми також бачимо, що за одних і тих самих значень напруг  $\dot{U}_1$  і  $\dot{U}_2$  можна пересилати різні значення  $\dot{S}_2$ , що пов'язано зі зміною  $P_2$  і  $Q_2$ . Пересилання різних значень  $\dot{S}_2$  залежить також від зміни кута  $\delta$  між векторами  $\dot{U}_1$  і  $\dot{U}_2$ , тобто зростання потужності  $\dot{S}_2$  збільшує кут  $\delta$  і навпаки.

Досліджуючи режими роботи лінії електропересилання зі змінними напругами на початку і в кінці лінії, необхідно будувати колові діаграми, що відповідають зміні напруг.

### 8.3. Режим неробочого ходу лінії електропересилання. Самозбудження генераторів

У режимі неробочого ходу, тобто коли  $\dot{I}_2 = 0$ , значення напруги і струму вздовж лінії від її кінця на підставі (2.38) розподіляються так

$$\dot{U}_{\Phi_{n.x}} = \dot{U}_{\Phi_2} ch(\underline{\gamma x}); \quad (8.60)$$

$$\dot{I}_{n.x} = \dot{U}_{\Phi_2} sh(\underline{\gamma x}) / \underline{Z}_C. \quad (8.61)$$

Співвідношення між напругою початку  $\dot{U}_1$  і кінця  $\dot{U}_2$  розімкненої лінії можна отримати з (8.60), прийнявши  $x = l$  від початку

$$\dot{U}_{\Phi_1} = \dot{U}_{\Phi_2} ch(\underline{\gamma l}). \quad (8.62)$$

Підставивши з (8.62) значення напруги  $\dot{U}_{\Phi_2}$  у рівняння (8.60) і (8.61), знайдемо вирази для визначення напруги і струму в будь-якій точці лінії, якщо  $\dot{I}_2 = 0$

$$\dot{U}_{\Phi_{n.x}} = \dot{U}_{\Phi_1} \frac{ch(\underline{\gamma x})}{ch(\underline{\gamma l})}; \quad (8.63)$$

$$\dot{I}_{n.x} = \frac{\dot{U}_{\Phi_1}}{\underline{Z}_C} \frac{sh(\underline{\gamma x})}{ch(\underline{\gamma l})}. \quad (8.64)$$

Значення потужності в будь-якій точці лінії, тобто зарядну потужність, знаходимо так

$$\dot{S}_{\Phi_{n.x}} = U_{\Phi_{n.x}}^* \dot{I}_{n.x} = U_{\Phi_1}^2 ch(\underline{\gamma x}) sh(\underline{\gamma l}) / (\underline{Z}_C ch^2(\underline{\gamma l})). \quad (8.65)$$

Для лінії без втрат ( $r_0 = 0, g_0 = 0$ )

$$\dot{U}_{\phi_{n.x}} = \dot{U}_{2\phi} \cos(\alpha x); \quad (8.66)$$

$$\dot{I}_{n.x} = j\dot{U}_{\phi 2} \sin(\alpha x) / \underline{Z}_C. \quad (8.67)$$

Звідси

$$\dot{S}_{\phi_{n.x}} = -jQ_{\phi} = jU_{\phi 2}^2 / (2\underline{Z}_C) \sin(2\alpha x). \quad (8.68)$$

Зі збільшенням довжини лінії від нуля до значення  $l = 1500$  км збільшується взаємна компенсація поздовжнього та поперечного реактивних опорів лінії щодо входу лінії і за  $l = 1500$  км настає повна компенсація, тобто виникає резонанс напруги. Якщо існує резонанс напруг, збільшується струм на початку лінії і зростає швидкість обміну енергією між джерелом енергії та електромагнетним полем лінії, а також обмін енергії між магнетним і електричним полями самої лінії.

Для лінії без втрат у режимі неробочого ходу, якщо  $0 \leq l \leq 1500$  км вхідний реактивний опір лінії, а відповідно струм і потужність мають ємнісний характер. Отже, якщо довжини ліній великі, можуть виникати перевантаження джерел енергії ємнісним струмом.

Якщо довжина  $1500 \leq l \leq 3000$  км, вхідний реактивний опір має індуктивний характер (як було сказано раніше, якщо  $l = 1500$  км,  $x_{\phi x} = 0$ ) і якщо  $l = 3000$  км,  $x_{\phi x} = \infty$ , що відповідає резонансу струму. Відповідно вхідний струм і потужність лінії під час проходження через точку  $l = 1500$  км змінюють характер, стають індуктивними, зменшуються зі збільшенням довжини лінії і якщо  $l = 3000$  км, то дорівнюють нулеві. Під час цього також зменшується напруга  $\dot{U}_{\phi 2}$  і за  $l = 3000$  км  $\dot{U}_{\phi 2} = \dot{U}_{\phi 1}$ . Якщо довжина  $3000 \leq l \leq 4500$  км, то характер струму та потужності такий самий, як і за  $0 \leq l \leq 1500$  км, а за  $4500 \leq l \leq 6000$  км, як і за  $1500 \leq l \leq 3000$  км.

У реальних умовах напруга в кінці лінії не повинна досягати великих значень, тому що ізоляція лінії має відповідну міцність і з її перевищенням настає пробиття ізоляції. Це означає, що необхідно вжити заходи, які запобігають підвищенню напруги понад допустиме значення  $U = 1,05U_{ном}$ , тобто встановити компенсувальні пристрої.

Отже, під час роботи генераторів електричних станцій на ненавантажену ЛЕП може виникати режим самозбудження генераторів, тобто на виводах генераторів може виникати напруга, яка не відповідає струму збудження генераторів. Це явище зумовлено поздовжньою намагнечувальною реакцією якоря, яка виникає під час активно-ємнісного навантаження генераторів. Це зумовлює лавиноподібне зростання напруги на обвитках статора генератора, що викликає зростання його струму і, в свою чергу, до зростання намагнечувальної реакції якоря. ЕРС зростає з великою швидкістю, і регулювати такий процес неможливо.

Зростання струму та напруги під час самозбудження генераторів може бути аперіодичним чи коливним. Характер цього процесу визначається параметрами кола: генератор – трансформатор – ЛЕП.

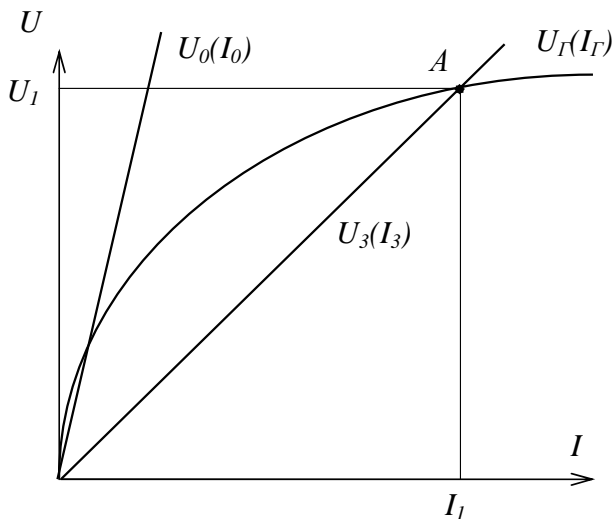


Рис. 8.5. Аналіз на підставі характеристик  $U_\Gamma(I_\Gamma)$  і  $U_3(I_3)$  умов, за яких виникає самозбудження синхронного генератора

Щоб з'ясувати якісну картину явища самозбудження генераторів, використаємо класичну розрахункову схему електричної машини зі статичними параметрами  $E_q$  і  $x_q$ . Як було сказано раніше, для  $0 \leq l \leq 1500$  км вхідний опір ненавантаженої ЛЕП ємнісний і за деякої довжини лінії струм статора генератора також буде ємнісним, тобто буде випереджувати  $E_q$  (коли  $x_q + x_T < x_{\text{ex}}$ ) і створювати намагнечувальну реакцію якоря

$$\dot{I}_\Gamma = E_{\Phi q} / (r_{\text{ex}} + j(x_q + x_T - x_{\text{ex}})), \quad (8.69)$$

де  $\underline{Z}_{\text{ex}} = \underline{Z}_C \text{cth}(\underline{\gamma} l)$ .

Самозбудження можливе, якщо  $x_{\text{ex}} > (x_q + x_T)$ . З теорії електричних машин відомо, що самозбудження синхронного генератора можливе лише за умови, що характеристика його неробочого ходу  $U_\Gamma(I_\Gamma)$  перетинається з характеристикою зовнішнього кола  $U_3(I_3)$  (рис. 8.5). Точка A відповідає режиму самозбудження.

Режим самозбудження буде стійким тільки, якщо активна потужність генератора покриває втрати активної потужності в лінії. Мінімальна активна потужність генератора визначається як

$$P_\Gamma = U_I^2 / 2(x_d - x_q) / (x_d x_q) \sin(2\delta), \quad (8.70)$$



де  $U_1$  – міжфазна напруга на початку лінії в режимі неробочого ходу;  $x_d$ ,  $x_q$  – відповідно синхронні опори по осях  $d$  і  $q$  генератора;  $\delta$  – кут вибігу ротора.

#### 8.4. Залежність граничного значення потужності лінії від її довжини. Пересилання енергії напівхвилею

Залежність потужності, яка пересилається лінією, від основних параметрів лінії та її режиму така

$$P_2 = U_1 U_2 / (Z_C \sin(\alpha l)) \sin \delta. \quad (8.71)$$

За умовами стійкості режиму лінії електропересилання гранична потужність визначається як

$$P_{2cp} = U_1 U_2 / (Z_C \sin(\alpha l)). \quad (8.72)$$

Гранична потужність може бути переслана лінією лише за наявності автоматичного регулятора напруги сильної дії. На рис. 8.6 побудовано залежність  $P_{2cp}$  від довжини лінії. Якщо довжини  $l = 1500$  і  $3000$  км для ідеалізованої лінії, гранична потужність мінімальна і дорівнює натуральній. Якщо  $l = 3000$  і  $6000$  км, значення граничної потужності не обмежується з умов стійкості режиму. Необхідно зауважити, що активна потужність, як буде показано нижче, в межах  $3000 \leq l \leq 4500$  км і  $3000 \leq l \leq 1500$  км додатна, тому що за  $\sin(\alpha l) < 0$  і  $U_2 < 0$ .

Для реальної лінії крива 2 граничної потужності (рис. 8.6) розташована дещо нижче, і в ній відсутній розрив.

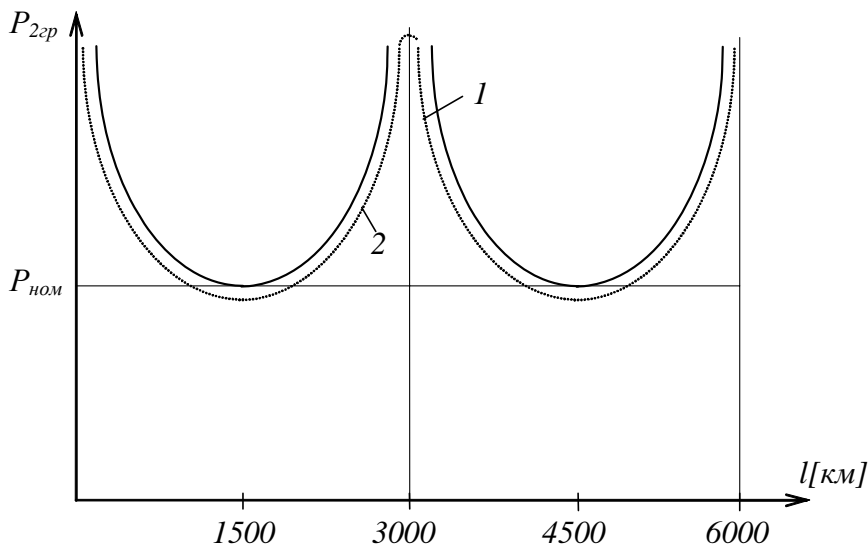


Рис. 8.6. Залежність граничної потужності від довжини лінії:  
1 – для ідеалізованої лінії; 2 – для реальної лінії

Як випливає з (8.72), якщо незмінні напруги на початку і в кінці лінії, то гранична потужність, яка пересилається лінією, визначається її хвильовим опором  $\underline{Z}_C$  і хвильовою довжиною лінії  $\alpha l$ . Якщо задана хвильова довжина лінії  $\lambda_L = \alpha l = \omega \sqrt{L_0 C_0} l$ , то можна збільшити граничну потужність, зменшивши хвильовий опір  $Z_C = \sqrt{L_0 / C_0}$  за рахунок одночасного зменшення індуктивності лінії і збільшення ємності в однаковій пропорції.

Якщо довжина лінії  $l=3000$  км, тобто за  $\lambda_L = 180^\circ$ , на підставі (8.41) і (8.42) для лінії без втрат отримуємо

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_2 \cos 180^\circ + j\sqrt{3} \dot{I}_2 \underline{Z}_C \sin 180^\circ = -\dot{U}_2; \quad (8.73)$$

$$\dot{I}_1 = \dot{I}_2 \cos 180^\circ + j\dot{U}_2 \sin 180^\circ / (\sqrt{3} Z_C) = -\dot{I}_2. \quad (8.74)$$

Звідси випливає, що для лінії з половиною довжини хвилі, незалежно від потужності, яка пересилається лінією, напруги та струми за абсолютним значенням однакові на початку та в кінці лінії і вектори у протифазі. Напруга і струм мають однакове кутове зміщення на початку лінії і в кінці, тому потужність початку дорівнює потужності кінця лінії, тобто лінія працює без втрат.

Лінії електропередавання з половиною довжини хвилі  $\lambda_L / 2$  не поширені, бо таких довгих ліній не існує і вони не дають змоги виконати проміжне відбирання потужності. Щоб використати властивості лінії з половиною довжини хвилі, штучно збільшують довжину реальних ліній, увімкнувши послідовно до індуктивного опору лінії потужну поздовжню індуктивність чи потужну поперечну ємність. Це впливає з формули визначення хвильової довжини лінії без втрат  $\lambda_L = \omega \sqrt{L_0 C_0} l$ .

Для того, щоб штучно зменшити довжину лінії, необхідно зменшити поздовжню індуктивність лінії вмиканням поздовжньої ємності чи поперечної індуктивності.

## 8.5. Підвищення пропускної здатності лінії

Як було показано в п. 8.4, для збільшення пропускної здатності ЛЕП необхідно змінювати вторинні параметри лінії, тобто хвильовий опір  $\underline{Z}_C$  і хвильову довжину лінії  $\lambda_L$ . Змінити вторинні параметри можна тільки зміною первинних параметрів лінії. Визначальними параметрами є індуктивність  $L_L$  і ємність  $C_L$  лінії, оскільки  $r_L$  і  $g_L$  лінії мало впливають на вторинні параметри.

Підвищення пропускної здатності лінії розглянемо на прикладі пересильні, яка складається з генератора, підвищувального трансформатора, лінії, понижувального трансформатора і навантаження. Сумарний опір між генератором і навантаженням  $x_\Sigma = x_d + x_{T1} + x_L + x_{T2}$ . Така схема показана на рис. 8.7, а. На підставі заступної схеми (рис. 8.7, а) будуємо векторну діаграму (рис. 8.7, б). З векторної

діаграми знаходимо значення відрізка  $bc$  через  $E_q$  і кут  $\delta$ , а також вектора  $\sqrt{3}x_\Sigma I_2$ . Звідси

$$E_q \sin \delta = \sqrt{3} I_2 x_\Sigma \cos \varphi_2. \quad (8.75)$$

Помноживши ліву і праву частини рівняння (8.75) на  $U_2$ , отримуємо

$$U_2 E_q \sin \delta = \sqrt{3} U_2 I_2 x_\Sigma \cos \varphi_2, \quad (8.76)$$

звідси

$$P_2 = U_2 E_q \sin \delta / x_\Sigma. \quad (8.77)$$

Залежність  $P_2$  від кута  $\delta$ , якщо значення  $E_q$ ,  $U_2$  і  $x_\Sigma$  сталі, показана на рис. 8.7, в.

Заходи щодо збільшення пропускної здатності лінії можна здійснити, змінюючи  $E_q$ ,  $U_2$  чи  $x_\Sigma$ .

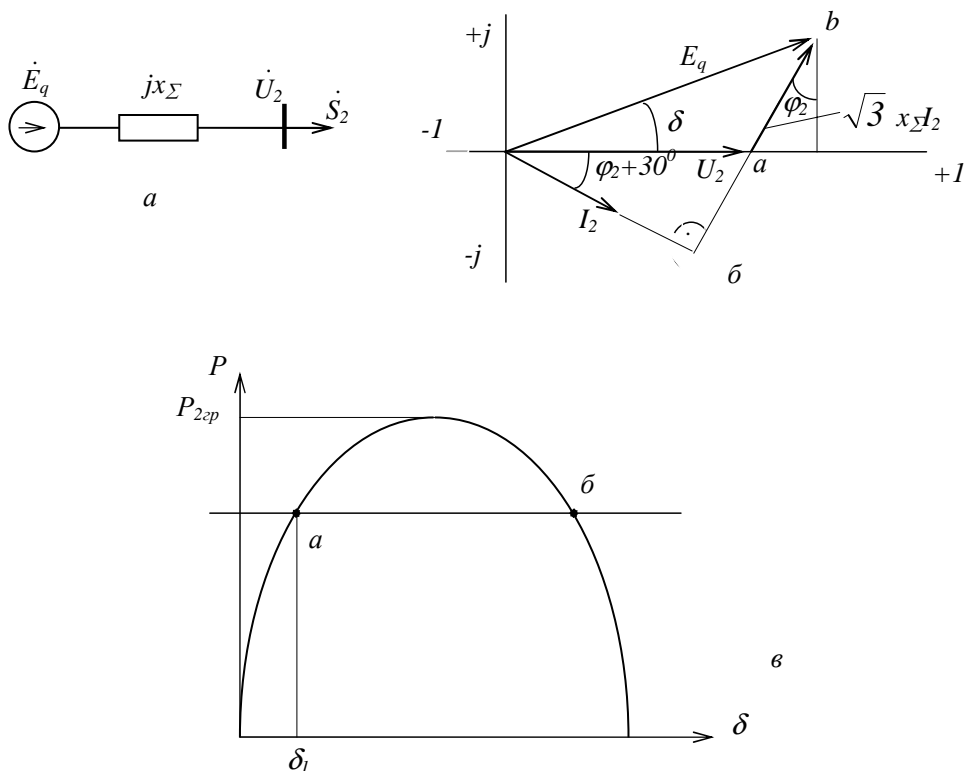


Рис. 8.7. Ілюстрація основних залежностей пересилання потужності лінією:  
 а – заступна схема; б – векторна діаграма;  
 в – залежність потужності від кута  $\delta$

ЕРС генератора  $E_q$  регулюється струмом збудження генератора. Як було відзначено раніше, зміна  $E_q$  можлива до +5 %. З перевищенням цього збільшення  $E_q$  активна потужність генератора падає.

Зменшувати сумарний опір  $x_\Sigma$  можна вмиканням послідовно-ємнісного опору.

Напругу  $U_2$  на шинах споживачів електроенергії необхідно регулювати так, щоб вона не знижувалася в нормальному і післяаварійному режимах, а також не зменшувалася пропускна здатність лінії. Для цього ефективно в даний час використовуються СТК, принцип роботи яких розглянуто в п. 9.3.

## 8.6. Лінії електропередавання постійного струму

Принципові схеми лінії електропередавання постійного струму показано на рис. 8.8.

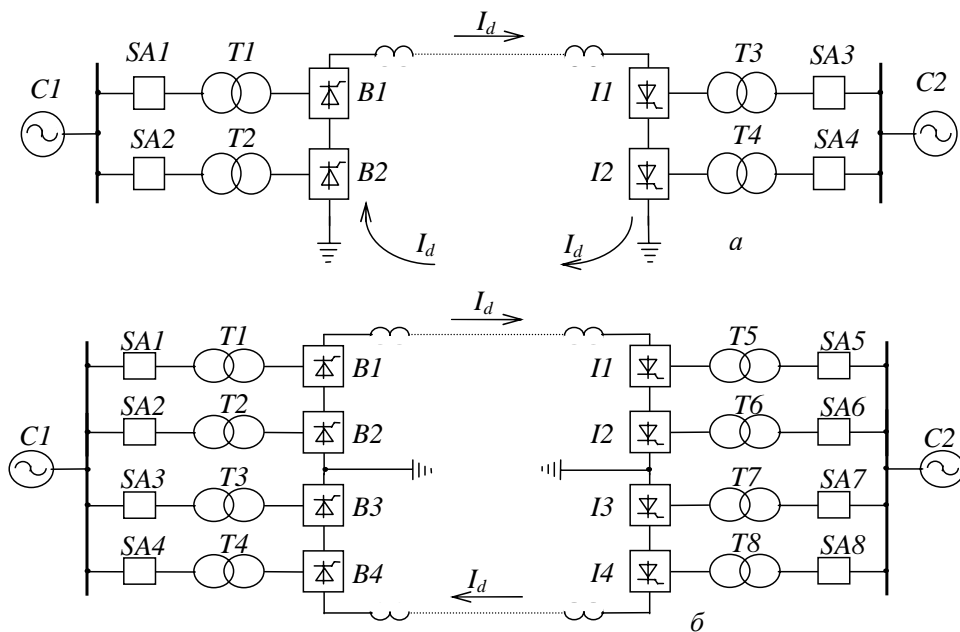


Рис. 8.8. Схеми лінії електропередавання постійного струму:  
а – уніполярна; б – біполярна

Передавання електроенергії лінією постійного струму має принципово інший характер порівняно з передачею електроенергії лінією змінного струму. У такому разі передавання енергії не пов'язано з хвилювими електромагнетними процесами, тому лінії постійного струму мають якісно інший характер, ніж лінії змінного струму.

Рівняння, які описують процеси в лініях постійного струму, мають такий самий вигляд, як і рівняння лінії змінного струму

$$-d\vec{U}/dx = R\vec{I}; \quad (8.78)$$

$$-d\vec{I}/dx = G\vec{U}. \quad (8.79)$$

Ці рівняння записуються у дійсній площині, що істотно спрощує їхній аналіз порівняно з рівняннями, які описують процеси в лініях змінного струму. Лінії постійного струму подаються як елемент електричної схеми, який має тільки активний опір. Індуктивність і ємність, які визначають хвильові властивості лінії, не враховуються. Для пересилання активної потужності лінією постійного струму необхідна різниця напруг на кінцях лінії. Максимальна потужність, яка може бути переслана лінією

$$P_{max} = U_{ном}^2 / (r_0 l). \quad (8.80)$$

Як випливає з (8.80), граничне значення потужності, яка може бути переслана лінією електропересилання постійного струму, обмежується тільки нагріванням проводів. Тому пропускна здатність лінії постійного струму набагато більша, ніж лінії змінного струму такої самої довжини і класу напруги.

Лінії постійного струму ефективні тоді, коли вони з'єднують дві незалежні енергосистеми, а також якщо необхідне пересилання великої кількості енергії.

Основні переваги лінії електропересилання постійного струму у порівнянні з лінією електропересилання змінного струму:

- дешевша і простіша за рахунок меншої кількості проводів, а також зменшення механічної міцності опор;
- покращена робота ізоляції, особливо кабельних ліній;
- пониження рівня ізоляції лінії постійного струму до значення  $0,7U_n$  ( $U_n$  – напруга полюса відносно землі) у порівнянні з лінією змінного струму ( $2,1U_\phi$ ) за рахунок швидкості регулювання та захисту перетворювачів;
- лінії електропересилання постійного струму надійніші у зв'язку з меншою кількістю проводів;
- гранична потужність, яку можна пересилати лінією постійного струму, залежить від економічних підходів, але не від стійкості, оскільки стійкість лінії постійного струму визначається в основному інвертором та не залежить від довжини лінії;
- лінія електропересилання дає змогу розв'язати режими роботи електроенергетичних систем за частотою;
- можливість використання землі у якості зворотного проводу;
- кабельні лінії постійного струму істотно дешевші під час їхнього прокладання під водою на великі відстані;
- простота використання лінії постійного струму якості реверса пересилання електричної енергії;
- можливість зв'язку енергосистеми з нетрадиційними джерелами енергії (ГЕС – зі змінною швидкістю обертання генератора, що дає можливість економічно використовувати турбіни у разі різної зміни потоку води; ВЕС – різна швидкість напору вітру);

- можливість несинхронної роботи генераторів електричних станцій за схемою "генератор-трансформатор-випрямляч" без комутаційних апаратів, тобто в якості вимикачів можуть використовуватися вентиля випрямляча;

- відсутність впливу лінії електропересилання постійного струму на потужність короткого замикання енергосистеми, яка приймає електричну енергію, оскільки аварії в інверторі не викликають збільшення струмів короткого замикання в енергосистемі, яка приймає електроенергію, а інвертор не живить місце короткого замикання;

- можливість швидкодійного керування перетоками електроенергії, що збільшує стійкість енергосистем, які зв'язані лінією електропересилання постійного струму;

- менші втрати на корону;

- використання ступінчатої ізоляції основного електрообладнання підстанцій відносно землі здешевлює вартість електрообладнання, яке встановлене ближче до землі (електрообладнання лінії електропересилання та підстанцій змінного струму має однакову ізоляцію відносно землі для конкретного класу ізоляції).

Недоліки лінії електропересилання постійного струму:

- складність і висока вартість перетворювальних підстанцій;

- на даний час недостатня надійність роботи вентилів;

- складність рівномірного розподілу напруги елементів електрообладнання через велику кількість послідовних елементів;

- подорожчання лінії електропересилання постійного струму у зв'язку зі споживанням великої кількості реактивної потужності інверторною підстанцією;

- спотворення форми кривої напруги та струму енергосистем, зв'язаних лінією постійного струму, оскільки перетворювальні пристрої є джерелами вищих гармонік;

- нестійкість роботи інвертора під час пониження напруги;

- складність проміжного відбирання потужності через відсутність надійних вимикачів постійного струму;

- лінія постійного струму ускладнюється у зв'язку з великою кількістю демпфувальних ланок та ділянок у вигляді  $R - C$  ланок на підстанціях;

- збільшення кількості реакторів та трансформаторів на підстанціях: анодні реактори для подавлення високочастотних коливань та захист від радіозавад; лінійні реактори для згладжування пульсацій напруги та струму, трансформатори для живлення власних потреб та пересилання імпульсів керування на потенціал вентиля;

- більший вплив довкілля на ізоляцію електрообладнання підстанцій і лінійної ізоляції ліній постійного струму;

- трудність захисту від внутрішніх перенапруг у зв'язку з тим, що розрядники постійного струму не можуть погасити дугу супроводжувального струму.

## 8.7. Лінії електропересилання пульсуючим струмом

Пересилання енергії лінією електропересилання одночасно змінним і постійним струмом і є лінією електропересилання пульсуючим струмом. Найзагальнішим різновидом такої лінії є аналог біполярної лінії постійного струму (рис. 8.8, б).

На початку лінії електропересилання пульсуючим струмом (рис. 8.9) показано характер кривих напруги та струму, що мають синусоїдну форму і зміщені на величину постійної складової. Постійна складова викликана під'єднанням випрямляча до нейтралі вторинної обвитки трансформатора, з'єднаної в "зигзаг". Це дає змогу збільшити потужність, яка пересилається лінією. Наприклад, за  $U_0 = \sqrt{2}U_\phi$  пропускна здатність лінії зростає втричі з тими самими втратами потужності, якщо  $\cos \varphi = 1$ .

Випрямлячі та інвертори в нормальному режимі працюють, як і в лінії постійного струму. З боку змінного струму вони під'єднані до анодних трансформаторів, а з боку постійного струму до нейтралі вторинної обвитки лінійного трансформатора, з'єднаної в "зигзаг", потенціал якої за змінною складовою дорівнює нулеві. Обвитка лінійного трансформатора з боку лінії пульсуючого струму з'єднана в "зигзаг" для того, щоб не було підмагнетчення трансформатора під час протікання постійного струму, чим забезпечується компенсація намагнетчувальних сил постійного струму.

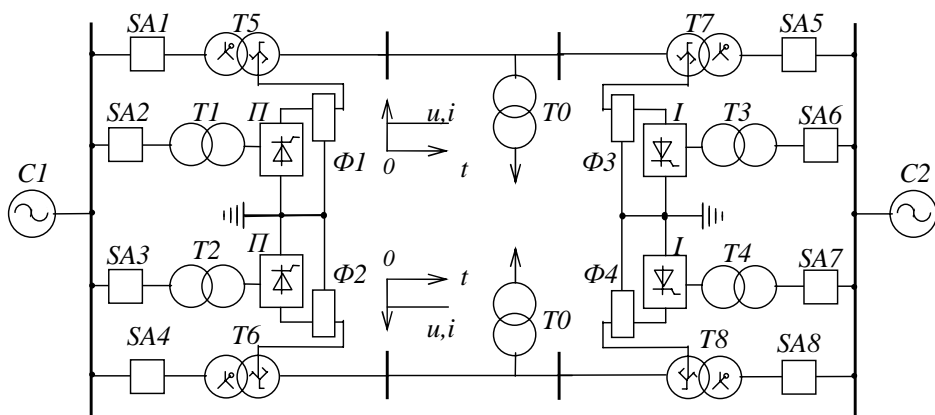


Рис. 8.9. Варіант принципової схеми лінії електропересилання пульсуючим струмом

Значення фазного струму і напруги лінії електропересилання пульсуючого струму

$$I = \sqrt{I_I^2 + (I_d / 3)^2}; \quad (8.81)$$

$$U_\phi = \sqrt{U_{\phi I}^2 + U_d^2}, \quad (8.82)$$

де  $I_I$ ,  $U_{\phi I}$  – діюче значення струму,  $A$  і фазної напруги змінного струму,  $B$ ;  $I_d$ ,  $U_d$  – постійні струм,  $A$  і напруга,  $B$ .

Потужність однієї частини лінії електропересилання пульсуючим струмом

$$P = 3 U_{\phi I} I_I \cos \varphi + 3 U_d I_d. \quad (8.83)$$

Відбирання потужності з лінії електропересилання пульсуючого струму здійснюється трансформаторами  $T0$  на змінній напрузі.

## Контрольні запитання

1. У чому полягає доцільність пересилання електричної енергії ЛЕП надвисокої напруги?
2. Запишіть рівняння в часткових похідних трифазної лінії електропересилання без троса в розгорнутій формі.
3. Запишіть матрицю Фортеск'ю і поясніть, для чого вона використовується?
4. Від чого залежать елементи матриць  $L_0$  та  $C_0$ ?
5. Що таке режим узгодженого навантаження?
6. Дайте означення натуральної потужності.
7. Запишіть умову мінімуму коефіцієнта загасання і також ким вона отримана.
8. Як можна здійснювати перетоки реактивної потужності в лінії електропересилання?
9. За яких кутів, якщо напруги початку та кінця лінії електропересилання незмінні, режим є граничним?
10. Для чого використовуються колові діаграми?
11. Що таке режим самозбудження генераторів?
12. Від чого залежить потужність, яка пересилається лінією?
13. Як можна збільшити пропускну здатність лінії електропересилання?
14. Які рівняння описують процеси в лініях постійного струму?
15. Назвіть переваги та недоліки пересилання електричної енергії лініями постійного струму?
16. У чому полягає ефективність ліній постійного струму?
17. Що таке лінія електропересилання пульсуючим струмом?
18. Для чого обвитка лінійного трансформатора з боку лінії пульсуючим струмом з'єднана в "зигзаг"?



## 9. ОСНОВИ КЕРУВАННЯ РЕЖИМАМИ ЕЛЕКТРОЕНЕРГЕТИЧНИХ МЕРЕЖ ТА СИСТЕМ

Мета керування режимами ЕЕС – забезпечення ефективності технологічного процесу виробництва, пересилання та розподілу електроенергії з використанням автоматичних систем керування режимами.

### 9.1. Баланс активної та реактивної потужностей

В ЕЕС практично відсутні пристрої акумулювання електроенергії, тому для будь-яких режимів повинен існувати баланс потужностей між джерелами та споживачами електроенергії. Під джерелами електроенергії розуміємо електростанції, під споживачами – електричні навантаження, включаючи власні потреби станцій та підстанцій і втрати електроенергії в елементах ЕЕС.

Розглянемо баланс потужностей на прикладі електропостачання асинхронного двигуна безпосередньо від синхронного генератора. Режим рівноваги між асинхронним двигуном і синхронним генератором визначається перетином статичних характеристик цих елементів, заданих поверхнями  $P_\partial(U, f)$ ,  $Q_\partial(U, f)$  і  $P_{нав}(U, f)$ ,  $Q_{нав}(U, f)$  у тривимірному просторі. Характеристики синхронного генератора задаються АРЗ з обмеженням активної потужності за потужністю первинного двигуна (турбіни) і реактивної – за наявністю реактивної потужності генератора. Статичні характеристики асинхронного двигуна визначаються механічною характеристикою приводного механізму і параметрами двигуна.

Статичні характеристики елементів ЕЕС – це залежності між їхніми координатами режиму (параметрами), якщо зміна цих координат статична (така зміна, під час якої режими не відхиляються від ustalених).

Загалом статичні характеристики елементів ЕЕС отримуємо, розв’язуючи рівняння зв’язку між координатами ustalеного режиму елемента чи підсистеми

$$\vec{F}(\vec{\Pi}) = 0, \quad (9.1)$$

де  $\vec{F} = (F_1, F_2, \dots, F_l)_l$  –  $l$ -вимірний вектор-функція;  $\vec{\Pi} = (\Pi_1, \Pi_2, \dots, \Pi_n)_n$  –  $n$ -вимірний вектор параметрів режиму ( $n > l$ ).

Статичні характеристики елементів ЕЕС знаходимо, розв’язавши це рівняння щодо визначеної сукупності компонентів  $\vec{\Pi}_l$  вектора  $\vec{\Pi}$  як  $l$ -вимірної вектор-функції у вигляді

$$\vec{\Pi}_l = \vec{\Phi}(\vec{\Pi}_m), \quad (9.2)$$

в якій  $\vec{\Pi}_m$  –  $m$ -вимірний вектор-аргумент, причому  $\vec{\Pi} = (\vec{\Pi}_l, \vec{\Pi}_m)_n$ ,  $l + m = n$ .

За невеликої зміни аргументу  $\Delta \vec{P}_m$  для нерозривної вектор-функції  $\vec{\Phi}(\vec{P}_m)$  вираз (9.2) з достатньою точністю лінеаризується розкладанням в усічений у лінійній частині ряд Тейлора в області  $k$ -го значення вектор-аргументу  $\vec{P}_m^{(k)}$  у вигляді

$$\vec{P}_l^{(k+1)} = \vec{P}_l^{(k)} + (\partial \vec{\Phi}(\vec{P}_m) / \partial \vec{P}_m)^{(k)} \Delta \vec{P}_m^{(k)}, \quad (9.3)$$

де  $\partial \vec{\Phi}(\vec{P}_m) / \partial \vec{P}_m$  – матриця Якобі вектор-функції  $\vec{\Phi}(\vec{P}_m)$  за вектор-аргументом  $\vec{P}_m$ .

Найширше використовуються в задачах аналізу режимів ЕЕС статичні характеристики у вигляді залежності активної та реактивної потужностей від напруги та частоти, тобто

$$(P, Q)_t = (P(U, f), Q(U, f))_t,$$

чи, відповідно до (9.3)

$$\begin{aligned} \begin{vmatrix} P^{(k+1)} \\ Q^{(k+1)} \end{vmatrix} &= \begin{vmatrix} P^{(k)} \\ Q^{(k)} \end{vmatrix} + \\ &+ \left\| \begin{pmatrix} \partial P(U, f) / \partial U \\ \partial Q(U, f) / \partial U \end{pmatrix}^{(k)} \quad \begin{pmatrix} \partial P(U, f) / \partial f \\ \partial Q(U, f) / \partial f \end{pmatrix}^{(k)} \right\| \times \left| \frac{\Delta U^{(k)}}{\Delta f^{(k)}} \right|. \end{aligned} \quad (9.4)$$

Ці статичні характеристики визначають залежність між параметрами режиму за першою гармонікою чи за еквівалентними синусоїдами. Звідси рівняння стану ЕЕС розглядаються як наближені скінченні рівняння, розв'язавши які, отримуємо діючі значення перших гармонік чи еквівалентних синусоїд параметрів режиму.

Класичною задачею аналізу режимів ЕЕС є задача, якщо змінюється лише один аргумент статичних характеристик (напруга, частота, кут вибігу ротора тощо). Звичайно на практиці використовуються характеристики активної та реактивної потужностей вигляду  $P(U)$ ,  $Q(U)$ ,  $P(f)$ ,  $Q(f)$  чи  $P(\delta)$ ,  $Q(\delta)$ .

На рис. 9.1, а побудовано поверхні  $P_\partial$  і  $P_{нав}$  статичних характеристик активних потужностей  $P_\partial(U, f)$ ,  $P_{нав}(U, f)$ , а на рис. 9.1, б відповідно поверхні  $Q_\partial$  і  $Q_{нав}$  статичних характеристик реактивних потужностей  $Q_\partial(U, f)$  і  $Q_{нав}(U, f)$ .

Крива  $M_{P1}, N_{P1}$  перетину поверхонь статичних характеристик  $P_\partial$  і  $P_{нав1}$  визначає сукупність можливих значень потужностей, що відповідають стану рівноваги джерела та приймача електроенергії за активною потужністю, а крива  $M_{Q1}, N_{Q1}$  перетину поверхонь статичних характеристик  $Q_\partial$  і  $Q_{нав1}$ , що відповідають можливим режимам за реактивною потужністю.

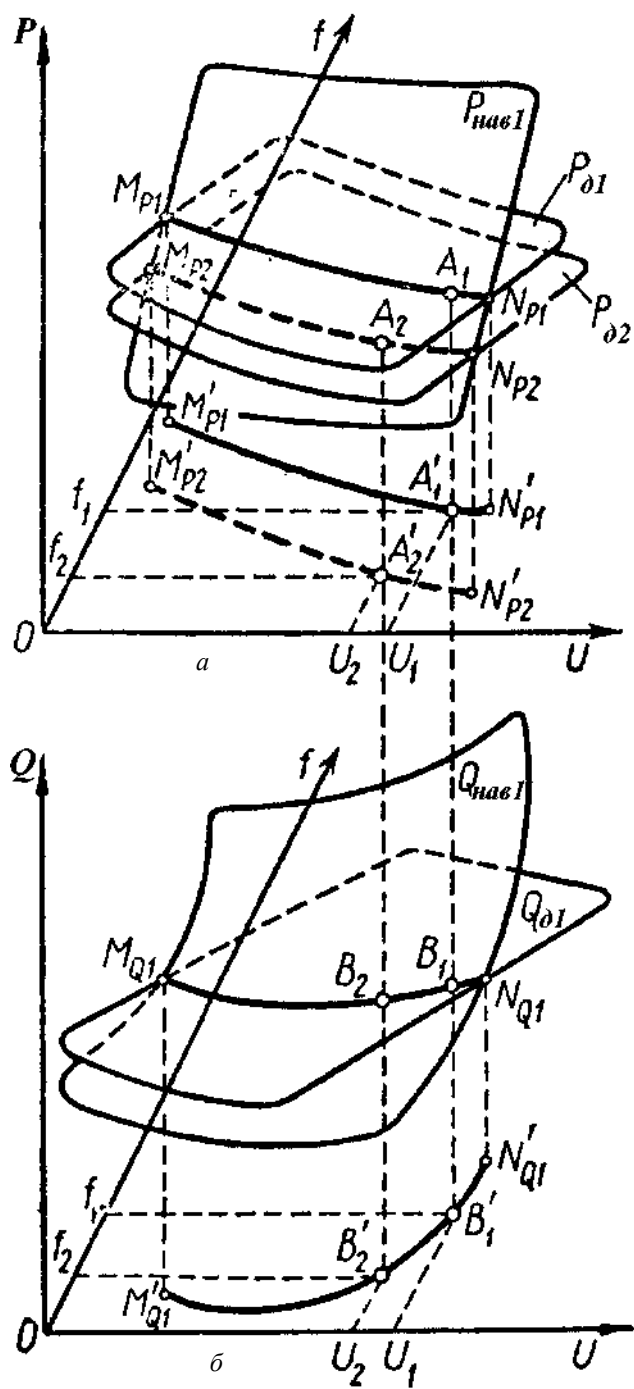


Рис. 9.1. Графічна інтерпретація загальних рівнянь балансу активної (а) і реактивної (б) потужностей джерела і споживача електроенергії в координатах напруги і частоти

Звичайно, режим цього комплексу – його значення напруги  $U_I$  і частоти  $f_I$  визначається точкою перетину проєкцій  $M'_{P1}$ ,  $N'_{P1}$ , кривої  $M_{P1}$ ,  $N_{P1}$ , на площину  $U, f$  та проєкції  $M'_{Q1}$ ,  $N'_{Q1}$  кривої  $M_{Q1}$ ,  $N_{Q1}$ , на площину  $U, f$ . Для розглянутого випадку це точки  $A'_I$  і  $B'_I$  для активних і реактивних потужностей відповідно.

Нехай активна потужність джерела електроенергії зменшилася внаслідок дії регулятора, тобто зменшився впуск енергоносія в турбіну – статична характеристика  $P_\delta(U, f)$  (поверхня  $P_{\delta I}$ ) перемістилася в положення  $P_{\delta 2}$ , причому регулювання здійснювалося так, що характеристика  $Q_{\delta I}$  залишилася незмінною. Нова крива перетину характеристик активних потужностей джерела і електроспоживача перемістилася в положення  $M_{P2}$ ,  $N_{P2}$  і точка перетину її проєкції  $M'_{P2}$ ,  $N'_{P2}$  на площину  $U, f$ , а проєкція  $M'_{Q1}$ ,  $N'_{Q1}$ , не змінилася, тепер новий режим визначається точками  $A'_2$  і  $B'_2$  з новими значеннями напруги  $U_2 < U_I$  і частотою  $f_2 < f_I$ . Водночас зменшилася також активна потужність навантаження (ординати точок  $A_2$ ), оскільки зменшилася напруга. Для того, щоб відновити попереднє значення напруги і частоти, необхідно відновити попереднє значення статичної характеристики  $P_\delta(U, f)$  чи зменшити навантаження асинхронного двигуна. Якщо зменшилося навантаження асинхронного двигуна, зміняться обидві характеристики – активна  $P_{нав}(U, f)$  і реактивна  $Q_{нав}(U, f)$ , тобто змінять розташування обидві поверхні –  $P_{нав1}$  і  $Q_{нав1}$ .

Наведена графічна інтерпретація взаємозв'язку балансу активної та реактивної потужностей джерела та приймача електроенергії і його напруги та частоти має, як правило, якісний характер. Для кількісної оцінки розглянемо відповідну математичну модель – рівняння балансу у вигляді вектор-функції активної і реактивної потужностей електроприймачів від вектор-аргументу напруг і частоти, тобто статичні характеристики  $P_{нав}(U, f)$ ,  $Q_{нав}(U, f)$  в зв'язку з активною і реактивною потужностями джерела електроенергії  $P_\delta(U, f)$ ,  $Q_\delta(U, f)$ .

Нехай існує рівновага між джерелом і приймачем електроенергії для параметрів режиму  $U_0$  і  $f_0$  і в деякий момент часу під дією системи регулювання потужність джерела енергії змінилася  $\Delta \dot{S}_\delta = \Delta P_\delta - j\Delta Q_\delta$ .

Загальне рівняння балансу потужностей має вигляд

$$\begin{aligned} P_{нав}(U, f) &= P_\delta(U, f); \\ Q_{нав}(U, f) &= Q_\delta(U, f), \end{aligned} \tag{9.5}$$

і за умови попередньої рівноваги ці рівняння запишуться так

$$\begin{aligned} P_{нав}(U_0, f_0) &= P_\delta(U_0, f_0); \\ Q_{нав}(U_0, f_0) &= Q_\delta(U_0, f_0). \end{aligned} \tag{9.6}$$

Після зміни потужності джерела енергії на  $\Delta\dot{S}_\partial$  праву частину рівняння (9.5) запишемо у вигляді суми правої частини (9.6) і приросту  $\Delta\dot{S}_\partial$ . Щоб записати в явній формі зв'язок потужності з напругою та частотою, знайдемо зміну потужностей  $\Delta P_\partial$  і  $\Delta Q_\partial$  розкладанням лівої частини (9.5) в усічений у лінійній частині ряд Тейлора в області параметрів режиму  $U_0, f_0$ . У результаті отримаємо

$$\begin{aligned} (\partial P_{нав}(U, f) / \partial U)_{U_0, f_0} \Delta U + (\partial P_{нав}(U, f) / \partial f)_{U_0, f_0} \Delta f &= \Delta P_\partial; \\ (\partial Q_{нав}(U, f) / \partial U)_{U_0, f_0} \Delta U + (\partial Q_{нав}(U, f) / \partial f)_{U_0, f_0} \Delta f &= \Delta Q_\partial, \end{aligned} \quad (9.7)$$

чи у матрично-векторній формі

$$\begin{aligned} &\left\| \begin{pmatrix} (\partial P_{нав}(U, f) / \partial U)_{U_0, f_0} & (\partial P_{нав}(U, f) / \partial f)_{U_0, f_0} \\ (\partial Q_{нав}(U, f) / \partial U)_{U_0, f_0} & (\partial Q_{нав}(U, f) / \partial f)_{U_0, f_0} \end{pmatrix} \right\| \times \\ &\times \begin{vmatrix} \Delta U \\ \Delta f \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} \Delta P_\partial \\ \Delta Q_\partial \end{vmatrix}. \end{aligned} \quad (9.8)$$

З отриманого рівняння (9.8) знаходимо зміну напруги та частоти під час зміни потужності джерела енергії на  $\Delta\dot{S}_\partial$

$$\begin{aligned} \Delta U &= ((\partial P_{нав}(U, f) / \partial f)_{U_0, f_0} \Delta Q_\partial - \\ &- (\partial Q_{нав}(U, f) / \partial f)_{U_0, f_0} \Delta P_\partial) / \Delta; \\ \Delta f &= ((\partial Q_{нав}(U, f) / \partial U)_{U_0, f_0} \Delta P_\partial - \\ &- (\partial P_{нав}(U, f) / \partial U)_{U_0, f_0} \Delta Q_\partial) / \Delta, \end{aligned} \quad (9.9)$$

де

$$\begin{aligned} \Delta &= (\partial P_{нав}(U, f) / \partial f)_{U_0, f_0} (\partial Q_{нав}(U, f) / \partial U)_{U_0, f_0} - \\ &- (\partial P_{нав}(U, f) / \partial U)_{U_0, f_0} (\partial Q_{нав}(U, f) / \partial f)_{U_0, f_0}. \end{aligned}$$

Нехай режим цього комплексу номінальний і збільшилася активна потужність джерела енергії за незмінної його реактивної потужності. Внаслідок цього зросте притік активної потужності до електроспоживача, бо  $\Delta P_\partial > 0$  і  $\Delta Q_\partial = 0$ .

Відповідно до (9.9)

$$\begin{aligned} \Delta U &= -(\partial Q_{нав}(U, f) / \partial f)_{U_0, f_0} \Delta P_\partial / \Delta; \\ \Delta f &= (\partial Q_{нав}(U, f) / \partial U)_{U_0, f_0} \Delta P_\partial / \Delta. \end{aligned} \quad (9.10)$$

Оскільки у (9.9) входять часткові похідні потужностей статичних характеристик  $P_{нав}(U, f)$ ,  $Q_{нав}(U, f)$  за напругою та частотою, для їхньої графічної інтерпретації можна використати характеристики, отримані на перетині поверхонь у тривимірному просторі площинами  $U = const$  і  $f = const$ . Тут значення  $U$  і  $f$  повинні відповідати значенням вихідного стану.

На рис. 3.24 показані характеристики за напругою і частотою  $P_{нав}(U)$ ,  $Q_{нав}(U)$  і  $P_{нав}(f)$ ,  $Q_{нав}(f)$ . Вони одержані з поверхонь  $P_{нав}(U, f)$ ,  $Q_{нав}(U, f)$  відповідно за  $f = const$  і  $U = const$  (за їхніх початкових значень).

З отриманих статичних характеристик бачимо, що в області номінальних напруги і частоти абсолютні значення  $\partial P_{нав} / \partial U$  і  $\partial Q_{нав} / \partial f$  малі і  $\partial Q_{нав} / \partial f < 0$ ,  $\partial P_{нав} / \partial U > 0$ ,  $\partial P_{нав} / \partial f > 0$  і  $\partial Q_{нав} / \partial U > 0$ , тоді  $\Delta > 0$ . Звідси випливає, що для цього режиму, який відповідає  $\Delta P_{\partial} > 0$ , значення  $\Delta U > 0$  і  $\Delta f > 0$ . Напруга збільшується незначно, а частота збільшується значно більше. Збільшення активної потужності джерела енергії досягається за рахунок впускання енергоносіїв на турбіну, що зумовлює збільшення обертів генератора, тобто частоти. Зі зменшенням активної потужності джерела енергії ( $\Delta P_{\partial} < 0$ ) буде спостерігатися зменшення частоти і, незначною мірою, напруги.

Для оцінки впливу зміни реактивної потужності джерела електроенергії на напругу і частоту цього комплексу допустимо, що збільшилась реактивна потужність джерела і відповідно збільшився притік реактивної потужності до електроприймачів ( $\Delta Q_{\partial} > 0$ ) за  $\Delta P_{\partial} = 0$ . Відповідно до (9.9)

$$\Delta U = (\partial P_{нав}(U, f) / \partial f)_{U_0, f_0} \Delta Q_{\partial} / \Delta; \quad (9.11)$$

$$\Delta f = -(\partial P_{нав}(U, f) / \partial U)_{U_0, f_0} \Delta Q_{\partial} / \Delta.$$

Зі статичних характеристик (рис. 3.15) бачимо, що  $\partial P_{нав} / \partial f > 0$  і  $\partial P_{нав} / \partial U > 0$ , а також  $\partial P_{нав} / \partial U$  значно менше ніж  $\partial P_{нав} / \partial f$ , зміна напруги під час зміни реактивної потужності буде значно більшою, ніж зміна частоти. Зі зростанням реактивної потужності джерела електроенергії підвищується напруга і тим самим збільшується активна потужність навантаження, що зумовлює незначне зменшення частоти ( $\Delta f < 0$ ). І, навпаки, зі зменшенням реактивної потужності джерела електроенергії зменшується напруга, що зумовлює зменшення активної потужності навантаження і, тим самим, незначне збільшення частоти. Зменшення генерації реактивної потужності джерела електроенергії досягається зниженням ЕРС джерела, тим самим зменшується напруга, що зумовлює деяке розвантаження джерела електроенергії за активною потужністю.

Отже, зі зміною генерування активної потужності джерела електроенергії в основному змінюється частота системи і незначною мірою – напруга. Навпаки, зі зміною реактивної потужності джерела електроенергії змінюється напруга і, незначною мірою, – частота генератора.

Аналогічних висновків можна дійти, якщо змінювати потужність навантаження. У такому разі збільшення потужності джерела енергії відповідає режиму зменшення потужності навантаження і навпаки.

З наведеного аналізу зв'язку балансу потужностей з напругою і частотою системи випливає, що для регулювання напруги необхідно змінювати реактивну потужність, а для регулювання частоти – активну потужність системи.

Режими ЕЕС за напругою і частотою можна аналізувати на підставі математичної моделі стану системи як вектор-функції напруг вузлів і частоти. Таку математичну модель можна отримати, використовуючи рівняння балансу потужностей у вузлах системи та балансу електромагнетних потужностей джерела електроенергії. На її підставі, якщо задані розрахункові умови, можна розрахувати не тільки значення вузових напруг (їхніх модулів та аргументів), але і частоту.

Напруга вузлів є локальним параметром режиму ЕЕС, тоді як частота – глобальний параметр (загальносистемний). Отже, для регулювання напруги у вузлах ЕЕС потрібно змінювати реактивну потужність у тих точках, де необхідно змінювати напругу. Для регулювання частоти в ЕЕС не має значення, де змінювати активну потужність, але необхідно враховувати чинник втрат енергії, тому необхідно змінювати потужність джерел електроенергії, регулюючи частоту так, щоб забезпечити мінімальне витрачання енергоносіїв, потрібних для регулювання частоти.

Джерелом активної потужності в ЕЕС, як було показано раніше, є синхронні генератори електричних станцій. Активна потужність, яка виробляється генераторами, повинна дорівнювати активній потужності споживачів електроенергії ЕЕС, активній потужності власних потреб електростанцій та підстанцій, втратам активної потужності в усіх елементах ЕЕС: трансформаторах, автотрансформаторах (втрати в міді та сталі); в лініях (втрати в проводах, землі та на корону); у реакторах, конденсаторах та інших елементах ЕЕС.

Необхідно відзначити, що втрати на нагрівання проводів ліній, обвиток електричних машин, електромагнетних апаратів визначаються повним струмом – активною та реактивною його складовими.

Баланс активної потужності в ЕЕС запишемо так

$$\sum P_{\partial} = \sum P_{нав} + \sum P_{в.н} + \sum \Delta P_{е.а} + \sum \Delta P_{Л} + \sum \Delta P_{н.к}, \quad (9.12)$$

де  $P_{нав}$  – потужність навантаження,  $MBm$ ;  $P_{в.н}$  – активна потужність власних потреб електростанцій та підстанцій,  $MBm$ ;  $\Delta P_{е.а}$  – втрати активної потужності в електромагнетних апаратах,  $MBm$ ;  $\Delta P_{Л}$  – втрати активної потужності в лініях,  $MBm$ ;  $\Delta P_{н.к}$  – втрати активної потужності у пристроях керування режимами ЕЕС,  $MBm$ .

Джерелами реактивної потужності в ЕЕС є: синхронні генератори електростанцій –  $Q_{Г}$ ; синхронні компенсатори, перезбуджені синхронні двигуни –  $Q_{СК}$ ; батареї статичних конденсаторів –  $Q_{КБ}$ ; зарядна потужність ліній –  $Q_{С}$ .

Сумарна споживана реактивна потужність в ЕЕС – це реактивна потужність споживачів –  $Q_{нав}$ , власних потреб електростанцій та підстанцій –  $Q_{в.н}$ , потуж-

ність намагнечування та розсіювання електромагнетних апаратів –  $\Delta Q_{e.a}$ , втрати в реактивному опорі ліній –  $\Delta Q_L$ . Звідси баланс реактивної потужності в ЕЕС можна записати як

$$\begin{aligned} \sum Q_G + \sum Q_{CK} + \sum Q_{KB} + \sum Q_C = \\ = \sum Q_{нав} + \sum Q_{в.л} + \sum \Delta Q_{e.a} + \sum \Delta Q_L. \end{aligned} \quad (9.13)$$

Значення членів рівняння балансу активної (9.12) та реактивної (9.13) потужностей загалом розраховуються за статичними характеристиками та параметрами заступних схем елементів ЕЕС, які наведено в розділі 3.

## 9.2. Якість електричної енергії

Вимоги стандарту (ГОСТ 13109-97) чинні в пунктах приєднання електроприймачів. Стандарт не встановлює вимог до якості електричної енергії у таких мережах:

- спеціального призначення;
- пересувних установках;
- автономних системах;
- тимчасового призначення;
- приєднаних до пересувних джерел енергії.

Показники якості електричної енергії діляться на дві групи: основні й додаткові.

Основні показники визначають властивості електроенергії, характеризують її якість.

Додаткові показники – це форми запису основних, які використовуються у нормативно-технічних документах.

До основних показників якості електричної енергії належать:

- 1) відхилення напруги  $\delta U$  ;
- 2) розмах зміни напруги  $\delta U_t$  ;
- 3) доза коливання напруги  $\psi$  ;
- 4) коефіцієнт несинусоїдності кривої напруги  $K_{н.с.U}$  ;
- 5) коефіцієнт  $n$ -ї гармонічної складової напруги  $K_{U(n)}$  ;
- 6) коефіцієнт зворотної послідовності напруги  $K_{2U}$  ;
- 7) коефіцієнт нульової послідовності напруги  $K_{0U}$  ;
- 8) відхилення частоти  $\Delta f$  ;
- 9) тривалість западини напруги  $\Delta t_n$  ;
- 10) імпульсна напруга  $U_{имп}$  .



## 9.2.1. Основні показники якості електричної енергії

### 9.2.1.1. Відхилення напруги

Відхилення напруги визначається так

$$\delta U = (U - U_{\text{ном}}) \cdot 100 / U_{\text{ном}}, \quad (9.14)$$

де  $U$  – дійсне значення напруги, кВ;  $U_{\text{ном}}$  – номінальне значення, кВ.

В однофазних мережах дійсне значення напруги  $U$  обчислюється як діюче значення  $U$  основної частоти без урахування гармонік, а у трифазних мережах як діюче значення  $U$  прямої послідовності основної частоти

$$U_{I(1)} = \sqrt{\frac{1}{12} \left[ \left( \sqrt{3} U_{BA(1)} + \sqrt{4 U_{CB(1)}^2 - \left( \frac{U_{CB(1)}^2 - U_{AC(1)}^2}{U_{BA(1)}} U_{BA(1)} \right)^2} \right)^2 + \left( \frac{U_{CB(1)}^2 - U_{AC(1)}^2}{U_{BA(1)}} \right)^2 \right]} \quad (9.15)$$

Допускається обчислення

$$U_{I(1)} = \frac{1}{3} (U_{BA(1)} + U_{BC(1)} + U_{AC(1)}). \quad (9.16)$$

Нормується:	н.р	п.а
до 1 кВ	±5%	±10%
6–20 кВ	–	±10%
35 кВ і вище	–	–

Нормальне і максимально допустиме відхилення напруги в мережах 35 кВ і вище визначається за методикою, наведеною в правилах контролю і аналізу якості електричної енергії та регулювання напруги в електричних мережах загального призначення.

### 9.2.1.2. Розмах зміни напруги

Розмах зміни напруги – це різниця між амплітудними чи діючими значеннями напруги до і після одиничної зміни напруги (рис.9.2)

$$\delta U_t = \frac{|U_i - U_{i+1}|}{\sqrt{2} U_{\text{ном}}} \cdot 100, \quad (9.17)$$

де  $U_i$  і  $U_{i+1}$  – значення амплітуди напруг екстремумів, що йдуть один за одним, кВ.

До розмаху зміни напруги належать поодинокі зміни напруги будь-якої форми з частотою повторення більше ніж двічі на хвилину та розмахи з частотою повторення від двох разів на хвилину до одного разу на годину, які мають середню швидкість зміни напруги більше за 0,1 %/с для ламп розжарювання і 0,2 %/с для інших приймачів.

Нормується відповідно до кривих, наведених у [11].

### 9.2.1.3. Доза коливання напруги

Доза коливання напруги – це інтегральна характеристика коливання напруги, яка викликає у людини за встановлений період часу подразнення від мигання світла

$$\Psi = \frac{1}{\Theta} \int_{t-\Theta}^t dt \int_0^{25} q_f^2 S(f, t) df, \quad (9.18)$$

де  $q_f$  – коефіцієнт зведення дійсних розмахів зміни напруги до еквівалентних, беруться з таблиці;  $\Theta$  – інтервал часу  $\approx 10$  хв;  $S(f, t)$  – частотний спектр зміни напруги  $U$  в момент часу  $t$ .

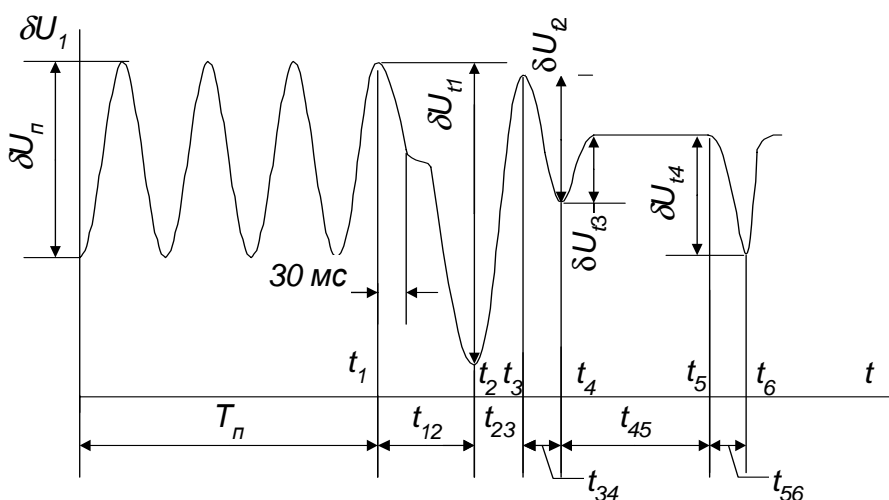


Рис. 9.2.

### 9.2.1.4. Коефіцієнт несинусоїдності кривої напруги

Коефіцієнт несинусоїдності кривої напруги визначається так

$$K_{н.с.U} = 100 \sqrt{\sum_{n=2}^N U_{(n)}^2} / U_{ном}, \quad (9.19)$$

$U_{(n)}$  – діюче значення  $n$ -ї гармоніки складової  $U$ , кВ.

Коефіцієнт несинусоїдності – це відношення кореня квадратного з суми квадратів діючих значень вищих гармонік, кратних до основної частоти, до  $U_{ном}$ .

Нормується:	н.р.	п.а.
до 1 кВ	5 %	10 %
6–20 кВ	4 %	8 %
35 кВ	3 %	6 %
110 кВ і вище	2 %	4 %

Якщо  $n > 40$  і значення  $K_{н.сU}$  менше від 0,3 %, діюче значення  $n$ -ї гармоніки не враховується.

#### 9.2.1.5. Коефіцієнт $n$ -ї гармонічної складової напруги

Коефіцієнт  $n$ -ї гармонічної складової напруги  $K_{U(n)}$  розраховується так

$$K_{U(n)} = 100U_{(n)} / U_{ном}, \quad (9.20)$$

де  $U_{(n)}$  – діюче значення  $n$ -ї гармонічної складової  $U$ , кВ.

Нормується:	н.р	п.а
до 1 кВ	–	6 %
6–20 кВ	–	5 %
35 кВ	–	4 %
110 кВ і вище	–	2 %

#### 9.2.1.6. Коефіцієнт оберненої послідовності напруги

Коефіцієнт оберненої послідовності напруги визначається як

$$K_{2U} = 100U_{2(1)} / U_{ном}, \quad (9.21)$$

де  $U_{2(1)}$  – діюче значення  $U_2$  основної частоти, кВ.

Нормується:	н.р	п.а
	2 %	4 %

Діюче значення напруги оберненої послідовності обчислюється так

$$U_{2(1)} = 0,62 |U_{НБ(1)} - U_{НМ(1)}|, \quad (9.22)$$

де  $U_{НБ(1)}$  і  $U_{НМ(1)}$  – найбільше і найменше діючі значення з трьох міжфазних напруг основної частоти, кВ.

#### 9.2.1.7. Коефіцієнт нульової послідовності напруги

Коефіцієнт нульової послідовності напруги трифазної чотирипровідної системи визначається так

$$K_{0U} = 100U_{0(1)} / U_{ном}, \quad (9.23)$$

де  $U_{0(1)}$  – діюче значення напруги нульової послідовності основної частоти, що обчислюється за формулою

$$U_{0(1)} = 0,62 |U_{НБ\Phi(1)} - U_{НМ\Phi(1)}|. \quad (9.24)$$

Нормується:	н.р	п.а
	2 %	4 %

#### 9.2.1.8. Відхилення частоти

Відхилення частоти визначається так

$$\Delta f = f - f_{\text{ном}}, \quad (9.25)$$

де  $f$  – дійсне значення частоти, Гц;  $f_{\text{ном}}$  – номінальне значення частоти, Гц.

Нормується:	н.р	п.а
	$\pm 0,2$ Гц	$\pm 0,4$ Гц

У післяаварійному режимі допускається відхилення частоти від номінальної в межах від  $+0,5$  Гц до  $-1$  Гц, але не більше ніж 90 годин на рік.

#### 9.2.1.9. Тривалість западини напруги

Тривалість западини напруги у секундах визначається (рис. 9.3) так

$$\Delta t = t_n - t_k, \quad (9.26)$$

де  $t_n$  і  $t_k$  – момент початку і кінця западини напруги, с.

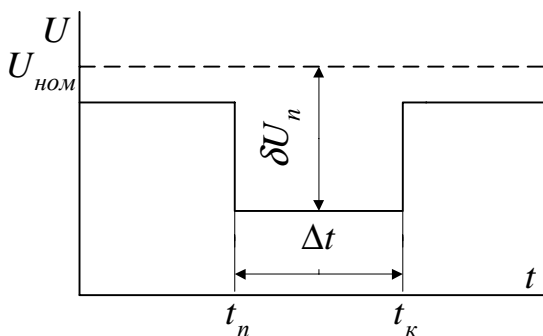


Рис. 9.3.

#### 9.2.1.10. Імпульсна напруга у відносних одиницях

Імпульсна напруга (рис. 9.4) у відносних одиницях обчислюється так

$$\delta U_{*imn} = \frac{U_{imn}}{\sqrt{2}U_{\text{ном}}}, \quad (9.27)$$

де  $U_{imn}$  – значення імпульсної напруги, кВ.

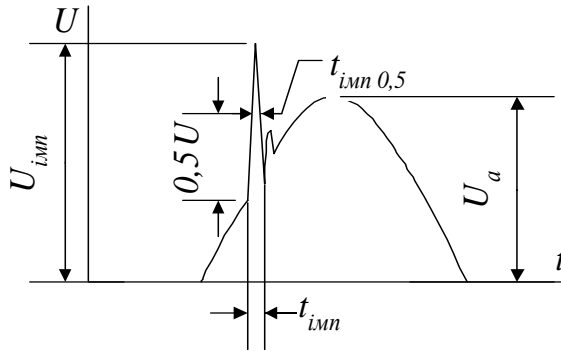


Рис. 9.4.

## 9.2.2. Додаткові показники якості електричної енергії

### 9.2.2.1. Коефіцієнт амплітудної модуляції

Коефіцієнт амплітудної модуляції (рис. 9.5) обчислюється так

$$K_{\text{моб}} = \frac{U_{\text{НБа}} - U_{\text{НМа}}}{2\sqrt{2}U_{\text{ном}}}, \quad (9.28)$$

де  $U_{\text{НБа}}$  – найбільше значення амплітуди модульної напруги, кВ;  $U_{\text{НМа}}$  – найменше значення амплітуди модульної напруги, кВ.

### 9.2.2.2. Коефіцієнт небалансу міжфазних напруг

Коефіцієнт небалансу міжфазних напруг визначається так

$$K_{\text{нб.м}} = \frac{U_{\text{НБ}} - U_{\text{НМ}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100, \quad (9.29)$$

де  $U_{\text{НБ}}$ ,  $U_{\text{НМ}}$  – відповідно найбільше і найменше діючі значення трьох міжфазних напруг, кВ.

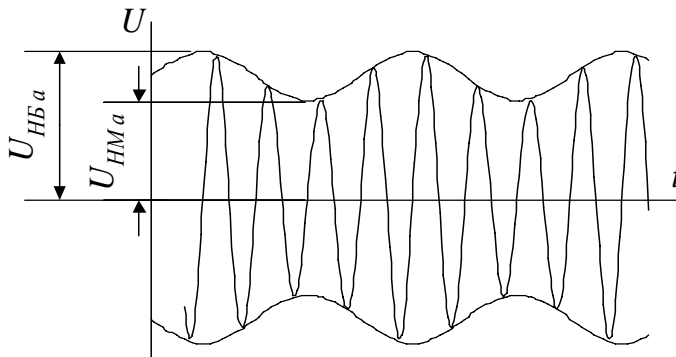


Рис. 9.5.

### 9.2.2.3. Коефіцієнт небалансу фазних напруг

Коефіцієнт небалансу фазних напруг розраховується так

$$K_{\text{нб.}\Phi} = \frac{U_{\Phi \text{НБ}} - U_{\Phi \text{НМ}}}{U_{\Phi \text{ном}}} \cdot 100, \quad (9.30)$$

де  $U_{\Phi \text{НБ}}$  – найбільше значення фазної напруги, кВ;  $U_{\Phi \text{НМ}}$  – найменше значення фазної напруги, кВ.

## 9.2.3. Допоміжні параметри електричної енергії

### 9.2.3.1. Частота зміни напруги

Частота зміни напруги [ $\text{с}^{-1}$ ] визначається так

$$F = m / T, \quad (9.31)$$

де  $m$  – кількість змін напруги за період  $T$ .

### 9.2.3.2. Інтервал часу між змінами напруги

Інтервал часу між змінами напруги [с] обчислюється так

$$\Delta t_{i,i+1} = t_{i+1} - t_i, \quad (9.32)$$

де  $t_i$  і  $t_{i+1}$  – моменти початку змін напруги, які відбуваються один за одним, с.

### 9.2.3.3. Глибина западини напруги

Глибина западини напруги розраховується так

$$\delta U_n = \frac{U_{\text{ном}} - U_{\text{min}}}{\sqrt{2} U_{\text{ном}}} \cdot 100, \quad (9.33)$$

де  $U_{\text{min}}$  – мінімальне значення напруги упродовж часу западини, кВ.

### 9.2.3.4. Інтенсивність западини напруги

Інтенсивність западини напруги визначається так

$$m_* = \frac{m(\delta U_n, \Delta t_n)}{M} \cdot 100, \quad (9.34)$$

де  $M$  – сумарна кількість западин напруги за період  $T$ ;  $m(\delta U_n, \Delta t_n)$  – кількість западин глибиною  $\delta U_n$  і тривалістю  $\Delta t_n$  за період  $T$ .

### 9.2.3.5. Тривалість імпульсу за рівнем половини його амплітуди

Тривалість імпульсу за рівнем половини його амплітуди в [с] знаходиться так

$$\Delta t_{\text{имп}0,5} = t_k - t_n, \quad (9.35)$$

де  $t_n$  і  $t_k$  – моменти часу, які відповідають перетину імпульсу напруги горизонтальною лінією, що проведена на половині амплітуди імпульсу, с.

Ці допоміжні параметри використовуються для визначення допустимих значень деяких основних показників якості енергії.

Якість електричної енергії контролюється енергопостачальною організацією та споживачем відповідно у їхніх підвідомчих електричних мережах. Тривалість вимірювання показників якості електроенергії – не менше від однієї доби. Якщо приєднується новий споживач, контроль здійснюється до і після приєднання. Нормується похибка вимірювань.

### 9.3. Регулювання напруги в електричних мережах

Напруга регулюється, тобто підтримується у відповідних межах в окремих точках електричної мережі під час зміни її навантаження, якщо відхилення напруги біля споживачів електричної енергії від номінального виходять за допустимі межі, які визначаються якістю електроенергії (ГОСТ 13109-97). Робота електроспоживачів погіршується, якщо до їхніх затискачів підводиться напруга, яка відрізняється від номінальної.

Регулювання напруги є важливим чинником під час проектування й експлуатації електричних мереж не тільки в технічному, але і в економічному аспектах, оскільки воно іноді дає змогу зменшити вартість експлуатації мережі.

Регулювати напругу можна такими основними методами:

- зміною струму збудження генераторів на електричних станціях;
- зміною коефіцієнта трансформації трансформаторів і за допомогою індукційних регуляторів;
- зміною параметрів мережі, тобто її опору;
- зміною реактивної потужності, яка протікає в електричній мережі.

Під час регулювання напруги джерела енергії змінюється напруга в усій електричній мережі, яка живиться від цього джерела (електрична станція, районна підстанція). Тому такий спосіб регулювання називається централізованим регулюванням напруги. Усі інші способи належать до місцевого (локального) регулювання напруги, за якого змінюється напруга в обмеженій частині розподільної електричної мережі.

Найефективнішим способом регулювання напруги на шинах електростанцій і на шинах нижчої напруги понижувальних районних підстанцій, які виконують для споживачів роль джерела енергії, є зустрічне регулювання напруги. За цим способом у період максимального навантаження, а також в післяаварійному режимі напруга на шинах електричних станцій, районних підстанцій підтримується вищою від номінальної  $(1,05 \div 1,08)U_{ном}$ . У період мінімального навантаження, якщо регулювання зустрічне, напруга на шинах електростанцій, районних підстанцій підтримується такою, що дорівнює номінальному значенню.

Під зміною напруги розуміють її коригування за допомогою єдиного заходу на тривалий період часу, наприклад, зміною робочого положення відгалуження нерегульованого трансформатора, ввімкненням пристрою поздовжньо-ємнісної компенсації, вмиканням додаткової паралельної лінії.

Під регулюванням напруги розуміють поточну зміну параметрів системи – струму збудження, коефіцієнта трансформації за допомогою РПН, використання регульованих компенсувальних пристроїв. Регулювання може здійснюватися автоматично за визначеним законом. Особливе значення з погляду регулювання напруги має використання компенсувальних пристроїв (КП) – конденсаторних батарей (КБ), статичних тиристорних компенсаторів (СТК), синхронних компенсаторів (СК). Регулювання напруги, як було показано в п. 9.1, можливе тільки за наявності достатнього резерву реактивної потужності.

### ***9.3.1. Регулювання напруги зміною струму збудження генераторів на електричних станціях***

Як було сказано раніше, суть цього методу полягає в тому, що напруга на приймачах електричної енергії у режимі максимального навантаження зменшується внаслідок збільшення втрат напруги в елементах електричної мережі від протікання максимального струму навантаження, а в режимі мінімального навантаження напруга на навантаженні зростає внаслідок меншої втрати напруги в елементах електричної мережі, доцільно напругу генераторів в першому випадку збільшувати, а в другому зменшувати щодо номінального значення. Регулювати напругу на генераторах зміною струму збудження можна у межах  $\pm 5\%$ .

Якщо споживачі електричної енергії підімкнені до шин генераторної напруги, то за відсутності інших пристроїв регулювання регулювати напругу на генераторах зміною струму збудження бажано в менших межах, ніж  $\pm 5\%$ , бо режими роботи споживачів електроенергії різні.

Регулюється напруга на генераторах зміною струму збудження завжди, незалежно від того, чи застосовуються інші методи регулювання. Використання тільки цього методу ефективне лише в слаборозвинутих електричних мережах, де втрати напруги в елементах електричної мережі, через які приєднані споживачі, однакові.

Відхилення напруги на виводах генератора більш ніж на  $\pm 5\%$  від  $U_{ном}$  призводить до необхідності зменшення його активної потужності.

### ***9.3.2. Регулювання напруги зміною коефіцієнта трансформації трансформатора***

За конструкційним виконанням розрізняються два типи трансформаторів понижувальних підстанцій:

- з перемиканням регульованих відгалужень без збудження, тобто з вимкненням трансформатора від електричної мережі (ПБЗ);
- з перемиканням регульованих відгалужень під навантаженням (РПН).

Для вдосконалення конструкції трансформаторів РПН встановлюються у нейтралі обвиток ВН трансформаторів, тобто використовуються РПН з полегшеною ізоляцією, РПН на автотрансформаторах встановлюється, переважно, на лінійному виводі СН.



Зміна коефіцієнта трансформації між обвитками вищої та нижчої напруг  $k_{BH-HH} = U_{BH} / U_{HH} = w_{BH} / w_{HH}$  дає змогу підтримувати на шинах  $HH$  напругу, близьку до номінальної, якщо первинна чи вторинна напруги відхиляються з тієї чи іншої причини від номінальної.

Трансформатори з ПБЗ мають, як правило, основне і чотири додаткові відгалуження зі зміною напруги щодо номінальної: +5; +2,5; -2,5; -5 %. Трансформатори і автотрансформатори з РПН мають кількість відгалужень та збільшений діапазон регулювання напруги, наприклад, діапазон становить  $\pm 16$  % за  $\pm 9$  ступенях регулювання з 1,78 % кожен.

Для перемикання відгалужень трансформаторів з ПБЗ необхідно їх вимикати від електричної мережі, що виконується не більше ніж двічі на рік. На них необхідно так підбирати відгалуження, щоб у разі зміни режиму роботи електричної мережі на вторинній обвитці відхилення напруги було допустимим.

Ефективнішим є регулювання напруги за рахунок зміни коефіцієнта трансформації трансформаторів і автотрансформаторів за допомогою РПН. У даний час використовуються два типи РПН: – РПН на базі здвоєного реактора; – РПН на базі активних опорів.

На рис. 9.6 показана принципова схема РПН на базі здвоєного реактора. У нормальному режимі перемикачі  $П1$  і  $П2$  замкнуті на одне відгалуження і струм протікає по двох плечах здвоєного реактора, опір якого малий, бо його обвитки ввімкнені зустрічно, контактори  $K1$  і  $K2$  замкнені. Перехід з одного відгалуження на інше здійснюється без розриву кола, яким протікає робочий струм.

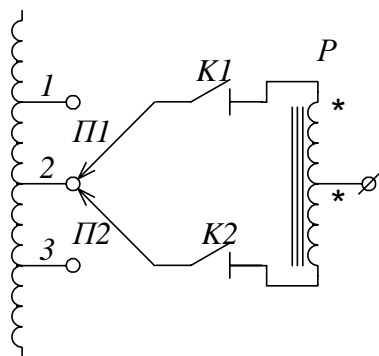


Рис. 9.6. Схема перемикального пристрою РПН на базі здвоєного реактора

Перемикання виконуються в такій послідовності. Розмикається контактор  $K1$  і у безструмовий період перемикач  $П1$  переводиться на відгалуження 1, робочий струм протікає через відгалуження 2, контактор  $K2$  і одне плече здвоєного реактора. Замикається контактор  $K1$ , виникають два шляхи протікання робочого струму трансформатора: – верхнє плече реактора  $P$ , контактор  $K1$ , перемикач  $П1$ , відгалуження 1; другий шлях – нижнє плече реактора  $P$ , контактор  $K2$ , перемикач  $П2$ ,

відгалуження 2. Для робочого струму опір здвоєного реактора малий, бо обвитки реактора ввімкнено зустрічно, тобто у верхнє плече реактора струм входить в кінець обвитки, у нижнє плече струм входить у початок обвитки. У такому стані перемикачів  $\Pi 1$  і  $\Pi 2$  у схемі виникає циркулюючий струм, викликаний різницею потенціалів між відгалуженнями 1 та 2. Значення цього струму невелике, тому що опір здвоєного реактора значний – обвитки реактора для цього струму ввімкнені узгоджено. У наступній операції розмикається контактор  $K2$ , весь струм протікає верхнім плечем, і в безструмову паузу перемикач  $\Pi 2$  переводиться з відгалуження 2 на відгалуження 1. Замикається контактор  $K2$ , і РПН переходить у новий робочий стан. Аналогічно виконуються перемикання на відгалуження 3.

Якщо напруга 220 кВ і вище, здвоєні реактори РПН мають великі розміри, тому в таких трансформаторах і автотрансформаторах використовуються РПН на базі активних опорів (рис. 9.7).

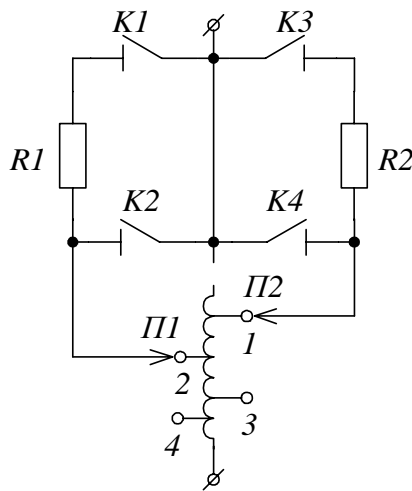


Рис. 9.7. Схема перемикального пристрою РПН на базі активних опорів

Цей пристрій сучасніший і є швидкодійним. Опори  $R1$  і  $R2$  розраховані на короткочасне протікання робочого струму і порівняно невеликі. Робота: контактори  $K1$  і  $K2$  замкнені, а  $K3$ ,  $K4$  розімкнені; опір  $R1$  зашунтований, і робочий струм протікає через перемикач  $\Pi 1$  і контактор  $K2$ .

Перемикання відбувається так: перемикач  $\Pi 2$  перемикається на інше відгалуження, і після цього розмикається контактор  $K2$  і робочий струм протікає через контактор  $K1$ , опір  $R1$  і перемикач  $\Pi 1$ ; вмикається контактор  $K3$ , і половина струму проходить через  $R2$ ; з'являється невеликий циркулюючий струм внаслідок різниці потенціалів між відгалуженнями 1 та 2; вимикається контактор  $K1$ , і робочий струм протікає через контактор  $K3$ , опір  $R2$  і перемикач  $\Pi 2$ , який є в новому стані; вмикається контактор  $K4$ , шунтується опір  $R2$  і шлях протікання струму – контактор  $K4$ , перемикач  $\Pi 2$ .

Схема триобвиткового трансформатора з РПН у нейтралі обвитки ВН і ПБЗ на обвитці СН показана на рис. 9.8.

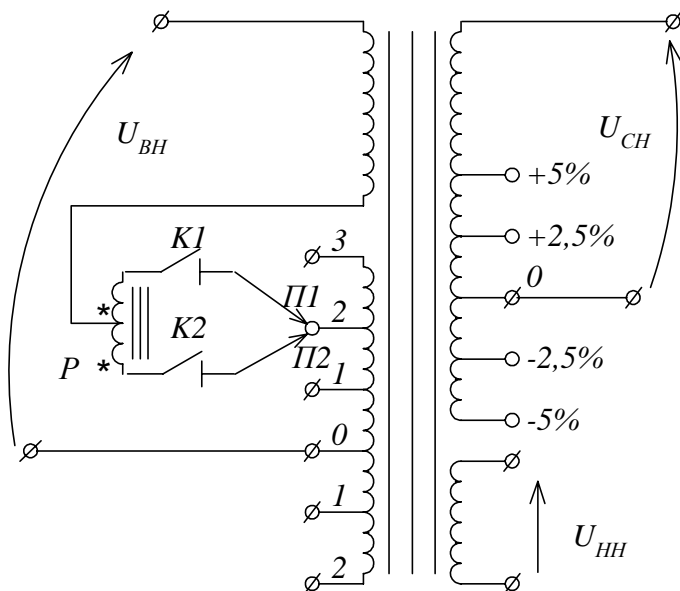


Рис. 9.8. Триобвитковий трансформатор з РПН в нейтралі обвитки ВН і ПБЗ на обвитці СН

Щоб перемкнути регульовальне відгалуження ПБЗ на обвитці СН, необхідно його вимкнути з електричної мережі. Такі перемикання виконуються рідко, під час сезонних змін навантаження.

Схеми регулювання напруги за допомогою РПН в обвитті СН автотрансформатора можуть бути з реверсом і без реверса (рис. 9.9).

Реверс дає змогу приєднувати регульовану обвитку як зустрічно, так і узгоджено, що збільшує діапазон регулювання вдвічі порівняно зі схемою без реверса. Схеми РПН з реверсом встановлюються також на трансформаторах. Регульована обвитка РПН автотрансформатора може встановлюватися і з боку обвитки ВН автотрансформатора (рис. 9.9, б), клас ізоляції пристрою РПН відповідає класу ізоляції СН автотрансформатора.

Щоб знайти бажаний коефіцієнт трансформації між обвитками ВН-НН і ВН-СН схеми трансформатора з РПН і ПБЗ (рис. 9.8), складаємо таблиці діапазону регулювання РПН та ПБЗ. На підставі розрахунку усталених режимів – максимального, мінімального, післяаварійного отримуємо дійсну напругу на шинах СН і НН. Бажану напругу на шинах СН і НН знаходимо з принципу зустрічного регулювання –  $(1,05 \div 1,08)U_{ном}$  у максимальному і післяаварійному режимах та  $1,0U_{ном}$  в мінімальному режимі. Так, для максимального режиму розраховуємо бажаний коефіцієнт трансформації  $k_{Т\text{ВН-НН баж. max}} = U'_{НН\text{ max}} / U_{НН\text{ баж. max}}$ . Одержаний коефіцієнт

ент трансформації заокруглюємо до ближчого табличного значення  $k_{T_{BH-HH\max}}$  і для цього коефіцієнта відносна кількість робочих витків  $n_{p_{BH\max}}$ . Звідси дійсна напруга на шинах НН

$$U_{HH\max} = \frac{U'_{HH\max}}{k_{T_{BH-HH\max}}}, \quad (9.36)$$

де  $U'_{HH\max}$  – дійсна напруга на шинах НН з розрахунку максимального режиму, зведена до обвитки ВН трансформатора.

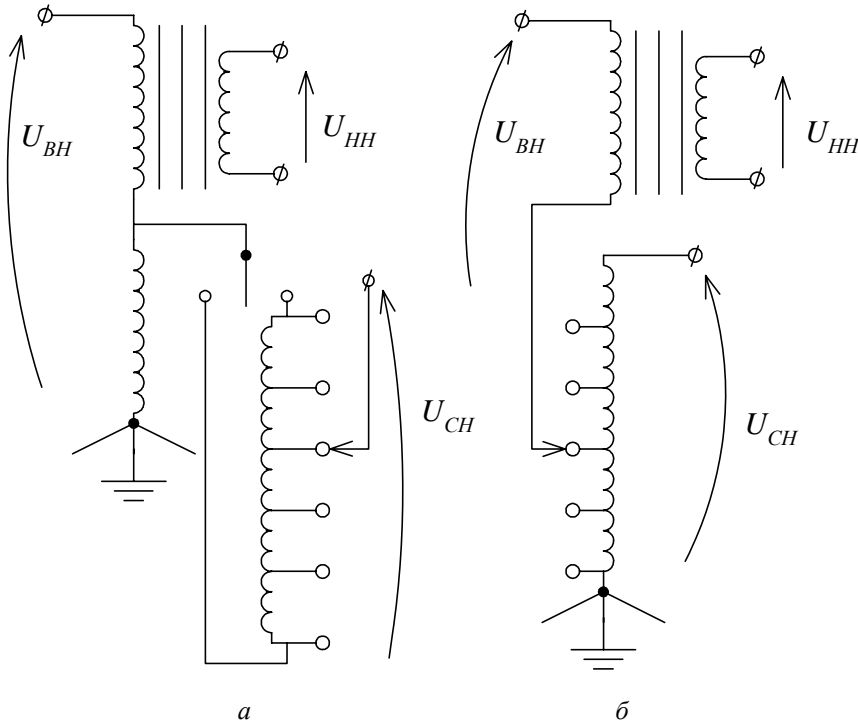


Рис. 9.9. Схема регулювання напруги з РПН на автотрансформаторі:  
а – з реверсом у лінійному виводі обвитки СН; б – на ВН без реверса

Коефіцієнт трансформації між обвитками ВН-СН і відповідні відгалуження ПБЗ обвитки СН знаходимо на підставі бажаної напруги на шинах СН. Обчислюємо бажаний коефіцієнт трансформації

$$k_{T_{BH-CH\text{ баж. max}}} = \frac{U'_{CH\max}}{U_{CH\text{ баж. max}}}, \quad (9.37)$$

де  $U'_{CH}$  – дійсна напруга на шинах СН, отримана з розрахунку максимального режиму, зведена до обвитки ВН.

Відносну кількість робочих витків ПБЗ обвитки СН знаходимо з рівності

$$k_{T_{BH-CH} \text{ баж. max}} = \frac{U_{BH}}{U_{CH}} \frac{n_{pBH \text{ max}}}{n_{pCH \text{ max}}}, \quad (9.38)$$

де  $U_{BH}$ ,  $U_{CH}$  – відповідно номінальні напруги обвиток ВН і СН.

Звідси визначаємо

$$n_{pCH \text{ max}} = \frac{U_{BH}}{U_{CH}} \frac{n_{pBH \text{ max}}}{k_{T_{BH-CH} \text{ баж. max}}} \quad (9.39)$$

і заокруглюємо до найближчого дійсного табличного значення.

Отже, знаходимо відносну кількість робочих витків ПБЗ для трьох режимів і обчислюємо середнє, яке визначає відгалуження ПБЗ на цей сезон.

Для схеми автотрансформатора з РПН у лінійному виводі обвитки СН (рис. 9.9, а) визначаємо бажаний коефіцієнт трансформації для підтримання бажаної напруги на шинах обвиток СН, а також складаємо таблицю  $k_{T_{BH-CH}}$  і  $n_{pCH}$ . Бажану напругу на шинах СН визначаємо з урахуванням принципу зустрічного регулювання  $U_{CH \text{ баж}}$  для різних режимів. Обчисливши для максимального, мінімального та післяаварійного режимів дійсну напругу на шинах СН  $U'_{CH}$ , зведену до ВН, знаходимо бажані коефіцієнти трансформації для всіх трьох режимів

$$k_{T_{BH-CH} \text{ баж}} = \frac{U'_{CH}}{U_{CH \text{ баж}}} \quad (9.40)$$

й заокруглюємо до найближчого з таблиці  $k_{T_{BH-CH}}$ . Дійсна напруга на шинах СН для відповідного режиму

$$U_{CH \text{ дійсне}} = \frac{U'_{CH}}{k_{T_{BH-CH}}}. \quad (9.41)$$

Коефіцієнт трансформації між обвитками ВН-НН

$$k_{T_{BH-НН}} = \frac{U_{BH}}{U_{НН}}. \quad (9.42)$$

Дійсна напруга на шинах НН

$$U_{НН \text{ дійсне}} = \frac{U'_{НН}}{k_{T_{BH-НН}}}, \quad (9.43)$$

де  $U'_{НН}$  – дійсна напруга, визначена з розрахунку усталеного режиму електричної мережі.

Якщо необхідне регулювання напруги на шинах НН автотрансформатора, використовуються СТК, СК і лінійні регулювальні трансформатори.

Регулювання напруги в електричних мережах зміною коефіцієнта трансформації трансформаторів і автотрансформаторів ефективно за умови, що електроспоживач

знаходиться за відносно невеликим опором, тобто є достатній запас за реактивною потужністю, якщо  $x \gg r$   $Q_\partial = EU / x - U^2 / x$ ;  $\partial Q_\partial / \partial U = E / x - 2U / x$  – велике за абсолютними значеннями.

Якщо значення опору між джерелом ЕРС і споживачем велике, тобто за наявності великих втрат напруги, статичні характеристики зображено на рис. 9.10.

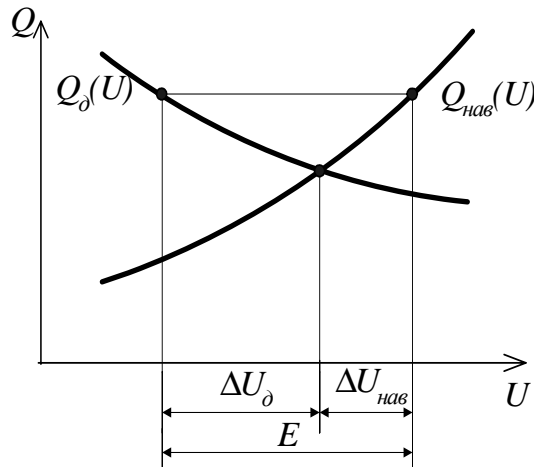


Рис. 9.10. Інтерпретація впливу запасу реактивної потужності джерела живлення на ефективність регулювання напруги зміною коефіцієнта трансформації

Щоб зменшити втрати напруги в електричній мережі, необхідно збільшити крутизну  $Q_\partial(U)$  компенсацією індуктивного опору ЛЕП, чи зменшити крутизну  $Q_{нас}(U)$  вмиканням біля споживача додаткового джерела реактивної потужності.

Розглянемо також вибір коефіцієнта трансформації двообвиткового трансформатора, коли задана напруга на виводах ВН. Коефіцієнт трансформації у відносних одиницях

$$k_{T_{ВН-НН*}} = U_{від*} / U_{НН*}, \quad (9.44)$$

де  $U_{від*} = U_{від} / U_{ном}$  – відношення напруги регульовального відгалуження до номінальної напруги електричної мережі з боку ВН трансформатора;  $U_{НН*} = U_{НН} / U_{2ном}$  – відношення номінальної напруги обвитки НН трансформатора до номінальної напруги електричної мережі з боку НН трансформатора.

Напруги первинної та вторинної обвиток трансформатора зв'язані таким досить точним співвідношенням

$$\begin{aligned} U_1 &= k_{T_{ВН-НН}} (U_2 + \Delta U_T) = k_{T_{ВН-НН}} (U_2 + \sqrt{3} Z_T I_2) = \\ &= k_{T_{ВН-НН}} (U_2 + Z_T S_{нас} / U_2), \end{aligned} \quad (9.45)$$



ВДТ складається з двох трансформаторів – послідовного і живильного, які містяться в одному баку з оливою. Первинна обвитка живильного трансформатора ВДТ з'єднується з електричною мережею. Вторинна обвитка цього трансформатора, від якої живиться первинна обвитка послідовного трансформатора, має конструкцію у вигляді обвитки з РПН.

Важливою перевагою такого регулювання є можливість змінювати напругу не тільки за модулем, але й за фазою за допомогою вмикання живильного трансформатора до електричної мережі з необхідною фазою. Це використовується для перерозподілу потужностей у замкнених електричних мережах з різним класом номінальних напруг.

### Приклад 9.3.2.

На понижуючій підстанції встановлено два паралельно працюючих трансформатори (рис. 9.12) *ТДТН – 16000/110*. Паспортні дані трансформатора:  $S_{ном} = 16 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ ;  $U_{ВН} = 115 \text{ кВ}$ ;  $U_{СН} = 38,5 \text{ кВ}$ ;  $U_{НН} = 11 \text{ кВ}$ ;  $u_{кВ-С} = 10,5 \%$ ;  $u_{кВ-Н} = 17 \%$ ;  $u_{кС-Н} = 6 \%$ ;  $\Delta P_{н.х} = 23 \text{ кВт}$ ;  $I_{н.х} = 1,0 \%$ ;  $\Delta P_{кВ-С} = 100 \text{ кВт}$ .  $РПН \pm 9 \times 1,78 \%$  у нейтралі обвитки *ВН* і  $ПБЗ \pm 2 \times 2,5 \%$  у лінійному виводі обвитки *СН*.

Навантаження:  $\dot{S}_C = (9,5 - j7) \text{ МВ} \cdot \text{А}$ ;  $\dot{S}_H = (5,5 - j3,1) \text{ МВ} \cdot \text{А}$ .

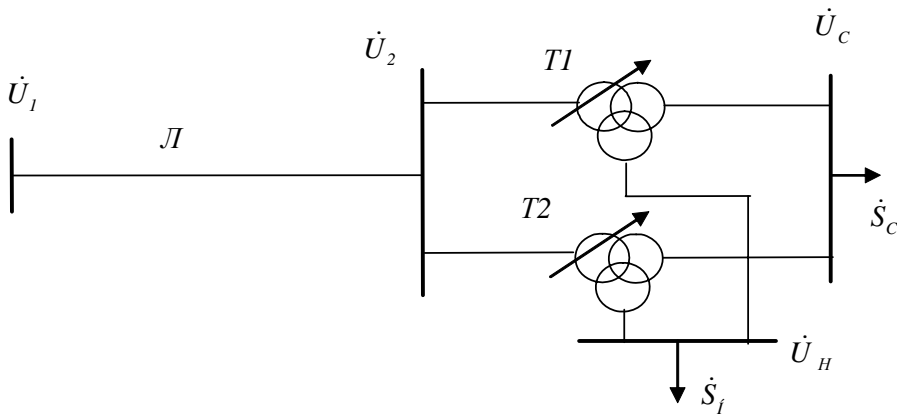


Рис. 9.12. Схема електричної мережі

Необхідно забезпечити режим роботи електричної мережі за напругою. Задана напруга на початку лінії електропередачі  $U_1 = 1,05 U_{ном}$ . Напруги на навантаженні обмоток СН і НН дорівнюють відповідно номінальним. Щоб забезпечити такий режим роботи електричної мережі за напругою необхідно визначити відгалуження *РПН* і *ПБЗ*.

Зв'язок підстанції з електричною системою виконано лінією електропередачі напругою  $110 \text{ кВ}$ , довжина лінії  $l = 73 \text{ км}$ , марка проводу *АС – 120/19*. Розрахункові подовжинні параметри *ЛЕП*:  $r_0 = 0,249 \text{ Ом/км}$ ;  $x_0 = 0,427 \text{ Ом/км}$ ;  $b_0 = 2,66 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}$ .



### Розв'язання.

Заступна схема електричної мережі показана на рис. 9.13. Оскільки на підстанції встановлено два паралельно працюючих трансформатори, заступна схема представлена еквівалентним трансформатором, тобто поздовжні параметри ділимо на два, поперечні множимо на два.

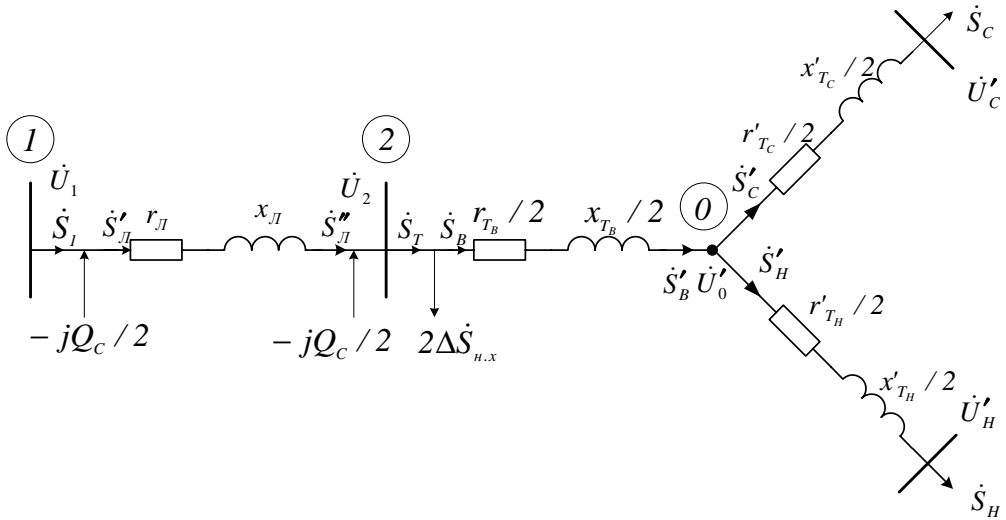


Рис. 9.13. Заступна схема електричної мережі

Обчислюємо параметри заступної схеми.

Лінії електропередавання:

$$r_{\text{Л}} = r_0 l = 0,249 \cdot 73 = 18,177 \text{ Ом};$$

$$x_{\text{Л}} = x_0 l = 0,427 \cdot 73 = 31,171 \text{ Ом};$$

$$Z_{\text{Л}} = r_{\text{Л}} + jx_{\text{Л}} = (18,177 + j31,171) \text{ Ом};$$

$$b_{\text{Л}} = b_0 l = 2,66 \cdot 10^{-6} \cdot 73 = 1,577 \cdot 10^{-4} \text{ См};$$

$$Y_{\text{Л}} = (g_{\text{Л}} + jb_{\text{Л}}) = (0 + j1,577 \cdot 10^{-4}) \text{ См};$$

$$Q_{\text{C}} = U_{\text{ном}}^2 b_{\text{Л}} = 110^2 \cdot 1,577 \cdot 10^{-4} = 1,908 \text{ Мвар}.$$

Трансформатор:

$$\Delta P_{\text{кВ-С}} = \Delta P_{\text{кmax}};$$

$$r_{\text{ТБ}} = r'_{\text{Тс}} = r'_{\text{Тн}} = \Delta P_{\text{кmax}} \cdot 10^{-3} \frac{U_{\text{ВН}}^2}{2S_{\text{ном}}^2} = 100 \cdot 10^{-3} \frac{115^2}{2 \cdot 16^2} = 2,583 \text{ Ом};$$

$$u_{\text{кВ}} = 0,5(u_{\text{кВ-С}} + u_{\text{кВ-Н}} - u_{\text{кС-Н}}) = 0,5(10,5 + 17 - 6) = 10,5 \%;$$

$$u_{\text{кС}} = 0,5(u_{\text{кВ-С}} + u_{\text{кС-Н}} - u_{\text{кВ-Н}}) = 0,5(10,5 + 6 - 17) = 0 \%;$$

$$u_{\text{кА}} = 0,5(u_{\text{кВ-Н}} + u_{\text{кС-Н}} - u_{\text{кВ-С}}) = 0,5(17 + 6 - 10,5) = 6,5 \%;$$

$$x_{T_B} = \frac{u_{\kappa_B}}{100} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{ном}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{16} = 86,789 \text{ Ом};$$

$$x'_{T_C} = \frac{u_{\kappa_C}}{100} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{ном}} = \frac{0}{100} \cdot \frac{115^2}{16} = 0 \text{ Ом};$$

$$x'_{T_H} = \frac{u_{\kappa_H}}{100} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{ном}} = \frac{6,5}{100} \cdot \frac{115^2}{16} = 53,727 \text{ Ом};$$

$$\Delta Q_{H.X} = \frac{I_{H.X} [\%] S_{ном}}{100} = \frac{1 \cdot 16}{100} = 0,16 \text{ Мвар};$$

$$\Delta \dot{S}_{H.X} = \Delta P_{H.X} - j \Delta Q_{H.X} = (0,023 - j0,16) \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Розраховуємо режим роботи електричної мережі за даними початку, тобто якщо задана напруга на початку лінії та потужність навантаження. Для цього необхідно визначити потужність на початку лінії з урахуванням втрат в елементах електричної мережі, які обчислюються за номінальною напругою

$$\begin{aligned} \dot{S}'_H &= P'_H - jQ'_H = \dot{S}_H + \Delta \dot{S}_{TH} = P_H - jQ_H + \frac{P_H^2 + Q_H^2}{U_{ном}^2} \cdot \frac{\underline{Z}'_{T_H}}{2} = \\ &= 5,5 - j3,1 + \frac{(5,5^2 + 3,1^2)}{110^2} \cdot \frac{(2,583 - j53,727)}{2} = (5,504 - j3,188) \text{ МВ} \cdot \text{А}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}'_C &= P'_C - jQ'_C = \dot{S}_C + \Delta \dot{S}_{TC} = P_C - jQ_C + \frac{P_C^2 + Q_C^2}{U_{ном}^2} \cdot \frac{\underline{Z}'_{T_C}}{2} = \\ &= 9,5 - j7 + \frac{(9,5^2 + 7^2)}{110^2} \cdot \frac{(2,583 - j0)}{2} = (9,515 - j7) \text{ МВ} \cdot \text{А}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}'_B &= P'_B - jQ'_B = \dot{S}'_H + \dot{S}'_C = 5,504 - j3,188 + 9,515 - j7 = \\ &= (15,019 - j10,188) \text{ МВ} \cdot \text{А}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_B &= P_B - jQ_B = \dot{S}'_B + \Delta \dot{S}_{TB} = P'_B - jQ'_H + \frac{(P'_B)^2 + (Q'_B)^2}{U_{ном}^2} \cdot \frac{\underline{Z}'_{T_B}}{2} = \\ &= 15,019 - j10,188 + \frac{(15,019^2 + 10,188^2)}{110^2} \cdot \frac{(2,583 - j86,789)}{2} = \\ &= (15,054 - j11,37) \text{ МВ} \cdot \text{А}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_T &= P_T - jQ_T = \dot{S}_B + 2\Delta \dot{S}_{H.X} = P_B - jQ_B + 2(\Delta P_{H.X} - j\Delta Q_{H.X}) = \\ &= 15,054 - j11,37 + 2(0,023 - j0,16) = (15,1 - j11,69) \text{ МВ} \cdot \text{А}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}''_{Л} &= P''_{Л} - jQ''_{Л} = \dot{S}_T + jQ_C / 2 = P_T - jQ_T + jQ_C / 2 = \\ &= 15,1 - j11,69 + j1,908/2 = (15,1 - j10,736) \text{ МВ} \cdot \text{А}; \end{aligned}$$

$$\dot{S}'_L = P'_L - jQ'_L = \dot{S}''_L + \Delta \dot{S}_L = P''_L - jQ''_L + \frac{(P''_L)^2 + (Q''_L)^2}{U_{ном}^2} \underline{Z}_L^* =$$

$$= 15,1 - j10,736 + \frac{(15,1^2 + 10,736^2)}{110^2} \cdot (18,177 - j31,171) =$$

$$= (15,616 - j11,62) \text{ MB} \cdot \text{A};$$

$$\dot{S}_I = P_I - jQ_I = \dot{S}'_L + jQ_C / 2 = P'_L - jQ'_L + jQ_C / 2 =$$

$$= 15,616 - j11,62 + j1,908/2 = (15,616 - j10,666) \text{ MB} \cdot \text{A}.$$

Обчислюємо напруги

$$U_1 = 1,05 U_{ном} = 1,05 \cdot 110 = 115,5 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_2 = U_1 - \Delta U_{L1} - j\delta U_{L1} = U_1 - \frac{r_{L1} P'_L + x_{L1} Q'_L}{U_1} - j \frac{x_{L1} P'_L - r_{L1} Q'_L}{U_1} =$$

$$= 115,5 - \frac{18,177 \cdot 15,616 + 31,171 \cdot 1,62}{115,5} - j \frac{31,171 \cdot 15,616 - 18,177 \cdot 11,62}{115,5} =$$

$$= 115,5 - 2,797 - j1,193 = (112,703 - j1,193) \text{ кВ}.$$

Напруга за модулем

$$U_2 = \sqrt{(U_1 - \Delta U_{L1})^2 + (\delta U_{L1})^2} = \sqrt{(115,5 - 2,797)^2 + 1,193^2} = 112,71 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}'_0 = U_2 - \Delta U_{TB} - j\delta U_{TB} = U_2 - \frac{P_{TB} r_{TB} / 2 + Q_{TB} x_{TB} / 2}{U_2} -$$

$$- j \frac{P_{TB} x_{TB} / 2 - Q_{TB} r_{TB} / 2}{U_2} = 112,71 - \frac{2,583 / 2 \cdot 15,054 + 86,789 / 2 \cdot 11,37}{112,71} -$$

$$- j \frac{86,789 / 2 \cdot 15,054 - 2,583 / 2 \cdot 11,37}{112,71} =$$

$$= 112,71 - 4,55 - j5,666 = (108,16 - j5,666) \text{ кВ}.$$

Напруга за модулем

$$U'_0 = \sqrt{(U_2 - \Delta U_{TB})^2 + (\delta U_{TB})^2} = \sqrt{(112,71 - 4,55)^2 + (5,666)^2} =$$

$$= 108,308 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}'_H = U_0 - \Delta U_{TH} - j\delta U_{TH} =$$

$$= U'_0 - \frac{P'_{TH} r'_{TH} / 2 + Q'_{TH} x'_{TH} / 2}{U_0} - j \frac{P'_{TH} x'_{TH} / 2 - Q'_{TH} r'_{TH} / 2}{U_0} =$$

$$= 108,308 - \frac{2,583 / 2 \cdot 5,504 + 53,727 / 2 \cdot 3,188}{108,308} -$$

$$- j \frac{53,727 / 2 \cdot 5,504 - 2,583 / 2 \cdot 3,188}{108,308} = 108,308 - 0,856 - j1,327 =$$

$$= (107,451 - j1,327) \text{ кВ}.$$

Напруга за модулем

$$U'_H = \sqrt{(U_0 - \Delta U_{TH})^2 + (\delta U_{TH})^2} = \sqrt{(108,308 - 0,856)^2 - 1,327^2} = 107,46 \text{ кВ};$$

$$\begin{aligned} \dot{U}'_C &= U'_0 - \Delta U_{TC} - j\delta U_{TC} = U_0 - \frac{P'_C r'_{TC} / 2 + Q'_C x'_{TC} / 2}{U_0} - \\ &- j \frac{P'_C x'_{TC} / 2 - Q'_C r'_{TC} / 2}{U_0} = 108,308 - \frac{2,583 / 2 \cdot 9,515 + 0 / 2 \cdot 7}{108,308} - \\ &- j \frac{0 / 2 \cdot 9,515 - 2,583 / 2 \cdot 7}{108,308} = 108,308 - 0,113 + j0,083 = \\ &= (108,194 + j0,083) \text{ кВ}. \end{aligned}$$

Напруга за модулем

$$U'_C = \sqrt{(U'_0 - \Delta U_{TC})^2 + (\delta U_{TC})^2} = \sqrt{(108,308 - 0,113)^2 + 0,083^2} = 108,194 \text{ кВ}.$$

Схема трифазного трансформатора з РПН у нейтралі обвитки ВН і ПБЗ на обвитці СН показана на рис. 9.8.

Щоб знайти бажаний коефіцієнт трансформації між обвитками ВН – НН і ВН – СН, складаємо таблиці діапазону регулювання РПН і ПБЗ. Номінальний коефіцієнт трансформації між обвитками ВН і НН

$$k_{ТВН-НН} = \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = \frac{115}{11} = 10,45.$$

Діапазон регулювання РПН  $\pm 9 \times 1,78$  обвитки ВН показано в табл. 9.1.

Таблиця 9.1

Відпайка обвитки ВН	Додаткове число витків обвитки ВН, %	Відносне число робочих обвитків ВН, $n_{pВН}$	$k_{ТВ-Н}$
1	+16,02	1,1602	12,12
2	+14,24	1,1424	11,94
3	+12,46	1,1246	11,75
4	+10,68	1,1068	11,57
5	+8,9	1,089	11,38
6	+7,12	1,0712	11,19
7	+5,34	1,0534	11,01
8	+3,56	1,0356	10,82
9	+1,78	1,0178	10,64
10	0,0	1,0	10,45
11	-1,78	0,9882	10,26
12	-3,56	0,9644	9,90
13	-5,34	0,9466	9,37
14	-7,12	0,9288	8,70
15	-8,9	0,911	7,93
16	-10,68	0,8932	7,08
17	-12,46	0,8754	6,20
18	-14,24	0,8576	5,32
19	-16,02	0,8398	4,46

Діапазон регулювання ПБЗ обвитки СН показано в табл. 9.2.

Таблиця 9.2

Відпайка обвитки СН	Додаткове число витків обвитки СН, %	Відносне число робочих витків обвитки СН, $n_{рНН}$
1	+5,0	1,05
2	+2,5	1,025
3	0,0	1,0
4	-2,5	0,975
5	-5,0	0,95

На підставі розрахунку усталеного режиму обчислено дійсну напругу на шинах СН і НН. Бажану напругу на шинах СН і НН знаходимо з урахуванням принципу зустрічного регулювання, тобто  $U_{С\text{баж}} = 1,05U_{ном} = 1,05 \cdot 35 = 36,75$  кВ та  $U_{Н\text{баж}} = 1,05U_{ном} = 1,05 \cdot 10 = 10,5$  кВ.

Визначаємо бажаний коефіцієнт трансформації між обвитками ВН та НН

$$k_{ТВ-Н\text{баж}} = \frac{U'_H}{U_{Н\text{баж}}} = \frac{107,46}{10,5} = 10,234.$$

Отриманий коефіцієнт трансформації заокруглюємо до найближчого табличного значення, тобто  $k_{ТВ-Н} = 10,26$ , відгалуження 11 і для цього коефіцієнта трансформації відносна кількість робочих витків  $n_{рВН} = 0,9882$ .

Звідси обчислюємо дійсну напругу на шинах НН з урахуванням дійсного коефіцієнта трансформації

$$U_H = \frac{U'_H}{k_{ТВ-Н}} = \frac{107,46}{10,26} = 10,474 \text{ кВ.}$$

Бажаний коефіцієнт трансформації між обвитками ВН – СН

$$k_{ТВ-С\text{баж}} = \frac{U'_C}{U_{С\text{баж}}} = \frac{108,194}{36,75} = 2,944.$$

Відносну кількість робочих витків ПБЗ обвитки СН визначаємо з рівності

$$k_{ТВ-С\text{баж}} = \frac{U_{ВН} n_{рВН}}{U_{СН} n_{рСН}}, \text{ тобто } n_{рСН} = \frac{U_{ВН} n_{рВН}}{U_{СН} k_{ТВ-С\text{баж}}} = \frac{115 \cdot 0,9882}{38,5 \cdot 2,944} = 1,003.$$

Отримане значення заокруглюємо до найближчого табличного, тобто відносне число робочих витків  $n_{рСН} = 1,025$ , відпайка 2.

### 9.3.3. Регулювання напруги зміною опору електричної мережі

Повітряні лінії з великим перерізом проводів мають великий індуктивний опір і відповідно великі втрати напруги. Зміною індуктивного опору лінії електропередавання можна впливати на втрати напруги і тим самим підтримувати напруги на споживачах у межах допустимих. Одним із засобів зменшення реактивного опору лінії є поздовжня компенсація, тобто послідовне вмикання конденсаторів (рис. 9.14).

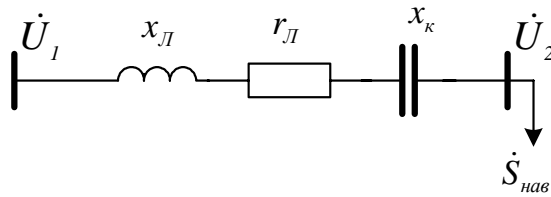


Рис. 9.14. Схема вмикання пристрою  
поздовжньої компенсації

Якісний аспект методу компенсації індуктивного опору ліній  $x_L$  ємнісним опором  $x_k$  інтерпретується за допомогою векторної діаграми (рис. 9.15). Необхідне значення компенсаційного опору обчислюється наближено з формули поздовжньої складової спаду напруги

$$\Delta U = (r_L P_{\text{наб}} + (x_L - x_k) Q_{\text{наб}}) / U_2, \quad (9.49)$$

де  $U_2$  – бажана напруга в кінці лінії за критеріями якості електричної енергії,  $\text{kB}$ ;  $P_{\text{наб}}$  – активна потужність навантаження,  $\text{MW}$ ;  $Q_{\text{наб}}$  – реактивна потужність навантаження,  $\text{Mvar}$ ;  $r_L$ ,  $x_L$  – відповідно активний та реактивний опори лінії електропередавання,  $\text{Om}$ ;  $x_k$  – ємнісний опір пристрою поздовжньої компенсації,  $\text{Om}$ .

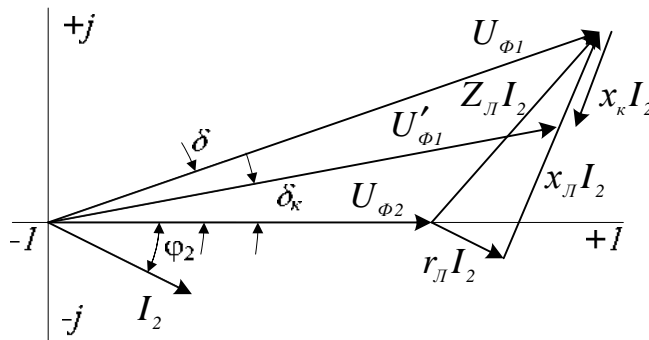


Рис. 9.15. Векторна діаграма напруг  
з поздовжньою компенсацією

Як видно з векторної діаграми, для забезпечення відповідного рівня напруги  $\dot{U}_{\phi 2}$ , напруга початку лінії  $\dot{U}_{\phi 1}$ , тобто її значення не повинно перевищувати допустимого. Спад напруги на опорі  $x_k$  пропорційний до струму навантаження і автоматично змінюється зі зміною струму, підтримуючи відхилення напруги на джерелі живлення в невеликих межах, якщо зміни потужності навантаження істотні.

томатично змінюється зі зміною струму, підтримуючи відхилення напруги на джерелі живлення в невеликих межах, якщо зміни потужності навантаження істотні.

Послідовна компенсація використовується, як правило, на повітряних лініях напругою до 500 кВ. Цей захід на лініях 220–500 кВ збільшує їхню пропускну здатність.

З формули (9.49) знаходимо наближене значення опору  $x_k$  і на його підставі

$$C_k = I / (\omega x_k), \quad (9.50)$$

де  $\omega$  – кутова частота,  $c^{-1}$ .

На підставі значення  $x_k$  розраховується кількість паралельно й послідовно увімкнених конденсаторів. Струм, який протікає лінією, залежить від значення навантаження

$$I_{нав} = S_{нав} / (\sqrt{3} U_{ном}). \quad (9.51)$$

Номінальний струм однієї конденсаторної банки

$$I_{НКБ} = Q_{НКБ} / U_{НКБ}, \quad (9.52)$$

де  $Q_{НКБ}$  – номінальна потужність однієї банки, *вар*;  $U_{НКБ}$  – номінальна напруга однієї банки, В.

Кількість паралельно увімкнених конденсаторів у одній фазі

$$n = I_{нав} / I_{НКБ}. \quad (9.53)$$

Кількість послідовно увімкнених конденсаторів у одній фазі визначається з умови

$$x_k = x_{НКБ} m / n, \quad (9.54)$$

де  $x_{НКБ} = U_{НКБ} / I_{НКБ}$  – номінальний опір одного конденсатора;  $n$  – кількість послідовно увімкнених конденсаторів;  $m$  – кількість паралельно увімкнених конденсаторів. Визначивши з (9.53) кількість паралельно увімкнених конденсаторів, з (9.54) розраховуємо кількість послідовно увімкнених конденсаторів

$$m = x_k n / x_{НКБ}. \quad (9.55)$$

Значення  $n$  і  $m$  заокругляються до найближчих цілих значень.

Загальна кількість конденсаторних банок для  $N_{фаз}$

$$N_{\Sigma} = N_{фаз} n m. \quad (9.56)$$

Установлена потужність пристрою поздовжньої компенсації

$$Q_{уст} = N_{\Sigma} Q_{НКБ}. \quad (9.57)$$

Дійсний опір пристрою поздовжньої компенсації визначається за формулою (9.54).

Напруга, прикладена до затискачів конденсаторної батареї, яка увімкнена в одну фазу

$$U_{фк} = x_k I_{нав}. \quad (9.58)$$

Зміна напруги вздовж лінії показана на рис. 9.16, коли  $x_k$  увімкнено посередині лінії.

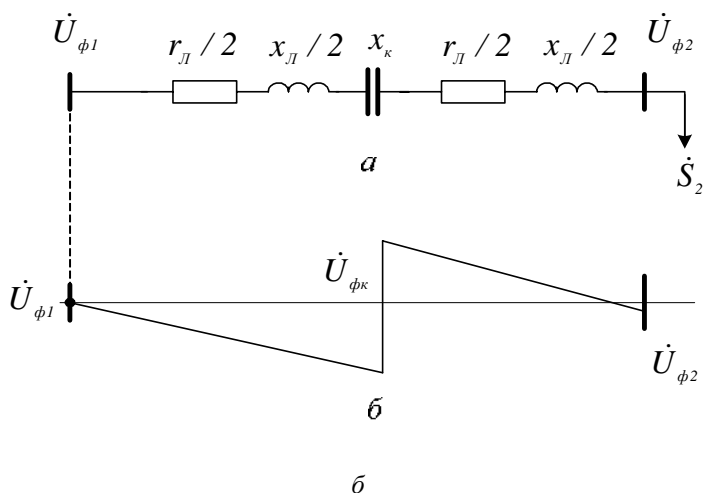


Рис. 9.16. Заступна схема (а) та зміна напруги вздовж лінії (б), якщо  $x_k$  увімкнено посередині лінії

### Приклад 9.3.3.

Районна понижуюча підстанція живиться від ЛЕП 220 кВ довжиною 120 км проводами АС – 300/39 (рис. 9.17). Подовжинні параметри лінії  $r_0 = 0,098$  Ом/км;  $x_0 = 0,429$  Ом/км;  $b_0 = 2,64 \cdot 10^{-6}$  Ом/км;  $\Delta P_{кор0} = 2,5$  кВт/км.

На підстанції встановлено трансформатори ТДЦ – 125000/220. Паспортні дані трансформатора:  $S_{ном} = 125$  МВ·А;  $U_{ВН} = 242$  кВ;  $U_{НН} = 10,5$  кВ;  $u_k = 11$  %;  $\Delta P_k = 380$  кВт;  $\Delta P_{н.х} = 135$  кВт;  $I_{н.х} = 0,5$  %.

Навантаження:  $\dot{S}_{нав} = (87 - j40)$  МВ·А.

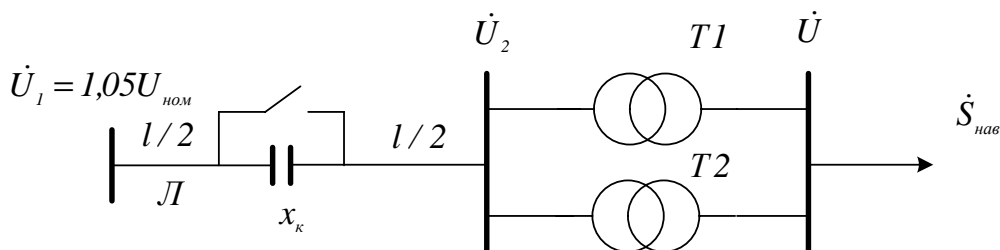


Рис. 9.17. Однолінійна схема електричної мережі

Необхідно визначити значення опору поздовжньої компенсації лінії, щоб забезпечити умови зустрічного регулювання напруги у вузлі навантаження.



### Розв'язання.

Заступна схема електричної мережі показана на рис. 9.18.

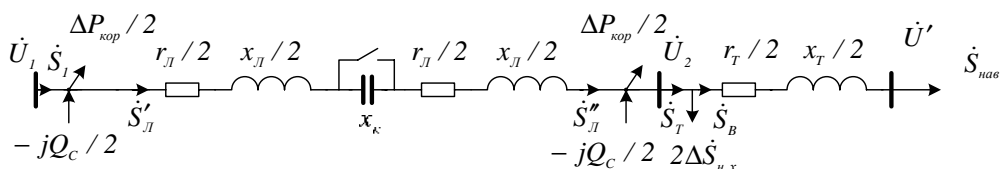


Рис. 9.18. Заступна схема електричної мережі

Обчислимо параметри заступної схеми електричної мережі.

Лінія електропередавання:

$$r_L = r_0 l = 0,098 \cdot 120 = 11,76 \text{ Ом};$$

$$x_L = x_0 l = 0,429 \cdot 120 = 51,48 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_L = r_L + jx_L = (11,76 + j51,48) \text{ Ом};$$

$$b_L = b_0 l = 2,64 \cdot 10^{-6} \cdot 120 = 3,168 \cdot 10^{-4} \text{ См};$$

$$Q_C = U_{ном}^2 b_L = 220^2 \cdot 2,64 \cdot 10^{-6} = 15,333 \text{ Мвар};$$

$$\Delta P_{кор} = \Delta P_{кор0} l = 2,5 \cdot 120 = 300 \text{ кВт};$$

$$g_L = \Delta P_{кор} \cdot 10^{-3} / U_{ном}^2 = 300 \cdot 10^{-3} / 220^2 = 6,198 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$\underline{Y}_L = g_L + jb_L = (6,198 \cdot 10^{-6} + j3,168 \cdot 10^{-4}) \text{ См}.$$

Трансформатор:

$$r_T = \Delta P_k \cdot 10^{-3} \frac{U_{ВН}^2}{S_{ном}^2} = 380 \cdot 10^{-3} \frac{242^2}{125^2} = 1,424 \text{ Ом};$$

$$x_T = \frac{u_k [\%]}{100} \cdot \frac{U_{ВН}^2}{S_{ном}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{242^2}{125} = 51,536 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_T = r_T + jx_T = (1,424 + j51,536) \text{ Ом};$$

$$\Delta Q_{н.х} = \frac{I_{н.х} [\%] S_{ном}}{100} = \frac{0,5 \cdot 125}{100} = 0,625 \text{ Мвар};$$

$$\Delta \dot{S}_{н.х} = \Delta P_{н.х} - j\Delta Q_{н.х} = (0,135 - j0,625) \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Для розрахунку усталеного режиму електричної мережі за даними початку необхідно визначити потужність на початку лінії з урахуванням втрат потужності. Втрати потужності обчислюємо за номінальною напругою. Спочатку знаходимо розрахункову потужність вузла навантаження, тобто

$$\begin{aligned} \dot{S}_B &= P_B - jQ_B = \dot{S}_{нав} + \Delta \dot{S}_T = P_{нав} - jQ_{нав} + \frac{P_{нав}^2 + Q_{нав}^2}{U_{нав}^2} \frac{\underline{Z}_T^*}{2} = \\ &= 87 - j40 + \frac{87^2 + 40^2}{220^2} \cdot \frac{1,424 - j51,536}{2} = (87,135 - j44,882) \text{ МВ} \cdot \text{А}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\dot{S}_P &= P_P - jQ_P = \dot{S}_B + 2\Delta\dot{S}_{h,x} + \Delta P_{кор} / 2 + jQ_C / 2 = \\
&= P_B - jQ_B + 2(\Delta P_{h,x} - j\Delta Q_{h,x}) + \Delta P_{кор} / 2 + jQ_C / 2 = \\
&= 87,135 - j44,882 + 2(87,135 - j44,882) + 0,3/2 + j15,333/2 = \\
&= (87,555 - j38,465) \text{ MB} \cdot \text{A}.
\end{aligned}$$

Повна розрахункова потужність

$$S_P = \sqrt{P_P^2 + Q_P^2} = \sqrt{87,555^2 + 38,465^2} = 95,632 \text{ MB} \cdot \text{A}.$$

Розрахункову заступну схему електричної мережі показано на рис. 9.19.

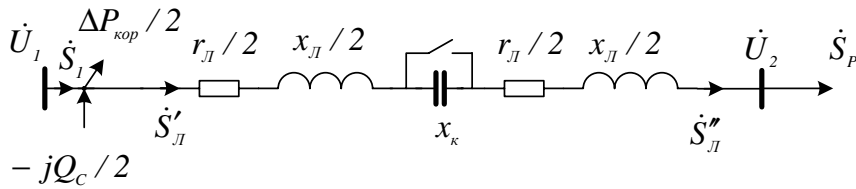


Рис. 9.19. Розрахункова заступна схема електричної мережі

Обчислюємо потужність на початку лінії електропередавання

$$\dot{S}''_{Л} = P''_{Л} - jQ''_{Л} = \dot{S}_P = (87,555 - j38,465) \text{ MB} \cdot \text{A};$$

$$\dot{S}'_{Л} = P'_{Л} - jQ'_{Л} = \dot{S}''_{Л} + \Delta\dot{S}_{Л} = P''_{Л} - jQ''_{Л} + \frac{(P''_{Л})^2 + (Q''_{Л})^2}{U_{ном}^2} \underline{Z}_{Л} =$$

$$= 87,555 + j38,465 + \frac{87,555^2 + 38,465^2}{220^2} \cdot (11,76 - j51,48) =$$

$$= (91,28 - j54,772) \text{ MB} \cdot \text{A};$$

$$\begin{aligned}
\dot{S}_1 &= P_1 - jQ_1 = \dot{S}'_{Л} + \Delta P_{кор} / 2 + jQ_C / 2 = P'_{Л} - jQ'_{Л} + \Delta P_{кор} / 2 + jQ_C / 2 = \\
&= 91,28 - j54,772 + 0,3/2 + j15,333/2 = (91,43 - j47,106) \text{ MB} \cdot \text{A}.
\end{aligned}$$

Знаходимо напруги у вузлах електричної мережі

$$U_1 = 1,05U_{ном} = 1,05 \cdot 220 = 231 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_2 = U_1 - \Delta U_{Л} - j\delta U_{Л} = U_1 - \frac{r_{Л}P'_{Л} + x_{Л}Q'_{Л}}{U_1} - j \frac{x_{Л}P'_{Л} - r_{Л}Q'_{Л}}{U_1} =$$

$$= 231 - \frac{11,76 \cdot 91,28 + 51,48 \cdot 54,772}{231} - j \frac{51,48 \cdot 91,28 - 11,76 \cdot 54,772}{231} =$$

$$= 231 - 16,853 - j17,554 = (214,147 - j17,554) \text{ кВ};$$

$$U_2 = \sqrt{(U_1 - \Delta U_{Л})^2 + (\delta U_{Л})^2} = \sqrt{(231 - 16,853)^2 + 17,554^2} = 214,865 \text{ кВ};$$

$$\begin{aligned}\dot{U}' &= U_2 - \Delta U_T - j\delta U_T = U_2 - \frac{P_B r_T / 2 + Q_B x_T / 2}{U_2} - j \frac{P_B x_T / 2 - Q_B r_T / 2}{U_2} = \\ &= 214,865 - \frac{87,135 \cdot 1,424 / 2 + 44,882 \cdot 51,536 / 2}{214,865} - \\ &- j \frac{87,135 \cdot 51,536 / 2 - 44,882 \cdot 1,424 / 2}{214,865} = 214,865 - 5,671 - j10,301 = \\ &= (209,194 - j10,301) \text{ кВ.}\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}U' &= \sqrt{(U_2 - \Delta U_T)^2 + (\delta U_{\text{Л}})^2} = \sqrt{(209,194 - 5,671)^2 + 10,301^2} = \\ &= 209,447 \text{ кВ.}\end{aligned}$$

Бажана напруга на шинах вузла навантаження

$$U_{2\text{баж}} = 1,01 U_{\text{ном}} = 1,01 \cdot 220 = 222,2 \text{ кВ.}$$

Допустимі втрати напруги

$$\Delta U_{\text{доп}} = 5\% U_{\text{ном}} = 0,05 \cdot 220 = 11 \text{ кВ.}$$

Значення компенсаційного опору обчислюємо за бажаною напругою в кінці лінії, нехтуючи поперечною складовою спаду напруги, тобто

$$\begin{aligned}U_1 &= U_{2\text{баж}} + (r_{\text{Л}} P_P + (x_{\text{Л}} - x_{\text{к}}) Q_P) / U_{2\text{баж}}; \\ x_{\text{к}} &= \frac{r_{\text{Л}} P_P + x_{\text{Л}} Q_P - U_{2\text{баж}} (U_1 - U_{2\text{баж}})}{Q_P} = \\ &= \frac{11,76 \cdot 87,555 + 51,48 \cdot 38,465 - 222,2(231 - 222,2)}{38,465} = 27,414 \text{ Ом.}\end{aligned}$$

Обчислюємо струм лінії

$$I_{\text{Л}} = \frac{S_P}{\sqrt{3} U_{\text{ном}}} = \frac{95,632}{\sqrt{3} \cdot 220} = 0,251 \text{ кА.}$$

З табл. 6.1 додатка 6 вибираємо конденсатори КС2А-0,66-40

$$Q_{\text{НКБ}} = 40 \text{ квар;}$$

$$U_{\text{НКБ}} = 0,66 \text{ кВ.}$$

Номінальний струм однієї конденсаторної банки

$$I_{\text{НКБ}} = \frac{Q_{\text{НКБ}}}{U_{\text{НКБ}}} = \frac{40}{0,66} = 61 \text{ А} = 0,061 \text{ кА.}$$

Номінальний опір одного конденсатора

$$x_{\text{НКБ}} = \frac{U_{\text{НКБ}}}{I_{\text{НКБ}}} = \frac{0,66}{0,061} = 10,89 \text{ Ом.}$$

Кількість паралельно увімкнених конденсаторів в одній фазі

$$n = \frac{I_{\text{Л}}}{I_{\text{НКБ}}} = \frac{0,251}{0,061} = 4,141, \text{ що заокруглюємо } n = 5.$$

Кількість послідовно увімкнених конденсаторів в одній фазі визначається з умови

$$m = \frac{x_k n}{x_{HKB}} = \frac{27,414 \cdot 5}{10,89} = 12,587, \text{ що заокруглюємо } m = 13.$$

Дійсний опір пристрою поздовжньої компенсації

$$x_k = x_{HKB} m / n = 10,89 \cdot 13 / 5 = 28,314 \text{ Ом.}$$

Загальна кількість конденсаторних банок для

$$N_{\Sigma} = N_{\text{фаз}} n m = 3 \cdot 5 \cdot 13 = 195.$$

Установлена потужність пристрою поздовжньої компенсації

$$Q_{\text{уст}} = N_{\Sigma} Q_{HKB} = 195 \cdot 40 \cdot 10^{-3} = 7,8 \text{ Мвар.}$$

Напруга, прикладена до затискачів конденсаторної батареї, яка увімкнена в одну фазу

$$U_{\Phi_k} = x_k I_L = 27,414 \cdot 0,251 = 6,88 \text{ кВ.}$$

З урахуванням  $x_k$  повторно обчислюємо напруги

$$\begin{aligned} \dot{U}_2 &= U_1 - \Delta U_L - j\delta U_L = U_1 - \frac{r_L P'_L + (x_L - x_k) Q'_L}{U_1} - \\ &- j \frac{(x_L - x_k) P'_L - r_L Q'_L}{U_1} = \\ &= 231 - \frac{11,76 \cdot 91,28 + (51,48 - 27,414) \cdot 54,772}{231} - \\ &- j \frac{(51,48 - 27,414) \cdot 91,28 - 11,76 \cdot 54,772}{231} = \\ &= 231 - 10,14 - j6,721 = 220,86 - j6,721 \text{ кВ;} \\ U_2 &= \sqrt{(U_1 - \Delta U_L)^2 + (\delta U_L)^2} = \sqrt{(231 - 10,14)^2 + 6,721^2} = \\ &= 220,962 \text{ кВ;} \\ \dot{U}' &= U_2 - \Delta U_T - j\delta U_T = U_2 - \frac{P_B r_T / 2 + Q_B x_T / 2}{U_2} - \\ &- j \frac{P_B x_T / 2 - Q_B r_T / 2}{U_2} = 220,962 - \\ &- \frac{87,135 \cdot 1,424 / 2 + 44,882 \cdot 51,536 / 2}{220,962} - \\ &- j \frac{87,135 \cdot 51,536 / 2 - 44,882 \cdot 1,424 / 2}{220,962} = \\ &= (215,291 - j10,301) \text{ кВ.} \end{aligned}$$

Як бачимо з повторного розрахунку

$$\begin{aligned} \Delta U_L &= (r_L P_p + (x_L - x_k) Q_p) / U_2 = (11,76 \cdot 87,555 + (51,48 - 27,414) \times \\ &\times 38,465) / 220,962 = 8,693 \text{ кВ} < \Delta U_{\text{дон}} = 11 \text{ кВ.} \end{aligned}$$

### 9.3.4. Регулювання напруги компенсацією реактивної потужності споживачів

Схема такого регулювання показана на рис. 9.20. У такому разі розглядаємо електричну мережу без підвищувальних і понижувальних трансформаторів з навантаженням  $S_{нав} = P_{нав} - jQ_{нав}$ , до того ж половина зарядної потужності кінця лінії врахована в  $Q_{нав}$ .

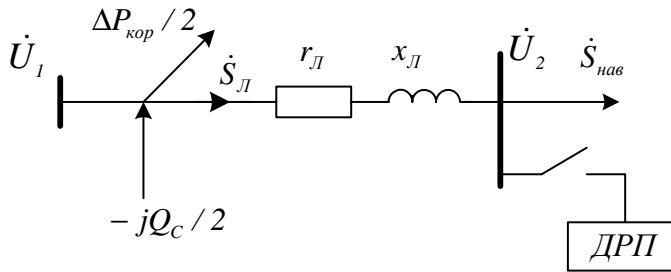


Рис. 9.20. Регулювання напруги за допомогою джерела реактивної потужності

Найнаочніше ефект регулювання напруги інтерпретується векторною діаграмою (рис. 9.21).

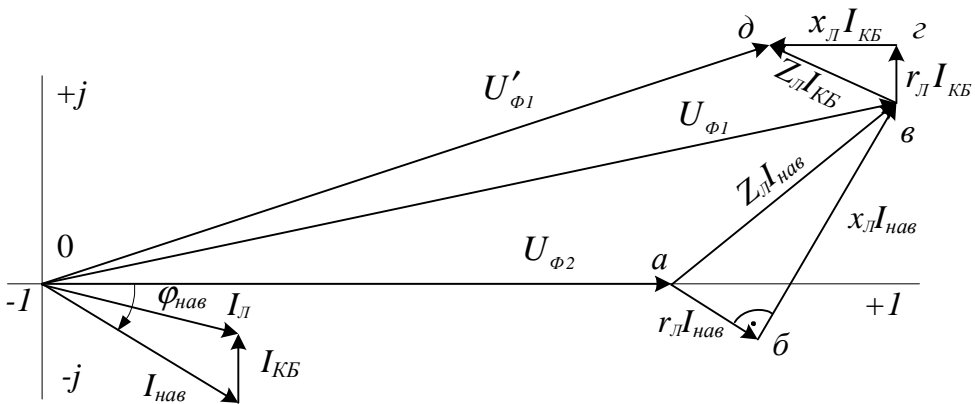


Рис. 9.21. Векторна діаграма напруг і струмів під час регулювання напруги за допомогою ДРП

Якщо відсутнє джерело реактивної потужності (ДРП), спад напруги в лінії визначається трикутником а, б, в і напруга на споживачі дорівнює  $U_{\phi 2}$ . Під час увімкнення паралельно до навантаження ДРП до струму навантаження додається струм  $I_{КБ}$ , який зменшує реактивну складову струму  $I_{нав}$  і спричиняє спад нап-

руги від струму  $I_{KB}$  в елементах заступної схеми лінії – трикутник в, г, д. Внаслідок цього бачимо, що для підтримання напруги на споживачі електроенергії в межах допустимого значення напруга на початку лінії  $U'_{\phi I}$  і вона менша за  $U_{\phi I}$ . Це означає, що якщо напруга  $U_{\phi I}$  незмінна на початку лінії, увімкнення ДРП підвищує напругу в кінці лінії.

Щоб визначити необхідну потужність ДРП радіальної мережі (рис. 9.20) з навантаженням в кінці  $\dot{S}_{нав} = P_{нав} - jQ_{нав}$ , розглянемо випадок, коли для розрахунку напруги вихідною величиною є напруга в кінці лінії  $U_2$

$$\dot{U}_I = U_2 + \frac{r_L P_{нав} + x_L Q_{нав}}{U_2} + j \frac{x_L P_{нав} - r_L Q_{нав}}{U_2}. \quad (9.59)$$

Розрахована напруга на початку лінії  $\dot{U}_I$  не задовольняє відповідні межі зміни, і її необхідно збільшити чи зменшити до значення  $\dot{U}'_I$ . Для того, щоб змінити напругу  $\dot{U}_I$  до значення  $\dot{U}'_I$ , увімкнемо в кінці лінії ДРП. Необхідну потужність ДРП позначимо через  $Q_{KB}$ . Сумарна потужність в кінці лінії  $\dot{S}_{нав} = P_{нав} - j(Q_{нав} - Q_{KB})$ . Зв'язок між бажаною напругою на початку лінії  $\dot{U}'_I$  і заданою напругою в кінці лінії запишемо на підставі (9.59) з урахуванням сумарної потужності навантаження під час увімкнення ДРП

$$\begin{aligned} \dot{U}'_I = U_2 + \frac{r_L P_{нав} + x_L (Q_{нав} - Q_{KB})}{U_2} + \\ + j \frac{x_L P_{нав} - r_L (Q_{нав} - Q_{KB})}{U_2}. \end{aligned} \quad (9.60)$$

Вплив поперечної складової напруги невеликий і ним знехтуємо

$$U'_I = U_2 + \frac{r_L P_{нав} + x_L (Q_{нав} - Q_{KB})}{U_2}. \quad (9.61)$$

У (9.61) невідома тільки  $Q_{KB}$  ДРП, і її визначаємо

$$Q_{KB} = (U_2(U_2 - U'_I) + r_L P_{нав} + x_L Q_{нав}) / x_L. \quad (9.62)$$

Знак  $Q_{KB}$  показує, в якому режимі повинно працювати ДРП: плюс – генерація реактивної потужності; мінус – споживання реактивної потужності.

Розглянемо режим роботи радіальної мережі (рис. 9.20), коли незмінною є напруга  $U_I$ . Нехай розрахована напруга в кінці лінії  $U_2$  не відповідає заданому рівню, тобто менша від бажаної напруги  $U_{2баж}$

$$\dot{U}_2 = U_I - \frac{r_L P_L + x_L Q_L}{U_I} - j \frac{x_L P_L - r_L Q_L}{U_I}. \quad (9.63)$$

Щоб отримати бажане значення  $U_{2\text{баж}}$ , необхідно, як було показано на векторній діаграмі, зменшити втрату напруги в лінії. Це досягається, як і в попередньому випадку, увімкненням ДРП паралельно до навантаження  $\dot{S}_{\text{нав}} = P_{\text{нав}} - j(Q_{\text{нав}} - Q_{\text{КБ}})$ .

Нехтуючи малим значенням поперечної складової напруги, якщо незмінна напруга на початку лінії  $U_1 = \text{const}$ , отримаємо рівняння зв'язку між лінійними напругами початку і кінця лінії

$$U_1 = U_2 + \frac{r_{\text{Л}} P_{\text{нав}} + x_{\text{Л}} Q_{\text{нав}}}{U_2}, \quad (9.64)$$

і якщо ввімкнено ДРП

$$U_1 = U_{2\text{баж}} + \frac{r_{\text{Л}} P_{\text{нав}} + x_{\text{Л}} (Q_{\text{нав}} - Q_{\text{КБ}})}{U_{2\text{баж}}}. \quad (9.65)$$

Оскільки ліві частини рівнянь (9.64) і (9.65) однакові, прирівнюємо їхні праві частини

$$U_2 + \frac{r_{\text{Л}} P_{\text{нав}} + x_{\text{Л}} Q_{\text{нав}}}{U_2} = U_{2\text{баж}} + \frac{r_{\text{Л}} P_{\text{нав}} + x_{\text{Л}} (Q_{\text{нав}} - Q_{\text{КБ}})}{U_{2\text{баж}}}, \quad (9.66)$$

чи

$$\frac{x_{\text{Л}} Q_{\text{КБ}}}{U_{2\text{баж}}} = U_{2\text{баж}} - U_2 + \frac{r_{\text{Л}} P_{\text{нав}} + x_{\text{Л}} Q_{\text{нав}}}{U_{2\text{баж}}} - \frac{r_{\text{Л}} P_{\text{нав}} + x_{\text{Л}} Q_{\text{нав}}}{U_2}. \quad (9.67)$$

Оскільки  $U_{2\text{баж}} > U_2$ , то різниця останніх двох членів одержаного рівняння від'ємна, і позначимо її

$$\alpha = \frac{r_{\text{Л}} P_{\text{нав}} + x_{\text{Л}} Q_{\text{нав}}}{U_{2\text{баж}}} - \frac{r_{\text{Л}} P_{\text{нав}} + x_{\text{Л}} Q_{\text{нав}}}{U_2}, \quad (9.68)$$

а формула (9.67) набере вигляду

$$\frac{x_{\text{Л}} Q_{\text{КБ}}}{U_{2\text{баж}}} = U_{2\text{баж}} - U_2 - \alpha. \quad (9.69)$$

Як бачимо з виразу (9.68), значення  $\alpha$  мале, тобто можна прийняти  $\alpha=0$ , тоді

$$Q_{\text{КБ}} = (U_{2\text{баж}} - U_2) U_{2\text{баж}} / x_{\text{Л}}. \quad (9.70)$$

Отриманий вираз можна використовувати для обчислення потужності статичних конденсаторів, статичних тиристорних компенсаторів (СТК) і синхронних компенсаторів.

Потужність ДРП, визначена за (9.62) і (9.70), округляється до найближчого стандартного значення. Після визначення стандартного значення потужності ДРП необхідно повторно розрахувати режим мережі з урахуванням потужності ДРП. Отримана формула (9.70) використовується для визначення потужності ДРП і для електричної мережі складнішої конфігурації.

Для розрахунку магістральної мережі в отриману формулу підставляємо сумарне значення індуктивного опору елементів мережі від місця встановлення ДРП

до джерела енергії. Для розрахунку складнорозгалужених мереж у (9.70) також підставляємо значення індуктивного опору від місця встановлення ДРП до джерела енергії. Для розрахунку замкнених мереж у (9.70) підставляємо еквівалентне значення індуктивного опору, отримане на підставі методу трансформації мережі, не враховуючи навантаження від точки вмикання ДРП до джерела енергії.

Схема СТК показана на рис. 9.22. Такий пристрій дає змогу плавно регулювати напругу на шинах підстанцій. За допомогою тиристорів регулюється значення струму, який протікає через шунтовий реактор (ШР). Конденсаторна батарея КБ під'єднана до електричної мережі постійно. Недоліком такого виду компенсації реактивної потужності є наявність вищих гармонік, які генерує в електричну мережу перетворювальний тиристорний блок (ПТБ) і від'ємний регулювальний ефект конденсаторної батареї – із зростанням напруги зростає генерація реактивної потужності й навпаки. Компенсувати вищі гармоніки можна за допомогою КБ, які настроюються на конкретну гармоніку.

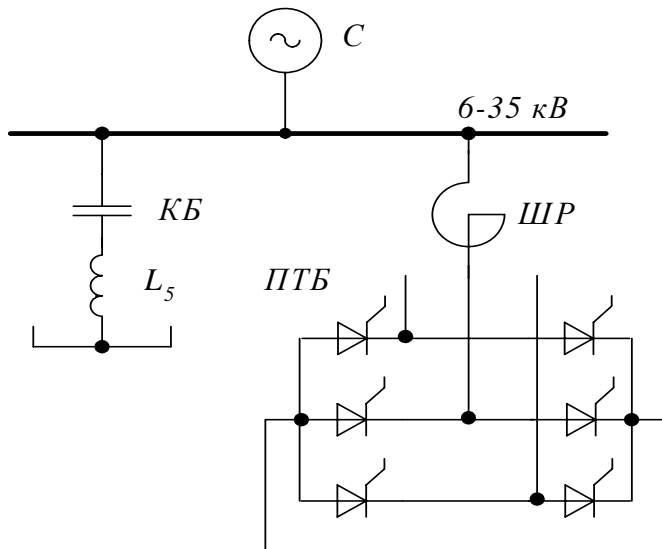


Рис. 9.22. Схема підключення СТК до електричної мережі

#### Приклад 9.3.4.

Живлення районної понижуючої підстанції здійснюється від ЛЕП 220 кВ довжиною 70 км проводами АС – 240/32 (рис. 9.23.). Подовжинні параметри ЛЕП

$$r_0 = 0,121 \text{ Ом/км}; x_0 = 0,435 \text{ Ом/км}; b_0 = 2,6 \cdot 10^{-6} \text{ Ом/км};$$

$$\Delta P_{\text{кор}0} = 2,2 \text{ кВт/км}.$$

На підстанції встановлено два трансформатори ТДЦ – 80000/220. Паспортні дані трансформатора  $S_{\text{ном}} = 80 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ ;  $U_{\text{ВН}} = 242 \text{ кВ}$ ;  $U_{\text{НН}} = 10,5 \text{ кВ}$ ;  $u_k = 11 \%$ ;  $\Delta P_k = 320 \text{ кВт}$ ;  $\Delta P_{\text{н.х}} = 105 \text{ кВт}$ ;  $I_{\text{н.х}} = 0,6 \%$ .



Навантаження:  $\dot{S}_{\text{нав}} = (80 - j45) \text{ МВ} \cdot \text{А}.$

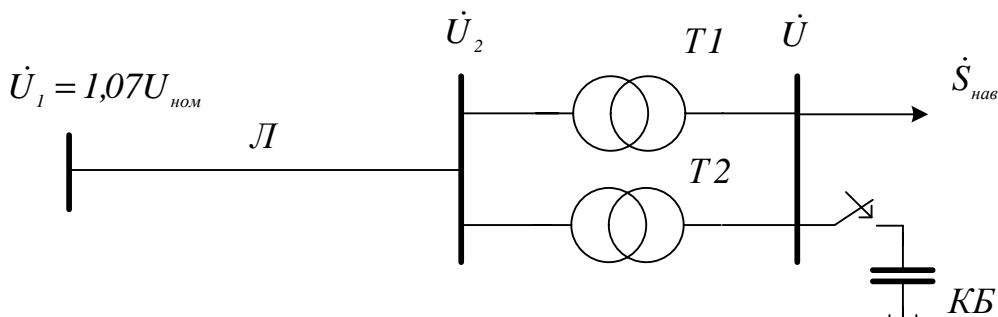


Рис. 9.23. Схема електричної мережі

Необхідно визначити встановлену потужність конденсаторної батареї, щоб забезпечити умови зустрічного регулювання напруги на навантаженні.

#### Розв'язання.

Заступна схема електричної мережі показана на рис. 9.24.

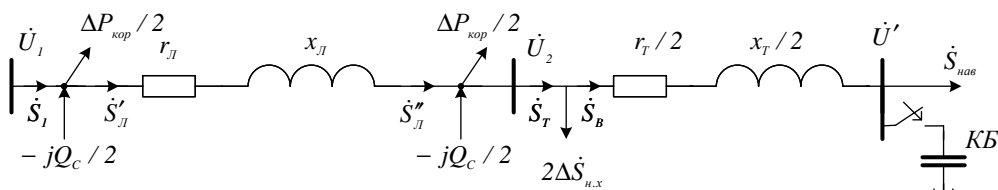


Рис. 9.24. Заступна схема електричної мережі

Обчислюємо параметри заступної схеми.

Лінія електропередавання:

$$r_L = r_0 l = 0,121 \cdot 70 = 8,47 \text{ Ом};$$

$$x_L = x_0 l = 0,435 \cdot 70 = 30,45 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_L = r_L + jx_L = (8,47 + j30,45) \text{ Ом};$$

$$b_L = b_0 l = 2,6 \cdot 10^{-6} \cdot 70 = 1,82 \cdot 10^{-4} \text{ См};$$

$$Q_C = U_{\text{ном}}^2 b_L = 220^2 \cdot 1,82 \cdot 10^{-4} = 8,809 \text{ Мвар};$$

$$\Delta P_{\text{кор}} = \Delta P_{\text{кор}0} l = 2,2 \cdot 70 = 154 \text{ кВт};$$

$$g_L = \Delta P_{\text{кор}} / U_{\text{ном}}^2 = 0,154 / 220^2 = 3,182 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$\underline{Y}_L = g_L + jb_L = (3,182 \cdot 10^{-6} + j1,82 \cdot 10^{-4}) \text{ См}.$$

Трансформатор:

$$r_T = \Delta P_K \cdot 10^{-3} \frac{U_{BH}^2}{S_{ном}^2} = 320 \cdot 10^{-3} \frac{242^2}{80^2} = 2,928 \text{ Ом};$$

$$x_T = \frac{u_K [\%]}{100} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{ном}} = \frac{11}{100} \cdot \frac{242^2}{80} = 80,525 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_T = r_T + jx_T = (2,928 + j80,525) \text{ Ом};$$

$$\Delta Q_{н.х} = \frac{I_{н.х} [\%] S_{ном}}{100} = \frac{0,6 \cdot 80}{100} = 0,48 \text{ Мвар};$$

$$\Delta \dot{S}_{н.х} = \Delta P_{н.х} - j\Delta Q_{н.х} = (0,105 - j0,48) \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Обчислюємо режим роботи електричної мережі за даними початку, тобто задана напруга на початку лінії та потужність навантаження.

За номінальними напругами знаходимо втрати потужностей в елементах електричної мережі та потужність на початку лінії  $\dot{S}_I$

$$\begin{aligned} \dot{S}_B &= P_B - jQ_B = \dot{S}_{нав} + \Delta \dot{S}_T = P_{нав} - jQ_{нав} + \frac{P_{нав}^2 + Q_{нав}^2}{U_{ном}^2} \frac{\underline{Z}_T^*}{2} = \\ &= 80 - j45 + \frac{80^2 + 45^2}{220^2} \cdot \frac{2,928 - j80,525}{2} = (80,255 - j52,009) \text{ МВ} \cdot \text{А}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_T &= P_T - jQ_T = \dot{S}_B + 2\Delta \dot{S}_{н.х} = P_B - jQ_B + 2(\Delta P_{н.х} - j\Delta Q_{н.х}) = \\ &= 80,255 - j52,009 + 2(0,105 - j0,48) = (80,465 - j52,969) \text{ МВ} \cdot \text{А}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_p &= P_p - jQ_p = \dot{S}_T + \Delta P_{кор} / 2 + jQ_C / 2 = 80,465 - j52,969 + 0,154/2 + \\ &+ j8,809/2 = (80,542 - j48,564) \text{ МВ} \cdot \text{А}; \end{aligned}$$

$$\dot{S}_Л = P''_Л - jQ''_Л = \dot{S}_p = (80,542 - j48,564) \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\begin{aligned} \dot{S}'_Л &= P'_Л - jQ'_Л = \dot{S}_Л + \Delta \dot{S}_Л = P''_Л - jQ''_Л + \frac{(P''_Л)^2 + (Q''_Л)^2}{U_{нам}^2} \underline{Z}_Л^* = 80,542 - \\ &- j48,564 + \frac{80,542^2 + 48,564^2}{220^2} \cdot (8,47 - j30,45) = (82,09 - j54,129) \text{ МВ} \cdot \text{А}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_I &= P_I - jQ_I = \dot{S}'_Л + \Delta P_{кор} / 2 + jQ_C / 2 = P'_Л - jQ'_Л + \Delta P_{кор} / 2 + jQ_C / 2 = \\ &= 82,09 - j54,129 + 0,154/2 + j8,809/2 = (82,167 - j49,725) \text{ МВ} \cdot \text{А}. \end{aligned}$$

Обчислюємо напруги у вузлах електричної мережі

$$U_I = 1,07 U_{ном} = 1,07 \cdot 220 = 235,4 \text{ кВ};$$

$$\begin{aligned} \dot{U}_2 &= U_I - \Delta U_Л - j\delta U_Л = U_I - \frac{r_Л P'_Л + x_Л Q'_Л}{U_I} - j \frac{x_Л P'_Л - r_Л Q'_Л}{U_I} = \\ &= 235,4 - \frac{8,47 \cdot 82,09 + 30,45 \cdot 54,129}{235,4} - j \frac{30,45 \cdot 82,09 - 8,47 \cdot 54,129}{235,4} = \\ &= 235,4 - 9,956 - j8,671 = (225,444 - j8,671) \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$U_2 = \sqrt{(U_1 - \Delta U_{\text{Л}})^2 + (\delta U_{\text{Л}})^2} = \sqrt{(235,4 - 9,956)^2 + 8,671^2} = 225,611 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}' = U_2 - \Delta U_T - j\delta U_T = U_2 - \frac{P_B r_T / 2 + Q_B x_T / 2}{U_2} -$$

$$- j \frac{P_B x_T / 2 - Q_B r_T / 2}{U_2} =$$

$$= 225,611 - \frac{80,255 \cdot 2,928 / 2 + 52,009 \cdot 80,525 / 2}{2} -$$

$$- j \frac{80,255 \cdot 80,525 / 2 - 52,009 \cdot 2,928 / 2}{2} =$$

$$= 225,611 - 9,802 - j13,985 = (215,809 - j13,985) \text{ кВ};$$

$$U' = \sqrt{(U_2 - \Delta U_T)^2 + (\delta U_T)^2} = \sqrt{(215,809 - 9,802)^2 + 13,985^2} = 216,262 \text{ кВ}.$$

З принципу зустрічного регулювання бажана напруга на шинах навантаження

$$U'_{\text{баж}} = U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ}.$$

Для обчислення бажаної напруги  $U_{\text{баж}}$  необхідно зменшити втрати напруги в лінії електропередавання. Це досягається увімкненням джерела реактивної потужності (ДРП) паралельно до навантаження.

Номинальний коефіцієнт трансформації трансформатора

$$k_{T_{\text{ВН-НН}}} = \frac{U_{\text{ВН}}}{U_{\text{НН}}} = \frac{242}{10,5} = 23,048.$$

Дійсна напруга на шинах навантаження без ДРП

$$U = \frac{U'}{k_{T_{\text{ВН-НН}}}} = \frac{216,262}{23,048} = 9,383 \text{ кВ}.$$

Оскільки напруга на шинах навантаження менша за  $U_{\text{баж}}$ , визначимо потужність конденсаторної батареї

$$Q_{\text{КБ}} = (U_{\text{баж}} - U) U_{\text{баж}} / (x_{\text{Л}} + x_T / 2) = \frac{(220 - 216,262) \cdot 220}{(30,45 + 80,525 / 2)} = 11,631 \text{ Мвар}.$$

Отримане значення потужності заокруглюємо до найближчого стандартного значення потужності КБ, тобто  $Q_{\text{КБ}} = 2 \times 6,8 = 13,6 \text{ Мвар}$ .

Повторно розраховуємо режим мережі з урахуванням потужності КБ

$$\begin{aligned}\dot{S}_{нав} &= P_{нав} - j(Q_{нав} - Q_{КБ}) = P_{нав} - jQ'_{нав} = \\ &= 80 - j(45 - 13,6) = 80 - j31,4 \text{ МВ} \cdot \text{А};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\dot{S}_B &= P_B - jQ_B = \dot{S}_{нав} + \Delta \dot{S}_T = P_{нав} - jQ'_{нав} + \frac{(P_{нав})^2 + (Q'_{нав})^2}{U_{ном}^2} \frac{Z_T^*}{2} = \\ &= 80 - j31,4 + \frac{80^2 + 30,4^2}{220^2} \frac{(2,928 - j80,525)}{2} = 80,223 - j37,544 \text{ МВ} \cdot \text{А};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\dot{S}_T &= P_T - jQ_T = \dot{S}_B + 2\Delta \dot{S}_{н.х} = P_B - jQ_B + 2(\Delta P_{н.х} - j\Delta Q_{н.х}) = \\ &= 80,223 - j37,544 + 2(0,105 - j0,48) = (80,433 - j38,504) \text{ МВ} \cdot \text{А};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\dot{S}_L'' &= P_L'' - jQ_L'' = \dot{S}_T + \Delta P_{кор} / 2 + jQ_C / 2 = 80,433 - j38,504 + 0,154/2 + \\ &+ j18,809/2 = (80,51 - j34,1) \text{ МВ} \cdot \text{А};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\dot{S}_L' &= P_L' - jQ_L' = \dot{S}_L'' + \Delta \dot{S}_L = P_L'' - jQ_L'' + \frac{(P_L'')^2 + (Q_L'')^2}{U_{ном}^2} Z_L^* = \\ &= 80,51 + j34,1 + \frac{80,51^2 + 40,909^2}{220^2} \cdot (8,47 - j30,45) = \\ &= (81,848 - j38,909) \text{ МВ} \cdot \text{А};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\dot{S}_I &= P_I - jQ_I = \dot{S}_L' + \Delta P_{кор} / 2 + jQ_C / 2 = P_L' - jQ_L' + \Delta P_{кор} / 2 + jQ_C / 2 = \\ &= 81,848 - j38,909 + 0,154/2 + j18,809/2 = (81,925 - j34,505) \text{ МВ} \cdot \text{А}.\end{aligned}$$

Визначаємо напругу у вузлах

$$\begin{aligned}\dot{U}_2 &= U_1 - \Delta U_L - j\delta U_L = U_1 - \frac{r_L P_L' + x_L Q_L'}{U_1} - j \frac{x_L P_L' - r_L Q_L'}{U_1} = \\ &= 235,4 - \frac{8,47 \cdot 81,848 + 30,45 \cdot 38,909}{223,216} - j \frac{30,45 \cdot 81,848 - 8,47 \cdot 38,909}{223,216} = \\ &= 235,4 - 7,978 - j9,187 = (227,422 - j9,187) \text{ кВ};\end{aligned}$$

$$U_2 = \sqrt{(U_1 - \Delta U_L)^2 + (\delta U_L)^2} = \sqrt{(235,4 - 7,978)^2 + 9,187^2} = 227,607 \text{ кВ};$$

$$\begin{aligned}\dot{U}' &= U_2 - \Delta U_T - j\delta U_T = U_2 - \frac{P_B r_T / 2 + Q_B x_T / 2}{U_2} - j \frac{P_B x_T / 2 - Q_B r_T / 2}{U_2} = \\ &= 235,4 - \frac{80,223 \cdot 2,928 / 2 + 37,544 \cdot 80,525 / 2}{227,607} - \\ &- j \frac{80,223 \cdot 80,525 / 2 - 37,544 \cdot 2,928 / 2}{227,607} = \\ &= 235,4 - 7,157 - j9,187 = (220,45 - j13,95) \text{ кВ};\end{aligned}$$

$$U' = \sqrt{(U_2 - \Delta U_T)^2 + (\delta U_T)^2} = \sqrt{(235,4 - 7,157)^2 + 9,187^2} = 220,891 \text{ кВ}.$$

Дійсна напруга на шинах навантаження

$$U = \frac{U'}{k_{T_{ВН-НН}}} = \frac{220,891}{23,048} = 9,584 \text{ кВ.}$$

Режим роботи електричної мережі за напругою забезпечений.

## 9.4. Регулювання частоти

У п. 9.1 показано, що для зміни частоти в ЕЕС необхідно впливати на зміну балансу активної потужності в системі.

Регулювання частоти розглянемо на прикладі роботи відцентрового регулятора швидкості обертання генератора (рис. 9.25).

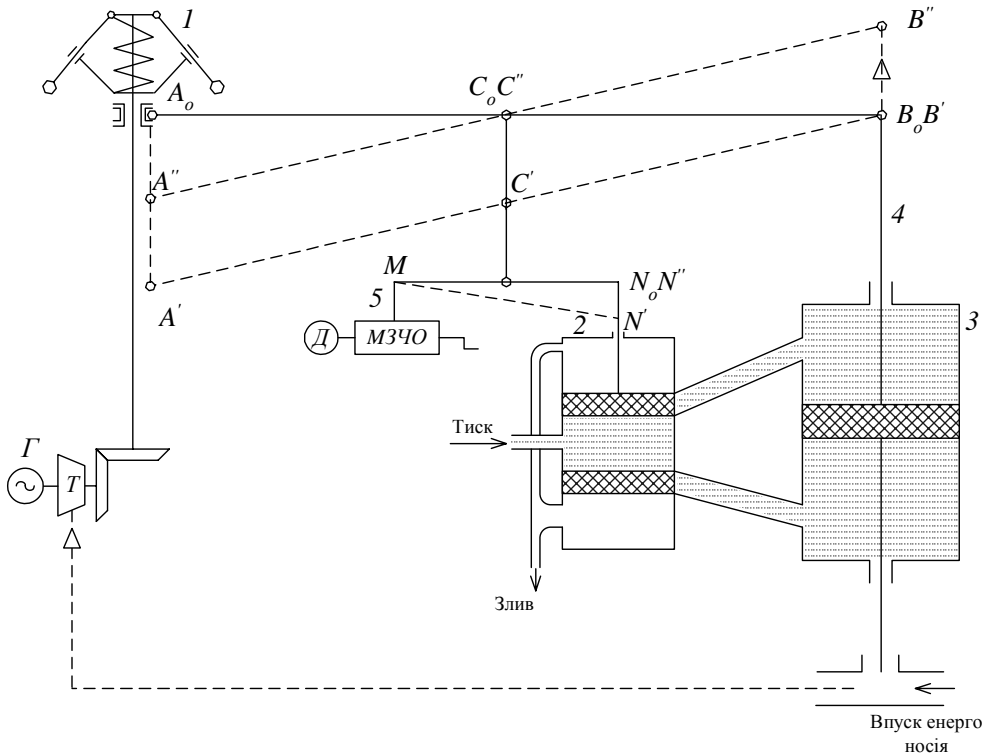


Рис. 9.25. Принципова схема відцентрового регулятора частоти обертання генератора: 1 – маятник; 2 – золотниковий підсилювач; 3 – гідравлічний виконавчий механізм; 4 – жорсткий зв'язок; 5 – механізм зміни частоти обертання (МЗЧО)

Під час змін частоти обертання турбіни  $T$  у бік зменшення відцентровий маятник  $1$  переміщається з муфтою в точку  $A'$  з точки  $A_0$ , а поршень золотникового підсилювача  $2$  переміщається вниз у точку  $N'$ . До цього верхня і нижня

частини гідравлічного виконавчого механізму (ГВМ) 3 перекриті й точка  $e_0$  не зміщується. Переміщення поршня золотникового механізму 2 вниз відкриває два клапани: верхній, яким олива витікає, і нижній, яким олива під тиском подається. ГВМ 3 переміщається вгору. Тим самим ГВМ 3 у нижній частині діє на регулювальний орган турбіни, збільшуючи впускання первинної енергії на турбіну. Це сприяє збільшенню частоти обертання турбіни і генератора. Із збільшенням обертів турбіни відцентровий маятник 1 переміщається вгору і тим самим переміщує точку  $C'$  також угору. Одночасно на переміщення точки  $C'$  впливає переміщення поршня ГВМ 3 за допомогою жорсткого зв'язку 4. Зв'язок між переміщенням точок  $A$ ,  $B$  і  $C$  з вихідного стану такий

$$\Delta C = \Delta A \frac{BC}{AB} + \Delta B \frac{AC}{AB}. \quad (9.71)$$

Регулюватися частота буде доти, доки поршень золотникового підсилювача 2 і відповідно точка  $C$  не займуть попереднього стану, тобто відповідно точок  $N_0$  і  $C_0$ . Клапани золотникового механізму 2 закриваються,  $\Delta C = 0$  і  $\Delta A + \Delta B AC / BC = 0$ .

Можна прийняти наближено

$$\Delta A \approx k'_1 \Delta \omega = k_1 \Delta f; \quad (9.72)$$

$$\Delta B \approx k_2 \Delta P, \quad (9.73)$$

тоді умова усталеного режиму

$$\Delta f + s \Delta P = 0, \quad (9.74)$$

де  $s = k_2 / k_1 AC / BC$  – додатний коефіцієнт статизму.

Отже, частота обертання генератора регулюється за статичною характеристикою 1 (рис. 9.26), що розглянуто і називається первинним регулюванням частоти. У такому разі точка  $a$  відповідає початковому стану генератора  $P_1$  і  $f_1$ , точка  $b$  – кінцевому  $P_2$ ,  $f_2$ . Коефіцієнт статизму  $k_f$  характеристики за частотою визначається кутом нахилу прямої 1 і задається співвідношенням

$$k_f = - \lim_{\Delta P \rightarrow 0} (\Delta f / f_{ном}) / (\Delta P / P_{ном}) = -P_{ном} / f_{ном} \partial f / \partial P, \quad (9.75)$$

де  $f_{ном}$ ,  $P_{ном}$  – відповідно номінальні частота обертання та потужність генератора.

Для збільшення частоти обертання ( $f$ ) від нового значення  $f_2$  до попереднього значення  $f_1$  використовується МЗЧО 5. Переміщуючи за допомогою МЗЧО 5 точку  $M$  вгору (вручну чи використовуючи двигун), діємо на поршень золотникового підсилювача 2, переміщуючи його вниз. Так само, як і під час зменшення обертів турбіни, з верхньої частини ГВМ 3 олива зливається, у нижню частину вона надходить під тиском, переміщуючи поршень вгору. Тим самим ГВМ 3 діє на регулювальний орган турбіни, збільшує впускання первинної енергії на турбіну, зростають оберти її та генератора. Характеристика регулювання частоти переміща-

переміщається зі стану  $I$  в стан  $I'$  і частота стає попередньою  $f_I$ . Таке регулювання частоти в енергосистемі називається вторинним регулюванням.

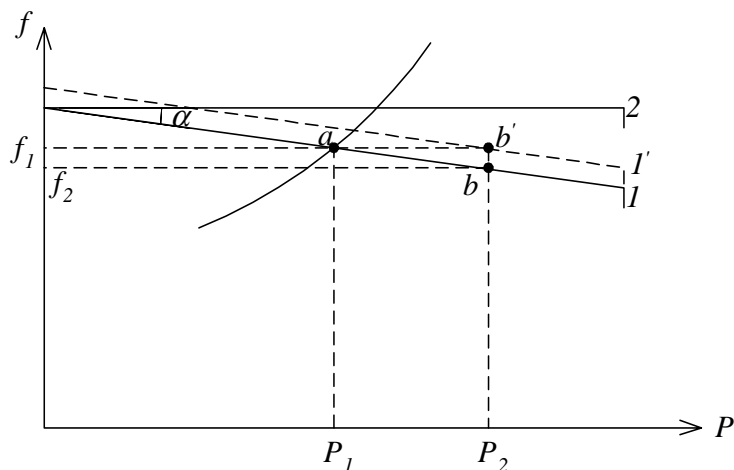


Рис. 9.26. Характеристика регулювання частоти генератора

Для астатичного регулювання частоти, тобто підтримання значення частоти  $f_I$  під час зміни навантаження, використовується гнучкий зворотний зв'язок 4, який складається з гідравлічного демпфера (циліндр, який заповнений оливою з поршнем – верхня та нижня частини циліндра з'єднані через трубку з малим отвором) і пружини, що утворюють ізодромний механізм.

Після зміни навантаження турбіни ізодромний пристрій на початку регулювання діє як жорсткий зворотний зв'язок. Потім, під дією пружини, яка намагається повернутися в попередній стан, поршень поступово переміщається, витісняючи оливу з однієї порожнини в іншу. Регулювання закінчиться тоді, коли поршень золотника та поршень демпфера будуть у попередньому стані, тобто  $\Delta C = 0$ ,  $\Delta B = 0$  і  $\Delta A = 0$ , що свідчить про те, що частота обертання турбіни стала попередньою. Гнучкий зворотний зв'язок може використовуватися разом з жорстким для покращання якості регулювання.

Регулювання частоти в ЕЕС можна пояснити аналогічно до попереднього випадку. Звичайно, така модель є ідеалізованою.

Складемо рівняння регулювання частоти, виходячи з виразу коефіцієнта статизму (9.75) для лінійної характеристики

$$\Delta f / f_{ном} + k_f (\Delta P / P_{ном}) = 0. \quad (9.76)$$

Це рівняння описує закон регулювання частоти як простого комплексу, так і ЕЕС. Якщо для ЕЕС приймаємо еквівалентну статичну характеристику, то під  $k_f$  будемо розуміти середній коефіцієнт статизму, під  $P_{ном}$  – потужність генераторів,

які беруть участь в регулюванні частоти, а під  $\Delta P$  – сумарну зміну активної потужності всієї системи. Запишемо для кожної станції рівняння

$$\begin{aligned}\Delta P_1 &= -(P_{ном1} / k_{f1}) (\Delta f / f_{ном}); \\ \Delta P_2 &= -(P_{ном2} / k_{f2}) (\Delta f / f_{ном}); \\ &\dots\dots\dots \\ \Delta P_m &= -(P_{ном m} / k_{f_m}) (\Delta f / f_{ном})\end{aligned}\tag{9.77}$$

і, додавши їх, отримаємо

$$\sum_{i=1}^m \Delta P_i = -(\Delta f / f_{ном}) \sum_{i=1}^m (P_{номi} / k_{fi}).\tag{9.78}$$

Позначимо  $\sum_{i=1}^m \Delta P_i = \Delta P_\Sigma$  і введемо поняття середньої крутизни характеристики

електростанцій з коефіцієнтом статизму  $k_{f_{сер}}$ , яке задовольняє співвідношення

$$\sum_{i=1}^m (P_{номi} / k_{fi}) = (1 / k_{f_{сер}}) \sum_{i=1}^m P_{номi} = 1 / k_{f_{сер}} P_{ном\Sigma}.\tag{9.79}$$

Систему рівнянь (9.77) запишемо у такому вигляді

$$\Delta f / f_{ном} + k_{f_{сер}} (\Delta P_\Sigma / P_{ном\Sigma}) = 0,\tag{9.80}$$

яке структурно збігається з рівнянням (9.76) для одного агрегату.

З рівняння (9.80) випливає, що якщо  $k_{f_{сер}} \neq 0$ , регулювання частоти статичне ( $\Delta f / f_{ном} \neq 0$ ), а якщо  $k_{f_{сер}} = 0$  – то астатичне ( $\Delta f / f_{ном} = 0$ ). Астатичне регулювання не може однозначно забезпечити перерозподілу потужностей між генераторами, які беруть участь у регулюванні частоти. Ефект стійкого астатичного регулювання частоти досягається під час вторинного регулювання частоти.

Щоб забезпечити максимальну стійкість регулювання частоти в системі, вторинне регулювання частоти часто ведеться однією електростанцією, доволі потужною і маневреною. Така електростанція називається базовою за частотою. Вона бере на себе всі зміни потужності в системі, зумовлені коливанням навантаження. Найприйнятнішим за технічними й економічними характеристиками з погляду регулювання частоти в енергосистемі є ГЕС і особливо ГАЕС. Якщо таких станцій немає в енергосистемі, то необхідно використовувати найменш економічні ТЕС.

Навантаження енергосистеми між електричними станціями розподіляється так, щоб отримати найбільший економічний ефект. Зміна частоти в системі зумовлює перерозподіл навантаження між електростанціями, й енергосистема відхиляється від оптимального режиму.

Уявимо собі енергетичну систему з декількома електричними станціями, які працюють на навантаження енергосистеми. Під час зміни навантаження частота в



енергосистемі змінюється. Як було відзначено вище, в таких мережах виділяється станція, яка регулює частоту і покриває зміну навантаження (рис. 9.27). Станції, які працюють за жорстким графіком, у регулюванні частоти участі не беруть.

У такому разі станція II регулює частоту і має навантаження  $P_2$  і положення характеристики II. Інша станція працює за жорстким графіком і забезпечує навантаження  $P_1$ . Нехай навантаження електричної мережі збільшилося й частота понижилася до  $f_I$  від  $f_{ном}$ . Ця частота відповідає новому навантаженню електричної мережі. Цей перехід називається, як було сказано раніше, первинним регулюванням частоти. У такому разі на електростанції, яка керує частотою, навантаження зросло на  $\Delta P_2$  і іншої на  $\Delta P_1$ . Під час зниження частоти в електричній мережі базова станція збільшує впускання енергоносіїв, і характеристика II піднімається до стану II' – цей перехід називається вторинним регулюванням частоти, й навантаження другої станції зростає  $P_2'' = P_2 + \Delta P_1 + \Delta P_2$ .

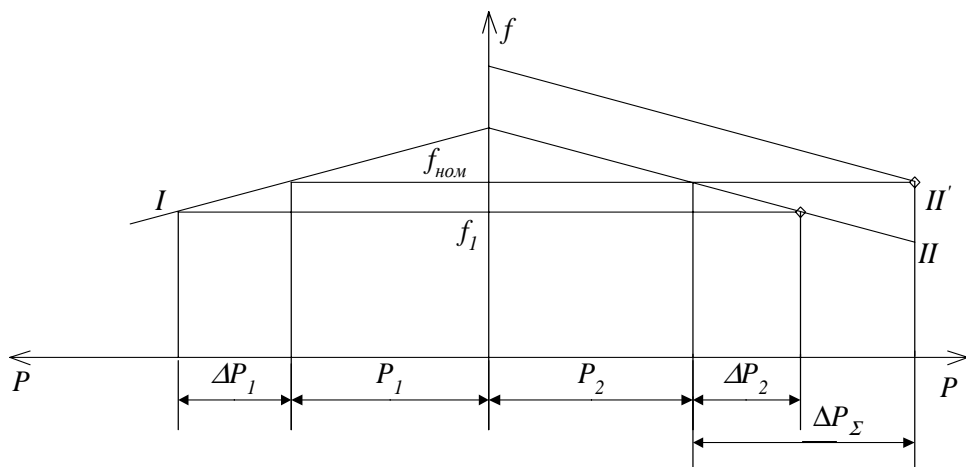


Рис. 9.27. Характеристики регулювання частоти двома електростанціями:

*I* – станція працює за жорстким графіком;

*II* – станція, яка регулює частоту в енергосистемі

Режими регулювання  $f$  і  $U$  взаємопов'язані. Розглянуті вище первинне і вторинне регулювання частоти є регулюванням за відхиленням частоти. Крім цього, в ЕЕС застосовується регулювання частоти за інтегральним кутом, який використовується, щоб зменшити накопичення відхилення частоти від її  $f_{ном}$  за визначений період часу.

Сумарна похибка (інтегральний кут) за час  $T$  визначається

$$\sigma = \int_0^T (f - f_{ном}) dt. \quad (9.81)$$

Інтегральний кут практично можна визначити, порівнявши покази за час  $t$  астрономічних і електричних годинників, які живляться від ЕЕС. Граничне розходження цих показів не повинно бути більшим за  $\pm 2$  хв. Регулювання частоти за інтегральним кутом використовується переважно через необхідність забезпечення точності показів електричних годинників.

Складності у регулюванні частоти виникають в ОЕС за наявності порівняно слабких зв'язків, тобто зв'язків через малопотужні ЛЕП. У такому разі регулювати частоту необхідно так, щоб не перевантажувати лінії міжсистемних зв'язків під час зростання навантаження в енергосистемі і не порушити стійкості роботи цих ліній, а тим самим і стійкості сукупної роботи ЕЕС об'єднання.

## **9.5. Надійність роботи електроенергетичних систем**

Надійність ЕЕС чи її підсистем як імовірність безвідмовної роботи упродовж заданого часу із забезпеченням необхідної якості електроенергії – один з основних техніко-економічних показників системи чи її елементів. Випадковими подіями, які визначають надійність електропостачання, є аварії в системах, спричинені внутрішніми і зовнішніми збуреннями, непередбачені зниження потужностей джерел енергії – незабезпеченість паливом ТЕС, спрацьованість водоймищ, а також неправильні дії персоналу, системної автоматики, релейного захисту, непередбачене зменшення попиту на електроенергію, збільшення наявної потужності джерел енергії.

Надійність підсистем різних ієрархічних рівнів і самих систем визначається методами теорії імовірностей на підставі стохастичних характеристик елементів нижчого ієрархічного рівня. Уся вихідна інформація є стохастичною, бо випадкові події в енергетиці не підпорядковуються класичним схемам подій.

Оскільки надійність є техніко-економічною категорією, у конкретних умовах виникає необхідність визначення її оптимального рівня. Річ у тім, що будь-яке підвищення надійності економічно виправдане. Звичайно, якщо додаткові розрахункові витрати на заходи, які підвищують надійність, більші від збитків за даної надійності, то впроваджувати їх немає змісту.

Такий підхід до оцінки надійності енергосистеми та її елементів – найправильніший. У зв'язку з цим рівень надійності не є постійною величиною, яку необхідно безпосередньо підтримувати, а визначається конкретними технічними і економічними умовами, в яких працює дана система чи підсистема.

Визначальний вплив на рівень надійності електропостачання має ступінь відповідальності споживачів електроенергії, в підсумку – збитки від недовідпущання їм електроенергії.

Надійність електропостачання забезпечується надійністю схеми ЕЕС, тобто структурою, режимами, керуванням і захистом, а також резервом потужності.

Кожен елемент електричної мережі (лінія, трансформатор, вимикач) під час експлуатації може пошкодитися. Причинами пошкодження можуть бути стихійні явища, старіння, приховані дефекти, помилки обслуговуючого персоналу тощо. Пошкоджені елементи автоматично вимикаються, і для ліквідації пошкодження виконується аварійний ремонт. Тривалість аварійного ремонту, тобто відновлення

елементів, різна, залежно від багатьох чинників: виду пошкодження, типу елемента, кваліфікації ремонтного персоналу, ступеня руйнування.

Чим рідше виникають аварійні вимкнення і чим коротший час відновлення, тим надійніше працює обладнання. Для зменшення кількості таких вимкнень і тривалості аварійного ремонту виконуються планові ремонти елементів електричних мереж. Отже, простоювання обладнання електричних мереж можуть бути як вимушеними, так і плановими.

Вихідними даними для аналізу надійності схем електричних мереж є: показники надійності та планових ремонтів її елементів, характеристики навантаження та джерел живлення, розрахункова схема електричної мережі.

Для аналізу надійності схем електричних мереж використовуються такі показники надійності та планових ремонтів елементів:

$\omega_{\epsilon}$  – параметр потоку відмов, *відмова/рік*;

$T_{\epsilon}$  – середній час вимушеного простоювання, *роки/відмова*;

$\omega_n$  – середня частота планових ремонтів, *простій/рік*;

$T_n$  – середня тривалість планового ремонту, *рік/простій*.

Використовуються також додаткові показники, що визначаються через основні. До них належать:

$T$  – середній час роботи між відмовами, *роки/відмова*, який визначається з умови  $\omega_{\epsilon}(T + T_{\epsilon}) = 1$ . Звідси

$$T = 1/\omega_{\epsilon} - T_{\epsilon} \approx 1/\omega_{\epsilon}, \quad (9.82)$$

оскільки  $T \gg T_{\epsilon}$ ;

$K_{\epsilon}$  – коефіцієнт вимушеного простоювання (коефіцієнт відновлення)

$$K_{\epsilon} = T_{\epsilon} / (T_{\epsilon} + T) = T_{\epsilon} \omega_{\epsilon}; \quad (9.83)$$

$T_{m.p}$  – середня тривалість міжремонтного періоду, *роки/простій*, який визначається з умови  $\omega_n(T_{m.p} + T_n) = 1$ , звідси

$$T_{m.p} = 1/\omega_n - T_n \approx 1/\omega_n, \quad (9.84)$$

оскільки  $T_{m.p} \gg T_n$ ;

$K_n$  – коефіцієнт планового простоювання

$$K_n = T_n / (T_{m.p} + T_n) = \omega_n T_n; \quad (9.85)$$

$K_{\epsilon}$  – коефіцієнт готовності протягом року

$$\begin{aligned} K_{\epsilon} &= (1 - (\omega_{\epsilon} T_{\epsilon} + \omega_n T_n)) / (1 - \omega_n T_n) = \\ &= (1 - (K_{\epsilon} + K_n)) / (1 - K_n). \end{aligned} \quad (9.86)$$

У більшості довідників час  $T_{\epsilon}$  і  $T_n$  наводяться в годинах, що зручно для прийняття, але прийняті одиниці в роках, які запропоновані "Електромережпроект", спрощують розрахункові формули.

Для визначення народногосподарських збитків під час порівнювання варіантів розвитку електричної мережі будемо враховувати тільки лінії електропередавання як найменш надійний елемент електричної мережі.

До характеристик навантаження споживачів електричної енергії належать: потужність споживача  $P_{max}$ ; час використання максимального навантаження  $T_{max}$ ; питомі збитки від аварійних та планових обмежень електропостачання.

Питомі збитки споживачів можна визначити за графіками залежно від ступеня обмеження електропостачання

$$\epsilon = 1 - P_{рез} / P_{max}, \quad (9.87)$$

де  $P_{рез}$  – резерв потужності, *МВт*;  $P_{max}$  – максимальна потужність навантаження, *МВт*.

До характеристик джерел живлення належать установлені потужність електричної станції, резерв потужності.

Недовідпуск електричної енергії споживачам виникає за наявності обмежень і перерв  $\epsilon = 1$ , і збитки визначаються

$$H = P_{max}(\alpha_{\epsilon=1}K_{\epsilon} + \beta_{\epsilon=1}K_n), \quad (9.88)$$

де  $\alpha$  – питомі збитки від аварійних обмежень, *тис. грн./кВт*;  $\beta$  – питомі збитки від планових обмежень, *тис. грн./кВт*.

Якщо збитки від недовідпускання електроенергії визначаються для декількох споживачів, то

$$H = \sum_{i=1}^n H_i, \quad (9.89)$$

де  $n$  – кількість споживачів електроенергії.

Показники надійності  $K_{\epsilon}$  і  $K_n$  обчислюються шляхом перетворення розрахункової схеми для кожного споживача індивідуально. У схемі враховуються тільки ті елементи мережі, що з'єднують даного споживача з джерелами живлення. Самі джерела вважаються абсолютно надійними, необмеженої потужності й об'єднуються в один вузол. У схемі надійності кожна лінія зображається блоком і задається  $\omega_{\epsilon}$ ,  $T_{\epsilon}$  і  $\omega_n$ ,  $T_n$ . Ураховуються тільки ті лінії, які зв'язують даного споживача з джерелами живлення. Трьома блоками враховуються двоколові лінії напругою 35÷220 кВ, у яких висока ймовірність одночасних відмов кін внаслідок стихійних та інших явищ (рис. 9.28). Двоколові лінії напругою 330÷750 кВ замінюються двома незалежними блоками як окремі лінії.

Два паралельні блоки враховують відмови окремих ліній  $\omega'_g, T'_g$  і виведення в ремонт кожної окремо лінії  $\omega_n, T_n$ . Послідовний блок враховує одночасну відмову обидвох ліній  $\omega''_g, T''_g$ . Одночасно у ремонт дві лінії не виводяться.

З теорії надійності систем відомо, якщо сполучення елементів об'єкта послідовне, то інтенсивність відмов дорівнює їхній сумі. Тому, якщо з'єднання послідовне, то параметр потоку відмов обчислюється так

$$\omega_{g.e} = \sum_{i=1}^n \omega_{g.i}, \quad (9.90)$$

де  $n$  – кількість послідовних блоків.

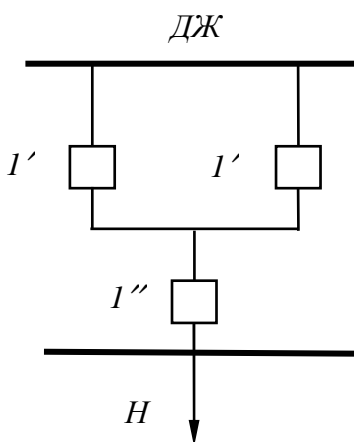


Рис. 9.28. Розрахункова схема  
двоколової лінії напругою  
35–220 кВ

Коефіцієнт вимушеного простоювання – це імовірність застати об'єкт у неробочому стані в довільний час і наближено обчислюється

$$K_{g.e} = \sum_{i=1}^n K_{g.i} = \sum_{i=1}^n T_{g.i} \omega_{g.i}. \quad (9.91)$$

Середній час вимушеного простоювання визначається

$$T_{g.e} = K_{g.e} / \omega_{g.e}. \quad (9.92)$$

Аналогічно і для планових простоювань обчислюється  $\omega_{n.e}$ ,  $K_{n.e}$  і  $T_{n.e}$ , якщо з'єднання блоків розрахункової схеми послідовне.

Еквівалентні показники надійності можуть бути встановлені тільки для двох паралельно сполучених елементів  $i$  та  $j$ . Якщо їх паралельно більше ніж два, то

застосовується почергове еквівалентування. Відмова ланки з двох паралельних елементів  $i$  та  $j$  настає, якщо накладаються відмови  $i$ -го елемента на вимушені та планові простоювання  $j$ -го, і навпаки, звідси

$$\omega_{e,e} = \omega_{ei}(K_{ej} + K_{\omega}K_{nj}) + \omega_{ej}(K_{ei} + K_{\omega}K_{ni}); \quad (9.93)$$

$$K_{e,e} = K_{ei}K_{ej} + K_{ei,nj} + K_{ej,ni}; \quad (9.94)$$

$$T_{e,e} = K_{e,e} / \omega_{e,e}, \quad (9.95)$$

де  $K_{\omega} < 1$  – коефіцієнт, що враховує зниження частоти накладань відмов на планові ремонти внаслідок того, що ремонти виконуються в період зниженої інтенсивності відмов і  $K_{\omega} = 0,5$ ;  $K_{ei}K_{ej}$  – це добуток, який враховує збіг відмов  $i$ -го та  $j$ -го елементів;  $K_{ei,nj}$  – коефіцієнт, який враховує накладання відмов  $i$ -го елемента на планові простоювання  $j$ -го;  $K_{ej,ni}$  – коефіцієнт, який враховує накладання відмов  $j$ -го елемента на планові простоювання  $i$ -го.

Обчислити коефіцієнти  $K_{ei,nj}$  і  $K_{ej,ni}$  можна через значення спільного простоювання  $T_{ei,nj}$ , яке залежить від співвідношення  $T_{ei}$  та  $T_{nj}$  і навпаки

$$K_{ei,nj} = \begin{cases} 0,5\omega_{ei}K_{nj}T_{nj} & \text{якщо} & T_{ei} \geq T_{nj} \\ K_{ei}(K_{nj} - 0,5T_{ei}\omega_{ni}) & \text{якщо} & T_{ei} < T_{nj} \end{cases}; \quad (9.96)$$

$$K_{ej,ni} = \begin{cases} 0,5\omega_{ej}K_{ni}T_{ni} & \text{якщо} & T_{ej} \geq T_{ni} \\ K_{ej}(K_{ni} - 0,5T_{ej}\omega_{nj}) & \text{якщо} & T_{ej} < T_{ni} \end{cases}. \quad (9.97)$$

Якщо паралельні блоки еквівалентуються, то показники планових ремонтів втрачаються, оскільки обидва блоки одночасно в плановий ремонт не виводяться.

## 9.6. Економічність режимів електроенергетичних систем

Значні резерви економії паливно-енергетичних ресурсів є в електроенергетичних системах, де електроенергія пересилається за складними схемами, відбувається багаторазова трансформація і для забезпечення необхідних її параметрів виконується систематичне коригування схеми, складу обладнання, а також керування режимом електричної мережі наявними засобами з використанням різних характеристик електропостачальних систем. Розв'язуючи задачі аналізу та оперативного керування режимами електроенергетичних систем, доводиться стикатися з певними складнощами отримання цих характеристик та їхнього практичного застосування.

До заходів з економії енергоресурсів належать:

- перехід на енергоощадні технології виробництва, підвищення рівня організації виробництва, скорочення матеріаломісткості продукції;

- удосконалення структури енергетичного обладнання, демонтаж та реконструкція застарілого обладнання;
- розроблення та впровадження ефективніших енергоспоживачів, удосконалення керування їхніми режимами;
- зменшення втрат і підвищення використання вторинних паливно-енергетичних ресурсів;
- використання комбінованих енерготехнологічних процесів.

Перераховані заходи вимагають значних капіталовкладень, що в перехідний період розвитку економіки країни практично неможливо. Тому в даний період необхідні заходи зі зменшення невиробничих втрат електроенергії. Порівняно малі витрати на зниження різних втрат характерні й для всіх галузей народного господарства.

Сьогодні поряд з терміном “втрати електроенергії” використовується і інший термін – “технологічна втрата електроенергії” на її пересилання електричними мережами.

Якщо під втратами розуміти тільки невиробничі втрати, спричинені неправильним керуванням режимом пересилання електроенергії та невикористанням інших засобів і заходів зі зменшення втрат, то такі втрати становлять деяку частину технологічних втрат електроенергії і, відповідно, термін “технологічні втрати електроенергії” є загальнішим, оскільки він складається з оптимально необхідної технологічної втрати електроенергії та невиробничих втрат.

Для розв’язання конкретних задач із зменшення втрат електроенергії в електричних мережах і електропристроях необхідні відповідні науково-технічні обґрунтування доцільності тих чи інших заходів. До найреальніших заходів належать:

- створення економічно оптимальних режимів роботи ЕСС, включаючи завантаження електростанцій, потоки потужності міжсистемними, системоутворювальними та розподільними мережами енергосистем, а також мережами споживачів;
- доцільність мережного будівництва;
- оптимальне завантаження різних електропристроїв, тобто асинхронних електроприводів та інших споживачів електроенергії;
- використання наявних і вибір доцільних пристроїв компенсації реактивної потужності.

Серед засобів зі зниження технологічної втрати електроенергії важливе місце займає встановлення в електричних мережах компенсувальних пристроїв, призначених для створення оптимальних потоків реактивної потужності з підтриманням відповідно до ДЕСТу рівня напруги.

До актуальних задач стосовно методів розрахунку й прогнозування технологічної втрати електроенергії, визначення заходів для їхнього зменшення належать:

- дослідження сучасного стану та визначення доцільності заходів з розвитку системи збирання інформації про режими електричних мереж;
- розроблення методів розрахунку та способу обліку технологічної втрати електроенергії в електричних мережах з оцінкою похибки за різної вихідної інформації;

– удосконалення методів розрахунку усталених режимів електричних мереж та систем;

– розроблення методів прогнозування технологічної втрати електроенергії та вибору заходів для зменшення втрат електроенергії;

– розроблення й удосконалення методик оцінки економічного ефекту від впровадження заходів для зменшення технологічної втрати електроенергії.

Технологічна втрата електроенергії в електричних мережах, яка зв'язана з пересиланням і розподілом, складається з двох основних складових – втрат електроенергії в ЛЕП, генераторах, трансформаторах та інших елементах електричної системи, і так званих “комерційних втрат”, які спричинені недосконалістю обліку та контролю за споживанням електроенергії. Тому для зменшення технологічної втрати електроенергії використовуються не тільки методи оптимізації режимів електричних мереж і вибору засобів зменшення втрат електричної енергії, але і методи правильного обліку і прогнозування технологічної втрати електроенергії, які дають змогу покращити контроль електропостачання споживачів і тим самим знизити комерційну складову технологічної втрати електроенергії.

З переходом до ринкових відносин в електроенергетиці важливим чинником, який впливає на зменшення технологічної втрати електроенергії, є вирівнювання графіка навантаження енергосистеми за рахунок запровадження одноставкового тарифу на електроенергію, диференційованого за періодами часу доби.

Одним з перспективних напрямів подальшого покращання паливно-енергетичного балансу країни без застосування органічного і ядерного палива та забруднення довкілля може стати комплексне використання у наявних енергосистемах енергії сонячного випромінювання, вітру, морських припливів і хвиль, біомаси рослинного та тваринного походження, перепаду температур.

Залежність втрат електроенергії в електричних мережах від частоти визначається законом зміни сумарних активної та реактивної потужностей навантаження мережі від частоти. Дослідження показали, що реактивне навантаження змінюється обернено пропорційно до першого степеня частоти, а активне навантаження пропорційне до другого степеня частоти. Можна вважати, що втрати енергії в електричних мережах змінюються пропорційно до квадрата частоти, тобто

$$W = \Delta W_{ном} \omega^2 / \omega_{ном}^2, \quad (9.98)$$

де  $\Delta W_{ном}$  – втрати енергії в електричній мережі за номінальної частоти;  $\omega$  – дійсна частота мережі;  $\omega_{ном}$  – номінальна частота мережі.

### Контрольні запитання

1. Сформулюйте мету керування режимами ЕЕС.
2. Чому необхідний баланс між джерелами та споживачами електроенергії?
3. Що таке статичні характеристики елементів ЕЕС?
4. В яких залежностях використовуються статичні характеристики елементів ЕЕС під час аналізу усталених режимів?



5. Дайте пояснення та наведіть математичну інтерпретацію порушення балансу потужності, якщо  $\Delta P_{\partial} > 0$  та  $\Delta Q_{\partial} = 0$ .
6. Дайте пояснення та наведіть математичну інтерпретацію порушення балансу потужності, якщо  $\Delta P_{\partial} = 0$  та  $\Delta Q_{\partial} > 0$ .
7. Яку потужність необхідно змінювати для регулювання напруги в ЕЕС?
8. Яку потужність необхідно змінювати для регулювання частоти в ЕЕС?
9. Запишіть рівняння балансу активної потужності в ЕЕС.
10. Запишіть рівняння балансу реактивної потужності в ЕЕС.
11. Для яких електричних мереж стандарт не встановлює вимог до якості електричної енергії?
12. На які групи поділяються показники якості електричної енергії?
13. Що відноситься до основних показників якості електроенергії?
14. В яких межах допускається відхилення напруги?
15. В яких межах допускається відхилення частоти?
16. Назвіть методи регулювання напруги в ЕЕС.
17. Що таке принцип зустрічного регулювання напруги в ЕЕС?
18. Якими пристроями можна змінювати коефіцієнт трансформації трансформатора?
19. На яких лініях використовується поздовжня компенсація індуктивного опору?
20. З якої умови обчислюється значення компенсаційного опору?
21. Запишіть формулу визначення потужності ДРП, коли задана напруга в кінці ЛЕП.
22. Запишіть формулу визначення потужності ДРП, коли задана напруга на початку ЛЕП.
23. Нарисуйте схему СТК і поясніть, яку функцію в електричних мережах він виконує.
24. Дайте пояснення регулювання частоти на прикладі роботи відцентрового регулятора швидкості обертання генератора.
25. Дайте визначення первинного та вторинного регулювання частоти.
26. Які показники надійності та планових ремонтів елементів електричних мереж використовуються під час аналізу надійності схем мереж?
27. Назвіть заходи з економії енергоресурсів.
28. Що таке технологічні та “комерційні” втрати електроенергії в елементах електричних мереж?

## 10. ПРОЕКТУВАННЯ РОЗВИТКУ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ТА СИСТЕМ

Загальновизнаним у всьому світі принципом організації електроенергетики є забезпечення централізованого електропостачання промисловості та населення від великих енергосистем з реалізацією техніко-економічних переваг, які досягаються спільністю роботи електростанцій різних типів.

Оскільки в енергосистемах використовуються такі енергетичні об'єкти, як електричні станції, підстанції та лінії електропересилання, постає завдання забезпечити оптимальний режим роботи енергосистеми в цілому. Тому параметри під час проектування кожного об'єкта енергосистеми необхідно вибирати з урахуванням їхнього взаємозв'язку.

Усе більшої актуальності набуває методичний підхід до розгляду енергосистеми як єдиного цілого. Проектні роботи для енергосистеми виконуються як для складного об'єкта, що неперервно розвивається.

Всі проекти розвитку енергосистем виконуються в два етапи:

- підготовки пропозицій щодо плану будівництва енергетичних об'єктів;
- створення інформаційної бази для проектування окремих електростанцій, підстанцій і ліній електропересилання.

Під час проектування енергосистем розв'язуються такі завдання:

- визначення рівнів і режимів електроспоживання;
- обґрунтування раціональної структури генерувальних потужностей;
- обґрунтування вибору типу, розміщення, визначення потужності та черговості будівництва окремих електростанцій на перспективу 10–15 років, а також демонтаж застарілого обладнання;
- складання балансу потужності та енергії енергосистеми, у її складових – районних енергосистемах й виявлення міжсистемних потоків потужності і енергії;
- визначення необхідного палива для електростанцій та підготовка пропозицій щодо його постачання;
- вибір конфігурації, параметрів і черговості розвитку основної мережі ЕЕС і ОЕС напругою 220 кВ і вище;
- аналіз режимів роботи електричної мережі та вибір технічних заходів для забезпечення надійності та стійкості роботи енергосистеми в розрахункових режимах, зокрема складання балансу реактивної потужності та вимог до засобів регулювання напруги;
- розроблення принципів виконання режимної та протиаварійної автоматики;
- визначення обсягів будівництва та реконструкції електричних станцій, підстанцій та ліній електропересилання напругою 220 кВ і вище;
- оцінка необхідних капіталовкладень і обсягів постачання основного обладнання;
- обґрунтування черговості проектування об'єктів електричної мережі напругою 220 кВ і вище.

Під час проектування необхідно звертати особливу увагу на формування балансу потужності на перспективу з урахуванням заданого рівня надійності електропостачання. Баланс потужності енергосистеми складається для визначення необхідності в генерувальних потужностях і розмірів обміну потоків потужності з іншими енергосистемами.

Розрахунковий резерв потужності, який входить в баланс потужності, складається з ремонтного та оперативного.

Ремонтний резерв містить дві складові: – резерв для виконання поточних ремонтів; – резерв для виконання капітальних та середніх ремонтів. У середньому для ОЕС України резерв для поточного ремонту становить 4–4,5 %.

Резерв для виконання капітальних ремонтів для ОЕС України не передбачається.

Оперативний резерв містить дві складові: – резерв для компенсації аварійного зниження генерувальних потужностей внаслідок відмови обладнання електричних станцій; – резерв для компенсації непередбаченого відхилення навантаження. Для ОЕС України аварійний резерв становить 4,5–5 %.

Баланс електроенергії енергосистеми складається для:

- порівняння споживання електроенергії з можливістю її виробництва (для цього необхідно врахувати режимні та паливні обмеження);
- визначення необхідної кількості палива, що споживає енергосистема для виробництва необхідної кількості електроенергії.

Концепція розвитку електроенергетики країни складається на 25 років, схеми розвитку ОЕС – на 10 років з урахуванням наступних 5 років, схема розвитку регіональної енергосистеми, електричних мереж міста, промислового вузла – на 5–7 років з урахуванням наступних 5 років, схема розвитку розподільних мереж 35 кВ – на 5 років. Концепція розвитку електроенергетики країни уточнюється кожні 5 років.

Проектні рішення конструктивно-компонувальної частини та генерального плану підстанції повинні прийматися з урахуванням остаточної схеми розвитку підстанції, що визначається з оцінки перспективи, яка склалася на початок проектування.

Проектування підстанцій повинно виконуватися на підставі документів, передбачених Земельним кодексом України (рішень Рад відповідних рівнів), про вилучення (купівлю) землі у їхніх користувачів (власників) для запланованого будівництва.

Вихідні дані для проектування, як правило, такі:

- вимоги до приєднання підстанції до енергосистеми;
- вимоги до приєднання до інженерних мереж і комунікацій;
- вимоги землевласників чи землекористувачів, що належать безпосередньо до підстанції;
- архітектурно-планувальні вимоги;
- навантаження з розподілом за етапами розвитку підстанції, напругами та категоріями;
- номінальні напруги трансформаторів;
- попередні дані про кількість та потужність трансформаторів;
- вимоги до схем розподільних пристроїв підстанції;
- необхідність і спосіб регулювання напруги на шинах підстанції;

- необхідність, види, кількість і потужність джерел реактивної потужності;
  - кількість, конструкційне виконання та навантаження ліній електропереся-  
лання 10–750 кВ;
  - режими заземлення нейтралей трансформаторів;
  - кількість, потужність і схеми приєднання шунтових реакторів та інших за-  
хисних засобів для обмеження перенапруг у мережах 110 кВ і вище;
  - необхідність встановлення автоматичного частотного розвантаження;
  - вимоги до системної автоматики, АСК ТП та діагностики ;
  - вимоги до засобів диспетчерського та технологічного керування;
  - вимоги до обліку електроенергії;
  - розрахункові значення струмів короткого замикання з урахуванням розвит-  
ку мереж і генерувальних джерел на термін не менше ніж 10 років від очікуваного  
введення підстанції в експлуатацію;
  - необхідність організації воєнізованої охорони підстанції;
  - форма та структура ремонтно-експлуатаційного обслуговування та опера-  
тивно-диспетчерського керування;
  - кліматичні умови в районі розташування підстанції;
  - рівень забруднення атмосфери в районі розташування підстанції.
- Джерелами вихідних даних можуть бути:
- схеми розвитку енергосистем (електричних мереж) чи схеми зовнішнього  
електропостачання об'єктів;
  - технічні умови енергопостачальної організації;
  - матеріали з узгодження вилучення (купівлі) землі та інші дані зацікавлених  
організацій;
  - технічне завдання замовника тощо.

## 10.1. Задачі та зміст проектів

Задачею проектування розвитку електроенергетичних систем і електричних мереж є розроблення й обґрунтування технічних і економічних питань, які зумов-  
люють розвиток електричних мереж та систем, забезпечуючи доцільну надійність  
електропостачання споживачів у необхідній кількості і необхідну якість з ураху-  
ванням екологічних і соціальних вимог.

Проекти розвитку енергосистем та електричних мереж повинні служити  
вихідним матеріалом для обґрунтування необхідності та доцільності будівництва чи  
реконструкції електричних станцій, ліній електропересялання та підстанцій й  
визначення їхніх технічних характеристик і параметрів.

В умовах переходу до ринкової економіки і нових форм власності в елект-  
роенергетиці проекти розвитку енергосистем та електричних мереж стають інстру-  
ментом, який дає змогу комплексно розглядати єдиний технологічний процес ви-  
робництва, пересилання, розподілу та споживання електроенергії з урахуванням  
економічних інтересів усіх учасників і товариств в цілому, з дотриманням зако-  
нодавства про енергопостачання.

Проектування розвитку енергосистем складається з таких видів робіт:

- проекти розвитку ОЕС країни та її окремих частин;
- коригування робіт, вказаних у попередньому пункті, в міру уточнення вихідних даних;
- техніко-економічні доповіді, обґрунтування та інші роботи з окремих питань розвитку енергетики країни чи регіонів, які необхідно розглядати в державних і громадських організаціях, соціально-економічних, екологічних та інших питань, розроблення рекомендацій щодо підвищення ефективності і надійності електропостачання окремих споживачів;
- загальноенергетична частина та розподіл серед електричних мереж у складі позастадійних робіт щодо комплексного використання, рік, розміщення ГЕС, ГАЕС, визначення майданчиків для ТЕС у різних районах країни, а також в складі проектів електричних станцій та електромережевих об'єктів;
- схеми зовнішнього електропостачання потужних споживачів електроенергії: електрифіковані залізниці, нафто- та газопроводи, промислові вузли тощо.

Проектується розвиток електричних систем та мереж відповідно до першого пункту видів робіт періодично в ієрархічній послідовності, зумовленій технологією виробництва, пересилання та розподілу електроенергії:

- ОЕС;
- регіональна енергетична система;
- підприємство електричних мереж.

Така організація проектування забезпечує взаємну узгодженість прийнятих вирішень і можливість їхнього проектування на підставі уточнення вихідної інформації.

## **10.2. Прогнозування навантаження**

Проектування розвитку ЕЕС починається з прогнозування навантаження. Для ефективного проектування важливо знати не тільки майбутнє навантаження, але й обсяги виробництва електроенергії. Прогноз навантаження використовується для визначення потужності генераторів, що вводяться в експлуатацію, планування розвитку живильних і розподільних мереж, визначення загальної потреби ЕЕС в енергоресурсах, вибору типів електричних станцій. Прогноз навантаження використовується також для вибору стратегії розміщення капіталовкладень. У цілому добрий прогноз, який відтворює дійсні та майбутні тенденції змін навантаження і який підтверджений інженерною інтуїцією, – передумова успіху планування розвитку й відповідної економічної успішності енергосистеми.

Прогноз буває короткочасним, середнім і довготривалим (4–10 років – середній).

Методи прогнозування навантаження можна розділити на три групи:

- екстраполяція;
- кореляція;
- змішана, яка об'єднує дві попередні.

Екстраполяція – це знаходження значень функції за межами значень аргументів. Для екстраполяції можна використовувати інтерполяційні методи Ньютона.

Під час інтерполяції за першою формулою Ньютона значення  $t$  додатне, а під час екстраполяції – від’ємне. Для другої формули, навпаки, під час інтерполяції значення  $t$  від’ємне, а під час екстраполяції – додатне.

Екстраполяційні методи пов’язані з вибором апроксимувальної залежності для ретроспективних даних, які відтворюють тенденцію зміни навантаження. Маючи цю залежність, можна екстраполювати її на бажаний інтервал часу в майбутньому. Такий метод називається детермінованою екстраполяцією, оскільки не враховуються випадкові помилки у вихідних даних і похибка моделювання.

Для апроксимації навантаження використовуються такі функції:

$$y = a + bx \text{ – пряма;}$$

$$y = a + bx + cx^2 \text{ – парабола;}$$

$$y = a + bx + cx^2 + dx^3 \text{ – } S\text{-подібна крива;}$$

$$y = ce^{dx} \text{ – експонента;}$$

$$y = \ln^{-1}(a + ce^{dx}) \text{ – крива Гомперца.}$$

Коефіцієнти апроксимації (наближена заміна одних математичних операцій іншими) можна шукати такими методами: підставлення; найменших квадратів тощо.

Кореляція – це зв’язок між явищами, якщо одне з них входить у перелік причин, які визначають інші, чи коли є загальні причини, які діють на ці явища.

Кореляційні методи прогнозування зв’язують навантаження ЕЕС з різними демографічними та економічними чинниками. Переваги цього підходу в тому, що інженер може чітко уявляти взаємозв’язок між зростанням навантаження та іншими вимірюваними величинами. Найочевиднішим недоліком цього методу є необхідність передбачення економічних і демографічних чинників, що може бути важчим, ніж прогнозування навантаження.

### **10.3. Техніко-економічне порівняння варіантів розвитку електричної мережі за критерієм абсолютної ефективності**

Цей підхід розроблений з метою удосконалення методики порівняння варіантів розвитку та вибору схеми і параметрів електричної мережі напругою 110 кВ і вище в умовах переходу до ринкових відносин в економіці.

З шістдесятих років і до даного часу під час вибору варіанта розвитку електричної мережі як критерій порівняльної ефективності додаткових капіталовкладень використовувався мінімум зведених затрат

$$Z = E_n K + B + H, \tag{10.1}$$

де  $E_n = 0,12$  – нормативний коефіцієнт економічної ефективності капіталовкладень;  $K$  – капіталовкладення в основні засоби проектування та будівництва ЕЕС, тис. грн.;  $B$  – річні експлуатаційні видатки, тис. грн.;  $H$  – витрати на відшко-

дування збитків від недовідпускання електроенергії споживачам та зниження якості електроенергії упродовж року, *тис. грн.*

Порівнюючи варіанти, однакові за надійністю і забезпеченням якості електроенергії, очікувані збитки можна не враховувати.

Зведені затрати відображають народногосподарську ефективність на загальнодержавному чи міжрегіональному рівнях.

В умовах переходу до ринкових відносин в економіці та реформи ціноутворення основним показником ефективності основних фондів, що знову вводяться, на рівні підприємства стає абсолютна ефективність (рентабельність), яка є визначальним критерієм доцільності капіталовкладень.

У даний час мінімум зведених затрат може використовуватися як критерій порівняльної ефективності для обґрунтування основних напрямів розвитку електричних мереж на довготривалу перспективу, порівняння варіантів міжсистемних зв'язків основної мережі, вирішення інших проблем міжрегіонального характеру, а також під час типових і нормативних робіт.

Порівнюючи варіанти конкретних технічних вирішень на рівні підприємств чи районних енергосистем, як критерій порівняльної ефективності рекомендується використовувати максимум рентабельності.

Рентабельність основних фондів  $E_a$ , що вводяться, – це відношення приросту прибутку  $\Delta\Pi$  до капіталовкладення  $K$ , яке викликало цей приріст

$$E_a = \Delta\Pi / K = (C - B) / K, \quad (10.2)$$

де  $C$  – вартість річного випуску продукції у гуртових цінах (без податку з обороту);  $B$  – собівартість річного випуску продукції (витрати виробництва).

Разом з рентабельністю використовується також показник терміну окупності капіталовкладень за рахунок отриманого прибутку

$$T_{ок} = 1 / E_a. \quad (10.3)$$

Якщо капіталовкладення здійснюються упродовж декількох років, то вони повинні бути зведені до одного року за допомогою коефіцієнта зведення різночасових економічних показників

$$b_\tau = (1 + E)^{\tau - t}, \quad (10.4)$$

де  $b_\tau$  – коефіцієнт зведення до року  $\tau$ ;  $t$  – рік здійснення затрат;  $E$  – норматив зведення.

Норматив зведення приймається таким, що дорівнює нормативній ефективності капіталовкладень.

Попередню формулу рентабельності (10.2) капіталовкладень в електричні мережі можна подати у вигляді

$$E_a = \frac{10C_T(\gamma W - \Delta W) - B + \Delta\Pi_3}{K}, \quad (10.5)$$

де  $C_T$  – середньозрівноважений тариф на електроенергію в даній енергосистемі (без податку з обороту), *кон/кВт·год*;  $\gamma$  – частка вартості реалізації електроенергії,

що припадає на електричну мережу;  $W$  – додаткове надходження електроенергії в мережу, зумовлене спорудженням електромережевого об'єкта,  $\text{млн} \cdot \text{кВт} \cdot \text{год}$ ;  $\Delta W$  – зміна втрат електроенергії в мережі,  $\text{млн} \cdot \text{кВт} \cdot \text{год}$ ;  $B$  – додаткові щорічні витрати на експлуатацію мережі (собівартість передавання електроенергії),  $\text{тис. грн.}$ ;  $\Delta \Pi_3$  – збільшення прибутку внаслідок підвищення надійності електропостачання та інших чинників, які впливають на економічний ефект,  $\text{тис. грн.}$ ;  $K$  – капіталовкладення в електричну мережу,  $\text{тис. грн.}$

Коефіцієнт  $10$  служить для зведення до однакової розмірності всіх складових, якщо прийняті наведені вище одиниці вимірювання.

Значення середньозрівноваженого тарифу на електроенергію приймається для конкретного енергооб'єднання.

Коефіцієнт  $\gamma$  дорівнює відношенню середньосистемного тарифу на пересилання електроенергії в мережі до середньозрівноваженого тарифу реалізації енергії в енергосистемі (без податку з обороту).

Якщо відсутній середньосистемний тариф на пересилання електроенергії, то значення  $\gamma$  можуть бути взяті з табл. 10.1. Для електричної мережі загалом  $\gamma=0,33$ .

Таблиця 10.1

Номінальна напруга об'єкта чи ділянки електричної мережі, $\text{кВ}$	500–750	220–330	110 (150)
Коефіцієнт $\gamma$	0,1	0,11	0,12

Якщо електромережевий об'єкт призначений для видавання потужності від електростанції чи для зовнішнього електропостачання вузла навантаження радіальною мережею, то  $W$  у (10.5) відповідає електроенергії, яка надходить до об'єкта, а  $\Delta W$  – втратам електроенергії в ньому. Якщо об'єкти споруджуються у замкненій мережі, а їхнє уведення зумовлює перерозподіл потоків потужності, то  $W$  повинно відповідати додатковій електроенергії, яка буде надходити в мережу цього району у зв'язку з уведенням проектного об'єкта, а  $\Delta W$  – зміна втрат енергії цієї мережі (з відповідним знаком)

$$\Delta W = \Delta W'' - \Delta W', \quad (10.6)$$

де  $\Delta W''$  – втрата енергії після введення нового об'єкта,  $\text{млн} \cdot \text{кВт} \cdot \text{год}$ ;  $\Delta W'$  – втрати енергії до введення об'єкта,  $\text{млн} \cdot \text{кВт} \cdot \text{год}$ .

Збільшення прибутку  $\Delta \Pi_3$  може бути викликане підвищенням надійності електропостачання, введенням нового об'єкта (зменшення збитків від недовідпускання електроенергії чи вплив договірної тарифу, який залежить від надійності). На  $\Delta \Pi_3$  можуть впливати інші чинники, наприклад, паливний ефект, який виникає у результаті оптимізації режимів електростанцій, об'єднаних споруджуваною електричною мережею, зниження необхідної встановленої потужності електростанцій тощо.



Отримане значення абсолютної ефективності  $E_a$  порівнюється з нормативною рентабельністю  $E_{ан}$ , яка приймається такою, що дорівнює банківській відсотковій ставці довготривалих вкладів (у відносних одиницях). Будівництво об'єкта необхідно вважати ефективним за умови, що  $E_a \geq E_{ан}$ . Для розрахунку терміну окупності умова ефективності споруджуваного об'єкта  $T_{ок} \leq T_n$ , де  $T_n = 1 / E_{ан}$ .

Якщо будівництво ведеться декілька років підряд, а прибуток змінюється за роками, то рентабельність капіталовкладень з урахуванням динаміки зміни показників відповідно до (10.4) може бути обчислена так

$$E'_a = \frac{\sum_{t=1}^T \Delta P_{3t} / (1 + E)^t}{\sum_{t=1}^T K_t / (1 + E)^t}, \quad (10.7)$$

де  $E'_a$  – абсолютна ефективність капіталовкладень, зведена до одного року;  $T$  – розрахунковий період, після якого капіталовкладення не здійснюються, а прибуток не змінюється;  $K_t$  – капіталовкладення в рік  $t$ ;  $E = E_{ан}$  – банківський відсоток по вкладах (у відносних одиницях);  $\Delta P_{3t} = P_{t+1} - P_t$  – зміна прибутку в наступному  $t + 1$  році порівняно з роком  $t$ .

У чисельнику записана дисконтна (обліковий процент – процент, який забирається банками під час обліку векселів) сума приросту прибутку за всі роки розрахункового періоду  $T$ , а в знаменнику – дисконтна сума інвестицій (капіталовкладення).

Значення  $P_t$  для кожного року визначається за формулою

$$P_t = 10Ц_T(\gamma W_t - \Delta W_t) - B_t + \Delta P_{3t}. \quad (10.8)$$

Термін окупності з урахуванням чинника часу  $T'_{ок} = 1 / E'_a$ .

#### 10.4. Умови порівняння варіантів

Усі варіанти розвитку електричних мереж під час порівняння повинні:

- відповідати вимогам нормативних документів і керівних вказівок з проектування;
- забезпечувати однаковий енергетичний ефект для споживачів;
- розглядати варіанти розвитку електричної мережі за один і той самий період (для системоутворювальних мереж розрахунковий період приймається 10–15 років, для розподільних мереж 5–10 років);
- варіанти, які порівнюються, повинні відповідати нормативним вимогам до надійності електропостачання;
- усі економічні показники порівнюваних варіантів повинні визначатися в цінах одного рівня за джерелами однакової вірогідності.

## 10.5. Визначення капіталовкладень і щорічних видатків

Капіталовкладення для кожного варіанта визначаються сумою вартості об'єктів чи їхніх елементів, які споруджуються у відповідному році розрахункового періоду.

Розраховувати капіталовкладення рекомендується за укрупненими базовими показниками вартості.

Вартість реконструкції, техпереозброєння і розширення наявних об'єктів  $K_{рек}$  визначається з урахуванням затрат на їхню реалізацію

$$K_{рек} = K_{нов} + K_{дем} - K_{поверн}, \quad (10.9)$$

де  $K_{нов}$  – вартість нового обладнання і спорудження з урахуванням необхідних будівельних і монтажних робіт, *тис. грн.*;  $K_{дем}$  – вартість демонтажу, *тис. грн.*;  $K_{поверн}$  – залишкова вартість демонтованого обладнання, *тис. грн.*, яке не відпрацювало нормативного терміну служби і придатне до використання на інших об'єктах

$$K_{поверн} = K_0 (1 - a_p t / 100), \quad (10.10)$$

де  $K_0$  – вартість демонтованого обладнання за дійсними цінами на даний період, *тис. грн.*;  $a_p$  – норма амортизаційних відрахувань на реновацію, %;  $t$  – термін експлуатації обладнання до його демонтажу, *роки*.

Щорічні видатки (собівартість річної продукції) – це всі затрати, необхідні для нормальної експлуатації проекрованої електричної мережі, які визначаються так

$$B = B_a + B_o, \quad (10.11)$$

де  $B_a = \sum_{i=1}^n p_{ai} K_i / 100$  – амортизаційні відрахування на реновацію об'єктів, що вводяться в експлуатацію, *тис. грн.*;  $p_{ai}$  – коефіцієнт реновації  $i$ -го елемента мережі, %;

$K_i$  – капіталовкладення в  $i$ -й елемент мережі, *тис. грн.*;  $B_o = \sum_{i=1}^n p_{oi} K_i / 100$  – затрати на всі види ремонтних робіт і обслуговування електричної мережі, *тис. грн.*;  $p_{oi}$  – коефіцієнт відрахування на ремонтні роботи й обслуговування  $i$ -го елемента мережі, %.

## 10.6. Вибір схеми і параметрів електричної мережі

Вибір схеми розвитку електричної мережі полягає у визначенні:

- схем видавання потужності нових електростанцій;
- пунктів розташування нових підстанцій і схем їх приєднання до діючих мереж;
- обсягів реконструкції ліній і підстанцій, які досягли фізичного та морального зношення;

- кількості та потужності трансформаторів на підстанціях;
- попередніх схем електричних з'єднань електричних станцій і підстанцій;
- типу, потужності та розташування компенсувальних і регулювальних пристроїв;
- перерізу проводів (конструкції фаз) ліній електропередавання;
- рівнів струмів короткого замикання та засобів щодо їхнього обмеження;
- живучості системи, тобто здатності протистояти ланцюговому розвитку аварійних режимів.

Вибираються схеми та параметри електричних мереж, як правило, на такі розрахункові терміни: системоутворювальні на основний розрахунковий період 10 років, перспективний – на 15 років; розподільні на основний – на 5 років; перспективний – на 10 років.

Вибирають схеми та параметри системоутворювальних мереж на підставі планових (балансових) і максимальних розрахункових перетоків і аналізу статичної стійкості в розрахункових перерізах (зв'язки, вимкнення яких зумовлює поділ ЕЕС). Послідовно аналізуються умови роботи ОЕС, які відповідають максимальному перетоків в кожному розрахунковому перерізі.

Планові перетоки визначаються на підставі балансу потужності між окремими частинами ОЕС з урахуванням розміщення ремонтного та оперативного резервів.

Максимальний розрахунковий перетік у перерізі визначається з урахуванням передавання потужності, необхідної для покриття максимального розрахункового дефіциту під час аварійних ситуацій, у виділеній цим перерізом частині ОЕС

$$P_{м.р} = P_{пл} + 2P_0, \quad (10.12)$$

де  $P_0$  – потужність найбільшого агрегату в частині ОЕС, розділеній цим перерізом, *МВт*;  $P_{пл}$  – плановий перетік потужності, *МВт*.

Пропускна здатність системоутворювальної мережі повинна задовольняти такі вимоги:

- передавання планових перетоків повинно забезпечуватися, якщо запаси стійкості ( $K_{зан} = 20\%$ ) і якість електроенергії в межах допустимого під час вимкнення будь-якої лінії;
- під час одночасного аварійного вимкнення другої лінії допускається запас стійкості до 8 %;
- передавання максимальних розрахункових перетоків повинно забезпечуватися у повній схемі мережі, якщо запаси стійкості та якість електроенергії нормативні;
- під час аварійного вимкнення будь-якої лінії допускається зниження запасу стійкості до 8 %, під час вимкнення двох і більше ліній допускається обмеження потужності, яка передається, засобами протиаварійної автоматики.

Для схем розвитку енергосистем і електричних мереж виконуються розрахунки:

- усталених режимів;
- статичної стійкості (для системоутворювальних мереж);
- струмів короткого замикання.

Виконання вищевказаних розрахунків необхідне для:

- вибору схеми та параметрів електричної мережі;
- вибору засобів регулювання напруги, компенсації реактивної потужності та оптимізації поточкорозподілу;
- виявлення тенденцій зміни втрат потужності та енергії в електричних мережах і розроблення заходів щодо їхнього обмеження;
- оцінки рівнів струмів короткого замикання на перспективу та розроблення заходів щодо їхнього обмеження;
- розроблення заходів щодо забезпечення стійкості системи.

Розраховуючи режими, напругу на шинах електричних станцій приймають вищою, ніж  $U_{ном}$  в електричних мережах: 750 кВ – на 2,5 %; 500–330 кВ – 5 %; 150–35 кВ – на 10 %.

Запас статичної стійкості в перерізах характеризується коефіцієнтом запасу за активною потужністю.

Коефіцієнт запасу за активною потужністю дорівнює

$$K_p = (P_{\text{зр}} - P_{\text{м.р}}) / P_{\text{м.р}}, \quad (10.13)$$

де  $P_{\text{зр}}$  – перетік активної потужності через розглянутий переріз у режимі, граничному за статичною стійкістю, МВт;  $P_{\text{м.р}}$  – максимальний розрахунковий перетік потужності в даному перерізі, МВт.

Коефіцієнт запасу за напругою у вузлах навантаження становить

$$K_U = (U - U_{\text{кр}}) / U, \quad (10.14)$$

де  $U$  – напруга у вузлі навантаження у максимальному розрахунковому режимі, кВ;  $U_{\text{кр}}$  – критична напруга, яка відповідає межі, нижче від якої можливе порушення статичної стійкості навантаження, кВ.

Мінімальні значення коефіцієнтів запасу за активною потужністю і запасу за напругою у вузлах навантаження відповідно  $K_p = 0,2$ ,  $K_U = 0,15$ .

Трифазні та однофазні струми короткого замикання розраховуються з метою:

- перевірки відповідності обладнання розподільних пристроїв;
- розроблення оптимальних рішень щодо розвитку схеми електричної мережі;
- встановлення вимог до комутаційної апаратури;
- розроблення заходів для обмеження струмів короткого замикання.

Рівень струмів короткого замикання на шинах електричних станцій і підстанцій не повинен перевищувати такі значення, якщо напруга: 110–150 кВ – 31,5 кА; 220–330 кВ – 40 кА; 400–750 кВ – 63 кА.

Вищі рівні струмів короткого замикання дозволяються, якщо вони спеціально обґрунтовані.

## 10.7. Вибір номінальної напруги електричної мережі

Номінальна напруга  $U_{ном}$  електричної мережі вибирається одночасно з вибором схеми мережі, із порівнянням суміжних напруг у межах прийнятої в районі, що розглядається, шкали.

Для ОЕС України прийнята основна шкала напруги 750/330/110/35/10 кВ. У деяких районах України є інші шкали напруг, так, наприклад, у Донбасі – 500/220/110/35/10 кВ, у Закарпатті – 400/220/110/35/10 кВ, у Криму – 220/110/35/10 кВ. Розвиток електричних мереж напругою 500, 400 і 220 кВ на перспективу дозволяється тільки у вказаних районах. Кількість підстанцій, на яких передбачається зв'язок між електричними мережами з різними шкалами напруги, необхідно обмежувати.

Системоутворювальними мережами, які об'єднують регіональні енергосистеми України і забезпечують видання потужності електростанцій, є електричні мережі напругою 750, 330 кВ і частково 220 кВ.

Функцію першого ступеня розподілу енергії виконують електричні мережі напругою 330 і 220 кВ, а основними розподільними є мережі напругою 110 кВ, у Дніпроенерго, Миколаївській і Херсонській областях – 150 кВ. Розвиток електричних мереж напругою 150 кВ в інших районах енергосистеми України не допускається. Електричні мережі 35 кВ використовуються для електропостачання споживачів у сільській місцевості.

Доцільна напруга лінії електропересилання може бути наближено обчислена за емпіричною формулою Ілларіонова

$$U_{ек} = 1000 / \sqrt{500 / l + 2500 / P}, \quad (10.15)$$

де  $l$  – довжина лінії, км;  $P$  – активна потужність, яка пересилається лінією, МВт.

За (10.15) значення напруги отримуємо в кВ. Для обчислення напруги двоколової лінії застосовується також формула (10.15), тільки активна потужність ділиться навпіл.

## 10.8. Вибір перерізу проводів повітряних ліній

Переріз проводів повітряних ліній вибирається за нормативними узагальненими показниками – за економічними струмовими чи потужнісними інтервалами.

Донедавна переріз проводів електричних мереж вибирали за економічною густиною струму ( $j_{ек} = (I \div 1,5) \text{ А/мм}^2$ ). Значення  $j_{ек}$  розраховували з прямолінійної залежності ціни спорудження повітряної лінії від перерізу, який приймали заниженим, що зумовлює збільшення втрат енергії та напруги в електричних мережах під час їхньої експлуатації.

В даний час вибираються перерізи проводів за економічними струмовими інтервалами, а не за  $j_{ек}$ . Переріз вибирається більшим, чим зменшуються втрати енергії та напруги під час експлуатації мережі.

Розрахункове струмове навантаження лінії визначається

$$I_p = I_5 \alpha_i \alpha_T, \quad (10.16)$$

де  $I_5$  – струм лінії на п'ятому році експлуатації,  $A$ ;  $\alpha_i$  – коефіцієнт, який враховує зміну навантаження лінії з роками експлуатації, в. о.;  $\alpha_T$  – коефіцієнт, який враховує кількість годин використання максимального навантаження лінії  $T_{max}$ , а також потрапляння цього максимуму в максимум енергосистеми, в.о. і вибирається з табл. 10.2.

Струм п'ятого року експлуатації лінії визначається за довготривалими потоками потужності

$$P_{\partial m} = \sqrt{P_{\partial ал}^2 + \sigma_n^2}, \quad (10.17)$$

де  $P_{\partial ал}$  – балансовий перетік потужності,  $MBm$ ;  $\sigma_n$  – непередбачене відхилення потужності,  $MBm$ .

$$P_{\partial ал} = P_{max} - (P_{ст} - P_{рез}), \quad (10.18)$$

де  $P_{max}$  – максимум навантаження вузла,  $MBm$ ;  $P_{ст}$  – потужність станцій,  $MBm$ ;  $P_{рез}$  – резерв потужності,  $MBm$ .

Непередбачене відхилення потужності

$$\sigma_n = k \sqrt{P_{max}}, \quad (10.19)$$

де  $k$  – розрахунковий коефіцієнт, який залежить від розмірів системи, темпів зростання енергоспоживання на перспективу і  $k = 4$ , якщо перспектива до 5 років, і на більшу перспективу  $k = 5$ .

Таблиця 10.2

#### Середнє значення коефіцієнта $\alpha_T$

		За $T_{max}$ , год					
Напруга, кВ	$K_m$	2000	3000	4000	5000	6000	більше 6000
110–330	1,0	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1	1,3
	0,8	0,8	0,9	1,0	1,2	1,4	1,6
	0,6	1,0	1,1	1,3	1,5	1,8	2,2
500–750	1,0	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0	1,1
	0,8	0,7	0,8	0,9	1,0	1,2	1,4
	0,6	0,8	0,9	1,1	1,4	1,6	1,9

Коефіцієнт  $\alpha_i$ , який враховує зміну навантаження, для повітряних ліній 500 і 750 кВ становить

$$\alpha_i = \sqrt{\sum_{t=1}^T \frac{i_t^2 - i_{t-1}^2}{(1 + E_{н.н})^{t-1}}}, \quad (10.20)$$

де  $E_{н.п}$  – коефіцієнт зведення різночасових затрат;  $T$  – останній рік розрахункового періоду;  $i_t = I_t / I_5$ .

Для повітряних ліній 110 і 220 кВ  $\alpha_i = 1,05$ .

Вибраний переріз проводів лінії перевіряється за  $I_{дон}$  як у нормальному, так і в післяаварійному режимах

$$I_p \leq I_{дон}; \quad I_{н.а} \leq I_{дон}. \quad (10.21)$$

За допустимими втратами напруги переріз проводів не перевіряється, тому що це враховано під час вибору перерізу за економічними струмовими інтервалами чи інтервалами потужності.

Вибираючи переріз проводів, необхідно враховувати мінімально допустимий переріз проводів за допустимими втратами на корону. За умовами на корону переріз проводів повітряних ліній напругою 110 кВ і вище при 1500 м над рівнем моря повинен бути не меншим за: 110 кВ – АС-70; 150 кВ – АС-120; 220 кВ – АС-240; 330 кВ – АС-600 чи  $2 \times \text{АС-240}$ ; 500 кВ –  $3 \times \text{АС-300}$  чи  $3 \times \text{АС-330}$ ; 750 кВ –  $4 \times \text{АС-400}$  чи  $5 \times \text{АС-240}$ .

### 10.9. Вибір перерізу проводів ліній за допустимими втратами напруги

Переріз проводів ліній за допустимими втратами напруги вибирається для класу напруги 0,38–20 кВ.

Допустимі втрати напруги у таких мережах – до 5 % від номінальної напруги, згідно з ДЕСТом для магістральних мереж повинна задовольнятися умова

$$\sum_{i=1}^n \Delta U_i \leq \Delta U_{дон}, \quad (10.22)$$

де  $\Delta U_i$  – втрати напруги на  $i$ -й лінії, %;  $n$  – кількість ліній, шт.

Розглянемо приклад вибору перерізу проводів лінії для радіальної електричної мережі, якщо задане значення  $\Delta U_{дон}$ , через фазні напруги

$$\Delta U_{\Phi} = r_L I_a + x_L I_p = r_L \frac{P}{3U_{\Phi 2}} + x_L \frac{Q}{3U_{\Phi 2}} = \Delta U_{\Phi a} + \Delta U_{\Phi p}, \quad (10.23)$$

де  $r_L$ ,  $x_L$  – активний та індуктивний опори лінії, Ом;  $P$ ,  $Q$  – активна, МВт і реактивна, Мвар потужності навантаження;  $U_{\Phi 2}$  – фазна напруга на навантаженні, кВ.

Втрати напруги, обчислені за (10.23), наближено дорівнюють поздовжній складовій спаду напруги (див. розд. 4), тобто  $\Delta U_{\Phi} = r_L I_2 \cos \varphi_2 + x_L I_2 \sin \varphi_2$ , оскільки кут між  $U_{\Phi 1}$  та  $U_{\Phi 2}$  малий, то поперечною складовою спаду напруги можна знехтувати.

Для лінійних напруг

$$\begin{aligned}\Delta U &= r_0 P / U_2 + x_0 Q / U_2 = r_0 l P / U_2 + x_0 l Q / U_2 = \\ &= \Delta U_a + \Delta U_p,\end{aligned}\quad (10.24)$$

де  $r_0$ ,  $x_0$  – активний та реактивний опори на одиницю довжини,  $\text{Ом/км}$ ;  $l$  – довжина лінії,  $\text{км}$ ;  $U_2$  – лінійна напруга на навантаженні,  $\text{кВ}$ .

Втрати напруги у формулах (10.23) і (10.24) виражені в  $\text{кВ}$ . Якщо обчислюються втрати напруги в  $\%$  і приймаючи, що  $U_2 = U_{\text{ном}}$ , то формула (10.24) набере вигляду

$$\begin{aligned}\Delta U [\%] &= r_0 l P \cdot 100 / U_{\text{ном}}^2 + x_0 l Q \cdot 100 / U_{\text{ном}}^2 = \\ &= \Delta U_a [\%] + \Delta U_p [\%].\end{aligned}\quad (10.25)$$

У наведених формулах активний опір обернено пропорційно залежить від перерізу проводів  $r_0 = l / (\gamma F)$ , а для індуктивного опору ця залежність незначна, що ускладнює однозначний вибір перерізу проводів лінії, виконаний аналітично.

Тому, визначаючи переріз проводів лінії, будемо враховувати, що  $\Delta U_p$  мало залежить від перерізу. Наближено обчислюємо реактивну складову втрат напруги

$$\Delta U_p = x_0 l Q / U_{\text{ном}}. \quad (10.26)$$

Від  $\Delta U_{\text{дон}}$  віднімаємо  $\Delta U_p$ , одержуємо

$$\Delta U_{a.\partial} = \Delta U_{\text{дон}} - x_0 l Q / U_{\text{ном}}. \quad (10.27)$$

Згідно з (10.24)

$$\Delta U_{a.\partial} = r_0 l P / U_{\text{ном}} = l P / (\gamma F U_{\text{ном}}). \quad (10.28)$$

Звідси переріз проводів

$$F = l P / (\gamma U_{\text{ном}} \Delta U_{a.\partial}). \quad (10.29)$$

Отриманий переріз округляється до найближчого стандартного, за виразом (10.24) визначаються втрати напруги й перевіряються за формулою (10.22).

Для магістральних електричних мереж

$$\begin{aligned}\sum_{i=1}^n \Delta U_i &= \sum_{i=1}^n \Delta U_{ai} + \sum_{i=1}^n \Delta U_{pi} = \\ &= \left( \sum_{i=1}^n l_i P_i / (\gamma F_i) + \sum_{i=1}^n x_{0i} l_i Q_i \right) / U_{\text{ном}}.\end{aligned}\quad (10.30)$$

Якщо переріз проводів ліній магістральної електричної мережі однаковий, задаються середні значення перерізу для кожного класу напруги для ПЛ і КЛ

	ПЛ	КЛ
до 1 кВ	$x_0 = 0,3 \text{ Ом/км}$	$x_0 = 0,06 \text{ Ом/км}$
6–10 кВ	$x_0 = 0,36 \text{ Ом/км}$	$x_0 = 0,08 \text{ Ом/км}$
20–25 кВ	$x_0 = 0,4 \text{ Ом/км}$	$x_0 = 0,11 \div 0,12 \text{ Ом/км}$



Визначаємо наближено

$$\Delta U_p = \frac{x_0}{U_{ном}} \sum_{i=1}^n l_i Q_i. \quad (10.31)$$

Допустимі втрати активної складової втрат напруги

$$\Delta U_{a.\partial} = \Delta U_{\partial on} - \Delta U_p = \Delta U_{\partial on} - \frac{x_0}{U_{ном}} \sum_{i=1}^n l_i Q_i; \quad (10.32)$$

$$\Delta U_{a.\partial} = \sum_{i=1}^n P_i l_i / (U_{ном} \gamma F); \quad (10.33)$$

$$F = \sum_{i=1}^n P_i l_i / (U_{ном} \gamma \Delta U_{a.\partial}). \quad (10.34)$$

Вибраний переріз заокругляється до найближчого стандартного перерізу, обчислюється  $\Delta U$  за (10.30) і перевіряється за (10.22).

Якщо переріз проводів ліній магістральної електричної мережі, зображеної на рис. 10.1, з метою економії металу виконати неоднаковим, то переріз проводів окремих ліній вибирається на підставі декількох варіантів і перевіряється за  $\Delta U_{\partial on}$ . Цей підхід складний, і тому для визначення перерізу проводів ліній магістральної електричної мережі скористаємося спеціальним методом.

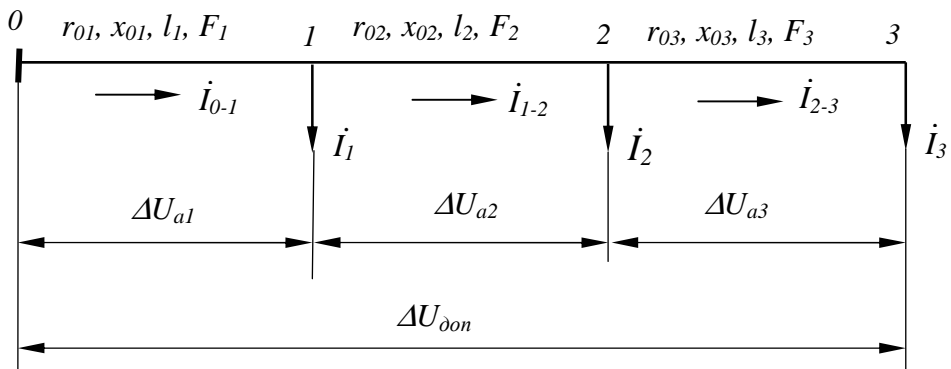


Рис. 10.1. Магістральна електрична мережа

Як і під час вибору однакового перерізу для всіх ліній магістральної мережі, задаємося середнім значенням  $x_0$  і визначимо втрати реактивної складової напруги за (10.31). Допустимі втрати активної складової втрат напруги  $\Delta U_{a.\partial}$  обчислюємо за (10.32). Позначимо на першій лінії  $\Delta U_{a1}$ , другій  $\Delta U_{a2}$  і третій  $\Delta U_{a3} = \Delta U_{a.\partial} - \Delta U_{a1} - \Delta U_{a2}$  (рис. 10.1).

Задача зводиться до розділення загальної допустимої втрати напруги  $\Delta U_{\text{дон}}$  для окремих ліній, але так, щоб сумарна витрата кольорового металу була мінімальною.

Допустимо, що  $\Delta U_{a1}$ ,  $\Delta U_{a2}$  і  $\Delta U_{a3}$  відомі, тоді перерізи проводів окремих ліній визначаються так

$$F_1 = \sqrt{3} I_{a1} l_1 / (\gamma \Delta U_{a1}); \quad (10.35)$$

$$F_2 = \sqrt{3} I_{a2} l_2 / (\gamma \Delta U_{a2}); \quad (10.36)$$

$$F_3 = \sqrt{3} I_{a3} l_3 / (\gamma (\Delta U_{a.\partial} - \Delta U_{a1} - \Delta U_{a2})). \quad (10.37)$$

Знайдемо об'єм металу для всіх трьох фаз магістральної електричної мережі

$$\begin{aligned} V &= 3F_1 l_1 + 3F_2 l_2 + 3F_3 l_3 = 3\sqrt{3} I_{a1} l_1^2 / (\gamma \Delta U_{a1}) + \\ &+ 3\sqrt{3} I_{a2} l_2^2 / (\gamma \Delta U_{a2}) + \\ &+ 3\sqrt{3} I_{a3} l_3^2 / (\gamma (\Delta U_{a.\partial} - \Delta U_{a1} - \Delta U_{a2})). \end{aligned} \quad (10.38)$$

У наведеній формулі (10.38) змінними є  $\Delta U_{a1}$  і  $\Delta U_{a2}$ , всі інші величини є постійні.

Для отримання найменшого об'єму а, отже, і ваги проводів, необхідно від (10.38) взяти часткові похідні за  $\Delta U_{a1}$  і  $\Delta U_{a2}$  і прирівняти їх до нуля

$$\begin{aligned} \partial V / \partial \Delta U_{a1} &= -3\sqrt{3} I_{a1} l_1^2 / (\gamma \Delta U_{a1}^2) + \\ &+ 3\sqrt{3} I_{a3} l_3^2 / (\gamma (\Delta U_{a.\partial} - \Delta U_{a1} - \Delta U_{a2})^2) = 0; \end{aligned} \quad (10.39)$$

$$\begin{aligned} \partial V / \partial \Delta U_{a2} &= -3\sqrt{3} I_{a2} l_2^2 / (\gamma \Delta U_{a2}^2) + \\ &+ 3\sqrt{3} I_{a3} l_3^2 / (\gamma (\Delta U_{a.\partial} - \Delta U_{a1} - \Delta U_{a2})^2) = 0. \end{aligned} \quad (10.40)$$

З (10.39) і (10.40) отримуємо

$$3I_{a1} l_1^2 / (\gamma \Delta U_{a1}^2) = 3I_{a3} l_3^2 / (\gamma (\Delta U_{a.\partial} - \Delta U_{a1} - \Delta U_{a2})^2); \quad (10.41)$$

$$3I_{a2} l_2^2 / (\gamma \Delta U_{a2}^2) = 3I_{a3} l_3^2 / (\gamma (\Delta U_{a.\partial} - \Delta U_{a1} - \Delta U_{a2})^2). \quad (10.42)$$

Помножимо ліву і праву частини рівняння (10.41) на  $I_{a1} / (\gamma I_{a1})$  і  $I_{a3} / (\gamma I_{a3})$  відповідно, а (10.42) на  $I_{a2} / (\gamma I_{a2})$  і  $I_{a3} / (\gamma I_{a3})$  відповідно, і одержимо

$$\frac{1}{I_{a1}} \left( \frac{\sqrt{3} I_{a1} l_1}{\gamma \Delta U_{a1}} \right)^2 = \frac{1}{I_{a3}} \left( \frac{\sqrt{3} I_{a3} l_3}{\gamma (\Delta U_{a.\partial} - \Delta U_{a1} - \Delta U_{a2})} \right)^2; \quad (10.43)$$

$$\frac{1}{I_{a2}} \left( \frac{\sqrt{3} I_{a2} l_2}{\gamma \Delta U_{a2}} \right)^2 = \frac{1}{I_{a3}} \left( \frac{\sqrt{3} I_{a3} l_3}{\gamma (\Delta U_{a.\partial} - \Delta U_{a1} - \Delta U_{a2})} \right)^2. \quad (10.44)$$

В отриманих формулах (10.43) і (10.44) у дужках вказано вирази перерізів проводів ліній. Тому можна записати

$$F_1^2 / I_{a1} = F_3^2 / I_{a3}; \quad (10.45)$$

$$F_2^2 / I_{a2} = F_3^2 / I_{a3}, \quad (10.46)$$

чи

$$F_1 / \sqrt{I_{a1}} = F_2 / \sqrt{I_{a2}} = F_3 / \sqrt{I_{a3}} = k_I. \quad (10.47)$$

Звідси

$$F_1 = k_I \sqrt{I_{a1}}; \quad (10.48)$$

$$F_2 = k_I \sqrt{I_{a2}}; \quad (10.49)$$

$$F_3 = k_I \sqrt{I_{a3}}. \quad (10.50)$$

Переріз проводів кожної лінії залежить від активного струму, який протікає в даній лінії, і коефіцієнта  $k_I$ . Щоб знайти  $k_I$ , запишемо вираз активної складової втрат напруги магістральної електричної мережі

$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^n \Delta U_{ai} &= \frac{\sqrt{3} I_{a1} l_1}{\gamma F_1} + \frac{\sqrt{3} I_{a2} l_2}{\gamma F_2} + \frac{\sqrt{3} I_{a3} l_3}{\gamma F_3} = \\ &= \frac{\sqrt{3} \sqrt{I_{a1}} \sqrt{I_{a1}} l_1}{\gamma F_1} + \frac{\sqrt{3} \sqrt{I_{a2}} \sqrt{I_{a2}} l_2}{\gamma F_2} + \frac{\sqrt{3} \sqrt{I_{a3}} \sqrt{I_{a3}} l_3}{\gamma F_1}, \end{aligned} \quad (10.51)$$

де  $\sqrt{I_{a1}} / F_1 = \sqrt{I_{a2}} / F_2 = \sqrt{I_{a3}} / F_3 = 1 / k_I$ .

На підставі (10.51) одержимо

$$\sum_{i=1}^n \Delta U_{ai} = \frac{\sqrt{3}}{\gamma k_I} (\sqrt{I_{a1}} l_1 + \sqrt{I_{a2}} l_2 + \sqrt{I_{a3}} l_3). \quad (10.52)$$

Приймаючи, що  $\sum_{i=1}^n \Delta U_{ai} = \Delta U_{a.\partial}$ , отримаємо

$$k_I = \frac{\sqrt{3}}{\gamma \Delta U_{a.\partial}} \sum_{i=1}^n \sqrt{I_{ai}} l_i. \quad (10.53)$$

Обчисливши  $k_I$ , визначаємо переріз проводів окремих ліній за (10.48) – (10.50).

Якщо задано активні потужності, що пересилаються лініями магістральної електричної мережі, отримаємо аналогічні формули

$$F_1 / \sqrt{P_1} = F_2 / \sqrt{P_2} = F_3 / \sqrt{P_3} = k_P; \quad (10.54)$$

$$F_1 = k_P \sqrt{P_1}; \quad (10.55)$$

$$F_2 = k_P \sqrt{P_2}; \quad (10.56)$$

$$F_3 = k_P \sqrt{P_3}; \quad (10.57)$$

$$k_P = \frac{1}{\gamma \Delta U_{a.\partial} U_{ном}} \sum_{i=1}^n \sqrt{P_i} l_i. \quad (10.58)$$

Одержані перерізи проводів округляємо до стандартних перерізів, знаходимо втрати напруги за (10.30) і потім перевіряємо вибрані перерізи за формулою (10.22).

Наведемо послідовність розрахунку під час визначення перерізу проводів ліній магістральної електричної мережі, виходячи з мінімуму витрат кольорового металу, з урахуванням активного та індуктивного опорів і з навантаженнями з різними коефіцієнтами потужності:

1) задаємо середнє значення  $x_0$  для даного класу напруги магістральної мережі;

2) обчислюємо за значенням  $x_0$  реактивну складову втрати напруги магістральної електричної мережі  $\sum_{i=1}^n \Delta U_{P_i}$ ;

3) визначаємо допустиму активну складову втрат напруги

$$\Delta U_{a.\partial} = \Delta U_{\partial on} - \sum_{i=1}^n \Delta U_{P_i};$$

4) обчислюємо коефіцієнти  $k_I$  чи  $k_P$

$$k_I = \frac{\sqrt{3}}{\gamma \Delta U_{a.\partial}} \sum_{i=1}^n \sqrt{I_{ai}} l_i;$$

$$k_P = \frac{1}{\gamma \Delta U_{a.\partial} U_{ном}} \sum_{i=1}^n \sqrt{P_i} l_i;$$

5) знаходимо переріз проводів ліній за значенням активного струму чи потужності  $F_i = k_I \sqrt{I_{ai}}$ ;  $F_i = k_P \sqrt{P_i}$ ;

6) округляємо визначений переріз до найближчого стандартного;

7) для вибраного перерізу проводів ліній магістральної електричної мережі з урахуванням активного та індуктивного опорів і різних коефіцієнтів потужності навантаження визначаємо

$$\sum_{i=1}^n \Delta U_i = \sqrt{3} \sum_{i=1}^n I_{ai} r_i + \sqrt{3} \sum_{i=1}^n I_{pi} x_i = \frac{1}{U_{ном}} \sum_{i=1}^n P_i r_i + \frac{1}{U_{ном}} \sum_{i=1}^n Q_i x_i;$$

8) перевіряємо, і якщо  $\Delta U_{\partial on} \geq \sum_{i=1}^n \Delta U_i$ , то перерізи проводів вибрано правильно,

якщо ж попередня умова не виконується, змінюємо їх і знову обчислюємо  $\sum_{i=1}^n \Delta U_i$ .

### Приклад 10.9.

Визначити переріз проводів окремих ділянок електричної мережі  $U_{ном} = 380 \text{ В}$ , зображеної на рис. 10.2. Передбачається використання алюмінієвих проводів, питома провідність алюмінію  $\gamma_A = 34,84 \cdot 10^{-3} \text{ км}/(\text{Ом} \cdot \text{мм}^2)$ . Середньгеометрична відстань між проводами  $D_{сер} = 600 \text{ мм}$ .

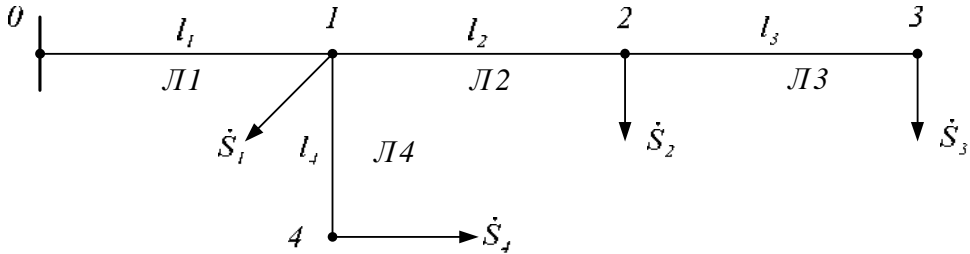


Рис. 10.2. Схема електричної мережі

Вихідні дані:  $l_1 = 190 \text{ м}$ ;  $l_2 = 170 \text{ м}$ ;  $l_3 = 140 \text{ м}$ ;  $l_4 = 150 \text{ м}$ ;

$$\dot{S}_1 = (15 - j5) \text{ кВ} \cdot \text{А}; \quad \dot{S}_2 = (27 - j7) \text{ кВ} \cdot \text{А}; \quad \dot{S}_3 = (12 - j0) \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}_4 = (17 - j0) \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Переріз визначити двома способами:

- переріз проводів лінії електричної мережі однаковий;
- переріз проводів лінії електричної мережі з метою економії металу неоднаковий.

Допустимі втрати напруги  $\Delta U_{доп} = 5 \% U_{ном}$ .

### Розв'язання.

В обох способах переріз проводів відгалуження визначається в залежності від визначених перерізів проводів магістральної електричної мережі.

Допустимі втрати напруги в заданій електричній мережі

$$\Delta U_{доп} = 5 \% U_{ном} = \frac{5}{100} \cdot 380 = 19 \text{ В}.$$

Задаємося середнім значенням індуктивного опору лінії  $x_0 = 0,3 \text{ Ом}/\text{км}$ .

Електрична мережа з перетоками потужностей показана на рис. 10.3.

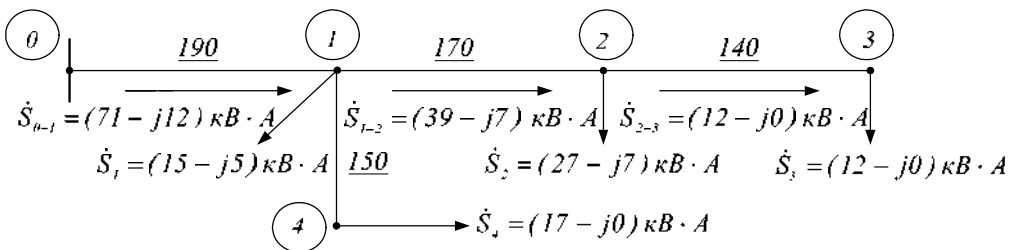


Рис. 10.3. Схема електричної мережі з перетоками потужностей

Під час обчислень у формули підставляємо величини у таких одиницях: довжина в [м], напруга в [В], потужність в [ $\kappa\text{В} \cdot \text{А}$ ].

Визначаємо наближено активну та реактивну складові втрат напруги для магістральної мережі (рис. 10.4), збільшив потужність вузла 4 до вузла 1. Кількість ліній магістральної мережі  $n = 3$ .

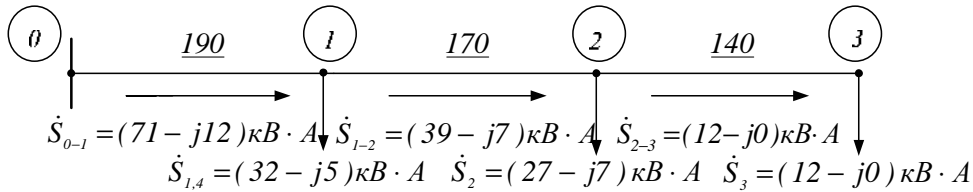


Рис. 10.4. Схема магістральної електричної мережі

$$\Delta U_p = \frac{x_0}{U_{ном}} \sum_{i=1}^n l_i Q_i = \frac{0,3}{380} (12 \cdot 190 + 7 \cdot 170 + 0 \cdot 140) = 2,739 \text{ В};$$

$$\Delta U_{a.d} = \Delta U_{дон} - \Delta U_p = 19 - 2,739 = 16,261 \text{ В}.$$

**1. Визначення перерізу проводів електричної мережі, якщо переріз проводів всіх ліній однаковий**

$$F = 1 / (U_{ном} \gamma_A \Delta U_{a.d}) \sum_{i=1}^n P_i l_i = \frac{71 \cdot 190 + 39 \cdot 170 + 12 \cdot 140}{380 \cdot 34,84 \cdot 10^{-3} \cdot 16,261} = 101,265 \text{ мм}^2.$$

З таблиці вибираємо найближчий стандартний переріз проводу  $A - 120$ , для якого  $r_0 = 0,251 \text{ Ом/км}$ ;  $x_0 = 0,292 \text{ Ом/км}$ .

Визначаємо переріз проводів відгалуження.

Обчислюємо втрати напруги  $\Pi$  з урахуванням вибраного перерізу проводів магістральної мережі

$$\Delta U_{0-1} = \frac{(P_{0-1} r_0 + Q_{0-1} x_0) l_4}{U_{ном}} = \frac{(71 \cdot 0,251 + 12 \cdot 0,292) \cdot 190}{380} = 10,663 \text{ В}.$$

Визначаємо допустимі втрати напруги в  $\Pi 4$

$$\Delta U_{1-4} = \Delta U_{дон} - \Delta U_{0-1} = 19 - 10,663 = 8,337 \text{ В}.$$

Приймаємо середнє значення індуктивного опору для  $\Pi 4$   $x_0 = 0,3 \text{ Ом/км}$ .

Реактивна та активна складові втрат напруги в  $\Pi 4$ , тобто

$$\Delta U_{p1-4} = \frac{x_0 l_4 Q_4}{U_{ном}} = \frac{0,3 \cdot 150 \cdot 0}{380} = 0 \text{ В};$$

$$\Delta U_{a1-4} = \Delta U_{1-4} - \Delta U_{p1-4} = 8,337 - 0 = 8,337 \text{ В}.$$

Звідси визначаємо переріз проводу  $\Pi 4$

$$F_4 = \frac{P_4 l_4}{\gamma_A \Delta U_{a1-4} U_{ном}} = \frac{17 \cdot 150}{34,84 \cdot 10^{-3} \cdot 8,337 \cdot 380} = 23,102 \text{ мм}^2.$$

Заокругляємо до найближчого стандартного А-25, для якого  $r_0 = 1,165 \text{ Ом/км}$ ,  
 $x_0 = 0,345 \text{ Ом/км}$ .

## 2. Визначення перерізу проводів ліній електричної мережі з умови мінімальної витрати металу.

Обчислюємо коефіцієнт  $k_p$  для магістральної мережі без відгалужень, тобто

$$k_p = \frac{1}{\gamma \Delta U_{a.0} U_{ном}} \sum_{i=1}^n \sqrt{P_i l_i} = \frac{1}{\gamma \Delta U_{a.0} U_{ном}} (\sqrt{P_{0-1}} l_1 + \sqrt{P_{1-2}} l_2 + \sqrt{P_{2-3}} l_3) =$$

$$= \frac{1}{34,84 \cdot 10^{-3} \cdot 16,261 \cdot 380} (\sqrt{71} \cdot 190 + \sqrt{39} \cdot 170 + \sqrt{12} \cdot 140) = 14,621;$$

$$F_1 = k_p \sqrt{P_{0-1}} = 14,621 \cdot \sqrt{71} = 123,2 \text{ мм}^2;$$

$$F_2 = k_p \sqrt{P_{1-2}} = 14,621 \cdot \sqrt{39} = 91,309 \text{ мм}^2;$$

$$F_3 = k_p \sqrt{P_{2-3}} = 14,621 \cdot \sqrt{12} = 50,649 \text{ мм}^2.$$

Заокругляємо отримані перерізи проводів до найближчих стандартних, тобто для

ЛП А-150	ЛП А-95	ЛП А-50
$r_0 = 0,1978 \text{ Ом/км}$	$r_0 = 0,3147 \text{ Ом/км}$	$r_0 = 0,588 \text{ Ом/км}$
$x_0 = 0,287 \text{ Ом/км}$	$x_0 = 0,3 \text{ Ом/км}$	$x_0 = 0,325 \text{ Ом/км}$

Визначаємо переріз проводів відгалуження.

Втрати напруги в ЛП

$$\Delta U_{0-1} = \frac{(P_{0-1} r_{01} + Q_{01} x_{01}) l_1}{U_{ном}} = \frac{(71 \cdot 0,1978 + 12 \cdot 0,287) \cdot 190}{380} = 8,744 \text{ В}.$$

Звідси

$$\Delta U_{1-4} = \Delta U_{дон} - \Delta U_{0-1} = 19 - 8,744 = 10,256 \text{ В}.$$

Визначаємо реактивну та активну складові втрат напруги в ЛП, тобто

$$\Delta U_{p1-4} = \frac{x_0 l_4 Q_4}{U_{ном}} = \frac{0,3 \cdot 150 \cdot 0}{380} = 0 \text{ В};$$

$$\Delta U_{a1-4} = \Delta U_{1-4} - \Delta U_{p1-4} = 10,256 - 0 = 10,256 \text{ В}.$$

Звідси знаходимо переріз проводу ЛП

$$F_4 = \frac{P_{1-4} l_4}{\gamma \Delta U_{a1-4} U_{ном}} = \frac{17 \cdot 150}{34,84 \cdot 10^{-3} \cdot 10,256 \cdot 380} = 18,78 \text{ мм}^2.$$

Заокругляємо до найближчого стандартного А-25, для якого  $r_0 = 1,165 \text{ Ом/км}$ ,  
 $x_0 = 0,345 \text{ Ом/км}$ .

Визначаємо фактичні втрати напруги в електричній мережі для обох способів.

**1. Коли переріз проводів усіх ліній однаковий**

$$\Delta U_{0-3} = \frac{r_0 \sum_{i=1}^n P_i l_i + x_0 \sum_{i=1}^n Q_i l_i}{U_{ном}} = \frac{0,251 \cdot (71 \cdot 190 + 39 \cdot 170 + 12 \cdot 140)}{380} +$$

$$+ \frac{0,292 \cdot (12 \cdot 190 + 7 \cdot 170 + 0 \cdot 140)}{380} = 17,066 \text{ В} < \Delta U_{дон} = 19 \text{ В}.$$

У відгалуженні

$$\Delta U_{1-4} = \frac{(P_{1-4} r_{01-4} + Q_{1-4} x_{01-4}) l_4}{U_{ном}} = \frac{(17 \cdot 1,165 + 0 \cdot 0,345) \cdot 150}{380} =$$

$$= 5,705 \text{ В} < \Delta U_{1-4} = 8,337 \text{ В}.$$

**2. Коли переріз проводів ліній електричної мережі з умови мінімальної витрати металу неоднаковий**

$$\Delta U_{0-3} = \frac{\sum_{i=1}^n (P_i r_{0i} + Q_i x_{0i}) l_i}{U_{ном}} = \frac{(71 \cdot 0,1978 + 19 \cdot 0,287) \cdot 190}{380} +$$

$$+ \frac{(39 \cdot 0,3147 + 7 \cdot 0,3) \cdot 170}{380} + \frac{(12 \cdot 0,588 + 0 \cdot 0,325) \cdot 140}{380} =$$

$$= 17,774 \text{ В} < \Delta U_{дон} = 19 \text{ В}.$$

Для цього способу втрати напруги у відгалуженні не перевіряються, оскільки також вибрано провід А-25 і  $\Delta U_{1-4} = 10,256 \text{ В}$  й перевірка була зроблена для першого способу.

**Перевірка вибраних перерізів проводів за допустимим струмом.**

Струм Л1

$$I_{0-1} = \frac{\sqrt{P_{0-1}^2 + Q_{0-1}^2} \cdot 10^3}{\sqrt{3} U_{ном}} = \frac{\sqrt{71^2 + 12^2} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 380} = 109,403 \text{ А} < I_{дон} = 440 \text{ А}.$$

Струм Л2

$$I_{1-2} = \frac{\sqrt{P_{1-2}^2 + Q_{1-2}^2} \cdot 10^3}{\sqrt{3} U_{ном}} = \frac{\sqrt{39^2 + 7^2} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 380} = 60,201 \text{ А} < I_{дон} = 320 \text{ А}.$$

Струм Л3

$$I_{2-3} = \frac{\sqrt{P_{2-3}^2 + Q_{2-3}^2} \cdot 10^3}{\sqrt{3} U_{ном}} = \frac{\sqrt{12^2} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 380} = 18,232 \text{ А} < I_{дон} = 215 \text{ А}.$$

Струм Л4

$$I_{1-4} = \frac{\sqrt{P_{1-4}^2 + Q_{1-4}^2} \cdot 10^3}{\sqrt{3} U_{ном}} = \frac{\sqrt{17^2} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 380} = 25,829 \text{ А} < I_{дон} = 136 \text{ А}.$$

Отже, вибрані перерізи проводів відповідають умовам допустимого нагрівання, тобто в кожній лінії струм менший за  $I_{дон}$ .



## 10.10. Вибір трансформаторів і автотрансформаторів підстанцій

Вибір кількості трансформаторів залежить від вимог до надійності електропостачання. На підстанціях напругою 220 кВ і вище, як правило, встановлюються автотрансформатори, які мають такі переваги над трансформаторами: менша вага, нижча ціна і менші втрати під час пересилання тієї самої потужності.

Практично на всіх підстанціях передбачається встановлення двох трансформаторів.

Спорудження однострансформаторних підстанцій дозволяється:

- на першому етапі спорудження двотрансформаторної підстанції з поступовим зростанням навантаження із забезпеченням резервного живлення навантаження від мережі вторинної напруги;

- якщо підстанція ділиться для живлення вузла із зосередженим навантаженням і резерву з боку вторинної напруги;

- для живлення невідповідальних споживачів.

Спорудження підстанцій з більш ніж двома трансформаторами можливе, якщо:

- є поштовхові навантаження;

- з техніко-економічних міркувань необхідні дві середні напруги;

- для покриття навантаження вузла потужність двох трансформаторів є недостатньою.

Потужність трансформаторів вибирається за потужністю навантаження п'ятого року експлуатації.

Сумарна встановлена потужність трансформаторів повинна задовольняти умови

$$S_T \geq P_{max} / n_T; \quad (10.59)$$

$$S_T \geq P_{ав} / (K_{ав} (n_T - n_{відк})), \quad (10.60)$$

де  $n_T$ ,  $S_T$  – відповідно кількість, шт., і потужність одного трансформатора, МВ·А;  $P_{max}$  – максимальне навантаження вузла в нормальному режимі, МВт;  $P_{ав} = (P_{max} - P_{рез})$  – навантаження підстанції в післяаварійному режимі, якщо вийшов з ладу один трансформатор, МВт;  $P_{рез}$  – частина навантаження підстанції, яке резервується за вторинною напругою, МВт;  $n_{відк}$  – кількість вимкнутих трансформаторів, шт.;  $K_{ав}$  – допустимий коефіцієнт перевантаження трансформатора.

Значення систематичного перевантаження трансформатора встановлюється відповідно до ДЕСТу.

Якщо максимальна потужність за графіком навантаження влітку менша від номінальної потужності трансформатора, то взимку допускається перевантаження на кожний відсоток недовантаження влітку, але не більше ніж на 15 %. Допускається систематичне перевантаження на 150 % взимку, якщо температура довкілля до +5 °С і тривалість добового максимуму до однієї години.

Потужність одного трансформатора двотрансформаторної підстанції вибирається з умови перевантаження  $1,4S_{ном}$  на час максимумів, не більше ніж 6 годин на добу упродовж п'яти діб

$$S_T \geq (0,65 \div 0,7) S_{max}. \quad (10.61)$$

Потужність трансформатора одотрансформаторної підстанції вибирається за повним 100 % навантаженням. Враховується також резервування за вторинною напругою.

Якщо на підстанції встановлено однофазні трансформатори, один однофазний трансформатор повинен бути резервним.

#### Приклад 10.10.1.

Задана електрична мережа (рис. 10.5). Потужність навантаження  $\dot{S}_{нав} = (59 - j20) \text{ MB} \cdot \text{A}$ . Довжина лінії електропередавання  $l = 70 \text{ км}$ . Напруга на початку лінії  $U_l = 1,05 U_{ном}$ . Час використання максимального навантаження  $T_{max} = 6500 \text{ год}$ . Потрапляння максимуму заданої електричної мережі в максимум енергосистеми  $k_M = 0,8$ .

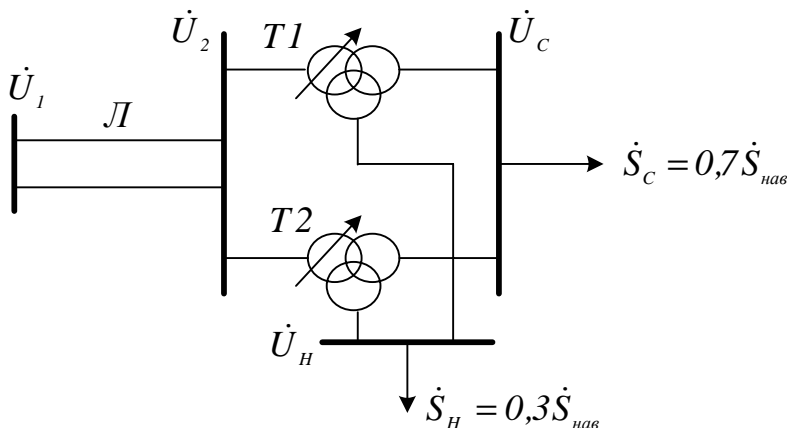


Рис. 10.5. Схема електричної мережі

Необхідно визначити: 1) напругу електричної мережі; 2) переріз проводів; 3) потужність трансформаторів підстанції; 4) втрати потужності та електричної енергії в елементах електричної мережі.

#### Розв'язання.

Повна потужність навантаження

$$S_{нав} = \sqrt{P_{нав}^2 + Q_{нав}^2} = \sqrt{59^2 + 20^2} = 62,298 \text{ MB} \cdot \text{A}.$$

Обчислюємо напругу лінії електропередавання за емпіричною формулою Ілларіонова

$$U_{ек} = 1000 / \sqrt{500/l + 2500/(P_{нав}/2)} = 1000 / \sqrt{500/70 + 2500/(59/2)} = 104,32 \text{ кВ}.$$

Приймаємо номінальну напругу  $U_{ном} = 110 \text{ кВ}$ .

Переріз проводів повітряної лінії вибираємо за економічними струмовими інтервалами.  
Струм лінії електропередавання на п'ятому році експлуатації

$$I_5 = S_{нав} / (\sqrt{3} U_{ном}) = 62,298 / (\sqrt{3} \cdot 110) = 0,327 \text{ кА}.$$

Коефіцієнт, який враховує зміну навантаження за роками для лінії  $U_{ном} = 110 \text{ кВ}$ ,  
приймаємо  $\alpha_i = 1,05$ , коефіцієнт, який враховує кількість годин використання максимального навантаження лінії  $T_{max} = 5600 \text{ год}$ , а також потрапляння цього максимуму у максимум енергосистеми  $k_m = 0,8$ , вибирається за табл. 10.2 –  $\alpha_T = 1,4$ .

Розрахункове струмове навантаження лінії

$$I_p = I_5 \alpha_i \alpha_T = 0,327 \cdot 1,05 \cdot 1,4 = 0,481 \text{ кА}.$$

Оскільки лінія двоколова  $I_{Л1} = I_{Л2} = I_p / 2 = 0,481 / 2 = 0,2405 \text{ кА}$ .

З табл. 4.8 додатка 4 вибираємо переріз проводів лінії електропередавання  $AC - 185/29$ . Параметри проводу  $AC - 185/29$ :

$$r_0 = 0,162 \text{ Ом/км}; \quad x_0 = 0,413 \text{ Ом/км}; \quad b_0 = 2,75 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}.$$

Втрати на корону в лінії електропередавання  $110 \text{ кВ}$  не враховуємо.

У післяаварійному режимі у разі виходу з ладу однієї лінії  $I_{на} = I_p = 0,481 \text{ кА} < I_{дон} = 0,510 \text{ кА}$ .

Визначаємо потужність трансформаторів підстанції

$$S_T = 0,65 S_{max} = 0,65 \cdot 62,298 = 40,493 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

З табл. 7.3 додатка 7 вибираємо два трансформатори  $ТДТН - 40000/110$ . Паспортні дані трансформатора:

$$S_{ном} = 40 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \quad U_{ВН} = 115 \text{ кВ}; \quad U_{СН} = 38,5 \text{ кВ}; \quad U_{НН} = 11 \text{ кВ};$$

$$u_{к_{В-С}} = 10,5 \%; \quad u_{к_{В-Н}} = 17 \%; \quad u_{к_{Н-С}} = 6 \%; \quad \Delta P_{к_{В-С}} = \Delta P_{к_{max}} = 200 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{н.х} = 43 \text{ кВт}; \quad \Delta Q_{н.х} = 240 \text{ квар}; \quad I_{н.х} = 0,6 \%.$$

Втрати потужності й електричної енергії в елементах електричної мережі знайдемо, обчисливши режим роботи електричної мережі за даними початку. Заступна схема електричної мережі показана на рис. 10.6. Оскільки на підстанції встановлено два паралельно працюючих трансформатори, лінія виконана двоковою, поздовжні параметри ділимо на два, поперечні множимо на два.

Параметри заступної схеми:

– лінія:

$$r_L = r_0 l = 0,162 \cdot 70 = 11,34 \text{ Ом};$$

$$x_L = x_0 l = 0,413 \cdot 70 = 28,91 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_L = r_L + jx_L = (11,34 + j28,91) \text{ Ом};$$

$$Q_C = U_{ном}^2 b_0 l = 110^2 \cdot 2,75 \cdot 10^{-6} \cdot 70 = 0,021 \text{ Мвар}.$$

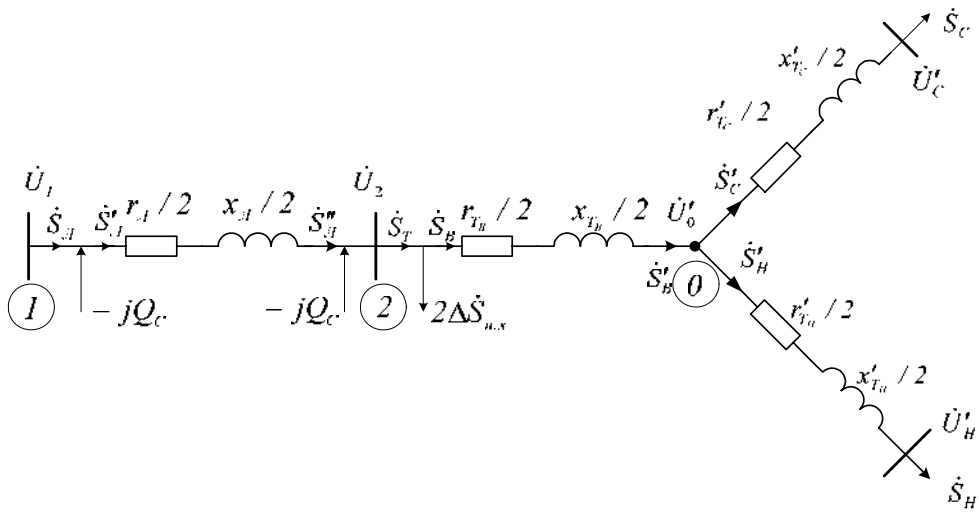


Рис. 10.6. Заступна схема електричної мережі

– трансформатор:

$$r_{T_B} = r'_{T_C} = r'_{T_H} = \frac{\Delta P_{\kappa_{max}} \cdot 10^{-3}}{2} \frac{U_{BH}^2}{S_{НОМ}^2} = \frac{200 \cdot 10^{-3}}{2} \cdot \frac{115^2}{40^2} = 0,827 \text{ Ом};$$

$$u_{\kappa_B} = 0,5(u_{\kappa_{B-C}} + u_{\kappa_{B-H}} - u_{\kappa_{C-H}}) = 0,5 \cdot (10,5 + 17 - 6) = 10,75 \text{ \%};$$

$$u_{\kappa_C} = 0,5(u_{\kappa_{B-C}} + u_{\kappa_{C-H}} - u_{\kappa_{B-H}}) = 0,5 \cdot (10,5 + 6 - 17) \cong 0 \text{ \%};$$

$$u_{\kappa_H} = 0,5(u_{\kappa_{B-H}} + u_{\kappa_{C-H}} - u_{\kappa_{B-C}}) = 0,5 \cdot (17 + 6 - 10,5) = 6,25 \text{ \%};$$

$$x_{T_B} = \frac{u_{\kappa_B} [\%]}{100} \frac{U_{BH}^2}{S_{НОМ}} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{115^2}{40} = 35,542 \text{ Ом};$$

$$x'_{T_C} = \frac{u_{\kappa_C} [\%]}{100} \frac{U_{BH}^2}{S_{НОМ}} = \frac{0}{100} \cdot \frac{115^2}{40} \cong 0 \text{ Ом};$$

$$x'_{T_H} = \frac{u_{\kappa_H} [\%]}{100} \frac{U_{BH}^2}{S_{НОМ}} = \frac{6,25}{100} \cdot \frac{115^2}{40} = 20,664 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{T_B} = r_{T_B} + jx_{T_B} = (0,827 + j35,542) \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}'_{T_C} = r'_{T_C} + jx'_{T_C} = (0,827 + j0) \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}'_{T_H} = r'_{T_H} + jx'_{T_H} = (0,827 + j20,664) \text{ Ом};$$

$$\Delta \dot{S}_{н.х} = \Delta P_{н.х} - j\Delta Q_{н.х} = (0,043 - j0,24) \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Розподіл потужностей між обвитками  $HH$  і  $CH$

$$\dot{S}_H = 0,3 \dot{S}_{наб} = 0,3 \cdot (59 - j20) = (17,7 - j6) \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}_C = 0,7 \dot{S}_{наб} = 0,7 \cdot (59 - j20) = (41,3 - j14) \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Розраховуємо режим електричної мережі за даними початку.

Втрати потужності в елементах електричної мережі обчислюємо за номінальною напругою

$$\Delta \dot{S}_{TH} = \Delta P_{TH} - j \Delta Q_{TH} = \frac{P_H^2 + Q_H^2}{U_{ном}^2} \frac{Z_{TH}^*}{2} =$$

$$= \frac{17,7^2 + 6^2}{110^2} \cdot \frac{(0,827 - j20,664)}{2} =$$

$$= (0,012 - j0,298) \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}'_H = P'_H - jQ'_H = \dot{S}_H + \Delta \dot{S}_{TH} = P_H - jQ_H + \Delta P_{TH} - j \Delta Q_{TH} =$$

$$= 17,7 - j6 + 0,012 - j0,298 = (17,712 - j6,298) \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\Delta \dot{S}_{TC} = \Delta P_{TC} - j \Delta Q_{TC} = \frac{P_C^2 + Q_C^2}{U_{ном}^2} \frac{Z_{TC}^*}{2} =$$

$$= \frac{41,3^2 + 14^2}{110^2} \cdot \frac{(0,827 - j0)}{2} = 0,065 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}'_C = P'_C - jQ'_C = \dot{S}_C + \Delta \dot{S}_{TC} = P_C - jQ_C + \Delta P_{TC} - j \Delta Q_{TC} =$$

$$= 41,3 - j14 + 0,065 = (41,365 - j14) \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}'_B = P'_B - jQ'_B = \dot{S}'_C + \dot{S}'_H = 17,712 - j6,298 + 41,365 - j14 =$$

$$= (59,077 - j20,298) \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\Delta \dot{S}_{TB} = \Delta P_{TB} - j \Delta Q_{TB} = \frac{(P'_B)^2 + (Q'_B)^2}{U_{ном}^2} \frac{Z_{TB}^*}{2} =$$

$$= \frac{59,077^2 + 20,298^2}{110^2} \cdot \frac{(0,827 - j35,542)}{2} =$$

$$= (0,133 - j5,731) \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}_B = P_B - jQ = \dot{S}'_B + \Delta \dot{S}_{TB} = P'_B - jQ'_B + \Delta P_{TB} - j \Delta Q_{TB} =$$

$$= 59,077 - j20,298 + 0,133 - j5,731 = (59,21 - j26,029) \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}_T = P_T - jQ_T = \dot{S}_B + 2 \Delta \dot{S}_{h,x} = P_B - jQ_B + 2(\Delta P_{h,x} - j \Delta Q_{h,x}) =$$

$$= 59,21 - j26,029 + 2(0,043 - j0,24) = (59,296 - j26,509) \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}''_L = P''_L - jQ''_L = \dot{S}_T + jQ_C = P_T - jQ_T + jQ_C =$$

$$= 59,296 - j26,509 + j0,021 = (59,296 - j26,488) \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\Delta \dot{S}_{\text{Л}} = \Delta P_{\text{Л}} - j \Delta Q_{\text{Л}} = \frac{(P_{\text{Л}}'')^2 + (Q_{\text{Л}}'')^2}{U_{\text{НОМ}}^2} Z_{\text{Л}}^* / 2 =$$

$$= \frac{59,296^2 + 26,488^2}{110^2} \cdot \frac{(0,827 - j35,542)}{2} =$$

$$= (1,976 - j5,039) \text{ MB} \cdot \text{A};$$

$$\dot{S}_{\text{Л}}' = P_{\text{Л}}' - jQ_{\text{Л}}' = \dot{S}_{\text{Л}}'' + \Delta \dot{S}_{\text{Л}} = P_{\text{Л}}'' - jQ_{\text{Л}}'' + \Delta P_{\text{Л}} - j \Delta Q_{\text{Л}} =$$

$$= 59,296 - j26,488 + 1,976 - j5,039 = (61,273 - j31,527) \text{ MB} \cdot \text{A};$$

$$\dot{S}_{\text{I}} = P_{\text{I}} - jQ_{\text{I}} = \dot{S}_{\text{I}}' + jQ_{\text{C}} = P_{\text{Л}}' - jQ_{\text{Л}}' + jQ_{\text{C}} =$$

$$= 61,273 - j31,527 + j0,021 = (61,273 - j31,505) \text{ MB} \cdot \text{A};$$

$$U_{\text{I}} = 1,05 U_{\text{НОМ}} = 1,05 \cdot 110 = 115,5 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_2 = U_{\text{I}} - \Delta U_{\text{Л}} - j \delta U_{\text{Л}} = U_{\text{I}} - \frac{P_{\text{Л}}' r_{\text{Л}} / 2 + Q_{\text{Л}}' x_{\text{Л}} / 2}{U_{\text{I}}} -$$

$$- j \frac{P_{\text{Л}}' x_{\text{Л}} / 2 - Q_{\text{Л}}' r_{\text{Л}} / 2}{U_{\text{I}}} =$$

$$= 115,5 - \frac{61,273 \cdot 11,34 / 2 + 31,505 \cdot 28,91 / 2}{115,5} -$$

$$- j \frac{61,273 \cdot 28,91 / 2 - 31,505 \cdot 11,34 / 2}{115,5} = 115,5 - 6,954 - j6,121 =$$

$$= (108,546 - j6,121) \text{ кВ}.$$

Напряга за модулем

$$U_2 = \sqrt{(U_{\text{I}} - \Delta U_{\text{Л}})^2 + (\delta U_{\text{Л}})^2} = \sqrt{(115,5 - 6,954)^2 + 6,121^2} =$$

$$= 108,719 \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_0' = U_2 - \Delta U_{\text{ТБ}} - j \delta U_{\text{ТБ}} = U_2 - \frac{P_{\text{Б}} r_{\text{ТБ}} / 2 + Q_{\text{Б}} x_{\text{ТБ}} / 2}{U_2} -$$

$$- j \frac{P_{\text{Б}} x_{\text{ТБ}} / 2 - Q_{\text{Б}} r_{\text{ТБ}} / 2}{U_2} = 108,719 - \frac{59,21 \cdot 0,827 / 2 + 26,029 \cdot 35,542 / 2}{108,719} -$$

$$- j \frac{59,21 \cdot 0,827 / 2 - 26,029 \cdot 35,542 / 2}{108,719} = 108,719 - 4,48 - j9,579 =$$

$$= (104,239 - j9,579) \text{ кВ}.$$

Напряга за модулем

$$U_0' = \sqrt{(U_2 - \Delta U_{\text{ТБ}})^2 + (\delta U_{\text{ТБ}})^2} = \sqrt{(108,719 - 4,48)^2 + 9,579^2} =$$

$$= 104,678 \text{ кВ};$$

$$\begin{aligned}
\dot{U}'_C &= U'_0 - \Delta U_{TC} - j\delta U_{TC} = U'_0 - \frac{P'_C r'_{TC}/2 + Q'_C x'_{TC}/2}{U_0} - \\
&- j \frac{P'_C x'_{TC}/2 - Q'_C r'_{TC}/2}{U_0} = \\
&= 104,678 - \frac{41,365 \cdot 0,827/2}{104,678} - j \frac{14 \cdot 0,827/2}{104,678} = \\
&= 104,678 - 0,163 - j0,055 = (108,556 - j0,055) \text{ кВ}.
\end{aligned}$$

Напряга за модулем

$$\begin{aligned}
U'_C &= \sqrt{(U'_0 - \Delta U_{TC})^2 + (\delta U_{TC})^2} = \sqrt{(108,719 - 0,163)^2 + 0,055^2} = \\
&= 108,556 \text{ кВ};
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\dot{U}'_H &= U'_0 - \Delta U_{TH} - j\delta U_{TH} = U'_0 - \frac{P'_H r'_{TH}/2 + Q'_H x'_{TH}/2}{U'_0} - \\
&- j \frac{P'_H x'_{TH}/2 - Q'_H r'_{TH}/2}{U'_0} = \\
&= 104,678 - \frac{11,712 \cdot 0,827/2 + 0,298 \cdot 20,664/2}{104,678} - \\
&- j \frac{11,712 \cdot 20,664/2 - 0,298 \cdot 0,827/2}{104,678} = \\
&= 104,678 - 0,692 - j1,723 = (103,986 - j1,723) \text{ кВ};
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
U'_H &= \sqrt{(U'_0 - \Delta U_{TH})^2 + (\delta U_{TH})^2} = \sqrt{(104,678 - 0,692)^2 + 1,723^2} = \\
&= 104,001 \text{ кВ}.
\end{aligned}$$

Обчислюємо втрати електричної енергії в елементах електричної мережі. Час максимальних втрат знаходимо за формулою

$$\begin{aligned}
\tau &= (0,124 + T_{max}/10^4)^2 \cdot 8760 = (0,127 + 6500/10^4)^2 \cdot 8760 = \\
&= 5,248 \cdot 10^3 \text{ год}.
\end{aligned}$$

Сумарні втрати електричної енергії у трансформаторах

$$\begin{aligned}
\Delta W_{T\Sigma} &= n \Delta P_{н.х} \cdot 8760 + \frac{1}{n} (\Delta P_{кВ} (S_B / S_{ном})^2 + \\
&\Delta P_{кС} (S_C / S_{ном})^2 + \Delta P_{кН} (S_H / S_{ном})^2) \tau = \\
&= n \Delta P_{н.х} \cdot 8760 + (\Delta P_B + \Delta P_C + \Delta P_H) \tau = \\
&= 2 \cdot 0,043 \cdot 8760 + (0,133 + 0,065 + 0,012) \cdot 5248 = \\
&= 1,856 \cdot 10^3 \text{ МВт} \cdot \text{год} = 1,856 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{год}.
\end{aligned}$$

Сумарні втрати електричної енергії в лініях

$$\Delta W_{\text{Л}\Sigma} = n \Delta P_{\text{н.х}} \cdot 8760 + \frac{1}{n} \frac{S_{\text{Л}}^2}{U_{\text{ном}}^2} r_{\text{Л}} = \Delta P_{\text{Л}} \tau = 1,976 \cdot 5248 =$$

$$= 1,037 \cdot 10^4 \text{ МВт} \cdot \text{год} = 1,037 \cdot 10^7 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Сумарні втрати електричної енергії в елементах електричної мережі

$$\Delta W_{\Sigma} = \Delta W_{\text{Т}\Sigma} + \Delta W_{\text{Л}\Sigma} = 1,856 \cdot 10^6 + 1,037 \cdot 10^7 = 1,223 \cdot 10^7 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

### 10.11. Принципові електричні схеми розподільних пристроїв підстанцій напругою 10(6) – 750 кВ

Розробляючи рекомендації щодо схем розподільних пристроїв, доцільно відмовитися від використання відокремлювачів і короткозамикачів на напрузі 110(150) кВ, які не забезпечують необхідної надійності роботи електричної мережі і зняті з виробництва.

Головна схема електричних з'єднань підстанції вибирається на підставі проекту розвитку електричної мережі конкретного регіону. Вона повинна забезпечити:

- необхідну надійність електропостачання споживачів даної підстанції та потоки потужності через шини підстанції в нормальному та післяаварійному режимах;
- поетапний розвиток підстанції з урахуванням зростання навантаження електроспоживачів і розвиток схеми мережі;
- можливість виконання ремонтних і експлуатаційних робіт на окремих елементах схеми без вимкнення суміжних приєднань;
- урахування вимог релейного захисту та протиаварійної автоматики;
- наочність та автоматичність;
- економічність (найменшу кількість обладнання для приєднання).

Вибір головної схеми підстанції залежить від таких даних:

- кількості та потужності трансформаторів;
- напруги та призначення розподільного пристрою;
- кількості ліній конкретного розподільного пристрою;
- наявності джерел реактивної потужності, їхнього типу та потужності.

Щоб визначити загальну кількість приєднань до розподільних пристроїв підстанції, необхідно визначити кількість ліній, що відходять. Кількість ліній відповідного класу напруги визначається економічною пропускною здатністю однієї лінії та потужністю, яка пересилається до споживача від конкретного розподільного пристрою, а також залежить від конфігурації мережі та схеми приєднання підстанції.

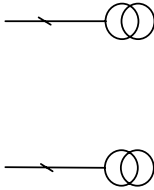
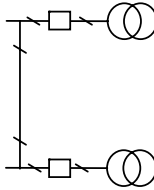
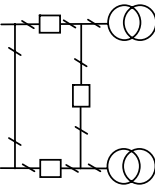
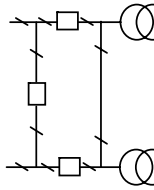
Розрізняються такі типи підстанцій: тупикові, відгалужувальні, прохідні, вузлові.

Для підстанцій 10(6) – 750 кВ розроблено типові схеми, які дають змогу максимально уніфікувати проектні вирішення. Для споруджуваних підстанцій 35–750 кВ повинні передбачатися схеми розподільних пристроїв, наведені в табл. 10.3.

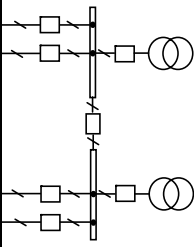
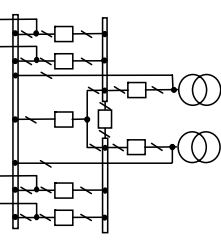
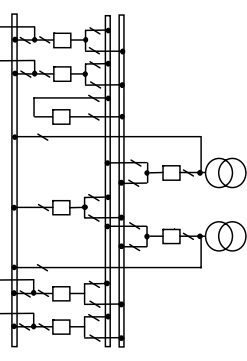
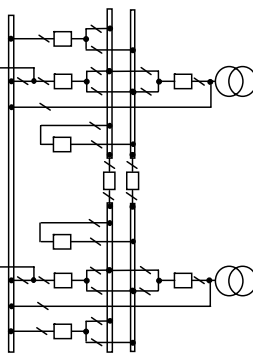
Рекомендовані схеми розподільних пристроїв для уніфікованих підстанцій 35 – 330 кВ наведено в табл. 10.4.



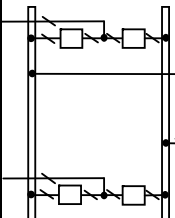
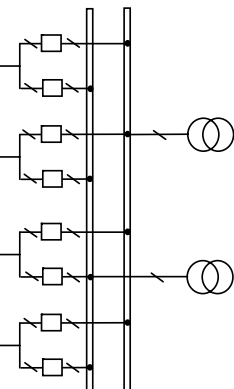
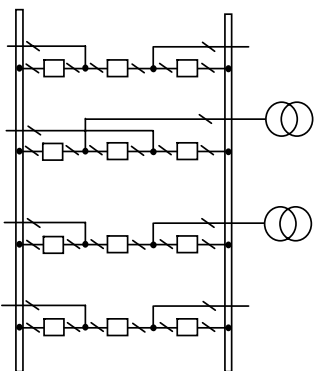
Перелік і сфера застосування схем 35 – 750 кВ

Шифр схеми	Назва схеми	Умовне зображення схеми	Сфера застосування схеми			Додаткові умови
			Напруга, кВ	Сторона	К-сть ліній	
1	2	3	4	5	6	7
110 – 1 150 – 1 220 – 1 330 – 1	Два блоки ліній – трансформатор з роз'єднувачами		110 – 330	ВН	2	1. Туликові ПС, розташовані в районах із забрудненою атмосферою, що живляться лініями без відгалуження. 2. Охоплення трансформатора лінійним захистом з боку живильного кінця чи перемикачів телевізійного імпульсу
35 – 2 110 – 2 150 – 2 220 – 2	Два блоки ліній- трансформатор з вимикачами і не- автоматичною перемичкою з бо- ку ліній		35 – 220	ВН	2	Туликові та відгалужувані ПС
110 – 3 150 – 3 220 – 3	Місток з вимика- чами в колах лі- ній і ремонтним сполучником з боку ліній		110 – 220	ВН	2	1. Прохідні ПС за необхідності секціонування ліній. 2. Для ПС, потужність трансформаторів яких до 63 МВ·А включно
35 – 4 110 – 4 150 – 4 220 – 4	Місток з вимі- качами в колах трансформаторів і ремонтним спо- лучником з боку трансформаторів		35 – 220	ВН	2	1. Прохідні ПС, якщо необхідно секціонування ліній і збереження транзиту під час ушкодження трансформатора. 2. Для ПС, потужність трансформаторів яких до 63 МВ·А включно

Продовження табл. 10.3

1	2	3	4	5	6	7
35 – 5	Одна секціонова на вимикачем система шин		35	ВН СН НН	3 і більше	1. Для ВН вузлових ПС мережі 35 кВ і СН і НН на ПС 110 – 220 кВ. 2. Дopusкається на першому етапі розвитку схеми вмикання двох ліній, по одній на кожену секцію.
110 – 6 150 – 6 220 – 6	Одна робоча, секціонована вимикачем, та обхідна системи шин		110 – 220	ВН	3 – 6	1. Для вузлових ПС 110 – 220 кВ. 2. Якщо кількість нерезерованих ліній не більша від одної на будь-якій секції.
110 – 7 150 – 7 220 – 7	Дві робочі та обхідна системи шин		110 – 220	СН	до 12	1. Для ПС з АТ до 2×200 (2×400) МВ·А. 2. Для ПС з АТ до (4×250) МВ·А допускається застосування двох окремих РП (на кожену пару АТ).
110 – 8 150 – 8 220 – 8	Дві робочі, секціоновані вимикачами, і обхідна системи шин з двома обхідними і двома шинопослужними вимикачами		110 – 220	СН	більше 12	1. За необхідності зниження струмів короткого замикання. 2. Для ПС з АТ 4×200 (4×250) МВ·А.

Закінчення табл. 10.3

1	2	3	4	5	6	7
330 – 9 500 – 9 750 – 9	Чотирикутник		330 – 750	ВН	2	1. Прокідні ПС за необхідності секціонування транзитної лінії. 2. Якщо потужність трансформаторів 125 МВ·А для 220 кВ і будь-якої потужності для 330 кВ і вище
330 – 10 500 – 10 750 – 10	Трансформатори – шини з приєднанням ліній через два вимикачі		330 – 750	ВН СН	до 4	Для вузлових ПС мережі 330 – 750 кВ
330 – 11	Півтора вимикача на приєднання		330	СН	Нормується загальною кількістю приєднань	1. Якщо кількість приєднань 8 і більше. 2. Парні лінії і трансформатори повинні підмикатися з боку різних систем шин і в різні кола

Таблиця 10.4

## Схеми сполучення РП для уніфікованих ПС 35 – 330 кВ

№ з/п	Напруга ПС, кВ	К-ть і потужність силових трансформаторів, шт. × МВ·А	Схеми РП і к-ть ліній, що відходять					
			ВН		СН		НН	
			Номер схеми	К-ть ліній	Номер схеми	К-ть ліній	Номер схеми	К-ть ліній
1	2	3	4	5	6	7	8	9
1	35/10	2×(1,0 – 6,3)	35–2 35–4 35–5	2 2 3–4			10–1	не нормується
2	110/10	2×6,3 2×10 2×16 2×25 2×40	110–2	2			10–1/10–1 10–1 10–2/10–2	6 12 18 24 30
		2×6,3 2×10 2×16 2×25 2×40	110–3 110–4	2			10–1/10–1 10–1 10–1/10–2	6 12 18 24 30
3	110/10	2×6,3 2×10 2×16 2×25 2×40	110–6	3–4			10–1/10–1 10–1/10–2 10–2	6 12 18 24 30
4	110/35/10	2×6,3 2×10 2×16 2×25 2×40	110–2	2	35–5	2 2 4 4 4	10–1	6 12 18 24 30
		2×6,3 2×10 2×16 2×25 2×40	110–3 110–4	2	35–5	2 2 4 4 4	10–1	6 12 18 24 30
5	110/35/10	2×6,3 2×10 2×16 2×25 2×40	110–6	3–4	35–5	2 2 4 4 4	10–1	6 12 18 24 30
6	330/35/НН	2×200 4×200	330–9 330–10	2 3–4	110–7 два РП 110–7	до 12 до 20	Див. примітку 2	

Примітки:

1. Для ПС і РП напругою 150 кВ рекомендується приймати такі схеми, як для 110 кВ.

2. З боку НН, як правило, приймається напруга 35 кВ з приєднанням трансформаторів власних потреб (за необхідності конденсаторних батарей) блоком з вимикачем до обвитки НН трансформатора. В окремих випадках за наявності поблизу ПС споживачів з концентрованим навантаженням, напруга з боку НН приймається 10 кВ із застосуванням схем 10-1, 10-2, 10-3.

## Контрольні запитання

1. У скільки етапів виконуються проекти розвитку енергосистем?
2. Які завдання розв'язуються під час проектування енергосистем?
3. З яких складових складається розрахунковий резерв потужності?
4. Що таке ремонтний резерв потужності?
5. Що таке оперативний резерв потужності?
6. Для чого складається баланс електроенергії енергосистеми?
7. Які вихідні дані використовуються під час проектування енергосистем?
8. Яка задача проектування розвитку електроенергетичних систем?
9. Для якої мети виконується прогнозування навантаження ЕЕС?
10. Які є методи прогнозування навантаження?
11. Що таке критерій порівняльної ефективності додаткових капіталовкладень, мінімум зведених затрат?
12. Що таке критерій порівняльної ефективності – максимум рентабельності?
13. Які умови використовуються під час порівняння варіантів розвитку ЕЕС?
14. Як визначаються капіталовкладення під час порівняння варіантів розвитку ЕЕС?
15. Як визначаються щорічні видатки під час порівняння варіантів розвитку ЕЕС?
16. У чому полягає вибір схеми та параметрів розвитку ЕЕС?
17. Що таке коефіцієнт запасу за активною потужністю?
18. Що таке коефіцієнт запасу за напругою у вузлах навантаження?
19. Яка основна шкала напруг прийнята для ОЕС України?
20. За якою формулою обчислюється напруга лінії, яка проектується?
21. Які підходи використовуються для вибору перерізу проводів повітряних ліній?
22. За якими критеріями перевіряється вибраний переріз проводів повітряних ліній?
23. Як вибирається переріз проводів ліній напругою 0,38–20 кВ?
24. Від чого залежить вибір кількості трансформаторів на підстанції?
25. З яких умов вибирається потужність одного трансформатора двотрансформаторної підстанції?
26. Як вибирається головна схема електричних з'єднань підстанції і що вона повинна забезпечити?
27. На які типи поділяються підстанції?

## 11. РОЗРАХУНОК МЕХАНІЧНОЇ ЧАСТИНИ ПОВІТРЯНИХ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕСИЛАННЯ

Механічний розрахунок проводів повітряних ліній необхідний для визначення їхнього натягу в проводах і стріли прогину залежно від атмосферних та інших умов роботи лінії. Ці величини використовуються під час проектування опор ліній, вибору відстані між проводами, визначення висоти опори тощо.

Визначивши найнесприятливіші умови, за яких у проводі виникає найбільше напруження, це напруження прирівнюється до допустимого значення для матеріалу проводу і після цього розраховується натяг в ньому і стріла прогину для інших атмосферних умов.

Одночасно обчислюється максимальна стріла прогину, яка впливає на висоту опор, та натяг у проводах, потрібний для проектування механічної частини ліній.

Оскільки проводи ліній електропересилання монтуються за різних температурних умов, то необхідно визначити натяг у проводах за різних температур, для чого складаються монтажні таблиці чи криві.

За нормами механічного розрахунку допустиме напруження розтягу в проводах визначається з співвідношення

$$[\sigma] = \sigma_{lim} / [S_{\sigma}], \quad (11.1)$$

де  $\sigma_{lim}$  – граничне напруження розтягу, Па;  $[S_{\sigma}]$  – допустимий коефіцієнт запасу міцності проводу.

Допустимий коефіцієнт запасу міцності багатожильних проводів і тросів для лінії, що прокладена незаселеною місцевістю та перетинає залізницю несистематичного користування тощо, приймається таким, що дорівнює 2. Якщо лінія проходить через населені пункти, через залізничні шляхи постійного користування, лінії зв'язку тощо, допустимий коефіцієнт запасу міцності приймається таким, що дорівнює 3.

Допустимий коефіцієнт запасу міцності для одножильних проводів і тросів збільшується на 25 %.

Проводи, троси і опори розраховуються для трьох режимів: – нормального режиму, коли всі проводи і троси цілі; – аварійного режиму, якщо обривається один провід, трос чи два проводи; – монтажного режиму, тобто режиму в умовах монтажу опор, проводів і тросів.

Кліматичні умови різних районів країни та їхній вплив на повітряні лінії визначаються на підставі статистичного опрацювання даних метеорологічних спостережень. Кліматичні навантаження та вплив (а також районування території за галопуванням проводів) для розрахунку та вибору конструкції повітряних ліній приймаються на підставі карт територіального районування України (рис. 11.1–11.8). Допускається уточнювати значення кліматичних навантажень і впливів за картами кліматичного районування та матеріалами багаторічних спостережень гідрометеорологічних станцій і постів спостереження гідрометеослужби та власників електромереж за швидкістю вітру, інтенсивністю й густиною ожеледно-паморозних відкладень, температурою повітря, грозовою діяльністю і частотою прояву умов, які можуть зумовити галопування проводів у зоні траси повітряної лінії.

Для гірських місцевостей з висотою над рівнем моря понад 400 м характерні значення кліматичних навантажень визначаються згідно з додатком 9.

Результати дослідження атмосферних впливів на повітряні лінії дали змогу скласти карти кліматичного районування території країни за швидкістю тиску вітру і товщиною стінки ожеледі.

Кліматичні умови так впливають на повітряні лінії:

- температура повітря впливає на натяг і прогин проводів та тросів. Особливо небезпечні максимальна та мінімальна температури, за яких відповідно спостерігається найбільше провисання й натяг проводів. Небезпечними є також низькі температури в поєднанні з великими швидкостями вітру, а також температури, які спричиняють обмерзання проводів і виникнення грозових явищ;

- виникають ожеледно-паморозні утворення, тобто утворення на проводах у вигляді інею, наморозі, ожеледі та суміші ожеледі з памороззю, які створюють значні додаткові навантаження на елементи повітряних ліній.

Ожеледь утворюється за температури повітря від  $-0,5$  до  $-5$  °C в процесі замерзання переохолоджених крапель води, які випадають під час мряк, дощів, густих туманів.

Вітер своїм тиском створює поперечне навантаження на провід і характеризується швидкісним тиском вітру, який на висоті до 15 м від землі становить

$$q_6 = v^2 / 1,6 \quad [H / m^2], \quad (11.2)$$

де  $v$  – швидкість вітру відносно землі,  $m / c$ .

Швидкість тиску вітру на проводи та троси визначається на висоті  $l/3$  стріли прогину, де знаходиться зведений центр ваги всіх проводів. Зведена висота визначається

$$h_{np} = h_{cep} - 2f/3, \quad (11.3)$$

де  $h_{cep} = (h_1 + h_2 + h_3) / 3$  – середня висота кріплення проводів до ізоляторів на опорі,  $m$ ;  $f$  – максимальна стріла прогину проводу чи троса,  $m$ ;  $h_1, h_2, h_3$  – відповідно висоти кріплення кожного проводу до ізоляторів на опорі,  $m$ .

Якщо висота опор різна в прогоні, який розглядається, то визначається середнє арифметичне середніх висот  $h_{cee1}$  і  $h_{cep2}$  кріплення проводів на опорах

$$h_{cep} = (h_{cep1} + h_{cep2}) / 2. \quad (11.4)$$

Під час проектування конструкційної частини повітряних ліній електропере-  
силання розглядаються такі задачі:

- визначаються розрахункові кліматичні умови;
- виконується механічний розрахунок проводів і тросів;
- вибираються конструкції уніфікованих опор і фундаментів;
- розставляються опори за профілем траси лінії.

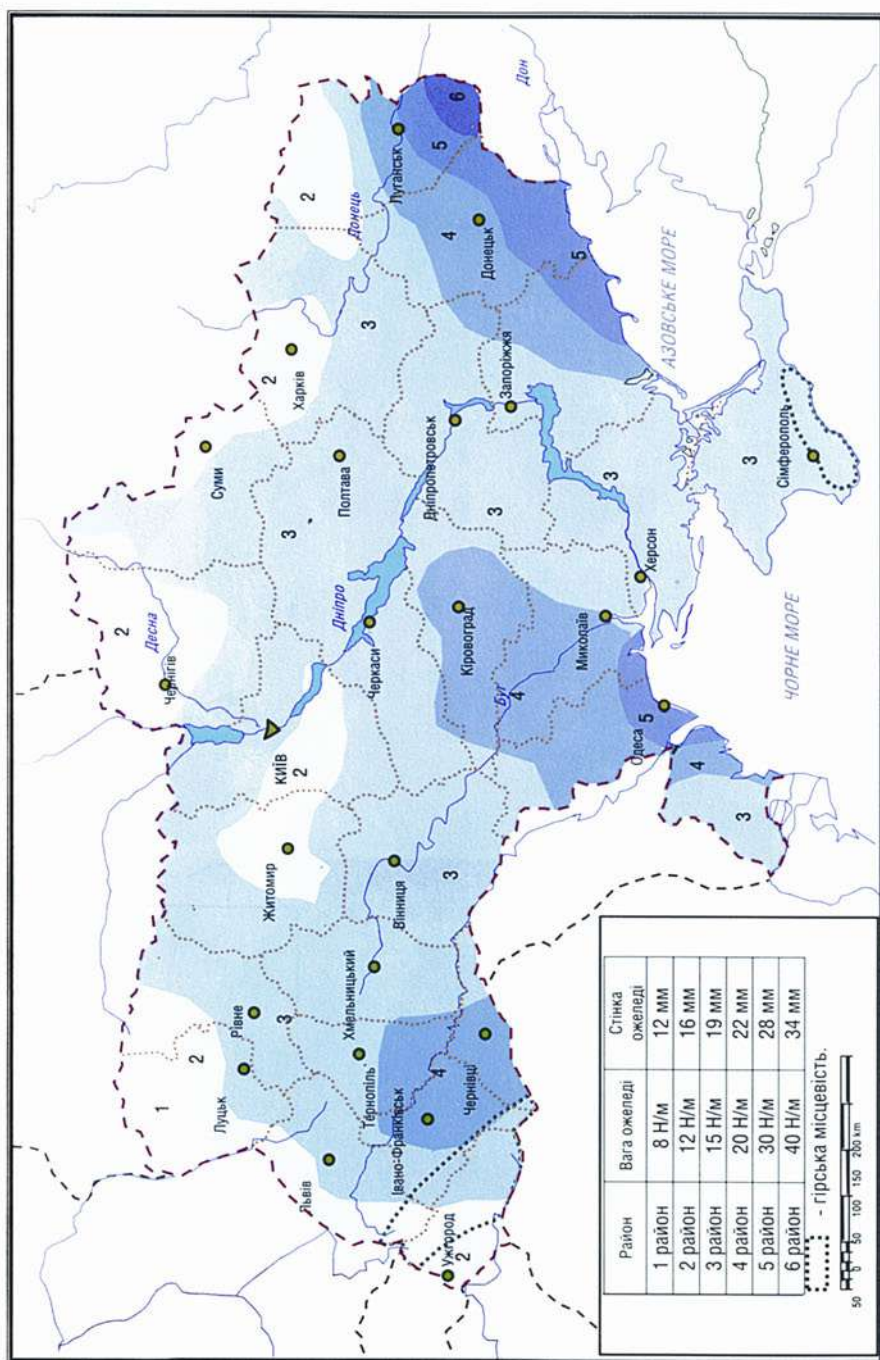


Рис. 11.1. Карта районування території України за характеристичними значеннями ожеледі



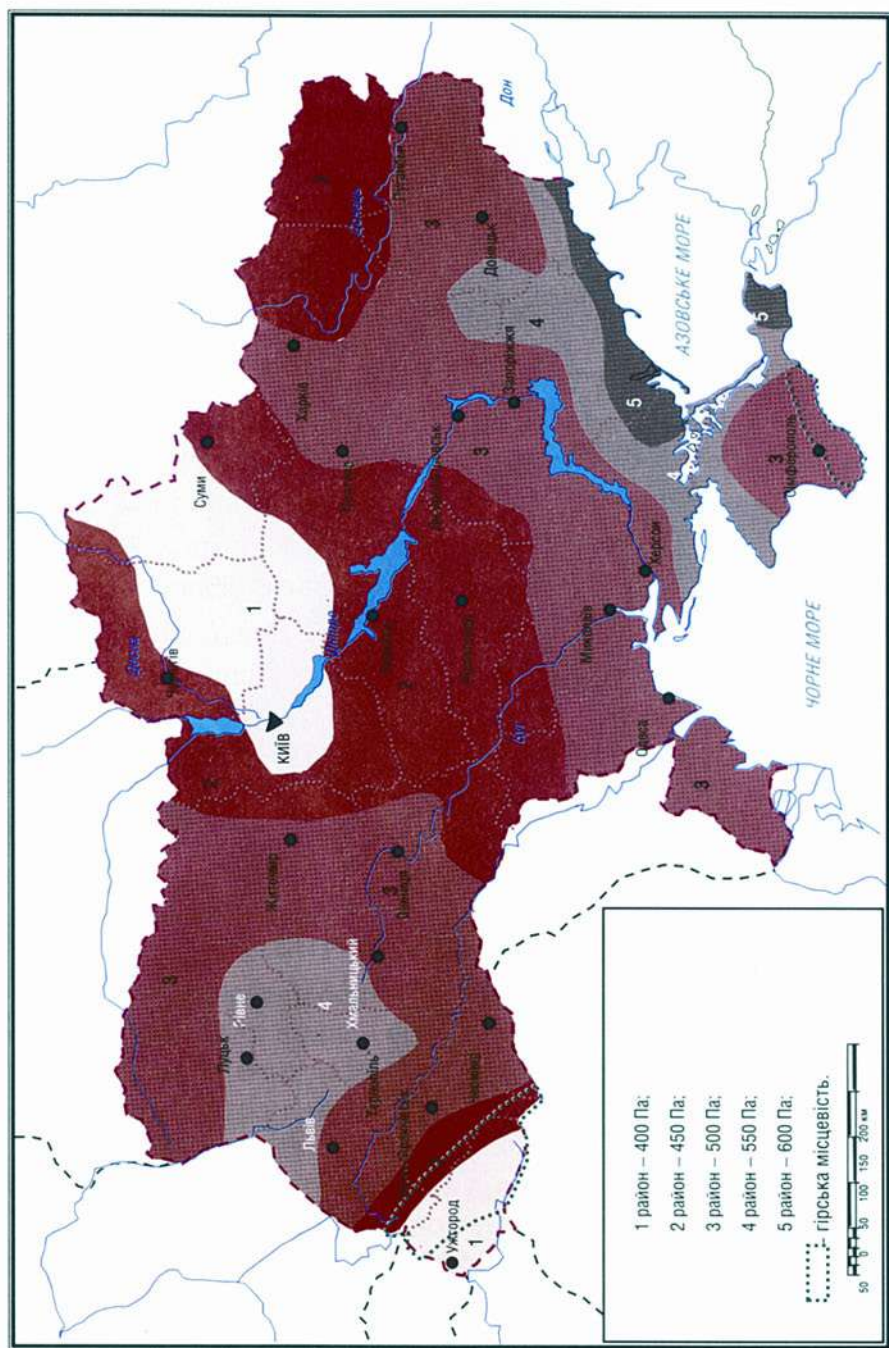


Рис. 11.2. Карта районування території України за характеристичним значенням вітрового тиску

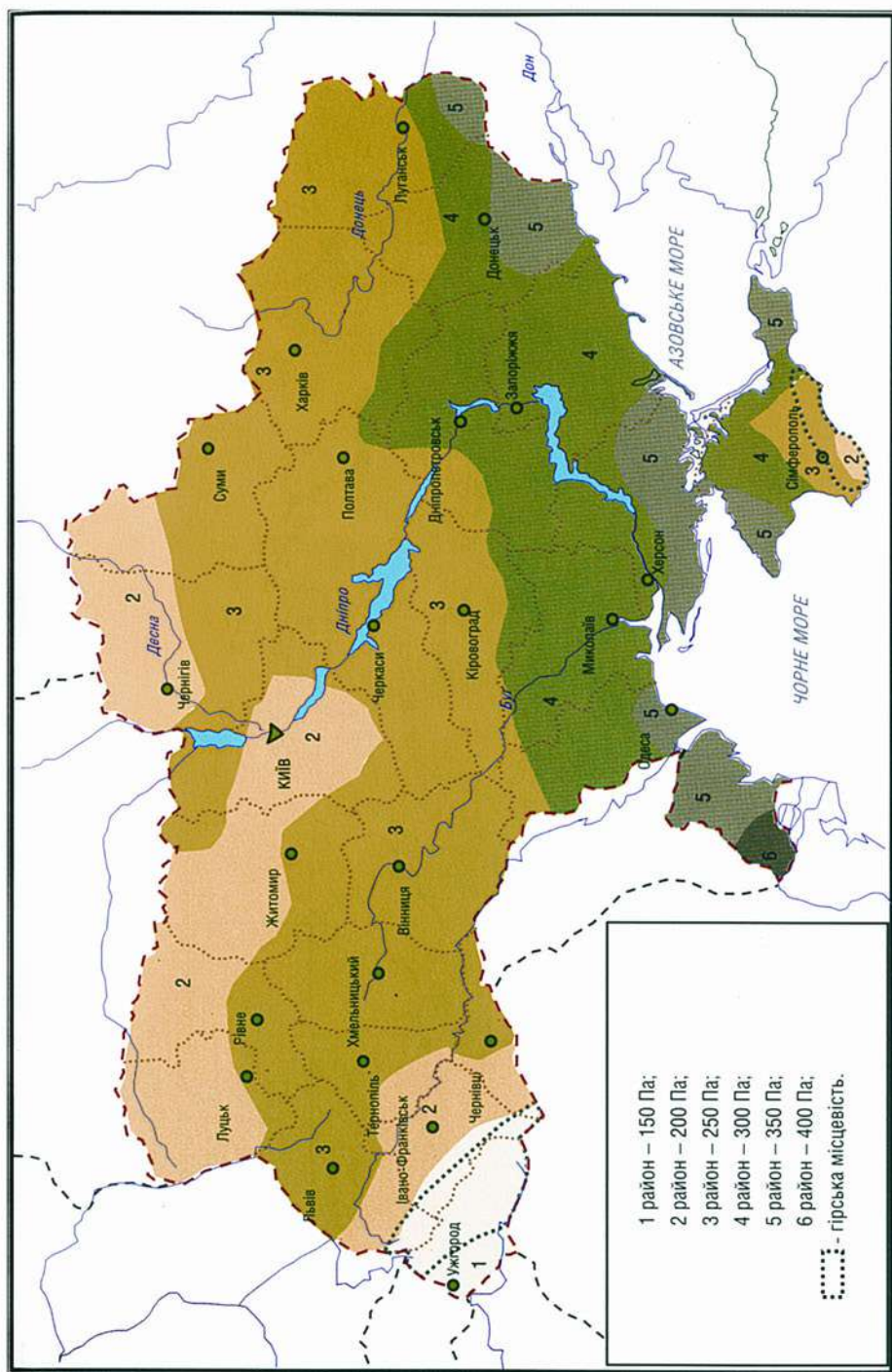


Рис. 11.3. Карта районування території України за характеристичним значенням тиску вітру під час ожеледі

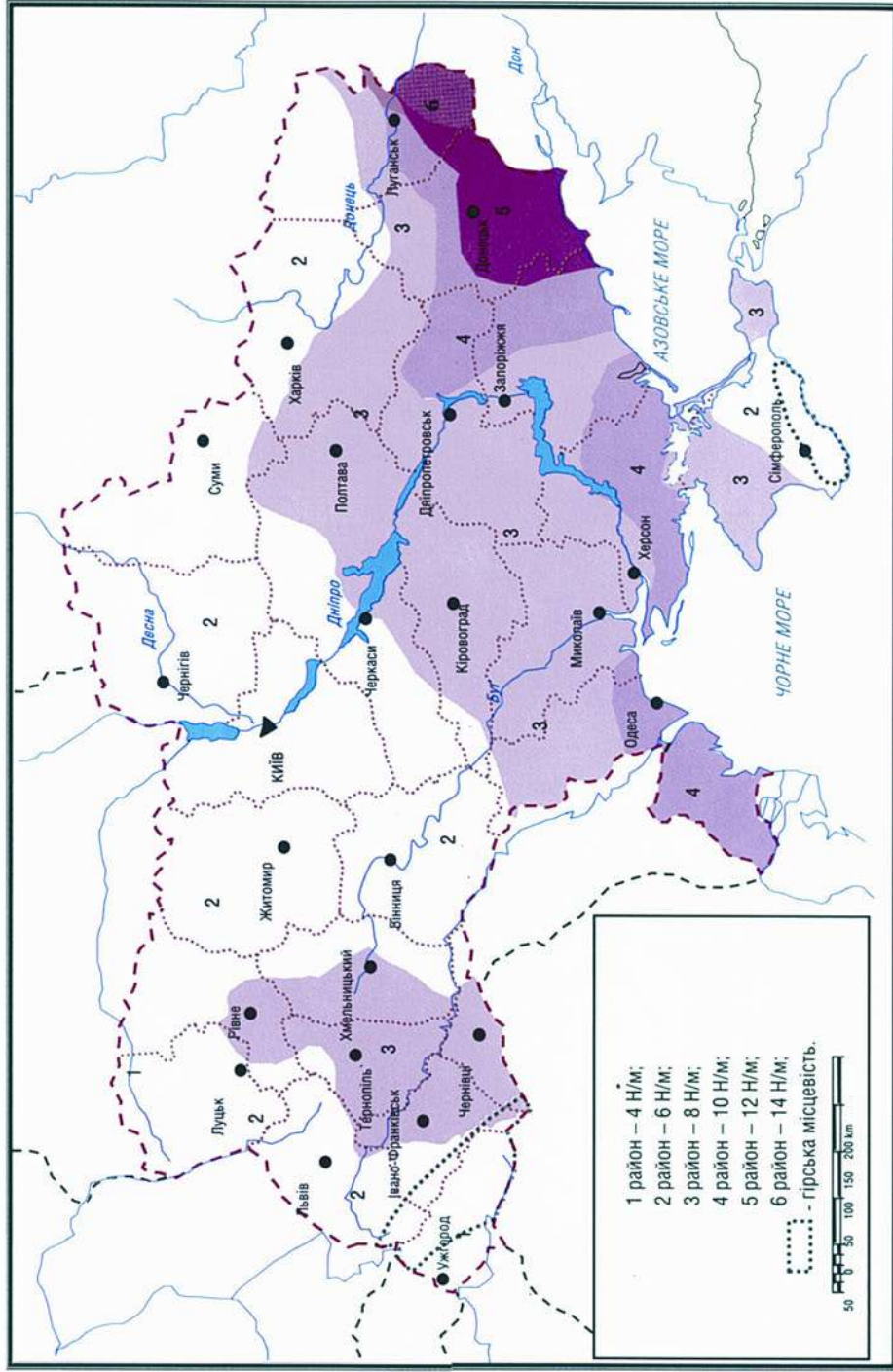


Рис. 11.4. Карта районування території України за характеристичним навантаженням дії вітру на проводи та триси діаметром 10 мм, вкриті ожеледдю



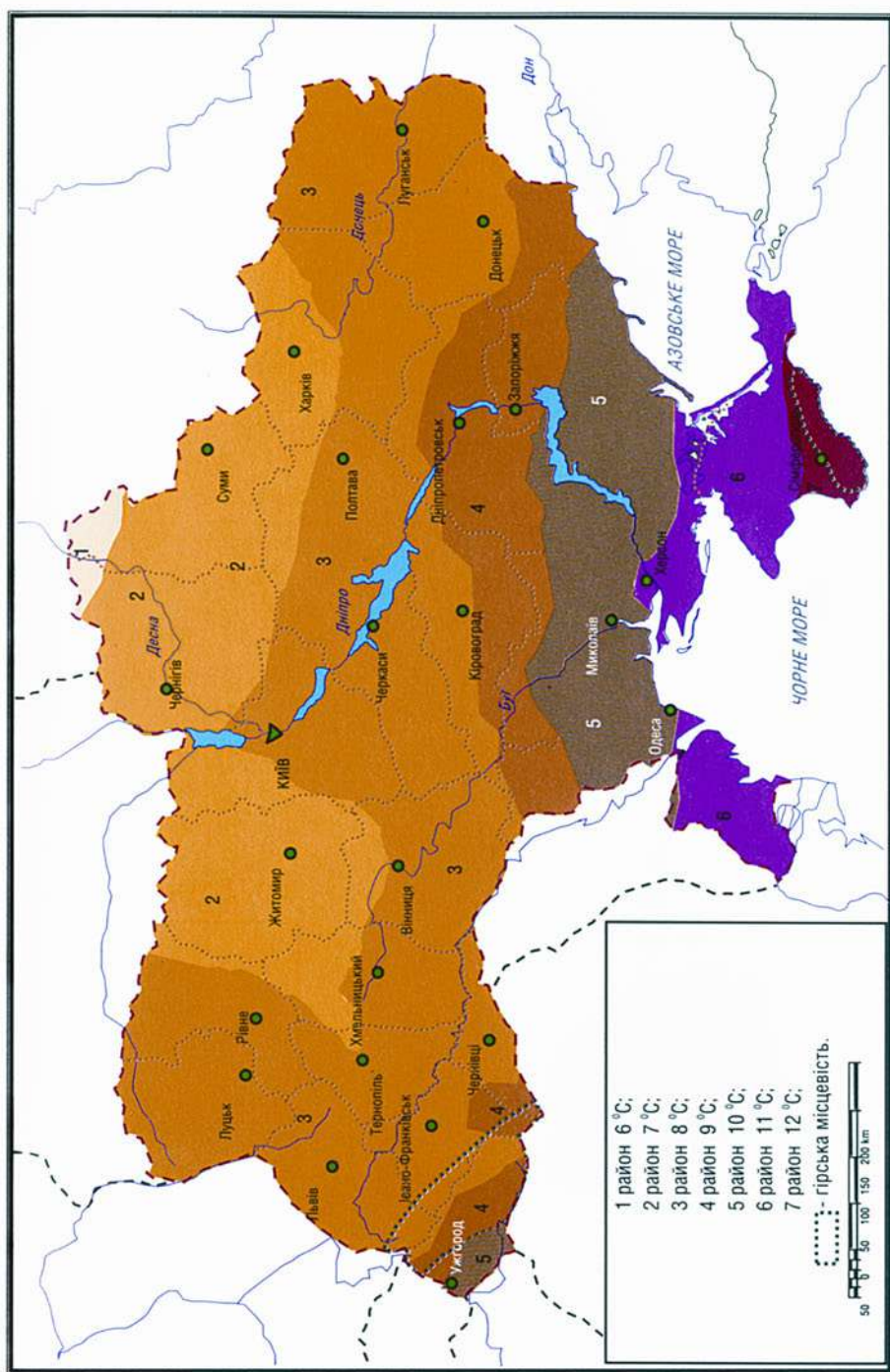


Рис. 11.5. Карта районування території України за середньорічною температурою повітря

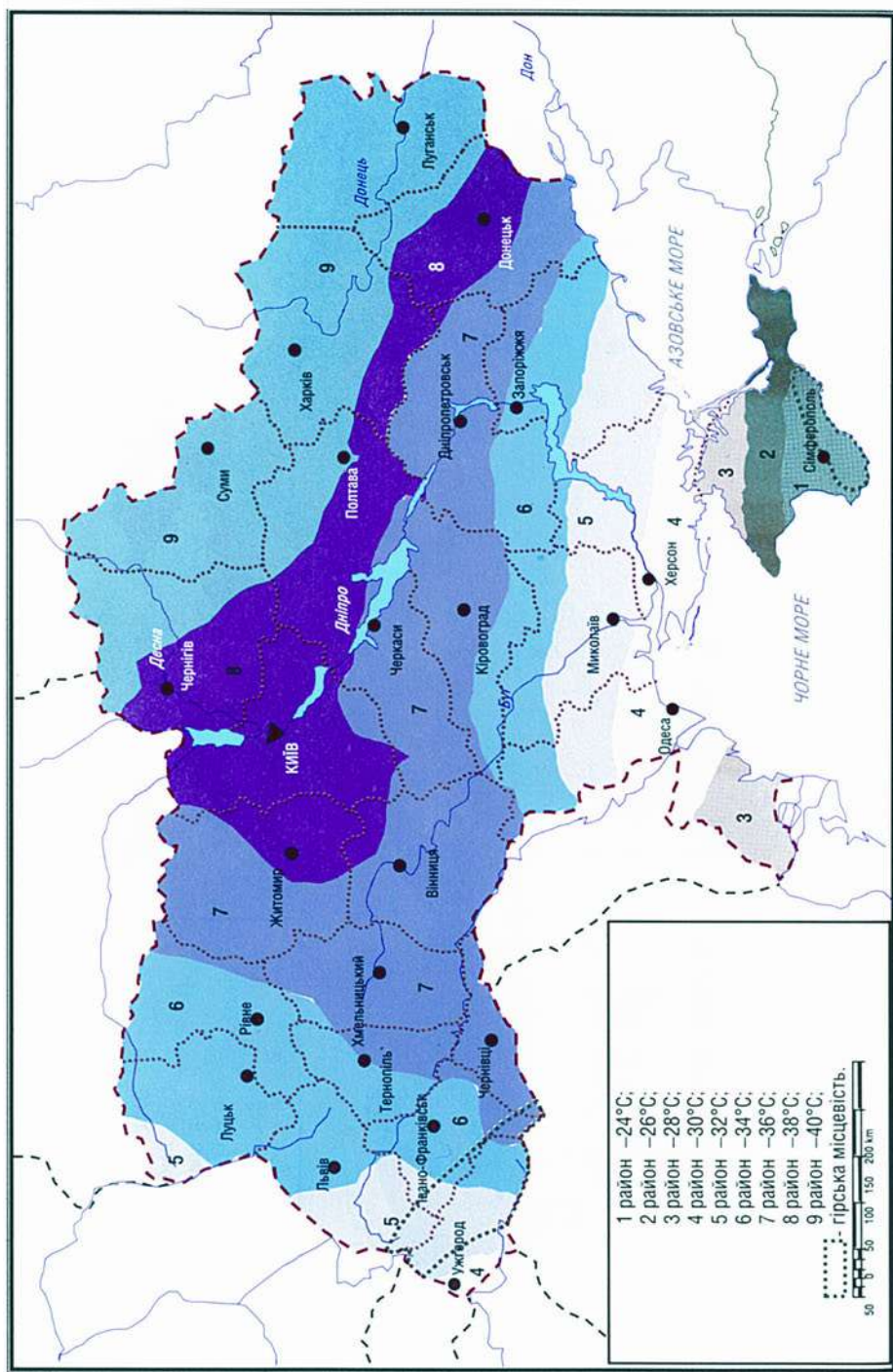


Рис. 11.6. Територіальне районування України за мінімальною температурою повітря

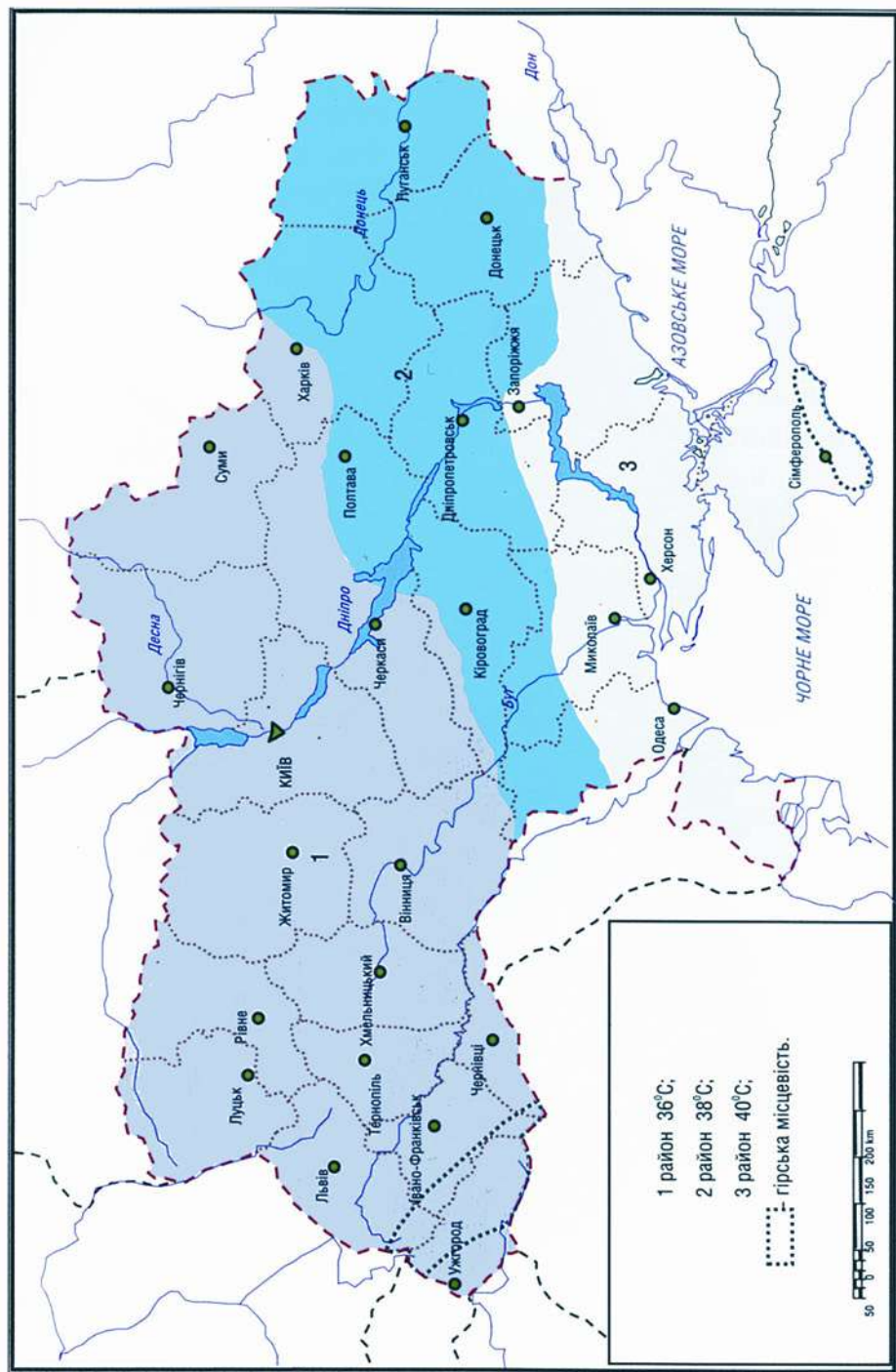


Рис. 11.7. Територіальне районування України за максимальною температурою повітря



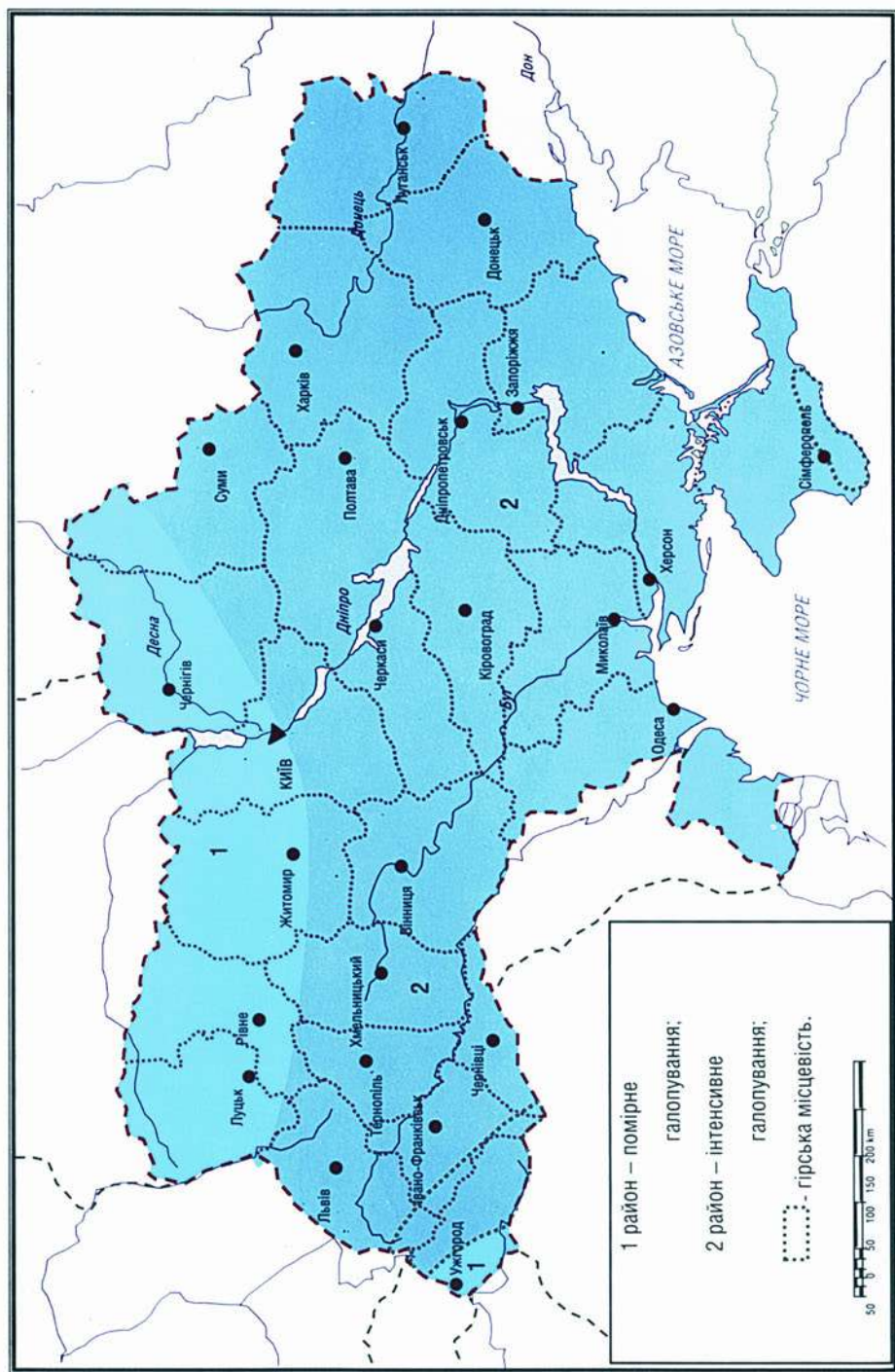


Рис. 11.8. Карта районування території України за середньою частотою повторюваності та інтенсивністю галопування проводів і тротуарів

## 11.1. Механічні навантаження проводів і тросів

На проводи та троси, які підвішені на опорах ліній електропередавання, діють навантаження їхньої власної ваги, тиск повітря на провід чи трос і вага ожеледі, що утворилась на них. Надалі будемо говорити тільки про проводи, оскільки сказано про них стосується тросів.

Ці навантаження в різних комбінаціях залежно від атмосферних умов зумовлюють різний натяг у проводах. Навантаження на проводи є нерівномірно розподіленими вздовж їхньої довжини, але в практичних розрахунках для спрощення їх приймають рівномірно розподіленими вздовж всієї їхньої довжини, оскільки похибка від цього невелика. Також, хоч насправді навантаження на проводи мають динамічний характер, особливо під час поривів вітру та розгойдування проводу, в розрахунках усі навантаження вважаються статичними.

Розраховуючи проводи на механічну міцність, зручно користуватися питомими навантаженнями, зведеними до довжини  $1\text{ м}$  і поперечного перерізу  $1\text{ мм}^2 - [\text{Н/м}^3]$ .

1. *Власна вага проводу.* Питоме навантаження від власної ваги  $g_I$  залежить від матеріалу та конструкції проводу.

Для одножильного проводу  $g_I$  буде дорівнювати вазі проводу довжиною  $1\text{ м}$  з поперечним перерізом  $1\text{ мм}^2$ . Для багатожильного проводу  $g_I$  буде трохи більшим внаслідок скручування, але цим збільшенням нехтують.

Питома вага від маси одножильного проводу

$$g_I = (mg / F) \cdot 10^6, \quad (11.5)$$

де  $m$  – вага  $1\text{ м}$  проводу,  $\text{кг}$ ;  $g = 9,8\text{ м/с}^2$  – прискорення вільного падіння;  $F$  – переріз проводу,  $\text{мм}^2$ .

Питома вага багатожильного проводу, який складається зі сталевго осердя та зовнішньої струмопровідної частини, становить  $[\text{Н/м}^3]$

$$g_I = (g\eta(m_{cm} + m_{np}) / F) \cdot 10^6, \quad (11.6)$$

де  $m_{cm}$  – вага  $1\text{ м}$  сталевго осердя,  $\text{кг}$ ;  $m_{np}$  – вага  $1\text{ м}$  струмопровідної частини проводу,  $\text{кг}$ ;  $\eta$  – коефіцієнт скручування, враховує приріст довжини скручених проводів.

2. *Ожеледь.* Проводи та троси повітряних ліній електропередавання за певних атмосферних умов покриваються інеєм, ожеледдю і обліплюються снігом. Ці додаткові навантаження значно погіршують роботу проводів не тільки через додаткову вагу, але і через зростання навантаження від вітру, оскільки вітер у такому разі тисне на всю поверхню.

Ожеледь утворюється під час туманів, дощу, мокрого снігу у разі коливання температури близько  $0^\circ\text{C}$ , осідання на провід переохолоджених частинок води, які замерзають під час падіння температури нижче за  $0^\circ\text{C}$ .



Ожеледь не тільки розриває проводи, але й руйнує опори. Для боротьби з утворенням ожеледі на проводах її розтоплюють електричним струмом.

Проектуючи лінії електропередавання в місцях, де утворюється ожеледь на проводах, необхідно вести розрахунок і конструювання опор з урахуванням можливих утворень ожеледі та передбачати таке розташування проводів, за якого під час скидання ожеледі провід не переплітався би з іншими проводами, щоб уникнути короткого замикання. Густина ожеледі приймається такою, що дорівнює  $g_0 = 0,9 \cdot 10^{-3} \text{ кг/см}^3$ . Крім цього, умовно вважається, що проводи і троси покриваються ожеледдю, якщо температура  $t = -5^\circ \text{C}$ , оскільки, як було сказано раніше, ожеледь утворюється, коли температура близька до  $0^\circ \text{C}$ .

Якщо товщину стінки ожеледі навколо проводу прийняти однаковою і позначити її  $b$ , а зовнішній діаметр проводу  $d$  (рис. 11.9), то питоме навантаження від ожеледі  $g_2$  можна визначити як вагу порожнистого циліндра довжиною  $l$  м, розділену на фактичний поперечний переріз проводу  $[\text{мм}^2]$ .

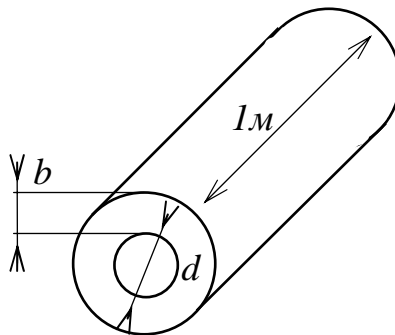


Рис. 11.9. Ожеледь на проводі

Об'єм порожнистого циліндра  $[\text{м}^3]$

$$V = \frac{\pi}{4} [(d + 2b)^2 - d^2] l = \pi b (d + b^2) l, \quad (11.7)$$

де  $l = 1 \text{ м}$ ;  $d$  – зовнішній діаметр проводу,  $\text{м}$ ;  $b$  – товщина стінки ожеледі навколо проводу,  $\text{м}$ .

Вага порожнистого циліндра  $[\text{кг}]$

$$m = V g_0 = \pi b (d + b) l g_0 = 2,826 \cdot 10^{-3} b (d + b) l. \quad (11.8)$$

Питоме навантаження від ожеледі  $[H/m^3]$

$$g_2 = (gm / F) \cdot 10^6 = (g \cdot 2,826 \cdot 10^{-3} b(d+b)l \cdot 10^6) / F. \quad (11.9)$$

Питоме навантаження від власної ваги та ожеледі, які спрямовані вертикально, дорівнює їхній сумі

$$g_3 = g_1 + g_2. \quad (11.10)$$

3. *Вітер*. Вітер діє на проводи, троси та опори і створює додаткове навантаження, збільшуючи натяг в проводах та додаткове навантаження на опори.

Тиск вітру на поверхню, нормальну до напрямку вітру, визначається за формулою  $[H/m]$

$$P_e = q_e SC_x \alpha_e, \quad (11.11)$$

де  $q_e = v^2 / 1,6 [H/m^2]$ , якщо швидкість вітру  $v$ ,  $m/c$ ;  $S$  – умовна площа поверхні проводу, яка перебуває під дією вітру,  $m^2$ ;  $C_x$  – аеродинамічний коефіцієнт, що дорівнює 1,1 для проводів діаметром 20 мм і більше і 1,2 – для проводів діаметром до 20 мм і проводів, які покриті ожеледдю;  $\alpha_e$  – коефіцієнт, який враховує нерівномірність швидкості вітру вздовж прогону і залежить від швидкості тиску вітру  $q_e$  (табл. 11.1).

Таблиця 11.1

Залежність коефіцієнта  $\alpha_e$  від швидкості тиску вітру  $q_e$

$q_e$ [ $H/m^2$ ]	$\leq 270$	400	550	$\geq 700$
$\alpha_e$	1	0,85	0,75	0,7

Питоме навантаження від вітру на провід довжиною  $l$  м і діаметром  $d$  [мм] без ожеледі

$$g_4 = (P_e / F) \cdot 10^6 = q_e C_x \alpha_e d \cdot 10^6 / (1000F). \quad (11.12)$$

Питоме навантаження від тиску вітру на провід, який покритий ожеледдю на  $l$  м довжини, діаметр проводу  $d$  [мм] і товщина стінки ожеледі  $b$  [мм]

$$g_5 = q_e C_x \alpha_e (d + 2b) \cdot 10^6 / (1000F). \quad (11.13)$$

Якщо тиск вітру діє під кутом  $\theta$  до поверхні проводу (рис. 11.10), то сила тиску вітру на цю поверхню, що діє нормально до поверхні проводу

$$P_{\theta} = q_{\theta} S C_x \alpha_{\theta} \sin \theta. \quad (11.14)$$

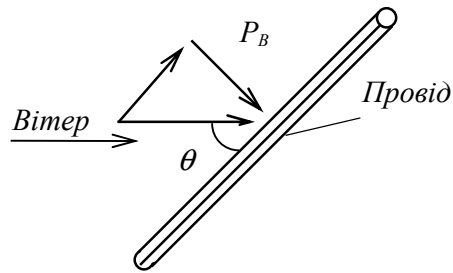


Рис. 11.10. Тиск вітру під кутом до проводу

Питоме результатне навантаження (рис. 11.11) від вертикального навантаження ваги проводу та горизонтального навантаження від тиску повітря на провід, який вільний від ожеледі

$$g_6 = \sqrt{g_1^2 + g_4^2}. \quad (11.15)$$

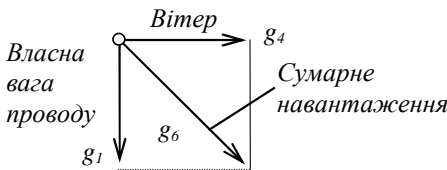


Рис. 11.11. Сумарне питоме навантаження на провід від власної ваги і тиску вітру

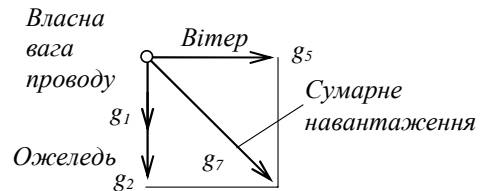


Рис. 11.12. Сумарне питоме навантаження на провід від власної ваги, ожеледі і тиску вітру

Питоме результатне навантаження (рис. 11.12) від ваги проводу, ваги ожеледі й тиску вітру

$$g_7 = \sqrt{(g_1 + g_2)^2 + (g_5)^2}. \quad (11.16)$$

#### Приклад 11.1.

Визначити питомі навантаження сталевалюмінієвого проводу  $AC-120/27$  для повітряної лінії  $110 \text{ кВ}$ . Вихідні дані: переріз алюмінію  $F_a = 114 \text{ мм}^2$ ; переріз сталі  $F_{cm} = 26,6 \text{ мм}^2$ , загальний переріз проводу  $F = F_a + F_{cm} = 140,6 \text{ мм}^2$ ; діаметр проводу  $d = 15,4 \text{ мм}$ , вага  $1 \text{ км}$  сталеві частини проводу  $m_{cm} = 208 \text{ кг}$ , вага  $1 \text{ км}$  алюмінієвої струмопровідної частини проводу  $m_{np} = 320 \text{ кг}$ . Під час розрахунку прий-

маємо такі кліматичні умови: вища температура  $+30^0 C$  , нижча температура  $-30^0 C$  , найбільша швидкість тиску вітру  $q_e = 400 H/m^2$  , товщина стінки ожеледі  $b = 10 \text{ мм}$  .

**Розв'язання.**

Питоме навантаження від власної ваги проводу

$$g_1 = (g \eta (m_{cm} + m_{np}) / F) \cdot 10^6 = (9,8 \cdot 1,05 (\frac{208 + 320}{1000}) / 140,6) \cdot 10^6 = 38642,39 \text{ Н/м}^3 = 3,864239 \cdot 10^4 \text{ Н/м}^3 .$$

Питоме навантаження від ожеледі, якщо товщина стінки ожеледі  $b = 10 \text{ мм}$

$$g_2 = (g \cdot 2,826 \cdot 10^{-3} b (d + b) \cdot 10^6) / F = (9,8 \cdot 2,826 \cdot 10^{-3} \cdot 10 (15,4 + 10) \cdot 10^6) / 140,6 = 50031,86 \text{ Н/м}^3 = 5,003186 \cdot 10^4 \text{ Н/м}^3 .$$

Питоме навантаження від власної ваги та ожеледі

$$g_3 = g_1 + g_2 = 3864,39 + 50031,86 = 88674,25 \text{ Н/м}^3 = 8,867425 \cdot 10^4 \text{ Н/м}^3 .$$

За швидкості тиску вітру  $q_e = 400 \text{ Н/м}^2$  з табл. 11.1 визначасмо коефіцієнт нерівномірності  $\alpha_e = 0,85$  . Для проводу діаметром до  $20 \text{ мм}$  аеродинамічний коефіцієнт  $C_x = 1,2$  .

Питоме навантаження від тиску вітру без ожеледі

$$g_4 = q_e C_x \alpha_e d \cdot 10^6 / (1000 F) = 400 \cdot 1,2 \cdot 0,85 \cdot 15,4 \cdot 10^6 / (1000 \cdot 140,6) = 44688,48 \text{ Н/м}^3 = 4,468848 \cdot 10^4 \text{ Н/м}^3 .$$

Питоме навантаження від тиску вітру на провід, який покритий ожеледдю, визначасмо з урахуванням рекомендацій, враховуючи, що  $q_e = 0,25 \quad q_{e \text{ max}} = 0,25 \cdot 400 = 100 \text{ Н/м}^3$  .

Для нашого прикладу  $\alpha_e = 1$  ,  $C_x = 1,2$  , звідси

$$g_5 = q_e C_x \alpha_e (d + 2b) \cdot 10^6 / (1000 F) = 400 \cdot 1,2 \cdot 1 \cdot (15,4 + 2 \cdot 10) \cdot 10^6 / (1000 \cdot 140,6) = 120853,48 \text{ Н/м}^3 = 12,085348 \cdot 10^4 \text{ Н/м}^3 .$$

Для проводу без ожеледі сумарне питоме навантаження на провід від власної ваги та тиску вітру

$$g_6 = \sqrt{g_1^2 + g_4^2} = \sqrt{38642,39^2 + 44688,48^2} = 59078,71 \text{ Н/м}^3 = 5,907871 \cdot 10^4 \text{ Н/м}^3 .$$

Для проводу, покритого ожеледдю, сумарне питоме навантаження від власної ваги, ваги ожеледі та тиску вітру

$$g_7 = \sqrt{g_3^2 + g_5^2} = \sqrt{88674,25^2 + 120853,48^2} = 149895,59 \text{ Н/м}^3 = 14,989559 \cdot 10^4 \text{ Н/м}^3 .$$

## 11.2. Стріла прогину, довжина прогону і натяг у матеріалі проводу

Стріла прогину  $f$  для лінії, що має точки кріплення проводів на однаковій висоті, називається вертикальною відстанню між горизонталлю, яка з'єднує точки кріплення, і найнижчою точкою прогину проводу (рис. 11.13, а). У лінії, яка має точки кріплення проводів на різних висотах, розрізняються дві стріли прогину, що дорівнюють вертикальним відстаням між найнижчою точкою провисання проводу і точками кріплення проводів (рис. 11.13, б).

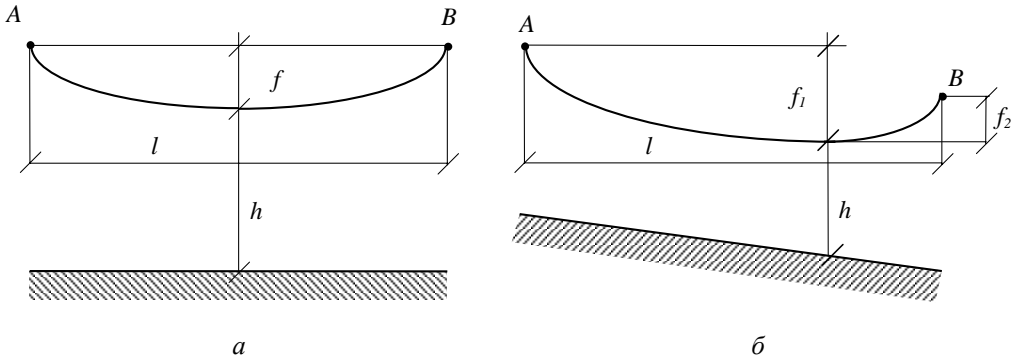


Рис. 11.13. Прогін повітряної лінії

Надалі все викладене буде стосуватися кріплення проводів на однаковій висоті. Габаритом лінії  $h$  називається вертикальна відстань від землі до найнижчої точки провисання проводу (рис. 11.13, а).

Провід, що закріплений в двох точках і має рівномірно розподілене навантаження від власної ваги, ваги ожеледі й тиску вітру, можна розглядати як гнучку нитку, яка набирає в прогоні форми ланцюгової лінії.

У теоретичній механіці виводяться рівняння ланцюгової лінії, формули для визначення стріли прогину у вигляді ряду

$$f = \frac{l^2 g}{8\sigma_0} + \frac{l^4 g^3}{384\sigma_0^3} + \dots, \quad (11.17)$$

і довжини проводу в прогоні

$$L = l + \frac{l^3 g^2}{24\sigma_0^2} + \frac{l^5 g^4}{3840\sigma_0^4}, \quad (11.18)$$

де  $l$  – довжина прогону, м;  $g$  – відповідне питоме навантаження проводу,  $H/m^3$ ;  $\sigma_0$  – напруження розтягу в найнижчій точці проводу, Па, що дорівнює відношенню розтягувальної сили  $T_0$ , Н, в найнижчій точці проводу до площі його поперечного перерізу проводу  $F$ ,  $mm^2$ , тобто  $\sigma_0 = T_0 / F$ .

Для практичних розрахунків користуються спрощеними формулами

$$f = l^2 g / (8\sigma_0); \quad (11.19)$$

$$L = l + l^3 g^2 / (24\sigma_0^2). \quad (11.20)$$

Формулу (11.20) запишемо у такому вигляді

$$L = l + \frac{8l}{8l} \cdot \frac{l^3 g^2}{8 \cdot 3\sigma_0^2} = l + \frac{8}{3l} \left( \frac{l^2 g}{8\sigma_0} \right)^2 = l + \frac{8f^2}{3l}. \quad (11.21)$$

Напруження на розтяг вздовж проводу неоднакове. Найбільшим воно є в точці кріплення проводу. Знайдемо це напруження, якщо точки кріплення проводу на однаковій висоті (рис. 11.14).

Розкладемо силу реакції  $T_A$  у точці кріплення  $A$  проводу на горизонтальну  $T_{Ax}$  і вертикальну  $T_{Ay}$  складові. Результатна сила дорівнює

$$T_A = \sqrt{T_{Ax}^2 + T_{Ay}^2}. \quad (11.22)$$

Розглянемо умову рівноваги половини довжини проводу  $AC$ , якщо однакові горизонтальні сили

$$T_{Ax} = T_0 = \sigma_0 F. \quad (11.23)$$

Якщо однакові вертикальні сили

$$T_{Ay} = G_{AC} = gL_{AC}F, \quad (11.24)$$

де  $G_{AC}$  – вага проводу в половині прогону, кг.

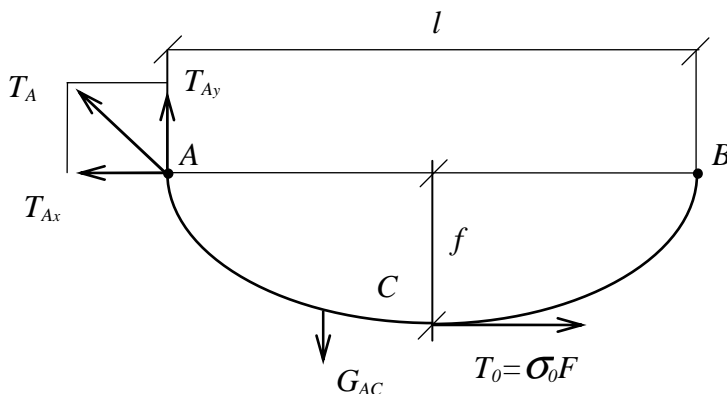


Рис. 11.14. Умови рівноваги проводу

Підставивши у (11.22) значення  $T_{Ax}$  і  $T_{Ay}$ , одержимо

$$T_A = \sigma_A F = \sqrt{(\sigma_0 F)^2 + (gL_{AC}F)^2}. \quad (11.25)$$

Звідси

$$\sigma_A = \sqrt{\sigma_0^2 + (gL_{AC})^2} = \sqrt{\sigma_0^2 + (gl/2)^2}. \quad (11.26)$$

На підставі відомої з алгебри формули  $\sqrt{a^2 + b^2} = a + b^2 / (2a)$  отримаємо

$$\sigma_A = \sigma_0 + \frac{g^2 l^2}{8\sigma_0} = \sigma_0 + g \frac{gl^2}{8\sigma_0} = \sigma_0 + gf. \quad (11.27)$$

Цією формулою користуються тільки для великих прогонів. Загалом різниця між  $\sigma_A$  і  $\sigma_0$  дуже мала і нею нехтують, обчислюють напруження тільки у найнижчій точці проводу.

### 11.3. Напруження у проводі за різних атмосферних умов

Механічна міцність проводів повітряних ліній може бути забезпечена за умови, що напруження в матеріалі проводу не перебільшує допустимих значень за довільних атмосферних умов. У п. 11.2 основні співвідношення між стрілою прогину, напруженням в проводі, довжиною прогону і питомим навантаженням проводу наведено за незмінних атмосферних умов.

Взаємозв'язок усіх цих величин, виражений математично, називається основним рівнянням стану проводу.

Виведемо співвідношення між цими величинами для змінних атмосферних умов.

Уведемо позначення:

$t_m, g_m, \sigma_m$  – відповідно температура,  $^{\circ}\text{C}$ ; питоме навантаження,  $\text{H} / \text{м}^3$ ; напруження матеріалу проводу за деяких вихідних умов,  $\text{Па}$ ;

$t_n, g_n, \sigma_n$  – ті самі величини за змінених умов;

$\alpha$  – температурний коефіцієнт лінійного розширення матеріалу проводу,  $\text{K}^{-1}$ ;

$\beta$  – коефіцієнт пружного видовження матеріалу проводу,  $\text{МПа}^{-1}$ , тобто величина, яка кількісно дорівнює відносній деформації проводу, що відповідає збільшенню напруження матеріалу на  $1 \text{ МПа}$ ,  $\beta = 1 / E$ , де  $E$  – модуль пружності,  $\text{МПа}$ ;

$L_0$  – довжина ненавантаженого проводу ( $\sigma_m = 0$ ),  $\text{м}$ , якщо температура дорівнює  $0^{\circ}\text{C}$ ;

$L_m$  – довжина натягнутого проводу,  $\text{м}$ , з напруженням його матеріалу  $\sigma_m$  за температури  $t_m$ .

Під час нагрівання ненавантаженого проводу від температури  $0^{\circ}\text{C}$  до  $t_m$  його довжина збільшиться на величину

$$L_0(1 + \alpha t_m). \quad (11.28)$$

Якщо цей самий ненавантажений провід, нагрітий до температури  $t_m$ , розтягувати силою  $T_m = \sigma_m F$ , причому напруження в ньому зросте від нуля до  $\sigma_m$ , то

внаслідок пружної зміни отримаємо додаткове подовження та його нова довжина буде дорівнювати

$$L_m = L_0(1 + \alpha t_m)(1 + \beta \sigma_m). \quad (11.29)$$

З іншого боку, довжину проводу  $L_m$  за температури  $t_m$  та навантаження  $g_m$  можна визначити, використовуючи рівняння (11.20), тобто

$$L_m = l + \frac{l^3 g_m^2}{24 \sigma_m^2}. \quad (11.30)$$

Прирівнявши праві частини рівнянь (11.29) і (11.30), отримаємо

$$l + \frac{l^3 g_m^2}{24 \sigma_m^2} = L_0(1 + \alpha t_m)(1 + \beta \sigma_m), \quad (11.31)$$

чи

$$l + \frac{l^3 g_m^2}{24 \sigma_m^2} = L_0(1 + \alpha t_m + \beta \sigma_m + \alpha \beta t_m \sigma_m). \quad (11.32)$$

Оскільки для реальних ліній довжина проводу  $L_0$  мало відрізняється від довжини прогону  $l$ , можна прийняти  $L_0 = l$ . Крім цього, можна знехтувати  $\alpha \beta t_m \sigma_m$ , бо  $\alpha$  і  $\beta$  малі. На підставі цього одержимо

$$\frac{l^2 g_m^2}{24 \sigma_m^2} = \alpha t_m + \beta \sigma_m. \quad (11.33)$$

Спростивши рівняння (11.33) і поділивши його на  $\beta$ , маємо

$$\frac{l^2 g_m^2}{24 \beta \sigma_m^2} = \frac{\alpha t_m}{\beta} + \sigma_m, \quad (11.34)$$

чи

$$\sigma_m - \frac{l^2 g_m^2}{24 \beta \sigma_m^2} = -\frac{\alpha t_m}{\beta}. \quad (11.35)$$

Отримане співвідношення залишається справедливим і для інших атмосферних умов, які характеризуються температурою  $t_n$  і питомими навантаженнями  $g_n$ , тобто

$$\sigma_n - \frac{l^2 g_n^2}{24 \beta \sigma_n^2} = -\frac{\alpha t_n}{\beta}. \quad (11.36)$$

Віднявши (11.36) від (11.35), матимемо

$$\sigma_m - \frac{l^2 g_m^2}{24 \beta \sigma_m^2} = \sigma_n - \frac{l^2 g_n^2}{24 \beta \sigma_n^2} - \frac{\alpha}{\beta}(t_m - t_n). \quad (11.37)$$



Отриманий вираз (11.37) називається рівнянням стану проводу в прогоні. Цей вираз дає змогу за заданою напруженістю  $\sigma_m$  в проводі, якщо температура  $t_m$  і питоме навантаження  $g_m$ , визначити напруження  $\sigma_n$  в проводі, якщо температура  $t_n$  і питоме навантаження  $g_n$  інші, чи навпаки.

Якщо відомі  $\sigma_n$  і  $g_n$ , можна визначити стрілу прогину проводу в прогоні за нових умов

$$f = \frac{l^2 g_n}{8\sigma_n}. \quad (11.38)$$

$$\text{Якщо ввести позначення у рівняння (11.37) } A = \sigma_m - \frac{l^2 g_m^2}{24\beta\sigma_m^2} + \frac{\alpha}{\beta}(t_m - t_n)$$

і  $B = \frac{l^2 g_n}{24\beta}$ , отримаємо вираз

$$\sigma_n - \frac{B}{\sigma_n^2} = A, \quad (11.39)$$

зручний для визначення  $\sigma_n$ .

#### 11.4. Критичний прогін і критична температура

Максимальне напруження в матеріалі проводу може виникнути за однієї з двох умов: 1) найбільшого додаткового навантаження; 2) мінімальної температури в даній місцевості. За першої умови збільшення натягу в проводі виникає внаслідок дії додаткового навантаження, а в другому – за рахунок найбільшого скорочення довжини проводу.

Проаналізуємо рівняння (11.37) стану проводу стосовно залежності напруження від довжини прогону.

Розглянемо випадок, коли довжина прогону дуже велика ( $l \Rightarrow \infty$ ). Рівняння (11.37) розділимо на  $l^2$

$$\frac{\sigma_m}{l^2} - \frac{g_m^2}{24\beta\sigma_m^2} = \frac{\sigma_n}{l^2} - \frac{g_n^2}{24\beta\sigma_n^2} - \frac{\alpha}{\beta l^2}(t_m - t_n) \quad (11.40)$$

і, враховуючи, що ( $l \Rightarrow \infty$ ), отримаємо

$$\frac{g_m^2}{24\beta\sigma_m^2} = \frac{g_n^2}{24\beta\sigma_n^2}. \quad (11.41)$$

З одержаної формули (11.41) бачимо, якщо прогони великі, напруження матеріалу проводу визначається тільки зміною питомих навантажень і не залежить від температури.

Тому для великих прогонів розрахунковою є умова найбільших додаткових навантажень.

Розглянемо випадок, коли прогін малий, тобто  $l=0$ . На підставі рівняння (11.37) отримаємо

$$\sigma_m = \sigma_n - \frac{\alpha}{\beta}(t_m - t_n). \quad (11.42)$$

З виразу (11.42) випливає, що для малих прогонів напруження матеріалу проводу визначається зміною температури і не залежить від питомих навантажень. Тому для малих прогонів розрахунковою є умова мінімальних температур.

Звичайно, між цими двома крайніми довжинами прогону буде такий прогін, за якого однакове максимальне значення напруження матеріалу проводу буде виникати як під час найбільшого додаткового навантаження, так і за мінімальної температури. Такий прогін будемо називати критичним прогоном.

Позначимо:

$l = l_{кр}$  – критичний прогін, м;

$\sigma_m = \sigma_n = [\sigma]$  – максимальна напруженість проводу, Па;

$g_{max}$  – питома максимальна навантаження,  $H / м^3$ ;

$t_{g_{max}}$  – температура за максимального навантаження,  $^{\circ}C$ ;

$g_{t_{min}}$  – питома навантаження за мінімальної температури,  $H / м^3$ ;

$t_{min}$  – мінімальна температура,  $^{\circ}C$ .

Підставимо ці величини в рівняння (11.37) і отримаємо

$$[\sigma] - \frac{l_{кр}^2 g_{max}^2}{24\beta[\sigma^2]} = [\sigma] - \frac{l_{кр}^2 g_{t_{min}}^2}{24\beta[\sigma^2]} - \frac{\alpha}{\beta}(t_{g_{max}} - t_{min}), \quad (11.43)$$

чи

$$l_{кр}^2 \left( \frac{g_{max}^2 - g_{t_{min}}^2}{24\beta[\sigma^2]} \right) = \frac{\alpha}{\beta}(t_{g_{max}} - t_{min}). \quad (11.44)$$

Розв'язавши одержане рівняння (11.44) відносно  $l_{кр}$ , маємо

$$l_{кр} = [\sigma] \sqrt{\frac{24\alpha(t_{g_{max}} - t_{min})}{g_{max}^2 - g_{t_{min}}^2}}. \quad (11.45)$$

Порівнюючи довжину розрахункового прогону з довжиною критичного прогону, отриманого з рівняння (11.45), можна визначити, в якому з двох розрахункових випадків у матеріалі проводу напруження більше.

Якщо розрахунковий прогін менший від критичного, то максимальне напруження в проводі буде за мінімальної температури довкілля  $t_{min}$  і питомого навантаження  $g_1$ . Якщо розрахунковий прогін більший від критичного, то максимальне напруження в матеріалі проводу буде, якщо найбільші питоме навантаження  $g_7$  і температура  $t_{g_{max}}$ .

Однією з величин, яка визначає висоту опор, є стріла прогину проводу. Найбільша стріла прогину може бути, якщо навантаження на провід максимальне (за ожеледі і температури утворення ожеледі) чи за максимальної температури довкілля в місці спорудження повітряної лінії.

Температура, за якої провід тільки від власного навантаження  $g_1$  має таку саму стрілу прогину, як і під час ожеледі без вітру  $g_3$ , називається критичною. Її значення можна знайти з рівняння стану проводу, якщо врахувати, що стріли прогину однакові

$$g_1 l^2 / (8 \sigma_{t_{min}}) = g_3 l^2 / (8 \sigma_{t_{ожел}}). \quad (11.46)$$

Напруження матеріалу проводу за критичної температури

$$\sigma_{t_{min}} = (g_1 / g_3) \sigma_{t_{ожел}}. \quad (11.47)$$

Звідси рівняння стану проводу набирає вигляду

$$\begin{aligned} \sigma_{t_{ожел}} (g_1 / g_3) - g_1^2 l^2 / (24 \beta \sigma_{t_{ожел}}^2) (g_3 / g_1)^2 = \\ = \sigma_{t_{ожел}} g_3^2 l^2 / (24 \beta \sigma_{t_{ожел}}) - \frac{\alpha}{\beta} (t_{кр} - t_{ожел}). \end{aligned} \quad (11.48)$$

Тоді критична температура

$$t_{кр} = t_{ожел} + \sigma_{t_{ожел}} (1 - g_1 / g_3) / (\alpha / \beta). \quad (11.49)$$

За значенням критичної температури можна визначити, в якому режимі стріла прогину буде максимальною. Якщо максимальна температура  $t_{max} > t_{кр}$ , то найбільша стріла прогину буде за максимальної температури, якщо  $t_{max} < t_{кр}$ , то під час максимального навантаження.

## 11.5. Допустимі напруження в однорідних проводах

Мета механічного розрахунку проводу – виявити умови, які забезпечують необхідний запас міцності. Тому допустиме напруження в проводі приймається значно меншим, ніж гранична міцність під час розриву, тобто

$$[\sigma] = \sigma_{lim} / [S_{\sigma}], \quad (11.50)$$

де  $\sigma_{lim}$  – граничне напруження розтягу, Па;  $[S_{\sigma}]$  – допустимий коефіцієнт запасу міцності проводу.

Граничне значення опору під час розриву для будь-якого проводу визначається на підставі розривних зусиль проводів, наведених у ДЕСТі

$$\sigma_{lim} = R / F, \quad (11.51)$$

де  $R$  – розривне зусилля проводу,  $H$ ;  $F$  – фактична сумарна площа перерізу проводу,  $мм^2$ .

Для розрахунку проводів на міцність можна використовувати усереднені значення механічних характеристик матеріалів, які наведено в табл. 11.2.

Таблиця 11.2

**Фізико-механічні характеристики проводів і тросів**

Проводи і троси	Граничне напруження розтягу $\sigma_{lim}$ , [МПа]	Модуль пружності $E \cdot 10^3$ , [МПа]	Температурний коефіцієнт лінійного розширення $\alpha \cdot 10^{-6}$ , [K <sup>-1</sup> ]
Мідні	360–420	130	17
Алюмінієві: з проводу АТ з проводу АТ <sub>п</sub>	150–160 160–170	61,8 61,8	23 23
Сталеалюмінієві	За формулою (11.51) і за довідником	За довідником залежно від співвідношення $F_a / F_{cm}$	
Сталеві: марки ПСО	550	196,2	12
марки ПС, ПМС	650–700	196,2	12
Троси	1200–1400	196,2	12

Крім розрахунку проводів за максимальним допустимим напруженням  $\sigma_{дон}$ , обчислюються напруження в них, якщо середньорічна температура  $t_e$  і відсутні зовнішні навантаження.

Напруження  $\sigma_e$  значно менше від  $[\sigma]$ . Обмеження напруження в проводі до  $\sigma_e$  за середньорічної температури запобігає передчасному зношенню проводу від втомленості внаслідок вібрації в ньому.

Для розрахунку  $\sigma_e$  у рівнянні стану проводу в прогоні (11.37) як вихідні (тобто величини з індексом  $m$ ) приймають умови, які відповідають максимальному напруженню проводу ( $t_{min}$  чи  $t_{ожел}$ ) і визначають  $\sigma_e$ , підставляючи в рівняння (11.37) відповідні цій умові значення  $g_I$  і  $t_e$  (замість  $g$  і  $t$ ).

Отже, проводи (монометалеві та комбіновані) розраховуються для таких умов:

- найбільшого зовнішнього навантаження;
- мінімальної температури за відсутності зовнішніх навантажень;
- середньорічної температури за відсутності зовнішніх навантажень.

Для розрахунків користуються табл. 11.3, в якій наведено допустимі напруження в проводах у відсотках від їхнього граничного опору для всіх попередньо згаданих розрахункових умов.

Таблиця 11.3

**Найбільші допустимі напруження в проводах і тросах  
у відсотках від граничного опору під час розриву**

Проводи і троси	За найбільшого зовнішнього навантаження і мінімальної температури	За середньорічної температури
Мідні	50	30
Алюмінієві:		
переріз 16–35 мм <sup>2</sup>	35	30
–"– 50–95 мм <sup>2</sup>	40	30
–"– 120 мм <sup>2</sup> і вище	45	30
Сталеалюмінієві:		
переріз 16–25 мм <sup>2</sup>	35	30
–"– 35–95 мм <sup>2</sup>	40	30
–"– 120 мм <sup>2</sup> і вище	45	30
Сталеві:		
марки ПСО	40	30
–"– ПС, ПМС	50	35
Троси	50	35

Для будь-якої вихідної розрахункової умови в рівнянні стану проводу замість  $\sigma_m$  приймається  $[\sigma]$ , яке визначається з таблиць.

Необхідно відзначити, що іноді з техніко-економічних міркувань напруження в проводі приймається значно меншим, ніж в табл. 11.3. Це стосується, наприклад, вибору проводів і тросів, підвішених на портали чи будівлі підстанцій, тому що вигідніше знизити натяг проводів, ніж збільшувати міцність несучих конструкцій.

## 11.6. Механічний розрахунок сталеалюмінієвих проводів

Для механічного розрахунку сталеалюмінієвих проводів використовуються виведені вище формули для однорідних проводів. Для сталеалюмінієвих проводів під  $\sigma$  розуміють так зване фіктивне напруження  $\sigma_f$ , і коефіцієнти  $\alpha$  і  $\beta$  стосуються всього проводу.

### 11.6.1. Напруження в сталеалюмінієвому проводі від розтягувальної сили

У сталеалюмінієвому проводі, який складається зі сталеві частини, що обгорнута алюмінієвою частиною, під час прикладення зовнішнього розтягувального навантаження вздовж проводу сталева й алюмінієва частини проводу, які

становлять одне ціле, набувають однакового подовження, але витримують різне напруження, тому що мають різні модулі пружності (рис. 11.15).

Напруження в алюмінієвій частині сталюалюмінієвого проводу

$$\sigma_a = T_a / F_a, \quad (11.52)$$

у сталевій частині

$$\sigma_{cm} = T_{cm} / F_{cm}, \quad (11.53)$$

де  $T_a$  і  $T_{cm}$  – розтягувальні сили відповідно алюмінієвої і сталевій частин ;  $F_a, F_{cm}$  – перерізи алюмінієвої та сталевій частин.

Фіктивне напруження сталюалюмінієвого проводу за припущення його однорідності

$$\sigma_f = T / F, \quad (11.54)$$

де  $T = T_a + T_{cm}$ ;  $F = F_a + F_{cm}$ .

За законом Гука відносно подовження визначається

$$\Delta l = \frac{\sigma_a}{E_a} = \frac{\sigma_{cm}}{E_{cm}} = \frac{\sigma_f}{E}, \quad (11.55)$$

де  $E_a, E_{cm}, E$  – модулі пружності алюмінію, сталі та проводу загалом.

З (11.55) отримуємо

$$\sigma_a = \Delta l E_a; \sigma_{cm} = \Delta l E_{cm}; \sigma_f = \Delta l E, \quad (11.56)$$

тобто напруження в окремих частинах проводу розподіляються пропорційно до значення модулів пружності.

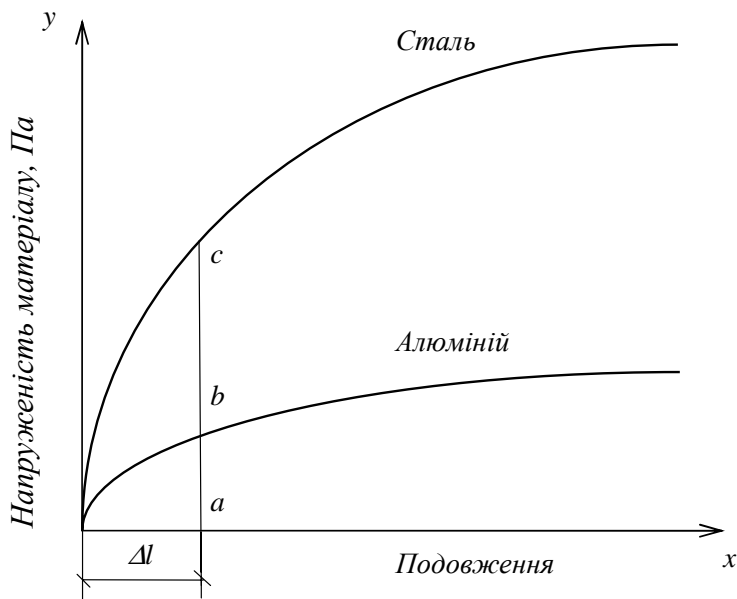


Рис. 11.15. Криві подовження сталюого та алюмінієвого проводів

Модуль пружності сталі  $E_{cm} = 200 \cdot 10^3$  МПа, тобто майже втричі більший від модуля пружності алюмінію. Це означає, що напруження в сталевій частині проводу буде також приблизно втричі більшим, ніж в алюмінієвій. Але, оскільки тимчасовий опір сталі приблизно у вісім разів більший від тимчасового опору алюмінію, то обмежувальними навантаженнями проводу загалом є напруження в його алюмінієвій частині. Тому розраховувати сталевалюмінієвий провід необхідно, виходячи з напруження, яке виникає в алюмінієвій частині.

Із співвідношення (11.55) маємо  $\sigma_a / E_a = \sigma_f / E$ , звідки отримуємо

$$\sigma_{aT} = \sigma_f E_a / E \quad (11.57)$$

і

$$\sigma_f = \sigma_{aT} E / E_a. \quad (11.58)$$

З того самого співвідношення (11.55) також одержуємо

$$\sigma_{cmT} = \sigma_f E_{cm} / E \quad (11.59)$$

і

$$\sigma_f = \sigma_{cmT} E / E_{cm}. \quad (11.60)$$

Індекс  $T$  вказує, що напруження в проводі виникло від розтягувальної сили  $T$ .

Вираз для сили  $T = T_a + T_{cm}$ , яка діє на провід, подамо так

$$\sigma F = \sigma_a T_a + \sigma_{cm} T_{cm}. \quad (11.61)$$

Підставимо замість  $\sigma$ ,  $\sigma_a$  і  $\sigma_{cm}$  їх значення з (11.56) і отримаємо

$$\Delta l E F = \Delta l E_a F_a + \Delta l E_{cm} F_{cm}. \quad (11.62)$$

Скоротивши (11.62) на  $\Delta l$ , знайдемо модуль пружності та коефіцієнт гнучкого подовження сталевалюмінієвого проводу

$$E = \frac{E_a F_a + E_{cm} F_{cm}}{F} = \frac{E_a F_a + E_{cm} F_{cm}}{F_a + F_{cm}}; \quad (11.63)$$

$$\beta = l / E = \frac{F_a + F_{cm}}{E_a F_a + E_{cm} F_{cm}}. \quad (11.64)$$

Розділивши чисельник і знаменник (11.63), (11.64) на  $F_{cm}$  і ввівши позначення  $k = F_a / F_{cm}$ , одержуємо

$$E = (k E_a + E_{cm}) / (k + 1); \quad (11.65)$$

$$\beta = l / E = (k + 1) / (k E_a + E_{cm}). \quad (11.66)$$

Якщо у формулах (11.65) і (11.66) ввести позначення  $m = E_a / E_{cm}$ , то отримаємо

$$E = E_{cm}(km + 1)/(k + 1); \quad (11.67)$$

$$\beta = 1/E = (k + 1)/(E_{cm}(km + 1)). \quad (11.68)$$

Оскільки  $m < 1$ , а  $k > 0$ , то  $E_a < E < E_{cm}$ .

### **11.6.2. Напруження у сталевалюмінієвому проводі від зміни температури**

Температурний коефіцієнт лінійного розширення алюмінію  $\alpha_a = 23 \cdot 10^{-6} K^{-1}$  майже вдвічі більший від температурного коефіцієнта лінійного розширення сталі  $\alpha_{cm} = 12 \cdot 10^{-6} K^{-1}$ . З цього випливає, що алюмінієва частина проводу подовжувалася би більше від сталеві (рис. 11.16). Розглянемо подовжній переріз сталевалюмінієвого проводу (рис. 11.16, а). Нехай його температура з початкової  $t_0$  зросте до температури  $t$ .

Якщо сталеві та алюмінієві частини проводу були б механічно не зв'язані між собою, то внаслідок вдвічі більшого температурного лінійного коефіцієнта алюмінію алюмінієва частина подовжилася би більше від сталеві, як це показано на рис. 11.8, б. Відповідне подовження алюмінієвої частини, що прямо пропорційне до початкової довжини проводу і різниці температур  $t - t_0$ , позначимо  $\Delta l_a$ , тобто

$$\Delta l_a = \alpha_a l (t - t_0), \quad (11.69)$$

і, відповідно сталеві частини

$$\Delta l_{cm} = \alpha_{cm} l (t - t_0). \quad (11.70)$$

Проте сталеві та алюмінієві частини сталевалюмінієвого проводу становлять одне ціле і набувають однакового подовження  $\Delta l$  (рис. 11.16, в). Тому подовження алюмінієвої частини буде меншим на значення  $\Delta l'_a$ , а сталеві – більшим на  $\Delta l'_{cm}$ , ніж у кожній частині окремо. Під час цього в сталевій частині з'являється розтягувальне зусилля  $+T'$ , а в алюмінієвій частині таке саме за значенням, але зворотне за напрямом стискальне зусилля  $-T'$ . У результаті сталевалюмінієвий провід від підвищення температури отримає подовження  $\Delta l$ , яке менше за  $\Delta l_a$  і більше від  $\Delta l_{cm}$ , тобто  $\Delta l_a > \Delta l > \Delta l_{cm}$ .

Під час зниження температури, звичайно, буде мати місце зворотнє явище, тобто сталь буде стиснута (–), а алюміній розтягнутий (+).

Таке явище зумовлене наявністю деякого загального температурного коефіцієнта  $\alpha$ , який  $\alpha_a > \alpha > \alpha_{cm}$ . Тому для проводу загалом аналогічно до рівняння (11.70) можна записати

$$\Delta l = \alpha l (t - t_0). \quad (11.71)$$



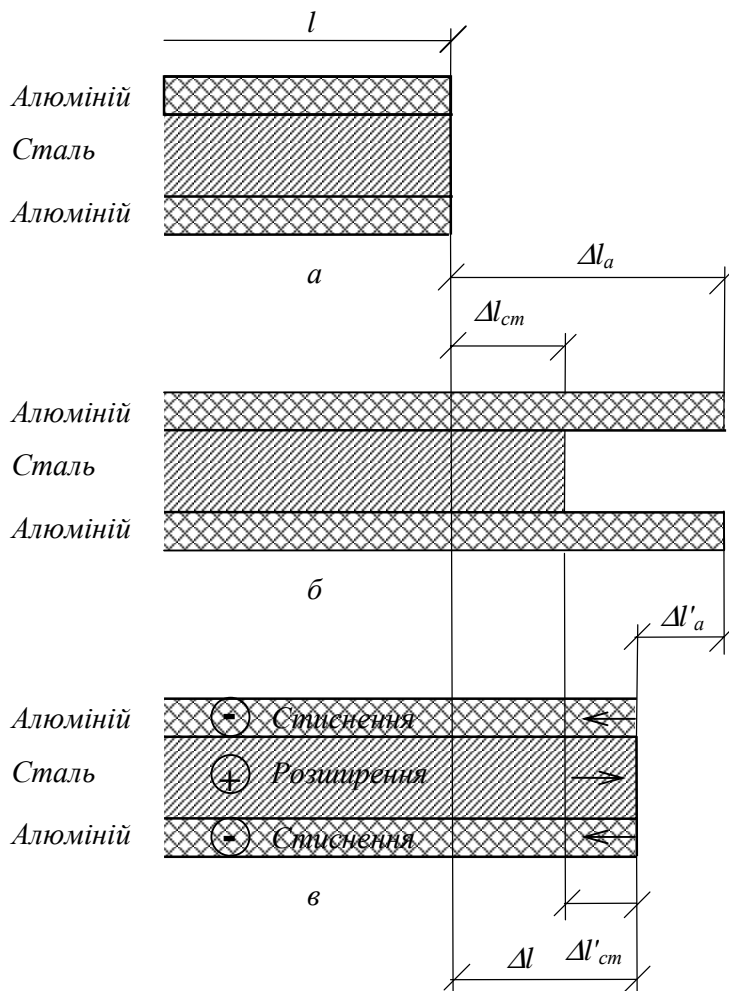


Рис. 11.16. Робота сталеалюмінієвого проводу під час зміни температури

Температурний коефіцієнт визначається так. З одного боку, згідно з рис. 11.8, б, маємо

$$\Delta l'_a = \Delta l_a - \Delta l. \quad (11.72)$$

Підставивши у вираз (11.72) формули (11.69) і (11.71), одержимо

$$\Delta l'_a = \alpha_a l (t - t_0) - \alpha l (t - t_0) = (\alpha_a - \alpha) (t - t_0) l. \quad (11.73)$$

З іншого боку,  $\Delta l'_a$  як значення стиснення для алюмінієвої частини за законом Гука дорівнює

$$\Delta l'_a = T' l / (E_a F_a). \quad (11.74)$$

Прирівнявши праві частини (11.73) і (11.74), отримаємо

$$T'l / (E_a F_a) = (\alpha_a - \alpha)(t - t_0)l. \quad (11.75)$$

Звідси

$$T' = (\alpha_a - \alpha)(t - t_0)(E_a F_a) = -(\alpha_a - \alpha)(t_0 - t)E_a F_a. \quad (11.76)$$

Знак “мінус” означає, що для алюмінію сила  $T'$  є стискальною.

Аналогічно міркуючи відносно  $\Delta l'_{cm}$  як подовження сталеві частини, можна визначити

$$T' = (\alpha_{cm} - \alpha)(t_0 - t)E_{cm}F_{cm}. \quad (11.77)$$

Оскільки стискальна і розтягувальна сили однакові за значенням, прирівнявши праві частини (11.76) і (11.77), отримаємо

$$-(\alpha_a - \alpha)(t_0 - t)E_a F_a = (\alpha_{cm} - \alpha)E_{cm}F_{cm}. \quad (11.78)$$

З одержаного рівняння (11.78) знаходимо

$$\alpha = \frac{\alpha_{cm}E_{cm}F_{cm} + \alpha_a E_a F_a}{E_{cm}F_{cm} + E_a F_a}. \quad (11.79)$$

Підставивши в (11.79)  $k = F_a / F_{cm}$ ,  $m = E_a / E_{cm}$  і  $n = \alpha_a / \alpha_{cm}$ , отримуємо

$$\alpha = \alpha_{cm}(kmn + 1) / (km + 1). \quad (11.80)$$

Поділивши (11.76) на  $F_a$  і (11.77) на  $F_{cm}$ , одержимо напруження в алюмінієвій і сталевій частинах сталюалюмінієвого проводу, що виникають внаслідок зміни температури

$$\sigma_{a_t} = T' / F_a = (\alpha_a - \alpha)(t_0 - t)E_a; \quad (11.81)$$

$$\sigma_{cm_t} = T' / F_{cm} = (\alpha_{cm} - \alpha)(t_0 - t)E_{cm}. \quad (11.82)$$

Додатне значення  $\sigma_{a_t}$  відповідає розтягненню, від'ємне – стисненню матеріалу. Якщо температура проводу  $t_0$  дорівнює температурі його виготовлення, температурні напруження в алюмінії та сталі відсутні.

Внаслідок спільної дії на сталюалюмінієвий провід розтягувальної сили та температури в алюмінієвій та сталевій його частинах будуть виникати дійсні напруження

$$\sigma_a = \sigma_{a_T} + \sigma_{a_t} = \sigma_f E_a / E + (\alpha_a - \alpha)(t_0 - t)E_a; \quad (11.83)$$

$$\sigma_{cm} = \sigma_{cm_T} + \sigma_{cm_t} = \sigma_f E_{cm} / E + (\alpha_{cm} - \alpha)(t_0 - t)E_{cm}. \quad (11.84)$$

Фіктивне напруження для сталюалюмінієвого проводу загалом

$$\sigma_f = \sigma_a E / E_a - (\alpha_a - \alpha)(t_0 - t)E. \quad (11.85)$$

З виразу (11.83) зрозуміло, що чим нижча температура проводу  $t$ , тим більше напруження в його алюмінієвій частині. Але, оскільки воно не повинно перевищувати  $\sigma_{a_{max}} = \sigma_{a_{дох}}$  в усіх режимах, то необхідно його визначити з урахуванням різних допустимих фіктивних напружень залежно від режиму.

За мінімальної температури

$$\sigma_{t_{min}} = \sigma_a E / E_a - (\alpha_a - \alpha)(t_0 - t_{min})E. \quad (11.86)$$

Під час найбільшого навантаження

$$\sigma_{g_{max}} = \sigma_a E / E_a - (\alpha_a - \alpha)(t_0 - t)E, \quad (11.87)$$

причому  $\sigma_{t_{min}} < \sigma_{g_{max}}$ .

### 11.6.3. Умови максимального напруження в сталюалюмінієвому проводі.

#### Розрахунок сталюалюмінієвих проводів

Для забезпечення механічної міцності сталюалюмінієвого проводу необхідно, щоб напруження в його алюмінієвій частині не перевищувало допустимого значення. Відповідні розрахунки та дослідження показали, що під час досягнення в алюмінієвій частині проводу допустимого напруження, сталеву його частину має напруження, нижче від допустимого. Розглянемо графіки зміни напруження проводу залежно від довжини прогону і вихідного режиму (рис. 11.17).

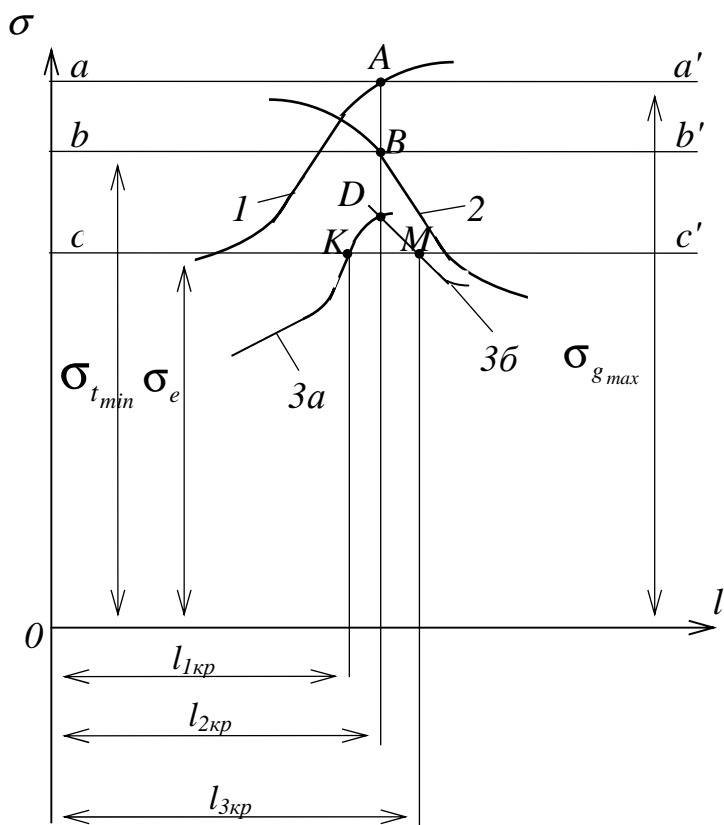


Рис. 11.17. Криві напруження в матеріалі проводу

Приймаючи за вихідні умови режим мінімальної температури ( $t_{min}, g_1$ ), за рівнянням стану проводу в прогоні (11.37) розрахуємо та побудуємо криву напруження проводу під дією найбільшого навантаження залежно від довжини прогону (рис. 11.17, крива 1).

Потім візьмемо за вихідні умови режим найбільшого навантаження ( $t_{ожел}, g_7$ ) і побудуємо криву 2 напруження в проводі за мінімальної температури ( $t_{min}, g_1$ ).

У міру зростання довжини прогону ординати кривої 1 будуть збільшуватися, а ординати кривої 2 зменшуватися. У точці  $A$  крива 1 перетинає штрихову лінію  $a - a'$  допустимого напруження у проводі за максимальних навантажень, а крива 2 в точці  $B$  перетинає другу штрихову лінію  $b - b'$  допустимого напруження у проводі за мінімальної температури.

Частини кривих 1 і 2, які розташовані вище від точок  $A$  і  $B$ , мають ординати, що більші від значення допустимого напруження в проводі.

Оскільки значення допустимих напружень сталевалюмінієвого проводу  $\sigma_{t_{min}}$  і  $\sigma_{g_{max}}$  (рис. 11.17) розраховані з урахуванням обмеження напруження в алюмінії у обидвох режимах до  $\sigma_{a_{max}} = \sigma_{a_{дон}}$ , то очевидно, що ординатам точок  $A$  і  $B$  відповідає однаковий прогін, який називається критичним ( $l_{кр}$ ).

Рівняння стану проводу в прогоні (11.37) для критичного прогону після підставлення в нього величин, які відповідають режиму мінімальної температури та найбільшого навантаження, має вигляд

$$\sigma_{t_{min}} - \frac{g_1^2 l_{кр}^2 E}{24 \sigma_{t_{min}}^2} = \sigma_{g_{max}} - \frac{g_7^2 l_{кр}^2 E}{24 \sigma_{g_{max}}^2} - \alpha E (t_{min} - t_{ожел}). \quad (11.88)$$

Розв'язавши рівняння (11.88) відносно  $l_{кр}$ , отримаємо

$$l_{кр} = \sqrt{\frac{24[(\sigma_{g_{max}} - \sigma_{t_{min}})/E + \alpha(t_{ожел} - t_{min})]}{(g_7/\sigma_{g_{max}})^2 - (g_1/\sigma_{t_{min}})^2}} = \frac{2\sigma_{g_{max}}}{\gamma_1} \sqrt{\frac{6[(\sigma_{g_{max}} - \sigma_{t_{min}})/E + \alpha(t_{ожел} - t_{min})]}{(g_7/g_1)^2 - (\sigma_{g_{max}}/\sigma_{t_{min}})^2}}. \quad (11.89)$$

Критичний прогін, визначений за (11.89), відповідає другому критичному прогону (рис. 11.17), тобто  $l_{кр} = l_{2кр}$ .

Крім розглянутих вище двох режимів – мінімальної температури і максимального навантаження, необхідно також розраховувати проводи для режиму середньорічної температури за відсутності зовнішніх навантажень.

На рис. 11.17 показано криві 3а і 3б, які виражають залежність напруження в проводі в режимі середньорічної температури від довжини прогону. Для побудови

кривой 3а прийнято вихідні умови, які відповідають режиму мінімальної температури, а кривой 3б – режиму найбільшого навантаження.

Допустиме напруження проводу в режимі середньорічної температури показано на рис. 11.17 штриховою лінією  $c - c'$ , яка лежить на відстані  $\sigma_e$  від абсциси.

Криві 3а і 3б (рис. 11.17) перетинають лінію  $c - c'$  в точках К і М. Це свідчить, що в режимі середньорічної температури напруження в проводі у прогонах, які відповідають ділянці КДМ вище від лінії  $c - c'$  (рис. 11.17), більші від допустимого середньоексплуатаційного напруження.

Якщо обмежити напруження в проводі трьома вихідними режимами, як показано на рис. 11.17, повинні існувати вже три критичні прогони, які відповідають граничним їхнім умовам:

а)  $l_{1кр}$  – прогін, для якого напруження проводу в режимі мінімальної температури досягає допустимого напруження  $\sigma_{t_{min}}$ , а в режимі середньорічної температури –  $\sigma_e$ ;

б)  $l_{2кр} = l_{кр}$  – прогін, для якого напруження проводу у режимі найбільшого навантаження дорівнює допустимому напруженню  $\sigma_e$ , а в режимі мінімальної температури –  $\sigma_{t_{min}}$ ;

в)  $l_{3кр}$  – прогін, для якого напруження проводу в режимі середньорічної температури дорівнює допустимому напруженню  $\sigma_e$ , а в режимі найбільшого навантаження –  $\sigma_{g_{max}}$ .

Отже, для визначення напруження в проводі (рис. 11.17) вихідними режимами є: для прогонів, які відповідають абсциси  $OK'$  – режим мінімальних температур; для прогонів від  $OK'$  до  $OM'$  – режим середньорічної температури; для прогонів  $OM'$  і далі – режим найбільшого навантаження.

Критичний прогін можна розрахувати, підставляючи у формулу (11.89) відповідні значення  $g$ ,  $t$  і  $\sigma$ , які характеризують вихідні режими:

$$l_{1кр} = \frac{2\sigma_e}{g_1} \sqrt{\frac{6[(\sigma_e - \sigma_{t_{min}})/E + \alpha(t_e - t_{min})]}{1 - (\sigma_e / \sigma_{t_{min}})^2}}; \quad (11.90)$$

$$l_{2кр} = \frac{2\sigma_{g_{max}}}{g_1} \sqrt{\frac{6[(\sigma_{g_{max}} - \sigma_{t_{min}})/E + \alpha(t_{ожел} - t_{min})]}{(g_7 / g_1)^2 - (\sigma_{g_{max}} / \sigma_{t_{min}})^2}}; \quad (11.91)$$

$$l_{3кр} = \frac{2\sigma_{g_{max}}}{g_1} \sqrt{\frac{6[(\sigma_{g_{max}} - \sigma_e)/E + \alpha(t_{ожел} - t_e)]}{(g_7 / g_1)^2 - (\sigma_{g_{max}} / \sigma_e)^2}}. \quad (11.92)$$

Необхідно підкреслити, що іноді пряма допустимого напруження в середньо-експлуатаційних умовах (штрихова лінія  $c - c'$  на рис. 11.17) може проходити вище від точки перетину кривих 3а і 3б, відповідно до чого змінюються співвідношення довжин критичних прогонів.

Розраховуючи декілька прогонів різної довжини для одного проводу (однієї лінії), визначаються всі три критичні прогони.

Якщо  $l_{1кр} < l_{2кр} < l_{3кр}$ , то це означає, що пряма  $c - c'$  проходить нижче від точки перетину кривих 3а і 3б (рис. 11.17), а фізичний зміст мають два критичні прогони –  $l_{1кр}$  і  $l_{3кр}$ .

Визначальним вихідним режимом у рівнянні стану проводу в прогоні буде: для  $l_{розр} < l_{1кр}$  – режим мінімальної температури; для  $l_{1кр} < l_{розр} < l_{3кр}$  – режим середньо-експлуатаційних умов; для  $l_{розр} < l_{3кр}$  – режим максимального навантаження.

Якщо  $l_{1кр} > l_{2кр} > l_{3кр}$ , то пряма  $c - c'$  проходить вище від точки  $D$  перетину кривих 3а і 3б, а фізичний зміст має тільки один критичний прогін  $l_{2кр}$  і провід розраховується з обмеженням напруження для двох режимів – мінімальної температури та найбільших навантажень.

Розраховуючи один прогін, краще насамперед визначити  $l_{2кр}$ . Потім, залежно від того, чи  $l_{розр} < l_{2кр}$  чи  $l_{розр} > l_{2кр}$ , додатково розраховуються відповідно  $l_{1кр}$  чи  $l_{3кр}$  і знаходяться вихідні умови розрахунку.

Щоб забезпечити механічну міцність, допустиме фіктивне напруження в сталевалюмінієвому проводі приймається з урахуванням граничного опору під час розривання проводу загалом  $\sigma_{lim}$  і коефіцієнта запасу міцності  $[S_\sigma]$

$$[\sigma] = \sigma_{lim} / [S_\sigma]. \quad (11.93)$$

Відповідно до "Правил побудови електропристроїв" допустимі розрахункові напруження в сталевалюмінієвих проводах вибираються однаковими для режимів мінімальної температури і максимального навантаження

$$[\sigma] = \sigma_{tmin} = \sigma_{gmax} = 0,35 \div 0,45 \sigma_{lim}, \quad (11.94)$$

а для режиму середньорічної температури

$$[\sigma] = \sigma_e = 0,3 \sigma_{lim}. \quad (11.95)$$

Під час цього напруження в алюмінієвій частині проводу є в допустимих межах.

### Приклад 11.6.3.

Лінію номінальною напругою 110 кВ передбачається будувати у третьому районі кліматичних умов для вітру та ожеледі. Найбільша температура повітря  $+30^\circ \text{C}$ , нижча  $-30^\circ \text{C}$ , середньорічна температура  $10^\circ \text{C}$ . Найбільша швидкість тиску вітру  $q_g = 400 \text{ Н/м}^2$ , товщина стінки ожеледі  $b = 10 \text{ мм}$ .

Лінія буде прокладена на одноколових "П" -подібних залізобетонних опорах сталевалюмінієвим проводом  $AC - 120/27$  : переріз алюмінію  $F_a = 114 \text{ мм}^2$  ; переріз сталі  $F_{cm} = 26,6 \text{ мм}^2$  , загальний переріз  $F = F_a + F_{cm} = 140,6 \text{ мм}^2$  ; діаметр проводу  $d = 15,4 \text{ мм}$  , вага 1 км сталеві частини проводу  $m_{cm} = 208 \text{ кг}$  , вага 1 км алюмінієвої струмопровідної частини  $m_{np} = 320 \text{ кг}$  . Довжина прогону 250 м.

Необхідно визначити найбільшу стрілу прогину проводу.

#### **Розв'язання.**

Фізико-механічні характеристики проводу  $AC - 120/27$  :

модуль пружності  $E = 84,5 \cdot 10^3 \text{ Н / мм}^2$  ;

температурний коефіцієнт лінійного розширення  $\alpha = 18,9 \cdot 10^{-6} \text{ К}^{-1}$  ;

коефіцієнт пружного видовження матеріалу проводу  $\beta = 1/E = 1,124 \cdot 10^5 \text{ МПа}^{-1}$  ;

граничне значення питомого опору під час розривання  $\sigma_{lim} = 290 \text{ Н / мм}^2$  ;

допустиме напруження:

– під час найбільшого навантаження

$$\sigma_{g_{max}} = 0,37\sigma_{lim} = 0,42 \cdot 290 = 121,8 \text{ Н / мм}^2 ;$$

– під час мінімальної температури

$$\sigma_{t_{min}} = 0,37\sigma_{lim} = 0,37 \cdot 290 = 107,3 \text{ Н / мм}^2 ;$$

– у режимі середньорічної температури

$$\sigma_e = 0,25\sigma_{lim} = 0,25 \cdot 290 = 72,5 \text{ Н / мм}^2 .$$

Питоме навантаження від власної ваги проводу

$$g_1 = (g \eta (m_{cm} + m_{np}) / F) \cdot 10^6 = (9,8 \cdot 1,05 (\frac{208 + 320}{1000}) / 140,6) \cdot 10^6 = 38642,39 \text{ Н / м}^3 = 3,864239 \cdot 10^4 \text{ Н / м}^3 .$$

Питоме навантаження від ожеледі за товщини стінки ожеледі  $b = 10 \text{ мм}$

$$g_2 = (g \cdot 2,826 \cdot 10^{-3} b (d + b) \cdot 10^6) / F = (9,8 \cdot 2,826 \cdot 10^{-3} \cdot 10 (15,4 + 10) \cdot 10^6) / 140,6 = 50031,86 \text{ Н / м}^3 = 5,003186 \cdot 10^4 \text{ Н / м}^3 .$$

Питоме навантаження від власної ваги та ожеледі

$$g_3 = g_1 + g_2 = 3864,39 + 50031,86 = 88674,25 \text{ Н / м}^3 = 8,867425 \cdot 10^4 \text{ Н / м}^3 .$$

За швидкості тиску вітру  $q_6 = 400 \text{ Н / м}^2$  з табл. 11.1 визначаємо коефіцієнт нерівномірності  $\alpha_g = 0,85$  . Для проводу діаметром до 20 мм аеродинамічний коефіцієнт  $C_x = 1,2$ .

Питоме навантаження від тиску вітру без ожеледі

$$g_4 = q_6 C_x \alpha_e d \cdot 10^6 / (1000 F) = 400 \cdot 1,2 \cdot 0,85 \cdot 15,4 \cdot 10^6 / (1000 \cdot 140,6) = 44688,48 \text{ Н/м}^3 = 4,468848 \cdot 10^4 \text{ Н/м}^3.$$

Питоме навантаження від тиску вітру на провід, який покритий ожеледдю, визначаємо з урахуванням рекомендацій, враховуючи, що  $q_6 = 0,25 q_{6 \max} = 0,25 \cdot 400 = 100 \text{ Н/м}^3$ .

Для нашого прикладу  $\alpha_e = 1$ ,  $C_x = 1,2$ , звідси

$$g_5 = g_6 C_x \alpha_e (d + 2b) \cdot 10^6 / (1000 F) = 400 \cdot 1,2 \cdot 1 \cdot (15,4 + 2 \cdot 10) \cdot 10^6 / (1000 \cdot 140,6) = 120853,48 \text{ Н/м}^3 = 12,085348 \cdot 10^4 \text{ Н/м}^3.$$

Для проводу без ожеледі сумарне питоме навантаження на провід від власної ваги та тиску вітру

$$g_6 = \sqrt{g_1^2 + g_4^2} = \sqrt{38642,39^2 + 44688,48^2} = 59078,71 \text{ Н/м}^3 = 5,907871 \cdot 10^4 \text{ Н/м}^3.$$

Для проводу, покритого ожеледдю, сумарне питоме навантаження від власної ваги, ваги ожеледі та тиску вітру

$$g_7 = \sqrt{g_3^2 + g_5^2} = \sqrt{88674,25^2 + 120853,48^2} = 149895,59 \text{ Н/м}^3 = 14,989559 \cdot 10^4 \text{ Н/м}^3.$$

Перший критичний прогін, для якого напруження проводу в режимі мінімальної температури досягає допустимого напруження  $\sigma_{t_{\lim}}$ , а в режимі середньорічної температури –  $\sigma_e$ :

- 1) питоме навантаження  $g_1 = 3,864239 \cdot 10^4 \text{ Н/м}^3$ ;
- 2) мінімальна розрахункова температура  $t_{\min} = -30^\circ \text{ C}$ ;
- 3) допустиме напруження під час мінімальної температури  $\sigma_{t_{\lim}} = 107,3 \text{ Н/мм}^2$ ;
- 4) середньорічна розрахункова температура  $t_e = 10^\circ \text{ C}$ ;
- 5) допустиме напруження за середньоексплуатаційних умов  $\sigma_e = 72,5 \text{ Н/мм}^2$

$$l_{\text{кр}} = \frac{2\sigma_e}{g_1} \sqrt{\frac{6[(\sigma_e - \sigma_{t_{\min}})/E + \alpha(t_e - t_{\min})]}{1 - (\sigma_e / \sigma_{t_{\min}})^2}} = \frac{2 \cdot 72,5}{3,864 \cdot 10^4 \cdot 10^{-9}} \times \sqrt{\frac{6[(72,5 - 107,3)/89 \cdot 10^3 + 18,3 \cdot 10^{-6}(10 - (-30))]}{1 - (72,5/107,3)^2}} = 230,232 \text{ м}.$$

Другий критичний прогін, для якого напруження проводу у режимі найбільшого навантаження дорівнює допустимому напруженню  $\sigma_e$ , а в режимі мінімальної температури –  $\sigma_{t_{\min}}$ :

- 1) питоме навантаження  $g_1 = 3,864239 \cdot 10^4 \text{ Н/м}^3$ ;



- 2) мінімальна розрахункова температура  $t_{min} = -30^{\circ} \text{ C}$ ;
- 3) допустиме напруження під час мінімальної температури  $\sigma_{t_{lim}} = 107,3 \text{ Н / мм}^2$ ;
- 4) питоме навантаження  $g_7 = 14,989559 \cdot 10^4 \text{ Н / м}^3$ ;
- 5) розрахункова температура під час найбільшого навантаження  $t_{ожел} = -5^{\circ} \text{ C}$ ;
- 6) допустиме напруження під час найбільшого навантаження  $\sigma_{g_{max}} = 121,8 \text{ Н / мм}^2$ .

$$l_{2кр} = \frac{2\sigma_{g_{max}}}{g_1} \sqrt{\frac{6[(\sigma_{g_{max}} - \sigma_e)/E + \alpha(t_{ожел} - t_{min})]}{(g_7/g_1)^2 - (\sigma_{g_{max}}/\sigma_{t_{min}})^2}} = \frac{2 \cdot 121,8}{3,864 \cdot 10^4 \cdot 10^{-9}} \times$$

$$\times \sqrt{\frac{6[(121,8 - 107,3)/89 \cdot 10^3 + 18,3 \cdot 10^{-6}((-5) - (-30))]}{(1,499 \cdot 10^5 \cdot 10^{-9} / 3,864 \cdot 10^4 \cdot 10^{-9})^2 - (121,8/107,3)^2}} = 103,693 \text{ м.}$$

Третій критичний прогін, для якого напруження проводу в режимі середньорічної температури дорівнює допустимому напруженню  $\sigma_e$ , а в режимі найбільшого навантаження –  $\sigma_{g_{min}}$ :

- 1) питоме навантаження  $g_1 = 3,864239 \cdot 10^4 \text{ Н / м}^3$ ;
- 2) середньорічна розрахункова температура  $t_e = 10^{\circ} \text{ C}$ ;
- 3) допустиме напруження в режимі середньорічної температури  $\sigma_e = 72,5 \text{ Н / мм}^2$ ;
- 4) питоме навантаження  $g_7 = 14,989559 \cdot 10^4 \text{ Н / м}^3$ ;
- 5) розрахункова температура під час найбільшого навантаження  $t_{ожел} = -5^{\circ} \text{ C}$ ;
- 6) допустиме напруження під час найбільшого навантаження  $\sigma_{g_{max}} = 121,8 \text{ Н / мм}^2$ .

$$l_{3кр} = \frac{2\sigma_{g_{max}}}{g_1} \sqrt{\frac{6[(\sigma_{g_{max}} - \sigma_e)/E + \alpha(t_{ожел} - t_e)]}{(g_7/g_1)^2 - (\sigma_{g_{max}}/\sigma_e)^2}} = \frac{2 \cdot 121,8}{3,864 \cdot 10^4 \cdot 10^{-9}} \times$$

$$\times \sqrt{\frac{6[(121,8 - 72,5)/+ 18,3 \cdot 10^{-6}((-5) - 10)]}{(1,499 \cdot 10^5 \cdot 10^{-9} / 3,864 \cdot 10^4 \cdot 10^{-9})^2 - (121,8/72,5)^2}} = 73,826 \text{ м.}$$

Порівнюючи отримані значення критичних прогонів із заданим прогоном, одержуємо, що  $l_{1кр} > l_{2кр} > l_{3кр}$ ,  $l > l_{2кр}$ .

Таке співвідношення між довжинами прогонів дає змогу зробити висновок, що для подальших розрахунків повинні бути прийняті такі умови

$$\sigma_{g_{max}} = 121,8 \text{ Н / мм}^2; g_7 = 14,989559 \cdot 10^4 \text{ Н / м}^3; t_{ожел} = -5^{\circ} \text{ C.}$$

Рівняння стану проводу в прогоні для критичного прогону після підставлення в нього величин, які відповідають режиму мінімальної температури і найбільшого навантаження, має вигляд

$$\sigma_{t_{min}} - \frac{g_1^2 l_{кр}^2 E}{24\sigma_{t_{min}}^2} = \sigma_{g_{max}} - \frac{g_7^2 l_{кр}^2 E}{24\sigma_{g_{max}}^2} - \alpha E(t_{min} - t_{ожел}).$$

Звідси

$$\sigma_{t_{min}}^3 - 3,615 \cdot 10^7 \sigma_{t_{min}}^2 - 1,246 \cdot 10^{23} = 0;$$

$$\sigma_{t_{min}} = 6,533 \cdot 10^7 \text{ Н / м}^2.$$

Напруження матеріалу проводу за критичної температури

$$\sigma_{t_{ожел}} = \sigma_{t_{min}} g_3 / g_1 = 6,533 \cdot 10^7 \cdot 8,867 \cdot 10^4 / 3,864 \cdot 10^4 = \\ = 1,499 \cdot 10^8 \text{ Н / м}^2.$$

Знаходимо критичну температуру

$$t_{кр} = t_{ожел} + \sigma_{t_{min}} (1 - g_1 / g_3) / (\alpha / \beta) = \\ = -5 + 1,499 \cdot 10^8 (1 - 3,864 \cdot 10^4 / 8,867 \cdot 10^4) / (18,3 \cdot 10^{-6} / 1,124 \cdot 10^{-5}) = \\ = 46,938^\circ \text{ C}.$$

Як бачимо  $t_{кр} > t_{max} = 30^\circ \text{ C}$ , то максимальна стріла прогину буде від ожеледі без вітру.

Стріла прогину лінії електропересилання

$$f = \frac{l^2 g_3}{8 \sigma_{t_{min}}} = \frac{150^2 \cdot 8,867 \cdot 10^4}{8 \cdot 1,499 \cdot 10^8} = 1,663 \text{ м}.$$

## 11.7. Визначення основних розмірів опори

Під час спорудження ліній електропересилання необхідно використовувати такі типи опор:

- проміжні опори, які встановлюються на прямих ділянках траси. Ці опори в нормальному режимі роботи не сприймають зусиль, спрямованих вздовж лінії;

- анкерні опори, які встановлюються для обмеження анкерного прогону, а також у місцях зміни кількості, марок і перерізу проводів. Ці опори повинні сприймати в нормальному режимі роботи зусилля від різниці натягу проводів, спрямованого вздовж лінії;

- кутові опори, які встановлюються в місцях зміни напрямку траси лінії електропересилання. Ці опори в нормальному режимі роботи повинні сприймати сумарне навантаження від натягу проводів суміжних прогонів. Кутові опори можуть бути проміжного та анкерного типів;

- кінцеві опори, які встановлюються на початку і в кінці лінії, а також у місцях кабельних вставок. Ці опори є опорами анкерного типу й повинні сприймати в нормальному режимі роботи односторонній натяг усіх проводів;

- відгалужувальні опори, на яких здійснюється відгалуження від лінії;

- перехресні опори, на яких перетинаються лінії двох напрямків.

Відгалужувальні і перехресні опори можуть бути всіх зазначених вище типів. Опори повинні розраховуватися за методом граничних станів відповідно до чинних державних стандартів і норм для умов нормального режиму роботи лінії і кліматичних умов.

Вибір розміщення проводів на опорах залежить від класу лінії, кліматичного району та інших вихідних умов, які вказуються у нормах механічного розрахунку.

Троси над проводами на опорах розміщуються на підставі "Керівних вказівок захисту від перенапруг" так, щоб проводи, які захищаються, знаходилися всередині захисної зони (рис. 11.18). У такому разі проводи вважаються захищеними від безпосередніх ударів блискавки.

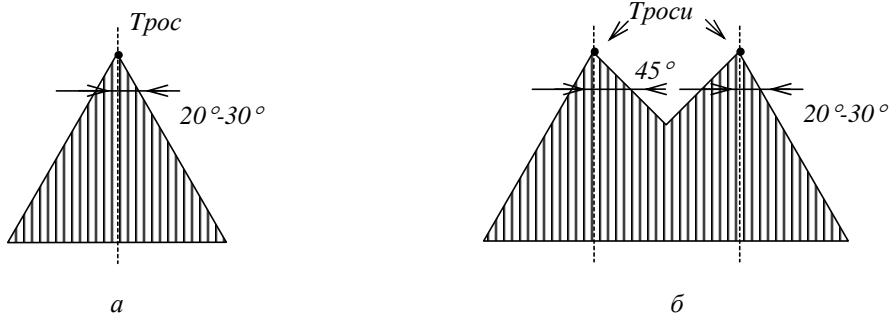


Рис. 11.18. Захист тросами ліній: а – одноколова; б – двоколова

Відстань між проводами лінії електропередавання встановлюють згідно з чинними нормами механічного розрахунку, виходячи з двох умов:

- умови роботи проводу в прогоні;
- вимоги грозостійкості.

Перша умова враховує усі чинники, які впливають на відстань між проводами. Так, наприклад, враховується, що розхитування проводів під тиском вітру є несинхронним і найменша відстань між проводами у найнесприятливіші моменти не повинна бути меншою від такої, за якої може виникнути електричний розряд, що переходить в коротке замикання.

Аналогічно враховується, що відстань між проводами повинна зростати зі збільшенням прогону і зменшенням допустимого напруження, тому що стріла прогину стає більшою.

Усі ці чинники враховано у таблицях відстаней між проводами, які рекомендовані нормами і приймаються з умов роботи проводу в прогоні.

Друга умова передбачає, щоб провід, закріплений до гірлянди ізоляторів, відхиляючись від вертикального положення на деякий кут  $\varphi$ , не наближувався би до опори ближче ніж на відстань  $u$  (рис. 11.19), значення якої наведено у нормах.

Відхилення гірлянди ізоляторів, а отже, і проводу, позначається буквою  $a$ . Розглянемо наближене визначення  $a$ .

Нехтуючи вагою гірлянди ізоляторів та тиском вітру на неї, визначаємо тиск вітру  $P$  на провід в прогоні (для півпрогону з кожного боку і вагу  $G$  проводу усього прогону). На підставі цих даних знаходимо

$$\operatorname{tg} \varphi = P / G. \quad (11.96)$$

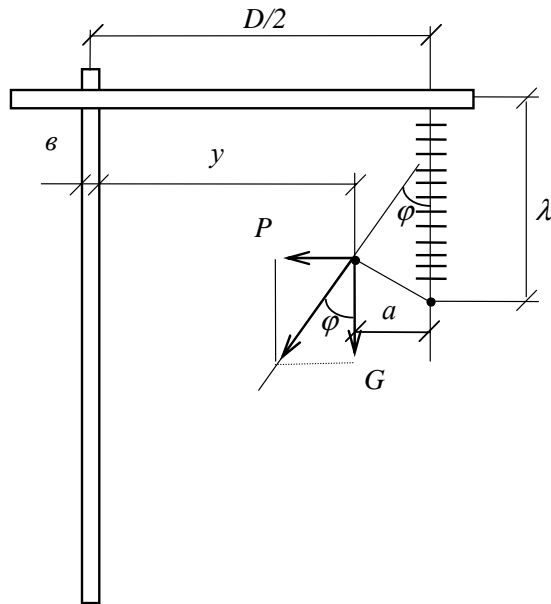


Рис. 11.19. Наближення проводу до опори

Оскільки

$$P = g_4 Fl \cdot 10^{-6}, \quad (11.97)$$

де  $g_4$  – питоме навантаження від вітру на провід,  $H / м^3$ ;  $F$  – поперечний переріз проводу,  $мм^2$ ;  $l$  – довжина проводу,  $м$ .

$$G = mg = g_1 Fl \cdot 10^{-6}, \quad (11.98)$$

де  $g_1$  – питоме навантаження від власної ваги проводу,  $H / м^3$ .

Звідси

$$tg \varphi = \frac{g_4 Fl \cdot 10^{-6}}{g_1 Fl \cdot 10^{-6}} = g_4 / g_1. \quad (11.99)$$

З рис. 11.20 знаходимо сумарне значення питомого навантаження на провід  $g_\Sigma = \sqrt{g_4^2 + g_1^2}$  і отримуємо

$$\sin \varphi = g_4 / g_\Sigma; \quad (11.100)$$

$$a = \lambda \sin \varphi, \quad (11.101)$$

де  $\lambda$  – довжина гірлянди ізоляторів,  $м$ .

Найменша відстань точки кріплення гірлянди ізоляторів до осі стійки опори визначається так

$$D/2 = a + y + b/2, \quad (11.102)$$

де  $b$  – товщина стояка опори,  $м$ .

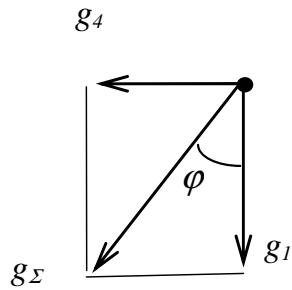


Рис. 11.20. Сумарне значення  
питомого навантаження

Мінімальна відстань між проводами з умови зближення проводів з конструкцією опори визначається так

$$D = 2\lambda \sin \varphi + 2y + b. \quad (11.103)$$

Висота опори, наприклад, якщо розташування проводів горизонтальне, обчислюється відповідно до рис. 11.21 так

$$h_1 = h_2 + f_{\max} + \lambda + r, \quad (11.104)$$

де  $h_2$  – габаритна відстань, яка приймається на підставі норм проектування, м;  $f_{\max}$  – максимальна стріла прогину, м;  $\lambda$  – довжина гірлянди ізоляторів, м;  $r$  – відстань від нижнього краю траверси до її осі, м.

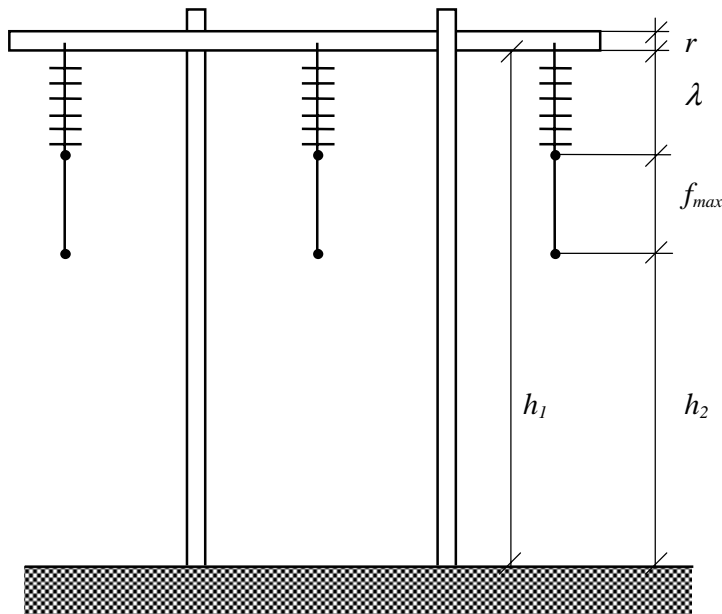


Рис. 11.21. Визначення висоти опори

Висота опори для іншого розташування проводів також може бути визначена за допомогою аналогічних міркувань.

## 11.8. Поняття про механічний розрахунок опори

Зовнішні сили, які діють на опору, спричиняють залежно від конструкції і режиму її роботи в окремих її частинах розтягування, стиснення чи кручення. Якщо напруження матеріалу під час цього перевищує допустиме, то деформуються чи руйнуються окремі частини чи вся опора загалом, що зумовлює припинення електропостачання споживачів.

Тому під час експлуатації опори повинні бути міцними та не руйнуватися. Разом з тим, зайвий запас міцності збільшує витрату матеріалу й потребує додаткових видатків на експлуатацію.

Задачу механічного розрахунку опори розв'язують, користуючись методами будівельної механіки. Вона зводиться до визначення напружень у матеріалі окремих частин опори, які виникають під дією на неї навантаження. Встановлюються розміри окремих частин опори, для яких у несприятливих розрахункових випадках напруження матеріалу не повинно перевищувати допустимих значень.

На опору діє як горизонтальне, так і вертикальне навантаження. Горизонтальне навантаження викликане тиском вітру на проводи і гірлянди  $P_l$ , а також тиском вітру на саму стійку опори  $q$  (рис. 11.22). Прогин опори під дією сили  $P_l$  дорівнює

$$\delta_l = P_l h^3 / (3EI), \quad (11.105)$$

де  $h$  – висота точок прикладання сили  $P_l$  над рівнем землі,  $m$ ;  $P_l$  – сила, що враховує вітрове навантаження на проводи і гірлянди,  $H$ ;  $E$  – модуль пружності матеріалу опори,  $Pa$ ;  $I$  – екваторіальний момент інерції,  $m^3$ .

Екваторіальний момент інерції для круглого поперечного перерізу визначається так

$$I = \pi d_1 d_2^3 / 64, \quad (11.106)$$

де  $d_1$  – діаметр опори у верхній її частині,  $m$ ;  $d_2$  – діаметр опори у її основі,  $m$ .

Податливість опори у напрямку дії сили  $P_l$  знаходиться так

$$k = h^3 / (3EI). \quad (11.107)$$

Прогин опори, викликаний тиском вітру на опору силою  $q$ , з деяким наближенням можна визначити

$$\delta_2 = q h_0^4 / (8EI), \quad (11.108)$$

де  $q$  – сила, що враховує вітрове навантаження на опору,  $H$ ;  $h_0$  – висота опори,  $m$ .

Тиск вітру на опору визначається так

$$q = \alpha v^2 d_{сер}, \quad (11.109)$$

де  $\alpha$  – коефіцієнт, який залежить від форми поверхні, на яку здійснюється тиск вітру, для плоскої поверхні  $\alpha = 0,09$ , а для циліндричної –  $\alpha = 0,06$ ;  $d_{сер} = (d_1 + d_2) / 2$  – середній діаметр круглої опори з діаметром в основі  $d_2$  і у верхній її частині  $d_1$ , м;  $v$  – швидкість вітру, який діє на опору, м/с.

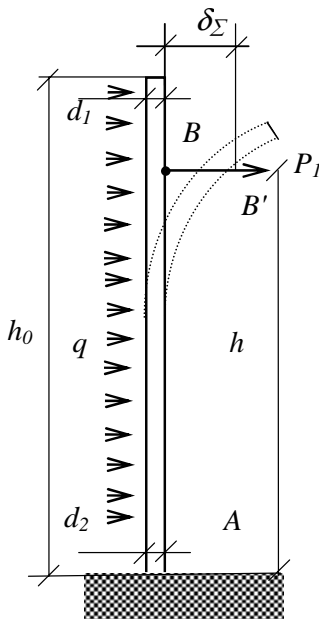


Рис. 11.22. Коефіцієнт гнучкості опори

Сумарний прогин опори в точці  $B$

$$\delta_{\Sigma} = \delta_1 + \delta_2. \quad (11.110)$$

На опору діє також і вертикальне навантаження, яке складається з ваги провідів, ізоляторів, траверз –  $Q$  та власної ваги опори –  $G$

$$N = Q + G. \quad (11.111)$$

Умова міцності опори визначається

$$\sigma_{роз} = \sigma_{зг} + \sigma_{ст} \leq [\sigma]_{роз}, \quad (11.112)$$

де  $\sigma_{зг}$  – напруження згину, Па;  $\sigma_{ст}$  – напруження стискання, Па;  $[\sigma]_{роз}$  – допустиме розрахункове напруження на опору, Па.

Напруження згину

$$\sigma_{зг} = M_{зг} / W_Z, \quad (11.113)$$

де  $M_{зг}$  – згинальний момент,  $H \cdot м$ ;  $W_Z$  – осьовий момент опору поперечного перерізу опори,  $м^3$ .

Згинальний момент

$$M_{\text{зг}} = qh_o^2 / 2 + P_l h, \quad (11.114)$$

де  $q$  – розподілене вітрове навантаження на опору (рис. 11.22),  $H/m$ .

Осьовий момент опору поперечного перерізу опори

$$W_Z = \pi d^3 / 32, \quad (11.115)$$

де  $d$  – діаметр опори,  $m$ .

Напруження стискання

$$\sigma_{\text{ст}} = N / F_{\text{опори}} = 4(Q + G) / (\pi d^2). \quad (11.116)$$

Якщо розглядається анкерна опора із сталевого кутника, умова міцності визначається за (11.112), напруження згину за (11.113), напруження стискання за (11.116). Для анкерної опори на чотирьох стійках осьовий момент опору поперечного перерізу опори визначається так

$$W_Z = J_Z / b, \quad (11.117)$$

де  $J_Z$  – осьовий момент інерції,  $m^4$ ;  $b$  – відстань від осьової лінії центра опори до зовнішнього боку стійки кутника,  $m$ .

Осьовий момент інерції

$$J_Z = 4(J_{ZC} + a^2 F_{\text{кутника}}), \quad (11.118)$$

де  $J_{ZC}$  – осьовий момент інерції відносно центральної осі кутника,  $m^4$ ;  $a$  – відстань від осьової лінії центра опори до центральної осі кутника,  $m$ .

### Контрольні запитання

1. Для чого потрібний механічний розрахунок проводів повітряних ліній електропередавання?
2. Для яких режимів розраховуються проводи, троси та опори?
3. Які задачі розглядаються під час проектування конструктивної частини повітряних ліній електропередавання?
4. Які діють навантаження на проводи та троси?
5. Дайте визначення стріли прогину.
6. Що таке рівняння стану проводу?
7. За яких умов стріла прогину проводу може бути найбільшою?
8. Для яких умов розраховуються проводи?
9. Яким граничним умовам відповідають три критичні прогони?
10. З яких умов визначається відстань між проводами лінії електропередавання?
11. Розрахунки механічної частини опори.



## Предметний покажчик

### А

Абсолютна ефективність 350, 352  
Активний опір ЛЕП 33  
- автотрансформатора 52  
- навантаження 67  
- трансформатора 41, 45  
- трансформатора  
та автотрансформатора з розщепленими  
обвитками 55, 56, 58  
Амортизаційні відрахування 353

### Б

Баланс потужності 288, 346  
- активної 294  
- електроенергії 346  
- реактивної 295

### В

Векторна діаграма ЛЕП 90  
Вектор-стовпець джерел струму 188, 199  
- ЕРС віток 188, 199  
Вибір перерізу проводів ЛЕП 356, 358  
- номінальної напруги 356  
- схеми розподільних пристроїв 375-378  
- трансформаторів та  
автотрансформаторів 368, 369  
Вирівнювальна потужність 161, 165  
Середньогометрична відстань  
між проводами 34  
Відхилення напруги 296  
- частоти 299  
Вольтододавальний трансформатор 310  
Втрати електроенергії в лініях 75  
- - трансформаторах 75  
- - конденсаторних батареях 75  
- - реакторах 76  
- потужності в лініях 69  
- - трансформаторах 70

### Г

Гармонічний аналіз 237-243  
Глибина западини напруги 301  
Гранична потужність 274, 280  
Граф електричної мережі 187, 213  
Графіки електричних навантажень 11, 72  
- річні упорядковані 72

### Д

Двообвиткові трансформатори 40-43  
Дерево графа 187, 213  
Джерела живлення 10  
- активної потужності 11  
- реактивної потужності 11  
- струму 188, 199  
Довжина електромагнетної хвилі 19, 267, 281  
Довжина проводу у прогоні 396, 397  
- хвилі 19  
Додаткові показники якості  
електроенергії 295, 300, 301  
Допустимі втрати напруги 358  
- напруження в однорідних  
проводах 402-404

### Е

Електричні мережі 9  
Електроенергетичні системи 9  
Електростанція атомна 10  
- вітрова 11  
- газотурбінна 10  
- геотермальна 11  
- гідро 10  
- гідроакумулявальна 10  
- дизельна 10  
- магнітогідродинамічна 11  
- парогазова 10  
- паротурбінна 10  
- припливна 11  
- сонячна 11  
- тепла 10  
- теплофікаційна 10  
- хвильова 11  
Елементи теорії пересилання енергії 15

### З

Задачі розрахунку електричних мереж 10  
- проектування 345, 347  
Зарядна потужність ЛЕП 38, 40  
Заступні схеми лінії  
електропересилання 38  
- автотрансформаторів 49, 52  
- автотрансформаторів з  
розщепленими обвитками 58  
- навантаження 66  
- реакторів 60, 61  
- трансформаторів 40, 41, 44

- трансформаторів з розщепленими обвитками 56

Збіжність ітераційних процесів 190, 200, 210  
Зведені затрати 349

## I

Індуктивний опір автотрансформаторів 52

- кабельних ліній 35
- ЛЕП 34
- реактора 59
- трансформаторів 42, 46

Імпульсна напруга 299  
Інтервал часу між змінами напруги 301

## К

Капіталовкладення 350, 353  
Класифікація електричних мереж 11-13  
Коефіцієнт амплітудної модуляції 300

- вигідності автотрансформатора 51
- згасання електромагнетної хвилі 18, 267
- магнетного зв'язку між обвитками реактора 59
- небалансу міжфазних напруг 300
- фазних напруг 301
- незрівноваженості 227
- n-ї гармонічної складової напруги 298
- несиметрії 227
- несинусоїдності кривої напруги 297
- нульової послідовності напруги 298
- оберненої послідовності напруги 298
- поширення електромагнетної хвилі 18, 267
- трансформації 216, 218, 304, 306-310

Колова діаграма потужностей ЛЕП 276  
Корона 35, 36  
Критична температура 402  
Критичний прогін 401, 411, 412

## Л

Лавина напруги 278  
Лінії електропересилання змінного струму 263

- кабельні 10
- повітряні 10
- постійного струму 283
- пульсуючим струмом 285

## М

Матриця адмітансів віток 188

- власних та взаємних імпедансів електричної машини 212

- коефіцієнтів розподілу розімкненої схеми 199, 212
- контурів 199, 212
- контурних імпедансів 199
- обернена діагональна матриця імпедансів віток 200
- перетворення джерел струму на джерела напруги 188
- перетворення Фортеск'ю 212, 264
- поздовжніх погонних опорів лінії 220
- сполучень 188, 199, 212
- Якобі 190

Метод балансу потужностей 207

- вузлових напруг 188
- Гаусса 214
- Зайделя 189
- ітерації Ньютона 189
- контурних струмів 199, 211
- найшвидшого спуску 189
- простої ітерації 189

Механічний розрахунок сталесалюмінієвих проводів 396

Механічні навантаження проводів і тросів 404

- опори 413

## Н

Наближений розрахунок режимів радіальної мережі за даними початку 108

- за даними кінця 98
- магістральної мережі за даними початку 127
- за даними кінця 119

Навантаження 11, 64

Надійність 337

Напруга номінальна 11, 12, 356

Напруження в проводі 394-409

Несиметрія поздовжня 211

- поперечна 211

Несинусоїдні режими 236

Номінальна потужність автотрансформатора 51

## О

Обчислення координат і параметрів заступної схеми генератора у фазному виконанні 214

- системи 225
- параметрів ЛЕП 220, 224
- навантаження 225
- трансформатора 217, 218

Однорідна ЛЕП 15  
Опір ЛЕП вхідний 268  
- хвильовий 18, 267

## П

ПБЗ 303  
Переріз проводів 33, 356, 359, 362  
Питома провідність 33  
Питоме навантаження проводів 391, 392,  
393, 394  
Питомий опір 33  
Підстанція відгалужувальна 375  
- вузлова 375  
- інверторна 9, 283  
- тупикова 375  
Поправкові коефіцієнти 25, 32  
Принцип зустрічного регулювання  
напруги 302  
Принцип накладання 93, 159  
Принципові схеми розподільних  
пристроїв 375  
Провідність ЛЕП активна 35  
- реактивна 36  
- трансформаторів активна 43  
- реактивна 42  
Прогін ЛЕП 392, 394  
Проектування електричних мереж 345

## Р

Реактори струмообмежувальні 59  
- шунтвні 59  
Регулювання напруги зміною струму  
збудження генераторів 303  
- зміною коефіцієнта трансформації  
трансформатора 303  
- зміною опору електричної  
мережі 316  
- компенсацією реактивної потужності  
споживачів 324  
- місцеве 302  
- централізоване 302  
- частоти 332  
- вторинне 334  
- первинне 333  
Режим усталений 10  
- несинусоїдний 236  
- несиметричний 211  
- післяаварійний усталений 10  
- перехідний 10  
- роботи нейтралей трансформаторів 13

Резерв потужності ремонтний 346  
- оперативний 346  
Розмах зміни напруги 296  
Розподільний пристрій 9  
Розрахункове навантаження вузла 79  
Розрахунок режимів радіальної  
електричної мережі 98  
- магістральної електричної мережі 117  
- складнорозгалуженої електричної  
мережі 136  
Розщеплення проводів 34

## С

Середньозрівноважений тариф  
на електроенергію 351  
Собівартість річного випуску  
продукції 350  
Споживачі електроенергії 11  
Статичний тиристорний  
компенсатор 303, 327  
Стріла прогину 388

## Т

Теоретичні положення перетворення  
електричних мереж 177  
Техніко-економічне порівняння варіантів 349  
Транспозиція проводів 34  
Тривалість западини напруги 299  
- імпульсу за рівнем половини його  
амплітуди 301  
Трикутник, перетворення в зірку 183

## У

Узагальнені сталі ЛЕП 21, 152  
Уточнений розрахунок режимів  
радіальної мережі 116, 117  
- магістральної мережі 135

## Ф

Ферорезонанс 246

## Ч

Часткові випадки розрахунку електричної  
мережі з двостороннім живленням 176  
Частота зміни напруги 301

## Я

Явище самозбудження  
електричних машин 278  
Якість електричної енергії 295

## Список літератури

1. Анго А. Математика для электро- и радиоинженеров: Пер. с фр. – М.: Наука, 1964. – 772 с.
2. Френкель А. Теория переменных токов: Пер. с нем. – М. – Л.: Гос. энерг. изд-во, 1933. – 474 с.
3. Арриллага Дж., Брэдли Д., Боджер П. Гармоники в электрических системах: Пер. с англ. – М.: Энергоатомиздат, 1990. – 320 с.
4. Блок В.М. Электрические сети и системы. – М.: Высш. шк., 1986. – 430 с.
5. Боровиков В.А., Косарев В.К., Ходот Г.А. Электрические сети энергетических систем. – Л.: Энергия, 1977. – 392 с.
6. Буслова Н.В., Винославский В.Н., Денисенко Г.И., Перхач В.С. Электрические системы и сети. – К.: Вища шк., 1986. – 584 с.
7. Веников В.А., Жуков Л.А., Карташев И.И., Рыжов Ю.П. Статические источники реактивной мощности в электрических сетях. – М.: Энергия, 1975. – 136 с.
8. Веников В.А., Рыжов Ю.П. Дальние электропередачи переменного и постоянного тока. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 272 с.
9. Глазунов А.А. Электрические сети и системы. Ч. 1. – М.: Гос. объедин. науч.-техн. изд-во, 1939. – 464 с.
10. Глазунов А.А., Глазунов А.А. Электрические сети и системы. – М., Л.: Госэнергоиздат, 1960. – 368 с.
11. ГОСТ 13109-97. Электрическая энергия. Требования к качеству электрической энергии в электрических сетях общего назначения. – М.: Изд-во стандартов, 1988. – 21 с.
12. Дроздов А.Д., Засыпкин А.С., Аллилуев А.А., Савин М.М. Автоматизация энергетических систем. – М.: Энергия, 1977. – 440 с.
13. Электрические системы. Математические задачи электроэнергетики. Т. 1 / Под ред. В.А. Веникова – М.: Высшая школа, 1970. – 336 с.
14. Электрические системы. Режимы работы электрических систем и сетей. Т. 3 / Под ред. В.А. Веникова. – М.: Высш. шк., 1975. – 344 с.
15. Электрические системы. Электрические сети. Т.2 / Под ред. В.А. Веникова – М.: Высш. шк., 1971. – 440 с.
16. Электротехнический справочник: Т 3. Кн. 1. Производство и распределение электрической энергии / Под ред. И.Н. Орлова. – 7-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1988. – 880 с.
17. Жуков Л.А., Стратан И.П. Установившиеся режимы сложных электрических сетей и систем: Методы расчетов. – М.: Энергия, 1979. – 416 с.
18. Залесский А.М. Передача электрической энергии. – Л., М.: Госэнергоиздат, 1948. – 355 с.
19. Идельчик В.И. Электрические системы и сети. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с.
20. Кінаш Б.М., Стряпан В.М. Експлуатація енергосистем. – К.: ІСДО, 1995. – 236 с.
21. Кирпатовский С.И. Обоснования теории полной мощности многофазной цепи // Изв. высших учебных заведений. Энергетика. – 1959. – № 2. – С. 30–41.
22. Кособуцький П.С., Сегеда М.С. Комплексні змінні в задачах фізики: Навч. посібник. – Львів: Вид-во Держ. ун-ту “Львівська політехніка”, 2000. – 194 с.
23. Крюков К.П., Новгородцев Б.П. Конструкции и механический расчет линий электропередач. – Л.: Энергия, 1973. – 312 с.
24. Круг К.А. Основы электротехники. Физические основы электротехники. Т. 1. – М. – Л.: Гос. энерг. изд-во, 1946. – 472 с.





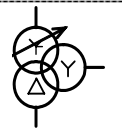


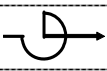
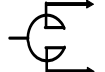


25. Круг К.А. Основы электротехники. Теория переменных токов. Т. 2. – М. – Л.: Государственное энергетическое издательство, 1946. – 634 с.
26. Лурье Л.С. Кажущаяся мощность трехфазной системы // Электричество. – 1951. – № 1. – С. 47–53.
27. Лурье Л.С. Коэффициент мощности несимметричной нагрузки трехфазной сети // Электричество. – 1952. – № 3. – С. 52–58.
28. Льюис В. Линии передачи электрической энергии: Пер. с англ. – Л., М.: Гл. ред. энерг. лит., 1935. – 312 с.
29. Маевский О.А. Методы расчета составляющих полной мощности нелинейных цепей с вентилями // 2-я Всесоюзная межвузовская конференция по теории и методам нелинейных электрических цепей: Сб. докладов. – Ташкент, 1963. – № 2.
30. Маевский О.А. Определение энергетических соотношений и составляющих полной мощности в вентильных преобразовательных устройствах // Электричество. – 1965. – № 3. – С. 21 – 24.
31. Маевский О.А., Гончаров Ю.П. Приведенная реактивная мощность электрических цепей с нелинейными элементами // Электричество. – 1967. – № 3. – С. 22 – 27.
32. Максимович Н.Г. Линейные электрические цепи и их преобразования. – М., Л.: Госэнергоиздат, 1961. – 264 с.
33. Математичне моделювання усталених симетричних та несиметричних режимів електроенергетичних систем у фазних координатах у методі контурних струмів: Методичні вказівки до практичних та лабораторних занять з дисциплін “Математичне моделювання в електроенергетиці”, “Математичні задачі електроенергетики” та “Математичні моделі елементів станцій та підстанцій” / Укл. М.С. Сегада. – Львів: Нац. ун-т “Львівська політехніка”, 2005. – 32 с.
34. Мельников Н.А. Реактивная мощность в электрических сетях. – М.: Энергия, 1975. – 128 с.
35. Минин Г.П. Реактивная мощность. – М.: Энергия, 1978. – 88 с.
36. Неклепаев Б.Н., Крючков Л.П. Электрическая часть электростанций и подстанций: Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 608 с.
37. Неклепаев Б.Н. Координация и оптимизация уровней токов короткого замыкания в электрических системах. – М.: Энергия, 1978. – 152 с.
38. Нетушил А.В., Страхов С.В. Основы электротехники. Ч. 2. – М., Л.: Госэнергоиздат, 1955. – 216 с.
39. Новомейски З. Мощность активная, реактивная и мощность искажения в электрических системах с периодическими несинусоидальными процессами // Известия высших учебных заведений. Электромеханика. – 1964. – № 3. – С. 657–664.
40. Норми технологічного проектування підстанцій змінного струму з вищою напругою 6 – 750 кВ. ГКД 341.004.001-94. – К.: Міненерго України, 1994. – 137 с.
41. Пенфилд С., Спекс Р., Дюинкер С. Энергетическая теория электрических цепей. – М.: Энергия, 1974. – 152 с.
42. Перхач В.С. Математичні задачі електроенергетики. – Львів: Вища шк., 1989. – 464 с.
43. Перхач В.С., Сегада М.С., Варещкий Ю.О. Розрахунок струмів короткого замикання та неповнофазних режимів електроенергетичних систем у фазних координатах методом контурних струмів // Технічна електродинаміка. – 1993. – № 4. – С. 67–68.
44. Перхач В.С., Скрыпник А.И., Сегада М.С. Программа анализа электромагнитных процессов электроэнергетических систем с вентильными устройствами в контурных координатах // Гос ФАП. № П006676. – Укр. РФАП, № 6143. – 1983. – 93 с.
45. Петренко Л.И. Электрические сети: Сборник задач. – К.: Вища шк., 1976. – 216 с.

46. Посацький С.Л. Опір матеріалів. – Львів: Вид-во Львів. ун-ту ім. І. Франка, 1973. – 397 с.
47. Правила улаштування електроустановок / Міністерство палива та енергетики України. – К.: О'б'єд. енерг. підприємств "Галузевий резервно-інвестиційний фонд розвитку енергетики", 2006. – Розд. 2: Передавання електроенергії. – 191 с.
48. Правила устройства электроустановок / Минэнерго СССР. – 6-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1986. – 456 с.
49. Примеры анализа и расчетов режимов электропередач, имеющих автоматическое регулирование и управление / Под ред. В.А. Веникова. – М.: Высш. шк., 1967. – 297 с.
50. Пухов Г.Е. Теория мощности системы периодических многофазных токов // Электричество. – 1953. – № 2. – С. 30–41.
51. Розрахунки електричних мереж систем електропостачання: Навч. посібник / Г.Г. Півняк, Н.С. Волотковська, Г.А. Кігель, А.В. Коротун; За ред. Г.Г. Півняка. – К.: ІЗМН, 1998. – 136 с.
52. Розрахунок струмів короткого замикання і неповнофазних режимів в електроенергетичних системах: Методичні вказівки до дипломного та курсового проектування / Укл. М.С. Сегеда. – Львів: ЛПІ, 1991. – 44 с.
53. Романюк Ю.Ф. Електричні системи та мережі: Навч. посібник. – Івано-Франківськ: Факел, 2004. – 272 с.
54. Рябков А.Я. Электрические сети и линии электропередачи. – М., Л.: Госэнергоиздат, 1945. – 296 с.
55. Салливан Р. Проектирование развития электроэнергетических систем: Пер. с англ. – М.: Энергоиздат, 1982. – 360 с.
56. Сегеда М.С. Електричні мережі та системи: Навч. посібник / Мін. освіти України; Держ. ун-т "Львівська політехніка". – Львів: НМК ВО, Каменярь, 1999. – 296 с.
57. Сегеда М.С. Математичне моделювання в електроенергетиці: Навч. посібник / Мін. освіти і науки України. – Львів: Вид-во Нац. ун-ту "Львівська політехніка", 2002. – 300 с.
58. Сегеда М.С. Математичне моделювання хвильових та електромагнетних процесів в електроенергетичних системах: Монографія. – Львів: Вид-во Нац. ун-ту "Львівська політехніка", 2002. – 152 с.
59. Солодухо Я.Ю. Состояние и перспективы внедрения в электропривод статических компенсаторов реактивной мощности. – М.: Информэлектро, 1981. – 87 с.
60. Справочник по электрическим установкам высокого напряжения / Под ред. И.А. Баумштейна, С.А. Бажанова. – 3-е изд., перераб. и доп. – М.: Энергоатомиздат, 1989. – 768 с.
61. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Под ред. С.С. Рокотяна, Н.М. Шапиро. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.
62. Справочник по проектированию электроэнергетических сетей / Под ред. Д.Л. Файбисовича. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006. – 320 с.
63. Сулейманов В.М. Розрахунок і регулювання усталених режимів роботи електричних мереж енергосистем: Навч. посібник. – К.: НМК ВО, 1992. – 216 с.
64. Теоретические основы электротехники. Т. 1: Основы теории линейных цепей / Под ред. П.А. Ионкина. – М.: Высш. шк., 1976. – 554 с.
65. Фихтенгольц Г.М. Курс дифференциального и интегрального исчисления. Т. 3. – М.: Наука, 1969. – 656 с.
66. Холмский В.Г. Расчёт и оптимизация режимов электрических сетей (специальные вопросы): Учеб. пособие для вузов. – М.: Высш. шк., 1975. – 280 с.
67. Экономия в электрических сетях / И.И. Магда, С.Я. Меженный, В.Н. Сулейманов и др.; Под ред. Н.А. Качановой и Ю.В. Щербины. – К.: Техніка, 1986. – 167 с.

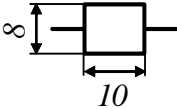
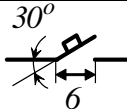
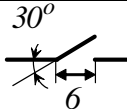
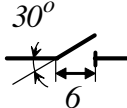
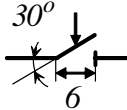
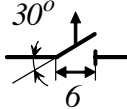
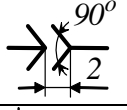
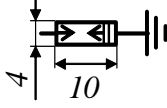
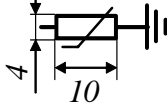
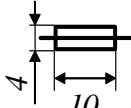
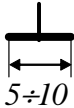
68. Электрические системы. Математические задачи электроэнергетики / Под ред. В.А. Веникова – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Высш. шк., 1981. – 288 с.
69. Электрические системы. Режимы работы электрических систем и сетей / Под ред. В.А. Веникова. – М.: Высш. шк., 1975. – 344 с.
70. Brehler R. Einsatz von Blindleistungs – maschinen in State – und Walzwerken // Siemens Zeitschrift. – 47, Jahrgang (1973), Beiheft, S. 204–214.
71. Budeanu C. Puissances reactives et fictives. Inst. Fat. Roumain pour l'etude de L'amanagement et de L'utilisation de acnreas d'enrgie. – Bukarest, 1927. – № 2.
72. Depenbroch M. Blind-und Scheinlast in einphasig despeisten Netzwerken // ETZ-A. – 1964. – H. 13. – S. 385–390.
73. Emde F. Elektrotechn. u. Maschinenb., Bd. 39, 1921, S. 545.
74. Emde F. Entohmung // ETZ. – 1930. – H. 15. – S. 533–535.
75. Frize S. Elektrotechnika ogólna. T. 3. – Lwów, 1933. – 384 p.
76. Frize S. Wirk-, Blind- und Scheinleistung in elektrischen Stromkreisen mit nichtsinusformigen Verlauf von Strom und Spannung // ETZ. – 1932. – H. 25. – S. 596–599; H. 26. – S. 625–627; H. 29. – S. 700–702.
77. Gyugui L., Otto R.A., Putman T.H. Principles and applications of static thyristor – controled shunt compensators // IEEE. Tratsations on PAS. – 1978. – № 5. – 97 p.
78. Iliovici M.-A. Definition et mesure de la pulssance et de l'energie reactives // Bull. Sos. Franc. Electriciens. – 1925. – Vol. 5. – P. 931–956.
79. Iliovici A. Les Coordonees symetrigues en elektrotechnique. Paris: I.B. Bailliere & Fils, 1934.
80. Krijger L.P. ETZ. – 1925. – S. 48.
81. Millar W. Some general theorems for non-linear systems possessing resistance. – Phil. Mag., October, 1951. – Ser. 7. – Vol. 42. – P. 1150–1160.
82. Mirko Milic. Integral representation of powers in periodic nonsinusoidal steady state and the concept of generalized powers // IEEE Transactions on Education. – August, 1970. – Vol. E-13, № 2. – P. 107–109.
83. Nedelcu N.V. Die einheitliche Leistungstheorie der unsummetrischen und mehrwelligen Mehrphasensysteme. – ETZ-A, 84. – 1963. – S. 153–157.
84. Quade W. Wirk-, Blind - und Scheinleistung bei Wechselstromen mit belibiger Kurvenform // Archiv fur Elektrotechnik. – 1934. – H. 2. – S. 130–138.
85. Quade W. Uber Wechselstrome mit belibiger Kurvenform in Dreiphasensystemen // Archiv fur Elektrotechnik. – 1934. – H. 12. – S. 798–813.
86. Quade W. Zusammensetzung der Wirk-, Blind – und Scheinleistung bei Wechselstromen belibiger Kurvenform und neue Leistungsdefinitionen fur unsymmetrische Mehrphasenstrome belibiger Kurvenform // ETZ. – 58, H. 49, S. 1313–1316, 1341–1344.
87. Rozenzweig I. Symboliczny wielowymiarowy rachunek wektorowy jako metod analify ukladow wielotozowych. – Lwów, 1939.
88. Schering H. Die Definition der Schein – und Blindleistung sowie das Leistungsfaktor bei Mehrphasenstrom // ETZ. – 1924. – H. 27. – S. 710.
89. Techik. Podricznik opracowany według niemieckiego pierwowzoru, wydawanego przez stowarzyszenie: “Hutte”. T. I: Wydanie staraniem komitetu redakcyjnego. Skład główny w rsiegarniach: Gebetnera i Wolffa w Warszawie I G. Gebetnera i spółki w Krakowie. 1905. – S. 1213.

## Основні умовні позначення в електричних схемах


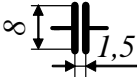
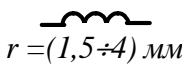
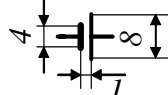
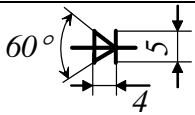
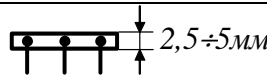
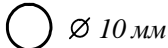
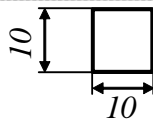
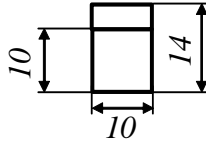
Таблиця 1.1

№ з/п.	Вид елемента	Код	Графічне позначення
1	2	3	4
1.	Генератор	G (M)	 Ø 12 мм
2.	Синхронний компенсатор	G (C)	 Ø 12 мм
3.	Машина постійного струму	G (M)	 Ø 12 мм
4.	Трансформатор:	T	
	– двообвитковий		 Ø 10 мм
	– триобвитковий		 Ø 10 мм
	– з розщепленою обвиткою НН		 Ø 10 мм
5.	Автотрансформатор	AT	 Ø 10 мм
6.	Реактор:		
	– одинарний		 Ø 10 мм
	– здвоєний		 Ø 10 мм
7.	Трансформатор струму	TA	 Ø 6 мм
8.	Трансформатор напруги	TV	 Ø 8 мм



1	2	3	4
9.	Вимикач	Q	
10.	Автоматичний вимикач		
11.	Рубильник	QS	
12.	Роз'єднувач	QS	
13.	Короткозамикач	QN	
14.	Відокремлювач	QR	
15.	Роз'ємне з'єднання	XT	
16.	Розрядник вентильний чи магнетовентильний	FV	
17.	Обмежувач перенапруг	FV	
18.	Запобіжник	F	
19.	Корпус		

Закінчення табл. 1.1.

1	2	3	4
20.	Заземлення		
21.	Конденсатор	C	
22.	Котушка індуктивності	L	
23.	Елемент гальванічний чи акумулятор	G	
24.	Діод	VD	
25.	Шина		
26.	Вимірювальні прилади:		
	– показувальні		
	– реєструвальні		
	– інтегрувальні		

## Графічні позначення об'єктів на картах - схемах

Таблиця 1.2

Назва об'єкта	Позначення об'єкта		
	існуючого	проектованого	запланованого
Електростанція. Загальне позначення.			
Електростанція теплова. Загальне позначення.			
Електростанція теплова з видаванням теплової енергії споживачу.			
Електростанція гідравлічна. Загальне позначення.			
Електростанція атомна.			
Підстанція. Загальне позначення.			
Підстанція змінного струму 750 кВ.			
Підстанція змінного струму 500 кВ.			
Підстанція змінного струму 330 кВ.			
Підстанція тягова.			
Підстанція випростна.			
Лінія електропереєсилання. Загальне позначення. Примітка. В ДЕСТ наведено тільки позначення існуючої лінії.			
Лінія електропереєсилання постійного стуму.	$\pm 750 \text{ кВ}$	$\pm 750 \text{ кВ}$	$\pm 750 \text{ кВ}$
Кабельна лінія електропереєсилання.			

Пропускна здатність ліній електропереєсилання та номінальні напруги

Таблиця 2.1

Економічна та гранична (за нагріванням) потужність (МВт) ліній 6–500 кВ з алюмінієвими та сталевалюмінієвими проводами за  $T_{max}=3000 \div 5000$  год і  $\cos \varphi = 0,9$

Напруга, кВ	Переріз проводу, мм <sup>2</sup>													
	16	25	35	50	70	95	120	150	185	240	300	400	500	600
6	0,173 1,1	0,27 1,3	0,378 1,75	0,54 2,1	0,775 2,65	1,025 3,3	1,3 3,8	1,62 4,45	1,99 5,1	–	–	–	–	–
10	0,288 1,82	0,45 2,25	0,63 3,1	0,9 3,6	1,26 4,6	1,71 5,7	2,16 6,6	2,7 7,7	3,33 9,5	–	–	–	–	–
20	0,58 3,6	0,9 4,5	1,26 6,1	1,8 7,2	2,52 9,2	3,42 11,4	4,33 13,2	5,4 15,4	6,6 19,0	–	–	–	–	–
35	–	1,58 7,9	2,22 9,52	3,17 11,4	4,44 14,4	6,0 17,8	7,6 20,6	9,5 24	11,8 27,6	15,2 32,8	19,0 –	–	–	–
110	–	–	–	10 35,5	13,9 44,8	18,8 55,9	23,8 64,2	29,7 75,2	36,7 86,2	47,5 102,2	59,5 116,6	79,3 –	–	–
150	–	–	–	–	21,4 –	29,0 77,0	36,6 88,8	45,8 105,0	56,5 119,0	73,4 141	92,0 161,0	122,0 192,0	152,0 –	183,0 –
220	–	–	–	–	–	–	–	–	57,0 172,0	80 205	118,0 236,0	158,0 280,0	197,0 320,0	236,0 356,0
330	–	–	–	–	–	–	–	–	–	143 330	178,0 382,0	237,0 470,0	294,0 518,0	351,0 590,0
500	–	–	–	–	–	–	–	–	–	–	290,0 590,0	362,0 700,0	453,0 780,0	544,0 890,0

**Примітки:** 1. У чисельнику – економічна потужність, у знаменнику – тривало допустима за нагріванням потужність. 2. Якщо  $T_{max} < 3000$  год, економічну потужність, наведену в таблиці, необхідно помножити на коефіцієнт 1,18, а якщо  $T_{max} > 5000$  год, то на 0,91. 3. Якщо  $\cos \varphi \neq 0,9$ , економічна потужність визначається множенням наведених значень на коефіцієнт  $\cos \varphi / 0,9$ .

Таблиця 2.2

**Гранична потужність, яка пересилається лінією, та гранична довжина лінії залежно від перерізу проводів за  $\Delta U=10\%$  та  $\cos \varphi=0,85$**

Марка проводу	Середня експлуатаційна напруга, $\kappa B$							
	36,7		115		158		230	
	$P$ , $MBm$	$l$ , км	$P$ , $MBm$	$l$ , км	$P$ , $MBm$	$l$ , км	$P$ , $MBm$	$l$ , км
AC-35	1,9	65	–	–	–	–	–	–
AC-50	2,7	56	8,45	175	–	–	–	–
AC-70	3,78	50	11,8	158	–	–	–	–
AC-95	5,15	45	16,1	142	22,1	195	–	–
AC-120	6,5	40	20,3	126	28,0	172	–	–
AC-150	8,12	36	25,4	113	35,6	153	–	–
AC-185	10,0	32	31,3	101	43,2	138	62,5	330
AC-240	13,0	27	40,6	86	56,0	118	84,4	250
AC-300	–	–	50,7	74	70,0	101	102,0	220
AC-400	–	–	–	–	93,7	81	136,0	170

Таблиця 2.3

**Номінальні міжфазні напруги,  $\kappa B$ , для напруг, вищих за 1000 В**

Мережі та навантаження	Генератори і синхронні компенсатори	Трансформатори і автотрансформатори без РПН		Трансформатори і автотрансформатори з РПН		Найвищі робочі напруги електрооблад- нання
		Первинна обвитка	Вторинна обвитка	Первинна обвитка	Вторинна обвитка	
(3)*	(3,15)*	(3) і (3,15)**	(3) і (3,15)*	–	(3,15)	(3,6)
6	6,3	6 і 6,3*	6,3 і 6,6	6 і 6,3*	6,3 і 6,6	7,2
10	10,5	10 і 10,5*	10,5 і 11,0	10 і 10,5*	10,5 і 11,0	12,0
20	21,0	20	22,0	20 і 21,0*	22,0	24,0
35	–	35	38,5	35 і 36,75	38,5	40,5
110	–	–	121	110 і 115	115 і 121	126
(150)*	–	–	(165)	(158)	(158)	(172)
220	–	–	242	220 і 230	230 і 242	252
330	–	330	347	330	330	363
500	–	500	525	500	–	525
750	–	750	787	750	–	787
1150	–	–	–	1150	–	1200

\*Номінальна напруга, що вказана в дужках для електричних мереж, які проектується, не рекомендується.

\*\*Для трансформаторів і автотрансформаторів, які приєднані до шин генераторної напруги електричної станції чи до виводів генератора.

Таблиця 2.4

Номінальна напруга електричної мережі, <i>кВ</i>	Найбільша робоча напруга електро- обладнання, <i>кВ</i>	Номінальна напруга електричної мережі, <i>кВ</i>	Найбільша робоча напруга електро- обладнання, <i>кВ</i>
3,0 <sup>1</sup> ; 3,3 <sup>1</sup>	3,6 <sup>1</sup>	110;115	123
6,0 <sup>1</sup> ; 6,6 <sup>1</sup>	7,2	132;138	145
10;11	12	(150)	(170)
(15)	(17,5)	220;230	245
20;22	24	Не встановлено	–
33 <sup>2</sup>	36 <sup>2</sup>	Також	363
35 <sup>2</sup>	40,5 <sup>2</sup>	Також	420
(45)	(52)	Також	525 <sup>3</sup>
66; 69	72,5	Також	765 <sup>4</sup>
		Також	1200

<sup>1</sup> Не рекомендується для міських мереж.

<sup>2</sup> Розглядається уніфікація цих значень.

<sup>3</sup> Використовується також 440 *кВ*.

<sup>4</sup> Допускається використання напруги в діапазоні 765–800 *кВ* за умови, що дослідна напруга електрообладнання така сама, як і для 765 *кВ*.

**Примітки:** 1. Напруга, вказана в дужках для електричних мереж, які проектуються, не рекомендується. 2. У цьому географічному районі рекомендується використання одного значення з таких груп найбільших робочих напруг 245–300–363 *кВ*; 363–420 *кВ*; 420–525 *кВ*.

## Генератори

## Турбогенератори

Турбогенератор.....	Т
Охолодження газове .....	Г
водневе.....	В
водяне.....	В
форсоване .....	Ф
Потужність, <i>МВт</i>	
Кількість полюсів	

## Гідрогенератори

Синхронний генератор.....	С
Виконання горизонтальне .....	Г
вертикальне.....	В
Капсульний.....	К
Оборотний .....	О
Охолодження водяне .....	В
форсоване .....	Ф
Зовнішній діаметр, <i>см</i>	
Довжина активної сталі, <i>см</i>	
Кількість полюсів	

Таблиця 3.1

Основні технічні характеристики турбогенераторів

Тип	$P$ , $MВт$	$\cos \varphi$	$Q$ , $Мвар$	$U_{ном}$ , $кВ$	ККД, %	$x_d''$ , %	$x_d'$ , %	$x_d$ , %	$x_{\sigma}$ , %	$x_2$ , %	$x_0$ , %	ОКЗ	$GD_{TM}^2$	$T_{d0}$ , с
ТВФ-60-2	60	0,8	45	10,5;6,3	98,5	19,5	28	161	12,1	23,8	9,2	0,64	8,85	4,9
ТВФ-63-2	63	0,8	47	10,5 (6,3)	98,3	13,9 (18)	22,4 (27,5)	220 (192)	12,1	22 (17)	9,2	0,537 (0,544)	9,7	8,7 (6,1)
ТВФ-100-2	100	0,8	75	10,5	98,4	19,1	27,8	192	16,7	23,4	9,73	0,563	13	6,5
ТВВ-160-2	160	0,85	102	18	98,5	22,1	32,9	230	16,7	26,9	11,5	0,475	13	5
ТТВ-200М	200	0,85	124	15,75	98,0	20,4	31	186,2	16,7	24,9	11,5	0,572	25	6,8
ТВВ-200-2а	200	0,85	124	15,75	98,6	18	27,2	210,6	15,6	22	10	0,512	21,1	7
ТВВ-220-2	220	0,85	137	15,75	98,6	20	29	197	20	24	9	0,46	21,1	6,4
ТТВ-300	300	0,85	186	20	98,7	19,5	30	219,5	17	23,8	9,6	0,505	31	7
ТВВ-320-2	320	0,85	198	20	98,7	17,3	25,8	169,8	17	21,1	9	0,624	29,8	5,9
ТТВ-500	500	0,85	310	20	98,7	24,3	37,3	241,3	21,75	29,6	14,6	0,428	36	6,3
ТТВ-500-4	500	0,85	310	20	98,6	26,8	39,8	215,8	26,8	32,7	13	0,494	190	6,9
ТВМ-500	500	0,85	310	36,75	98,8	27,3	38	243	26,8	33	13	0,443	36,5	6,6
ТВВ-500-2Е	500	0,85	310	20	98,75	22,2	31,8	231	26,8	27,4	12,5	0,5	38,6	8,1
ТВВ-800-2	800	0,9	384	24	98,75	21,9	30,7	233	21,9	26,7	11,7	0,47	56	9,3
ТВВ-1000-2	1000	0,9	475	24	98,75	26,9	38,2	282	26,9	32,8	14,2	0,4	56	9,6
ТВВ-1000-4	1000	0,9	475	24	98,7	31,8	45,2	235	31,8	38,8	15,8	0,46	245	8,8
ТВВ-1200-2	1200	0,9	570	24	98,8	24,8	35,8	242	—	30,2	15,2	0,448	—	8,5

**Примітки:** 1.  $x_d''$  – поздовжній надперехідний реактивний опір. 2.  $x_d'$  – поздовжній перехідний реактивний опір. 3.  $x_d$  – поздовжній синхронний реактивний опір. 4.  $x_{\sigma}$  – реактивний опір розсіювання. 5.  $x_2$  – реактивний опір зворотної послідовності. 6.  $x_0$  – реактивний опір нульової послідовності.



Таблиця 3.2

## Основні технічні характеристики асинхронних генераторів

Назва параметра, характеристики	Одиниці вимірювання	Тип генератора			
		АСТГ-200	ТЗВА-110	ТЗВА-200*	ТЗВА-320*
Потужність	<i>МВт</i>	200	110	220	320
Номінальна напруга статора	<i>кВ</i>	15,75	10,5	15,75	20,0
Коефіцієнт потужності: під час видання реактивної потужності; під час використання реактивної потужності	—	0,85	0,85	0,85	0,85
	—	0,85	0,85	0,85	0,85
Струм статора	<i>А</i>	9470	7560	9490	10870
Частота обертання	<i>об/хв</i>	3000	3000	3000	3000
Максимальна реактивна потужність, що використовується за $P=P_{ном}$ за $P=0$	<i>Мвар</i>	124	68	136	186
		235	129	259	353
Максимальне навантаження в тривалому асинхронному режимі (з використанням реактивної потужності)	<i>МВт (Мвар)</i>	150 (180)	84 (98)	174 (192)	228 (269)

\* Розробляється

Таблиця 3.3

## Основні технічні характеристики гідрогенераторів потужністю 50 МВт і більше

Тип	$P, \text{ МВ}$ $m$	$\cos \varphi$	$Q, \text{ Мвар}$	$U_{ном}, \text{ кВ}$	ККД, %	$x_d'', \text{ \%}$	$x_d', \text{ \%}$	$x_d, \text{ \%}$	$x_0, \text{ \%}$	$x_2, \text{ \%}$	$x_0, \text{ \%}$	ОКЗ	$GD_{TM}^2, \text{ с}$	Частота об., $I/\text{хв}$	$T_d 0, \text{ с}$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
Серія ВГС															
ВГС-1525/135-120	57,2	0,85	35,8	10,5	97,2	29,0	34,0	66	17,5	—	11,5	1,78	73000	50	3,81
ВГС-1260/147-68	82,5	0,85	52,3	13,8	97,5	21,0	28,0	76	14,0	—	—	1,47	37000	88,2	5,0
ВГС-1260/200-60	150	0,85	93,0	15,75	97,6	25,0	35,0	102	16,0	—	—	1,10	58000	100	8,2
ВГС-930/233-30	294	0,85	182,0	15,75	98,25	19,0	33,0	147	12,4	20	—	0,75	—	200	—
ВГСВФ-940/235-30	353	0,85	219,0	15,75	98,2	24,0	38,0	131	—	25	—	0,8	—	200	—
Серія СВ															
СВ-375/195-12	52,4	0,8	39,2	10,5	97,4	16,0	28,0	130	—	—	—	0,86	4000	—	—
СВ-430/210-14	55	0,8	41,3	10,5	97,559	18,0	28,0	114	—	19,0	—	1,01	825	428	5,45
СВ-1250/170-96	55	0,8	41,3	13,8	97,3	33,0	33,0	77,0	—	—	—	—	—	—	—
СВ-660/165-32	57	0,8	42,7	10,5	97,5	19,0	29,0	104	—	20,1	—	1,12	4500	188	5,80
СВ-1340/140-96	57,2	0,8	43,0	13,8	96,7	21,0	29,0	63,0	12,1	21,2	8,0	1,78	51700	62	4,33
СВН(СВКК, СВКС)-1340/150-96	57,2	0,8	43,0	13,8	96,88	21,0	29,0	63,0	12,1	—	—	1,63	73000	50	3,81
СВ-780/137-32	63	0,85	39,4	10,5	97,95	17,0	26,0	88,0	10,4	—	—	—	—	—	—
СВ-640/170-24	67	0,85	41,5	13,8	97,62	20,0	27,0	107	—	—	—	1,03	4000	250	—
СВ-1130/140-48	117,7	0,85	88,5	13,8	98	21,0	26,0	91,0	—	22	10	—	7250	125	—
СВ-850/190-48	75	0,85	46,9	13,8	97,55	23,0	28,0	91,0	—	—	—	—	—	—	—
СВ-850/190-48	72,5	0,85	45,0	16,5	97,5	23,0	32,0	87,0	—	23,1	11,0	1,30	14080	125	6,75
СВБ-750/211-40	75	0,85	46,9	13,8	97,85	23,0	28,0	91,0	15,6	—	—	—	—	—	—
СВБ-780/190-32	77	0,85	48,2	13,8	97,66	15,0	24,0	85,0	9,6	—	—	—	9500	188	—

Продовження табл. 3.3

СВ-850/190-40	90	0,9	43,2	16,5	98,0	19,0	27,0	87,0	—	19,8	9,1	1,52	16000	150	6,48
СВ-850/190-40	100	0,9	48,0	13,8	98,2	26,0	37,0	97,0	17,2	26,2	12,0	1,10	16000	180	7,6
СВ-1500/170-96	100	0,85	62,5	13,8	97,5	21,0	29,0	65,0	—	21,7	8,9	1,75	88000	—	5,02
СВ-1225/130-56	108,5	0,85	68,0	13,8	98,29	24,0	34,0	93,0	16,0	—	—	—	—	—	—
СВ-1500/200-88	127,8	0,9	56	13,8	97,6	15,0	20,0	52,0	—	15	—	—	25000	68,2	—
СВ-855/235-32	150	0,9	72,0	13,8	98,07	17,0	28,0	100	—	16,5	5,1	1,12	18000	187,5	—
СВ-1500/175-84	171	0,9	82,0	15,75	98,3	26,0	37,0	110	—	28,0	10,0	0,97	82000	71,5	6,5
СВ-1190/250-48	225	0,85	140	15,75	97,44	24,0	35,0	107	16,4	24,4	13,6	1,04	57200	125	9,5
СВ-712/227-24	260	0,85	162	15,75	98,15	28,8	42,0	165	17,8	27,0	10,0	0,64	8000	250	8,8
СВ-110/250-36	300	0,85	187	15,75	98,4	20,0	33,0	130	—	20,0	40,0	—	43000	165,7	5,1
Серія СВФ															
СВФ-1500/130-88	128	0,8	96,0	13,8	96,3	40,0	57,0	175	—	40,9	12,5	0,62	110000	68,2	3,44
СВФ-990/230-36	300	0,85	183	15,75	98,2	24,0	37,0	134	136	—	—	—	—	—	—
СВФ-1690/175-64	500	0,85	310	15,75	98,25	30,0	42,0	158	—	30,7	8,4	0,67	187000	93,8	5,10
СВФ-1285/275-42	640	0,9	315	15,75	98,3	29,5	43,0	158	—	30,5	15,0	0,66	102000	142,8	5,10
Капсульні гідрогенератори															
СТГВ-480/115-64	20	1,0	0	3,15	96,3	45,0	57,0	194	—	—	—	0,58	—	93,8	—
СТГВ-720/140-80	45	0,98	5,0	6,3	97,0	39,0	76,0	106	—	—	—	0,68	3000	75	—
Зворотні гідрогенератори															
СВО-733/130-36	33,4	0,73/ 0,91	35/19	10,5	96,9	22,0	33,0	103	—	—	22,0	—	—	—	5,75
	40	0,9	19,2	10,0	97,4	24,0	37,0	114	—	—	24,0	—	—	—	5,75
ВГДС-1005/245-40	200	0,85	124	15,75	98,4	32,0	45,0	142	—	33	12,0	0,8	32000	150	12,8

**Примітки:** 1.  $x_d''$  – поздовжній надперехідний реактивний опір. 2.  $x_d'$  – поздовжній перехідний реактивний опір. 3.  $x_d$  – поздовжній синхронний реактивний опір. 4.  $x_G$  – реактивний опір розсіювання. 5.  $x_2$  – реактивний опір зворотної послідовності. 6.  $x_0$  – реактивний опір нульової послідовності.

## Повітряні лінії електропередавання

**Проводи**

Провід, скручений з алюмінієвих дротів.....	А
Провід з алюмінієвих дротів і сталевго осердя.....	АС
Провід марки АС, у якого сталеве осердя, покрите мастилом підвищеної теплостійкості та ізолюваною плівкою .....	АСК
Провід, скручений із дротів не обробленого термічно алюмінієвого сплаву .....	АН
Провід, скручений із дротів термообробленого алюмінієвого сплаву .....	АЖ
Сталеалюмінієвий провід марки АСК, у якого міжпровідний простір заповнений мастилом.....	АСКП
Сталеалюмінієвий провід марки АСК, у якого міжпровідний простір заповнений мастилом.....	АСКС

**Середньгеометрична відстань між проводами повітряних ліній**

Клас напруги, кВ	35	110	150	220	330	500	750
Середньгеометрична відстань, м	3,5	5,0	6,5	8,0	11,0	14,0	19,5

**Найменша допустима відстань від проводів до землі**

Клас напруги, кВ	До 20	35–110	150	220	330	400–500	750	1150
Відстань до землі в населеній місцевості і на території промис- лових підприємств, м	7	7	7,5	8	8	6	23	–
Відстань до землі у ненаселеній місце- вості, доступній для транспорту, м	6	6	6,5	7	7,5	8	12	17,5
Відстань до землі у важкодоступній міс- цевості, недоступній для транспорту, м	5	5	5,5	6	6,5	7	10	15
Відстань до землі у важкодоступній міс- цевості, недоступній для транспорту, м	3	3	3,5	4	4,5	5	6,5	8,5

Таблиця 4.1

## Пропускна здатність ліній електропередавання

Напруга, кВ	Переріз проводів, мм <sup>2</sup>	Пропускна здатність ПЛ, МВт		Довжина ліній електропередавання, км	
		Натуральна	За густини струму 0,9 А/мм <sup>2</sup>	Максимально- допустима (ККД=0,9)	Середня (між двома ПС)
110	70 – 240	30	11–37	80	25
150	150 – 300	60	31–63	250	20
220	240 – 400	135	74–123	400	100
330	2×240 – 2×400	360	221–368	700	130
500	3×330 – 3×500	900	630–1064	1200	280
750	5×300 – 5×400	2100	1500–2000	2200	300
1150	8×300 – 8×500	5200	4000–6000	3000	–

Таблиця 4.2

## Рекомендції щодо використання проводів різної марки

Область використання	Марка проводу	Номинальний переріз, мм <sup>2</sup>	Відношення перерізу алюмінієвої частини проводу до перерізу сталевго осердя
Райони з товщиною стілки ожеледі до 20 мм	АС АЖ	До 185 240 і більше 120–185	6–6,25 7,71–8,04 –
Райони з товщиною стінки ожеледі більше за 20 мм	АС	До 95 120–400 500 і більше	6 4,29–4,39 7,71–8,04
На узбережжі морів, со- лоних озер, у районах за- солених пісків, у промис- лових районах, де сталє- алюмінієві проводи руй- нуються від корозії	АСК, АСКС, АСКП	120–300	6,11–6,25
Мережі сільськогоспо- дарського призначення напругою до 110 кВ	А АЖ	50–240 50–185	– –

Таблиця 4.3

**Питомі втрати потужності на корону в лініях  
з типовими конструкціями фази**

Напруга, кВ	Марка та кількість проводів у фазі	Втрати потужності на корону, кВт/км, за різних погодних умов				Серед- ньорічні втрати, кВт/км
		Нормальна погода	Сухий сніг	Дощ	Примо- розок	
1150	8×АС-300/48	12,6	39,0	119,0	294,0	32,0
	8×АС-330/43	9,8	29,5	97,5	262,0	27,0
750	4×АС-600/72	4,6	17,5	65,0	130,0	15,0
	5×АС-240/56	3,9	15,5	55,0	115,0	13,0
500	3×АС-330/43	2,8	11,0	36,0	96,0	9,0
	3×АС -500/64	1,8	6,5	22,0	56,0	5,5
330	2×АС-300/39	1,0	4,5	15,0	44,0	3,8
	2×АС-400/51	0,8	3,3	11,0	33,5	2,9
220	1×АС-300/43	0,25	0,95	2,75	10,5	0,84
110	1×АС-120/19	0,02	0,1	0,3	1,0	0,08

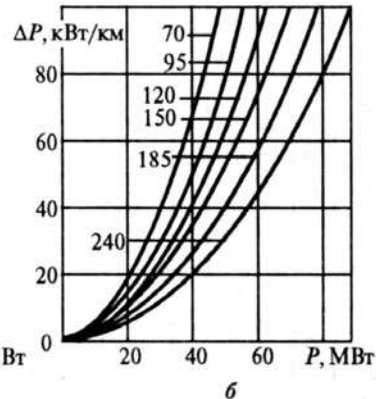
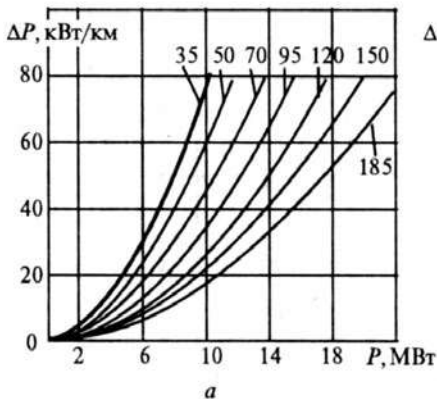
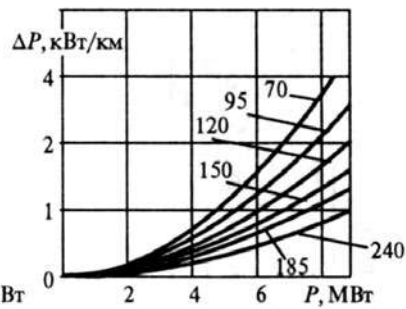
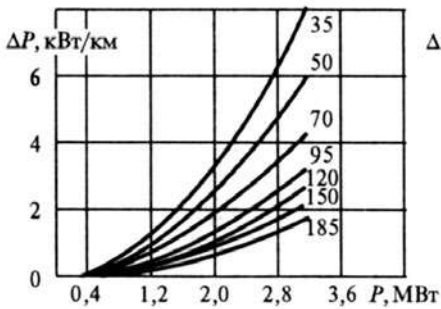


Рис. Д4.1. Орієнтовні питомі втрати  
потужності на нагрівання  
у повітряних лініях 35 кВ

Рис. Д4.2. Орієнтовні питомі втрати  
потужності на нагрівання  
у повітряних лініях 110 кВ

Таблиця 4.4

## Втрати на корону в ПЛ 220–1150 кВ

Напруга ПЛ, кВ	Номинальний переріз, мм <sup>2</sup>	Кількість проводів у фазі	$\Delta W_{\text{клин}},$ $10^3 \cdot \text{кВт} \cdot \text{год/км}$	$\Delta W_{\text{клин}},$ $10^3 \cdot \text{кВт} \cdot \text{год/км}$	$\Delta P_{\text{клин}},$ кВт/км	$\Delta P_{\text{клин}},$ кВт/км
220	240/32	1	24	18	2,7	2,0
	300/39	1	22	16	2,5	1,8
	400/51	1	15	11	1,7	1,3
	500/64	1	13	9	1,5	1,0
330	240/32	2	38	28	4,3	3,2
	300/39	2	30	22	3,4	2,5
	400/51	2	23	16	2,6	1,8
	500/64	2	17	12	1,9	1,4
500	330/43	3	70	50	8,0	5,7
	400/51	3	60	44	6,2	5,0
	500/64	3	43	30	4,9	3,4
750	240/56	5	140	16,0	16,0 13,7 11,4 10,8 18,3 16,6	
	300/66	5	120	13,7		
	400/22	5	100	11,4		
	400/51	5	95	10,8		
	400/93	4	160	18,3		
	500/64	4	145	16,6		
1150	240/39	11	360	41,1	41,1 27,4	
	330/43	8	240	27,4		

Таблиця 4.5

**Розрахункові дані сталевалюмінієвих проводів марок АС, АпС, АСК, АпСК, АСКП, АпСКП, АСКС, АпСКС за ДЕСТом 839-80**

Номінальний переріз, $\text{мм}^2$ (алюміній/сталь)	Переріз, $\text{мм}^2$		Діаметр, $\text{мм}$		Електричний опір постійному струмові за $20^\circ\text{C}$ $\text{Ом/км}$ , не більше ніж	Розривне зусилля проводу, $H$ , не менше ніж, з алюмінієвого проводу марки		сталі	алюмінію	без проводу (без змазки)	Змазки для проводів марок		Змазка/плівки для проводів марок АСК, АпСК
	алюмінію	сталі	проводу	сталевого осердя		АТ	АТп				АСКС, АпСКС	АСКП, АпСКП	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
35/6,2	36,9	6,15	8,4	2,8	0,790	—	13524	100	48	148	2,5	2,5	—0,84
50/8,0	48,2	8,04	9,6	3,2	0,603	16639	17112	132	63	195	3,0	3,0	—0,84
70/11	68,0	11,3	11,4	3,8	0,429	23463	24130	188	88	276	4,5	4,5	1/1,12
70/72	68,4	72,2	15,4	11,0	0,428	—	96826	188	567	755	38	38	19/3
95/16	95,4	15,9	13,5	4,5	0,306	32433	33369	261	124	385	6,0	6,0	—1/4
95/141	91,2	141,0	19,8	15,4	0,321	—	180775	251	1106	1357	69	63	25/4
120/19	118,0	18,8	15,2	5,6	0,249	—	41521	324	147	471	11	35	9/2
120/27	114,0	26,6	15,4	6,6	0,253	—	49465	320	208	528	14	37	12/2
150/19	148,0	18,8	16,8	5,6	0,199	—	46307	407	147	554	12	42	9/2
150/24	149,0	24,2	17,1	6,3	0,198	—	52279	409	190	599	14	44	11/2
150/34	147,0	34,3	17,5	7,5	0,201	—	62643	406	269	675	18	48	15/2
185/24	187,0	24,2	18,9	6,3	0,157	56241	58075	515	190	705	14	53	11/2
185/29	181,0	29,0	18,8	6,9	0,162	59634	62055	500	228	728	16	52	13/2
185/43	185,0	43,1	19,6	8,4	0,158	—	77767	509	337	846	23	61	18/2
185/128	187,0	128,0	23,1	14,7	0,158	—	183816	517	1008	1525	63	85	23/4
240/32	244,0	31,7	21,6	7,2	0,121	72657	75050	673	248	921	17	74	14/2
240/39	236,0	38,6	21,6	8,0	0,124	78581	80895	650	302	952	22	74	16/2



Продовження табл. 4.5

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14
240/56	241,0	56,3	22,4	9,6	0,122	99889	98253	665	441	1106	30	78	22/3
300/39	301,0	38,6	24,0	8,0	0,098	89160	90574	830	302	1132	22	87	16/2
300/48	295,0	47,8	24,1	8,9	0,099	97762	100623	812	374	1186	27	87	19/3
300/66	288,5	65,8	24,5	10,5	0,102	123426	126230	796	517	1313	37	95	17/3
300/67	288,5	67,3	24,5	10,5	0,103	114696	117520	796	527	1323	37	95	17/3
300/204	298,0	204,0	29,2	18,6	0,099	—	284579	823	1005	2428	102	150	34/5
330/30	335,0	29,1	24,8	6,9	0,088	84561	88848	924	228	1152	16	112	12/2
330/43	332,0	43,1	25,2	8,4	0,089	—	103784	918	337	1255	23	113	18/3
400/18	387,0	18,8	26,0	5,6	0,078	81864	85600	1052	147,6	1199	12	131	10/2
400/22	394,0	22,0	26,6	6,0	0,075	—	95115	1089	172	1261	12	135	10/2
400/51	394,0	51,1	27,5	9,2	0,075	115385	120481	1090	400	1490	28	134	21/3
400/64	390,0	63,5	27,7	10,2	0,075	125368	129183	1074	498	1572	35	135	25/3
400/93	406,0	93,2	29,1	12,5	0,072	169737	173715	1119	732	1851	53	149	23/4
450/56	434,0	56,3	28,8	9,6	0,068	127114	131370	1199	441	1640	30	145	22/3
500/26	502,0	26,6	30,0	6,6	0,059	107275	112188	1384	208	1592	15	158	12/2
500/27	481,0	26,6	29,4	6,6	0,061	106392	112548	1329	208	1537	15	152	12/2
500/64	490,0	63,5	30,6	10,2	0,060	143451	148257	1354	498	1852	33	163	25/3
500/204	496,0	204,0	34,5	18,6	0,060	312312	319609	1374	1605	2979	105	230	20/3
500/336	490,0	336,0	37,5	23,9	0,060	461825	466649	1355	2650	4005	168	270	43/6
500/71	549,0	71,2	32,4	10,8	0,054	160780	166164	1518	558	2076	38	184	27/3
600/72	580,0	72,2	33,2	11,0	0,051	178148	183835	1603	567	2170	39	194	19/3
650/79	634,0	78,9	34,7	11,5	0,046	192369	200451	1752	620	2372	42	230	20/3
700/86	687,0	85,9	36,2	12,0	0,043	209010	217775	1900	675	2575	46	253	21/3
750/93	748,0	93,2	37,7	12,5	0,039	227114	234450	2068	732	2800	49	272	23/4
800/105	821,0	105,0	39,7	13,3	0,036	252023	260073	2269	823	3092	57	310	25/4
1000/56	1003,2	56,3	42,4	9,6	0,029	214211	224047	2769	441	3210	30	355	22/3

Таблиця 4.6

## Розрахункові дані алюмінієвих проводів марок А, Ап, АКП, АпКП за ДЕСТом 839-80

Номинальний переріз, $\text{мм}^2$	Переріз, $\text{мм}^2$	Діаметр проводу, $\text{мм}$	Електричний опір постійному струмові за $20^\circ\text{C}$ $\text{Ом/км}$ , не більше ніж	Розривне зусилля проводу, Н, не менше ніж, з алюмінієвого проводу марок		Маса, $\text{кг/км}$	
				АТ	АТп	провід без змазки	змазка для проводів АКП, АпКП
35	34,5	7,5	0,850	—	5913*/5609	94	0,5
50	49,5	9,0	0,588	7600*/7198	8198/7767	135	0,5
70	69,3	10,7	0,420	10640/10081	11288/10699	189	1,0
95	92,4	12,3	0,315	13768/13043	14612/13856	252	1,0
120	117,0	14,0	0,251	—	19623	321	16,0
150	148,0	15,8	0,198	22751	24124	406	20,0
185	182,8	17,5	0,161	28125	29832	502	25,0
240	238,7	20,0	0,123	36686	37844	655	33,0
300	288,3	22,1	0,102	44267	46954	794	54,0
350	345,8	24,2	0,085	53191	56408	952	65,0
400	389,2	25,6	0,076	59800	63420	1072	73,0
450	449,1	27,3	0,067	67940	69760	1378	84,0
500	500,4	29,1	0,059	74531	79189	1378	94,0
550	544,0	30,3	0,054	83590	88660	1500	117,0
600	586,8	31,5	0,050	90170	95632	1618	126,0
650	641,7	32,9	0,046	98603	104575	1771	138,0
700	691,7	34,2	0,042	106292	112725	1902	149,0
750	747,4	35,6	0,039	114902	118324	2062	161,0
800	805,2	36,9	0,036	119981	127483	2920	173,0

\* За відсутності зварки окремих проводів.

Таблиця 4.7

Розрахункові дані алюмінієвих проводів з алюмінієвого сплаву марок  
АЖ, АН, АЖКП, АНКП за ДЕСТом 839-80

Номинальний переріз, $мм^2$	Переріз, $мм^2$	Діаметр проводу, $мм$	Електричний опір постійному струмові за $20^\circ C$ , $Ом/км$ , не більше ніж		Розривне зусилля проводу, $H$ , не менше за		Маса, $кг/км$	
			АЖ, АЖКП	АН, АНКП	АЖ, АЖКП	АН, АНКП	проводу без змазки	змазка для проводу АЖКП, АНКП
35	34,3	7,5	0,977	0,902	9600	7031	94	0,5
50	49,5	9,0	0,676	0,624	13827	10140	135	0,5
120	117,0	14,0	0,289	0,266	32685	23967	321	16,0
150	148,0	15,8	0,229	0,211	41363	30331	406	20,0
185	182,3	17,5	0,185	0,170	51062	37451	502	25,0

Таблиця 4.8

Розрахункові дані ПЛ 35–150  $кВ$  зі сталюалюмінієвими проводами (на 100  $км$ )

Номинальний переріз проводу, мм <sup>2</sup>	r <sub>0</sub> , Ом, за +20 °С	35 кВ	110 кВ			150 кВ		
		x <sub>0</sub> , Ом	x <sub>0</sub> , Ом	b <sub>0</sub> , 10 <sup>-4</sup> См	q <sub>0</sub> , Мвар	x <sub>0</sub> , Ом	b <sub>0</sub> , 10 <sup>-4</sup> См	q <sub>0</sub> , Мвар
70/11	42,8	43,2	44,4	2,55	3,40	46,0	2,46	5,50
95/16	30,6	42,1	43,4	2,61	3,50	45,0	2,52	5,70
120/19	24,9	41,4	42,7	2,66	3,55	44,1	2,56	5,80
150/24	19,8	40,6	42,0	2,70	3,60	43,4	2,61	5,90
185/29	16,2	–	41,3	2,75	3,70	42,9	2,64	5,95
240/32	12,0	–	40,5	2,81	3,75	42,0	2,70	6,10

Таблиця 4.9

Розрахункові дані ПЛ 220 – 1150 кВ зі сталевалюмінієвими проводами (на 100 км)

Номинальний переріз проводу, $mm^2$	Кількість проводів у фазі	$t_0, O_m, \text{за } +20^\circ C$	220 кВ			330 кВ			500 кВ			750 кВ			1150 кВ				
			$x_0, O_m$	$b_0, 10^{-4} C_m$	$q_0, \text{Меар}$	$x_0, O_m$	$b_0, 10^{-4} C_m$	$q_0, \text{Меар}$	$x_0, O_m$	$b_0, 10^{-4} C_m$	$q_0, \text{Меар}$	$x_0, O_m$	$b_0, 10^{-4} C_m$	$q_0, \text{Меар}$	$D_{cp}=15 \text{ м}$		$D_{cp}=24,2 \text{ м}$		
240/32	1	12,1	43,5	2,60	13,9	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
240/39	2	6,0	—	—	—	33,1	3,38	40,6	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
240/56	5	2,4	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	19,3	595	786,9	—	—
300/39	1	9,8	42,9	2,64	14,1	—	—	—	—	—	—	30,8	3,76	211,5	—	—	—	—	—
300/48	2	4,8	—	—	—	32,8	3,41	40,9	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
300/66	3	3,4	—	—	—	—	—	—	31,0	3,97	99,2	—	—	—	—	—	26,6	4,43	585,9
300/43	5	2,1	—	—	—	—	—	—	—	—	—	28,8	4,11	231,2	—	—	—	—	—
300/43	3	2,9	—	—	—	—	—	—	30,8	3,60	90,0	—	—	—	—	—	—	—	—
400/51	8	1,1	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
400/51	1	7,5	42,0	2,70	14,4	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	27,0	4,38	579,3
400/51	2	3,75	—	—	—	32,3	3,46	41,5	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
400/51	3	2,5	—	—	—	—	—	—	30,6	3,62	90,5	—	—	—	—	—	—	—	—
400/51	5	1,5	—	—	—	—	—	—	—	—	—	28,6	4,13	232,3	—	—	—	—	—
400/93	4	1,9	—	—	—	—	—	—	—	—	—	28,9	4,13	232,3	—	—	—	—	—
500/64	1	6,0	41,3	2,74	14,6	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
500/64	2	3,0	—	—	—	32,0	3,50	42,0	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
500/64	3	2,0	—	—	—	—	—	—	30,4	3,64	91,0	—	—	—	—	—	—	—	—
500/64	4	1,5	—	—	—	—	—	—	—	—	—	30,3	3,9	219,4	—	—	—	—	—

Таблиця 4.10

Економічні інтервали струмових навантажень для сталелегуючих проводів ПЛ 35–750 кВ  
(за повної номенклатури перерізу)

Напруга, кВ	Тип опор	Матеріал опор	Район за ожеддно	Граничне економічне навантаження на одну лінію, А, за перерізу, мм <sup>2</sup>											
				70	95	120	150	185	240	300	400	500			
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13			
Об'єднані енергосистеми європейської зони															
35	Одноколові	Залізобетон	І-ІІ ІІІ-ІV	–	100	155	200	–	–	–	–	–			
				–	95	140	200	–	–	–	–				
		Сталь	І-ІІ ІІІ-ІV	70	125	135	200	–	–	–	–	–			
	Двоколові	Залізобетон	І-ІІ ІІІ-ІV	80	115	170	180	–	–	–	–	–			
				65	90	165	180	–	–	–	–				
		Сталь	І-ІІ ІІІ-ІV	75	125	140	180	–	–	–	–	–			
110	Одноколові	Залізобетон	І-ІІ ІІІ-ІV	55	–	135	185	220	370	–	–	–			
				–	–	125	150	230	370	–	–				
		Сталь	І-ІІ ІІІ-ІV	55	115	–	185	215	370	–	–	–			
	Двоколові	Залізобетон	І-ІІ ІІІ-ІV	65	105	150	190	215	340	–	–	–			
				55	80	150	170	210	340	–	–				
		Сталь	І-ІІ ІІІ-ІV	60	115	–	205	220	340	–	–	–			
220	Одноколові	Залізобетон, сталь	І-ІV	–	–	–	–	–	280	385	480	700			
220	Двоколові	Залізобетон, сталь	І-ІV	–	–	–	–	–	305	375	460	680			
330	Одноколові	Залізобетон, сталь	І-ІV	–	–	–	–	–	500	800	940	1350			
500	Двоколові	Залізобетон, сталь	ІІ-ІV	–	–	–	–	–	–	1120	1545	2000			
750	Одноколові	Сталь	ІІ-ІV	–	–	–	–	–	–	1620	більше 1620	–			
Об'єднані енергосистеми Казахстану та Середньої Азії															
35	Одноколові	Залізобетон	І-ІІ ІІІ-ІV	–	110	170	220	–	–	–	–	–			
		Сталь	І-ІІ ІІІ-ІV	85	130	150	220	–	–	–	–	–			

Продовження табл. 4.10

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
	Двоколові	Залізобетон	I-II III-IV	100 85	130 95	185 180	200 200	—	—	—	—	—
		Сталь	I-II III-IV	95 70	145 100	150 135	200 200	—	—	—	—	—
110	Одноколові	Залізобетон	I-II III-IV	55 —	— —	150 140	200 160	235 250	400 400	—	—	—
		Сталь	I-II III-IV	55 —	120 95	— 115	200 175	230 215	400 400	—	—	—
	Двоколові	Залізобетон	I-II III-IV	65 55	110 85	165 160	205 190	230 225	380 380	—	—	—
		Сталь	I-II III-IV	65 45	125 100	— 120	225 195	240 230	380 380	—	—	—
220	Одноколові	Залізобетон, сталь	I-IV	—	—	—	—	—	305	420	520	720
	Двоколові	Залізобетон, сталь	I-IV	—	—	—	—	—	330	405	495	700
500	Одноколові	Залізобетон, сталь	II-IV	—	—	—	—	—	—	1190	1640	2150
Об'єднані енергосистеми Сибіру												
35	Одноколові	Залізобетон	I-II III-IV	—	100 90	165 155	250 250	—	—	—	—	—
		Сталь	I-II III-IV	75 —	120 105	145 135	250 250	—	—	—	—	—
	Двоколові	Залізобетон	I-II III-IV	80 75	150 110	220 210	230 230	—	—	—	—	—
		Сталь	I-II III-IV	75 65	165 115	175 160	230 230	—	—	—	—	—
110	Одноколові	Залізобетон	I-II III-IV	50 —	— —	165 155	230 175	270 285	450 450	—	—	—
		Сталь	I-II III-IV	55 —	135 100	— 125	230 200	265 240	450 450	—	—	—
	Двоколові	Залізобетон	I-II III-IV	70 55	125 85	190 185	240 215	265 250	430 430	—	—	—
		Сталь	I-II III-IV	70 40	140 105	— 130	265 225	270 260	430 430	—	—	—
220	Одноколові	Залізобетон	I-IV	—	—	—	—	—	380	515	630	800
	Двоколові	Залізобетон	I-IV	—	—	—	—	—	385	490	595	780
500	Одноколові	Залізобетон	II-IV	—	—	—	—	—	—	1450	2040	2600

Таблиця 4.11

Економічні інтервали струмових навантажень для сталесалюмінієвих проводів ПЛ 35–750 кВ  
(за скороченої номенклатури перерізу)

Напруга, кВ	Тип опор	Матеріал опор	Район за ожедледню	Граничне економічне навантаження на одну лінію, А, за перерізу, мм <sup>2</sup>				
				70	120	240	300	400
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Об'єднані енергосистеми європейської зони								
35	Одноколові	Залізобетон	I-II III-IV	80	180	–	–	–
		Сталь	I-II III-IV	100	180	–	–	–
35	Двоколові	Залізобетон	I-II III-IV	95	160	–	–	–
		Сталь	I-II III-IV	100	160	–	–	–
110	Одноколові	Залізобетон	I-II III-IV	55	180	370	–	–
		Сталь	I-II III-IV	80	170	370	–	–
110	Двоколові	Залізобетон	I-II III-IV	80	185	340	–	–
		Сталь	I-II III-IV	85	180	340	–	–
220	Одноколові	Залізобетон, сталь	I-IV	–	–	335	–	630
220	Двоколові	Залізобетон, сталь	I-IV	–	–	340	–	630
330	Одноколові	Залізобетон, сталь	I-IV	–	–	660	–	1300
500	Одноколові	Залізобетон, сталь	II-IV	–	–	–	1120	2000
750	Одноколові	Сталь	II-IV	–	–	–	1620	Вище 1620
Об'єднані енергосистеми Казахстану та Середньої Азії								
35	Одноколові	Залізобетон	I-II III-IV	85	200	–	–	–
		Сталь	I-II III-IV	125	200	–	–	–

Продовження табл. 4.11

1	2	3	4	5	6	7	8	9
35	Двоколові	Залізобетон	I-II III-IV	130 100	180 180	– –	– –	– –
		Сталь	I-II III-IV	115 110	180 180	– –	– –	– –
110	Одноколові	Залізобетон	I-II III-IV	55 –	195 185	400 400	– –	– –
		Сталь	I-II III-IV	85 55	180 170	400 400	– –	– –
110	Двоколові	Залізобетон	I-II III-IV	85 65	200 190	380 380	– –	– –
		Сталь	I-II III-IV	90 70	195 180	380 380	– –	– –
220	Одноколові	Залізобетон, сталь	I-IV	–	–	365	–	680
220	Двоколові	Залізобетон, сталь	I-IV	–	–	370	–	680
500	Одноколові	Залізобетон, сталь	II-IV	–	–	–	1190	2150
Об'єднані енергосистеми Сибіру								
35	Одноколові	Залізобетон	I-II III-IV	80 –	220 220	– –	– –	– –
		Сталь	I-II III-IV	100 60	220 220	– –	– –	– –
35	Двоколові	Залізобетон	I-II III-IV	105 90	200 200	– –	– –	– –
		Сталь	I-II III-IV	105 80	200 200	– –	– –	– –
110	Одноколові	Залізобетон	I-II III-IV	50 –	225 210	450 450	– –	– –
		Сталь	I-II III-IV	90 45	210 190	450 450	– –	– –
110	Двоколові	Залізобетон	I-II III-IV	90 65	230 215	430 430	– –	– –
		Сталь	I-II III-IV	100 70	225 205	430 430	– –	– –
220	Одноколові	Залізобетон, сталь	I-IV	–	–	445	–	720
220	Двоколові	Залізобетон, сталь	I-IV	–	–	440	–	720
500	Одноколові	Залізобетон, сталь	II-IV	–	–	–	1445	2600



**Економічні інтервали потужності для сталевалюмінієвих проводів ПЛ 35–500 кВ  
(за повної номенклатури перерізу)**

Напруга, кВ	Тип опор	Матеріал опор	Район за ожеддно	Граничне економічне навантаження на одну лінію, А, за перерізу, мм <sup>2</sup>									
				70	95	120	150	185	240	300	400	500	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	
Об'єднані енергосистеми європейської зони													
35	Одноколові	Залізобетон	I-II	—	5,5	8,4	11,0	—	—	—	—	—	
			III-IV	—	5,2	7,6	11,0	—	—	—	—		
			Сталь	I-II	3,8	6,8	7,4	11,0	—	—	—	—	
35	Двоколові	Залізобетон	III-IV	—	6,3	6,8	11,0	—	—	—	—	—	
			I-II	4,4	6,3	9,3	10,0	—	—	—	—		
			III-IV	3,5	4,9	9,0	10,0	—	—	—	—		
		Сталь	I-II	4,0	6,8	7,6	10,0	—	—	—	—		
			III-IV	3,0	5,5	6,5	10,0	—	—	—	—		
	110	Одноколові	Залізобетон	I-II	9,4	—	23,2	31,7	37,8	63,5	—	—	
			III-IV	—	—	21,5	25,7	39,5	63,5	—	—		
			I-II	9,4	19,7	—	31,7	36,9	63,5	—	—		
			Сталь	III-IV	—	14,6	18,9	28,3	34,3	63,5	—	—	
110	Двоколові	Залізобетон	I-II	11,1	18,0	25,7	32,6	36,9	58,3	—	—		
			III-IV	9,4	13,7	25,7	29,2	36,0	58,3	—	—		
			Сталь	I-II	10,3	19,7	—	35,2	37,8	58,3	—	—	
220	Одноколові	Залізобетон, сталь	III-IV	7,7	15,4	18,9	30,9	36,0	58,3	—	—		
			I-IV	—	—	—	—	—	96	132	165	240	
	220	Двоколові	Залізобетон, сталь	I-IV	—	—	—	—	—	105	130	158	
330	Одноколові	Залізобетон, сталь	I-IV	—	—	—	—	—	245	390	460		
500	Одноколові	Залізобетон	II-IV	—	—	—	—	—	—	920	1270	1650	
Об'єднані енергосистеми Казахстану та Середньої Азії													
35	Одноколові	Залізобетон	I-II	4,6	6,0	9,3	12,0	—	—	—	—	—	
			III-IV	—	4,9	8,7	12,0	—	—	—	—		
			Сталь	I-II	4,6	7,1	8,2	12,0	—	—	—	—	
35	Двоколові	Залізобетон	III-IV	—	6,0	7,6	12,0	—	—	—	—		
			I-II	5,5	7,0	10,0	11,0	—	—	—	—		
			Сталь	III-IV	4,6	5,2	9,8	11,0	—	—	—	—	
		Сталь	I-II	5,2	7,9	8,2	11,0	—	—	—	—		
			III-IV	3,8	5,5	7,4	11,0	—	—	—	—		

Продовження табл. 4.12

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13
110	Одноколові	Залізобетон	I-II III-IV	9,4 –	– –	25,7 24,0	34,3 27,5	40,3 43,0	68,6 68,6	– –	– –	– –
		Сталь	I-II III-IV	9,4 –	20,6 16,3	– 19,7	34,3 30,0	39,5 36,9	68,6 68,6	– –	– –	– –
110	Двоколові	Залізобетон	I-II III-IV	11,1 9,4	18,9 14,6	28,3 27,5	35,2 32,6	39,5 38,6	65,2 65,2	– –	– –	– –
		Сталь	I-II III-IV	11,1 7,7	21,5 17,2	– 20,6	38,6 33,5	41,2 39,5	65,2 65,2	– –	– –	– –
220	Одноколові	Залізобетон, сталь	I-IV	–	–	–	–	–	105	144	178	245
220	Двоколові	Залізобетон, сталь	I-IV	–	–	–	–	–	113	140	170	238
500	Одноколові	Залізобетон, сталь	II-IV	–	–	–	–	–	–	980	1350	1770
Об'єднані енергосистеми Сибіру												
35	Одноколові	Залізобетон	I-II III-IV	4,0 –	5,5 4,9	9,0 8,5	13,6 13,6	– –	– –	– –	– –	– –
		Сталь	I-II III-IV	4,0 –	6,5 5,7	7,9 7,4	13,6 13,6	– –	– –	– –	– –	– –
35	Двоколові	Залізобетон	I-II III-IV	4,4 4,0	8,2 6,0	12,0 11,4	12,5 12,5	– –	– –	– –	– –	– –
		Сталь	I-II III-IV	4,0 3,5	9,0 6,3	9,5 8,7	12,5 12,5	– –	– –	– –	– –	– –
110	Одноколові	Залізобетон	I-II III-IV	8,6 –	– –	28,3 26,6	39,5 30,0	46,3 48,9	77,2 77,2	– –	– –	– –
		Сталь	I-II III-IV	9,4 –	23,2 17,2	– 21,5	39,5 34,3	45,5 41,2	77,2 77,2	– –	– –	– –
110	Двоколові	Залізобетон	I-II III-IV	12,0 9,4	21,5 14,6	32,6 31,7	41,2 36,9	45,5 43,0	73,8 73,8	– –	– –	– –
		Сталь	I-II III-IV	12,0 6,9	24,0 18,0	– 22,3	45,5 38,6	46,3 44,6	73,8 73,8	– –	– –	– –
220	Одноколові	Залізобетон, сталь	I-IV	–	–	–	–	–	130	177	216	272
220	Двоколові	Залізобетон, сталь	I-IV	–	–	–	–	–	132	168	204	265
500	Одноколові	Залізобетон, сталь	II-IV	–	–	–	–	–	–	1195	1680	2140

Таблиця 4.13

**Економічні інтервали потужності для сталевалюмінієвих проводів ПЛ 35–500 кВ  
(за скороченої номенклатури перерізу)**

Напруга, кВ	Тип опор	Матеріал опор	Район за ожеледдю	Граничне економічне навантаження на одну лінію, А, за перерізу, мм <sup>2</sup>				
				70	120	240	300	400
1	2	3	4	5	6	7	8	9
Об'єднані енергосистеми європейської зони								
35	Одноколові	Залізобетон	I-II III-IV	4,4 –	10,0 10,0	– –	– –	– –
		Сталь	I-II III-IV	5,5 4,0	10,0 10,0	– –	– –	– –
35	Двоколові	Залізобетон	I-II III-IV	5,2 4,4	9,0 9,0	– –	– –	– –
		Сталь	I-II III-IV	5,5 4,0	9,0 9,0	– –	– –	– –
110	Одноколові	Залізобетон	I-II III-IV	9,5 –	31,0 30,1	63,6 63,6	– –	– –
		Сталь	I-II III-IV	13,8 8,6	29,8 27,5	63,6 63,6	– –	– –
110	Двоколові	Залізобетон	I-II III-IV	13,8 11,4	31,8 30,0	58,5 58,5	– –	– –
		Сталь	I-II III-IV	14,6 11,4	31,0 29,2	58,5 58,5	– –	– –
220	Одноколові та двоколові	Залізобетон, сталь	I-IV	–	–	115	–	215
330	Одноколові	Залізобетон, сталь	I-IV	–	–	325	–	635
500	Одноколові	Залізобетон, сталь	II-IV	–	–	–	920	1650
Об'єднані енергосистеми Казахстану та Середньої Азії								
35	Одноколові	Залізобетон	I-II III-IV	4,6 –	11,0 11,0	– –	– –	– –
		Сталь	I-II III-IV	6,8 4,6	11,0 11,0	– –	– –	– –

Продовження табл. 4.13

1	2	3	4	5	6	7	8	9
35	Двоколові	Залізобетон	I-II III-IV	7,1 5,5	10,0 10,0	-	-	-
		Сталь	I-II III-IV	6,3 6,0	10,0 10,0	-	-	-
110	Одноколові	Залізобетон	I-II III-IV	9,5 -	33,5 31,8	68,8 68,8	-	-
		Сталь	I-II III-IV	14,6 9,5	31,0 29,2	68,8 68,8	-	-
110	Двоколові	Залізобетон	I-II III-IV	14,6 11,2	34,4 32,7	65,4 65,4	-	-
		Сталь	I-II III-IV	15,5 12,0	33,5 31,0	65,4 65,4	-	-
220	Одноколові та двоколові	Залізобетон, сталь	I-IV	-	-	125	-	230
500	Одноколові	Залізобетон, сталь	II-IV	-	-	-	975	1765
Об'єднані енергосистеми Сибіру								
35	Одноколові	Залізобетон	I-II III-IV	4,4 -	12,0 12,0	-	-	-
		Сталь	I-II III-IV	5,5 3,3	12,0 12,0	-	-	-
35	Двоколові	Залізобетон	I-II III-IV	5,7 4,9	11,0 11,0	-	-	-
		Сталь	I-II III-IV	5,7 4,4	11,0 11,0	-	-	-
110	Одноколові	Залізобетон	I-II III-IV	8,6 -	38,7 36,1	77,4 77,4	-	-
		Сталь	I-II III-IV	15,5 7,7	36,1 32,7	77,4 77,4	-	-
110	Двоколові	Залізобетон	I-II III-IV	15,5 11,2	39,6 37,0	74,0 74,0	-	-
		Сталь	I-II III-IV	17,2 12,0	38,7 35,3	74,0 74,0	-	-
220	Одноколові та двоколові	Залізобетон, сталь	I-IV	-	-	150	-	245
500	Одноколові	Залізобетон, сталь	II-IV	-	-	-	1195	2130

Таблиця 4.14

**Допустимі тривалі струми та потужності для неізолюваних сталеволінійних проводів  
марок АС, АСК, АСКП, АСКС за температури повітря +25 °С**

Номинальний переріз, мм <sup>2</sup>	Струм, А		Потужність, МВт, поза приміщенням за напруги, кВ						
	поза приміщенням	всередині приміщення	35	110	150	220	330	500	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	
35/6,2	175	135	10,0	–	–	–	–	–	
50/8	210	165	12,0	–	–	–	–	–	
70/11	265	210	15,2	47,6	–	–	–	–	
95/16	330	260	18,9	59,3	80,9	–	–	–	
120/19	390	313	223	70,1	95,6	–	–	–	
120/27	375	–	21,5	67,4	92,0	–	–	–	
150/19	450	365	25,7	80,9	110,3	–	–	–	
150/24	450	365	25,7	80,9	110,3	–	–	–	
150/34	450	–	25,7	80,9	110,3	–	–	–	
185/24	520	430	29,7	93,5	127,5	–	–	–	
185/29	510	425	29,2	91,7	125,1	–	–	–	
185/43	515	–	29,5	92,6	126,3	–	–	–	
240/32	605	505	–	108,8	148,4	217	326	–	
240/39	610	505	–	109,7	149,6	219	329	–	
240/56	610	–	–	109,7	149,6	219	329	–	
300/39	710	600	–	–	–	255	383	580	
300/48	690	585	–	–	–	248	372	564	
300/66	680	–	–	–	–	245	367	556	
330/27	730	–	–	–	–	–	–	597	

Продовження табл. 4.14

400/22	830	713	—	—	—	298	448	678
400/51	825	705	—	—	—	297	445	674
400/64	860	—	—	—	—	309	464	703
500/27	960	830	—	—	—	345	518	785
500/64	945	815	—	—	—	340	510	772
600/72	1050	920	—	—	—	—	—	—
700/86	1180	1040	—	—	—	—	—	—

**Примітки:** 1. Для ПЛ 330 і 500 кВ потужність наведена на один провід і повинна бути збільшена відповідно до кількості проводів у фазі.  
2. Потужність розрахована за  $U = 1,05U_{ном}$  та  $\cos \varphi = 0,9$ . 3. Поправкові коефіцієнти для іншої температури повітря наведено в табл. 4.15.

Таблиця 4.15

**Поправкові коефіцієнти на температуру повітря  
для неізолюваних проводів (до табл. 4.14)**

Розрахункова температура повітря, °C	Нормована температура повітря, °C	Поправкові коефіцієнти для температури повітря, °C											
		-5	0	+5	+10	+15	+20	+25	+30	+35	+40	+45	+50
+25	+70	1,29	1,24	1,2	1,15	1,11	1,05	1,0	0,94	0,88	0,81	0,74	0,67

Таблиця 4.16

**Основні параметри і характеристики  
алюмінієвих проводів**

Номінальний переріз, <i>мм<sup>2</sup></i>	Розрахункові дані проводів марки А і АКП				Маса проводу, <i>кг/км</i>	Допустиме струмове навантаження, <i>А</i>	
	Переріз, <i>мм<sup>2</sup></i>	Електричний опір постійному струмові за 20 <sup>0</sup> С, <i>Ом/км</i> , не більше ніж	Максимальне розривне зусилля проводу, <i>кгс</i>			Поза приміщенням	У приміщенні
			Із дротом марки АТ	Із дротом марки АТп			
16	15,9	1,800	257	287	43	105	75
25	24,9	1,140	402	429	68	135	105
35	34,3	0,830	538	586	94	170	130
50	49,5	0,576	775	846	135	215	165
70	69,2	0,412	1085	1150	189	265	210
95	92,4	0,308	1405	1490	252	320	255
120	117,0	0,246	1834	2001	321	375	300
150	148,0	0,194	2320	2460	406	440	355
185	183,0	0,157	2868	3042	502	500	410
240	239,0	0,120	3633	3859	655	590	490
300	288,0	0,100	4514	4788	794	680	570
350	346,0	0,083	5424	5752	952	–	–
400	389,0	0,074	6098	6467	1072	815	690
450	442,0	0,065	6928	7138	1217	–	–
500	500,0	0,058	7600	8075	1378	980	820
550	544,0	0,053	8078	8568	1500	–	–
600	587,0	0,049	8717	9245	1618	1070	930
650	641,0	0,045	9519	10096	1769	–	–
700	691,0	0,042	10246	10557	1907	–	–
750	747,0	0,039	11093	11429	2061	–	–
800	805,0	0,036	11592	12316	2220	–	–

Таблиця 4.17

## Основні параметри і характеристики мідних проводів

Номинальний переріз, $\text{мм}^2$	Розрахункові дані проводів марки М					Допустиме струмове навантаження, А	
	Переріз, $\text{мм}^2$	Діаметр проводу, мм	Електричний опір постійному струмові за $20^\circ\text{C}$ , $\text{Ом/км}$ , не більше за	Розривне зусилля проводу, кгс, не менше за	Маса проводу, кг/км	Поза приміщенням	У приміщенні
4	3,94	2,2	4,520	158	35	–	–
6	5,85	2,7	3,030	261	52	70	35
10	9,89	3,6	1,790	419	88	95	60
16	15,90	5,1	1,130	604	142	130	100
25	24,90	6,4	0,720	945	224	180	135
35	34,61	7,5	0,515	1320	311	220	170
50	49,40	9,0	0,361	1785	444	270	215
70	67,70	10,7	0,267	2882	612	340	270
95	94,00	12,6	0,191	3985	850	415	335
120	117,00	14,0	0,154	4446	1058	485	395
150	148,00	15,8	0,122	5342	1338	570	465
185	183,00	17,6	0,099	6954	1659	640	530
240	234,00	19,9	0,077	8892	2124	760	685
300	288,00	22,1	0,063	10397	2614	880	740
350	346,00	24,2	0,052	12490	3135	–	–
400	389,00	25,6	0,046	14040	3528	1050	895



Таблиця 4.18

## Індуктивний опір повітряної лінії з мідним і алюмінієвим проводом

Середня геометрична відстань між проводами, м	Індуктивний опір, Ом/км, для проводів марок												
	M-6	M-10	M-16, A-16	M-25, A-25	M-35, A-35	M-50, A-50	M-70, A-70	M-95, A-95	M-120, A-120	M-150, A-150	M-185, A-185	M-240, A-240	M-300, A-300
0,4	0,371	0,335	0,333	0,319	0,308	0,297	0,283	0,274	—	—	—	—	—
0,6	0,397	0,381	0,358	0,345	0,336	0,325	0,309	0,300	0,292	0,287	0,280	—	—
0,8	0,415	0,399	0,377	0,363	0,352	0,341	0,327	0,318	0,310	0,305	0,298	—	—
1,0	0,429	0,413	0,391	0,377	0,366	0,355	0,341	0,332	0,324	0,319	0,313	0,305	0,298
1,25	0,443	0,427	0,405	0,391	0,380	0,369	0,355	0,346	0,338	0,333	0,327	0,319	0,311
1,5	—	0,438	0,416	0,402	0,391	0,380	0,366	0,357	0,349	0,344	0,338	0,330	0,323
2,0	—	0,457	0,435	0,421	0,410	0,398	0,385	0,376	0,368	0,363	0,357	0,349	0,342
2,5	—	—	0,449	0,435	0,424	0,413	0,399	0,390	0,382	0,377	0,371	0,363	0,363
3,0	—	—	0,460	0,446	0,435	0,423	0,410	0,401	0,393	0,388	0,382	0,374	0,374
3,5	—	—	0,470	0,456	0,455	0,443	0,420	0,411	0,403	0,308	0,392	0,384	0,377
4,0	—	—	0,478	0,464	0,453	0,441	0,428	0,419	0,411	0,406	0,400	0,392	0,385
4,5	—	—	—	0,471	0,460	0,448	0,435	0,426	0,418	0,413	0,407	0,399	0,392
5,0	—	—	—	—	0,467	0,456	0,442	0,433	0,425	0,420	0,414	0,406	0,399
5,5	—	—	—	—	—	0,462	0,448	0,439	0,431	0,426	0,420	0,412	0,405
6,0	—	—	—	—	—	0,468	0,454	0,445	0,437	0,432	0,426	0,418	0,411

Таблиця 4.19

**Зовнішні індуктивні опори  $x'_0$  повітряних ліній  
зі сталевими проводами, Ом/км**

Середня геометрична відстань між фазами, м	Марка проводів							
	ПСО-3,5	ПСО-4	ПСО-5	ПС-25	ПС-35	ПС-50	ПС-70	ПС-95
	Розрахунковий переріз проводів, мм <sup>2</sup>							
	9,6	12,6	19,6	—	—	—	—	—
	Розрахунковий діаметр проводів, мм							
	3,5	4	5	5,6	7,8	9,2	11,5	12,6
0,4	0,341	0,332	0,318	0,311	0,290	0,281	—	—
0,6	0,368	0,359	0,345	0,336	0,317	0,308	0,295	—
0,8	0,384	0,375	0,361	0,354	0,333	0,324	0,311	0,303
1,0	0,398	0,389	0,375	0,368	0,347	0,338	0,325	0,317
1,25	—	0,403	0,389	0,381	0,361	0,352	0,339	0,331
1,5	—	0,414	0,400	0,393	0,372	0,363	0,350	0,342
2,0	—	—	—	0,412	0,391	0,382	0,369	0,361
2,5	—	—	—	0,426	0,405	0,396	0,383	0,375
3,0	—	—	—	0,437	0,416	0,406	0,394	0,386

Таблиця 4.20

**Активні  $r_0$  і внутрішні індуктивні  $x''_0$  опори  
сталевих багатожильних проводів, Ом/км**

Струм, А	Марки проводів									
	ПС-25		ПС-35		ПС-50		ПС-70		ПС-95	
	$r_0$	$x''_0$	$r_0$	$x''_0$	$r_0$	$x''_0$	$r_0$	$x''_0$	$r_0$	$x''_0$
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
1	5,25	0,54	3,66	0,33	2,75	0,23	1,70	0,16	1,55	0,08
1,5	5,25	0,55	3,66	0,33	2,75	0,23	1,70	0,16	1,55	0,08
2	5,27	0,55	3,66	0,35	2,75	0,24	1,70	0,17	1,55	0,08
3	5,28	0,56	3,67	0,36	2,75	0,25	1,70	0,17	1,55	0,08
4	5,30	0,59	3,69	0,37	2,75	0,25	1,70	0,18	1,55	0,08
5	5,32	0,63	3,70	0,40	2,75	0,26	1,70	0,18	1,55	0,08
6	5,35	0,67	3,71	0,42	2,75	0,27	1,70	0,19	1,55	0,08
7	5,37	0,70	3,73	0,45	2,75	0,27	1,70	0,19	1,55	0,08
8	5,40	0,77	3,75	0,48	2,76	0,28	1,70	0,20	1,55	0,08
9	5,45	0,84	3,77	0,51	2,77	0,29	1,70	0,20	1,55	0,08
10	5,50	0,93	3,80	0,55	2,78	0,30	1,70	0,21	1,55	0,08
15	5,97	1,33	4,02	0,75	2,80	0,35	1,70	0,23	1,55	0,08
20	6,70	1,63	4,40	1,04	2,85	0,42	1,72	0,25	1,55	0,09

Продовження табл. 4.20

1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11
25	6,97	1,91	4,89	1,32	2,95	0,49	1,74	0,27	1,55	0,09
30	7,10	2,01	5,21	1,56	3,10	0,59	1,77	0,30	1,56	0,09
35	7,10	2,06	5,36	1,64	3,25	0,69	1,79	0,33	1,56	0,09
40	7,02	2,09	5,35	1,69	3,40	0,80	1,83	0,37	1,57	0,10
45	6,92	2,08	5,30	1,71	3,52	0,91	1,88	0,41	1,57	0,11
50	6,85	2,07	5,25	1,72	3,61	1,00	1,93	0,45	1,58	0,11
60	6,70	2,00	5,13	1,70	3,69	1,10	2,07	0,55	1,58	0,13
70	6,60	1,90	5,00	1,64	3,73	1,14	2,21	0,65	1,61	0,15
80	6,50	1,79	4,89	1,57	3,70	1,15	2,27	0,70	1,63	0,17
90	6,40	1,73	4,78	1,50	3,68	1,14	2,29	0,72	1,67	0,20
100	6,32	1,67	4,71	1,43	3,65	1,13	2,33	0,73	1,71	0,22
125	–	–	4,60	1,29	3,58	1,04	2,33	0,73	1,83	0,31
150	–	–	4,47	1,27	3,50	0,95	2,38	0,73	1,87	0,34
175	–	–	–	–	3,45	0,94	2,23	0,71	1,89	0,35
200	–	–	–	–	–	–	2,19	0,69	1,88	0,35

Таблиця 4.21

**Активні  $r_0$  і внутрішні індуктивні  $x_0''$  опори  
сталевих одножильних проводів, Ом/км**

Струм в проводі, $A$	Діаметр проводу, мм							
	3,5		4		5		6	
	$r_0$	$x_0''$	$r_0$	$x_0''$	$r_0$	$x_0''$	$r_0$	$x_0''$
0,5	14,9	1,04	11,5	0,69	–	–	–	–
1	15,2	2,27	11,8	1,54	–	–	–	–
1,5	15,7	4,24	12,3	2,82	7,9	2,13	–	–
2	16,1	6,45	12,5	4,38	8,35	3,58	7,2	3,95
3	17,4	9,6	13,4	7,9	9,5	6,45	7,7	5,53
4	18,5	11,9	14,3	9,7	10,8	8,1	8,85	7,2
5	20,1	14,1	15,5	11,5	12,3	9,7	10,1	8,4
6	21,4	16,3	16,5	12,5	13,8	11,2	10,7	9,15
7	21,5	16,5	17,3	13,2	15,0	12,3	11,1	9,55
8	21,7	16,7	18,0	14,2	15,4	13,3	11,3	9,85
9	21,8	16,9	18,1	14,3	15,2	13,1	11,4	9,9
10	21,9	17,1	18,1	14,3	14,6	12,4	11,5	10,3
15	20,2	18,3	17,3	13,3	13,6	11,4	11,3	10,3
20	–	–	–	–	12,7	10,5	11,0	9,7
25	–	–	–	–	–	–	10,7	9,2

## Кабельні лінії електропередавання

## Основні типи і марки кабелів

*Оливонаповнені*

Прокладаються в трубопроводі.....	Т
Шланг із полівінілхлоридного пластикату.....	Ш <sub>В</sub>
Шланг з посиленням захисним шаром.....	Ш <sub>ВУ</sub>
Покриття асфальтоване.....	А
Покриття броньоване круглими дротами.....	К
Оболонка свинцева.....	С
Оболонка алюмінієва, алюмінієва гофрована .....	А, А <sub>Г</sub>
Тиск мастила низький.....	Н
Тиск мастила високий.....	ВД
Оливонаповнений (з мідною жилою).....	М

*З паперовою ізоляцією та в'язким просоченням*

Удосконалений.....	У
Без зовнішнього покриття.....	Г
Тип покриття.....	Б, Б <sub>Л</sub> , Б <sub>2Л</sub> , Б <sub>Н</sub> , П <sub>Н</sub> , К, Ш <sub>В</sub> , Ш <sub>ПС</sub>
Оболонка свинцева.....	С
Оболонка алюмінієва.....	А
Ізольовані жили спільно.....	—
Ізольовані жили окремо.....	О
Жила мідна.....	—
Жила алюмінієва.....	А
Ізоляція звичайна.....	—
Ізоляція, просочена сполукою, що не стікає.....	Ц

*Із пластмасовою ізоляцією*

Шланг із полівінілхлоридного пластикату.....	Ш <sub>В</sub>
Без зовнішнього покриття.....	Г
Броньований.....	Б <sub>б</sub>
Оболонка з поліетилену, що самозагасає, і вулканізованого поліетилену, полівінілхлоридного пластикату, алюмінію... П, П <sub>С</sub> , П <sub>В</sub> , В, А	
Жила мідна.....	—
Жила алюмінієва.....	А

Таблиця 5.1

**Розрахункові дані кабелів з паперовою ізоляцією (на 1 км)**

Пере- різ, мм <sup>2</sup>	$r_0$ , Ом		6 кВ		10 кВ		20 кВ		35 кВ	
	Мідь	Алю- міній	$x_0$ , Ом	$b_0$ , квар	$x_0$ , Ом	$b_0$ , квар	$x_0$ , Ом	$b_0$ , квар	$x_0$ , Ом	$b_0$ , квар
10	1,84	3,10	0,110	2,3	—	—	—	—	—	—
16	1,15	1,94	0,102	2,6	0,113	5,9	—	—	—	—
25	0,74	1,24	0,091	4,1	0,099	8,6	0,135	24,8	—	—
35	0,52	0,89	0,087	4,6	0,095	10,7	0,129	27,6	—	—
50	0,37	0,62	0,083	5,2	0,090	11,7	0,119	31,8	—	—
70	0,26	0,443	0,08	6,6	0,086	13,5	0,116	35,9	0,137	86
95	0,194	0,326	0,078	8,7	0,083	15,6	0,110	40,0	0,126	95
120	0,153	0,258	0,076	9,5	0,081	16,9	0,107	42,8	0,120	99
150	0,122	0,206	0,074	10,4	0,079	18,3	0,104	47,0	0,116	112
185	0,099	0,167	0,073	11,7	0,077	20,0	0,101	51,0	0,113	115
240	0,077	0,129	0,071	13,0	0,075	21,5	0,098	52,8	0,111	119
300	0,061	0,103	—	—	—	—	0,095	57,6	0,097	127
400	0,046	0,077	—	—	—	—	0,092	64,0	—	—

Таблиця 5.2

**Розрахункові дані оливонаповнених кабелів і кабелів з пластмасовою ізоляцією 110–220 кВ (на 1 км)**

Переріз, мм <sup>2</sup>	Оливонаповнені					З пластмасовою ізоляцією				
	$r_0$ , Ом	110 кВ		200 кВ		$r_0$ , Ом	110 кВ		220 кВ	
		$x_0$ , Ом	$b_0$ , квар	$x_0$ , Ом	$b_0$ , квар		$x_0$ , Ом	$b_0$ , квар	$x_0$ , Ом	$b_0$ , квар
150	0,122	0,200	1180	0,160	3600	—	—	—	—	—
185	0,099	0,195	1210	0,155	3650	—	—	—	—	—
240	0,077	0,190	1250	0,152	3780	—	—	—	—	—
270	0,068	0,185	1270	0,147	3850	0,092	0,120	450	0,120	1100
300	0,0611	0,186	1300	0,145	3930	—	—	—	—	—
350	0,051	0,175	1330	0,140	4070	0,086	0,116	755	0,116	1900
400	0,046	0,170	1360	0,135	4200	—	—	—	—	—
425	0,042	0,165	1370	0,132	4260	—	—	—	—	—
500	0,037	0,160	1420	0,128	4450	0,060	0,110	830	0,110	2100
550	0,032	0,155	1450	0,124	4600	—	—	—	—	—
625	0,029	0,150	1500	0,120	4770	0,048	0,100	1040	0,100	2600
700	0,026	0,145	1550	0,116	4920	—	—	—	—	—
800	0,022	0,140	1600	0,112	5030	0,040	—	1250	—	3700

**Примітки:** 1. Оливонаповнені кабелі виготовляються з мідними жилами, кабелі з пластмасовою ізоляцією – з алюмінієвими жилами. 2. Параметри оливонаповнених кабелів 330 і 500 кВ з перерізом мідних жил 500 мм<sup>2</sup> такі:  $r_0 = 0,032$  Ом/км;  $x_0 = 0,075$  і  $0,044$  Ом/км;  $b_0 = 9000$  і  $17000$  квар/км для напруг 330 і 500 кВ відповідно.

Таблиця 5.3

Питома густина струму для кабелів,  $A/mm^2$ 

Тип кабелю	$T_{max}$ , год/рік		
	Більше ніж 1000 до 3000	Більше за 3000 до 5000	Більше ніж 5000
Кабелі з паперовою, гумовою і полівініл- хлоридною ізоля- цією з жилами: мідними	2,4	2,0	1,6
алюмінієвими	1,3	1,1	1,0
Кабелі з гумовою і пластмасовою ізоля- цією з жилами: мідними	2,8	2,5	2,2
алюмінієвими	1,5	1,4	1,3

Таблиця 5.4

Економічна потужність кабельної лінії 6 – 35 кВ,  
виконаних кабелями з в'язким просоченням  
і пластмасовою ізоляцією, МВт

Переріз, $mm^2$	Мідні жили за напруги, кВ				Алюмінієві жили за напруги, кВ			
	6	10	20	35	6	10	20	35
10	0,24/0,3	–	–	–	0,13/0,16	–	–	–
16	0,4/0,5	0,7	–	–	0,22/0,3	0,4	–	–
25	0,6/0,7	1,0	2,0	–	0,3/0,4	0,6	1,1	–
35	0,9/1,1	1,4	2,9	–	0,5/0,6	0,8	1,6	–
50	1,2/1,5	2,0	4,1	–	0,7/0,8	1,1	2,3	–
70	1,7/2,1	2,9	5,7	10,0	1,0/1,2	1,6	3,2	5,6
95	2,3/2,8	3,9	7,8	13,8	1,3/1,6	2,2	4,4	7,6
120	2,9/3,6	4,9	9,8	17,2	1,6/1,9	2,8	5,5	9,6
150	3,7/4,6	6,1	12,3	21,5	2,1/2,5	3,4	6,9	12,0
185	4,5/5,6	7,5	15,2	26,5	2,5/3,0	4,2	8,5	14,8
240	5,9/7,3	9,8	19,7	34,3	3,3/4,0	5,5	11,0	19,2
300	–	–	24,6	43,0	–	–	13,8	24,0

**Примітки:** 1.  $U = 1,05U_{ном}$ ;  $\cos \varphi = 0,9$ ;  $T_{max} = 3000 - 5000$  год/рік. 2. Якщо  $\cos \varphi \neq 0,9$ , вводиться поправковий коефіцієнт, який дорівнює  $\cos \varphi / 0,9$ . 3. Якщо  $T_{max}$  відмінне від  $3000 - 5000$  год/рік, тоді вводиться поправковий коефіцієнт, наведений в табл. 5.6. 4. У знаменнику наведені дані КЛ 6 кВ з пластмасовою ізоляцією.

Таблиця 5.5

**Економічна потужність лінії 110–500 кВ,  
виконаних оливоднаповненими кабелями з мідними жилами, МВт**

Напруга, кВ	Переріз жили, мм <sup>2</sup>													
	150	185	240	270	300	350	400	425	500	550	625	650	700	800
110	54	66	86	98	107	127	143	154	179	198	226	234	250	286
220	–	–	171	197	214	254	286	309	358	397	451	469	501	573
330	–	–	–	–	–	–	–	–	–	744	–	–	–	–
500	–	–	–	–	–	–	–	–	–	1115	–	–	–	–

**Примітки:** 1.  $U = 1,05U_{ном}$ ;  $\cos \varphi = 0,9$ ;  $T_{max} = 3000 - 5000$  год/рік. 2. Якщо  $\cos \varphi \neq 0,9$ , вводиться поправковий коефіцієнт, який дорівнює  $\cos \varphi / 0,9$ .

Таблиця 5.6

**Поправкові коефіцієнти до табл. 5.4 і 5.5**

Кабелі з паперовою ізоляцією	$T_{max} = 1000 - 3000$ год	$T_{max} > 5000$ год
З мідними жилами	1,2	0,8
З алюмінієвими жилами	1,14	0,86

Таблиця 5.7

**Допустима за нагріванням тривала потужність трижильного кабелю  
напругою 6–10 кВ, МВ·А**

Переріз, мм <sup>2</sup>	6 кВ		10 кВ	
	Повітря	Земля	Повітря	Земля
10	0,7/0,5	0,8/0,6	–	–
16	1,0/0,7	1,0/0,8	1,5/1,1	1,5/1,2
25	1,3/0,9	1,3/1,0	1,9/1,4	2,0/1,5
35	1,6/1,2	1,6/1,2	2,3/1,7	2,4/1,8
50	2,0/1,5	1,9/1,5	2,8/2,2	2,9/2,2
70	2,4/1,8	2,3/1,8	3,6/2,7	3,5/2,7
95	2,9/2,2	2,7/2,1	4,3/3,3	4,1/3,1
120	3,4/2,5	3,1/2,4	5,0/3,8	4,7/3,6
150	3,8/2,9	3,5/2,7	5,7/4,3	5,2/4,0
185	4,3/3,3	3,9/3,0	6,4/4,9	5,8/4,5
240	5,0/3,8	4,4/3,4	6,5/5,1	6,5/5,1

**Примітки:** 1. У чисельнику дані для кабелів з мідними жилами, у знаменнику – алюмінієвими. 2. Потужність для кабелів, прокладених у воді, визначається множенням показників табл. на коефіцієнт 1,3. 3. Для кабелів, виготовлених до 1984 р. включно, значення потужностей, наведених в таблиці, необхідно множити на коефіцієнти: 6 кВ, прокладання в землі – 0,855; прокладання в повітрі – 0,82; 10 кВ, прокладання в землі – 0,92; прокладання в повітрі – 0,91. 4. Допустима довготривала потужність обчислена за  $U = 1,05U_{ном}$ ,  $\cos \varphi = 0,9$ .

Таблиця 5.8

**Допустимий тривалий струм для трижильних кабелів на напругу 6 кВ  
з мідними та алюмінієвими жилами з пластмасовою ізоляцією,  
які прокладаються в землі**

Переріз, мм <sup>2</sup>	Струмові навантаження, А			
	У землі		У повітрі	
	Полівінілхлорид і поліетилен	Вулканізований поліетилен	Полівінілхлорид і поліетилен	Вулканізований поліетилен
10	70/55	79/62	65/50	73/57
16	92/70	104/79	85/65	96/73
25	122/90	138/102	110/85	124/96
35	147/110	166/124	135/105	153/119
50	175/130	198/147	165/125	186/141
70	215/160	243/181	210/155	237/175
95	260/195	294/220	255/190	288/215
120	295/220	333/249	300/220	339/249
150	335/250	379/283	335/250	379/283
185	380/285	429/322	385/290	435/328
240	445/335	503/379	460/345	

**Примітки:** 1. В чисельнику дані для кабелів з мідними, знаменнику – з алюмінієвими жилами. 2. Потужності для кабелів, які прокладені в воді, визначаються множенням показників табл. на коефіцієнт 1,3.

Таблиця 5.9

**Допустимий тривалий струм для одножильних кабелів на напругу 6 та 10 кВ  
з мідними і алюмінієвими жилами з ізоляцією із шитого поліетилену,  
які прокладаються в землі та в повітрі, А**

Пере- різ, мм <sup>2</sup>	Пере- різ екрана, мм <sup>2</sup>	Мідь				Алюміній			
		Повітря		Земля		Повітря		Земля	
		○ ○○	○○○	○ ○○	○○○	○ ○○	○○○	○ ○○	○○○
50	16	245	290	220	230	185	225	170	175
70		300	360	270	280	235	280	210	215
95		370	435	320	335	285	340	250	260
120		425	500	360	380	330	390	280	295
150	25	475	560	410	430	370	440	320	330
185		545	635	460	485	425	505	360	375
240		645	745	530	560	505	595	415	440
300		740	845	600	640	580	680	475	495
400	35	845	940	680	730	675	770	540	570
500		955	1050	750	830	780	865	610	650
630		1115	1160	830	940	910	1045	680	750
600		1270	1340	920	1030	1050	1195	735	820



Таблиця 5.10

**Допустима за нагріванням довготривала потужність трижильного кабелю  
напругою 20 та 35 кВ з мідними та алюмінієвими жилами  
та паперовою просоченою ізоляцією**

Переріз, мм <sup>2</sup>	20 кВ		35 кВ	
	Земля	Повітря	Земля	Повітря
З мідними жилами				
25	3,5/4,1	3,2/3,9	—	—
35	4,6/4,9	3,9/4,7	—	—
50	5,1/6,3	4,0/5,7	—	—
70	6,2/7,2	5,8/7,2	—	—
95	7,4/8,7	7,0/8,7	—	—
120	8,4/9,8	8,2/10,1	—	—
150	9,5/11,1	9,3/11,4	14,0/16,3	13,9/17,2
185	10,7/12,4	10,6/13,1	15,9/18,6	15,8/19,5
З алюмінієвими жилами				
25	2,8/3,3	2,8/3,3	—	—
35	3,2/3,8	3,2/3,6	—	—
50	3,9/4,6	3,6/4,4	—	—
70	4,8/5,6	4,5/5,6	—	—
95	5,8/6,7	5,4/6,7	—	—
120	6,6/7,7	6,4/8,8	—	—
150	7,5/8,7	7,7/8,8	11,0/12,9	10,9/13,4
185	8,4/9,8	8,4/10,3	12,2/14,3	12,2/15,1

**Примітки:** 1. В чисельнику вказано допустимі потужності для кабелів з ізоляцією, яка просочена в'язкими розчинами, які в своєму складі мають віск як згущувач, в знаменнику – з ізоляцією, яка просочена розчином, що не стікає чи каніфольним розчином, у якому не менше ніж 25 % каніфолі. 2. Для кабелів з захисним покриттям типу К, які прокладаються у воді, допустимі потужності визначаються множенням показників за прокладання в землі на коефіцієнт 1,1.

Таблиця 5.11

**Поправкові коефіцієнти на температуру довкілля**

Умовна температура середовища, °С	Нормована температура, °С	Поправкові коефіцієнти на температуру довкілля, °С											
		-5 і нижче	0	+5	+10	+15	+20	+25	+30	+35	+40	+45	+50
15	80	1,14	1,11	1,08	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78	0,73	0,68
25	80	1,24	1,20	1,17	1,13	1,09	1,04	1,00	0,95	0,90	0,85	0,80	0,74
25	70	1,29	1,24	1,20	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,81	0,74	0,67
15	65	1,18	1,14	1,10	1,05	1,00	0,95	0,89	0,84	0,77	0,71	0,63	0,55
25	65	1,32	1,27	1,22	1,17	1,12	1,06	1,00	0,94	0,87	0,70	0,71	0,61
15	60	1,20	1,15	1,12	1,05	1,00	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67	0,57	0,47
25	60	1,35	1,31	1,25	1,20	1,13	1,07	1,00	0,93	0,85	0,76	0,66	0,54
15	55	1,22	1,17	1,12	1,07	1,00	0,93	0,86	0,79	0,71	0,61	0,50	0,36
25	55	1,41	1,35	1,29	1,23	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82	0,71	0,58	0,41
15	50	1,25	1,20	1,14	1,07	1,00	0,93	0,84	0,76	0,66	0,54	0,37	—
25	50	1,48	1,41	1,34	1,26	1,18	1,09	1,00	0,89	0,78	0,63	0,45	—

**Конденсаторні батареї, синхронні компенсатори, шунтівні  
та струмообмежувальні реактори, статичні компенсатори**

**Конденсатори**

Конденсатор косинусний .....К  
 Просочення синтетичним діелектриком.....С  
 Подвійна потужність.....2  
 Для зовнішнього встановлення.....А  
 Номінальна напруга, *кВ*  
 Номінальна потужність, *Мвар*

Таблиця 6.1

**Конденсаторні батареї 6–110 кВ**

Показники	Номінальна напруга батареї, <i>кВ</i>			
	6	10	35	110
Кількість паралельних віток	4	4	4	4
Кількість послідовних конденсаторів однієї вітки	4	7	24	72
Загальна кількість конденсаторів у батареї	48	84	288	861
Установлена потужність, <i>Мвар</i>	2,9/6	5/10,5	17,3/36	52/108
Потужність, яка видається батареєю, <i>Мвар</i> , за напруги:				
1,1 $U_{ном}$	2,4/4,9	3,8/7,9	13,5/28	44,5/93
$U_{ном}$	2,0/4,1	3,2/6,5	11,2/23,2	36,8/77

**Примітка:** в чисельнику наведено дані для батареї з конденсаторами типу КС2 – 1,05–60, у знаменнику – КСКГ – 1,05–125.

**Синхронні компенсатори**

Компенсатор.....К  
 Синхронний.....С  
 Охолодження водневе.....В  
 Збудження безщіткове.....Б  
 нереверсивне (позитивне), реверсивне (позитивне і негативне)....О  
 Номінальна потужність, *квар (Мвар)*  
 Номінальна напруга, *кВ*

Таблиця 6.2

## Синхронні компенсатори

Тип	$S_{ном}, МВ\cdot А$	$U_{ном}, кВ$	$I_{ном}, кА$	Реактивний опір, %					$\Delta P, кВт$	$GD^2, тм^2$	$S_{max}$ за струмом, що відстає $Meap$	Частота обертання ротора, $1/хв$
				$x''_d$	$x'_d$	$x_d$	$x''_q$	$x'_q$				
КСВБ-50-11 (КСВБО-50-11)	50	11	2,62	26	43	220	–	118	800	31	20 (33)	750
КСВБ-100-11 (КСВБО-100-11)	100	11	5,25	20	40	210	–	126	1350	55	50 (82,5)	750
КСВБ-160-15 (КСВБО-160-15)	160	15,75	5,86	20	45	200	–	125	1750	75,7	80 (132)	750
КСВБ-320-20 (проект)	320	20	9,23	25	48	200	26	120	3800	150	160–210	750

**Примітки:** 1.  $x''_d$ ,  $x'_d$ ,  $x_d$  – поздовжній надперехідний, перехідний, синхронний; 2.  $x''_q$ ,  $x'_q$  – поперечний надперехідний і синхронний. 3.  $GD^2$  – момент інерції ротора.

## Шунтові реактори

Реактор.....Р  
 Струмообмежувальний.....Т  
 Охолодження оливне.....М  
 Природне чи дуттєве.....Д  
 Трифазний чи однофазний.....Т/О  
 Клас напруги, кВ  
 Номінальний струм, А  
 Номінальна реактивність, %

Таблиця 6.3

## Шунтові реактори 6–1150 кВ

Тип	$U_{ном}, кВ$	$I_{ном}, А$	$S_{ном}, МВ\cdot А$	$\Delta P, кВт$
Трифазні				
РТД	38,5	300	20	120
РТМ	11	170	3,3	40
РТМ	6,6	290	3,3	40
Однофазні				
РОДЦ	$1200/\sqrt{3}$	430	300	3×900
	$787/\sqrt{3}$	242	110	3×320
	$525/\sqrt{3}$	198	60	3×150 і 3×106
РОДБС РОМ	$121/\sqrt{3}$	475	33,3	3×180
	$38,5/\sqrt{3}$	1350	30	3×180
РОМ	$11/\sqrt{3}$	173	1,1	3×20
	$6,6/\sqrt{3}$	288	1,1	3×20

### Струмообмежувальні реактори 10 кВ

Реактор.....	Р
Охолодження природне.....	Б
Охолодження повітряне чи повітряне з дуттям.....	Д
Здвоєний.....	С
Зовнішнього встановлення.....	Н
Установлення фаз східчає.....	У
Установлення фаз горизонтальне.....	Г
Клас напруги, кВ	
Номинальний струм, А	
Індуктивний опір (для здвоєних реакторів – однієї вітки), Ом	

### Струмообмежувальні реактори 35 кВ

Реактор.....	Р
Струмообмежувальний.....	Т
Охолодження масляне.....	М
Охолодження природне чи дуттєве.....	Д
Трифазний чи однофазний.....	Т/О
Клас напруги, кВ	
Номинальний струм, А	
Номинальна реактивність, %	

Таблиця 6.4

### Струмообмежувальні реактори 110 – 220 кВ

Тип	$U_{ном},$ кВ	$I_{ном},$ А	$S_{ном},$ МВ·А	$x_p,$ %	$x,$ Ом	Струм стійкості	
						Термічний, кА/с	Електродинамічний, кА
ТОРМТ-110-1350-15А	$110/\sqrt{3}$	1350	86,0	15	7,4	31,6	25,0
ТОРМ-220-324-12	$220/\sqrt{3}$	324	41,0	12	46,8	–	–

### Статичні компенсатори

Статичний.....	З
Тиристорний.....	Т
Компенсатор.....	К
Номинальна споживана реактивна потужність за номинальної напруги, Мвар	
Номинальна генерувальна реактивна потужність за номинальної напруги, Мвар	
Номинальна напруга, кВ	

Таблиця 6.5

## Статичні тиристорні компенсатори

Тип	$S_{ном},$ <i>Мвар</i>	$U_{ном},$ <i>кВ</i>	$S_{тах},$ <i>Мвар,</i> у режимах		$\Delta P,$ <i>кВт</i>	Час регулю- вання, <i>с</i>	Примітка
			спожив- вання	генеру- вання			
СТК 3×150	450	20	450	150	$\frac{4500}{900}$	0,02	Для ліній електропересилання <i>1150 кВ</i>
СТК 3×100	300	15,75	300	100	$\frac{3000}{600}$	0,02	Для ліній електропересилання <i>750 кВ</i>
СТК 3×50	150	110	100	150	$\frac{1000}{900}$	0,02	Дослідний зразок на ПС "Луч"
СТК 3×33	100	10	–	100	600	0,02	Для ліній електропересилання <i>500 кВ</i>
СТК-250	250	38,5 35	193 160	167 135	– –	– –	Для великих сталеплавильних печей

## Трансформатори

### Позначення типів трансформаторів

Автотрансформатор .....	А
Кількість фаз:	
трифазний.....	Т
однофазний .....	О
З розщепленою обвиткою .....	Р
Охолодження:	
природне повітряне .....	С
природне оливне.....	М
оливне з дуттям.....	Д
оливне з дуттям і з примусовою циркуляцією оливи.....	ДП
оливо-водяне з природною циркуляцією оливи.....	МВ
оливо-водяне с примусовою циркуляцією оливи.....	МВЦ
Триобвитковий.....	Т
Вид перемикання відгалужень:	
виконання однієї з обвиток із пристроєм	
регулювання під навантаженням (РПН).....	Н
те саме з автоматичним РПН.....	АН
Особливість виконання:	
грозостійке .....	Г
захищене.....	З
удосконалене.....	У
Для електрифікації залізниць .....	Ж(Є)
Для власних потреб електростанцій .....	С
Номінальна потужність, $kB \cdot A$	
Клас напруги обвиток ВН (для автотрансформаторів з обвиткою СН 110 $kB$	
і вище – також клас напруги обвитки СН), $kB$	

Таблиця 7.1

Трифазні двообв'язкові трансформатори 35 кВ

Тип	$S_{ном}$ МВ·А	Границі регулю- вання, %	Каталогові дані					Розрахункові дані			
			$U_{ном}$		$u_{кз}$ %	$\Delta P_{кз}$ кВт	$\Delta P_{н.х}$ кВт	$I_{н.х}$ %	$r_T$ $O_m$	$x_T$ $O_m$	$\Delta Q_{н.х}$ квар
			ВН	НН							
ТМ-100/35	0,1	$\pm 2 \times 1,5$	35	0,4	6,5	1,9	0,5	2,6	241	796	2,6
ТМ-160/35	0,16	$\pm 2 \times 1,5$	35	0,4; 0,69	6,5	2,6; 3,1	0,7	2,4	127; 148	498	3,8
ТМ-250/35	0,25	$\pm 2 \times 1,5$	35	0,4; 0,69	6,5	3,7; 4,2	1,0	2,3	72; 82	318	5,7
ТМН(ТМ)-400/35	0,4	$\pm 6 \times 1,5$	35	0,4; 0,69	6,5	7,6; 8,5	1,9	2,0	23,5; 26,2	126	12,6
ТМН(ТМ)-630/35	0,63	$\pm 6 \times 1,5$	35	0,4; 0,69; 6,3; 11	6,5	11,6; 12,2	2,7	1,5	14,9; 14,2	79,6	15
ТМН(ТМ)-1000/35	1	$\pm 6 \times 1,5$	35	0,4; 0,69; 6,3; 11	6,5	16,5; 18	3,6	1,4	7,9; 8,6	49,8	22,1
ТМН(ТМ)-1600/35	1,6	$\pm 6 \times 1,5$	35	6,3; 11	6,5	23,5; 26	5,1	1,1	11,2; 12,4	49,2	17,6
ТМН(ТМ)-2500/35	2,5	$\pm 6 \times 1,5$	35	6,3; 11	6,5	23,5; 26	5,1	1,1	4,6; 5,1	31,9	27,5
ТМН(ТМ)-4000/35	4,0	$\pm 6 \times 1,5$	35	6,3; 11	7,5	33,5	6,7	1,0	2,6	23	40
ТМН(ТМ)-6300/35	6,3	$\pm 6 \times 1,5$	35	6,3; 11	7,5	46,5	9,2	0,9	1,4	14,6	56,7
ТД-10000/35	10	$\pm 2 \times 2,5$	38,5	6,3; 10,5	7,5	65	14,5	0,8	0,96	11,1	80
ТМН-10000/35	10	$\pm 9 \times 1,3$	36,75	6,3; 10,5	7,5	65	14,5	0,8	0,88	10,1	80
ТДНС-10000/35	10	$\pm 8 \times 1,5$	36,75	6,3; 10,5	8,0	60	12,5	0,6	0,81	10,8	60
ТД-16000/35	16	$\pm 2 \times 2,5$	38,5	6,3; 10,5	8,0	90	21	0,6	0,52	7,4	96
ТДНС-16000/35	16	$\pm 8 \times 1,5$	36,75	6,3-6,3; 10,5-10,5	10	85	18	0,55	0,45	8,4	88
ТРДНС-25000/35	25	$\pm 8 \times 1,5$	36,75	6,3-6,3; 10,5-10,5	9,5	115	25	0,5	0,25	5,1	125
ТРДНС-32000/35	32	$\pm 8 \times 1,5$	36,75	6,3-6,3; 10,5-10,5	11,5	145	30	0,45	0,19	4,8	144
ТРДНС-40000/35	40	$\pm 8 \times 1,5$	36,75	6,3-6,3; 10,5-10,5	11,5	170	36	0,4	0,14	3,9	160
ТРДНС-63000/35	63	$\pm 8 \times 1,5$	36,75	6,3-6,3; 10,5-10,5	11,5	250	50	0,3	0,1	2,5	220

**Примітки:** 1. Регулювання напруги здійснюється на боці ВН через РПН чи ПБЗ. 2. Трансформатори типу ТМ, вказані в дужках, мають  $I_{БЗ} \pm 2,5\%$  на боці ВН.

Таблиця 7.2

Трифазні двообвиткові трансформатори 110 кВ

Тип	S <sub>ном</sub> МВ·А	Границі регулю- вання, %	Каталогові дані					Розрахункові дані			
			U <sub>ном</sub> обвиток, кВ		u <sub>кз</sub> %	ΔP <sub>кз</sub> кВт	ΔP <sub>лхз</sub> кВт	I <sub>лхз</sub> %	r <sub>T</sub> Ом	x <sub>T</sub> Ом	ΔQ <sub>лхз</sub> квар
			ВН	НН							
ТМН-2500/110	2,5	+10х1,5 -8х1,5	110	6,6; 11	10,5	22	5,5	1,5	42,6	508,2	37,5
ТМН-6300/110	6,3	±9х1,78	115	6,6; 11	10,5	44	11,5	0,8	14,7	220,4	50,4
ТДН-10000/110	10	±9х1,78	115	6,6; 11	10,5	60	14	0,7	7,95	139	70
ТДН-16000/110	16	±9х1,78	115	6,5; 11; 34,5	10,5	85	19	0,7	4,38	86,7	112
ТРДН-25000/110 (ТРДНФ-25000/110)	25	±9х1,78	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5;	10,5	120	27	0,7	2,54	55,9	175
ТДНЖ-25000/110	25	±9х1,78	115	27,5	10,5	120	30	0,7	2,5	55,5	175
ТД-40000/110	40	±2х2,5	121	3,15; 6,3; 10,5	10,5	160	50	0,65	1,46	38,4	260
ТРДН-40000/110	40	±9х1,78	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5;	10,5	172	36	0,65	1,4	34,7	260
ТРДЦН-63000/110 (ТРДН)	63	±9х1,78	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5;	10,5	260	59	0,6	0,87	22	410
ТРДЦНК-63000/110	63	±9х1,78	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5;	10,5	245	59	0,6	0,8	22	378
ТДЦ-80000/110	80	±2х2,5	121	6,3; 10,5; 13,8	10,5	310	70	0,6	0,71	19,2	480
ТРДЦН-80000/110 (ТРДЦНК), (ТРДН)	80	±9х1,78	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5;	10,5	310	70	0,6	0,6	17,4	480
ТДЦ-125000/110	125	±2х2,5	121	10,5; 13,8	10,5	400	120	0,55	0,37	12,3	687,5
ТРДЦН-125000/110	125	±9х1,78	115	10,5/10,5	10,5	400	100	0,55	0,4	11,1	687,5
ТДЦ-200000/110	200	±2х2,5	121	13,8; 15,75	10,5	550	170	0,5	0,2	7,7	1000
ТДЦ-250000/110	250	±2х2,5	121	15,75	10,5	640	200	0,5	0,15	6,1	1250
ТДЦ-400000/110	400	±2х2,5	121	20	10,5	900	320	0,45	0,08	3,8	1800

**Примітки:** 1. Регулювання напруги здійснюється за рахунок РПН в нейтралі, за винятком трансформатора типу ТМН-2500/110 з РПН з боку НН і ТД з ПБЗ з боку ВН. 2. Трансформатори типу ТРДН можуть виготовлятися також з нерозщепленою обвиткою НН 38,5 кВ, трансформатори 25 МВ·А – з 27,5 кВ (для електрифікації залізниць).



Таблиця 7.3

Трифазні триобвиткові трансформатори 110 кВ

Тип	$S_{ном}^{*}$ МВ·А	Каталогові дані					
		$U_{ном}$ обвиток, кВ			$u_{кз}$ %		
		ВН	СН	НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН
ТМТН-6300/110	6,3	115	38,5	6,6; 11	10,5	17	6
ТДТН-10000/110	10	115	11,5; 22; 34,5; 38,5	6,6; 11	10,5	17	6
ТДТН-16000/110*	16	115	22; 34,5; 38,5	6,6; 11	10,5	17	6
ТДТН-25000/110	25	115	11; 22; 34,5; 38,5	6,6; 11	10,5	17,5	6,5
ТДТНЖ-25000/110	25	115	38,5; 27,5	6,6; 11; 27,5	10,5 (17)	17 (10,5)	6
ТДТН-40000/110*	40	115	11; 22; 34,5; 38,5	6,6; 11	10,5 (17)	17 (10,5)	6
ТДТНЖ-40000/110	40	115	27,5; 35,5	6,6; 11; 27,5	10,5 (17)	17 (10,5)	6
ТДТН-63000/110* (ТДЦТН, ТДТНМ)	63	115	11; 34,5; 38,5	6,6; 11	10,5	17	6,5
ТДТН-80000/110* (ТДЦТН, ТДЦТНК)	80	115	38,5	6,6; 11	11 (17)	18,5 (10,5)	7 (6,5)

Продовження табл. 7.3

Тип	Каталогові дані				Розрахункові дані								$\Delta Q_{н.кз}$ квар
	$\Delta P_{кВм}$	$\Delta P_{н.кз}$ кВм	$I_{н.кз}$ %	$I_{н.кз}^{*}$ %	$r_T, Ом$				$x_T, Ом$				
					ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	ВН	СН	
ТМТН-6300/110	58	14	1,2	1,2	9,7	9,7	9,7	225,7	0	0	131,2	75,6	
ТДТН-10000/110	76	17	1,1	1,1	5	5	5	142,2	0	0	82,7	110	
ТДТН-16000/110*	100	23	1,0	1,0	2,6	2,6	2,6	88,9	0	0	52	160	
ТДТН-25000/110	140	31	0,7	0,7	1,5	1,5	1,5	56,9	0	0	35,7	175	
ТДТНЖ-25000/110	140	42	0,9	0,9	1,5	1,5	1,5	57	0 (33)	0	33 (0)	225	
ТДТН-40000/110*	200	43	0,6	0,6	0,8	0,8	0,8	35,5	0 (22,3)	0	22,3 (0)	240	
ТДТНЖ-40000/110	200	63	0,8	0,8	0,9	0,9	0,9	35,5	0 (20,7)	0	20,7 (0)	320	
ТДТН-63000/110* (ТДЦТН, ТДТНМ)	290	56	0,7	0,7	0,5	0,5	0,5	22,0	0	0	13,6	441	
ТДТН-80000/110* (ТДЦТН, ТДЦТНК)	390	82	0,6	0,6	0,4	0,4	0,4	18,6 (21,7)	0 (10,7)	0	11,9 (0)	480	

\* За  $x_T$  обвитки СН, що дорівнює нулю, обвитка НН виготовляється з  $U_{ном}^{*}$  що дорівнює 6,3 чи 10,5 кВ.

**Примітка:** Всі трансформатори мають  $РПН\pm9\times1,78\%$  в нейтралі ВН, за винятком трансформатора ТНДТЖ-40000 з  $РПН\pm8\times1,5\%$  на ВН. Трансформатори  $ТДТН - 10000, 16000, 25000, 40000, 63000/110$  мають також ПБЗ з боку ПБЗ з боку 34,5 і 38,5 кВ  $\pm (2\times2,5 \%)$

Таблиця 7.4

Трифазні двообвиткові трансформатори 150 кВ

Тип	$S_{ном}$ МВ·А	Границі регулю- вання, %	Каталогові дані				Розрахункові дані			
			$U_{ном}$ обвиток, кВ		$u_{кз}$ %	$\Delta P_{кз}$ кВт	$\Delta P_{н,хз}$ кВт	$I_{н,хз}$ %	$r_T$ , Ом	$x_T$ , Ом
			ВН	НН						
ТДН-16000/150	16	±8×1,5	158	6,6; 11	11	85	21	0,8	8,3	172
ТВДН-32000/150	32	±8×1,5	158	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	145	35	0,7	3,54	82
ТВДН -63000/150	63	±8×1,5	158	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	235	59	0,65	1,48	41,6
ТДЦ-250000/150, ТДЦ-250000/150	200	–	165	10,5; 13,8; 15,75	11	640	190	0,5	0,3	12

Примітка: Регулювання напруги здійснюється за рахунок РПН в нейтралі ВН (трансформатори 16–63 МВ·А) чи ПБЗ (трансформатор 250 МВ·А).

Таблиця 7.5

Трифазні триобвиткові трансформатори та автотрансформатори 150 кВ

Тип	$S_{ном}$ МВ·А	Границі регулю- вання, %	Каталогові дані					
			$U_{ном}$ обвиток, кВ			$u_{кз}$ %		
			ВН	СН	НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН
ТДТН-16000/150	16	±8×1,5	158	38,5	6,6; 11	10,5	18	6
ТДТН-25000/150	25	±8×1,5	158	38,5	6,6; 11	10,5	18	6
ТДТНЖ-25000/150	25	±8×1,5	158	27,5; 38,5	6,6; 11; 27,5	18	10,5	6
ТДТН-40000/150	40	±8×1,5	158	38,5	6,6; 11	10,5	18	6
ТДТН-63000/150	63	±8×1,5	158	38,5	6,6; 11	10,5	18	6
АТДТНГ-100000/150	100	±4×2,5	158	115	6,6	5,3	15	15

Тип	Каталогові дані				Розрахункові дані							
	$\Delta P_{\text{вн}}, \text{кВм}$		$\Delta P_{\text{нх}}, \text{кВм}$		$I_{\text{нх}}, \%$	$r_{\text{Т}}, \text{Ом}$				$x_{\text{Т}}, \text{Ом}$		
	В-С	В-Н	С-Н	В-Н		ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	$\Delta Q_{\text{нх}}, \text{квар}$
ТДТН-16000/150	96	—	—	25	1,0	4,7	4,7	4,7	176	0	103,5	160
ТДТН-25000/150	145	—	—	34	0,9	2,9	2,9	2,9	112,5	0	67,5	225
ТДТНЖ-25000/150	145	—	—	34	0,9	2,9	2,9	2,9	112,5	0	67,4	225
ТДТН-40000/150	185	—	—	53	0,8	1,45	1,45	1,45	70	0	42,2	320
ТДТН-63000/150	285	—	—	67	0,7	0,9	0,9	0,9	44,7	0	26,8	431
АТДТНГ-100000/150	310	235	230	75	1,5	0,54	0,2	14,2	6,6	6,6	30,9	1500

**Примітки:** 1. Для автотрансформаторів потужність обвитки НН дорівнює 20 % номінальної. 2. Регулювання напруги здійснюється за рахунок РПН в нейтралі ВН чи (для автотрансформатора 100 МВ·А) на боці СН.

Таблиця 7.6

Трифазні двообвиткові трансформатори 220 кВ

Тип	$S_{\text{ном}}, \text{МВ·А}$	Границі регулювання, %	Каталогові дані				Розрахункові дані						
			$U_{\text{ном}}$ обвиток, кВ		$u_{\text{к}}, \%$	$\Delta P_{\text{к}}, \text{кВм}$	$\Delta P_{\text{нх}}, \text{кВм}$	$I_{\text{нх}}, \%$	$r_{\text{Т}}, \text{Ом}$	$x_{\text{Т}}, \text{Ом}$	$\Delta Q_{\text{нх}}, \text{квар}$		
			ВН	НН									
ТРДН-40000/220	40	$\pm 8 \times 1,5$	230	6,6/6,6; 11/11	12	170	50	0,9	5,6	158,7	360		
ТРДЦН-63000/220 (ТРДН)	63	$\pm 8 \times 1,5$	230	6,6/6,6; 11/11;	12	300	82	0,8	3,9	100,7	504		
ТДЦ-80000/220	80	$\pm 2 \times 2,5$	242	6,3; 10,5; 13,8	11	320	105	0,6	2,9	80,5	480		
ТРДЦН-100000/220	100	$\pm 8 \times 1,5$	230	11/11; 38,5	12	360	115	0,7	1,9	63,5	700		
ТДЦ-125000/220	125	$\pm 2 \times 2,5$	242	10,5; 13,8	11	380	135	0,5	1,4	51,5	625		
ТРДЦН-160000/220	160	$\pm 8 \times 1,5$	230	11/11; 38,5	12	525	167	0,6	1,08	39,7	960		
ТДЦ-200000/220	200	$\pm 2 \times 2,5$	242	13,8; 15,75; 18	11	580	200	0,45	0,77	32,2	900		
ТДЦ-250000/220	250	—	242	13,8; 15,75	11	650	240	0,45	0,6	25,7	1125		
ТДЦ-400000/220	400	—	242	13,8; 15,75; 20	11	880	330	0,4	0,29	16,1	1600		
ТЦ-630000/220	630	—	242	15,75; 20	12,5	1300	380	0,35	0,2	11,6	2205		
ТЦ-1000000/220	1000	—	242	24	11,5	2200	480	0,35	0,2	6,7	3500		

**Примітки:** 1. Регулювання напруги здійснюється в нейтралі ВН. 2. Трансформатори з розщепленою обвиткою можуть виготовлятися також з нерозщепленою обвиткою НН на 38,5 кВ.

Таблиця 7.7

Трифазні триобвиткові трансформатори 220 кВ

Тип	$S_{ном},$ МВ·А	Границі регулю- вання, %	Каталогові дані					
			$U_{ном}$ обвиток, кВ			$u_k, \%$		
			ВН	СН	НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН
ТДТН-25000/220	25	$\pm 12 \times 1$	230	38,5	6,6; 11	12,5	20	6,5
ТДТНЖ-25000/220	25	$\pm 8 \times 1,5$	230	27,5; 38,5	6,6; 11; 27,5	12,5	20	6,5
ТДТН-40000/220	40	$\pm 12 \times 1$	230	38,5	6,6; 11	12,5	22	9,5
ТДТНЖ-40000/220	40	$\pm 8 \times 1,5$	230	27,5; 38,5	6,6; 11; 27,5	12,5	22	9,5
АТДЦТН-63000/220/110	63	$\pm 6 \times 2$	230	121	6,6; 11; 27,5; 38,5	11	35,7	21,9
АТДЦТН-125000/220/110 (в знаменнику – випуск після 1985 р.)	125	$\pm 6 \times 2$	230	121	6,3; 6,6; 11; 38,5 15,75; 38,5	$\frac{11}{11}$	$\frac{31}{45}$	$\frac{19}{28}$
АТДЦТН-200000/220/110	200	$\pm 6 \times 2$	230	121	6,3; 6,6; 11; 15,75; 38,5	11	32	20
АТДЦТН-250000/220/110	250	$\pm 6 \times 2$	230	121	10,5; 38,5	11,5	33,4	20,8

Продовження табл. 7.7

Тип	Каталогові дані					Розрахункові дані										$\Delta Q_{н,х}$ квар
	$\Delta P_{кз}$ кВт			$\Delta P_{н,х}$ кВт	$I_{н,х}$ %	$r_T, Ом$			$x_T, Ом$							
	В-С	В-Н	С-Н			ВН	СН	НН	ВН	СН	НН					
ТДТН-25000/220	135	—	—	50	1,2	5,7	5,7	5,7	275	0	148	300				
ТДТНЖ-25000/220	135	—	—	50	1,2	5,7	5,7	5,7	275	0	148	300				
ТДТН-40000/220	220	—	—	55	1,1	3,6	3,6	3,6	165	0	125	440				
ТДТНЖ-40000/220	240	—	—	66	1,1	3,9	3,9	3,9	165	0	125	440				
АТДЦТН-63000/220/110	215	—	—	45	0,5	1,4	1,4	2,8	104	0	195,6	315				
АТДЦТН-125000/220/110	290	—	—	85	0,5	0,5	0,5	1,0	48,6	0	82,5	625				
(в знаменнику – випуск після 1985 р.)	305	—	—	65		0,52	0,52	3,2	59,2		131					
АТДЦТН-200000/220/110	430	—	—	125	0,5	0,3	0,3	0,6	30,4	0	54,2	1000				
АТДЦТН-250000/220/110	520	—	—	145	0,5	0,2	0,2	0,4	25,5	0	45,1	1250				

**Примітки:** 1. Для автотрансформаторів потужність обвитки НН дорівнює 50 % номінальної. 2. Напряга регулюються за рахунок РПН в нейтралі ВН ( $\pm 8 \times 1,5\%$ ;  $\pm 12 \times 1\%$ ) чи з боку СН ( $\pm 6 \times 2\%$ ).

Таблиця 7.8

Трифазні двообвиткові трансформатори та автотрансформатори 330 кВ

Тип	$S_{ном},$ МВ·А	Границі регулю- вання, %	Каталогові дані				Розрахункові дані			
			$U_{ном}$ обвиток, кВ		$u_{кз},$ %	$\Delta P_{кз}$ кВт	$I_{н,хз}$ %	$r_T,$ Ом	$x_T,$ Ом	$\Delta Q_{н,хз}$ квар
			ВН	НН						
ТРДНС-40000/330	40	±8×1,5	330	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	11	180	80	1,4	12,3	560
ТРДЦН-63000/330	63	±8×1,5	330	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	11	265	120	0,7	7,3	441
ТДЦ-125000/330	125	–	347	10,5; 13,8	11	360	145	0,5	2,78	625
ТДЦ-200000/330	200	–	347	13,8; 15,75; 18	11	560	220	0,45	1,68	900
ТДЦ-250000/330	250	–	347	13,8; 15,75	11	605	240	0,45	1,2	1125
ТЦС-400000/330, ТДЦ-400000/330	400	–	347	15,75; 20	11	810	365	0,4	0,6	1600
ТЦ-630000/330	630	–	347	15,75; 20; 24;	11	1300	405	0,35	0,4	2205
ТЦ-1000000/330	1000	–	347	24	11,5	2200	480	0,4	0,26	4000
ТЦ-1250000/330	1250	–	347	24	14	2300	750	0,75	0,2	5375

Таблиця 7.9

Трифазні та однофазні автотрансформатори 330 кВ

Тип	$S_{ном},$ МВ·А	Каталогові дані									
		$U_{ном}$ обвиток, кВ				$u_{кз},$ %			$\Delta P_{кз}$ кВт		
		ВН		СН	НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН
		330	115	115	6,3; 10,5; 15,75; 38,5	10	35	24	370	–	–
АТДЦПН-125000/330/110	125	330	115	115	6,3; 10,5; 15,75; 38,5	10	34	22,5	600	–	–
АТДЦПН-200000/330/110	200	330	115	115	6,6; 10,5; 38,5	10	34	22,5	600	–	–
АТДЦПН-250000/330/150	250	330	158	158	10,5; 38,5	10,5	54	42	660	490	400
АТДЦПН-240000/330/220	240	330	242	242	11; 38,5	$\frac{7,3}{9,6}$	$\frac{70}{74}$	60	$\frac{430}{560}$	260	250
АТЛЦН-400000/330/150	400	330	–	–	165	–	11,3	–	–	750	–
АОДЦПН-133000/330/220	133	$330/\sqrt{3}$	$230/\sqrt{3}$	$230/\sqrt{3}$	10,5; 38,5	9	60,4	48,5	280	125	105

Продовження табл. 7.9

Тип	Каталогові дані						Розрахункові дані					
	$\Delta P_{н,х^3}$ кВм	$I_{н,х^3}$ %	$r_T, O_m$			$\Delta Q_{н,х^3}$ квар	$x_T, O_m$			ВН	CH	HH
			ВН	CH	HH							
АТДЦТН-125000/330/110	115	0,5	1,3	1,3	2,6	625	91,5	0	213,4	625		
АТДЦТН-200000/330/110	180	0,5	0,8	0,8	2,0	1000	58,5	0	126,6	1000		
АТДЦТН-250000/330/150	165	0,5	1,07	0,08	4,3	1250	49	0	186,2	1250		
АТДЦТН-240000/330/220	130	0,5	0,4 0,53	0,4 0,53	7,3 7,2	1200	39,2 59,2	0	278,4 312,1	1200		
АТДЦН-400000/330/150	180	0,3	0,51	—	0,51	1200	—	0	30,8	1200		
АОДЦТН-133000/330/220	55	0,15	0,62	0	3,5	599	28,7	0	136,5	599		

**Примітки:** 1. Для автотрансформаторів потужність обвитки НН становить 50 % номінальної, за винятком автотрансформаторів потужністю 200 і 250, 240 і 133 МВ·А, для яких вона становить 40 і 25 % номінальної відповідно. 2. Регулювання напруги здійснюється з боку СН за рахунок РПН  $\pm 6 \times 2$  % за винятком автотрансформатора потужністю 240 МВ·А, який регулювання немає. 3. З 2004 р. випускаються трансформатори напругою 330 кВ і вище.

Таблиця 7.10

Трифазні й однофазні двообвиткові трансформатори 500–750 кВ (для регулювання напруги)

Тип	$S_{ном^3}$ МВ·А	Каталогові дані						Розрахункові дані					
		$U_{ном}$		обвиток, кВ	$u_{к^3}$ %	$\Delta P_{к^3}$ кВм	$\Delta P_{н,х^3}$ кВм	$I_{н,х^3}$ %	$r_T, O_m$	$x_T, O_m$	$\Delta Q_{н,х^3}$ квар		
		ВН	ВН										
ТДЦ-250000/500, ТЦ-250000/500	250	525	15,75	13,8; 15,75; 20	13	600	250	0,45	2,65	143	1125		
ТДЦ-400000/500, ТЦ-400000/500	400	525	15,75; 20; 24	13,8; 15,75; 20	13	800	350	0,4	1,4	89,5	1600		
ТЦ-630000/500	630	525	24	15,75; 20; 24	14	1300	500	0,35	0,9	61,3	2205		
ТЦ-1000000/500	1000	525	24	15,75; 20; 24	14,5	2000	600	0,38	0,55	40	3800		
ОЦ-533000/500*	533	525/ $\sqrt{3}$	15,75; 24	15,75; 24	13,5	1400	300	0,3	0,45	23,3	4797		
ОРЦ-417000/750*	417	787/ $\sqrt{3}$	20; 24	20; 24	14	800	400	0,3	0,96	69,3	3753		

\* Обвитка НН виконується розщепленою на дві потужністю 50 % кожна.

Таблиця 7.11

Трифазні та однофазні автотрансформатори 500–750–1150 кВ

Тип	$S_{ном*}$ МВ·А	Границі регулю- вання	Каталогові дані					
			$U_{ном}$ обвиток, кВ			S обвиток, %		
			ВН	СН	НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН
АТДЦТН-250000/500/110	250	$\pm 8 \times 1,4\%$ РПН в нейтралі ВН	500	121	10,5; 11; 38,5	100	100	40
АТДЦТН-500000/500/220	500	$+8 \times 1\%$ ; $-8 \times 1,25\%$ РПН на лінійному виводі СН	500	–	230	100	–	100
АОДЦТН-167000/500/220	167	$\pm 6 \times 2,1\%$ РПН на лінійному виводі СН	$500/\sqrt{3}$	$230/\sqrt{3}$	11; 13,8; 15,75; 20; 38,5	100	100	30; 40; 50
АОДЦТН-167000/500/330	167	$\pm 8 \times 1,5\%$ РПН на лінійному виводі СН	$500/\sqrt{3}$	$330/\sqrt{3}$	10,5; 38,7	100	100	20
АОДЦТН-267000/500/220	267	$\pm 8 \times 1,4\%$ РПН на лінійному виводі СН	$500/\sqrt{3}$	$230/\sqrt{3}$	10,5; 15,5; 20,2	100	100	25; 30; 45
АОДЦТН-267000/750/220	267	$\pm 10\%$ РПН на лінійному виводі СН	$750/\sqrt{3}$	$230/\sqrt{3}$	10,5	100	100	30
АОДЦТН-333000/750/330	333	$\pm 10\%$ РПН на лінійному виводі СН	$750/\sqrt{3}$	$330/\sqrt{3}$	15,75	100	100	36
АОДЦТН-417000/750/500	417	$\pm 5\%$ РПН в нейтралі ВН	$750/\sqrt{3}$	$500/\sqrt{3}$	10,5; 15,75	100	100	12; 8
АОДЦТ-667000/1150/500	667	–	$1150/\sqrt{3}$	$500/\sqrt{3}$	20	100	100	27

Продовження табл. 7.11

Тип	Каталогові дані					Розрахункові дані (на три фази)								$\Delta Q_{\text{плх}}$ квар
	$u_{\text{к}}, \%$			$\frac{\Delta P_{\text{к}}}{\kappa Bm}$	$\Delta P_{\text{плх}}$ $\kappa Bm$	$I_{\text{н.х}}$ %	$r_{\text{Г}}, \text{Ом}$			$x_{\text{Г}}, \text{Ом}$				
	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	ВН-СН	$\kappa Bm$	%	ВН	СН	НН	ВН	СН	НН		
	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	ВН-СН	$\kappa Bm$	%	ВН	СН	НН	ВН	СН	НН		
АТДЦПН-250000/500/110: випуску до 1985 р. після 1985 р.	10,5	24	13	550	270	0,45	1,7	0,47	3,52	107,5	0	132,5	1125	
	13	33	18,5	640	230	0,45	2,28	0,28	5,22	137,5	0	192,5	1125	
	11,5	–	–	1050	230	0,3	1,05	–	1,05	57,5	–	–	1500	
АОДЦПН-167000/500/220	11	35	21,5	325	125	0,4	0,65	0,32	2,8	61,1	0	113,5	2004	
	9,5	67	61	320	70	0,3	0,48	0,48	2,4	38,8	0	296	1503	
	11,5	37	23	490	150	0,35	0,28	0,28	1,12; 0,9;0,6	39,8	0	75,6	2803	
АОДЦПН-267000/750/220	13	32	17	600	250	0,4	0,79	0,79	2,63	98,3	0	126,4	3204	
АОДЦПН-333000/750/330	10	28	17	580	250	0,35	0,49	0,49	1,36	59,1	0	98,5	3497	
АОДЦПН-417000/750/500	11,5	81	68	700	280	0,2	0,12	0,12	2,2; 3,24	55,1	0	309	2502	
АОДЦПН-667000/1150/500	11,5	35	22	1250	350	0,35	0,83	0,42	3,7	80,9	0	150,4	7004	



### Позначення типів регулювальних трансформаторів

Послідовний регулювальний трансформатор (трансформаторний агрегат) .....	ВР
Лінійний регулювальний.....	Л
Трифазний.....	Т
Охолодження оливною з дуттям та природною циркуляцією оливи .....	Д
Регулювання під навантаженням.....	Н
Поперечне регулювання.....	П
Виконання грозостійке .....	Г
З посиленням уводом (для нових конструкцій) .....	В
Номинальна потужність, $kB \cdot A$	
Клас напруги, $kB$	

Таблиця 7.12

Послідовні регулювальні трансформатори

$S_{ном}$ $МВ\cdot А$	Тип регулювального трансформатора	Тип силового автотрансформатора	Каталогові дані						$I_{н.х*}$ %		Розрахункові дані	
			Номинальна напруга автотрансформатора, $кВ$			Номинальна напруга обмоток, $кВ$						
			ВН	СН	НН	збудж.	регул.	$u_{к*}$ %	$\Delta P_{к*}$ $кВт$	$\Delta P_{н.х*}$ $кВт$		
240	ВРДНУ-240000/35/35	АТДЦТГ-240000/220	230	121	11	11	$\pm 24,2$	10,9-0-10,5	154	40	3,8	9120
			230	121	38,5	38,5	$\pm 24,9\div 26,2$	11,1-0-11,3	178	47	3,8	9120
		АТДЦТГ-240000/330 (АТДЦТ)	330	165	11	11	$\pm 33,8$	11,8-0-11,8	183	40	3,8	9120
			330	242	11	11	$+31,4\div 33,1$	10-0-10,1	85	30	4,0	9600
			347	242	11	11	$+38,3\div 40,4$	12,8-0-13	132	29	3,8	9120
92	ОДЦТНП-92000/150	АОДЦТН-333000/750/330	347	242	38,5	38,5	$+24,9\div 26,2$	11,1-0-11,3	178	47	3,8	9120
			$750/\sqrt{3}$	$330/\sqrt{3}$	15,75	-	-	6,67	185	110	0,7	644

## Статичні характеристики навантаження

Таблиця 8.1

Значення коефіцієнтів  $b_p, c_p, d_p$ 

Характер вузла навантаження	Статичні характеристики навантаження								
	Похилі		Середні		Круті		$d_p$		
	$b_p$	$c_p$	$b_p$	$c_p$	$b_p$	$c_p$	Похилі	Середні	Круті
Переважно великі промислові підприємства	0,3	0,7	0,6	0,4	0,9	0,1	1,0	1,3	1,6
Середні підприємства	0,4	0,6	0,9	0,1	1,4	0,4	0,5	1,0	1,5
Без великих підприємств	0,9	0,1	1,2	-0,2	1,5	-0,5	0,4	0,7	1,0

**Примітка:** Здебільшого коефіцієнт  $a_p = 0,0$ , тобто лінійна залежність активної потужності від напруги.

Таблиця 8.2

Значення коефіцієнтів  $a_Q, b_Q, c_Q, d_Q$ 

Статичні характеристики навантаження			$\cos \varphi$		
			0,83–0,87	0,88–0,9	0,91–0,93
За напругою	Похилі	$a_Q$	10,0	11,9	14,1
		$b_Q$	-18,0	-21,8	-26,2
		$c_Q$	9,0	10,9	13,1
	Середні	$a_Q$	9,6	11,4	13,5
		$b_Q$	-15,3	-18,5	-22,2
		$c_Q$	6,7	8,1	9,7
	Круті	$a_Q$	10,0	11,9	14,1
		$b_Q$	-14,4	-17,4	-21,0
		$c_Q$	5,4	6,5	7,9
За частотою	Похилі	$d_Q$	-0,5	-0,7	-1,0
	Середні	$d_Q$	-1,1	-1,5	-2,0
	Круті	$d_Q$	-1,7	-2,3	-3,0

Таблиця 8.3

**Регулювальний ефект активної потужності навантаження**

Характер вузла навантаження	Статичні характеристики навантаження					
	Похилі	Середні	Круті	Похилі	Середні	Круті
	$\partial P / \partial U$			$\partial P / \partial f$		
Переважно великі промислові підприємства	0,3	0,6	0,9	1,0	1,3	1,6
Середні підприємства	0,4	0,9	1,4	0,5	1,0	1,5
Без великих підприємств	0,9	1,2	1,5	0,4	0,7	1,0

Таблиця 8.4

**Регулювальний ефект реактивної потужності навантаження**

$\cos \varphi$	Статичні характеристики навантаження					
	Похилі	Середні	Круті	Похилі	Середні	Круті
	$\partial Q / \partial U$			$\partial Q / \partial f$		
0,83–0,87	2,0	3,9	5,6	–0,5	–1,1	–1,7
0,88–0,9	2,0	4,3	6,4	–0,7	–1,5	–2,3
0,91–0,93	2,0	4,8	7,2	–1,0	–2,0	–3,0

Таблиця 8.5

**Середні статичні характеристики наближено відповідають  
такому складу навантаження, %**

Великі асинхронні двигуни	15,0
Малі асинхронні двигуни	35,0
Великі синхронні двигуни	9,0
Печі та випрямлячі	11,0
Освітлення та побутове навантаження	22,0
Втрати в електричних мережах	8,0

### Методика визначення кліматичних навантажень для гірської місцевості

**9.1.** Для гірської місцевості на висоті понад 400 м над рівнем моря кліматичні навантаження залежать від висоти розташування ПЛ над рівнем моря  $H_z$  (у метрах) та градієнта зміни характеристичного навантаження від висоти, що враховується за допомогою коефіцієнта  $k_{zip}$ , який обчислюється за формулою

$$k_{zip} = \left( \frac{H_z - 400}{100} \right) \text{ за } H_z > 400 \text{ м } k_{zip} = 0 \text{ за } H_z \leq 400 \text{ м.} \quad (\text{Д9.1})$$

За допомогою цього коефіцієнта визначається орієнтовне значення кліматичних навантажень, які для ліній треба уточнювати за даними метеорологічних спостережень. За наявності результатів метеорологічних спостережень за кліматичними чинниками, здійснених у зоні будівництва ПЛ, характеристичні значення кліматичних навантажень визначаються за результатами статичного оброблення результатів вимірювань. За відсутності відповідних результатів метеорологічних спостережень характеристичні значення кліматичних навантажень визначаються за спеціальними кліматологічними методиками.

Під час розрахунків провідів  $H_z$  приймається як середнє між висотами точок установлення суміжних опор ПЛ.

**9.2.** Характеристичне значення максимального навантаження від ожеледі  $g_2$ ,  $\text{Н/м}^3$ , на лінійних елементах ПЛ для гірської місцевості обчислюється за формулою

$$g_{2zip} = g_2 + g_2^{zip} k_{zip}, \quad (\text{Д9.2})$$

де  $g_2$  – характеристичне значення максимального навантаження від ожеледі  $\text{Н/м}^3$ , для рівнинної місцевості;  $g_2^{zip}$  – градієнт підвищення характеристичного значення навантаження від ожеледі для гірської місцевості, який дорівнює  $15 \text{ Н/м}^3$ ;  $k_{zip}$  – коефіцієнт впливу на навантаження висоти розташування об'єкта над рівнем моря, який обчислюється за формулою (Д9.1).

**9.3.** Характеристичне значення стінки ожеледі  $b$ , мм, на площинних елементах ПЛ для гірської місцевості знаходять залежно від максимальної ваги ожеледі  $g_{2zip}$  за формулою (Д9.2) і даними табл. 9.1.

Таблиця 9.1

Вага ожеледі, $\text{Н/м}^3$	8	10	12	15	20	25	30	40	50	60	70	80	90	100
Стінка ожеледі $b$ , мм	12	15	16	19	22	26	28	34	39	43	47	51	54	57

**Примітка:** Проміжні значення величин обчислюються за допомогою лінійної інтерполяції.

**9.4.** Характеристичне значення максимального тиску вітру  $P_{\epsilon zip}$ , Па, у гірській місцевості обчислюється за формулою

$$P_{\epsilon zip} = P_{\epsilon} + P_{\epsilon}^{zip} k_{zip}, \quad (Д9.3)$$

де  $P_{\epsilon}$  – характеристичне значення максимального тиску вітру, Па, для рівнинної місцевості за (11.11). Якщо тиск вітру діє під кутом  $\theta$  до поверхні проводу (рис. 11.10), то сила тиску вітру на цю поверхню, що діє нормально до поверхні проводу, розраховується за (11.14);  $P_{\epsilon}^{zip}$  – градієнт підвищення характеристичного значення максимального тиску вітру для гірської місцевості, який дорівнює 15 Па;  $k_{zip}$  – коефіцієнт впливу на навантаження висоти розташування об'єкта над рівнем моря, який обчислюється за формулою (Д9.1).

**9.5.** Характеристичне значення тиску вітру під час ожеледі  $P_{g zip}$ , Па, у гірській місцевості обчислюється за формулою

$$P_{g zip} = P_{eg} + P_{eg}^{zip} k_{zip}, \quad (Д9.4)$$

де  $P_{eg}$  – характеристичне значення тиску вітру під час ожеледі, Па, для рівнинної місцевості за (11.11);  $P_{eg}^{zip}$  – градієнт підвищення характеристичного значення тиску вітру під час ожеледі для гірської місцевості, який дорівнює 65 Па;  $k_{zip}$  – коефіцієнт впливу на навантаження висоти розташування об'єкта над рівнем моря, який обчислюється за формулою (Д9.1).

**9.6.** Характеристичне значення навантаження від дії вітру  $g_{5 zip}$ ,  $H/m^3$ , на провід, вкритий ожеледдю, для гірської місцевості обчислюється за формулою

$$g_{5 zip} = g_5 + g_5^{zip} k_{zip}, \quad (Д9.5)$$

де  $g_5$  – характеристичне значення навантаження від дії вітру на провід, вкритий ожеледдю,  $H/m^3$ , для рівнинної місцевості за (11.13);  $g_5^{zip}$  – градієнт підвищення характеристичного значення навантаження від дії вітру на провід, вкритий ожеледдю, для гірської місцевості, який дорівнює 8  $H/m^3$ ;  $k_{zip}$  – коефіцієнт впливу на навантаження висоти розташування об'єкта над рівнем моря, який обчислюється за формулою (Д9.1).

**9.7.** Середньорічна температура повітря  $t_{e zip}$  для гірської місцевості обчислюється за формулою

$$t_{e zip} = t_e + t_e^{zip} k_{zip}, \quad (Д9.6)$$

де  $t_e$  – середньорічна температура повітря визначена за картою (рис. 11.6);  $t_e^{zip}$  – градієнт підвищення середньорічної температури повітря для гірської місцевості,

який дорівнює мінус  $0,6^{\circ}\text{C}$ ;  $k_{zip}$  – коефіцієнт впливу на навантаження висоти розташування об'єкта над рівнем моря, який обчислюється за формулою (Д9.1).

**9.8.** Мінімальна температура повітря  $t_{minzip}$  для гірської місцевості обчислюється за формулою

$$t_{minzip} = t_{min} + t_{min}^{zip} k_{zip}, \quad (\text{Д9.7})$$

де  $t_{min}$  – мінімальна температура повітря визначена за картою (рис. 11.7);  $t_{min}^{zip}$  – градієнт підвищення мінімальної температури повітря для гірської місцевості, який дорівнює мінус  $1^{\circ}\text{C}$ ;  $k_{zip}$  – коефіцієнт впливу на навантаження висоти розташування об'єкта над рівнем моря, який обчислюється за формулою (Д9.1).

**9.9.** Максимальна температура повітря  $t_{maxzip}$  для гірської місцевості обчислюється за формулою

$$t_{maxzip} = t_{max} + t_{max}^{zip} k_{zip}, \quad (\text{Д9.8})$$

де  $t_{max}$  – максимальна температура повітря визначена за картою (рис. 11.8);  $t_{max}^{zip}$  – градієнт підвищення максимальної температури повітря для гірської місцевості, який дорівнює мінус  $0,3^{\circ}\text{C}$ ;  $k_{zip}$  – коефіцієнт впливу на навантаження висоти розташування об'єкта над рівнем моря, який обчислюється за формулою (Д9.1).

**9.10.** Температуру повітря під час ожеледі незалежно від висоти конструкції ПЛ для гірських районів з висотою понад  $1000\text{ м}$  необхідно приймати –  $10^{\circ}\text{C}$ .

# Книги для навчання і роботи!



Ткачук В. І.

## АВТОМАТИЗОВАНЕ ПРОЕКТУВАННЯ КОЛЕКТОРНИХ ДВИГУНІВ ПОСТІЙНОГО СТРУМУ

Навчальний посібник. – 2005. – 348 с.

ISBN: 966-553-490-4

**Рекомендовано Міністерством освіти і науки України**

Описано навчальну діалогову автоматизовану систему проектування колекторних електричних машин постійного струму, яка входить до складу цього посібника у вигляді пакета програм на змінному носії інформації і призначена для використання під час курсового і дипломного проектування машин постійного струму потужністю 0.37–30 кВт.

Для студентів, які навчаються на електромеханічному та електротехнічному напрямках, аспірантів та науково-технічних працівників, котрі займаються проектуванням електричних машин постійного струму з використанням комп'ютерів, а також викладачів вищих навчальних закладів, діяльність яких пов'язана з розробленням й застосуванням методів й засобів автоматизованого проектування.

Ткачук В. І.

## ЕЛЕКТРОМЕХАНОТРОНІКА

Підручник. – 2006. – 440 с.

ISBN: 966-553-543-9

**Рекомендовано Міністерством освіти і науки України**

Розглянуто новий напрямок розвитку електротехніки, який пов'язаний зі створенням електромеханічних перетворювачів, що конструктивно й функціонально суміщені з електронними компонентами керування, діагностики та захисту, і призначені для використання в системах електропривода, генерування електроенергії та інших технічних установках. Розглянуто системи порівняно малої потужності (до десятків кіловат), які містять первинні джерела, перетворювачі електричної енергії, комутаційно-захисну апаратуру, давачі зворотного зв'язку; викладено математичні моделі вентильних двигунів.

Підручник призначено для студентів старших курсів та магістрантів електромеханічного та електротехнічного профілів вищих навчальних закладів; може бути корисним для інженерно-технічних працівників, котрі займаються створенням й застосуванням електричних машин, суміщених з електронікою.



**Видавництво Львівської політехніки**

вул. Ф. Колесси, 2, корп. 23А, м. Львів, 79000

тел./факс (032) 258-22-42, тел. (032) 258-21-46, [vlp.com.ua](mailto:vlp.com.ua), [vmr@vlp.com.ua](mailto:vmr@vlp.com.ua)





НАВЧАЛЬНЕ ВИДАННЯ

Сегеда Михайло Станкович

**ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ  
ТА СИСТЕМИ**

Друге видання

Редактор *Оксана Чернигевич*  
Коректор *Наталія Колтун*  
Технічний редактор *Лілія Саламін*  
Комп'ютерне верстання *Ірини Жировецької*  
Художник-дизайнер *Уляна Келеман*

Здано у видавництво 09.02.2009. Підписано до друку 17.03.2009.  
Формат 70×100/16. Папір офсетний. Друк офсетний.  
Умовн. друк. арк. 40,0. Обл.-вид. арк. 24,40.  
Наклад 1000 прим. Зам. 90055.

Видавництво Національного університету “Львівська політехніка”  
*Регістраційне свідоцтво серії ДК № 751 від 27.12.2001 р.*

Поліграфічний центр Видавництва  
Національного університету “Львівська політехніка”

*вул. Ф. Колесси, 2, Львів, 79000*