



Кирик Валерій Валентинович

доктор технічних наук,
професор, завідувач кафедри
електричних мереж та систем
Національного технічного
університету України
«Київський політехнічний інститут
імені Ігоря Сікорського»

КПІ ім. Ігоря Сікорського
Видавництво «Політехніка»

В. В. Кирик ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ ТА СИСТЕМИ



Міністерство освіти і науки України
Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

В. В. Кирик

ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ ТА СИСТЕМИ

Підручник

*Затверджено Вченою радою КПІ ім. Ігоря Сікорського
як підручник для здобувачів ступеня бакалавра за спеціальністю
141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»*

Київ
КПІ ім. Ігоря Сікорського
2021

Рецензенти: *О. В. Кириленко*, акад. НАН України, д-р техн. наук, проф.,
директор Інституту електродинаміки НАН України
М. В. Гребченко, д-р техн. наук, проф.,
професор кафедри електропостачання ім. проф. В. М. Синькова
Національного університету біоресурсів
і природокористування України

Відповідальний редактор *М. В. Костерев*, д-р техн. наук, проф.,
Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»

Кирик В. В.

К43 Електричні мережі та системи : підручник / В. В. Кирик. – Київ : КПІ
ім. Ігоря Сікорського, Вид-во «Політехніка», 2021. – 324 с.
ISBN 978-966-990-031-9

Наведено основні відомості про електричні мережі та системи. Показано конструкції ліній електропередавання, схеми заміщення ліній електропередавання повітряного і кабельного виконання та трансформаторів. Розкрито, як відбуваються втрати потужності та енергії в електричній системі, проаналізовано розрахункові схеми заміщення електричних систем.

Подано розрахунки усталених режимів роботи розімкнених і замкнених електричних мереж, еквівалентне перетворення розрахункових схем електричних мереж, розрахунок усталених режимів великих електроенергетичних систем.

Для студентів – здобувачів ступеня бакалавра усіх форм навчання та студентів-іноземців спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка».

УДК 621.311(075.8)

ISBN 978-966-990-031-9

© В. В. Кирик, 2021
© КПІ ім. Ігоря Сікорського (ФЕА), 2021

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ ТА СКОРОЧЕНЬ	6
ВСТУП	8
РОЗДІЛ 1 ПАРАМЕТРИ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ТА СИСТЕМ	10
1.1 Особливості передавання електричної енергії	10
1.1.1 Основні поняття про електричні мережі та системи.....	10
1.1.2 Номінальні напруги устаткування електричних систем.....	16
1.1.3 Призначення та вимоги до електричних мереж.....	19
1.1.4 Вимоги до електричних мереж.....	21
1.1.5 Класифікація електричних мереж.....	28
1.1.6 Режим роботи нейтралі електричної мережі до 1000 В	32
1.1.7 Режим роботи нейтралі високовольтних мереж.....	40
1.2 Конструкції та характеристики ліній електропередавання	48
1.2.1 Основні відомості про повітряні лінії електропередавання.....	48
1.2.2 Основні відомості про кабельні лінії електропередавання.....	65
1.2.3 Конструкції кабелів ліній електропередавання.....	70
1.2.4 Прокладання кабелів та способи заземлення екранів кабельних ліній електропередавання.....	83
1.3 Схеми заміщення елементів електричних мереж	93
1.3.1 Поздовжні параметри схем заміщення лінії електропередавання.....	98
1.3.1.1 Активний опір лінії електропередавання.....	98
1.3.1.2 Індуктивний опір лінії електропередавання.....	100
1.3.2 Поперечні параметри схем заміщення лінії електропередавання.....	104
1.3.2.1 Активна поперечна провідність лінії електропередавання.....	105
1.3.2.2 Ємнісна провідність лінії електропередавання.....	109
1.3.3 Параметри схем заміщення двообмоткових силових трансформаторів.....	113
1.3.4 Параметри схем заміщення триобмоткових силових трансформаторів.....	125
1.3.5 Параметри схем заміщення триобмоткових трансформаторів зі скороченими обмотками.....	129
1.3.6 Параметри схем заміщення силових трансформаторів із розщепленими обмотками.....	131
1.3.7 Параметри схем заміщення силових автотрансформаторів.....	134
1.4 Джерела електричної енергії	140
1.4.1 Електричні станції.....	140
1.4.2 Джерела активної потужності.....	150
1.4.3 Джерела реактивної потужності.....	152

1.5 Споживачі електричної енергії.....	157
1.5.1 Системні характеристики споживачів електроенергії.....	157
1.5.2 Визначення кількості енергії, що передається електричною мережею протягом року.....	163
1.5.3 Участь електростанцій різних типів у покритті графіків навантаження.....	166
1.6 Втрати потужності та енергії в електричній системі.....	169
1.6.1 Потужність електричної системи змінного струму.....	170
1.6.2 Визначення втрат потужності в лініях електропередавання.....	173
1.6.3 Визначення втрат потужності в силових трансформаторах та автотрансформаторах.....	175
1.6.4 Втрати енергії в електричній системі.....	177
РОЗДІЛ 2 РОЗРАХУНКИ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ТА СИСТЕМ.....	184
2.1 Режими роботи електроенергетичної системи.....	184
2.1.1 Загальні поняття про режими роботи електроенергетичної системи.....	184
2.1.2 Класифікація режимів електроенергетичної системи.....	187
2.1.3 Стійкість електроенергетичної системи до збурень.....	189
2.2 Розрахункові схеми заміщення електричних систем.....	194
2.2.1 Розрахункові схеми електричних мереж.....	194
2.2.2 Подання і розрахунок навантажень підстанції та електростанції у схемах електричних мереж.....	199
2.2.3 Балансуючі пункти розрахункових схем.....	206
2.3 Розрахунок режимів роботи розімкнених електричних мереж.....	209
2.3.1 Розрахунок режиму напруги в електричній мережі за умовами початку електропередачі.....	209
2.3.2 Розрахунок режиму напруги в електричній мережі за умовами кінця електропередачі.....	213
2.3.3 Порівняння розрахункових алгоритмів визначення режиму напруги в розімкненій мережі.....	217
2.3.4 Вплив ємності лінії електропередавання на значення напруги на її кінці.....	224
2.3.5 Алгоритм розрахунку режиму роботи розімкненої схеми мережі.....	226
2.3.6 Розрахунок електричної мережі з рівномірно розподіленим навантаженням.....	229
2.3.7 Розрахунок ustalених режимів розімкнених розгалужених електричних мереж.....	234
2.3.8 Наближений розрахунок ustalеного режиму роботи розгалуженої розімкненої електричної мережі.....	236

2.3.9 Розрахунок усталеного режиму розімкненої мережі з кількома номінальними напругами.....	239
2.4 Розрахунок усталених режимів роботи замкнених електричних мереж.....	243
2.4.1 Розрахунок усталених режимів роботи замкнених кільцевих мереж.....	244
2.4.2 Розрахунок усталеного режиму роботи мережі із двостороннім живленням.....	249
2.4.3 Розрахунок режиму роботи лінії електропередавання із двостороннім живленням за методом «у два етапи».....	254
2.4.4 Розрахунок усталеного режиму роботи складнозамкненої мережі методом контурних рівнянь.....	257
2.4.5 Алгоритм реалізації розрахунку усталеного режиму складнозамкненої електричної мережі методом контурних рівнянь.....	261
2.4.6 Розрахунок усталеного режиму роботи замкненої мережі методом накладання.....	265
2.5 Еквівалентне перетворення розрахункових схем електричних мереж.....	268
2.5.1 Еквівалентне перетворення ділянок розрахункових схем.....	270
2.5.2 Еквівалентне заміщення декількох джерел живлення та перетворення опорів трикутника і зірки в розрахункових схемах.....	275
2.5.3 Еквівалентне перетворення навантажень та трансформаторних ділянок розрахункової схеми електричної системи.....	284
2.5.4 Еквівалентне зведення параметрів розрахункової схеми до базисної напруги.....	295
2.6 Розрахунок усталених режимів великих електроенергетичних систем.....	299
2.6.1 Аналітичне подання ітераційного методу розрахунку режимів електроенергетичних систем.....	300
2.6.2 Діакоптичний підхід до розрахунку усталених режимів великих електроенергетичних систем.....	306
СПИСОК РЕКОМЕНДОВАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ.....	312
ПРЕДМЕТНИЙ ПОКАЖЧИК.....	320

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ ТА СКОРОЧЕНЬ

$\dot{S}$	– позначення комплексної величини, змінної в часі
$\underline{Z}$	– позначення сталої комплексної величини
$\bar{U}$	– позначення спряженої комплексної величини
FACTS	– гнучкі системи передачі змінного струму
HVDC	– електропередачі постійного струму високої напруги
WAMS	– система моніторингу перехідних режимів
ABP	– автоматичне введення резерву
АЕС	– атомна електрична станція
АПВ	– автоматичне повторне включення
АРЗ	– автоматичні регулятори збудження
АТ	– автотрансформатор
БК	– батарея (статичних) конденсаторів
БП	– балансуєчий пункт
ВДЕ	– відновлювані джерела енергії
ВЕС	– вітрова електрична станція
ВН	– висока напруга
Г	– генератор
ГАЕС	– гідроакумуюча електрична станція
ГЕОТЕС	– геотермальна електрична станція
ГЕС	– гідравлічна електрична станція
ГТС	– газотурбінна електрична станція
ДЖ	– джерело живлення
ДСТУ	– державний стандарт України
ДТ	– джерела тепlopостачання
ЕЕС	– електроенергетичні системи
ЕМ	– електрична мережа
ЕП	– електричний приймач
ЕППС	– електропередача постійного струму
ЕРС	– електрорушійна сила
ЕС	– електростанція
КЕС	– конденсаційна електрична станція
КЗ	– коротке замикання
ККД	– коефіцієнт корисної дії
КЛ	– кабельна лінія
КЛМ	– кабельна лінія маслonaповнена
КЛЕП	– кабельна лінія електропередавання
КУ	– конденсаторна установка для внутрішнього розміщення
КУН	– конденсаторна установка для зовнішнього розміщення
ЛЕП	– лінія електропередавання
МГД	– магнітогідродинамічний
МЕМ	– магістральні електричні мережі
НЕК	– Національна енергетична компанія

НН	– низька напруга
ОЕС	– об'єднана енергетична система
ОПН	– обмежувач перенапруги
ОСП	– оператор системи передачі
ПАГТУ	– повітряно-акумуюча газотурбінна електрична станція
ПЗВ	– пристрій захисного відключення
ПБЗ	– переключення без збудження
ПВХ	– полівінілхлоридний
ПГС	– парогазова електрична станція
ПКЗ	– повітряно-кабельне з'єднання
ПЛ	– повітряна лінія
ПЛЕП	– повітряна лінія електропередавання
ПС	– підстанція (електрична)
ПУЕ	– Правила улаштування електроустановок
РПН	– регулювання під навантаженням
СЕС	– сонячна електрична станція
СК	– синхронний компенсатор
СН	– середня напруга
СТК	– статичний тиристорний компенсатор
Т	– трансформатор
ТЕС	– теплова електрична станція
ТЕЦ	– теплофікаційна електрична станція

ВСТУП

У наш час в електроенергетичних системах (ЕЕС) є ціла низка складних наукомістких технологій, які застосовують для збільшення ефективності передавання електроенергії, проте ще більше технологій у цій галузі поки що не досягли належного рівня реалізації й вимагають як економічного, так і інтелектуального потенціалу для завершення.

До основних технологічних новацій в електроенергетиці належать:

- електропередачі (HVDC) та вставки постійного струму, які мають знижені приблизно на 25 % втрати електроенергії, підвищену в 2...5 разів пропускну здатність, можливість точного керування потоком енергії;
- гнучкі системи передачі змінного струму (flexible alternating current transmission system, FACTS), які надають ряд переваг, збільшуючи ефективність передачі енергії завдяки підвищенню можливого навантаження ліній змінного струму на 20...40 %. Пристрої FACTS стабілізують напругу, усуваючи деякі обмеження безпеки, що перешкоджають операторам у збільшенні навантаження лінії;
- комплектні розподільні пристрої з елегазовою ізоляцією, які дозволяють суттєво знизити технологічну площу підстанції. Повітря всередині цього кожуха замінюється спеціальним інертним газом (SF_6 – елегаз), що дозволяє розміщувати компоненти електрообладнання ближче один до одного, не викликаючи ризику розряду;
- надпровідники та кабелі (high-temperature superconductors, HTS), які за температури, близької до температури рідкого азоту, мають здатність передавати електроенергію з опором, наближеним до нуля;
- мікропроцесорні системи регіонального моніторингу (Wide Area Measurement Systems, WAMS), які надають операторам можливість більш точно спостерігати за станом мережі в реальному часі, знімаючи обмеження, обумовлені міркуванням стійкості роботи системи.

У сучасних умовах електроенергетична галузь є найважливішою складовою життєдіяльності країни, в якій необхідно забезпечувати належний стан потужностей із виробництва, перетворення та розподілу електроенергії, виходячи з інтелекту, знань та кваліфікації інженерного персоналу. Завдання підготовки інженера, спроможного приймати самостійні творчі рішення під час проектування, конструювання і налагодження електроустаткування електричних мереж (ЕМ), є надзвичайно актуальною.

Предмет навчальної дисципліни покликаний прищеплювати знання і формувати навички у студентів з проектування технічних об'єктів, виконання техніко-економічних обґрунтувань інженерних рішень; застосовування сучасних методів аналізу і розрахунку ЕМ різних класів номінальних напруг, що об'єднують такі об'єкти на паралельну роботу; обґрунтування вибору ефективних методів інженерних розрахунків і проведення досліджень та аналізу отриманих результатів; ефективного використання сучасних інтелектуальних, інформаційних комп'ютерно-інтегрованих технологій; виконання проектно-конструкторської документації згідно з нормативними

вимогами. Метою дисципліни є формування у студентів уявлень про процеси передавання, перетворення, розподіл та споживання електричної енергії, конструктивне виконання та технологічне обладнання ЕМ, робочі режими, регулювання.

Завданням вивчення дисципліни «Електричні системи та мережі» є глибоке оволодіння фізикою процесів передавання електричної енергії в ЕМ та системах, вільне та переконливе оперування аналізом технологічного процесу виробництва, передавання, перетворення та розподілу електричної енергії.

Практичне спрямування дисципліни «Електричні системи та мережі» ґрунтується на реалізації вимог до підготовки кадрів, встановлених освітньо-кваліфікаційною характеристикою фахівця за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», освітньої програми «Електричні системи та мережі», націлених на розв'язання основних передпроектних, технологічних, експлуатаційних, економічних і конструкторських задач, які виникають під час проектування та експлуатації ЕМ і систем різних класів номінальної напруги.

Технологічне спрямування дисципліни «Електричні системи та мережі» має озброїти студента сучасними математичними засобами аналізу та синтезу структур і топології ЕМ, моделювання усталених і післяаварійних режимів, знаннями новітніх методів, засобів і способів формування керуючих впливів на режими роботи систем з метою вибору оптимальної стратегії керування режимами виробництва, передавання, перетворення та розподілу електричної енергії, можливістю розроблення і впровадження у практику експлуатації засобів удосконалення цього процесу, дієвими засобами зниження технологічних втрат енергії на всіх ступенях ієрархії електричної системи, засобами постановки експерименту у сфері ЕМ і систем, оцінювання похибки і вірогідності отриманих результатів, критичного їх осмислення та аналізу, прийняття оптимальних рекомендацій.

Інженерне спрямування дисципліни «Електричні системи та мережі» покликане прищепити студенту уміння і навички інженера-технолога, експлуатаційника, проектувальника і конструктора, які відповідають у повному обсязі їх виробничим функціям, тобто інженера, спроможного приймати самостійні творчі рішення під час проектування, конструювання і налагодження устаткування ЕМ. Ці навички й уміння дозволять молодому спеціалісту активно брати участь у рішенні проблем оптимального управління і регулювання режимів роботи ЕМ і систем, у синтезі оптимальних схем побудови конфігурації ЕМ, виборі оптимальних режимів роботи силового обладнання мережі та практичній роботі з ним тощо.

Підручник містить матеріали лекцій першого та другого кредитних модулів дисципліни «Електричні системи та мережі»: «Параметри електричних мереж та систем», «Розрахунки режимів роботи електричних мереж та систем».

Після кожного підрозділу є контрольні запитання та завдання для перевірки засвоєння знань.

РОЗДІЛ 1

ПАРАМЕТРИ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ТА СИСТЕМ

1.1 Особливості передавання електричної енергії

Будь-яка ЕЕС складається з електричних станцій (ЕС) для вироблення електричної енергії; мереж магістральних та районних ЛЕП для передавання електричної енергії на віддалену відстань; вузлових підстанцій для поєднання ліній передавання (ЛЕП) у складі ЕМ та перетворення електричної енергії між різними ступенями номінальної напруги; розподільних ЕМ для розподілу електричної енергії між споживачами та споживачів електричної енергії.

З техніко-економічних міркувань всі ЕС, розташовані в одному регіоні, з'єднуються між собою для паралельної роботи на загальне навантаження за допомогою ЛЕП різного класу напруги. Об'єднання характеризується спільністю режиму та неперервністю процесу виробництва, розподілу і споживання теплової та електричної енергії.

1.1.1 Основні поняття про електричні мережі та системи

Енергетичною системою (енергосистемою) називають сукупність ЕС, електричних та теплових мереж, сполучених між собою і пов'язаних спільністю режиму в неперервному процесі виробництва, перетворення і розподілу електричної енергії та теплоти при загальному управлінні цим режимом (рис. 1.1).

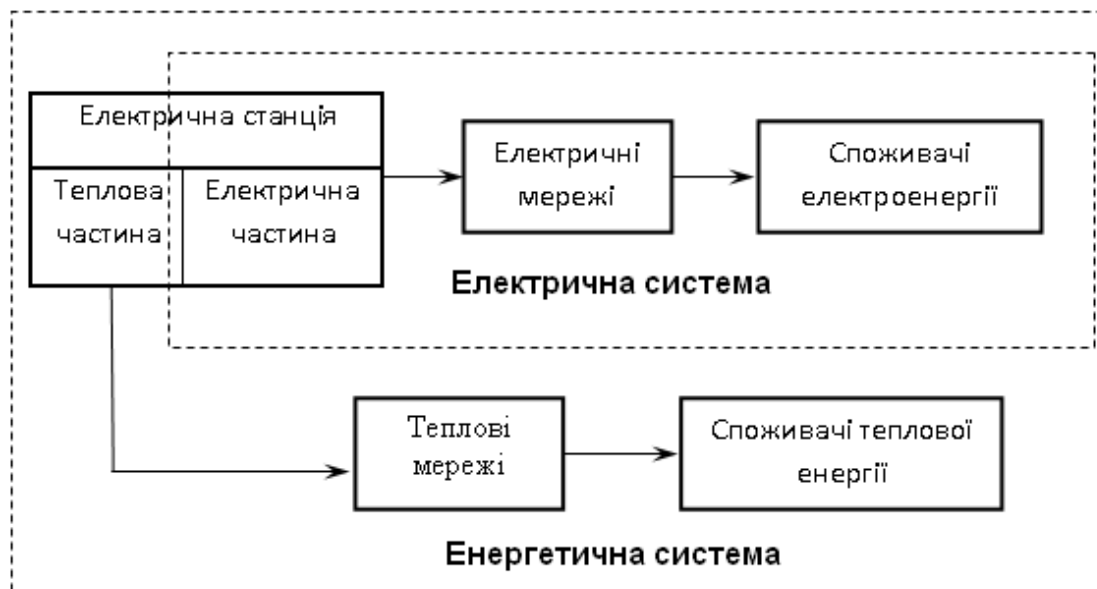


Рис. 1.1. Структурна схема енергетичної системи

Електроенергетичною (електричною) системою називають електричну частину енергосистеми, тобто сукупність електроустановок ЕС (без первинних двигунів) та ЕМ енергосистеми, і приймачів електричної енергії, які живляться

від неї, поєднаних спільністю процесу виробництва, передавання, перетворення, розподілу і споживання електричної енергії (рис. 1.2).

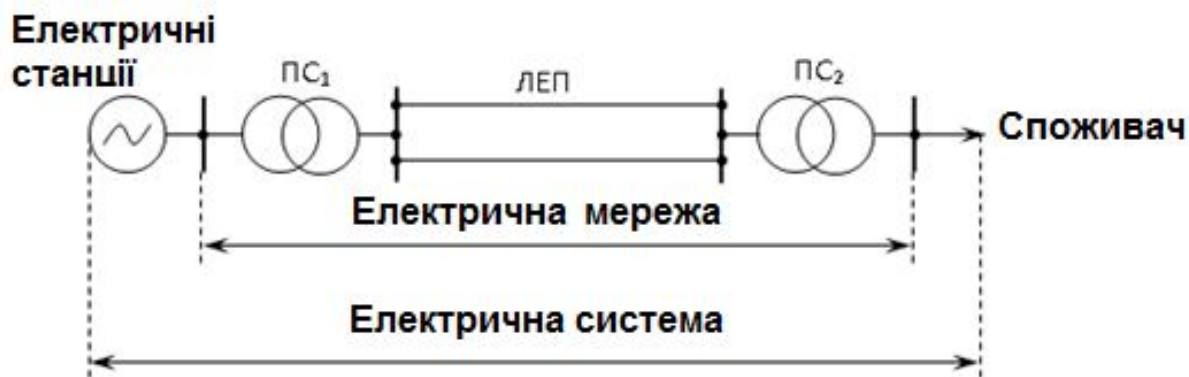


Рис. 1.2. Розмежування електричної системи

Приймачем електричної енергії (електроприймачем) називають апарат, агрегат, механізм, призначений для перетворення електричної енергії в інший вид енергії.

Споживачем електричної енергії називають електроприймач або групу електричних приймачів (ЕП), об'єднаних загальним технологічним процесом та розміщених на певній території.

Електричною мережею називають сукупність електроустановок для передавання і розподілу електричної енергії, що складається з підстанцій, розподільних пристроїв, струмопроводів, повітряних і кабельних ЛЕП, які працюють на певній території.

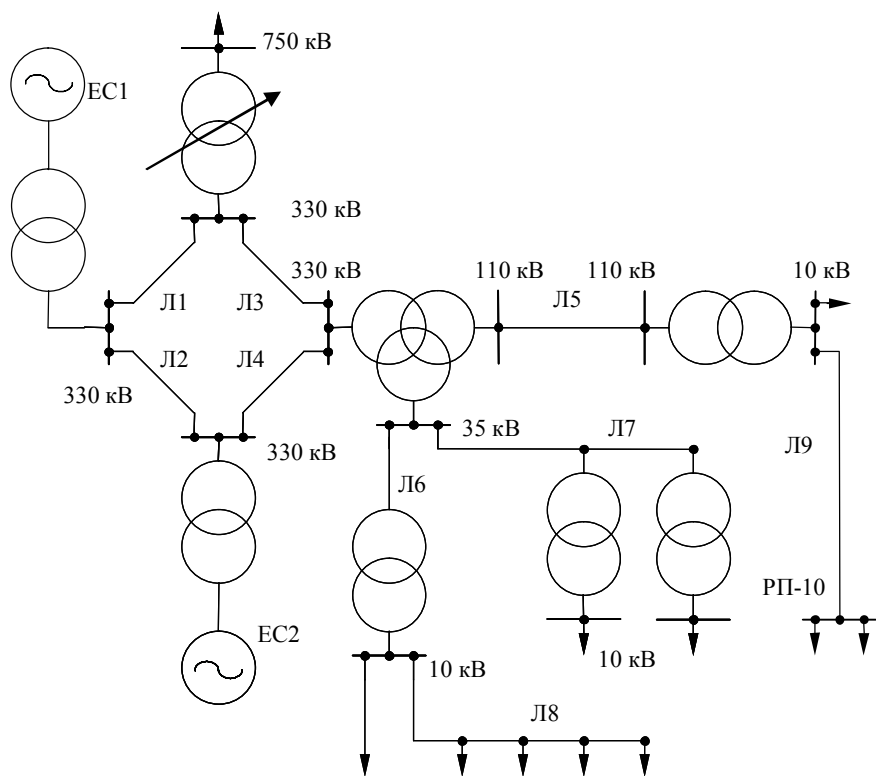
Електричною підстанцією (ПС) називають електроустановку, призначену для приймання, перетворення та розподілу електричної енергії, яка складається із трансформаторів, розподільних пристроїв, пристроїв управління та інших допоміжних пристроїв.

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

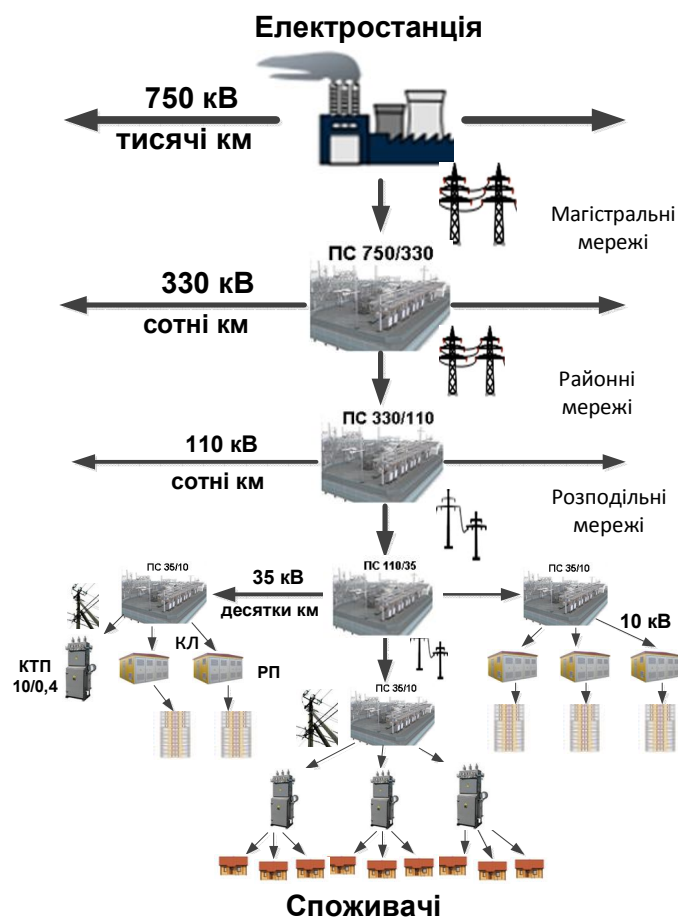
Лінією електропередавання називають електроустановку, призначену для передавання електричної енергії на віддалену відстань між двома пунктами електричної системи. Лінії електропередавання складаються із проводів та кабелів, ізолювальних елементів та несучих конструкцій.

Повітряна лінія (ПЛ) електропередавання – споруда для передавання електричної енергії проводами, розташованими просто неба і прикріпленими за допомогою ізолювальних конструкцій та арматури до опор або кронштейнів і стояків на інженерних спорудах (мостах, шляхопроводах тощо).

На рис. 1.3 показано фрагмент схеми ЕМ в ЕЕС.



a



b

Рис. 1.3. Електрична система: *a* – електрична схема; *b* – загальна структура

Лінії електропередавання напругою до 1000 В призначені для передавання та розподілу електроенергії на невеликі відстані у межах міст, селищ і сіл до введів у будинки або на підприємства. Ці лінії в містах часто бувають кабельними.

Лінії напругою 6...35 кВ використовують для передавання електроенергії від районних підстанцій до населених пунктів і підприємств на відстань 10...20 км.

Лінії напругою 110...330 кВ, а іноді й 500 кВ, призначені для передавання більших потужностей між ЕС та великими районними підстанціями для енергопостачання великих міст або промислових районів на відстань від 30 до 600 км.

Лінії напругою 500 кВ використовують для передавання потужності до 1000 МВт і служать для зв'язку різних енергетичних систем, що перебувають на відстані до 1200 км.

Лінії напругою 750 кВ призначені для передавання потужності 2000...2500 МВт на відстань до 2000 км.

Лінії ультрависокої напруги 1150 кВ змінного струму та 1500 кВ постійного струму для передавання надвеликих потужностей 4000...6000 МВт на відстань 2000...2500 км і більше.

Протяжна лінія змінного струму має бути забезпечена поздовжньою ємнісною компенсацією і шунтовими реакторами, а обмеження щодо стійкості не дозволяють використовувати лінію на її повну термічну пропускну здатність.

До ЛЕП висувають ряд вимог, обумовлених кінцевими завданнями ЕЕС: забезпечення безперебійного електропостачання споживачів електричною енергією відповідної якості за мінімальних витрат і мінімального екологічного впливу. У деяких випадках необхідно, щоб лінії мали значну пропускну здатність до 10 ГВт на ланцюг і більше. Сучасні ЛЕП освоєних класів напруг не забезпечують такої пропускну здатності. Вимоги великої пропускну здатності ставляться до ліній різного призначення, зокрема й до внутрісистемних зв'язків для можливості резервування та збільшення надійності електропостачання.

Основними способами підвищення пропускну здатності ЛЕП є збільшення їх напруги та застосування додаткових засобів компенсації. Виходячи із сучасних потреб у вітчизняній електроенергетиці створюються і освоюються ЛЕП надвисоких і ультрависоких класів напруг. В Україні успішно експлуатують ЛЕП змінного струму класу 750 кВ. У світі ведуть проектування ЛЕП постійного струму напругою 1500 кВ (± 750 кВ) і розробляють лінії класу 2200 кВ (± 1100 кВ).

Збільшення напруги ЛЕП – ефективний спосіб підвищення пропускну здатності, тому що її величина фактично прямо пропорційна квадрату напруги. Якщо натуральна потужність ЛЕП-750 кВ становить 2,0...2,2 ГВт, то – ЛЕП-1150 кВ вже 5...5,6 ГВт.

Розглянемо особливості передавання потужності постійним струмом.

Сфери застосування електропередач постійного струму надвисокої напруги можна згрупувати в таких категоріях:

- а) дальні повітряні передачі над сушею материків;
- б) повністю кабельні передачі, зокрема морські підводні кабелі;
- в) міжсистемні зв'язки і статичні перетворювачі частоти;
- г) посилення стійкості енергосистеми.

Для цих сфер потрібні різні пристрої зв'язків постійного струму, які впливають як на лінійну частину, так і на перетворювальні підстанції.

Електроустановки ліній постійного струму. По суті, лінії працюють тільки з двома полюсами, які утворюють одне коло, однак можуть застосовуватися додаткові резервні проводи.

Можливе використання землі (чи моря) як одного з двох полюсів лінії або постійно, або в особливих ситуаціях. Два проводи, ізолювані на повну номінальну напругу постійного струму, дозволяють використовувати їх в біполярному режимі, із глухо заземленими середніми точками (через землю чи море) на передавальній і приймальній підстанціях. Обидва проводи несуть повне номінальне навантаження, а в разі аварії на одному з них електропередача може продовжувати працювати в уніполярному режимі з половинною потужністю завдяки можливості використання землі для повернення струму і, більш того, при паралельному включенні обох проводів (аварія на одному полюсі перетворювача).

Якщо є заборона щодо використання землі, для повернення струму одним із рішень може бути виконання з'єднання середніх точок проводом з легкою ізоляцією для передавання потужності в післяаварійних режимах. Цей провід може бути використаний як грозозахисний трос і, таким чином, опори біполярної ПЛ можуть бути використані також для підвішування проводів від підстанції до виносного робочого заземлення.

Нейтральний провід або система робочого заземлення, якщо вони служать тільки в післяаварійних режимах, можуть бути виконані лише для короткочасних навантажень. У процесі роботи перших черг електропередачі економічно виправдовується використання землі (моря) для тривалого пропускання повного робочого струму. Для збільшення пропускної здатності електропередачі вона може бути розширена з утворенням біполярної схеми.

Повітряна лінія постійного струму дешевша за лінію змінного струму за однієї й тієї ж пропускної здатності та рівних втрат (без урахування поздовжньої компенсації для лінії змінного струму), виходячи з:

- а) потреби в меншій кількості проводів, хоча сумарний перетин може бути тим самим;
- б) потреби в меншій кількості гірлянд ізоляторів;
- в) меншої ваги опор за тієї самої напруги.

Технологічними складовими енерговиробництва в об'єднаній енергосистемі (ОЕС) в Україні є:

– Національна енергетична компанія (НЕК) «Укренерго» з вісьмома електроенергетичними системами ЕЕС (Центральна, Північна, Південна,

Західна, Південно-Західна, Дніпровська, Донбаська, Кримська) і магістральними електричними мережами (МЕМ), які входять до її складу;

– Державне підприємство «Енергоринок» зі сторонами договору Оптового ринку (невід’ємною частиною договору є Правила Оптового ринку електричної енергії України, що визначають механізм функціонування Оптового ринку електричної енергії України, порядок розподілу навантажень між джерелами генерації, правила формування ринкової ціни на електричну енергію);

– енергогенерувальні компанії з ЕС тепловими, атомними, гідравлічними і вітровими (ТЕС, АЕС, ГЕС, ВЕС), які входять до їхнього складу;

– енергопостачальні компанії з ЕС, які входять до їх складу;

– теплові електроцентралі (ТЕЦ);

– магістральні теплові мережі з підключеними до них станціями теплопостачання, теплоцентралями, котельнями;

– джерела теплопостачання (ДТ);

– єдина централізована диспетчерська система оперативно-технологічного управління виробництвом, передаванням і розподілом електроенергії.

До технологічних ланок енергетичної галузі належать також проектні, будівельні, монтажні, налагоджувальні, ремонтні та інші спеціалізовані організації незалежно від їх відомчої належності та форм власності, пов’язані з енерговиробництвом.

Технологічний процес підтримує черговий персонал, в якого наявна *оперативна документація* в обсязі, затвердженому технічним керівником енергооб’єкта.

Наприклад, для чергового підстанції з постійним чергуванням, диспетчера районної мережі:

– добова оперативна схема або мнемосхема (схема-макет);

– оперативний журнал;

– журнал заявок на виведення з роботи устаткування;

– журнал релейного захисту, автоматики та телемеханіки;

– карти уставок релейного захисту та автоматики;

– карти накладок і випробувальних блоків;

– журнал обліку роботи за нарядами і розпорядженнями;

– журнал дефектів і неполадок з устаткуванням;

– журнал розпоряджень.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. *Наведіть визначення енергетичної системи.*
2. *Наведіть визначення ЕЕС.*
3. *Наведіть визначення ЕМ.*
4. *Наведіть визначення електричної підстанції.*
5. *Наведіть визначення ЛЕП.*

ЛІТЕРАТУРА: [14, С. 12–16]; [3, С. 10–12]; [5, С. 12–20]; [7, С. 7–9]; [17, С. 9–10]; [24, С. 5–6]; [25, С. 10–11]; [26, С. 6–10].

1.1.2 Номінальні напруги устаткування електричних систем

Номінальною називають електричну напругу, на яку розрахована нормальна робота устаткування з найбільшим економічним ефектом (рис. 1.4).

Чинні нормативні документи (ГОСТ 21128-83 «Номинальные напряжения до 1000 В» та ГОСТ 721-77 «Номинальные напряжения свыше 1000 В») регламентують шкалу номінальних напруг електроустаткування.

Для трифазних систем змінного струму нормуванню підлягають діючі значення лінійної напруги. Для низьковольтних електричних систем шкала номінальних напруг включає такі значення: 220, 380 і 660 В.

Для високовольтних електричних систем шкала номінальних напруг складається із такого ряду: 3, 6, 10, 20, 35, 110, 150, 220, 330, (400), 500, 750, 800 кВ.

Наведена шкала містить номінальну напругу 400 кВ, яка не нормується чинним стандартом, але є прийнятою для енергосистем Євросоюзу, з якими енергооб'єднання України має електричні зв'язки по ЛЕП саме цієї напруги.

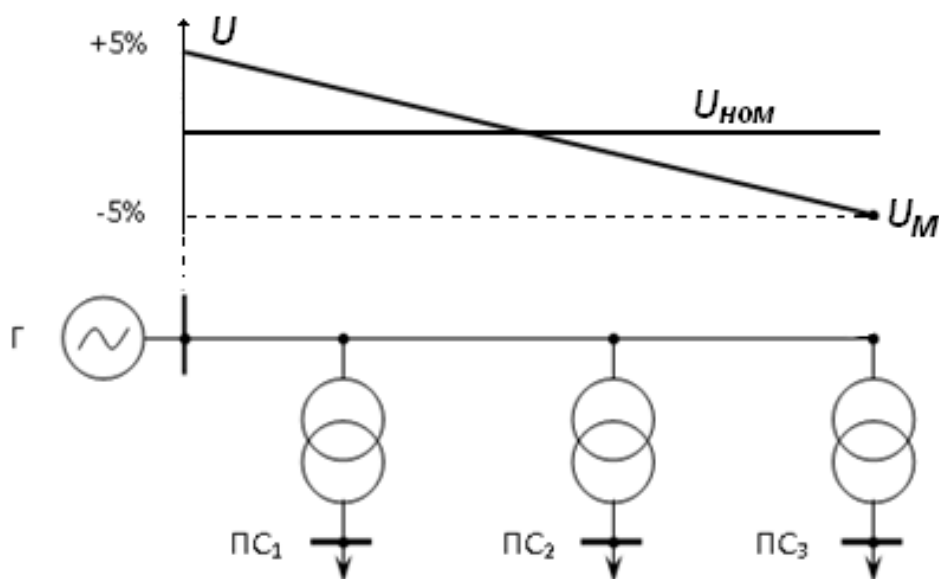


Рис. 1.4. Розподіл напруги вдовж мережі, номінальна напруга

Для забезпечення номінальної напруги на затискачах споживачів електричної енергії з урахуванням падіння напруги в ЕМ номінальна напруга генераторів нормується на 5 % більше за номінальну напругу під'єднаної ЕМ.

Те саме стосується також вторинних обмоток трансформаторів, які виступають джерелом живлення (ДЖ) для підключеної мережі. Тут додатково слід враховувати падіння напруги в обмотках самих трансформаторів.

Тому номінальні напруги вторинних обмоток трансформаторів нормуються на 10 % більше за номінальні напруги відповідних ЕМ.

Винятком є малопотужні трансформатори потужністю до 5600 кВ·А, для котрих падіння напруги в обмотках та на ділянках ЕМ несуттєві. Для таких трансформаторів номінальні напруги вторинних обмоток лише на 5 % перевищують номінальні напруги під'єднаних мереж.

Також винятку підлягають трансформатори надвисокої номінальної напруги (330 кВ та вище), для яких допускається підвищення напруги на 5 % за умовами роботи лінійної ізоляції. Для таких трансформаторів номінальні напруги вторинних обмоток також лише на 5 % перевищують номінальні напруги відповідних ЕМ.

Для первинних обмоток трансформаторів номінальні напруги збігаються із номінальними напругами мереж живлення або генераторів.

Значення номінальних напруг електричного устаткування наведено в табл. 1.1.

Таблиця 1.1. Номінальні напруги електричного устаткування

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

Збільшення номінальної напруги ЕМ дозволяє обмежити втрати енергії під час передавання електричної енергії. Справді, одну й ту саму електричну потужність можна передати на більш високій номінальній напрузі меншим струмом. Це відповідно до закону Джоуля–Ленца приводить до зменшення втрат потужності на передавання електричної енергії. Таким чином, збільшення номінальної напруги ЕМ дозволяє знизити втрати енергії та підвищити пропускну здатність ліній ЕМ. Між тим збільшення номінальної напруги пов'язане із суттєвим ускладненням, а отже, і здорожчанням устаткування ЕМ.

На сьогодні у складі ОЕС України паралельно функціонують ЕМ різних класів номінальної напруги і різного призначення.

Номинальні напруги 6 та 10 кВ використовують для створення промислових, міських та сільських розподільних мереж. Тут найбільшого поширення набули мережі з номінальною напругою 10 кВ. Чинні нормативні документи не рекомендують використовувати номінальну напругу 6 кВ для створення нових розподільних мереж. Останнім часом наявні мережі напругою 6 кВ реконструюють та переводять на більш високу номінальну напругу 10 та 20 кВ.

Номинальну напругу 35 кВ широко використовують для створення центрів живлення сільських розподільних мереж. Останнім часом з цією метою часто використовують також номінальну напругу 110 кВ.

Номинальні напруги 110, 150 та 220 кВ використовують для створення районних розподільних ЕМ загального використання, а також для зовнішнього енергопостачання потужних споживачів. Номинальну напругу 150 кВ використовують лише в Дніпровській енергосистемі для організації видачі потужності Дніпровської ГЕС. Останнім часом для створення районних ЕМ використовують також номінальну напругу 330 кВ.

Номинальні напруги 330 кВ та вище використовують для створення системоутворювальних мереж магістральних ЛЕП для об'єднання на паралельну роботу регіональних енергосистем у складі енергооб'єднання.

Зауваження

Пропускна здатність ліній електропередавання напругою 110...750 кВ

Напруга лінії, кВ	Натуральна потужність, МВт, при хвильовому опорі, Ом			Найбільша передавана потужність на одне коло, МВт	Найбільша довжина передачі, км
	400	300...315	250...275		
110	30	—	—	25...50	50...150
220	120	160	—	100...200	150...250
330	270	350	—	300...400	200...300
400	400	500	580	500...700	600...1000
500	600	—	900	700...900	800...1200
750	—	—	2100	1800...2200	1200...2000

Як свідчить досвід проектування та експлуатації ЕМ вищих класів номінальної напруги, підвищення номінальної напруги ЕМ з метою збільшення її пропускної здатності слід виконувати не на наступний рівень, а через один. Так, для ОЕС України економічно обґрунтована шкала номінальних напруг ЕМ має три класи: 110, 330 та 750 кВ.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. *Наведіть шкалу номінальних напруг устаткування електричних систем.*
2. *Поясніть збільшення на 5 % номінальних напруг генераторів.*
3. *Поясніть збільшення на 5 % номінальних напруг первинних обмоток трансформаторів напругою до 20 кВ.*

4. Поясніть збільшення на 10 % номінальних напруг вторинних обмоток трансформаторів. Які винятки є з цього положення?
5. Наведіть сфери використання номінальних напруг ЕМ.
6. Наведіть економічно обґрунтовану шкалу номінальних напруг ОЕС України. Поясніть скорочення шкали номінальних напруг.

ЛІТЕРАТУРА: [2, С. 19–22]; [3, С. 12–15]; [4, С. 7–10]; [8, С. 13–17]; [9, С. 20–25]; [24, С. 6–10]; [25, С. 54–56]; [26, С. 98–102].

1.1.3 Призначення та вимоги до електричних мереж

Головне призначення ЕМ полягає у передаванні та розподілі електричної енергії від ДЖ до споживачів.

Загалом ЕМ призначені для передавання електричної енергії на віддалені відстані від центрів генерації в райони енергоспоживання (загальна довжина ЛЕП напругою 220...750 кВ ПрАТ «НЕК «Укренерго» на 2019 р. становила 23407,989 км). Втрати в мережах цього класу перебувають в межах від 10 до 15 %. Втрати в деяких енерговузлах розподільних мереж 6...35 кВ перебувають в межах 6...9 % загального споживання електроенергії в системі.

У табл. 1.2 наведено протяжність ЛЕП за класами напруг, а в табл. 1.3 – їх стан.

Таблиця 1.2. Довжина ліній електропередавання за класами напруг

Величина	Напруга, кВ				
	500...750	400	330	220	35...110
Довжина, км	4777,931	338,95	13533,652	3975,965	682,951

Таблиця 1.3. Стан ліній електропередавання ПрАТ «НЕК «Укренерго» на 2019 рік

Найменування	Всього протяжність (по ланцюгах), км	у тому числі по роках функціонування			
		з 30 до 40		40 і більше	
		Протяжність, км	% від загальної протяжності	Протяжність, км	% від загальної протяжності
Разом по НЕК:	23407,989	4608,59	19,69	16217,15	69,2864,7

Довжина повітряних ЛЕП напругою 6...150 кВ ОЕС України становить 374 978 км і має по колах значення: 150 кВ – 10 676,499 км; 110 кВ – 36 161,336 км; 35 кВ – 66 356,847 км (із них на дерев'яних опорах 509,279 км); 10 кВ – 247 910,35 км (з них на дерев'яних опорах 3285,508 км); 6 кВ – 19 128,713 км (з них на дерев'яних опорах 984,967 км). Також ЕМ призначені для об'єднання на паралельну роботу різних ЕС та споживачів електричної енергії в єдиній ОЕС (ОЕС України об'єднує 8 енергосистем – північну, центральну, південну, західну, південно-західну, дніпровську, донбаську, кримську; кількість підстанцій ПрАТ «НЕК “Укренерго”» на 2019 р.

становила 140¹, з них: 9 – 750 кВ, 2 – 500 кВ, 2 – 400 кВ, 88 – 330 кВ, 33 – 220 кВ, 6 – 110 кВ).

Об'єднання електричних систем на паралельну роботу підвищує надійність та економічність електропостачання, поліпшує якість електричної енергії. Загалом основні переваги об'єднання електричних систем на паралельну роботу полягає в такому:

1. Підвищення надійності електропостачання за рахунок резервування шляхів передавання електричної енергії від ДЖ до споживачів.

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

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

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

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

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

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

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

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

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. *Сформулюйте головне та допоміжні призначення ЕМ.*

2. *Наведіть основні переваги об'єднання електричних систем на паралельну роботу.*

3. *Поясніть положення про підвищення надійності об'єднання електричних систем.*

4. *Поясніть положення про підвищення економічності об'єднання електричних систем.*

¹ <https://ua.energy/peredacha-i-dyspetcheryzatsiya/tehnichna/#1534495362226-dd9231c9-1b9d3a1a-868f>

5. Поясніть положення про підвищення якості електричної енергії унаслідок об'єднання електричних систем.

6. У чому полягає довготний ефект?

7. У чому полягає широтний ефект?

ЛІТЕРАТУРА: [7, С. 9–11]; [8, С. 23–24]; [18, С. 8–12]; [25, С. 15–16]; [26, С. 13–17].

1.1.4 Вимоги до електричних мереж

Конструктивне виконання ЕМ має забезпечувати:

- надійність та безперебійність електропостачання споживачів електричної енергії;
- нормовану якість електроенергії;
- зручність та безпеку експлуатації обладнання ЕМ;
- економічність ЕЕС;
- можливість подальшого розвитку без необхідності корінного переобладнання мережі.

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

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

Зі складу електроприймачів першої категорії виділяють **особливу групу** ЕП, безперебійна робота яких необхідна для безаварійного припинення виробництва з метою запобігання загрозі життя людей, вибухів, пожеж і пошкодження коштовного основного устаткування.

Для надійного електропостачання споживачів першої категорії необхідно забезпечити їх живлення не менш ніж від двох незалежних джерел. Відповідно до чинних норм переривання електропостачання споживачів першої категорії допустиме лише на час спрацювання автоматичного введення резервного живлення (АВР).

Для електропостачання особливої групи ЕП першої категорії слід передбачити додаткове живлення від третього незалежного ДЖ.

До **другої категорії** відносять споживачів, перерва в електропостачанні яких пов'язана з масовим недовипуском продукції, простоєм робітників, механізмів та транспорту, порушенням нормальної діяльності значної кількості міських жителів.

Електропостачання споживачів другої категорії рекомендовано забезпечувати від двох незалежних ДЖ. Для ЕП другої категорії допустимі переривання в електропостачанні на час, необхідний для увімкнення резервного живлення діями чергового персоналу.

Третя категорія містить всі інші невідповідальні навантаження.

Для споживачів третьої категорії допустимі перерви електропостачання на час, необхідний для ремонту або заміни пошкодженого обладнання ЕМ, але не більше однієї доби.

Національна комісія України, що здійснює державне регулювання у сфері енергетики та комунальних послуг, приділяє особливу увагу показникам якості надання послуг з передавання та надійності постачання електроенергії (безперебійності), які характеризуються:

– індексом середньої тривалості відключень (*System Average Interruption Duration Index, SAIDI*) у мережі:

$$SAIDI = \frac{\sum_{i=1}^m n_i \cdot T_i}{N_c},$$

де m – кількість ділянок мережі;
 n_i – кількість споживачів на i -й ділянці;
 T_i – час довгострокових перерв електропостачання споживачів i -ї ділянки за рік;
 N_c – загальна кількість споживачів;

– індексом середньої частоти відключень (*System Average Interruption Frequency Index, SAIFI*):

$$SAIFI = \frac{\sum_{i=1}^m n_i \cdot \lambda_i}{N_c},$$

де λ_i – інтенсивність відмов на i -й ділянці;

– індексом розрахункового обсягу недовідпущеної електроенергії (ENS), розраховують як суму добутків кількості точок комерційного обліку електричної енергії, в яких було припинене електропостачання, на тривалість довгої перерви та на середнє споживання електроенергії на відповідному рівні напруги за формулою, тис. кВт·год,

$$ENS = \sum_{i=1}^k \frac{n_i^{Z_i} \cdot t_i \cdot Q^{Z_i}}{T},$$

де Z_i – ознака рівня напруги та відповідної території (Z_1 – 0,4 кВ, міський населений пункт, Z_2 – 0,4 кВ, сільський населений пункт, Z_3 – 6...20 кВ – міський населений пункт, Z_4 – 6...20 кВ, сільський населений пункт, Z_5 – 27,5...35 кВ, Z_6 – 110/154 кВ);
 i – номер довгої перерви в електропостачанні, $i = 1, 2, 3, \dots k$;
 $n_i^{Z_i}$ – кількість точок комерційного обліку електричної енергії, в яких

було припинене електропостачання внаслідок i -ї довгої перерви, із Z_i ознакою рівня напруги та відповідної території, шт.;

t_i – тривалість i -ї довгої перерви в електропостачанні, хв;

Q^{Z_i} – середньомісячне споживання електричної енергії в попередньому році на одну точку комерційного обліку електричної енергії із Z_i ознакою рівня напруги та відповідної території, тис. кВт·год;

T – звітний період часу (середньомісячний за рік), перерахований у хвилинах, $T = 43\,800$;

– індексом середньої частоти коротких перерв в електропостачанні в системі (*Momentary Average Interruption Frequency Index, MAIFI*), який розраховують як відношення сумарної кількості відключених точок комерційного обліку електричної енергії протягом звітного періоду до загальної кількості точок комерційного обліку електричної енергії за формулою

$$MAIFI = \frac{\sum_{j=1}^r n_j}{n},$$

де n_j – кількість точок комерційного обліку електричної енергії, в яких було припинене електропостачання у результаті j -ї короткої перерви в електропостачанні, шт.;

r – кількість коротких перерв в електропостачанні протягом звітного періоду;

j – номер короткої перерви в електропостачанні, $j = 1, 2, 3, \dots, r$;

n – загальна кількість точок комерційного обліку електричної енергії, шт.

Найближчим часом ряд енергокомпаній ОЕС України планують перейти на стимулююче регулювання, для яких цільовий показник якості SAIDI для міської території встановлено 150 хв, для сільської – 300 хв. Аналіз показників якості компаній по всій Україні показує, що натеper показник SAIDI значно перевищує нормовані показники. Середня тривалість незапланованих перерв у електропостачанні споживачів в Україні в останні роки (2016–2019 рр.) становить від 690 до 728 хв, а в разі несприятливих умов – до декількох діб, тоді як в країнах Європи – до 104 хв.

Щодо показника середньої кількості відключень одного споживача (SAIFI), то в Україні він становить 5,4; у Південній Кореї – 0,45; Великобританії та Австрії – 0,75; США та Франції – 1,3; Іспанії та Італії – 2,7. Тобто за цим показником Україна відстає від розвинених країн у 2...12 разів.

Якість електричної енергії регламентована в Україні чинним стандартом ДСТУ 13109-97 «Норми якості електропостачання загального призначення».

Відповідно до ДСТУ13109-97 якість електричної енергії визначають такими показниками:

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

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

Відхилення напруги (Brownout, Voltage Deviation) – це зміна амплітудного (діючого) значення напруги тривалістю понад 1 хв.

Відхилення напруги характеризують показником усталеного відхилення напруги. Нормально допустимі відхилення $\pm 5\%$ від номінальної напруги та гранично допустимі відхилення $\pm 10\%$ від номінальної напруги.

Відхилення напруги виникає зазвичай через зростання споживання електроенергії у певні періоди часу за обмеженої потужності джерела електроенергії або довгих ліній електроживлення. Можливі негативні наслідки: додаткові втрати потужності у стабілізаторах, скорочення терміну служби блоків живлення, збої у виконанні програм.

Зауваження

Зникнення напруги (Power Failure, Loss of Voltage) – відсутність напруги в ЕМ протягом понад два періоди (40 мс). Наслідками зникнення напруги можуть бути: втрата, пошкодження даних на серверах і поточної інформації на робочих станціях, пошкодження файлової системи, порушення технологічного процесу, вихід з ладу апаратури.

Коливання напруги – це періодична (з певною частотою) або повторювана через довільні проміжки часу зміна амплітудного значення напруги тривалістю більше 1 хв.

Гранично допустимі характеристики коливання напруги визначають за спеціальними номограмами і методиками.

Несинусоїдальність напруги полягає у відхиленні форми кривої напруги від ідеальної синусоїди (рис. 1.5).

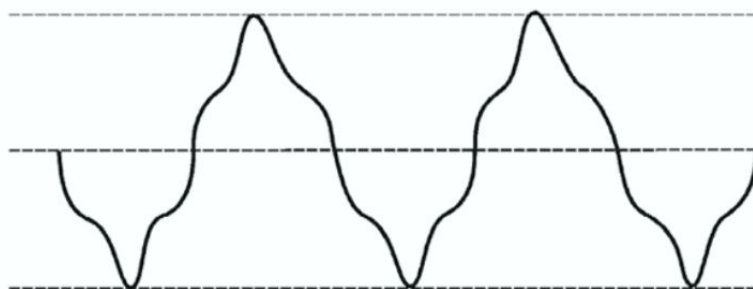


Рис. 1.5. Спотворена вищими гармоніками крива синусоїдальної напруги

Несинусоїдальність напруги характеризують такими показниками:

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

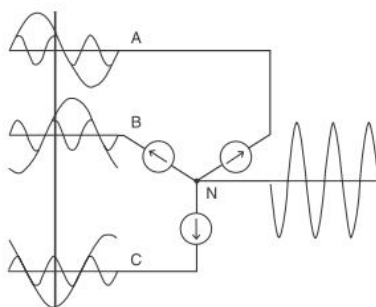
Нормально та гранично допустимі значення коефіцієнта викривлення синусоїдальності кривої напруги становлять:

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

Причиною несинусоїдальності є наявність споживачів з нелінійним навантаженням, таких як ДЖ комп'ютерів, тиристорні перетворювачі тощо. При цьому одночасно із спотворенням відбувається генерування вищих гармонік та значного потоку реактивної потужності у зовнішню ЕМ, що погіршує якість роботи інших споживачів електроенергії та вимагає використання пристроїв автоматичної компенсації реактивної потужності або інших пристроїв, що коригують форму вхідного струму.

Зауваження

Нелінійні навантаження, зокрема імпульсні ДЖ, генерують в мережу гармоніки, кратні третій. Баланс струмів основної гармоніки при симетричному навантаженні в системі дорівнює нулю, оскільки відбувається зсув фазних струмів на 120° . Струми гармонік у фазах збігаються, тому в нейтралі маємо їх трикратне значення, як показано на рис. 1.5.



У табл. 1.4 наведено допустимі дев'яностап'ятивідсоткові середньоквадратичні значення напруги кожної гармоніки, усереднені на десятихвилинному проміжку часу, для мереж низької напруги (НН) (6 кВ, 10 кВ).

Таблиця 1.4. Допустимі значення 95 %-х середньоквадратичних значень напруги гармонік

Непарні гармоніки				Парні гармоніки	
не кратні 3		кратні 3			
порядок	відносна амплітуда, %	порядок	відносна амплітуда, %	порядок	відносна амплітуда, %
5	6,0	3	5,0	2	2,0
7	5,0	9	1,5	4	1,0
11	3,5	15	1,5	6...24	0,5
13	3,0	21	0,5	–	–
17	2,0	–	–	–	–
19	1,5	–	–	–	–
23	1,5	–	–	–	–
25	1,5	–	–	–	–

Несиметрія напруг полягає у відмінності векторів фазних напруг за модулем, а також за фазою на кути, які різняться від $\pm 120^\circ$.

Несиметрію напруг характеризують такими показниками:

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

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

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

Якість електроенергії відповідає вимогам стандарту, якщо сумарна тривалість відхилень частоти від номінальної понад допустимі ± 200 мГц протягом доби не перевищує 5 % часу, а відхилень понад гранично допустимі ± 400 мГц немає зовсім. В енергосистемах 16 держав Центральної та Західної Європи, що входять до енергооб'єднання ENTSO-E (European Network of Transmission System Operators for Electricity), усталене відхилення частоти від номінальної не має перевищувати ± 200 мГц. Ця вимога, серед інших, також поширюється на енергооб'єднання, що приєднуються до ENTSO-E, оскільки в разі їх об'єднання на паралельну роботу мають бути однаковими не лише середні значення, але і середньоквадратичні відхилення (дисперсії) частоти.

Провал напруги (Power Sag, Voltage Dip) – це раптове короткочасне (до 1 хв) зниження напруги у точці ЕМ нижче 0,9 номінальної напруги з наступним відновленням напруги до первинного або близького до нього значення.

Провал напруги характеризують тривалістю провалу напруги, для якого встановлено гранично допустиме значення 30 с (від десяти мілісекунд).

Причиною провалу напруги можуть бути: включення енергоємного обладнання, запуск потужних електродвигунів, робота зварювальних апаратів і т. д. Можливі наслідки: скидання оперативної пам'яті; виникнення помилок, вихід з ладу апаратури, мерехтіння освітлення.

Імпульс напруги (High Voltage Spikes, Voltage Impulse) – це різка короткочасна (від десятків мікросекунд до декількох мілісекунд) зміна напруги в точці ЕМ з наступним відновленням напруги до первинного або близького до нього значення (рис. 1.6).

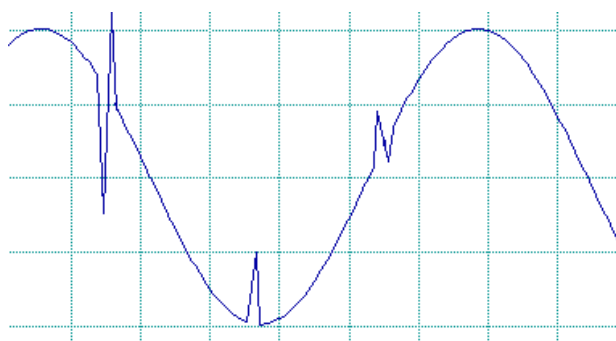


Рис. 1.6. Імпульси на синусоїдальній кривій напруги

Імпульс напруги характеризують показником імпульсної напруги. Значення імпульсних напруг для грозових та комутаційних імпульсів визначають за спеціальними методиками.

Причиною імпульсу напруги, тобто короткочасного перевищення напруги понад 110 % від номінального значення тривалістю 10...50 мкс (з часом фронту імпульсу 1...10 мкс), за амплітуди імпульсів перенапруги до 6000 В та вище можуть бути удари блискавок, розряди статичної електрики. Такі високовольтні імпульси з дуже крутим переднім фронтом без перешкод минають захисні фільтри блоків живлення ПЕОМ і, потрапляючи в ланки системних плат, викликають скидання оперативної пам'яті та вихід з ладу мікросхем. Для мереж класів напруг допустимі комутаційні імпульси напруги становлять: 0,38 кВ – 4,5 кВ; 6 кВ – 27 кВ; 10 кВ – 43 кВ; 35 кВ – 148 кВ; 110 кВ – 363 кВ.

Тимчасова перенапруга (Switching Transient, Power Surge, Over Voltage) – це збільшення напруги в точці ЕМ більше ніж на 10 % від номінальної напруги тривалістю понад 10 мс до декількох десятків секунд, яке виникає в системах електропостачання унаслідок комутацій або коротких замикань (КЗ).

При цьому амплітуда імпульсів перенапруги може досягати величин 4500 В. Причиною їх появи є комутаційні процеси потужнострумових ланцюгів електропостачання, іскріння комутаційних апаратів. Можливі наслідки: скидання оперативної пам'яті та вихід з ладу мікросхем.

Причиною виникнення перенапруг може бути відключення енергоємного обладнання. Можливі наслідки: скидання оперативної пам'яті; виникнення помилок, вихід з ладу апаратури, мерехтіння освітлення.

Тимчасову перенапругу характеризують показником коефіцієнта тимчасової перенапруги, значення якого визначають за спеціальною методикою.

Електромагнітна перешкода (Electrical Line Noise) – виникнення у мережі високочастотних імпульсів, що накладаються на синусоїдальну форму напруги. Основними причинами виникнення електромагнітних перешкод є робота потужних електродвигунів, перемикання релейної апаратури і силової комутаційної електроніки, мовлення суміжних станцій, магнітні бурі. Можливі наслідки – виникнення помилок, скидання оперативної пам'яті, «зависання» операційної системи, вихід з ладу накопичувачів на жорстких дисках.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. *Наведіть основні вимоги до мереж електричних систем.*
2. *У чому полягає забезпечення надійності та безперебійності електропостачання споживачів?*
3. *Якими документом та показниками регламентується якість електричної енергії?*
4. *Яких споживачів відносять до першої категорії?*
5. *Яких споживачів відносять до особливої групи першої категорії?*
6. *Яких споживачів відносять до другої категорії?*

7. *Яких споживачів відносять до третьої категорії?*
8. *Наведіть характеристику показників якості електричної енергії.*
9. *Назвіть показники якості електричної енергії.*

ЛІТЕРАТУРА: [1, С. 77–113]; [2, С. 56–60]; [6, С. 17–18]; [14, С. 12–16]; [7, С. 13–15, 27–29]; [8, С. 17–23, 26–29]; [17, С. 295–302]; [18, С. 19–20]; [25, С. 53].

1.1.5 Класифікація електричних мереж

Сучасні ЕМ являють собою складні технічні системи. Складність таких систем не дозволяє визначити єдиний підхід до їх класифікації. На сьогодні найчастіше використовують класифікацію ЕМ за такими ознаками:

I. За родом електричного струму:

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

II. За способом організації живлення споживачів:

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

III. За номінальною напругою:

- 1) низьковольтні (до 1 кВ);
- 2) високовольтні (більше 1 кВ): низької напруги НН (до 10 кВ); середньої напруги (до 35 кВ); високої напруги (ВН) (110...220 кВ); надвисокої напруги (330 кВ – 1000 кВ); ультрависокої напруги (вище 1000 кВ).

IV. За режимом роботи нейтралі:

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

V. За призначенням:

- 1) розподільні (місцеві) ЕМ (міські, промислових підприємств, сільські) обслуговують невеликі райони з відносно малою щільністю навантаження радіусом дії до 15...20 км з номінальною напругою до 35 кВ, інколи – до 110 кВ;
- 2) районні ЕМ забезпечують живлення споживачів великих районів. Такі мережі працюють з номінальною напругою 110...220 кВ, інколи 330 кВ;
- 3) магістральні (системоутворюючі) ЕМ для об'єднання районних ЕМ на паралельну роботу в енергооб'єднання. Такі мережі містять ЛЕП з номінальною напругою 330 кВ та вище.

VI. За характером споживачів:

- 1) ЕМ промислових підприємств;
- 2) міські ЕМ;
- 3) ЕМ залізничного транспорту;
- 4) сільські ЕМ.

VII. За конфігурацією:

- 1) розімкнені (рис. 1.7): магістральні; радіальні;
- 2) замкнені (рис. 1.8).

Зауваження

Радіальні мережі, навіть найбільш дешеві, стали надзвичайно поширеними на першому етапі розвитку електрифікації. Мережі цього типу проектують для невеликих навантажень споживачів і можливостей їх резервування по мережі вторинної напруги; при цьому має бути вирішено, в якому напрямі планується розвиток мережі. Проектують і подвійні радіальні мережі, в яких за рахунок дублювання лінії (на одних або різних опорах) здійснюється двостороннє живлення споживачів. У замкненій кільцевій мережі, яка приєднується до однієї з підстанцій ВН або ЕС, відбувається незалежність потоків в вітці від потоків у мережі ВН, що особливо важливо для роботи в післяаварійних режимах. Можливість застосовувати простіші пристрої релейного захисту і автоматики, як правило, нижча рівнів струму КЗ. У замкненій мережі із двостороннім живленням, яка підключена до двох підстанцій ВН або ЕС, перевагою є велика надійність (два ДЖ) і менша вартість, оскільки зазвичай сумарна довжина ліній за цією схемою менша, ніж у замкненій кільцевій мережі. Складнозамкнена мережа – це багатоконтурна мережа з більш ніж двократним підключенням підстанцій. Створення такої мережі зазвичай визначається необхідністю організації вузлових точок (із приєднанням більше двох ліній) або за умовами надійності живлення приєднаних підстанцій, або за умовами мінімізації протяжності ліній, які споруджують для приєднання нових підстанцій. Багатоконтурну мережу створюють, найчастіше, поступово, розвиваючи простіші схеми мережі. Її істотними недоліками є труднощі забезпечення оптимального режиму і значні рівні струмів КЗ у вузлових точках.

VIII. За режимом роботи:

- 1) автономні;
- 2) об'єднанні.

IX. За конструктивним виконанням:

- 1) ЕМ повітряних ЛЕП;
- 2) ЕМ кабельних ЛЕП;
- 3) мережі внутрішніх електричних проводок.

Зауваження

Слід зазначити, що є також умовна класифікація мереж на основні та розподільні. У міру зростання щільності навантажень, потужності енергосистем та охоплення території ЕМ росте напруга розподільної мережі. Це означає, що основні мережі, що виконують функції системоутворюючих, з появою в енергосистемах мереж більш ВН поступово «передають» їм ці функції, перетворюючись на розподільні. Розподільні мережі загального призначення завжди будують за ступінчастим принципом, послідовно «накладаючи» електромережі декількох напруг. При цьому поява наступного ступеня напруги пов'язана зі зростанням потужності ЕС і доцільністю розподілу енергії на більш високій напрузі. Перетворення мережі на розподільну приводить до скорочення довжини повітряних ліній (ПЛ) (за рахунок приєднання до мережі нових підстанцій), а також до зміни функцій окремих ПЛ, зміни величин і напрямків потоків потужності по ПЛ.

На сьогодні роль основних мереж, призначених для видачі потужності ЕС і міжсистемних зв'язків, виконують мережі 220, 330, 400, 500, 750 і 800 кВ; першим ступенем розподільної мережі загального користування є мережі 220, 330 і 500 кВ, другим ступенем – 110 і 220 кВ; потім електроенергія розподіляється мережею зовнішнього електропостачання за характером окремих споживачів (сільська 35 – 10...0,4 кВ, міська 110 – 10...0,4 кВ, промислових підприємств 110 (150) – 10 (6)...0,4 кВ).

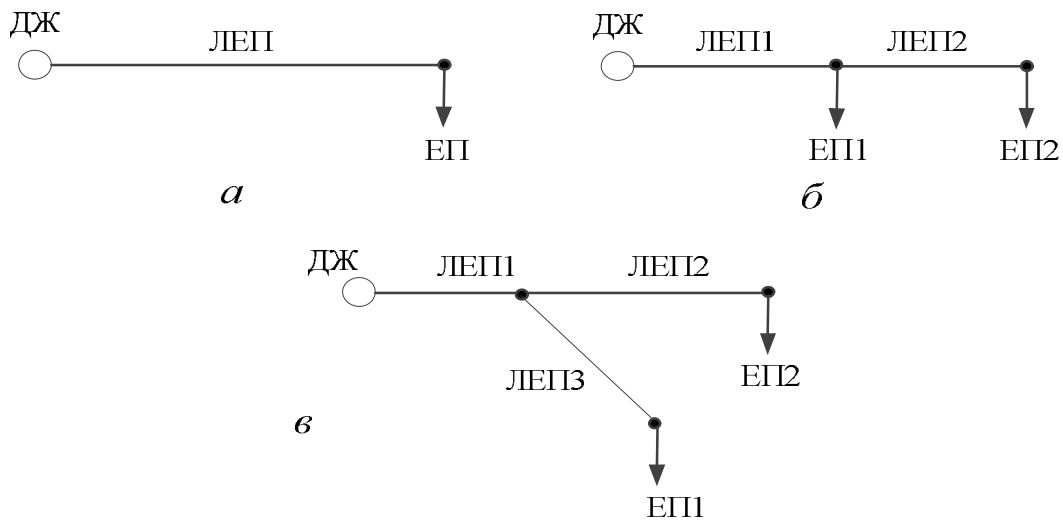


Рис. 1.7. Розімкнені мережі: *а* – радіальна; *б* – магістральна; *в* – магістральна з відгалуженням

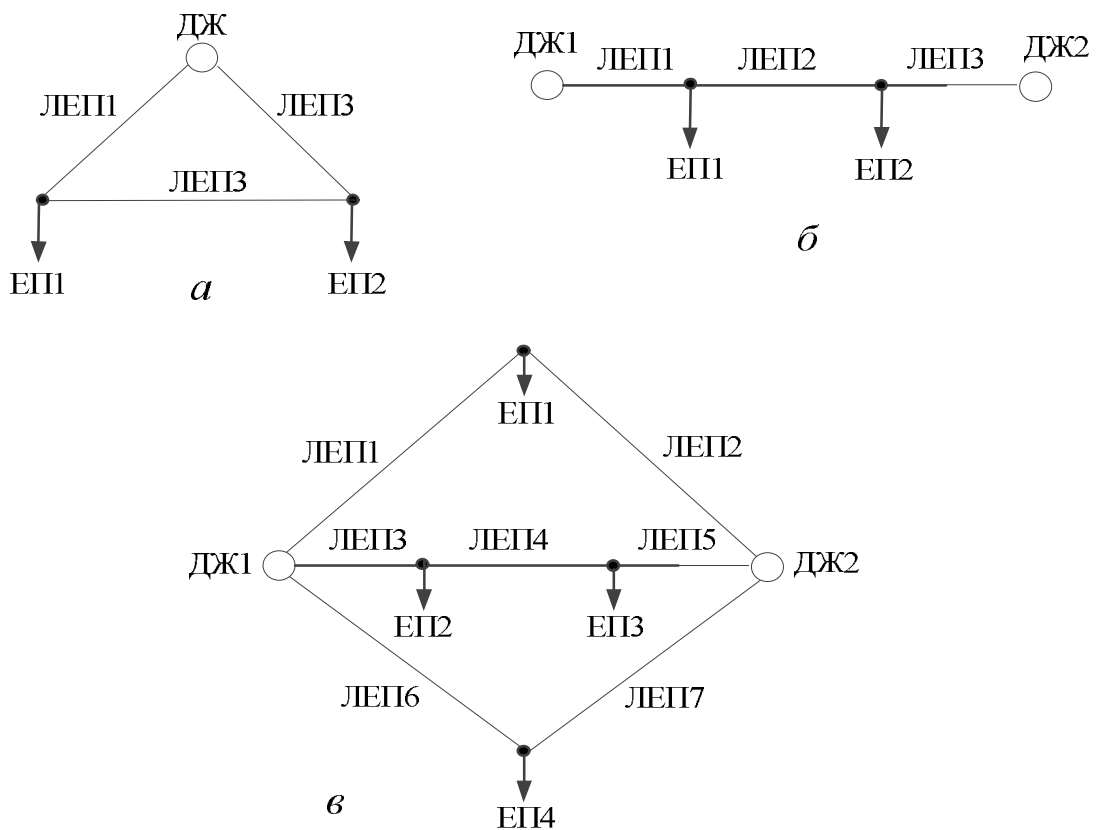


Рис. 1.8. Замкнені мережі: *а* – кільцева; *б* – із двостороннім живленням; *в* – складнозамкнена

Лінією живлення називають лінію, якою передається електрична енергія до розподільного пункту або підстанції від центру живлення без розподілу електроенергії по її довжині. *Розподільною лінією* вважають лінію, яка живить ряд трансформаторних підстанцій або вводи до електроустановок споживачів.

До *розімкнених* відносять мережі, утворені лініями, навантаження яких можуть отримувати енергію тільки з одного боку. *Замкненими* називають такі мережі, по яких можна здійснити електропостачання споживачів не менше ніж із двох сторін. Характерними формами замкнених мереж є кільцеві мережі, а також мережі та окремі електропередачі із двостороннім живленням. Джерелами живлення останніх можуть бути або ЕС, або шини підстанцій, у свою чергу, пов'язані мережею з електростанціями системи.

Стан системи в будь-який момент часу або фактично на деякому інтервалі часу називають *режимом системи* (відповідний термін застосовують до ЕМ).

Режим системи характеризується показниками, які називають *параметрами режиму*, до них належать: *частота, активна й реактивна потужності в елементах системи та напруги у споживачів і в різних точках мережі, величини струмів і кутів розбіжності векторів електрорушійної сили (ЕРС) і напруги*.

Розрізняють три основні види режимів електричних систем:

- нормальний усталений режим, щодо до якого проектують ЕМ і визначають її техніко-економічні характеристики;
- післяаварійний усталений режим, який настає після аварійного відключення якого-небудь елемента мережі або ряду елементів (у цьому режимі система і, відповідно, мережа можуть працювати з дещо погіршеними техніко-економічними характеристиками);
- перехідний режим, під час якого система переходить від одного стану усталеного режиму до іншого.

Будь-який режим складається з багатьох різних процесів.

Треба розрізняти параметри режиму і параметри мережі. Параметри режиму ЕМ пов'язані між собою певними залежностями, в які входять деякі коефіцієнти, що залежать від фізичних властивостей елементів мережі, від способу з'єднання цих елементів між собою, а також від деяких припущень розрахункового характеру. Наприклад, струм на ділянці лінії передавання визначається залежністю $I = \frac{\dot{U}_1 - \dot{U}_2}{\dot{Z}_л}$, де $\dot{U}_1$, $\dot{U}_2$ та I – параметри режиму; $\dot{Z}_л$ – опір певної ділянки системи (лінії), є одним із параметрів мережі. Деякі параметри мережі залежать від характеру змін її режиму, тому ЕМ, по суті, є нелінійною системою. Однак у багатьох практичних завданнях параметри мережі можна вважати незмінними, а мережу – лінійною.

Інший вид нелінійності досліджуваної мережі обумовлений характером співвідношень між параметрами її режиму. Так, потужність, як відомо, пов'язана квадратичною залежністю з напругою. Нелінійність такого виду в більшості випадків так чи інакше доводиться враховувати.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. *Наведіть класифікацію ЕМ за ознаками.*
2. *Наведіть основні підходи до класифікації ЕМ та систем.*
3. *Охарактеризуйте підходи до класифікації ЕМ та систем.*

4. *Дайте визначення лінії живлення.*
5. *Дайте визначення розподільної лінії.*
6. *Які показники належать до параметрів режиму?*

ЛІТЕРАТУРА: [5, С. 15–20]; [6, С. 18–21]; [7, С. 15–18]; [8, С. 23–26]; [17, С. 11–13]; [18, С. 14–17]; [24, С. 10–13]; [25, С. 53–65]; [26, С. 17–19]; [27, С. 10–13].

1.1.6 Режими роботи нейтралі електричної мережі до 1000 В

Спосіб заземлення нейтралі трансформатора живлення є досить важливою характеристикою ЕМ. Він визначає:

- струм у місці ушкодження і перенапругу на неушкоджених фазах під час однофазного замикання;
- схему побудови релейного захисту від замикань на землю;
- рівень ізоляції електроустаткування;
- вибір апаратів для захисту від грозових і комутаційних перенапруг (обмежувачів перенапруг);
- безперебійність електропостачання;
- допустимий опір контура заземлення підстанції;
- безпека персоналу та електроустаткування під час однофазних замикань.

Нейтралі трансформаторів та іншого устаткування трифазних ЕМ можуть бути ізольованими від землі, глухо заземленими або заземленими через дугогасні реактори. Відповідно до способу з'єднання нейтралі трансформаторів та іншого устаткування із землею розрізняють чотири класи ЕМ:

- мережі з ізольованою нейтраллю;
- мережі із глухо заземленою нейтраллю;
- мережі з компенсованою нейтраллю (резонансне заземлення або заземлення через котушку Петерсена);
- мережі з ефективно заземленою нейтраллю.

У мережах з ізольованою нейтраллю електроустановки не мають зв'язку із землею. У мережах з компенсованою нейтраллю є зв'язок через дугогасну котушку. У мережах із глухо заземленою нейтраллю – безпосередній зв'язок із землею. У мережах з ефективно заземленою нейтраллю частина нейтралі трансформаторів заземлена, частина – не заземлена (у нейтраль включено роз'єднувач і розрядник).

У низьковольтних ЕМ напругою до 1000 В режим роботи нейтралі обирають виходячи з міркувань безпеки експлуатації електротехнічного устаткування. Такі мережі експлуатують із глухо заземленою або, в особливих випадках, з ізольованою нейтраллю.

Серед низьковольтних ЕМ найбільшого поширення набули чотирипровідні мережі з номінальною напругою 0,4 кВ (рис. 1.9). Нормативні документи регламентують експлуатацію таких мереж із глухо заземленою нейтраллю.

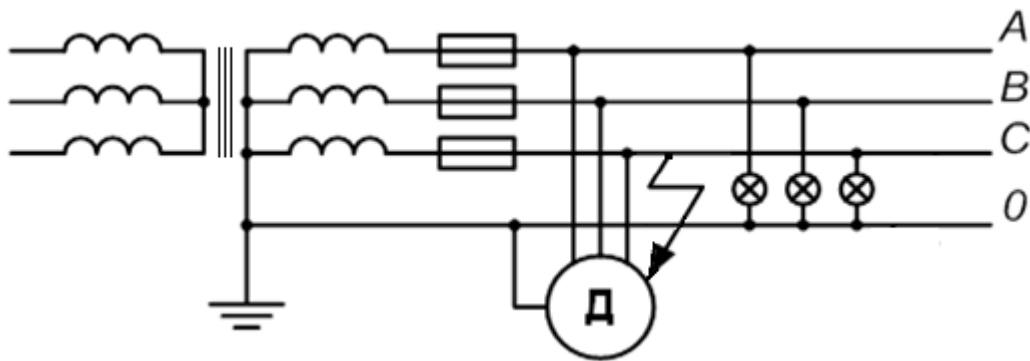


Рис. 1.9. Схема низьковольтної мережі із глухозаземленою нейтраллю

У мережах із глухо заземленою нейтраллю корпуси електроустаткування мають гальванічний (металевий) зв'язок із заземленою нейтраллю. Це гарантує безпеку експлуатації устаткування, оскільки у разі КЗ фази на корпус потенціал корпусу, до якого може торкнутися людина, залишається близьким до нуля. Разом із цим струм пошкодженої фази різко зростає і його вимикає запобіжник. Напруги непошкоджених фаз при цьому не перевищують фазної напруги.

Стандарт ІЕС 60364-1 поділяє розподільні мережі до 1000 В залежно від конфігурації струмопровідних ліній з нульовим (нейтральним) провідником і типами систем заземлення включно. Для організації штучного заземлення стандарт передбачає п'ять систем: TN-C, TN-S, TN-C-S, TT, TI.

Зауваження

У системах заземлення використовують такі скорочення: **Перша буква: Т** (від лат. *terra* – земля) – безпосереднє приєднання однієї точки струмовідних частин ДЖ до заземлювального пристрою, **І** (*isolate* – ізольований) – ізольована нейтраль. **Друга буква – N** (*neutral* – нейтраль) – безпосередній зв'язок відкритих провідних частин електроустановки з точкою заземлення ДЖ через PEN- або PE-провідник (*PE – protective earthing*, захисне заземлення) – захисний провідник в електроустановках напругою до 1 кВ, **Т** (*terra* – земля) – відкриті провідні частини заземлені незалежно від ставлення до землі нейтралі ДЖ або якої-небудь точки живильної мережі. **Третя буква – С** (*combine*) – об'єднання нульового провідника і провідника захисного заземлення, **S** (*separated*) – розділення нульового провідника і провідника захисного заземлення.

Вважають, що системи TN, IT та TT у разі належного дотримання правил монтажу і експлуатації, еквівалентні щодо захисту людини від ураження електричним струмом. Ту чи іншу систему обирають за сукупністю ряду факторів, основними з яких є такі: тип приміщень, в яких розміщено електроустановку, і наявність у них вибухонебезпечних і пожежонебезпечних зон; безперервність живлення; електромагнітна сумісність електрообладнання; умови експлуатації.

Опір заземлювача, до якого безпосередньо приєднують нейтраль джерела трифазного струму або виводи джерела однофазного струму, має бути не більше ніж 15, 30 і 60 Ом відповідно для лінійних напруг 660, 380 і 220 В джерела трифазного струму або 380, 220 і 127 В – джерела однофазного струму.

У схемах систем заземлення прийняті такі умовні позначення:

- L1, L2, L3 (A, B, C) – провідники відповідно жовтого, зеленого та червоного кольорів, до яких підключено відповідну фазу ДЖ. В однофазних системах їх позначають літерою L;
- N – робочий нуль ДЖ (нульовий провідник);
- PE – захисний нуль: він же заземлювальний провідник, з'єднаний із заземлювачем;

– PEN (нуль) – провідник, який поєднує робочий нуль і захисне заземлення.

Розглянемо системи заземлення TN із глухозаземленою нейтраллю (рис. 1.10).

Системою заземлення TN-C обладнано переважну більшість житлового фонду України, побудованого за часів СРСР. Це не означає, що всі ці об'єкти побудовано з порушеннями санітарних норм і правил (СніП) – у ті часи стандарти (включаючи ПУЕ) були іншими. В ідеалі треба було б переоснастити всі мережі до стандарту TN-S, але такий захід вимагає величезних капіталовкладень. Окрім цього, прокладання додаткових ліній «землі» від підстанцій живлення не завжди можливе технічно. Це означає, що в деяких місцях доведеться замінювати всю мережу силових кабелів.

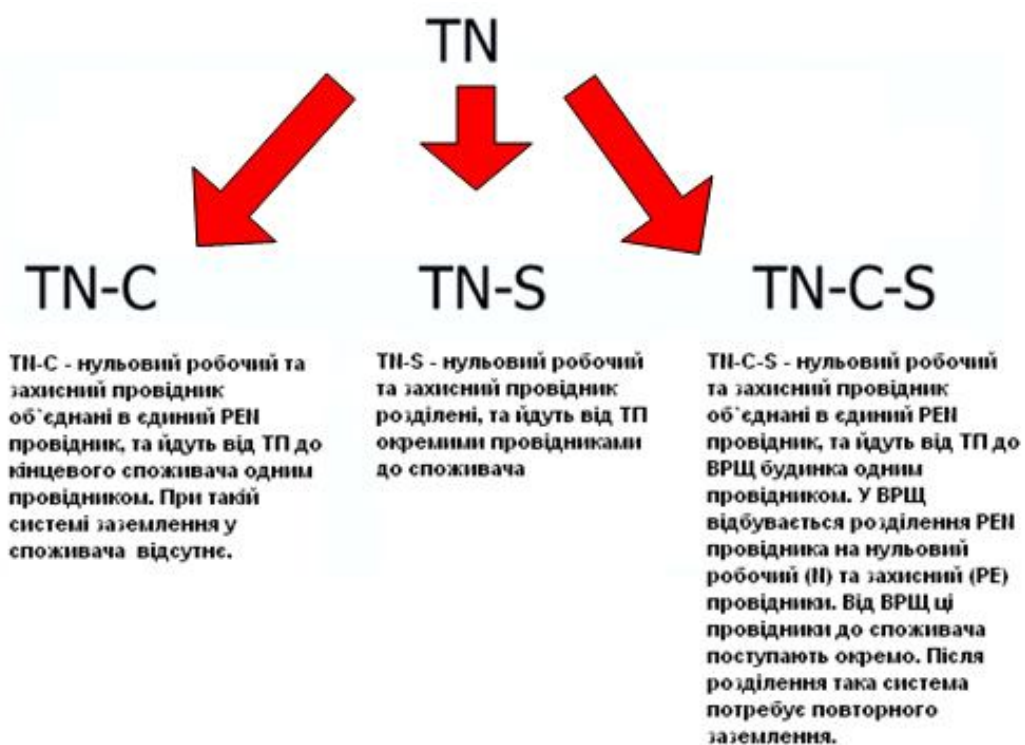


Рис. 1.10. Системи заземлення TN-мереж із глухозаземленою нейтраллю до 1 кВ

Заземлення TN-C (рис. 1.11) не забезпечує повною мірою безпеки з таких причин: «земля» і робочий нуль являють собою одну лінію, яка розміщена в силовому кабелі від ДЖ, до споживача. Заземлювач (контур заземлення, фізично з'єднаний із ґрунтом), розташований в безпосередній близькості від живильної підстанції. Такий спосіб організації заземлення називають *глухозаземленою нейтраллю*. Силовий кабель складається з чотирьох жил: трьох фаз (L1, L2, L3) і робочого нуля, поєднаного з робочим заземленням (PEN).

Оскільки робочий нуль проводить струм навантаження, він перебуває в зоні ризику. Не поодинокі випадки, коли від перегрівання цей провідник вигорав, при цьому напруга у споживача могла піднятися до 600 В. Головна небезпека в тому, що всі електроустановки в таких умовах втрачають захисне

заземлення. Доторкнувшись до корпусу, на якому може виявитися потенціал фази, людина гарантовано буде вражена електрострумом. Особливу небезпеку за такої аварії становить одночасний дотик до електроустановки, що перебуває під напругою, і металевих конструкцій, які мають фізичний контакт із ґрунтом: систем опалення, водопроводу, арматура у стінах. Навіть волога цементна підлога, з'єднана з арматурою у стяжці, може стати причиною трагедії.

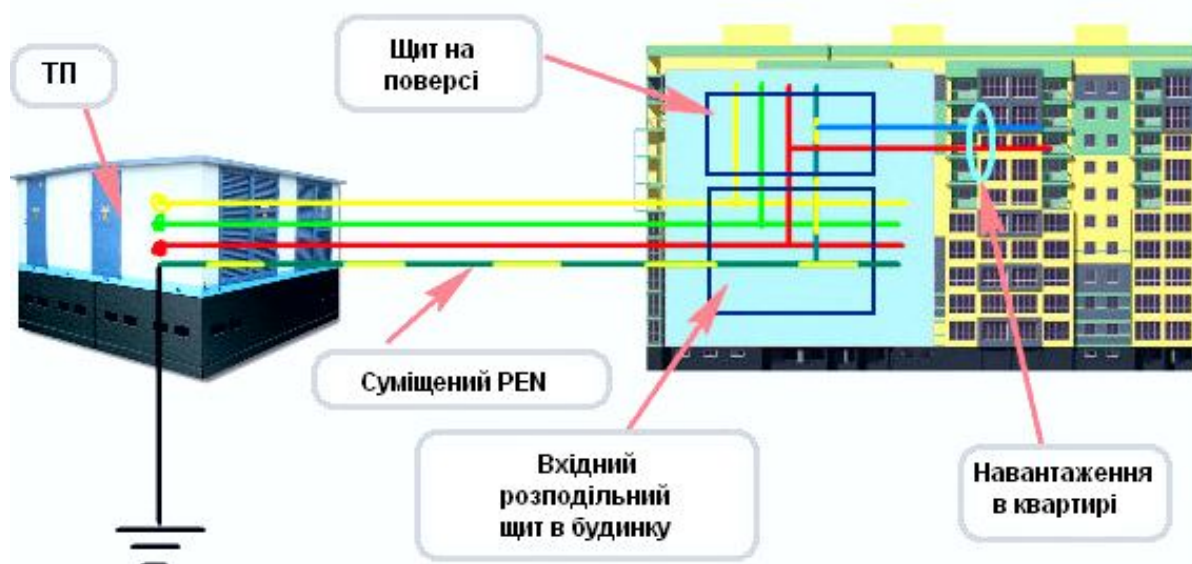


Рис. 1.11. Структурна схема системи заземлення TN-C

У багатоквартирних будинках та інших октах, обладнаних системою TN-C, захисного заземлення у звичному розумінні немає взагалі. Усі знають, як виглядають розетки радянського зразка: в них немає контактів заземлення. Навіть якщо власники проводять заміну на триконтактні сучасні розетки, жила захисного заземлення залишається незатребуваною: її ні до чого підключити.

Система TN-S (рис. 1.12) є найбезпечнішою системою заземлення. Силовий кабель для з'єднання споживача електроенергії із ДЖ виконано за п'ятижильною схемою: три фази (L1, L2, L3), робочий нуль (N) і робоче заземлення (PE). Поєднання нуля і «землі» відбувається на найближчій підстанції. У разі аварійної ситуації, якщо робочий нуль пошкоджено, корпус електроустановки все одно залишається приєднаним до заземлення. Захист від ураження електрострумом забезпечується незалежно від стану нульового проводу. Відповідно, внутрішнє розведення до споживачів виконано трижильним проводом (для однофазного підключення), або тим же п'ятижильним (за наявності трифазних електроустановок: наприклад, електропечей або опалювальних систем).

Система TN-C-S (рис. 1.13) є перехідною між старою системою TN-C та сучасною TN-S, коли відбувається реконструкція старих будівель: від ТП до будівлі залишається суміщений PEN-провідник. На рис. 1.14 показано схему суміщених систем заземлення TN-C та TN-C-S.

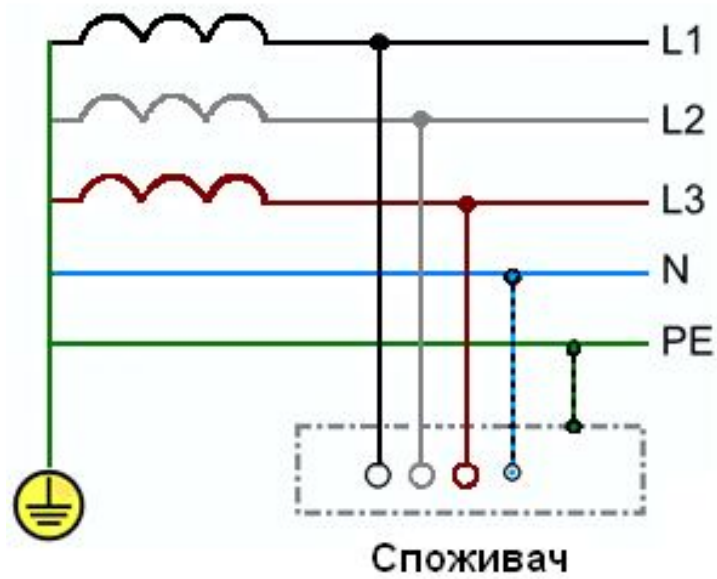


Рис. 1.12. Електрична принципова схема системи заземлення TN-S

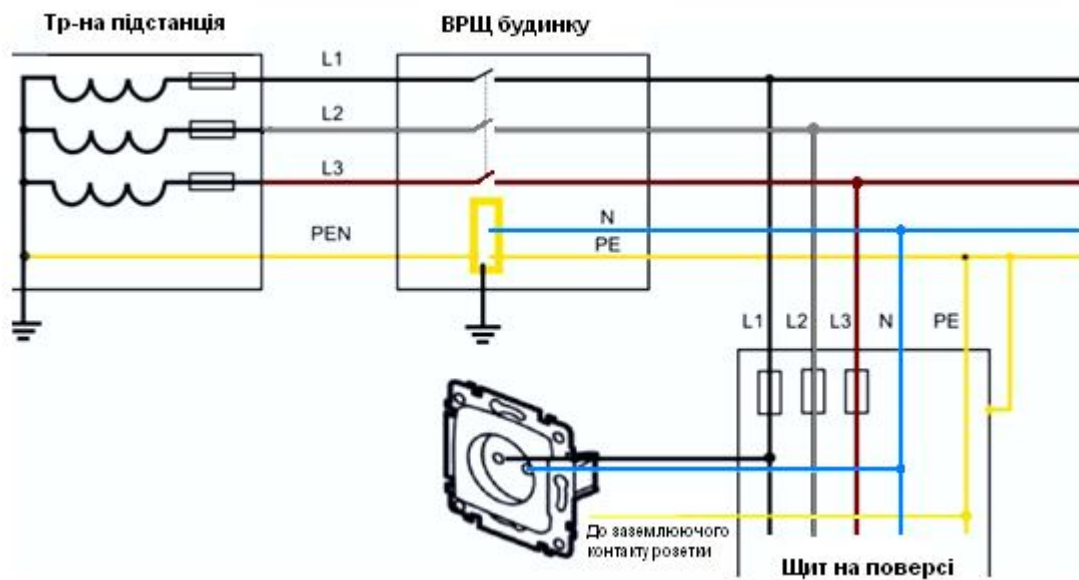


Рис. 1.13. Електрична принципова схема системи заземлення TN-C-S

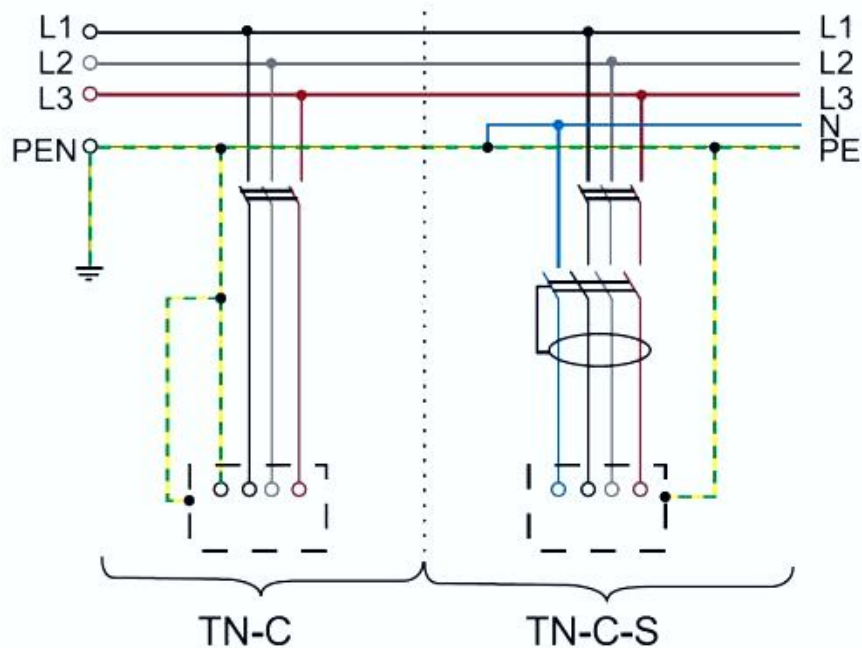


Рис. 1.14. Електрична схема суміщених систем заземлення TN-C та TN-C-S

Окрім описаних систем заземлення, використовують також системи заземлення типу ТТ й ІТ. Систему заземлення ТТ (рис. 1.15) застосовують у випадку, коли системами TN не може забезпечити належного захисту, оскільки стан ЛЕП незадовільний або коли є можливість ураження струмом через установки чи споруди, розміщені поряд. У такому разі на стороні споживача влаштовують штирьове заземлення. Систему використовують у сільській місцевості, побутових вагончиках, кіосках та ін., а також під час монтажних робіт.

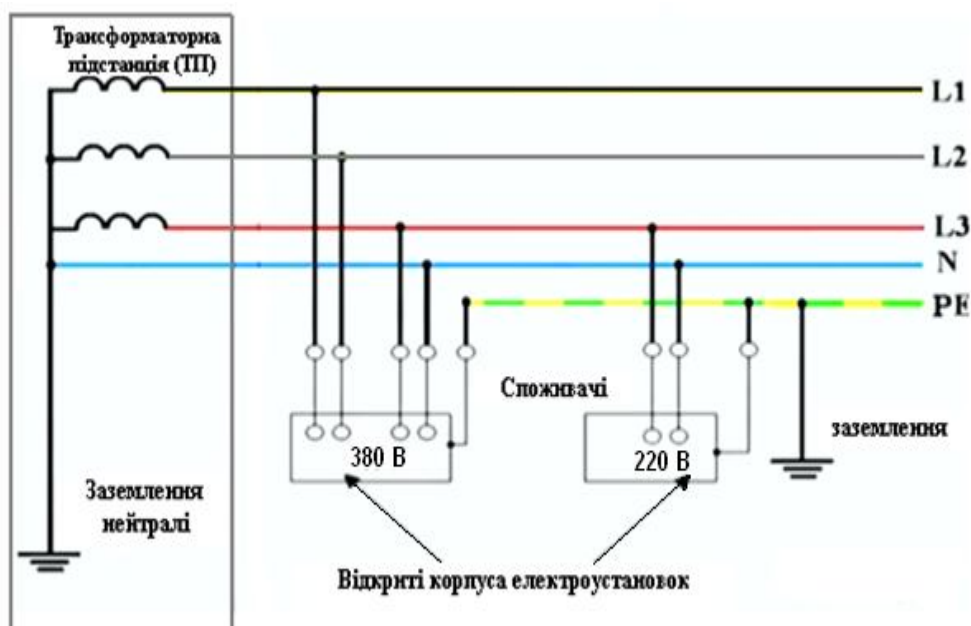


Рис. 1.15. Електрична принципова схема системи заземлення ТТ

Коли використовують систему ІТ (рис. 1.16), нейтраль заземлюють через високоомний резистор, а відкриті частини корпусів електроустановок заземлені через власний контур заземлення. Нейтрального проводу немає, але він може бути наявний для можливості контролю ізоляції. Систему використовують в умовах підвищеної небезпеки (газове, нафтове, вугільне виробництво) за значних струмів КЗ для захисту персоналу та безпечного завершення технологічного циклу.

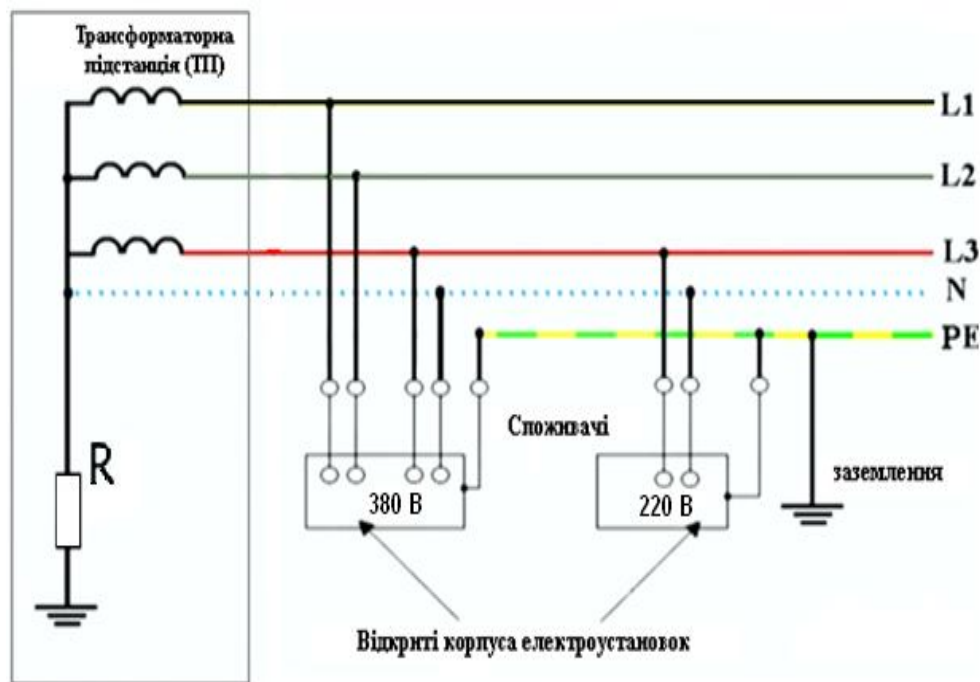


Рис. 1.16. Електрична принципова схема системи заземлення ІТ

Важливим у системі заземлення TN-S є те, що вона дозволяє використовувати пристрій захисного відключення ПЗВ (диферинціальне реле, дифавтомат, рис. 1.17) для вимикання живлення за струмів дотику людини в межах до 30 мА (100 мА).

В ЕМ напругою 0,6 кВ, а також у мережах 0,4 кВ з підвищеними вимогами безпеки, де неприпустимі великі струми КЗ (наприклад, у мережах вугільних шахт, газових родовищ, хімічних виробництв), електроустановки експлуатують з ізолюваною нейтраллю (рис. 1.18). У таких мережах замикання на землю не викликає КЗ і не є аварійним режимом, оскільки електроприймачі будуть отримувати живлення по всіх трьох фазах. При цьому потенціал пошкодженої фази стане нульовим, а напруги непошкоджених фаз збільшаться до лінійних значень, як показано на діаграмі рис. 1.19.

Зауваження

Опір заземлювального пристрою електроустановки з ізолюваною нейтраллю не має перевищувати: 4 Ом в електроустановках змінного струму, якщо потужність ДЖ більша за 100 кВ·А; 10 Ом в електроустановках змінного струму, якщо потужність ДЖ або сумарна потужність ДЖ, що працюють паралельно, не перевищує 100 кВ·А, й у всіх електроустановках постійного струму.

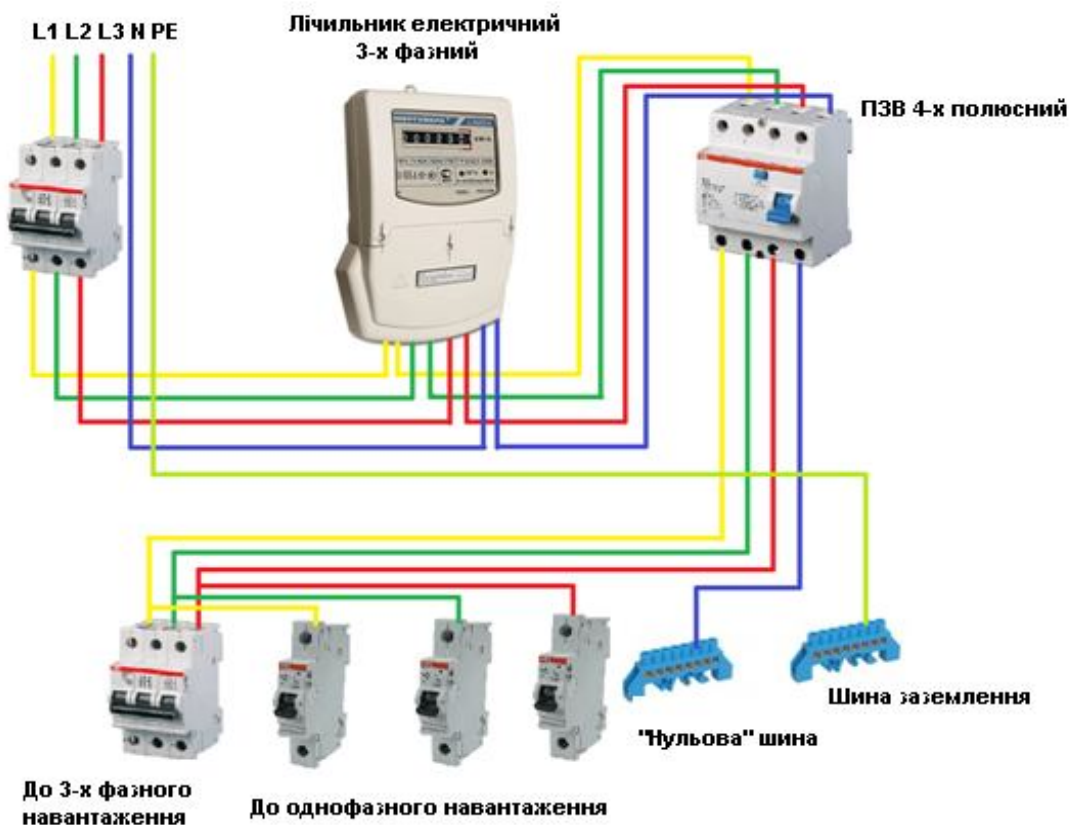


Рис. 1.17. Електрична схема підключення трифазного пристрою захисного відключення

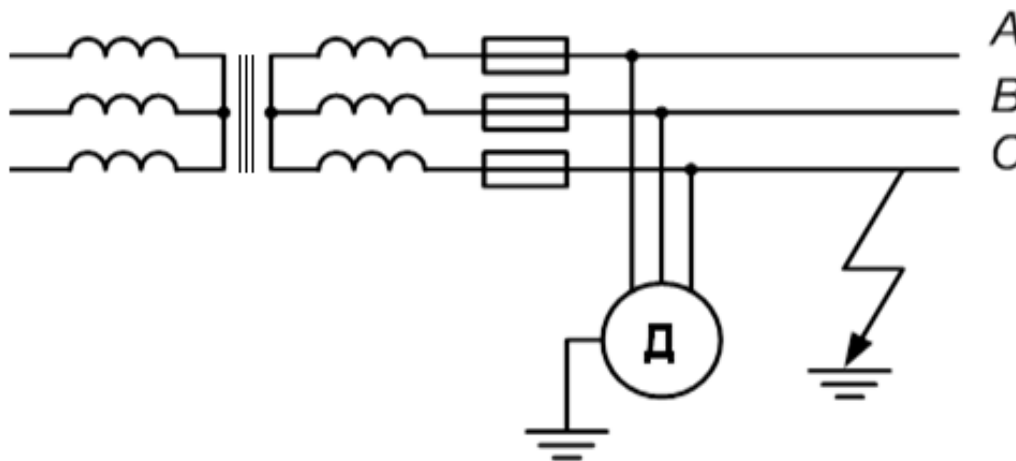


Рис. 1.18. Схема низьковольтної мережі з ізолюваною нейтраллю

Оскільки підвищення напруги непошкоджених фаз становить небезпеку для персоналу, то на всіх установках, які експлуатують з ізолюваною нейтраллю, потрібно забезпечити контролювання ізоляції та інші заходи, спрямовані на швидке визначення та ліквідацію замикань на землю.

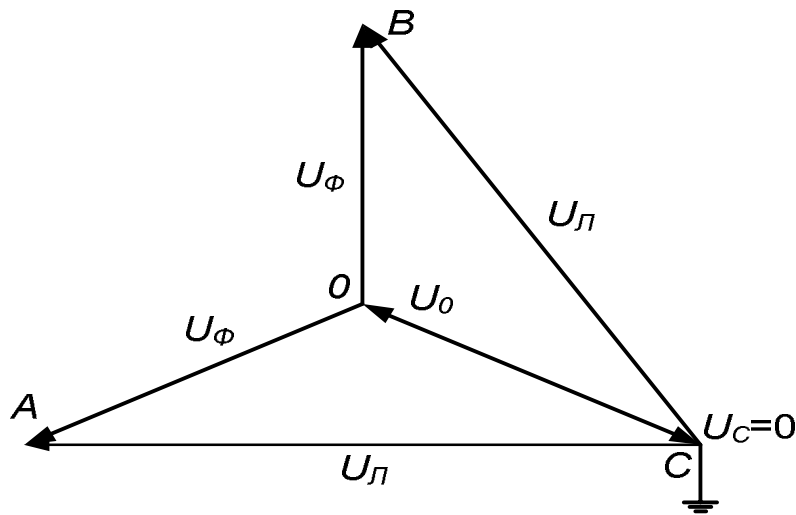


Рис. 1.19. Векторна діаграма напруг мережі з ізолюованою нейтраллю у нормальному режимі та в режимі замикання на землю

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. Який критерій визначає режим роботи нейтралі у низьковольтних ЕМ?
2. Які режими нейтралі використовують в мережах до 1 кВ?
3. Надайте характеристику системи заземлення TN.
4. Для яких цілей використовують диференціальний автомат та диференціальне реле?
5. Назвіть переваги та недоліки мереж з глухозаземленою нейтраллю.
6. Назвіть переваги та недоліки мереж з ізолюованою нейтраллю.

ЛІТЕРАТУРА: [14, С. 91–118, 126–135]; [3, С. 18–25]; [8, С. 37–48].

1.1.7 Режими роботи нейтралі високовольтних мереж

У високовольтних електричних системах з номінальною напругою понад 1 кВ режим роботи нейтралі мережі в ОЕС України визначають, враховуючи потребу в забезпеченні безперебійності електропостачання, надійності роботи та економічності електроустановок. Цього можна досягти обмеженням струмів замикання на землю або обмеженням часу протікання таких струмів.

Слід зазначити, що у високовольтних ЕМ треба враховувати ємнісні зарядні струми ЛЕП, які протікають разом із струмами навантажень.

Електричні мережі напругою до 35 кВ характеризуються відносно невеликими струмами замикання на землю (до 500 А). У таких мережах більш доцільним є обмеження струмів замикання на землю, що дозволяє спростити конструкції електроустановок та забезпечити їх економічність. Електричні

мережі напругою до 35 кВ експлуатують у режимах з ізольованою або компенсованою нейтраллю.

У розвинених країнах Європи і світу у високовольтних мережах низької та середньої напруги переважає підхід, що ґрунтується на заземленні нейтралі через котушку Петерсена. У табл. 1.5. наведено способи заземлення нейтралі трансформаторів середньої напруги (20...35 кВ) в енергосистемах країн світу.

Розглянемо роботу ЕМ з ізольованою нейтраллю в режимі замикання на землю (рис. 1.20). Як уже зазначалося, режим замикання на землю в мережах з ізольованою нейтраллю не є аварійним, оскільки споживачі продовжують отримувати живлення у повнофазному режимі. Такий режим забезпечує надійність (безперебійність) електропостачання споживачів.

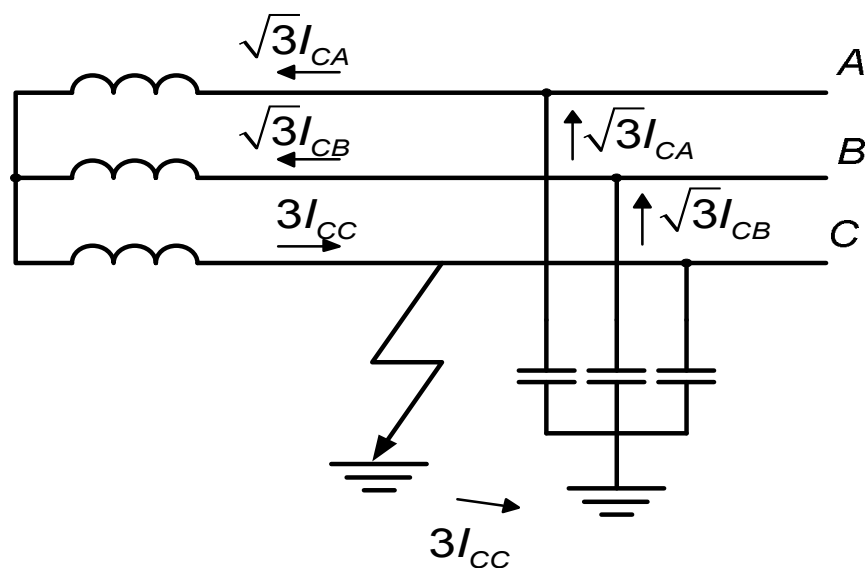


Рис. 1.20. Схема мережі з ізольованою нейтраллю в режимі замикання на землю

Векторну діаграму напруг та ємнісних зарядних струмів у мережі з ізольованою нейтраллю зображено на рис. 1.21. Потенціал пошкодженої фази в режимі замикання на землю дорівнює нулю, а напруги непошкоджених фаз збільшуються до своїх лінійних значень. Це приводить до збільшення у $\sqrt{3}$ разів ємнісних зарядних струмів непошкоджених фаз. У пошкодженій фазі протікає ємнісний струм, який дорівнює геометричній сумі зарядних струмів непошкоджених фаз, тобто потроєному значенню зарядного струму в нормальному режимі.

Перерозподіл зарядних струмів у режимі замикання на землю зображено на рис. 1.20 стрілками.

Ємнісні зарядні струми в мережах з номінальною напругою до 35 кВ незначні, а їх збільшення та перерозподіл у режимі замикання на землю не приводить до суттєвої зміни фазних струмів в електричній мережі, що забезпечує економічність роботи електричної системи з ізольованою нейтраллю.

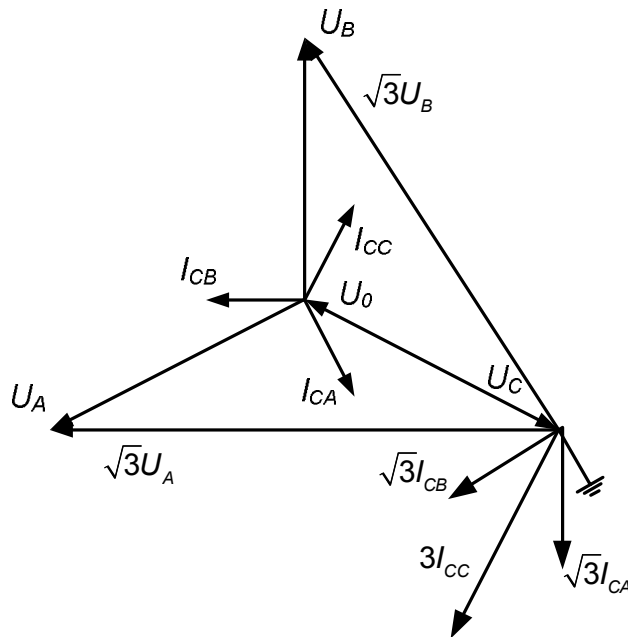


Рис. 1.21. Векторна діаграма напруг та ємнісних зарядних струмів у мережі з ізольованою нейтраллю в режимі замикання на землю

У мережах з невеликими струмами замикання на землю доцільна компенсація ємнісних зарядних струмів ЛЕП у режимах замикання на землю. Для цього загальну нейтраль трансформаторів заземлюють через дугогасний реактор (ASC, P-coil, котушку Петерсена²), індуктивність якої перебуває на рівні ємності мережі, як показано на схемі (рис. 1.22). Такий режим називають режимом з компенсованою нейтраллю. Загальний вигляд дугогасного реактора показано рис. 1.23.

За нормального режиму з компенсованою нейтраллю електричної системи ємнісний струм у загальній нейтралі трансформатора є геометричною сумою зарядних струмів трьох фаз і для симетричного режиму дорівнює нулю.

Режим замикання на землю для таких схем є аварійним режимом КЗ. Унаслідок КЗ до дугогасного реактора в загальній нейтралі трансформатора прикладається фазна напруга пошкодженої фази – тоді виникає індуктивний струм I_L від місця КЗ через котушку, як показано на векторній діаграмі (рис. 1.22). Водночас напруги непошкоджених фаз збільшуються до своїх лінійних значень – це приводить до збільшення у $\sqrt{3}$ разів зарядних струмів непошкоджених фаз. Ємнісний струм пошкодженої фази дорівнює геометричній сумі зарядних струмів непошкоджених фаз, тобто потроєному значенню зарядного струму в доаварійному режимі.

Таким чином, струм дуги в місці КЗ має дві складові – потроєний зарядний струм лінії та індуктивний струм дугогасної котушки (рис. 1.24). Такі струми перебувають у протифазі та взаємно компенсують один одного – це

² Arc suppression coil, дугогасна котушка, яку сконструював у 1916 р. німецький вчений Вальдемар Петерсен.

приводить до обмеження струмів КЗ в мережах з компенсованою нейтраллю та до підвищення економічності устаткування через спрощення його конструкцій.

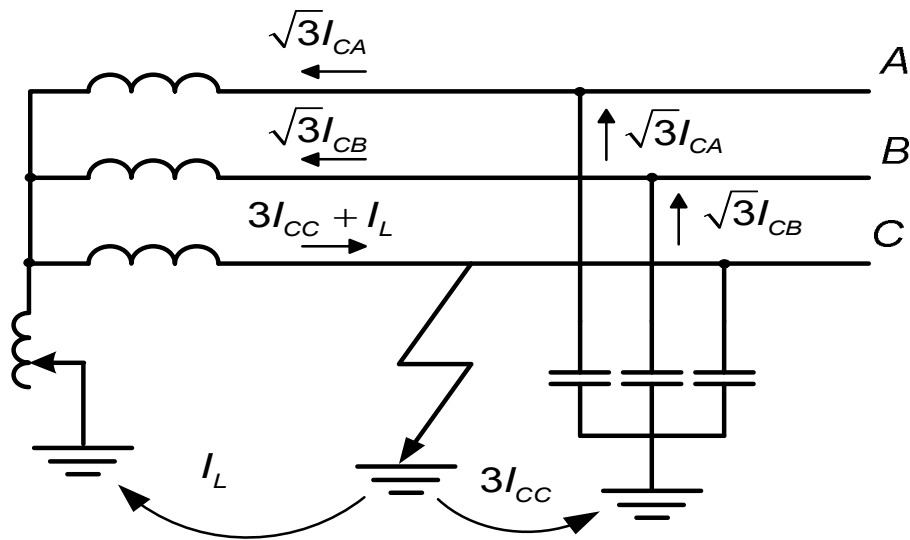


Рис. 1.22. Схема мережі з компенсованою нейтраллю у режимі замикання на землю

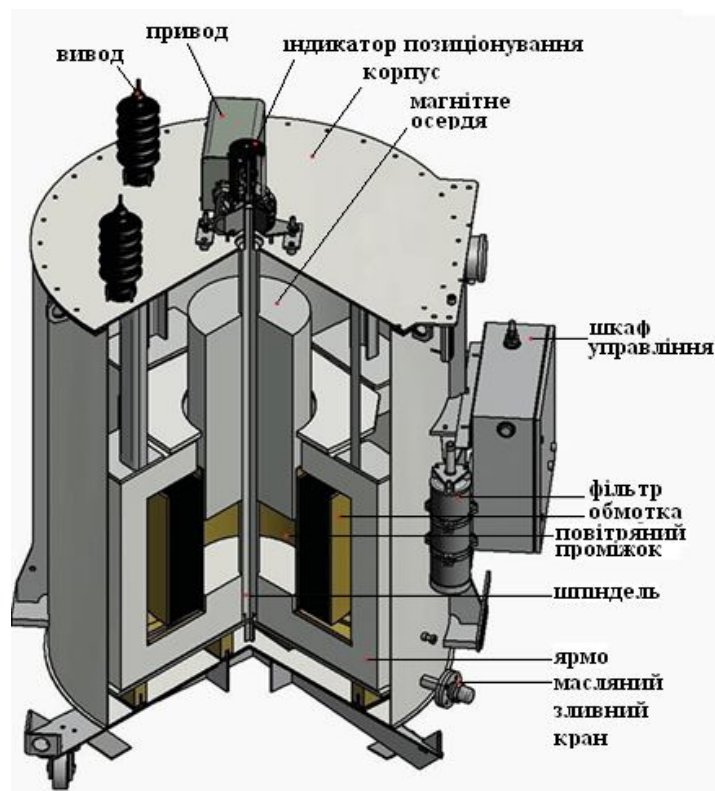


Рис. 1.23. Загальний вигляд дугогасного реактора

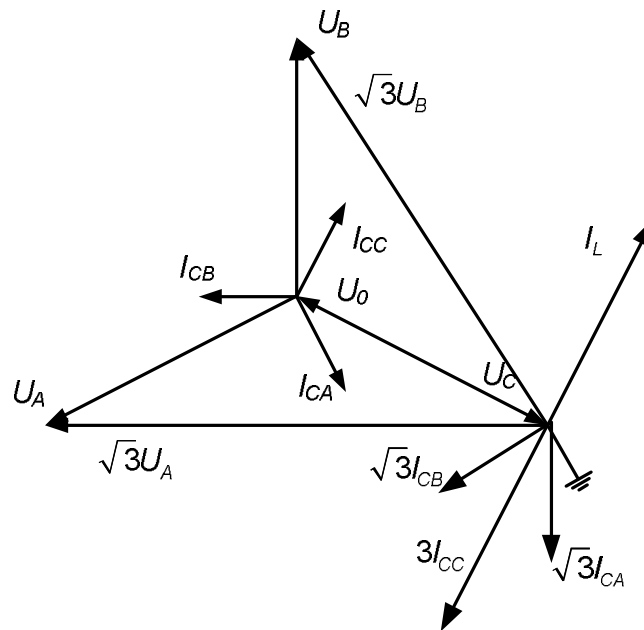


Рис. 1.24. Векторна діаграма напруг та ємнісних зарядних струмів у мережі з компенсованою нейтраллю в режимі замикання на землю

Таблиця 1.5. Способи заземлення нейтралі трансформаторів середньої напруги

Країна	Спосіб заземлення нейтралі			
	Ізольована	Через дугогасний реактор	Через резистор	Глухе заземлення
Австрія		+		
Австралія			+	+
Англія			+	+
Бельгія			+	
Білорусь	+	+	+	
Канада			+	+
Китай		+		
Латинська Америка				+
Німеччина		+		
Ізраїль		+		
Іспанія			+	+
Італія	+			
Португалія			+	
Росія	+	+		
США			+	+
Україна	+	+		
Швейцарія		+		
Франція			+	
Фінляндія	+	+		
Японія	+		+	

Зауваження

Компенсацію ємнісного струму замикання на землю дугогасними реакторами здійснюють за наявності ємнісних струмів, які перевищують значення, наведені в таблиці.

Показник	Значення			
	6	10	15...20	35
Номінальна напруга мережі, кВ	6	10	15...20	35
Сила ємнісного струму замикання на землю, А	30	20	15	10

Під час проектування мереж ємнісний струм I_c можна наближено визначати таким чином:

– для повітряних мереж $I_c = Ul/350$;

– для кабельних мереж $I_c = Ul/10$,

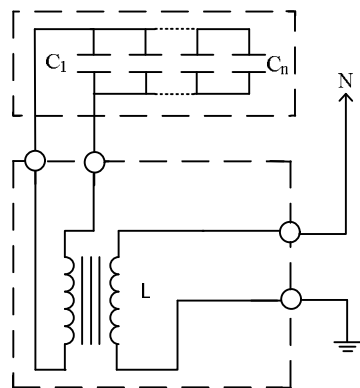
де U – середньоексплуатаційне значення лінійної напруги, кВ; l – довжина електрично пов'язаної мережі цієї напруги, км.

Струм I_c у багато разів менший за струм міжфазних замикань, однак за великих його значень виникає загроза пошкодження обладнання, переходу однофазного замикання на землю у міжфазне, а також виникнення пережевуючої дуги, що викликає небезпечні перенапруги в мережах 6...35 кВ.

Для компенсації великих ємнісних струмів встановлюють дугогасні реактори типу РЗДСОМ (заземлювальні, дугогасні, зі ступінчастим регулюванням за допомогою пристрою ПБЗ, однофазні, масляні). В разі повного замикання на землю однієї фази дугогасний реактор опиняється під фазною напругою і через місце замикання на землю проходять ємнісний та індуктивний струми, що різняться за фазою на 180° і взаємно компенсують один одного. Потужність котушки обирають за повним ємнісним струмом замикання на землю, враховуючи перспективи на 8–10 років й округлюючи до найближчого стандартного значення.

На підстанціях, трансформатори яких працюють окремо, за наявності ємнісного струму кожної секції шин, що перевищує допустимі значення, дугогасні реактори встановлюють на обох секціях. Якщо ємнісний струм секції менший за допустимий, а сумарний струм двох секцій перевищує допустимий, на підстанції встановлюють один дугогасний реактор, який обирають за сумарним ємнісним струмом обох секцій і приєднують до секції з більшим струмом.

Сучасні дугогасні реактори (наприклад, Swedish Neutral) мають сучасну статичну конструкцію з однією силовою обмоткою та однією допоміжною. До допоміжної обмотки підключено блок конденсаторних батарей. Реактор налаштовують перемиканням конденсаторних батарей різного номіналу, що дозволяє змінити його еквівалентну індуктивність. Наприклад, якщо знижується величина ємнісної складової мережі через вимикання одного з фідерів, то підключається потрібна кількість конденсаторів для налаштування реактора в резонанс. І навпаки, якщо в мережу підключають додатковий фідер, що збільшує ємнісну складову мережі, то необхідну кількість конденсаторів відключають.



Електрична схема сучасного статичного дугогасного реактора з регулювальними конденсаторами

Електричні системи з номінальною напругою 110 кВ та вище характеризуються великими струмами замикання на землю (понад 500 А). У таких мережах компенсація зарядних ємнісних струмів неефективна і такі мережі експлуатують у режимі із глухозаземленою нейтраллю як показано на рис. 1.25.

У нормальному робочому режимі електричної системи ємнісний струм у загальній нейтралі трансформатора є геометричною сумою зарядних струмів трьох фаз і для симетричного режиму дорівнює нулю.

Режим замикання на землю для таких схем є аварійним режимом КЗ. Тут напруги непошкоджених фаз не змінюються, так само не змінюються ємнісні зарядні струми непошкоджених фаз. Ємнісний струм пошкодженої фази є геометричною сумою зарядних струмів непошкоджених фаз і дорівнює ємнісному струму пошкодженої фази в доаварійному режимі, але має протилежний напрямок.

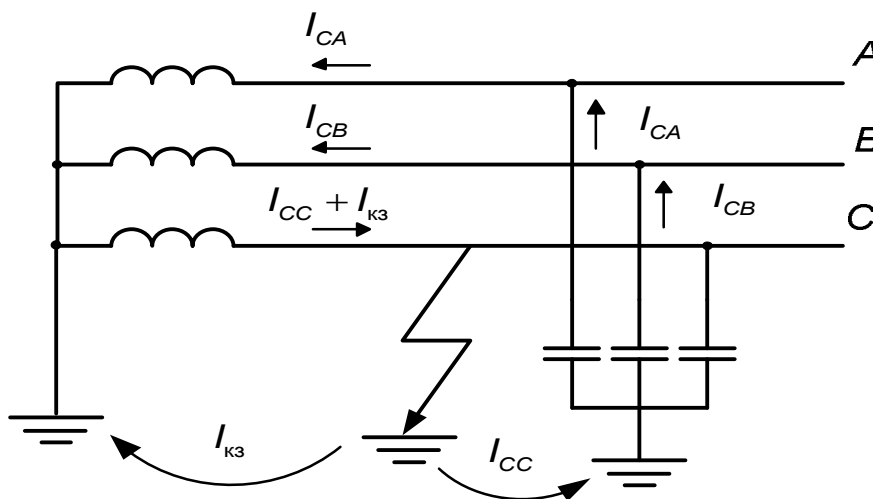


Рис. 1.25. Схема мережі із глухозаземленою нейтраллю режимі замикання на землю

Таким чином, струм дуги у місці КЗ має дві складові – струм КЗ, який замикається через заземлену нейтраль трансформатора, та зарядний струм лінії.

Мережі напругою 110 кВ не можуть працювати з ізольованою нейтраллю, тому що ізоляцію в цьому випадку треба розраховувати на лінійну напругу, а це дорого. Тому такі мережі працюють із заземленою нейтраллю, при цьому струм однофазного КЗ може перевищувати струм трифазного КЗ. У цьому випадку комутаційну апаратуру треба обирати за більшим струмом, тобто однофазним.

У місці пошкодження в таких мережах виникає електрична дуга з великим струмом. Дуга гаситься в разі відключення пошкодження. Оскільки більшість КЗ самоусуваються, то для перевірки лінії знову включають під дією автоматичного повторного включення (АПВ). Якщо КЗ самоусунулося, то ЛЕП залишається в роботі, якщо ні, то ушкодження відключається знову. У перехідному режимі та при комутаціях у мережі виникають внутрішні перенапруги, величина яких впливає на вибір ізоляції. Величину перенапруги намагаються обмежити – для цього заземлюють нейтралі. Між тим чим більше заземлених нейтралей, тим менша величина перенапруги, але тим більша величина струму однофазного КЗ.

Для обмеження струмів КЗ у мережах з номінальною напругою 110 кВ та вище обмежують кількість трансформаторів із глухозаземленою нейтраллю.

Частину нейтралей ізолюють, щоб величина струмів однофазного КЗ не перевищувала величини струмів трифазного КЗ. Заземлюють тільки нейтралі трансформаторів на електростанціях, вузлових підстанціях і на тупикових підстанціях споживачів. Напруга на неушкоджених фазах щодо землі в усталеному режимі не має перевищувати $0,8 \cdot U_{ном}$ (лінійного). Такі мережі називають мережами з ефективно-заземленою нейтраллю.

У мережах 220 кВ і вище застосовують глухозаземленні нейтралі всіх трансформаторів, при цьому напруга на неушкоджених фазах щодо землі в усталеному режимі не перевищує фазного значення. Комутаційну апаратуру обирають за більшим струмом КЗ.

Зауваження

Схема мережі має забезпечувати економічно доцільний рівень струмів КЗ (розрахунковий струм КЗ, який не буде перевищений для 95 % вимикачів у мережі), який беруть відповідно до таких даних.

Напруга, кВ	Струм, кА
110...150	31,5
220...330	40

Для обмеження рівня струмів КЗ слід розглядати схемні та режимні заходи. Під час створення комутаційних вузлів мережі загальна потужність генераторів і АТ зв'язку, що приєднуються на паралельну роботу до однієї секції РП цієї напруги, зазвичай не має перевищувати значень, наведених у таблиці.

Напруга, кВ	Потужність, МВ·А
110	600
150	800
220	1600
330	2400

Режими нейтралі трифазних систем ОЕС України наведено в таблиці.

Напруга, кВ	Режим нейтралі	Примітки
0,22	Глухозаземлена нейтраль	Вимоги техніки безпеки. Заземлюються всі корпуси електрообладнання
0,4		
0,69	Ізольована нейтраль	Для підвищення безперебійності, надійності та економічності електропостачання
3,3		
6		
10		
20		
35		
110	Глухозаземлена нейтраль	Для зниження напруги незамкнених фаз відносно землі в разі замикання однієї фази на землю та зменшення розрахункової напруги ізоляції
220		
330		
400		
500		
750		
800		

У мережах з великими струмами КЗ ємнісна складова дуги набагато менша від складової КЗ, тому компенсація ємнісного струму дуги КЗ є неефективною. Економічності устаткування ЕМ вищих класів номінальної напруги досягають застосуванням швидкодійних засобів релейного захисту, що обмежує час протікання струмів КЗ.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. *Який критерій визначає режим роботи нейтралі у високовольтних ЕМ?*
2. *Які режими нейтралі використовують у високовольтних мережах до 35 кВ?*
3. *Які режими нейтралі використовують у високовольтних мережах 110 кВ та вище?*
4. *Дайте характеристику режиму заземлення з компенсованою нейтраллю.*
5. *Назвіть переваги та недоліки мереж із глухзаземленою нейтраллю.*
6. *Назвіть переваги та недоліки мереж з ізольованою нейтраллю.*
7. *З якою метою використовують режим з ефективно-заземленою нейтраллю?*

ЛІТЕРАТУРА: [14, С. 118–135]; [3, С. 18–25]; [8, С. 37–48].

1.2 Конструкції та характеристики ліній електропередавання

Як було зазначено вище, *лінією електропередавання* називають електроустановку, призначену для передавання електричної енергії на віддалену відстань між двома пунктами ЕМ. Лінії електропередавання складаються із проводів або кабелів, ізолювальних елементів та несучих конструкцій. Розрізняють кабельні та повітряні ЛЕП. Лінії електропередавання у кабельному виконанні найчастіше застосовують у населених пунктах та, якщо треба, для перетину перешкод.

1.2.1 Основні відомості про повітряні лінії електропередавання

Електричною *повітряною лінією електропередавання* (ПЛЕП) називають споруду для передавання електричної енергії по проводах, протягнутих просто неба і закріплених за допомогою ізоляторів та арматури до опор або кронштейнів інженерних споруд. Головні елементи ПЛЕП:

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

За конструктивним виконанням розрізняють одноланцюгові й дволанцюгові ЛЕП. Під ланцюгом розуміють три проводи (трифазний ланцюг) однієї ЛЕП.

Зауваження

Виходячи з конструкцій застосовуваних опор, дволанцюгові повітряні лінії (ПЛ) споруджують на напругу 35...220 кВ. Дволанцюгові опори на напругу 330 і 500 кВ використовують лише на обмежених ділянках, підходах до підстанцій та станцій.

Конструктивна частина ПЛЕП характеризується типами опор, довжиною прогонів, габаритними розмірами, конструкцією фази й типами гірлянд ізоляторів.

За типом опори ПЛЕП поділяють на проміжні та анкерні, які різняться способом підвішування проводів. На проміжній опорі проводи підвішують за допомогою підтримуючих гірлянд ізоляторів. На анкерних опорах проводи закріплені жорстко й натягнуті до заданого тяжіння за допомогою натяжної гірлянди ізоляторів (рис. 1.26). На рис. 1.27 та 1.28 зображено проміжні та анкерні опори повітряних ЛЕП напругою 110 кВ та 750 кВ.

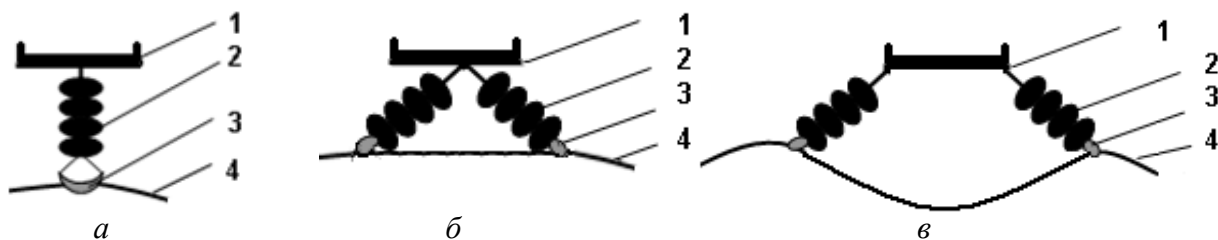


Рис. 1.26. Кріплення провода у фазі на проміжній (*а, б*) та анкерній (*в*) опорах:
1 – траверса; 2 – гірлянда ізоляторів; 3 – зажим; 4 – провід



а



б

Рис. 1.27. Повітряна ЛЕП напругою 110 кВ: *а* – проміжна опора; *б* – анкерна опора



а



б

Рис. 1.28. Повітряна ЛЕП напругою 750 кВ: *а* – проміжна опора; *б* – анкерна опора на перетині з ЛЕП 110 кВ

За призначенням розрізняють кутові, кінцеві опори та опори спеціального призначення.

За матеріалом розрізняють дерев'яні або композитні опори (до 220 кВ), залізобетонні опори – вібровані (6 кВ, 10 кВ) і центрифуговані (35...330 кВ), а також металеві опори (35 кВ і вище).

На ПЛЕП застосовують неізолювані проводи й троси. Перебуваючи просто неба, вони піддаються атмосферному впливу, тому матеріал проводів, окрім високої провідності, має бути стійкий до корозії, мати механічну міцність. Проводи виготовляють з таких матеріалів: мідь, алюміній, сталь, сплави алюмінію й міді з іншими металами (залізом, магнієм, кремнієм).

Зауваження

Вартість будівництва ЛЕП 750 кВ ПС Київська – Рівненська АЕС склала 5 млрд грн (350 км), тобто 14 млн грн/км. Вартість ЛЕП 330 кВ натеper складає приблизно 150...200 тис. грн/км. Одне з останніх будівництв ЛЕП 400 кВ у Польщі без вирубування коридора в лісі на 4 проводи у фазі склало 2 млн євро/км.

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

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

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

Найчастіше провід виготовляють із двох металів – сталі й алюмінію. Сталь міститься усередині провода та служить для збільшення механічної міцності. Алюміній покриває сталь зовні та є струмопровідною частиною.

Практика експлуатації та спеціальні дослідження дозволили встановити граничні максимальні значення температури нагріву проводів і жил кабелів. Перевищення максимальних температур пов'язане з погіршенням технічних характеристик ЕМ, тому значення цих температур нормуються як гранично допустимі. Для проводів ПЛ гранична температура нагріву визначена з умов роботи з'єднувачів, за допомогою яких окремі ділянки проводу механічно та електрично з'єднані один з одним.

Поверхні проводів, затиснутих у з'єднувачі, можуть окиснюватися, у результаті опір контакту збільшується. Окиснення йде тим інтенсивніше, чим вища температура у місці з'єднання проводів. У свою чергу, підвищення електричного опору контакту призводить до ще більшого нагрівання за того ж струму, що протікає по проводу. Перегрівання з'єднувача може спричинити зниження механічної міцності з'єднання і навіть обрив у разі збільшення механічного навантаження. Встановлено, що для запобігання цьому температура проводу не має перевищувати +70 °С. Цю температуру і беруть як граничну для проводів ПЛ.

Для голих проводів, які прокладають всередині приміщень, беруть ту ж граничну температуру $+70^{\circ}\text{C}$. однак встановлено її за інших умов. Якщо температура перевищує $+70^{\circ}\text{C}$, частинки пилу, що зависає у повітрі, після осадження на нагріту поверхню проводу піддаються сухій перегонці з виділенням газоподібних продуктів. Крім того, за такої температури проводу можливі займання легкозаймистих матеріалів в разі потрапляння їх на провід і виникнення пожеж.

Для ізольованих проводів, що мають гумову або поліхлорвінілову ізоляцію, гранично допустиму температуру жили беруть на рівні $+65^{\circ}\text{C}$. Це значення температури зазначене в умовах збереження ізоляції.

У маркуванні проводів³ спочатку вказано матеріал, а потім переріз у міліметрах квадратних (мм^2). Мідні проводи маркують літерою **М**, алюмінієві проводи – **А**, сталеві проводи – літерами **ПС** та **ПСО**, сталеалюмінієві – **АС**. У маркуванні сталеалюмінієвих проводів спочатку вказують переріз алюмінію, а потім сталі (наприклад, АС-120/19). Проводи марки **АС** випускають з різним відношенням перерізів алюмінію й сталі за того самого перерізу алюмінію. Залежно від цього відношення розрізняють проводи полегшеної конструкції, середньої, посиленої та особливо посиленої міцності (рис. 1.29).



Рис. 1.29. Провода повітряних ЛЕП зі сталевим та композитним осердям

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

- марки **АСКС**, **АСКП** – проводи сталеалюмінієві корозійностійкі із заповненням сталевого сердечника (**С**) або всього провода (**П**) змазкою;
- марка **АСК** – як і **АСКС**, сталевий сердечник ізольований поліетиленовою плівкою.

За кордоном застосовують ізолювальні самонесучі проводи, які являють собою систему ізольованих жил, скручених навколо несучого троса. Скрутку виконано таким чином, що все механічне навантаження сприймає лише несучий трос. Такі проводи прокладають без ізоляторів. На опорі можуть бути змонтовані декілька ЛЕП різних напруг.

³ ДСТУ 839-80 Е Провода неізольовані для повітряних ліній електропередавання.

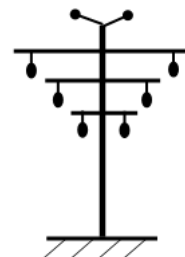
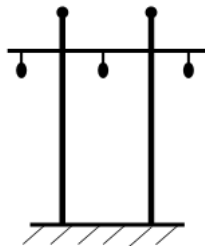
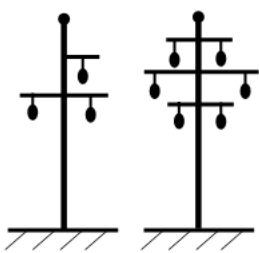
За конструкцією розрізняють такі проводи:

– **однодротові**, які складаються з одного дроту суцільного перерізу;

– **багатодотові з одного металу**, які виготовляють залежно від перерізу з непарної кількості дротів (від 7 до 61);

– **багатодотові із двох металів**. Кількість проводів сталевого сердечника – непарна (1, 7 або 19). Кількість дротів струмопровідної частини – парна.

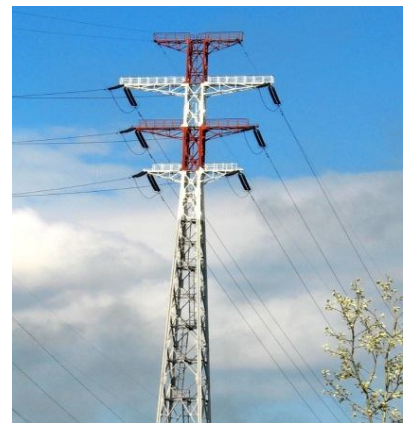
Провода ПЛЕП розміщують на опорах різними способами (основні з них): трикутником та шестикутником у вигляді «діжки» (рис.1.30, а); горизонтально (рис.1.30, б); зворотною «ялинкою» (рис.1.30, в). Розміщення трикутником та горизонтально має місце в одноланцюгових лініях, а розміщення шестикутником у вигляді «діжки» та зворотною «ялинкою» – в дволанцюгових лініях.



а



б



в

Рис.1. 30. Схеми розміщення та натурне розташування проводів: а – трикутником та шестикутником у вигляді «діжки»; б – горизонтально; в – зворотною «ялинкою»;

Горизонтальне розміщення проводів за умовами експлуатації найкраще, тому що дозволяє застосовувати більш низькі опори та виключає дотик проводів при скиданні ожеледі або галопуванні проводів – сталих періодичних низькочастотних (0,2...2 Гц) коливаннях проводів (тросів) у прогоні, які утворюють стоячі хвилі – іноді у сполученні з біжучими – з кількістю напівхвиль від однієї до двадцяти та амплітудою 0,3...5 м).

«Пляска» проводів – це коливання проводів з малою частотою й великою амплітудою.

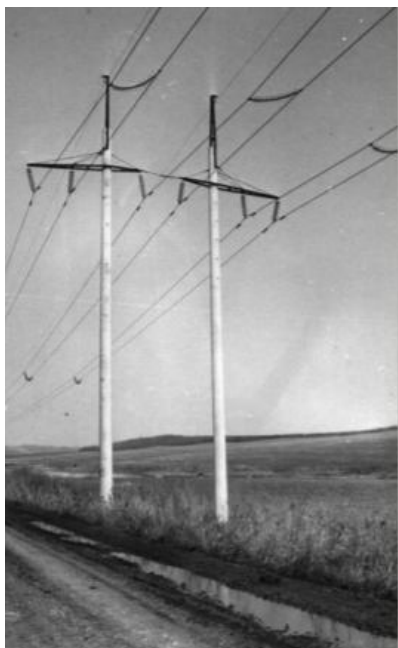
Зауваження

Відстань по горизонталі від крайніх проводів ПЛ за невідхиленого їх положення до найближчих виступаючих частин будівель та споруд, які стоять окремо (охоронна зона), має бути не менша за: 10 м для ПЛ до 20 кВ; 15 м для ПЛ 35 кВ; 20 м для ПЛ 110 кВ; 25 м для ПЛ 150-220 кВ; 30 м для ПЛ 330-500 кВ.

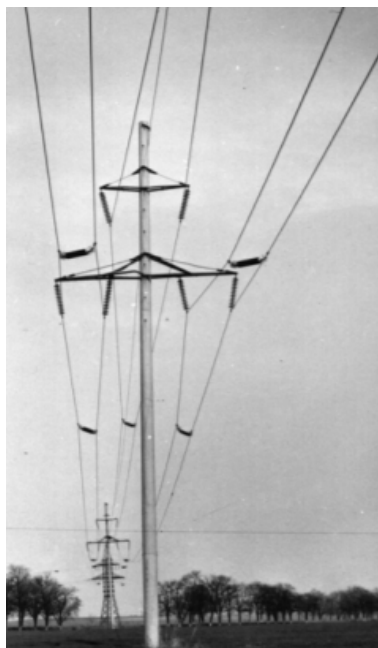
В компактних керованих самокомпенсованих лініях провoda розміщують особливим способом (рис.1.31).

Проводи одноіменних фаз різних ланцюгів розміщують поряд на відстані, що в 3...3,5 рази менша від регламентованої відстані між фазами певного класу напруги відповідно до ПУЕ.

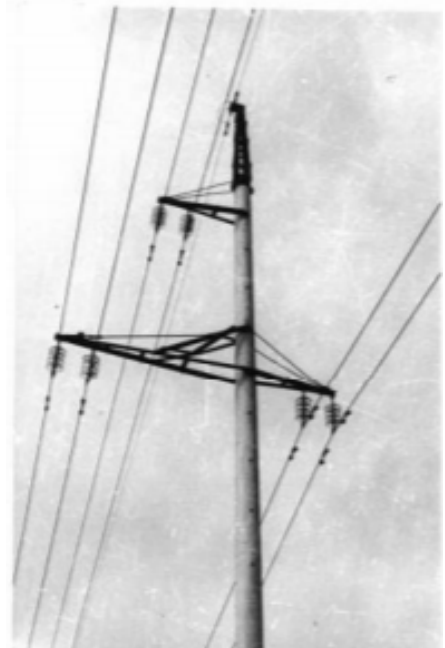
Зсув напруги по фазі від 0 до 120° в ланцюгах дозволяє зменшити індуктивний опір лінії приблизно на 20 % при економії капітальних вкладень при спорудженні лінії від 12 до 25 % в залежності від класу напруги ЛЕП.



а



б



в

Рис. 1.31. Перші в світі промислові компактні керовані самокомпенсовані ПЛЕП в Молдавській енергосистемі: *а, б* – 110 кВ; *в* – 35 кВ

Оскільки у всіх варіантах розміщення фаз має місце різне позиціонування проводів один щодо одного та поверхні землі, то для вирівнювання реактивного опору та ємнісної провідності по фазах застосовують транспозицію, тобто по чергово змінюють розміщення проводів на опорах (рис. 1.32).

Лінія 110 кВ і вище довжиною більше 100 км повинна мати повний цикл транспозиції з однаковими кроками. Можливі і подовжені цикли транспозиції, які дозволяють знизити аварійність, більша частина якої припадає саме на транспозиційні опори. Розрахункова несиметрія, що вноситься при цьому, не має перевищувати 0,5 % за напругою й 2 % за струмом зворотної послідовності.

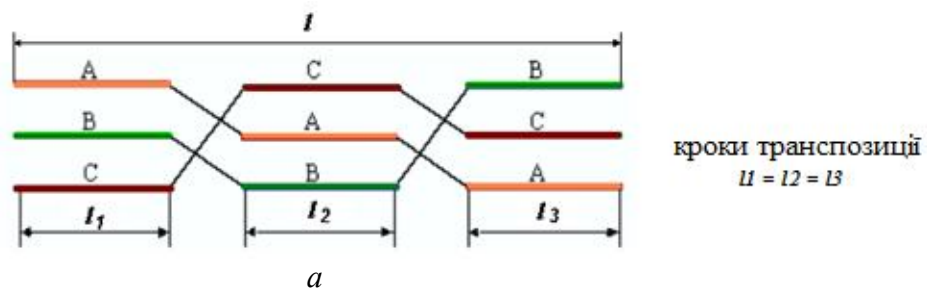


Рис. 1.32. Транспозиція на ПЛЕП: а – схема повного циклу по довжині лінії $l = l_1 + l_2 + l_3$; б – транспозиційні опори ЛЕП 330 кВ

Для грозозахисту ЛЕП використовують сталеві троси або сталеві алюмінієві проводи зі зменшеним перерізом алюмінієвої частини.

Останнім часом для виконання струмоведучих проводів та грозозахисту ПЛ використовують спеціальні проводи та троси, суміщені з оптоволоконним кабелем, розміщеним всередині проводів та тросів (рис. 1.33), що дозволяє, крім передавання електричної енергії та забезпечення грозозахисту повітряних ліній, організовувати високошвидкісні оптоволоконні канали зв'язку.

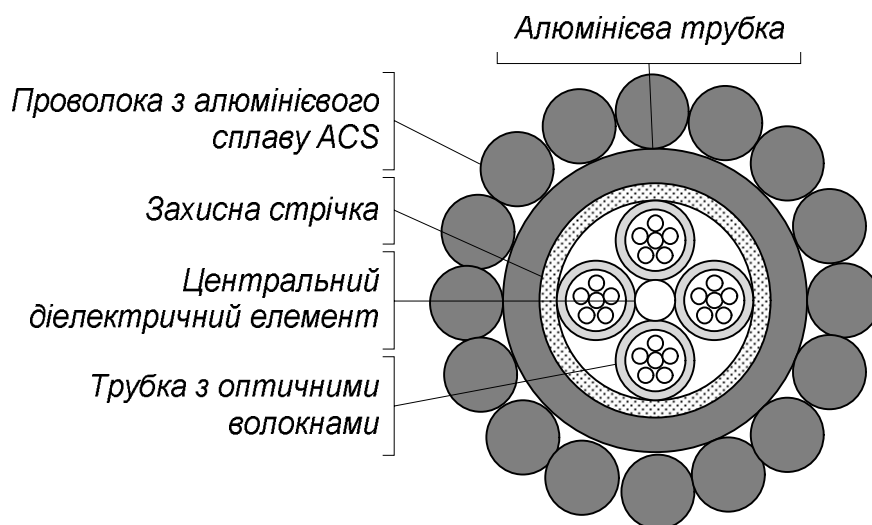


Рис. 1.33. Конструкція оптичного кабелю у грозозахисному тросі OPGW

Проводи ПЛ закріплюють на опорах за допомогою лінійних ізоляторів та арматури. *Ізолятори* призначені для ізоляції проводів ПЛ, які перебувають під дією ВН, від металевих елементів конструкцій опор.

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

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

За конструктивним виконанням розрізняють штиреві та підвісні ізолятори.

Штиреві ізолятори призначені для використання на ЛЕП розподільних мереж напругою до 35 кВ. Такі ізолятори виготовляють із фарфору або з електротехнічного скла. Загальний вигляд штиревих ізоляторів показано на рис. 1.34, а.

Підвісні ізолятори використовують у ЛЕП напругою 35 кВ та вище. Такі ізолятори поділяють на гірлянди тарілчастих ізоляторів та на стрижневі ізолятори.

Гірлянди ізоляторів збирають із *тарілчастих ізоляторів*, виготовлених з фарфору або загартованого скла. Загальний вигляд тарілчастого ізолятора показано на рис. 1.34, б. На рис. 1.34, в схематично показано спосіб з'єднання тарілчастих ізоляторів у гірлянду.

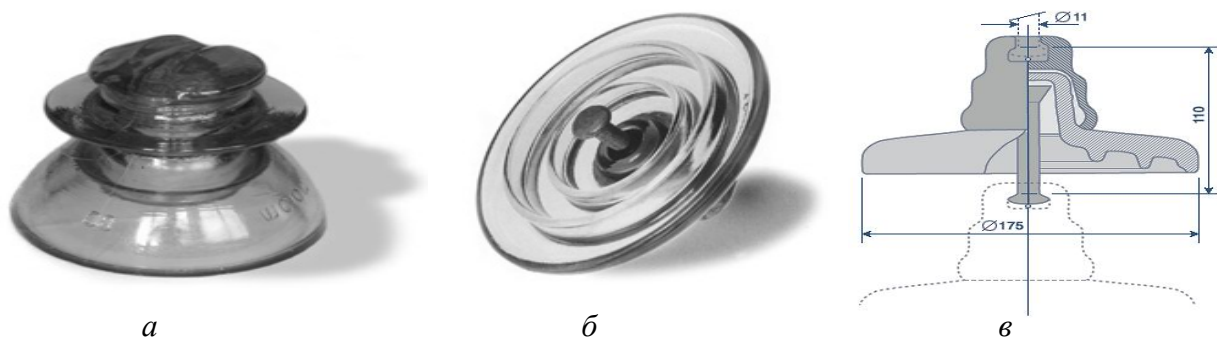


Рис. 1.34. Скляні ізолятори: а – штировий; б – тарілчатий (вид знизу); в – тарілчатий (поздовжній розріз)

Стрижневі ізолятори виготовляють з однонаправлених полімерів. Загальний вигляд стрижневого полімерного ізолятора показано на рис. 1.35.

Стрижневі ізолятори характеризуються кращими електрофізичними властивостями та значно меншою вагою, що обумовлює широкі перспективи використання полімерних ізоляторів у конструкціях ПЛЕП всіх класів номінальної напруги. Зокрема, чинні нормативні документи рекомендують

використовувати полімерні ізолятори під час будівництва нових та реконструкції наявних ЛЕП.

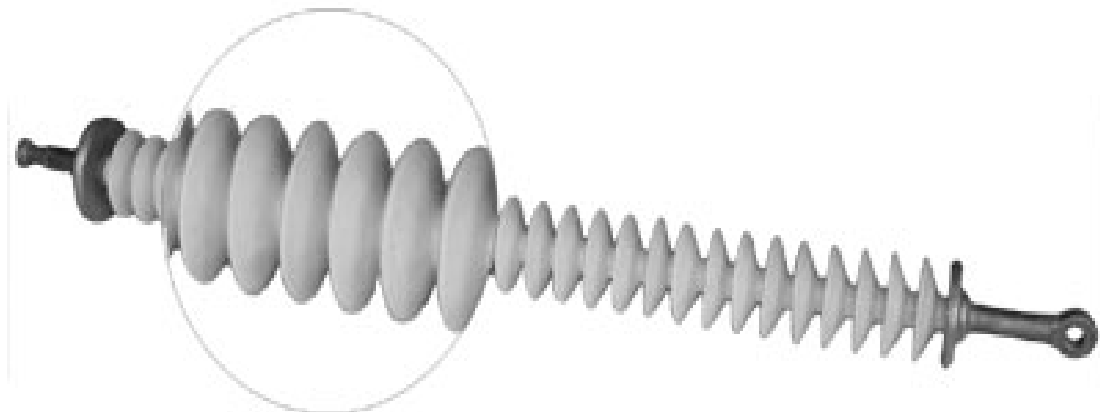


Рис. 1.35. Полімерний стрижневий ізолятор

Світовий досвід використання підтверджує те, що початкові електричні та механічні параметри композитної ізоляції перевищують відповідні параметри класичної фарфорової та скляної ізоляції. Але інтенсивність зниження значень параметрів полімерних матеріалів у процесі експлуатації набагато перевищує цей параметр для класичної скляної ізоляції. Хімічні та фізичні властивості полімерних матеріалів весь час змінюються через постійні хімічні процеси, що може призвести до повного розпаду полімерів на мономері. Через старіння полімеру і в разі підвищення температур зменшується його механічна міцність. Важливим фактором для композитної ізоляції, який впливає на її якість та надійність у роботі, є процес її транспортування, зберігання та діагностики.

Пошкодження полімерних ізоляторів можна умовно поділити на два види: ті, що не потребують негайної заміни, та ті, що потребують негайної заміни.

До пошкоджень, що не потребують негайної заміни ізоляторів, можна віднести вапнування, витік з'єднувального наповнювача, накопичення бруду, ріст плісняви та водоростей, зменшення гідрофобності поверхні, механічні пошкодження, незначне пошкодження внаслідок дуги, корозія, поверхневі мікротріщини.

1. *Вапнування.* Вапнування є наслідком ультрафіолетової радіації або електричної активності, що спричинили поверхневі пошкодження полімерного покриття. У результаті цього частинки наповнювача із матеріалу оболонки з'являються на поверхні ізолятора і вона стає шорсткою або порошкоподібною. Це призводить до накопичення бруду й затримання вологи на поверхні ізолятора. На рис. 1.36 показано приклади ізоляторів із вапнуванням.

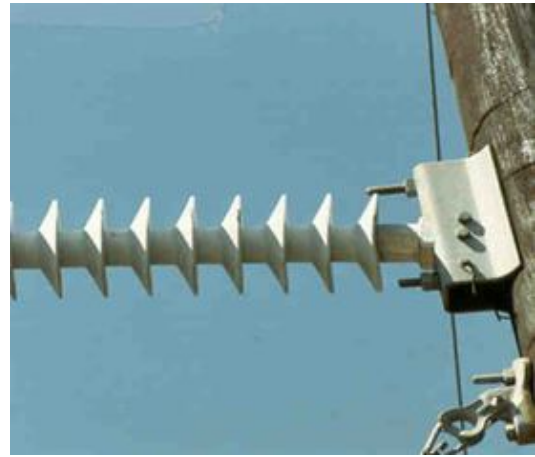
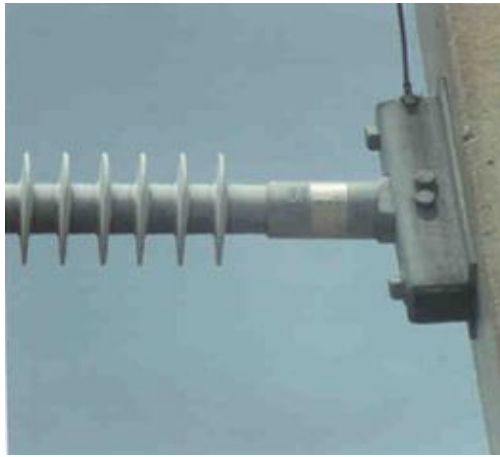


Рис. 1.36. Ізолятори з вапнуванням

2. *Витік з'єднувального наповнювача*, що заповнює повітряний проміжок між тарілками ізоляторів, супроводжується накопиченням бруду та цвілі у місці витоку, оскільки цей наповнювач липкий.

Якщо витік відбувається у місці з'єднань, то ізолятор не потребує негайної заміни.

Якщо витік відбувається в результаті механічних пошкоджень, то потрібна негайна заміна. На рис. 1.37 показано такі види пошкоджень.

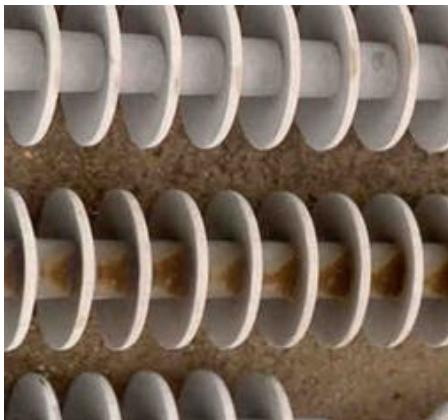


Рис. 1.37. Ізолятори з витоком наповнювача у місці з'єднання

3. *Накопичення бруду*. На поверхню композитного ізолятора вітром заносяться частинки пилу та інших забруднень. Загальна дія ультрафіолетового випромінювання і механічного впливу на ці частинки викликає легку ерозію поверхні, збільшуючи її нерівності, і сприяє накопиченню на ній забруднень. Бруд не пошкоджує полімерного покриття ізолятора, але якщо шар бруду занадто товстий, то він може викликати пробій. Полімерні ізолятори істотно забруднюються в кінці ЛЕП через сильне магнітне поле. Зі збільшенням нерівностей поверхні й накопиченням в них забруднень старіння ізолятора прискорюється. На рис. 1.38 показано ізолятори із забрудненнями.



Рис. 1.38. Забруднені ізолятори

4. *Ріст плісняви та водоростей.* Попри задекларовану підвищену гідрофобність на поверхні некерамічних ізоляторів порівняно з керамічними, на поверхні полімерних ізоляторів трапляються грибкові пошкодження, які викликають зниження діелектричної проникності ізоляційного матеріалу. Такі види пошкоджень також супроводжуються накопиченням бруду та води, але є несуттєвими. У районах з підвищеним вмістом солі, де найбільш важливі забруднювальні властивості, ріст плісняви та водоростей не спостерігається. На рис. 1.39 зображено ізолятор із пліснявою.



Рис. 1.39. Ізолятор, пошкоджений пліснявою

5. *Зменшення гідрофобності поверхні ізолятора.* В умовах високої вологості, наприклад через туман або росу, на водовідштовхувальній поверхні ізолятора утворюються крапельки води. Якщо нахил поверхні великий, то краплі води можуть скотитися вниз, але в інших місцях ізолятора вони проникають крізь забруднення й тонкий шар полімерів, стаючи провідниками струму і викликаючи розряди. Розряди поглинають тонкий шар полімеру навколо крапель води та зменшують гідрофобність. Деякі ізолятори зі значним вапнуванням можуть взагалі втратити здатність відштовхувати вологу. На рис. 1.40 зліва зображено приклад ізолятора з повною гідрофобністю, праворуч – із дуже низькою здатністю відштовхувати вологу.



Рис. 1.40. Ізолятори з різною гідрофобністю

6. *Механічні пошкодження декількох тарілок.* Тарілки можуть бути надірвані, частково відірвані, подряпані, мати проколи, але такі пошкодження майже не впливають на властивості ізолятора. Такі ізолятори не потребують негайної заміни, але не можуть бути придатними до встановлення.

На рис. 1.41 показано ізолятор з такими пошкодженнями.



Рис. 1.41. Ізолятор із незначними механічними пошкодженнями

7. *Незначне пошкодження внаслідок дуги.* Короткочасне горіння дуги не спричиняє пошкодження полімерного покриття ізолятора, а лише викликає незначні пошкодження арматури. Ізолятор може бути замінений у тому випадку, коли на арматурі з'являється значна корозія (у результаті видалення оцинкованого шару).

На рис. 1.42 показано приклади таких пошкоджень.

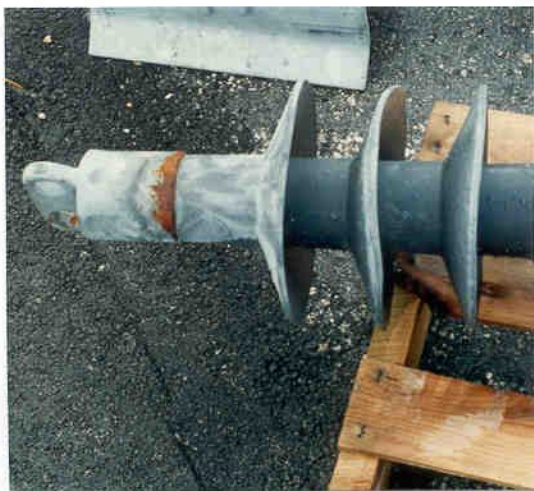


Рис. 1.42. Пошкодження наконечників унаслідок горіння дуги

8. *Корозія арматури.* Мінімальна корозія арматури не є приводом до негайної заміни ізолятора, але в майбутньому вона буде збільшуватись і тоді буде потрібна негайна заміна.

На рис. 1.43 показано приклади таких пошкоджень.



Рис. 1.43. Корозія на кінцях ізолятора

9. *Поверхневі мікротріщини* глибиною менше 0,1 мм, що утворюються в результаті електричної активності.

Мікротріщини спричиняють незначні зломи поверхні ізолятора (рис. 1.44). Негайної заміни ізолятора такі пошкодження не вимагають, але потребують контролю, адже поступово можуть перерости в більш значні пошкодження.



Рис. 1.44. Мікротріщини по поверхні ізолятора

Інколи ізолятори пошкоджуються таким чином або в такій мірі, що їх експлуатація стає проблематичною. У такому випадку ізолятори потребують негайної заміни.

Негайно замінюють ізолятори з такими вадами, як пошкодження склопластикового стрижня, оголення склопластикового стрижня, поверхневі тріщини, більші за 0,1 мм, значна ерозія поверхні матеріалу, пробій поверхні, колонії грибів.

1. *Пошкодження склопластикового стрижня.* Якщо виявлено, що волокна склопластикового стрижня з'явилися на поверхні ізолятора, то такий ізолятор потребує негайної заміни. На рис. 1.45 показано приклади таких пошкоджень.



Рис. 1.45. Пошкодження утримуючого склопластикового стрижня

2. *Оголення склопластикового стрижня.* Відомо багато причин таких пошкоджень: ерозія зовнішнього покриття чи виникнення глибоких тріщин, розщеплення чи трекінг покриття, пошкодження внаслідок вогнепального пострілу. Відкритий стрижень може надалі пошкоджуватися внаслідок проникнення води, ультрафіолетового випромінювання. Приклад пошкодження показано на рис. 1.46.



Рис. 1.46. Пошкодження з оголенням утримуючого склопластикового стрижня

3. *Сильна корозія наконечників.* Якщо наконечники полімерних ізоляторів покрились корозією настільки, що не можуть витримувати механічних навантажень, то такі ізолятори потребують негайної заміни (рис. 1.47).



Рис. 1.47. Пошкодження корозією наконечників стрижня

4. *Поверхневі тріщини, глибина яких більша за 0,1 мм.* Такі тріщини можуть призвести до накопичення бруду й поверхневих трекінгів та оголення склопластикового стрижня. На рис. 1.48 та 1.49 зображено такі пошкодження.

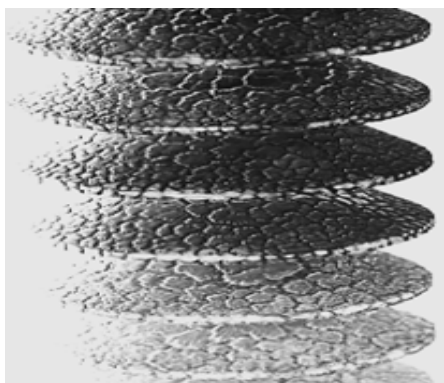


Рис. 1.48. Тріщини на поверхні ізолятора глибиною понад 0,1 мм



Рис. 1.49. Поверхневі тріщини з оголенням склопластикового стрижня

5. *Значна ерозія поверхні матеріалу.* Ерозія являє собою незворотну руйнацію полімерного матеріалу, що виникає внаслідок старіння матеріалу. На рис. 1.50 показано ізолятори з ерозійними пошкодженнями.



Рис. 1.50. Поверхнева ерозія полімерного покриття

6. *Електричний пробій поверхні.* Пробій виникає внаслідок тривалого впливу часткових розрядів по поверхні оболонки або стрижня. На рис. 1.51 зображено ізолятори після поверхневих пробіів полімерних матеріалів.

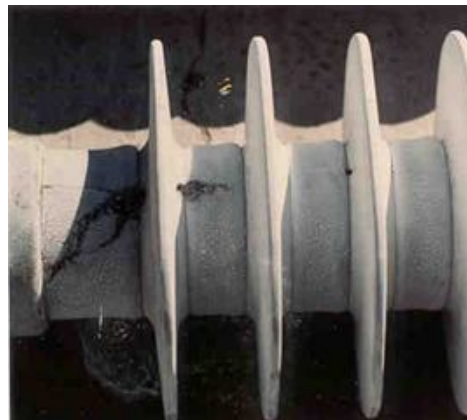


Рис. 1.51. Наслідки поверхневого пробію полімерного покриття ізолятора

7. *Колонії грибків.* Ці мікроорганізми спочатку розвиваються на поверхні матеріалу, а у процесі життєдіяльності можуть виділяти органічні кислоти, що викликають інтенсифікацію процесу руйнування матеріалу і сприяють проникненню грибків всередину ізолятора. На рис. 1.52 показано приклад ізолятора з колоніями грибків на поверхні.

Розподіл ліній електричного поля полімерного ізолятора більш нелінійний, ніж у скляного, що обумовлено гнучкістю некерамічної ізоляції.



Рис. 1.52. Ізолятор, покритий колоніями грибків

Коронний розряд може локалізуватися трьома шляхами: кінцеві металеві частини гірлянди ізоляторів, у межах штанги скловолоконного стрижня та на поверхні й у повітряному його просторі. Нерівномірний розподіл градієнта напруги по поверхні призводить до того, що в місцях з високим градієнтом напруги з'являються коронні розряди. Виникнення коронних розрядів у цьому разі складніше розрахувати та спрогнозувати. Наявність забруднення і вологи в комбінації з електричною напругою призводить до збільшення локальних розрядів, які викликають ерозію поверхні ізоляції та утримуючого стрижня, а також їх деградацію.

Часткових розрядів на високовольних електроустановках уникнути майже неможливо, а вони є чинником утворення кислот, особливо за підвищеної вологості, які викликають пошкодження скловолоконних утримуючих стрижнів і зниження рівня пробивної напруги ізоляції. Цей процес посилюється внаслідок дефектів адгезії та порушення кремній-органічного герметика у прошарку між оболонкою та металевою арматурою у процесі експлуатації під дією зовнішніх чинників (ультрафіолетове випромінювання, радіація, механічні навантаження), у тому числі й термічних.

Традиційна гірлянда скляних ізоляторів має певний степінь свободи, оскільки між ізоляторами нежорстке кріплення й розриви гірлянд фактично виключені. Щодо гірлянди з полімерної ізоляції, то при різких поривах вітру чи при горизонтальному зміщенні проводу на утримуючий стрижень гірлянди діє сила на його згинання. У такому разі можливі пошкодження скловолокна стрижня і не виключені пошкодження стрижнів полімерних гірлянд від вібрації та галоупування проводів ЛЕП.

Полімерну ізоляцію небажано використовувати в зонах підвищеної вологості та поблизу магістральних автошляхів, які сезонно обробляють хімічними реагентами. Потрапляння реагентів на ізоляцію може викликати її прискорене старіння, а згодом – хімічні пошкодження та розмноження грибка на поверхні.

Композитні ізолятори з модульними тарілками не можна обмивати водою під високим тиском і тому їх не можна використовувати в забруднених районах.

Традиційні скляні або фарфорові гірлянди ізоляторів порівняно з полімерними, звичайно, істотно важчі. З одного боку, це недолік, але з другого, надлишкова вага надає класичним гірляндам ізоляторів більшої стійкості ЛЕП в зонах з підвищеною вітровою активністю, що не можна сказати про ЛЕП з композитною ізоляцією.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. *Дайте визначення ПЛЕП.*
2. *Назвіть головні елементи ПЛЕП.*
3. *Які матеріали переважно використовуються для виготовлення проводів?*
4. *Назвіть найбільш поширені схеми розміщення проводів на опорах.*
5. *З якої метою виконують транспозицію проводів ЛЕП?*
6. *Назвіть переваги та недоліки фарфорових та полімерних ізоляторів.*

ЛІТЕРАТУРА: [14, С. 367–462]; [2, С. 46–51]; [, С. 15–433]; [6, С. 54–58].

1.2.2 Основні відомості про кабельні лінії електропередавання

Кабель – це ізольована по всій довжині металева жила (або декілька жил), поверх якої накладено захисні покриття (рис. 1.53). ДСТУ 15845-80 (СТ СЭВ 585-77) «Вироби кабельні. Терміни і визначення» установлює застосування в науці, техніці та виробництві термінів та визначень понять у сфері кабельних виробів.

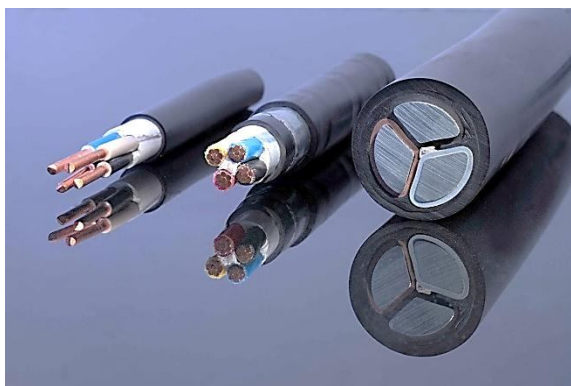


Рис. 1.53. Види кабелів з мідними та алюмінієвими жилами

Кабельна лінія електропередавання (КЛЕП) – це споруда для передавання електроенергії, яка складається з одного або декількох кабелів, прокладених безпосередньо в землі, кабельних каналах, трубах, на кабельних конструкціях, а також у воді чи на відкритому просторі.

Створення кабельних ліній (КЛ) високої пропускну здатності стримувалося значними труднощами щодо досягнення потрібної електричної міцності ізоляції високовольтних кабелів. Така ізоляція має витримувати високі напруги і гарантувати довгострокову надійність кабелю зі збереженням прийнятних параметрів маси на одиницю довжини кабелю і його зовнішнього діаметра.

Найбільш широко застосовують багат шарову паперову ізоляцію, просочену масло-каніфольним складом, а також покриття силових кабелів свинцевими оболонками для збільшення їх механічної міцності. Це дозволило довести лінійну напругу КЛ до 30...40 кВ.

Для підвищення напруги на КЛ було розроблено маслonaповнені кабелі низького тиску (0,1...0,3 МПа) у свинцевій оболонці, а згодом маслonaповнені кабелі високого тиску. Конструкція останніх являє собою три екрановані струмопровідні жили, які розміщено у сталевій трубі, заповненій мінеральним маслом під тиском до 1,5 МПа. Така конструкція дозволила підняти робочу напругу КЛ до 220 кВ, а згодом і до 500 кВ.

Обслуговування таких ліній з рідинною ізоляцією виявилось досить складним через велику кількість кабельних колодязів з телекерованими системами маслoпідживлення кабелю та сполучних муфт.

Наприкінці ХХ ст. поширення набула технологія виготовлення кабелів з твердою ізоляцією із «зшитого» поліетилену (Cross-linked Polyethylene, XLPE). Завдяки високій електричній міцності та надійності з терміном служби не менше 30 років, простоті експлуатації, придатності до ремонту та екологічній чистоті високовольтні кабелі з ізоляцією XLPE стали найпоширенішими у світі в діапазоні напруг від 35 до 420 кВ як на змінному, так і на постійному струмі. Завдяки молекулярній структурі ізоляція зі «зшитого» поліетилену характеризується високими термомеханічними властивостями та стійкістю до агресивного середовища. Кращі термічні характеристики кабелів з ізоляцією зі зшитого поліетилену дозволяють суттєво підвищити гранично допустимі струми і, як наслідок, пропускну здатність кабельної лінії.

Промислове виробництво кабелів з ізоляцією XLPE напругою від 6 до 330 кВ вперше в СНД освоєно в Україні на заводі «Південкабель» (м. Харків).

За кордоном для виконання міжсистемних зв'язків електропередачами постійного струму (HVDC) застосовують КЛ з ізоляцією «зшитого» поліетилену, особливо якщо треба прокласти лінії через великі водні простори (морські протоки, мілководні моря). У таких умовах, коли побудувати в акваторії ПЛ неможливо, прокладання кабельної лінії постійного струму морським дном виявляється єдиним виправданим рішенням. В уніполярній передачі для цього потрібний тільки один кабель. У біполярній передачі

прокладають два кабелі (з полярностями «+» і «-»). Тут у випадку відключення одного кабелю передача працює на половину своєї потужності.

Перспективним у розвитку кабельної техніки є створення кріогенних кабелів, що використовують ефект надпровідності металів за їх глибокого охолодження. Якщо температура рідкого азоту $77\text{ }^{\circ}\text{K}$, активний опір міді та алюмінію знижується в десятки разів, а за температури рідкого водню $20,4\text{ }^{\circ}\text{K}$ – до 200 разів. Метал ніобій (Nb) і його сполуки (Nb_3Sn , Nb_3Al) за температури рідкого гелію $4,2\text{ }^{\circ}\text{K}$ переходять у стан надпровідності. Зріджені гази для охолодження провідників можуть бути використані як ізолювальне середовище кріогенних кабелів. Потужність кріогенних електропередач оцінюють у 10...100 ГВт.

На рис. 1.54 показано порівняння максимальної довжини та потужності передачі однофазними надпровідними високотемпературними кабелями (HTS) і кабелями зі зшитого поліетилену (XLPE) змінним струмом.

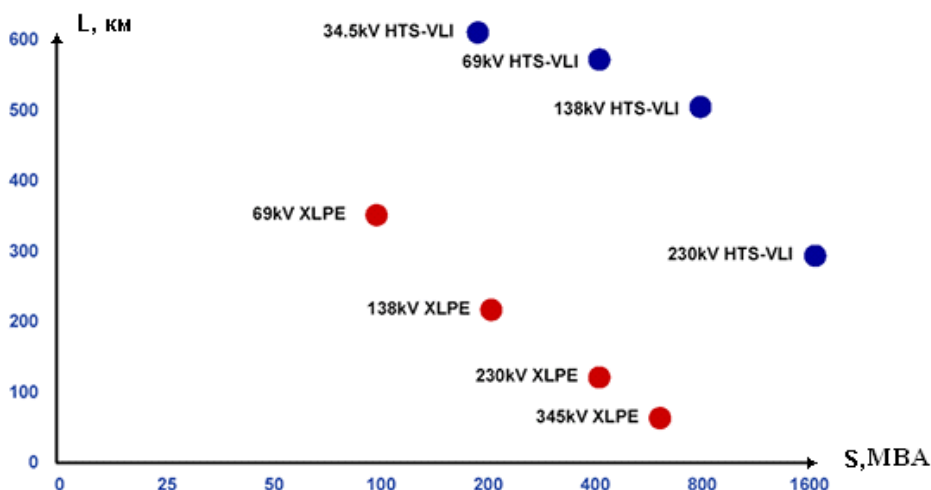


Рис. 1.54. Відносне збільшення потужності при порівнянні кабелів HTS зі СПЕ (XLPE)-кабелями

Економічна густина струму у звичайних силових кабелях становить $1...3\text{ А/мм}^2$, а в HTS-кабелях вона може досягати $50...100\text{ А/мм}^2$. Надпровідні високотемпературні кабелі (HTS) навіть якщо треба їх охолоджувати, можуть передавати у 3...5 разів більшу потужність, ніж кабелі XLPE. Втрати у надпровідних кабелях набагато менші, навіть із врахуванням витрат на охолодження. Постачальники декларують втрати в кабелях HTS всього у межах 0,5 % від подужності передачі електроенергії, тоді як для традиційних кабелів цей показник знаходиться в межах 5...8 %.

Переваги КЛ електропередавання порівняно з ПЛЕП такі:

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

Недоліки КЛ:

- дорожчі за ПЛЕП аналогічного класу напруги;
- більш трудомісткі у спорудженні;

- вимагають більшого терміну для ремонту та більш кваліфікованого обслуговуючого персоналу;
- передавання однієї й тієї ж потужності потребує жили більшого перерізу.

Кабельні ЛЕП широко використовують у міських мережах, на територіях підприємств, якщо треба перетнути великі водойми, у забрудненій атмосфері.

Головними елементами КЛЕП є:

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

До основних частин кабелю будь-якої напруги належать:

- струмопровідні жили;
- ізоляція або ізолювальні оболонки, що відокремлюють струмопровідні жили одна від одної та від землі;
- захисна оболонка, що охороняє ізоляцію від шкідливої дії вологи, кислот, механічних пошкоджень.

Кабелі маркують за початковими літерами елементів, які характеризують їх конструкцію (рис. 1.55):

- жила – літера **А** для алюмінію, без позначення для міді;
- оболонка – літера **А** для алюмінію, **С** – для свинцю, **В** – для полівінілхлориду, **Н** – для гуми, **П** – для поліетилену, **Пв** – зшитого поліетилену;
- броня – літера **Б** для сталевих стрічок, **П** – для плоских освинцованих дротів, **ДО** – для круглих освинцованих дротів, **Г** – для кабелів без броні та захисного шару.

Якщо кабелі виконано з окремо освинцованими жилами, то в маркуванні вказують літеру **О**.

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

Після аббревіатури вказують кількість жил і їх переріз у міліметрах квадратних (мм²).

Наприклад, ААБ-3×120 – трижильний алюмінієвий кабель з алюмінієвою оболонкою і бронею зі свинцю з перерізом жил 120 мм²; СБ-3×95 – трижильний мідний кабель зі свинцевими оболонкою й бронею перерізом жил 95 мм².

Маркування кабелів з ізоляцією із зшитого поліетилену таке:

- А – алюмінієва жила (без позначення – мідна жила);
- Пв – ізоляція зі зшитого поліетилену;
- П – оболонка з поліетилену;

Пу – оболонка з поліетилену збільшеної товщини;
 В – оболонка з полівінілхлоридного (ПВХ) пластику;
 нг-LS – оболонка з ПВХ-пластикату зниженої пожежостійкості («LS» – Low Smoke – низьке димо- та газовиділення);
 г – поздовжня герметизація водоблокувальними стрічками;
 2г – подвійна герметизація (водоблокувальними стрічками й алюмополіетиленовою стрічкою).
 Маркування міжнародне:
 N – виготовлений згідно з німецьким стандартом VDE;
 Y – ПВХ-ізоляція (YnKY);
 2Y – ізоляція із поліетилену;
 2X – ізоляція зі зшитого поліетилену;
 S – мідний екран;
 (F) – поздовжня герметизація;
 (FL) – поздовжня і поперечна герметизація;
 E – трижильний кабель;
 R – броня із круглих сталевих дротів.

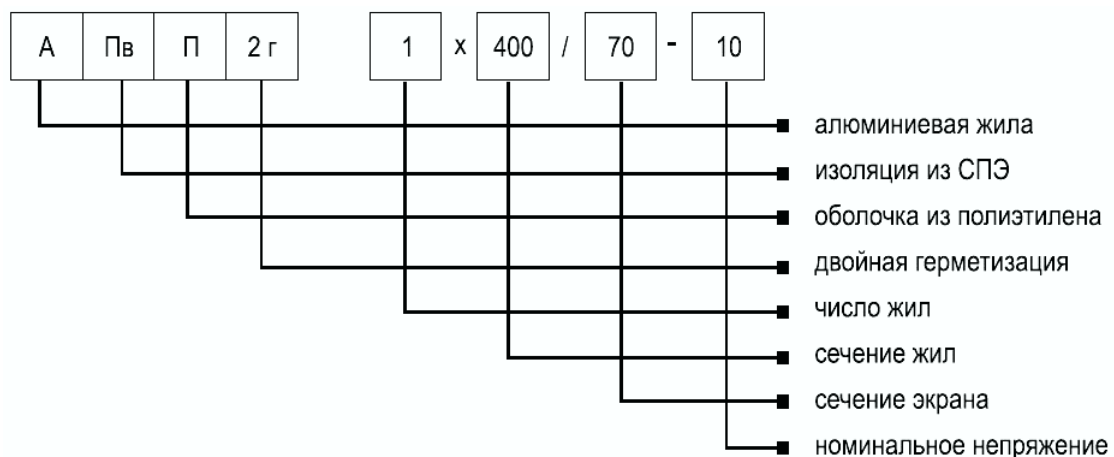


Рис. 1.55. Маркування кабелів

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. В яких випадках застосовують КЛ?
2. Дайте визначення ПЛЕП.
3. Які переваги і недоліки КЛ порівняно з повітряними?
4. Як маркують кабелі?
5. Переваги та недоліки КЛ-електропередавання порівняно з ПЛЕП.

ЛІТЕРАТУРА: [14, С. 348–358]; [5, С. 1–14]; [9, С. 10–270]; [12, С. 10–120.]

1.2.3 Конструкції кабелів ліній електропередавання

Розглянемо конструкцію кабелю напругою 10 кВ (рис. 1.56).

Струмопровідні жили можуть бути виконані з міді або алюмінію з одним (до 16 мм²) або декількома провідниками.

За кількістю жил розрізняють кабелі:

- *одножильні* – застосовують на постійному та змінному струмі за напруги 110 кВ і вище;
- *двожильні* – застосовують на постійному струмі;
- *трижильні* – застосовують на змінному струмі за напруги до 35 кВ;
- *чотирижильні* (три жили й нульовий провід) – застосовують на змінному струмі за напруги до 1000 В.

Фазна ізоляція призначена для ізолювання жил одна від одної. Може бути виконана зі спеціального технічного паперу із в'язким масляним просоченням, полівінілхлориду, зшитого поліетилену, які збільшують електричну міцність.

Поясна ізоляція забезпечує однакову електричну міцність між жилами й між будь-якою фазою та землею. Це важливо, тому що в мережі з ізолюваною нейтраллю в разі замикання однієї з фаз на землю дві інші фази щодо землі опиняються під лінійною напругою.

У вітчизняних кабелях на 10 кВ товщина фазної ізоляції становить 2,75 мм, а товщина поясної - 1,25 мм.

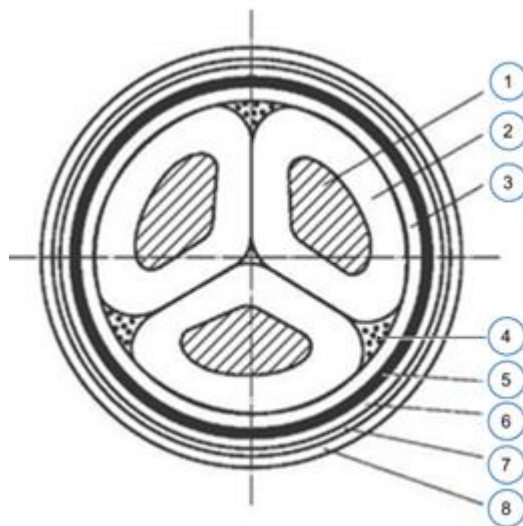


Рис. 1.56. Конструкція кабелю 10 кВ: 1 – струмопровідна жила; 2 – жильна ізоляція; 3 – поясна ізоляція; 4 – міжфазні заповнення; 5 – свинцева або алюмінієва оболонка; 6 – подушка під бронею; 7 – броня із двох сталевих стрічок; 8 – зовнішній захисний покрив

Поділ ізоляції на фазну та поясну дозволяє зменшити діаметр кабелю, але якщо наявна поясна ізоляція, електричне поле різниться від радіального (рис. 1.57). У цьому випадку силові лінії мають різні кути нахилу щодо шарів паперу, що обумовлює наявність у них тангенціальної складової поля. Електрична міцність уздовж шарів паперу у 8...10 разів менша, ніж поперек.

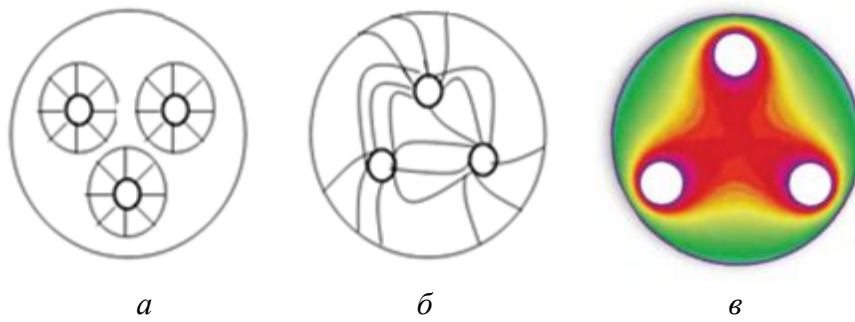


Рис. 1.57. Електричне поле в кабелі: *а* – характер розподілу силових ліній з екранованими жилами; *б* – характер розподілу силових ліній з поясною ізоляцією; *в* – Comsol-модель електромагнітного поля з поясною ізоляцією

Вільний простір кабелю заповнюють паперовими джгутами, які ускладнюють переміщення просочувального складу, подовжуючи термін служби кабелю. Вони також надають кабелю округлої форми.

Для підвищення напруги кабелю шар ізоляції потрібно збільшувати, що економічно недоцільно. Тому за напруги 35 кВ і вище кабелі виконують з окремо освинцьованими або екранованими жилами. У таких кабелях електричне і теплове поля – радіальні.

Оболонка служить для герметизації ізоляції та захисту її від проникнення вологи, повітря, хімічних продуктів, виключає старіння ізоляції під дією тепла і світла. Оболонки виконують з алюмінію, свинцю, поліетиленових матеріалів.

Броня служить для захисту оболонки від механічних пошкоджень під час розкопок, сповзання ґрунту. Її роблять зі сталевих стрічок або дротів.

Зовнішнє покриття захищає броню від корозії та являє собою джутове покриття, просочене бітумною масою.

Для КЛ до 1000 В використовують полімерну ізоляцію ПВХ, яка забезпечує функціонування за температур від -50 до $+50$ °С (рис. 1.58) та гумову за температур від -40 до $+50$ °С (рис. 1.59). Різниця рівня прокладання кабелю не обмежена. Допустима температура нагрівання жил із ПВХ-ізоляцією:

- номінальний струм $+70$ °С;
- перевантаження $+80$ °С, до 8 годин на добу;
- КЗ $+160$ °С (ПВХ), $+130$ °С (ПЕ), до 4 с.

Допустима температура нагрівання жил з гумовою ізоляцією становить $+75$ °С, у разі КЗ – 150 °С.



Рис. 1.58. Кабель із ПВХ-ізоляцією та неекранованими жилами



Рис. 1.59. Кабель із гумовою ізоляцією

Кабелі із просоченням маслом (рис. 1.60), які використовують у середовищах з низькою та середньою агресивністю, мають істотний недолік: після зняття струмового навантаження, тобто в разі охолодження, у кабелі з'являються газові включення. Це пов'язано з тим, що коефіцієнт лінійного розширення кабельної маси значно більший за коефіцієнт лінійного розширення ізолювального паперу. Діелектрична міцність газових включень у кілька раз менша, ніж паперу. У разі підвищення напруженості електричного поля це може спричинити пробій ізоляції. Допустима температура нагрівання жил з паперовою просоченою ізоляцією така:

- номінальний струм $+70\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- перевантаження $+100\text{ }^{\circ}\text{C}$, до 8 годин на добу;
- КЗ $+200\text{ }^{\circ}\text{C}$, до 4 с.

Різниця рівня прокладання кабелю з паперовою просоченою ізоляцією не повинна перевищувати 15 м.

Щоб уникнути цього недоліку за напруг $10\ldots 110\text{ кВ}$ застосовують газонаповнені освинцьовані кабелі. Фазну ізоляцію виконують зі збіднено-просоченого паперу. Кабель перебуває під невеликим надлишковим тиском ($0,1\ldots 0,3\text{ МПа}$) інертного газу (азоту). Це підвищує ізолювальні властивості паперу. Сталість тиску забезпечується неперервним підживленням газу.



Рис. 1.60. Кабель з паперовою маслопросоченою ізоляцією з неекраниваними жилами

За напруги $110\ldots 500\text{ кВ}$ використовують маслонаповнені кабелі. Струмopовідні жили виготовляють з каналом у центрі, які заповнюють дегазованим малов'язким очищеним маслом під тиском до $1,6\text{ МПа}$.

Надлишковий тиск виключає можливість утворення порожнин в ізоляції кабелю, що збільшує його електричну міцність. Залежно від величини тиску розрізняють маслонаповнені кабелі високого й низького тиску. Маслонаповнений канал через спеціальні муфти на трасі з'єднується з баками під тиском.

Останнім часом в ЕМ різних класів номінальної напруги значного поширення набули кабелі з ізоляцією зі зшитого поліетилену, які використовують незалежно від рівня агресивності середовища. Такі кабелі на напругу до 10 кВ виготовляють трижильними або одножильними. На напругу 35 кВ та вище такі кабелі роблять одножильними. Кабель з ізоляцією зі зшитого поліетилену здатний витримувати високу температуру. За температури 90 °С кабель здатний працювати тривалий час, а з підвищенням температури до 110...130 °С в разі перевантаження на лінії може забезпечити теплову стійкість до 6 год. Максимальна температура, яку може витримати жила у зшитому поліетилені під час КЗ, становить 250 °С.

Зауваження

Площа перерізу та товщина ізоляції кабелю зі зшитого поліетилену:

- від 6 кВ до 35 кВ – 35...1600 мм², товщина 3,4...8,5 мм;
- від 45 кВ до 150 кВ – площа перерізу дроту 70...2000 мм², товщина 8...23 мм;
- від 220 кВ до 330 кВ – площа зрізу становить від 400 до 2000 мм², товщина 20...28 мм.

Загальний вигляд одножильного кабелю з ізоляцією зі зшитого поліетилену показано на рис. 1.61. Такі кабелі складаються зі струмопровідної жили 1, екранованої напівпровідним зшитим поліетиленом 2. Далі міститься шар ізоляції зі зшитого поліетилену 3, екранований напівпровідною пластмасою 4. Екран з мідних дротів 6 захищений подушками роздільних шарів 5 та 7. Зовнішній шар кабелю – це пластикова оболонка 8.

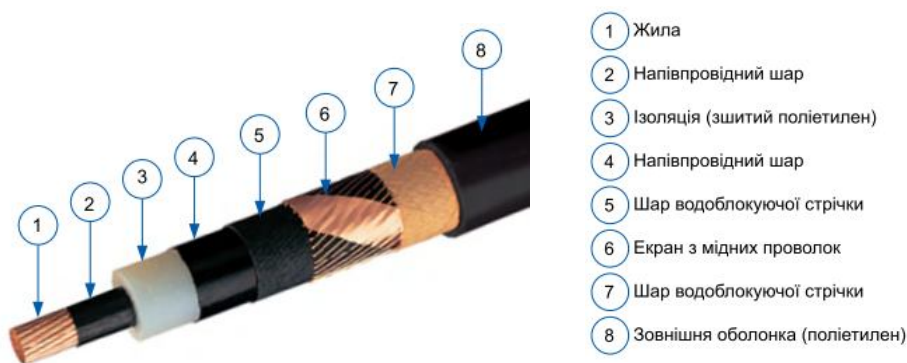


Рис. 1.61. Конструкція кабелю з ізоляцією зі зшитого поліетилену

Оскільки кабель має обмежену будівельну довжину (довжину намотки на барабан), яка може становити декілька десятків чи сотень метрів, то для спорудження КЛ виникає необхідність з'єднати декілька будівельних довжин кабелю, встановлюючи кабельні муфти (рис. 1.62). Одну із класифікацій кабельних муфт подано на рис. 1.63.



Рис. 1.62. Кабельні з'єднувальні муфти



Рис. 1.63. Класифікація кабельних муфт

Розглянемо пластмасові заливні муфти (рис. 1.64).

Заливні з'єднувальні муфти використовують у низьковольтних ЕМ на кабелях із суцільною ізоляцією типу ВВГ, АВВГ, а також можуть бути встановлені на контрольних кабелях типу КВВГ. За умови застосування

додаткових матеріалів заливні муфти дозволяють зрощувати броньовані кабелі. Застосовуваний з муфтою електротехнічний поліуретановий компаунд є гідрофобним і не розчиняється у воді, що дозволяє використовувати муфту для з'єднання кабелю типу КВВ, ВПП, що його надалі експлуатують під водою.

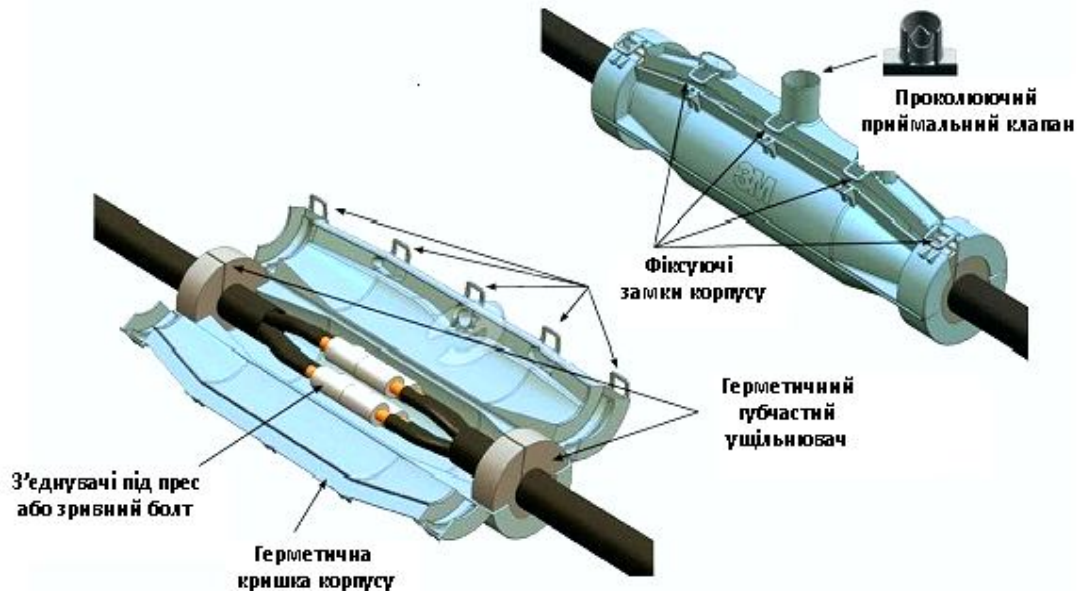


Рис. 1.64. Пластмасова заливна муфта

Розглянемо чавунні муфти (рис. 1.65).

Муфти-чавунці призначені для захисту від корозії свинцевих муфт, які змонтовані на броньованих свинцевих кабелях у котлованах. Муфти складаються із двох кришок і скручуються болтами.

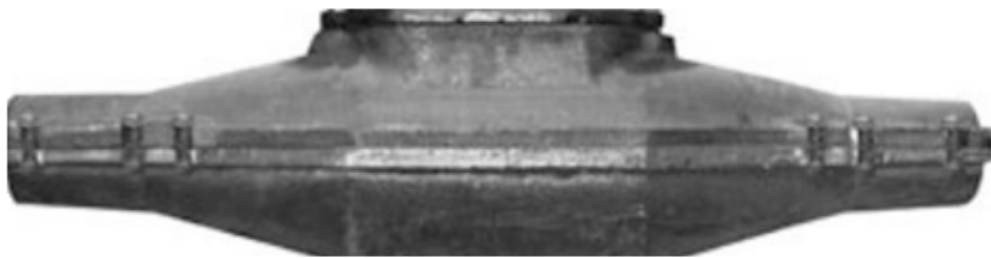


Рис. 1.65. Чавунна муфта

Розглянемо свинцеві муфти (рис. 1.66).

Якщо потрібно з'єднати дроти з алюмінієвою або свинцевою оболонкою, використовують саме свинцеві муфти. Така муфта має просту конструкцію (рис. 1.66). Вага муфти значна, але більш надійних натепер немає.

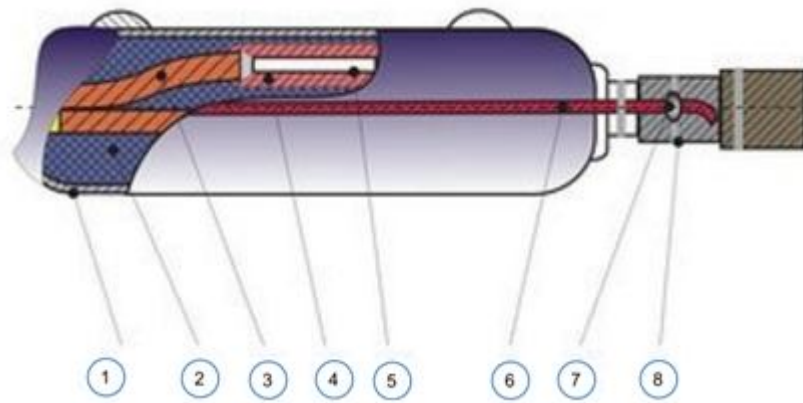


Рис. 1.66. Свинцева муфта: 1 – свинцевий корпус муфти; 2 – заливна ізоляційна суміш; 3 – жили; 4 – паперові просочені рулони; 5 – контактна пайка; 6 – провід заземлення; 7 – пайка проводу та броні; 8 – бандаж із дроту

Розглянемо епоксидні муфти (рис. 1.67).

Такі муфти застосовують для з'єднання кабелю під землею, у траншеях, тунелях, шахтах і т. д. Такі вироби виготовляють зі спеціальної епоксидної смоли, вкритої захисним шаром азбесту або металевим кожухом. Після установки всю порожнину заливають епоксидною смолою, роблячи виріб посправжньому довговічним.



Рис. 1.67. Епоксидна муфта

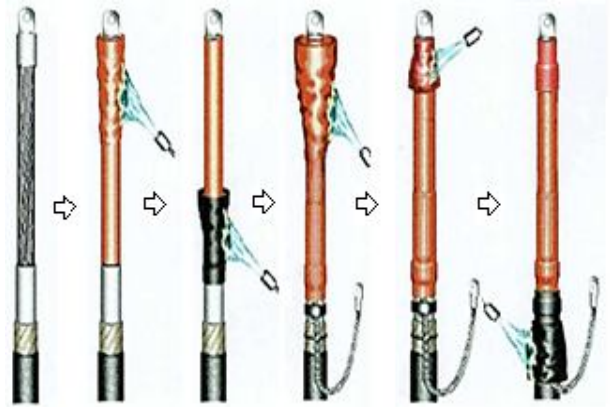
Розглянемо термозбіжні муфти (рис. 1.68).

Такий спосіб ізолювання проводів вважають одним із найпростіших, адже потрібно просто з'єднати жили, а з допомогою гарячого повітря домогтися герметичного покриття. Для нагрівання можна використовувати газову грілку або звичайний фен. Такі муфти мають кілька переваг:

- знижується ризик пробою завдяки високим діелектичним характеристикам;
- матеріал стає гнучким, тому встановлювати його просто;
- діапазон усадки величезний, тому муфти можна використовувати під час монтажу ліній різного діаметра.



а



б

Рис. 1.68. Термозбіжна муфта: *а* – температурна усадка газовою грілкою;
б – технологічна схема послідовності операцій

Розглянемо відгалужувальні муфти (рис. 1.69).

Якщо потрібно виконати відгалуження від КЛ, тоді використовують відгалужувальні з'єднувачі. За допомогою них можна виконати відгалуження ще для однієї лінії, незалежно від типів використовуваних кабелів. Нині є широкий спектр муфт розгалужень.

Для з'єднання ПЛ та КЛ використовують перехідні або кінцеві муфти (рис. 1.70). Їх призначення – виконання повної герметизації кабелів при переходах на ПЛЕП або на затискачі електроустановок.

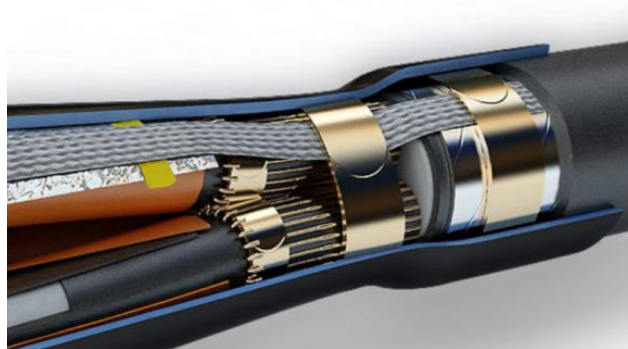


Рис. 1.69. Відгалужувальна муфта

Важливим у конструкціях високовольтних кабельних муфт на напругу 6 кВ і вище є обов'язкове врахування факторів зміни електричного поля, які чинять додаткові впливи й фактично не проявляються за НН.

На зрізі екрана під час монтування муфти кабелю відбувається різка зміна концентрації електричного поля, особливо в разі підвищення класу напруги КЛ. Якщо на кабелі, розрахованому на напругу до 1 кВ, проблеми не відчутно зовсім, то у муфтах на напругу 6...10 кВ, і тим більше 35...110 кВ, якщо не вжити спеціальних заходів, електричний пробій практично гарантований.

Не буде перебільшенням зазначити, що головна функція будь-якої кінцевої або з'єднувальної високовольтної муфти – вирівнювання підвищеної напруженості електричного поля на зрізах екрана кабелю або в місцях з'єднання жил. Знизити концентрацію електричного поля до безпечних значень, зробити його більш рівномірним та однорідним можна різними способами.

Один із традиційних методів – змінити геометрію кабельного екрана в місці розділення та надати йому форму розтруба з широкою частиною, зверненою у бік наконечника. Форма і кут нахилу екранувального контура набувають вирішального значення (рис. 1.71). Залежно від типу кабелю та екрана це завдання вирішували різними способами.

У 3-жильних кабелях з паперовою ізоляцією і загальною свинцевою оболонкою на напругу 10 кВ свинцева оболонка у місці зрізу безпосередньо сформована у вигляді розтруба. В аналогічних кабелях із загальною алюмінієвою оболонкою, яка має значно меншу пластичність порівняно зі свинцевим, зробити відбортку на зрізі оболонки було проблематично, тому поверх зрізу металеві оболонки накладали герметик у формі яблука, на який насаджували напівпровідну термозбіжну трубку, що одним кінцем облягала алюмінієву оболонку, а іншим розширювалась у формі дзвона, що лежить на «яблуці» (рис. 1.71, б, в, г). Таким чином напівпровідна трубка «продовжувала» металевий екран і надавала йому потрібної форми.

Створення провідних екранів спеціальної форми, що направляють і розрівнюють напруженість електричного поля до безпечних значень, і сьогодні є одним із найбільш використовуваних методів під час конструювання муфт для кабелів із зшитого поліетилену високого і надвисокого класів напруги 110 та 220 кВ.

З розвитком полімерних технологій і нових відкриттів у галузі матеріалознавства з'явився інший, не менш ефективний спосіб контролю за підвищеною напруженістю електричного поля. Роль зниження градієнта напруженості електричного поля на зрізі екрана високовольтних кабелів виконують спеціально розроблені мастики і трубки вирівнювання напруженості електричного поля. Матеріал трубок і мастик містить спеціальні добавки, що забезпечують імпедансні та рефракційні характеристики.

У конструкціях кінцевих та з'єднувальних термозбіжних муфт реалізовано саме цей спосіб, а в комплектацію муфт напругою 10, 20 та 35 кВ включено всі потрібні елементи для вирівнювання напруженості електричного поля.

Важливою в конструкціях кабелів та кабельних муфт є трекінгостійкість ізоляції.

Трекінг – це процес поступового утворення вугільних провідних доріжок на поверхні зовнішньої ізоляції високовольтних установок унаслідок спільного впливу електричної напруги, вологості та забруднень. Стійкість ізоляційних матеріалів до трекінг-ерозійних руйнувань вимірюють класом трекінгостійкості матеріалів.



a



б



в

Рис. 1.70. Кабельні муфти: *a* – перехідні (кінцеві) різних класів напруги; *б* – перехідні з кабельної до ПЛ напругою 110 кВ (вигляд вздовж траси); *в* – перехідні з кабельної до ПЛ напругою 110 кВ (вигляд перпендикулярно трасі)

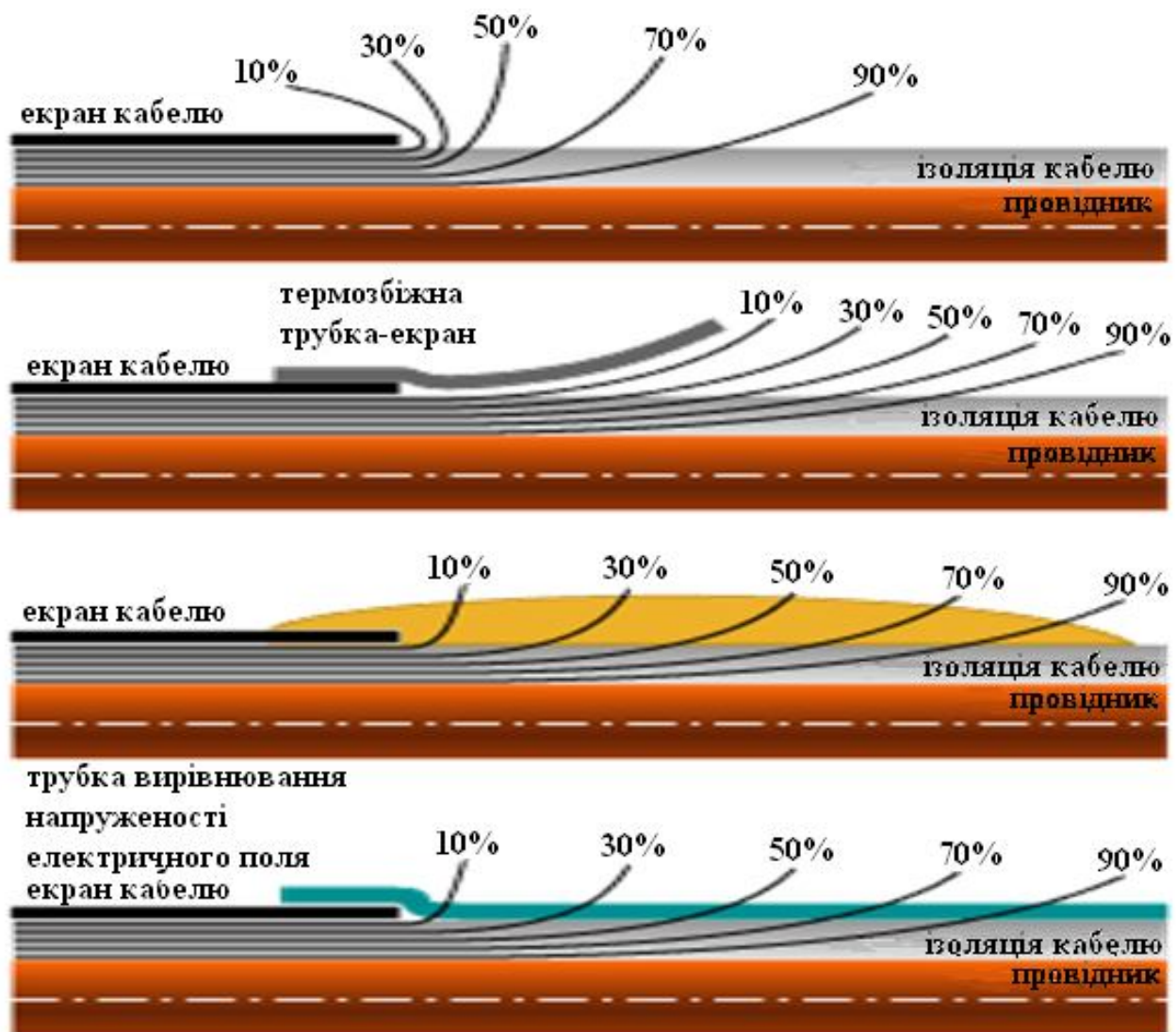


Рис. 1.71. Зміна форми і кута нахилу екранувального контура

Експерименти засвідчують, що явище трекінгу в кінцевих муфтах зовнішньої установки починає проявлятися вже за напруги 3 кВ. Зі збільшенням напруги, без спеціально вжитих заходів, ресурс роботи кабельних муфт значно скорочується.

Є два основні способи для запобігання явищу трекінгу у високовольтних кінцевих муфтах: внесення конструктивних змін та застосування матеріалів, що мають стійкість до трекінгу.

Метою змін у конструкції муфт є збільшення довжини шляхів струмів витоку (рис. 1.72) і, як наслідок, зниження ймовірності утворення на ізоляції електричних розрядів, що призводять до утворення провідних треків і пробойів. Збільшення загальної довжини розділення кінцевої муфти, за якого збільшується відстань між неізольованими металевими частинами різних потенціалів, є одним зі спеціальних конструктивних заходів. Однак цей захід не завжди буває зручним і практичним, оскільки зі зростанням класу напруги потрібне значне збільшення довжини муфти.

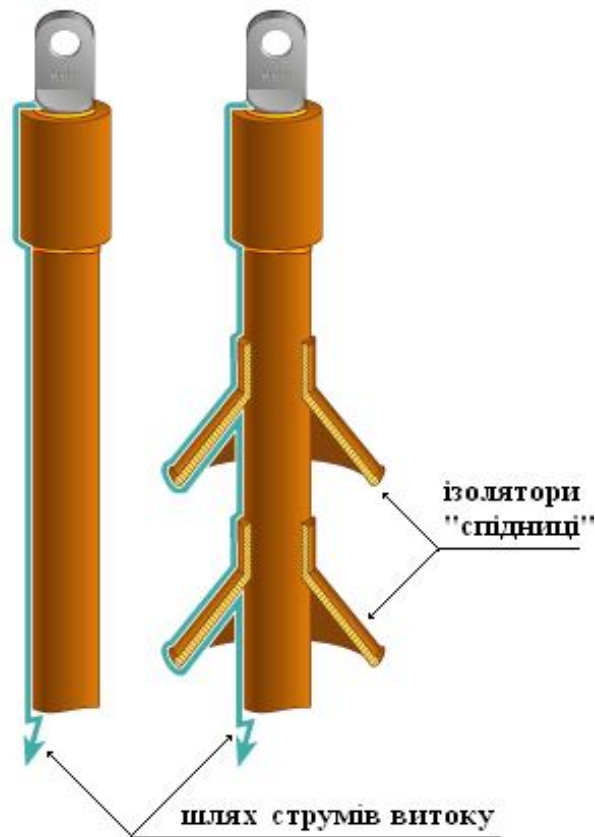


Рис. 1.72. Шляхи струмів витоку кінцевих (перехідних) муфт

Більш ефективним рішенням, широко застосовуваним на практиці, є установка жильних ізоляторів «спідниць» (рис. 1.72, вигляд справа), що збільшують довжину шляху витоку зі збереженням або навіть зменшенням довжини муфти. Форма і розміри ізоляторів забезпечують наявність гарантовано сухих зон на поверхні ізоляції. Крім того, внутрішня сторона «спідниць – ізоляторів» набагато менше схильна до забруднень, що також знижує ймовірність виникнення трекінгу.

Вимогами ДСТУ 9920-89 до умов роботи ізоляції і Правилами улаштування електроустановок (ПУЕ) встановлено чотири ступеня промислового забруднення атмосфери. Для кожного зі ступенів забруднення і різних напруг мережі визначено мінімально допустиму довжину шляху струмів витоку.

Конструкція муфт забезпечує більш ніж чотирикратне перевищення нормативних значень питомої довжини шляху витоку.

Між тим вирішальну роль у виникненні або відсутності трекінгу відіграють матеріали, що їх застосовують як ізоляцію у високовольтних зовнішніх установках. Однак не всі матеріали однаковою мірою можуть протистояти явищу трекінгу (рис. 1.73).

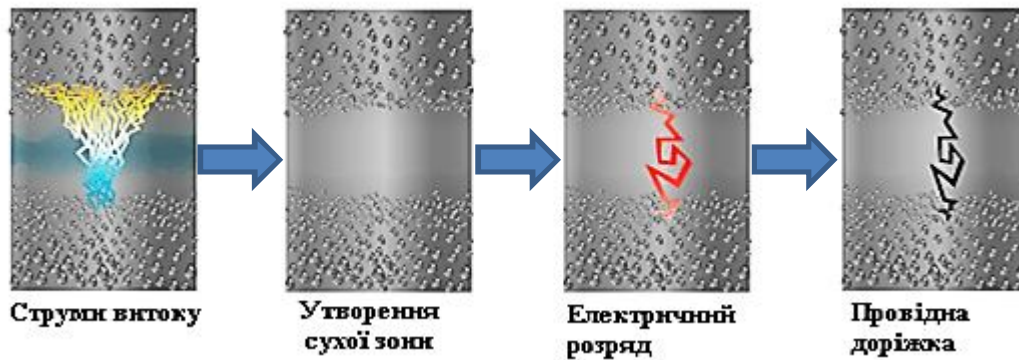


Рис. 1.73. Послідовність виникнення трекінгу в ізоляції

Такі матеріали, як слюда, фарфор і скло, мають високий клас трекінгостійкості й у певному сенсі є еталонами. Для виробництва високовольтних ізоляторів традиційно використовують скло й кераміку.

З розвитком галузі полімерних композиційних матеріалів і сучасних технологій з'явилася можливість створювати полімери, що мають стійкість до трекінгу та ультрафіолетового випромінювання.

Відповідно до усталеної міжнародної традиції термоусаджувальні вироби, виконані з антітрекінгового матеріалу, фарбують у цегляно-червоний колір. З такого матеріалу виготовляють трубки жильної ізоляції, кінцеві манжети, рукавички та «спідниці – ізолятори» для кінцевих муфт на напругу 10, 20 та 35 кВ.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. Назвіть головні елементи КЛ.
2. Дайте характеристику конструктивним елементам кабелю. Які типи кабельних муфт застосовують?
3. Які функції зовнішнього покриття кабелю?
4. Які функції оболонки кабелю?
5. Яке призначення фазної ізоляції?
6. Яке призначення поясної ізоляції?
7. Як розрізняють кабелі за кількістю жил?
8. Яка допустима температура ПВХ-ізоляції для номінального струму?
9. Яка допустима температура паперової просоченої ізоляції для номінального струму?
10. Яка допустима температура ізоляції зі зшитого поліетилену для номінального струму?
11. Яка допустима температура ПВХ-ізоляції під час перевантаження?
12. Назвіть шляхи запобігання явищу трекінгу у високовольтних кінцевих муфтах.
13. Яка допустима температура паперової просоченої ізоляції в разі перевантаження?
14. Яка допустима температура ізоляції зі зшитого поліетилену в разі перевантаження?

15. *Як поділяють кабельні муфти?*
16. *Назвіть засоби збільшення довжини шляхів витоку кінцевих муфт.*

ЛІТЕРАТУРА: [14, С. 348–358]; [5, С. 1–14]; [6, С. 1–154]; [12, С. 10–120].

1.2.4 Прокладання кабелів та способи заземлення екранів кабельних ліній електропередавання

Розглянемо основні терміни та визначення елементів конструкцій КЛЕП.

Кабельна споруда – призначена для розміщення в ній кабелів, кабельних муфт, а також іншого обладнання для забезпечення нормальної роботи КЛ. До них належать: кабельні колектори, тунелі, канали, шахти, кабельні поверхи і приміщення, кабельні колодязі та ін.

Кабельний колектор – підземна споруда, призначена для спільного розміщення КЛ (силових, контрольних, зв'язку), водопроводів і теплопроводів.

Кабельний тунель – закрита споруда (коридор) з опорами для розміщення на них кабелів і кабельних муфт, з вільним проходом по всій довжині, який дозволяє виконувати прокладання кабелів, ремонт і огляд КЛ.

Кабельна галерея – надземна або наземна горизонтальна чи похила протяжна прохідна кабельна споруда закритого або частково закритого типу.

Кабельний канал – протяжна непрохідна кабельна споруда закритого типу, заглиблена (частково або повністю) у ґрунт, перекриття, підлогу тощо, що дає можливість виконувати прокладання, ремонти і огляди КЛ після зняття перекриття.

Кабельна камера – підземна або частково заглиблена непрохідна кабельна споруда закритого типу, призначена для розміщення кабельних муфт або для протягування кабелів у кабельні блоки, використання яких можливе тільки в разі повністю знятого перекриття. Камеру, яка має габарити між підлогою й перекриттям не менше 1,8 м, а також люк для входу, називають *кабельним колодязем*.

Кабельна шахта – вертикальна кабельна споруда, висота якої в декілька разів перевищує розміри діаметра або ширини стіни споруди, обладнана скобами або драбиною для пересування людей у вертикальному напрямку (прохідна шахта). Якщо за конструкцією шахти одну стінку можна знімати повністю або частково, таку шахту називають *непрохідною*.

Подвійна підлога – кабельна споруда у вигляді частини будівлі, обмеженої міжповерховим перекриттям та підлогою приміщення над ним, зі знімними плитами підлоги (по всій поверхні або її частині).

Кабельна арматура – різновиди кабельних муфт (з'єднувальні, кінцеві, перехідні, штекерні, екранороздільні тощо), вироби для з'єднання і заземлення кабельних екранів, компенсатори, а також баки тиску.

З'єднувальна коробка – коробка, в якій з'єднувальні та (або) заземлювальні елементи виготовлено у вигляді рухомих з'єднань і яка може мати обмежувачі напруги на кабельному екрані (ІСЕ 50 (461), поз. 461-15-03).

З'єднувальна муфта – пристрій, який забезпечує з'єднання двох кабелів для утворення неперервного кола струму (ІСЕ 50 (461), поз. 461-03-04).

Кінцева муфта – кінцевий пристрій, який установлюють на кінці кабелю для забезпечення його електричного з'єднання з іншими частинами системи та для захисту ізоляції до точки приєднання (ІСЕ 50 (461), поз. 461-03-03).

Кабельна лінія маслonaповнена (КЛМ) – КЛ, що складена з маслonaповнених кабелів, їх арматури, апаратів підживлення, системи сигналізації тиску масла та іншого обладнання, призначеного для нормального функціонування лінії.

Повітряно-кабельне з'єднання (ПКЗ) – з'єднання ПЛЕП і КЛЕП, виконане на конструкціях опори ПЛ з установкою кабелів, кабельних муфт, роз'єднувача та обмежувача перенапруг (за потреби). Повітряно-кабельне з'єднання, що виконане у конструкціях наземної розподільної установки, називають перехідним пунктом.

Кабельна панчоха – труба, сплетена зі сталевих тросиків так, що під впливом тягнучої сили щільно стискається навколо оболонки кабелю.

Монтажний затискач (жабка) – пристрій, який використовують для механічного затискання у ньому кінців робочих жил кабелю, міститься між кабелем та тягнучим тросом.

Уздовж КЛ, прокладуваних за межами території електроустановок і приміщень, треба встановлювати охоронні зони відповідно до чинних правил охорони ЕМ. Будівельна довжина кабелю із просоченою паперовою ізоляцією залежно від номінальної напруги і перерізу жил становить 200...450 м, із резиновою ізоляцією – 125 м, з полімерною ізоляцією – 100...300 м.

Силкові КЛ виконують таким чином, щоб у процесі монтажу та експлуатації виключити можливість виникнення в них небезпечних механічних навантажень і пошкоджень, для чого:

- кабелі треба прокладати із запасом по довжині на 1–2 % для компенсації можливих зміщень й температурних деформацій кабелів і конструкцій, по яких їх прокладено; у траншеях і на поверххах всередині будівель запас створюють прокладанням кабелю «змійкою», а у кабельних конструкціях – провисанням між конструкціями; укладати запас кабелю у вигляді кілець (витків) заборонено;

- кабелі, прокладені горизонтально по конструкціях, стінах, перекриттях тощо, треба жорстко закріпити в кінцевих точках із двох боків у місцях згину і безпосередньо поблизу муфт будь-якого типу;

- кабелі, прокладені вертикально по конструкціях і стінах, треба закріпити таким чином, щоб виключити деформацію оболонок і не порушити з'єднання жил у муфтах під дією власної ваги кабелів;

- конструкції, на які укладають неброньовані кабелі, треба виконувати таким чином, щоб виключити механічні пошкодження оболонок кабелів; у місцях жорсткого кріплення оболонки цих кабелів слід захищати від механічних пошкоджень і корозії за допомогою еластичних прокладок;

– металеві конструкції, що підтримують кабелі у разі їх розміщення просто неба, мають бути оцинковані;

– кабелі (зокрема броньовані) у місцях, де можливі механічні пошкодження (переміщення автотранспорту, механізмів і вантажів, доступність для сторонніх осіб), треба захищати по висоті від рівня підлоги або землі на 2 м (для кабелів до 10 кВ), 3 м (для кабелів 35 кВ і вище);

– у разі прокладання кабелів поряд з іншими кабелями, що перебувають в експлуатації, слід вживати заходи із запобігання пошкодженню останніх; не дозволено експлуатувати кабель, що має пошкоджену ізоляцію кабелю або струмопровідного екрана, або ізоляцію, що втратила у процесі експлуатації захисні властивості;

– кабелі необхідно прокладати на віддалі від нагрітих поверхонь, щоб запобігти їх нагріванню до температури вище допустимої, при цьому треба враховувати захист кабелю від гарячих рідин у місцях установлення засувок і фланцевих з'єднань на трубах з гарячими рідинами.

Під час прокладання КЛ треба уникати перетину їх між собою. Якщо треба прокласти КЛ з перетином у ґрунті, треба керуватися вимогами пункту 2.3.69 ПУЕ, а в інших випадках у місцях перетину треба використовувати багаторівневі лотки або розділяти КЛ перегородками, виконаними із негорючих матеріалів, для запобігання пошкодженню електричною дугою кабелів різних КЛ у разі виникнення КЗ на одному з кабелів.

Розглянемо способи прокладання КЛ.

Обираючи способи прокладання силових КЛ напругою до 35 кВ, беруть до уваги таке:

1. Прокладаючи КЛ у ґрунті (рис. 1.74), дозволено в одній траншеї прокладати не більше шести силових кабелів. У разі більшої кількості кабелів їх треба прокладати в окремих траншеях з відстанню між групами кабелів не менше 0,5 м або в кабельних каналах (рис. 1.75), тунелях (рис. 1.76), по естакадах і в галереях, шахтах і колекторах.

2. Прокладати КЛ у тунелях, по естакадах і в галереях доцільно тоді, коли силові кабелі йдуть в одному напрямку і їх більше 20, враховуючи перспективи розвитку електромережі.

3. В умовах великого скупчення і комунікацій по трасі, в місцях перетину із залізничними коліями і проїздами, в разі можливості розлиття агресивних рідин, металів тощо прокладати кабелі треба у блоках і трубопроводах.

4. Допускається прокладати КЛ способом підвішування на сталевому канаті за умови виконання вимог СНіП 3.05.06-85 «Електротехнічні пристрої».

В одній траншеї дозволено прокладати не більше двох КЛ напругою від 110 кВ до 330 кВ, причому одного класу напруги.

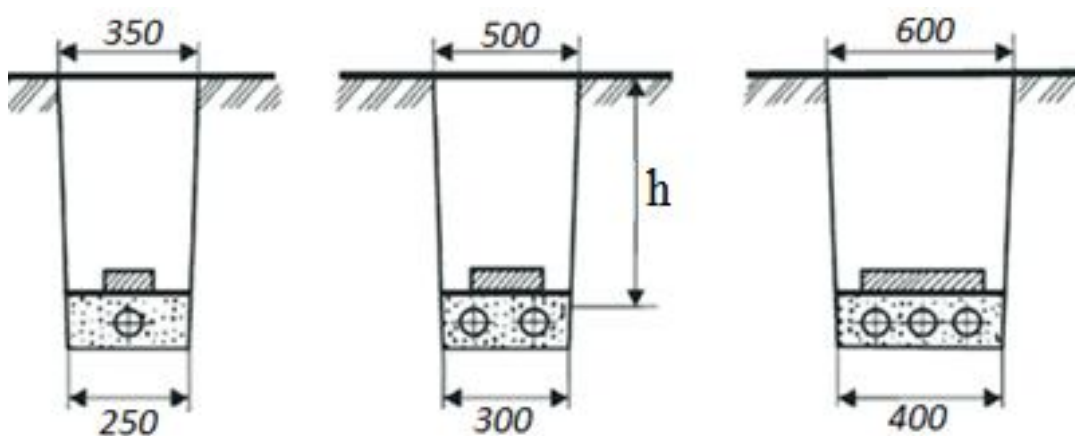
На територіях промислових підприємств КЛ можна прокладати у ґрунті (у траншеях), тунелях, блоках, каналах, по кабельних естакадах, у галереях, по стінах будівель, а також у комбінованих спорудах (колекторах, технологічних естакадах тощо).

У містах і селищах одиничні КЛ прокладають переважно у ґрунті (у траншеях) непроїжджої частини вулиць (під тротуарами, через двори і технічні смуги у вигляді газонів). Допустимо прокласти кабелі під проїжджою частиною вулиць.

В умовах перетину вулиць і майданів з удосконаленими покриттями та інтенсивним рухом транспорту КЛ прокладають у кабельних блоках або трубопроводах.

Всередині будинків КЛ можна прокладати безпосередньо по конструкціях будинків (просто неба, у системі кабельних лотків і драбин та в коробах або трубах), у каналах, блоках, тунелях, трубах, прокладених у підлогах і перекриттях, а також по фундаментах машин, у шахтах, кабельних поверхах і подвійних підлогах.

Прокладати кабелі транзитом через будинки заборонено.



h: до 20 кВ – 0,7 м; 35 кВ – 1 м; 110-220 кВ – 1,5 м

Рис. 1.74. Прокладання кабелів у траншеї

Мінімальний радіус вигинання під час прокладання кабелю зі зшитого поліетилену має бути не меншим за $16d$ (d – зовнішній діаметр кабелю).

Якщо виконується контроль вигинання, наприклад застосовано відповідний шаблон, допускається зменшення радіуса вигинання кабелю до $10d$ з використанням підігрівання кабелю до $20\text{ }^{\circ}\text{C}$.

Для з'єднання та виконання закінчення силових кабелів використовують відповідні кабельні муфти.

Для з'єднувальних і стопорних муфт КЛ, маслонаповнених низького тиску, застосовують тільки латунні або мідні муфти.

Стопорні та напівстопорні муфти не розміщують у кабельних колодязях; з'єднувальні муфти у разі прокладання кабелів у ґрунті розміщують у камерах, що підлягають засипанню просіяною землею або піском.

На КЛ напругою понад 1 кВ із кабелями з ізоляцією із зшитого поліетилену для всіх видів муфт (з'єднувальних, кінцевих, перехідних, екранороздільних тощо) треба використовувати тільки муфти із системою вирівнювання напруженості електричного поля.

Кількість муфт для кабелів напругою до 1 кВ змінного струму та до 1,5 кВ постійного струму не нормується.

Кількість з'єднувальних муфт на 1 км силових КЛ нового будівництва має бути не більшою ніж:

- із трижильними кабелями 1...10 кВ перерізом до $3 \times 95 \text{ мм}^2$ – 4 шт.;
- із трижильними кабелями 1...10 кВ перерізами 3×120 – $3 \times 240 \text{ мм}^2$ – 5 шт.;
- із трижильними кабелями 20...35 кВ – 6 шт.;
- з одножильними кабелями 6...35 кВ – 2 шт.

Для КЛ напругою від 110 до 330 кВ кількість з'єднувальних та екранороздільних муфт визначають проектом, виходячи із використання, по можливості, максимальної будівельної довжини кабелю.

Зауваження

Найбільш поширеними чинниками пошкоджень КЛ є:

- 1) пошкодження під час монтажних робіт та будівництва (46 %);
- 2) пошкодження, викликані дією сторонніх осіб та будівельних організацій (27 %);
- 3) пошкодження, викликані природними факторами і помилками експлуатації (12 %); 4) заводський брак (15 %)⁴.

Більшість стандартів передбачає три класи гнучкості кабелю. Наприклад, силовий ізольований провід може бути нормальної, підвищеної (Г) або високої гнучкості (ОГ – особлива гнучкість), а кабель силовий для нестационарної прокладки – гнучкий (Г), підвищеної гнучкості (ПГ), особливої гнучкості (ОГ).

Сфери застосування того чи іншого кабелю або проводу незалежно від гнучкості розглянуто у технічних умовах і стандартах на виготовлення кабельних виробів. Величина гнучкості безпосередньо визначає, наскільки малий може бути радіус вигину під час експлуатації кабелю, що слід враховувати під час монтажу конкретного обладнання.

Прокладаючи кабель, треба враховувати його гнучкість.

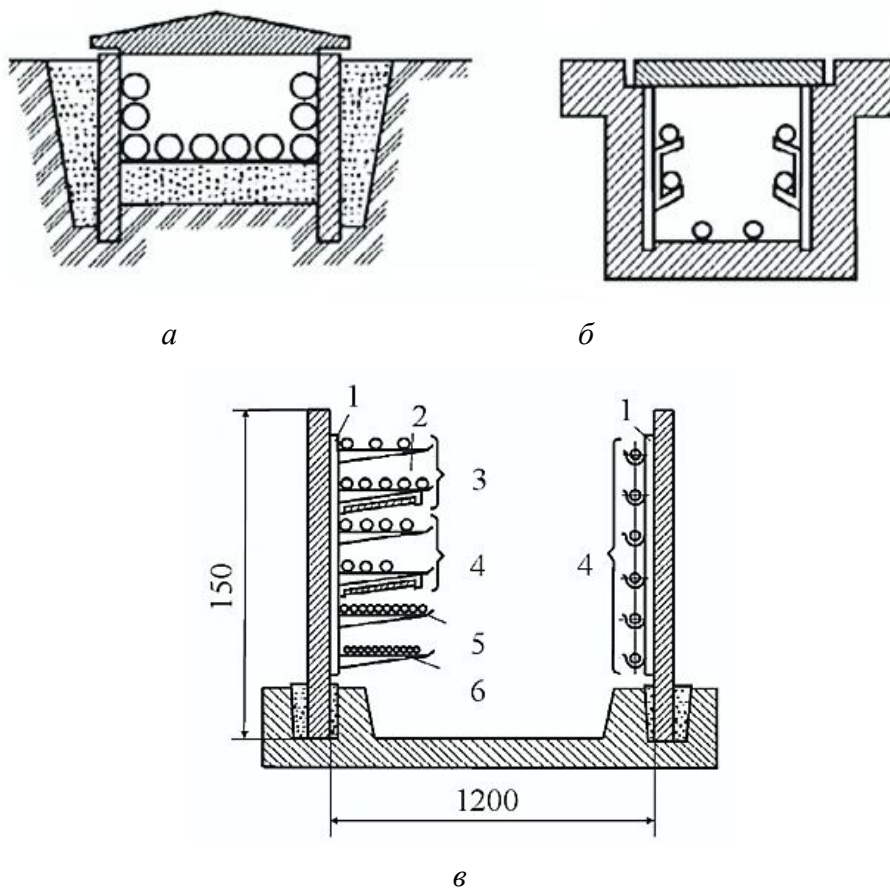
Згідно з нормативами нормальна гнучкість допускає мінімальний радіус вигину $8d$, підвищена гнучкість – $5d$, особлива гнучкість – менше $5d$, де d – діаметр кабелю.

Будь-яка марка кабельного виробу в позначенні (в аббревіатурі) на першому місці містить ступінь гнучкості, лише після цього перераховано інші характеристики. Таким чином, повне позначення, що включає марку, також містить відомості й про гнучкість.

Щоб витримати задану гнучкість виробу, струмопровідні жили обирають за класами з першого по шостий згідно з таблицями ДСТУ 22483-2012 (ІЕС 60228:2004).

Чим вищий клас жили, тим більш гнучкий кабельний виріб можна отримати на її основі. Алюмінієві жили вище третього класу не використовують.

⁴ http://www.news.elteh.ru/pics/118/Net_118-119_12_Halitov.pdf



1 – кабельні конструкції; 2 – вогнестійка перегородка; 3 – силові кабелі напругою понад 1000 В;
4 – силові кабелі напругою до 1000 В; 5 – контрольні кабелі; 6 – кабелі зв'язку

Рис. 1.75. Прокладання кабелів у каналах: *а* – зовнішній канал; *б* – канал всередині приміщення; *в* – розміщення кабелів у каналах

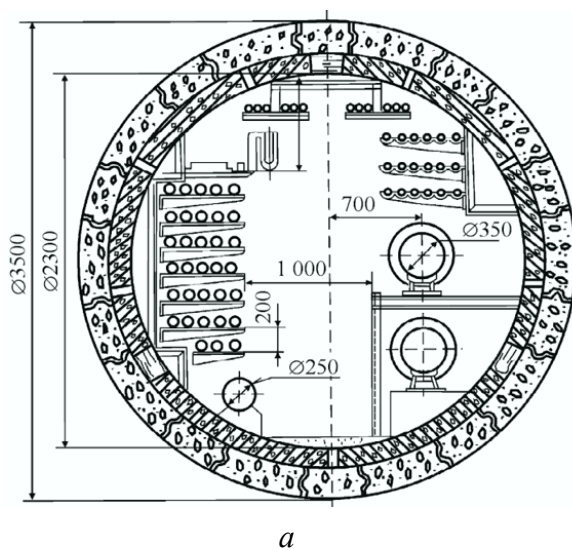


Рис. 1.76. Розміщення кабелів та трубопроводів у круглому каналі:
а – ескіз розрізу каналу; *б* – вигляд у натурі

Силовий кабель найчастіше належить до першого та другого класів, а алюмінієву або мідну жилу вибирають, орієнтуючись на зазначену мінімальну кількість провідників у жилі. Для інших класів характерною є максимальна площа кожного окремого провідника, а кількість визначають діленням площі жили на площу одного провідника (рис. 1.77):

- 1-й клас – переріз від 0,03 до 1000 мм², мінімальна кількість дротів від 1 до 59;
- 2-й клас – переріз від 0,5 до 2000 мм², мінімальна кількість дротів від 7 до 91;
- 3-й клас – переріз від 0,5 до 500 мм², максимальний діаметр дроту від 0,33 до 0,87;
- 4-й клас – переріз від 0,05 до 400 мм², максимальний діаметр дроту від 0,11 до 0,69;
- 5-й клас – переріз від 0,03 до 625 мм², максимальний діаметр дроту від 0,09 до 0,61;
- 6-й клас – переріз від 0,03 до 300 мм², максимальний діаметр дроту від 0,06 до 0,41.

Слід пам'ятати, що клас 2 включає два різновиди жил (ущільнені та неущільнені), що також впливає на мінімальну кількість провідників у них.

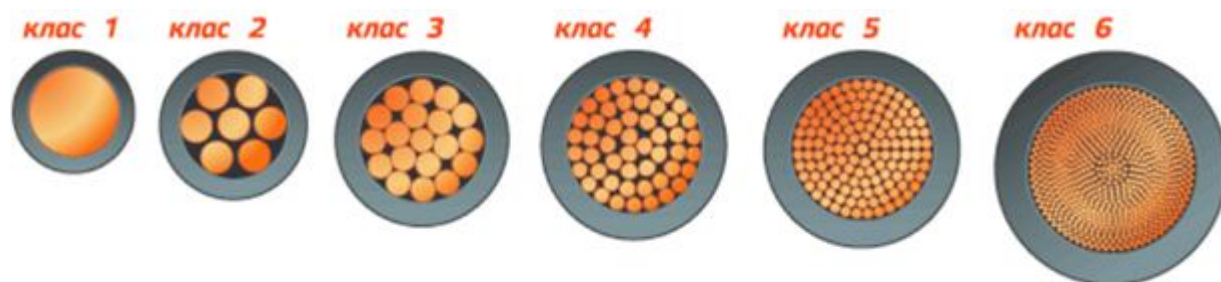


Рис. 1.77. Поперечний переріз кабелів різної гнучкості

Прокладаючи КЛЕП зі зшитого поліетилену, виконують заземлення екранів кабелів. Розглянемо три основні способи заземлення екранів кабелів та захист їх від перенапруг.

Перший спосіб – заземлення екрана на двох кінцях КЛ. Для заземлення екрана по кінцях кабельної лінії екрани з'єднують і заземлюють на обох кінцях КЛ (рис. 1.78). Втрати енергії в екрані при такому способі заземлення обумовлені струмом, що циркулює по екрану. Струм, що наводиться в екрані, пропорційний струму в жилі, відстані між фазами і перерізу екрана. У деяких випадках величина струму в екрані може бути порівнянна з величиною струму в жилі, що має бути враховано під час проектування лінії.

У разі прокладання кабелів у площині втрати в екрані можна зменшити застосовуючи регулярну транспозицію кабелів не менше ніж у двох місцях по довжині КЛ (рис. 1.79). У місцях транспозиції кабелів рекомендовано витримувати відстань у проміжку між кабелями не менше діаметра кабелю.

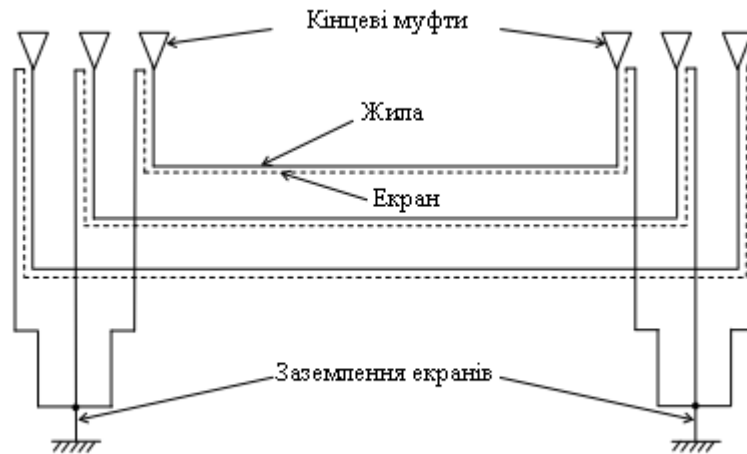
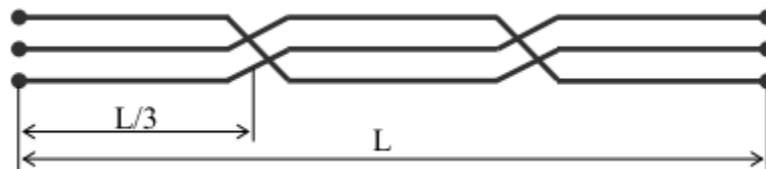
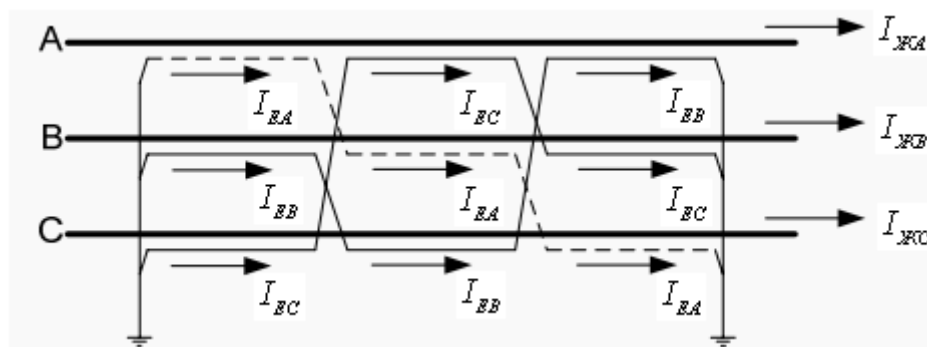


Рис. 1.78. Схема заземлення екрана на двох кінцях кабельної лінії



a



б

Рис. 1.79. Схема транспозиції: *a* – жил кабелів; *б* – екранів кабелів

Другий спосіб – заземлення екрана на одному кінці КЛ. Під час заземлення екрана на одному кінці КЛ екрани з'єднують і безпосередньо заземлюють тільки на одному кінці КЛ. На другому кінці екрани з'єднують із землею через нелінійний обмежувач перенапруги (ОПН) (рис. 1.80). За такого способу заземлення на екранах з'являється наведена напруга E , яка прямо пропорційна струму, що протікає по кабелю, і довжині КЛ L . За такого способу з'єднання екранів втрати в екранах обумовлені вихровими струмами, і їх величина менша, ніж в разі заземлення екрана за першим способом, що дає можливість істотно підвищити тривалі допустимі струмові навантаження кабелів. Довжина КЛ за такого способу заземлення обмежується допустимою величиною напруги на екрані.

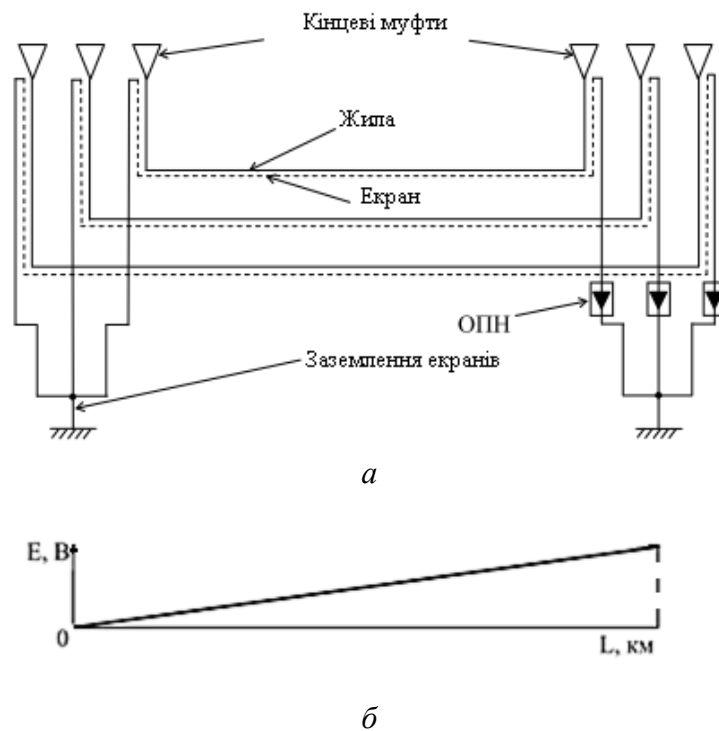


Рис. 1.80. Заземлення екрана:
 а – схема заземлення на одному кінці кабельної лінії;
 б – розподіл наведеної напруги по довжині лінії

Третій спосіб – Поперечне з'єднання екранів (транспозиція екранів, cross-bonding). За такого способу заземлення екрани сусідніх кабелів з'єднуються між собою і заземлені через ОПН через рівні проміжки по довжині КЛ (рис. 1.81). У цьому випадку максимальна напруга наводиться біля з'єднувальних коробок, втрати в екрані обумовлені тільки вихровими струмами. Тривалі допустимі струми підвищуються так само, як і в разі заземлення за другим способом. Довжина малих секцій КЛ обмежується величиною напруги на екрані; за великої довжини лінії може бути необхідне застосування двох циклів транспозиції екранів. Цей спосіб заземлення потребує встановлення додаткового обладнання (екранороздільних муфт і з'єднувальних коробок).

Напругу E , наведену в екрані кабеля, в разі заземлення екранів на одному кінці кабельної лінії або при поперечному з'єднанні екранів можна розрахувати за формулою, В/км,

$$E = I \cdot X_L,$$

де I – струм, що протікає по жилі, А;

X_L – індуктивний опір, Ом/км.

Розрахункова величина напруги на екрані для кабелів з мідною жилою залежно від перерізу жили становить від 40 до 200 В/км для кабелів, прокладених трикутником, і від 60 до 400 В/км для кабелів, прокладених у площині.

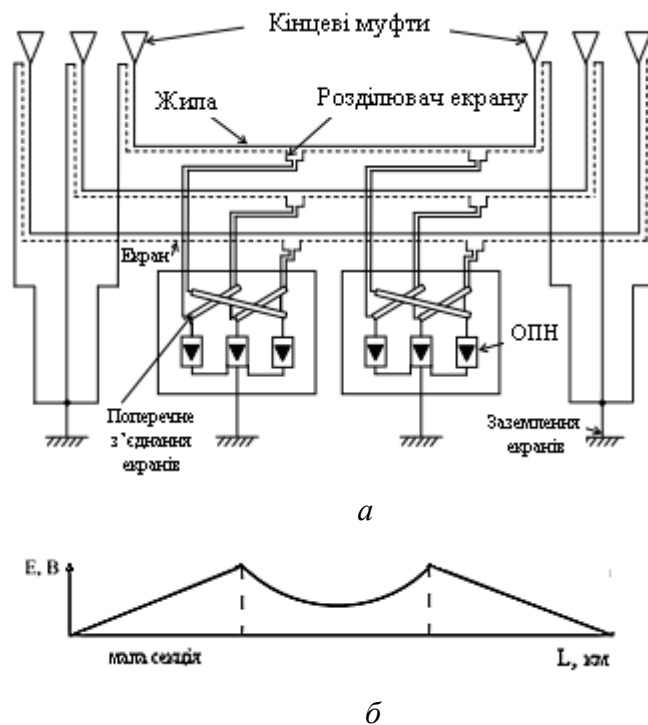


Рис. 1.81. Заземлення екрана: *а* – схема заземлення за поперечного з'єднання екранів кабельної лінії; *б* – розподіл наведеної напруги по довжині лінії

Екрани кабелів захищають від перенапруги за допомогою обмежувачів перенапруги, включених між оболонкою і землею (рис. 1.80, 1.81). Щоб обрати ОПН, необхідно визначити максимальну напругу, яка може бути прикладена до його виводів, і максимальну тривалість замикання на землю, а потім підібрати відповідний ОПН за кривою допустимої тимчасової перенапруги. Напруга на ОПН за тимчасової перенапруги має перебувати нижче або на кривій допустимої тимчасової перенапруги. Приклад такої кривої для ОПН середньої напруги фірми Тусо Electronics зображено на рис. 1.82.

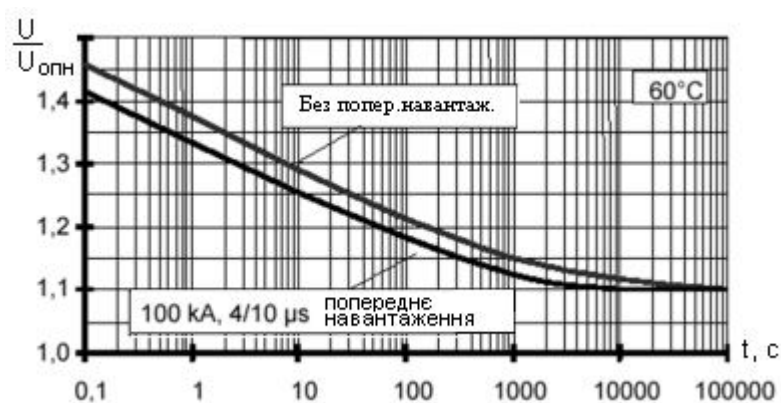


Рис. 1.82. Криві допустимої тимчасової перенапруги ОПН

До засобів незначного зниження струмів в екранах можна віднести:

1. Використання кабелів з якомога більшим мінімальним перерізом мідних екранів, за яких уже починає забезпечуватися їх термічна стійкість до струмів КЗ.

2. Прокладання кабелів зімкнутим трикутником – впритул один до одного.

До засобів радикального зниження струмів в екранах відносять:

1. Використання трифазних кабелів.
2. Розрив екранних контурів (часткове розземлення).
3. Транспозиція екранів.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. Назвіть способи прокладання кабелів?
2. Якими умовами визначено вибір способу прокладки кабелю?
3. Яка будівельна довжина кабелю з просоченою паперовою ізоляцією?
4. Яка будівельна довжина кабелю з резиноюю ізоляцією?
5. Яка будівельна довжина кабелю з полімерною ізоляцією?
6. До яких класів гнучкості відносять силові високовольтні кабелі?
7. Назвіть умови прокладання кабелів при перетині вулиць і майданів.
8. Наведіть класи гнучкості кабелів.
9. Дайте характеристику основним способам заземлення екранів кабелів.
10. Дайте характеристику захисту кабелів від перенапруг.
11. Наведіть засоби зниження струмів в екранах кабелів.

ЛІТЕРАТУРА: [14, С. 348–358]; [6, С. 1–154]; [15, С. 6–51]; [19, С. 20–130]; [20, С. 16–110].

1.3 Схеми заміщення елементів електричних мереж

Для виконання розрахунків та аналізу усталених режимів роботи ЕМ досить важливим є синтез розрахункової схеми заміщення, яку розробляють на основі електричної принципової схеми системи. Кожний елемент мережі має бути поданий у розрахунковій схемі власною схемою заміщення. У схемі заміщення кожного елемента є повздовжні та поперечні складові. Цим складовим відповідають повздовжні та поперечні параметри. Указані параметри відтворюють фізичні процеси, які відбуваються у реальному окті, унаслідок наявності напруги в мережі та протікання струму.

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

Розглянемо схему заміщення елементарної ділянки ЛЕП (рис. 1.83).

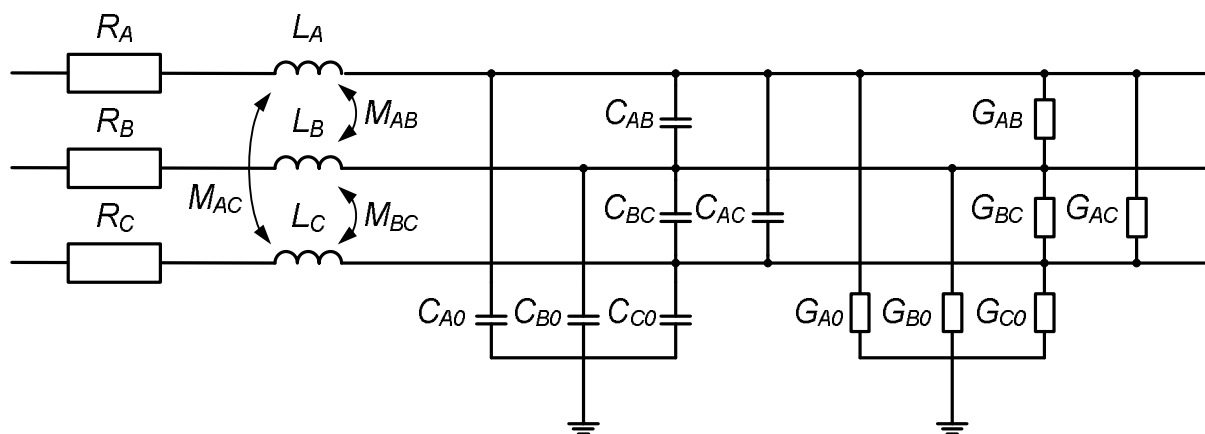


Рис. 1.83. Схема заміщення елементарної ділянки лінії електропередавання в системі фазних координат

На рис. 1.83 прийнято такі позначення: R_A, R_B, R_C – активні опори фазних проводів; $L_A, L_B, L_C, M_{AB}, M_{BC}, M_{AC}$ – індуктивності та коефіцієнти взаємоіндукції фазних проводів лінії відповідно; $C_{A0}, C_{B0}, C_{C0}, C_{AB}, C_{BC}, C_{AC}$ – часткові ємності між фазними проводами лінії та землею і часткові ємності між фазними проводами лінії відповідно; $G_{A0}, G_{B0}, G_{C0}, G_{AB}, G_{BC}, G_{AC}$ – активні провідності між фазними проводами лінії та землею і між фазними проводами лінії.

Параметри ЛЕП визначаються взаємним розміщенням проводів у просторі й відносно землі, тому параметри її фаз не збігаються між собою. Для вирівнювання параметрів окремих фаз застосовують *транспозицію* проводів, що полягає в періодичній зміні взаємного розміщення фазних проводів лінії у просторі. У цій ситуації параметри фаз лінії умовно вважають однаковими і незалежними від розміщення проводів конкретної фази у просторі.

Математичну модель елементарної ділянки ЛЕП відповідно до закону Ома записують у вигляді системи диференціальних рівнянь

$$\left\{ \begin{array}{l} -\frac{\partial u_A}{\partial x} = R_A i_A + L_A \frac{\partial i_A}{\partial t} + M_{AB} \frac{\partial i_B}{\partial t} + M_{AC} \frac{\partial i_C}{\partial t}; \\ -\frac{\partial u_B}{\partial x} = R_B i_B + L_B \frac{\partial i_B}{\partial t} + M_{AB} \frac{\partial i_A}{\partial t} + M_{BC} \frac{\partial i_C}{\partial t}; \\ -\frac{\partial u_C}{\partial x} = R_C i_C + L_C \frac{\partial i_C}{\partial t} + M_{AC} \frac{\partial i_A}{\partial t} + M_{BC} \frac{\partial i_B}{\partial t}; \\ -\frac{\partial i_A}{\partial x} = G_{A0} u_A + G_{AB} u_B + G_{AC} u_C + C_{A0} \frac{\partial u_A}{\partial t} + C_{AB} \frac{\partial u_B}{\partial t} + C_{AC} \frac{\partial u_C}{\partial t}; \\ -\frac{\partial i_B}{\partial x} = G_{B0} u_B + G_{AB} u_A + G_{BC} u_C + C_{B0} \frac{\partial u_B}{\partial t} + C_{AB} \frac{\partial u_A}{\partial t} + C_{BC} \frac{\partial u_C}{\partial t}; \\ -\frac{\partial i_C}{\partial x} = G_{C0} u_C + G_{AC} u_A + G_{BC} u_B + C_{C0} \frac{\partial u_C}{\partial t} + C_{AC} \frac{\partial u_A}{\partial t} + C_{BC} \frac{\partial u_B}{\partial t}, \end{array} \right. \quad (1.1)$$

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

У рівняннях (1.1) усі параметри лінії віднесені до одиниці її довжини. Від'ємні знаки в лівих частинах рівнянь свідчать про зменшення напруг та струмів в разі віддалення від початку лінії відповідно до загального закону зберігання енергії.

Використання схем заміщення елементів мережі у фазних координатах вимагає громіздких розрахунків, пов'язаних з необхідністю враховувати взаємний вплив параметрів окремих фаз, обумовлених явищем взаємної індукції, наявністю часткової взаємної ємності між фазними проводами тощо. Тому з метою спрощення розрахунків, у більшості випадків, вирішуючи практичні інженерні задачі, здійснюють перетворення системи координат із фазного простору у простір *симетричних складових*. У результаті система взаємозалежних фазних рівнянь перетвориться у три незалежні системи рівнянь для *прямої, зворотної та нульової послідовностей*, причому для симетричного режиму роботи електропередавання за однакових параметрів окремих фаз і однакових струмів навантаження в окремих фазах (струми однакові за абсолютною величиною та різняться тільки за фазою на $\pm 120^\circ$), режимні параметри зворотної та нульової послідовностей дорівнюють нулю, а режимні параметри схеми заміщення прямої послідовності збігаються з режимними характеристиками фази *A* фазної системи координат.

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

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

Однолінійну розрахункову схему елементарної ділянки ЛЕП зображено на рис. 1.84. На цій схемі R_i , L_i , G_i , C_i – активний опір, індуктивність, активна провідність та ємність прямої, зворотної або нульової послідовності елементарної ділянки відповідно; i – індекс каналу системи симетричних складових.

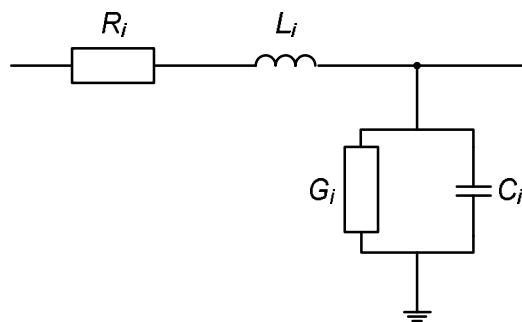


Рис. 1.84. Однолінійна схема заміщення елементарної ділянки лінії електропередавання у системі координат симетричних складових

Математична модель елементарної ділянки ЛЕП у системі симетричних складових складається із систем типових рівнянь вигляду

$$\begin{cases} -\frac{\partial \dot{U}_i}{\partial x} = r_{0i} \dot{I}_i + j\omega L_{0i} \dot{I}_i = (r_{0i} + jx_{0i}) \dot{I}_i; \\ -\frac{\partial \dot{I}_i}{\partial x} = g_{0i} \dot{U}_i + j\omega C_{0i} \dot{U}_i = (g_{0i} + jb_{0i}) \dot{U}_i, \end{cases} \quad (1.2)$$

де $\dot{U}_i$, $\dot{I}_i$ – напруга та струм у системі симетричних складових; r_{0i} , x_{0i} , g_{0i} , b_{0i} – поздовжні активний та індуктивний опори та поперечні активна та ємнісна провідності ділянки лінії одиничної довжини. Такі схеми заміщення елементів мережі з фіксованими значеннями поздовжніх і поперечних параметрів називають *схемами із зосередженими параметрами* – коли їх застосовують у розрахунках ЕМ, не враховують фізики хвильових процесів передавання енергії по ЕМ. Тому галузь застосування подібних схем в електротехнічних розрахунках поширюється тільки на відносно короткі ЛЕП з номінальною напругою 110 – (150) – 220 – 330 кВ (для ліній повітряного виконання – 300 км, для КЛ – 50 км).

Для протяжних електричних ліній з номінальною напругою 400 кВ і вище обов'язково враховувати хвильові процеси під час передавання ними електричної енергії. Такі лінії розраховують тільки за схемами заміщення з *рівномірно розподіленими параметрами уздовж довжини лінії*.

На однолінійних схемах ЕМ відображають сукупністю ЛЕП (у розімкненій мережі – це *ділянки* мережі; у замкненій мережі – *вітки* схеми), вузлових перетворювальних підстанцій (у розімкненій мережі – це *пункти* мережі; у замкненій мережі – *вузли* схеми) певним чином пов'язаних між собою та джерелом (джерелами) живлення (ЕС).

Всі елементи ліній ЕМ у режимних розрахунках відображають індивідуальними однолінійними схемами заміщення різних типів:

- лінії електропередавання повітряного та кабельного виконання – симетричними та несиметричними П-подібними (рідше – Т-подібними) схемами заміщення (рис. 1.85);
- силові дво- і триобмоткові трансформатори (АТ) – зворотними Г-подібними (рідше – Т-подібними) схемами заміщення.

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

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

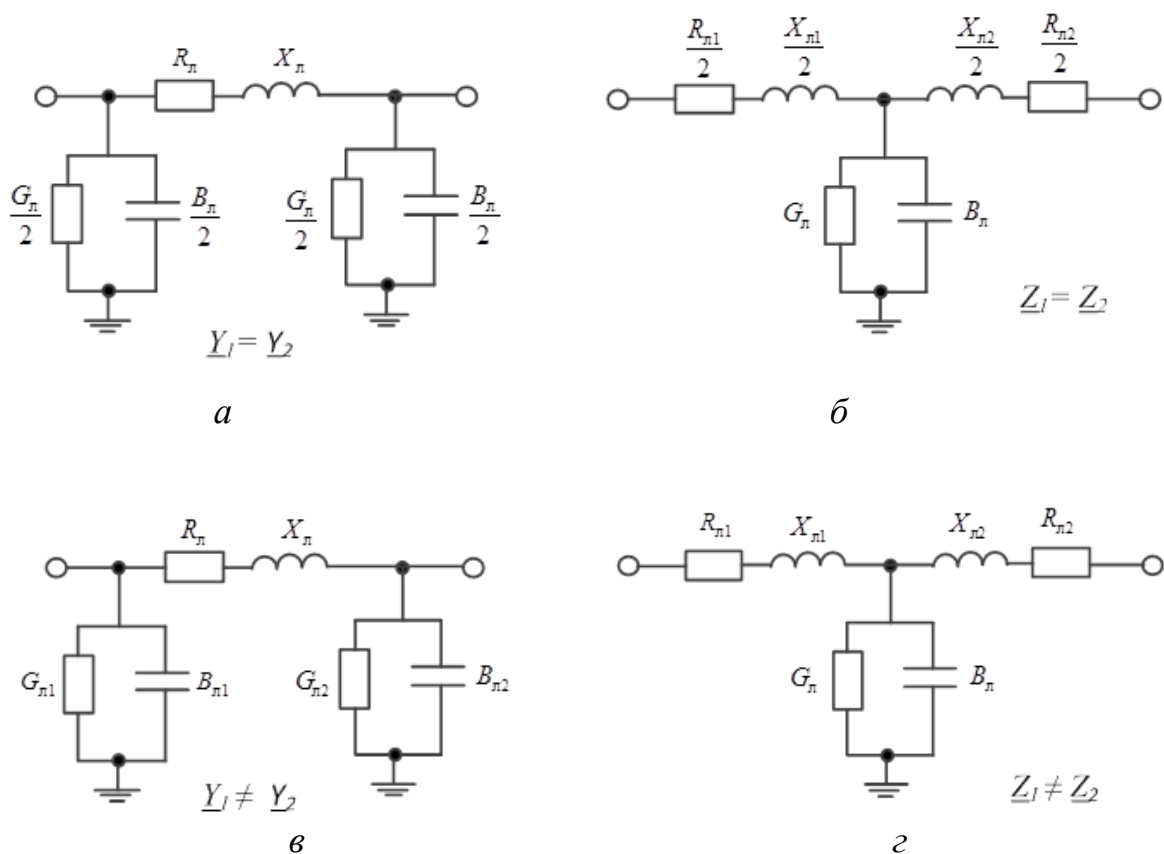


Рис. 1.85. Типи схем заміщення ВЛ і КЛ: *а* – симетрична П-подібна; *б* – симетрична Т-подібна; *в* – несиметрична П-подібна; *г* – несиметрична Т-подібна

Під час формування схем заміщення зазвичай реактивним режимним параметрам, які мають індуктивний характер, присвоюють знак «-», а величинам з ємнісним характером – знак «+».

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. Дайте визначення ЛЕП.
2. У чому полягає основна особливість ЛЕП?
3. Які фізичні процеси та явища слід враховувати під час моделювання ПЛЕП та КЛЕП?
4. Наведіть схему заміщення та математичну модель елементарної ділянки лінії у фазних координатах. У чому полягає незручність використання такої моделі?
5. Наведіть однолінійну схему заміщення та математичну модель елементарної ділянки лінії в системі координат симетричних складових.
6. З якою метою та яким чином виконують транспозицію фазних проводів ПЛЕП?
7. Що називають погонними параметрами ЛЕП?

ЛІТЕРАТУРА: [22, С. 14–15]; [23, С. 15–17]; [26, С. 65–66].

1.3.1 Поздовжні параметри схем заміщення лінії електропередавання

Як було зазначено вище, поздовжні параметри у вигляді активного R та реактивного X опорів схеми заміщення елемента є складовими розрахункової схеми мережі й визначають режимні параметри відповідно до струму навантаження, який протікає через них.

1.3.1.1 Активний опір лінії електропередавання

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

Для сталевалюмінієвих проводів вважають, що струму у сталевому осерді немає, а опір алюмінієвої частини дорівнює омичному опору постійному струму

$$r_0 = R_0 ,$$

де R_0 – погонний активний опір постійному струму.

Активний опір проводів ЛЕП змінюється також відповідно до температури проводу, що визначається температурою навколишнього середовища та струмом навантаження лінії:

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

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

Зауважимо, визначити поточну температуру проводів ЛЕП не так вже й легко, що ускладнює математичні моделі ліній. Тому через несуттєві похибки в розрахунках зміною активного опору проводів нехтують та вважають, що погонний активний опір проводів ЛЕП дорівнює омичному опору за температури $+20\text{ }^{\circ}\text{C}$.

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

За розрахунків на інформаційно-діагностичних комплексах режимів ЕМ та пропускної здатності ЛЕП в реальному часі для визначення опору проводів із врахуванням параметрів навколишнього середовища застосовують методику, виходячи з рівняння теплового балансу для усталеного режиму:

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

де I – струм у лінії, А; R_{20} – опір проводів за $20\text{ }^{\circ}\text{C}$, Ом/м; α – температурний коефіцієнт опору проводів, $1/^{\circ}\text{C}$; $t_{\text{ос}}^0$ – температура навколишнього середовища, $^{\circ}\text{C}$; $t_{\text{пр}}^0$ – температура проводів, $^{\circ}\text{C}$; $\beta_k, \beta_{\text{л}}$ – коефіцієнти тепловіддачі проводів при конвективному і променистому теплообміні відповідно, Вт/(м $\cdot^{\circ}\text{C}$);

W_c – теплота сонячного випромінювання, що поглинається 1 м проводу в одиницю часу, Вт; $d_{\text{пр}}$ – діаметр проводу, м.

Щоб визначити теплоту сонячного випромінювання, яке поглинає провід, застосовують декілька моделей, одна з яких послуговується рівнянням

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

де ε_n – коефіцієнт поглинання проводів, $\varepsilon_n = 0,6$; k_H – коефіцієнт, що враховує вплив висоти над рівнем моря; W_p – інтенсивність сумарної радіації (прямої та відбитої), Вт/м²; Ψ_c – активний кут нахилу сонячних променів.

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

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

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

Зауваження

Термічна стійкість проводів впливає на статичну стійкість системи за напругою, але в ОЕС України рівень перетоків потужності відповідно до встановленого обладнання не досяг межі термічної стійкості проводів та обладнання.

Під час визначення активного опору жил кабельних ЛЕП неприпустимо використовувати зазначені вище припущення. Насамперед це пов'язано з температурним режимом КЛ, нормальна робоча температура яких становить 70...85 °С. Це не дозволяє визначати активний опір як омичний за температури +20 °С. До того ж, для кабельних ЛЕП слід враховувати втрати енергії від протікання наведених струмів в оболонці кабелю (екрані).

Активний опір жил та екранів кабелів зі зшитого поліетилену на напругу до 150 кВ за температури, відмінної від 20 °С, розраховують таким чином:

– для мідної жили (екрана), Ом/км:

$$R_t = R_{20} \frac{242,5+t}{262,5},$$

– для алюмінієвої жили, Ом/км:

$$R_t = R_{20} \frac{228+t}{248},$$

де t – температура жили (екрана), °С; R_{20} – опір жили (екрана) за 20 °С, Ом/км.

Активні опори струмопровідних жил кабельних ЛЕП слід визначати за спеціальними довідниками та технічними умовами на кабельно-провідникову продукцію⁵.

⁵ ГОСТ 22483-77. Жили струмопровідні мідні й алюмінієві для кабелів, проводів і шнурів. Основні параметри. Технічні вимоги.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. Що обумовлює активний опір проводів ЛЕП?
2. Що впливає на зміну активного опору ЛЕП?
3. За яких припущень вважають, що активний опір ЛЕП дорівнює омичному?
4. Як визначають активний опір ЛЕП із розщепленими фазними проводами?
5. Поясніть, чому активний опір кабельних ЛЕП неможливо визначати за методикою для повітряних ліній.

ЛІТЕРАТУРА: [2, С. 66–69]; [3, С. 63–65]; [4, С. 57–58]; [11, С. 82–83]; [13, С. 131–132]; [16, С. 76–79]; [17, С. 32–33]; [25, С. 126–127]; [26, С. 126–127]; [27, С. 92–93, 107].

1.3.1.2 Індуктивний опір лінії електропередавання

Індуктивний опір ЛЕП визначається явищами само- та взаємоіндукції у трифазній системі проводів лінії. Величину індуктивного опору визначають взаємним розташуванням проводів лінії у просторі, їх положенням відносно землі та грозозахисних тросів, впливу паралельних ланцюгів (для багатоланцюгових ЛЕП) та паралельних ЛЕП за їх зближення.

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

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

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

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

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

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

$$x_0 = \omega L_0 = 0,02\pi \ln \frac{D_{\text{ср}}}{R} + 0,005\pi \mu = 0,144 \lg \frac{D_{\text{ср}}}{R} + 0,016\mu. \quad (1.3)$$

Для ПЛЕП із розщепленими фазними проводами погонний індуктивний опір прямої послідовності визначають за виразом

$$x_0 = 0,02\pi \ln \frac{D_{\text{ср}}}{R_e} + \frac{0,005\pi\mu}{n} = 0,144 \lg \frac{D_{\text{ср}}}{R_e} + \frac{0,016\mu}{n}, \quad (1.4)$$

де R_e – радіус еквівалентного проводу розщепленої фази.

Зауважимо, що для визначення погонних індуктивних опорів ПЛЕП за виразами (1.3) або (1.4) середньгеометричну відстань між фазними проводами та радіуси проводів слід вимірювати в однакових одиницях вимірювання, наприклад у міліметрах.

Середньгеометричну відстань між фазними проводами лінії визначають за виразом

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

де D_{12} , D_{23} , D_{13} – дійсні відстані між проводами суміжних фаз (рис. 1.86, а).

За умови розміщення фазних проводів у вершинах рівностороннього трикутника (рис. 1.86, б) маємо

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

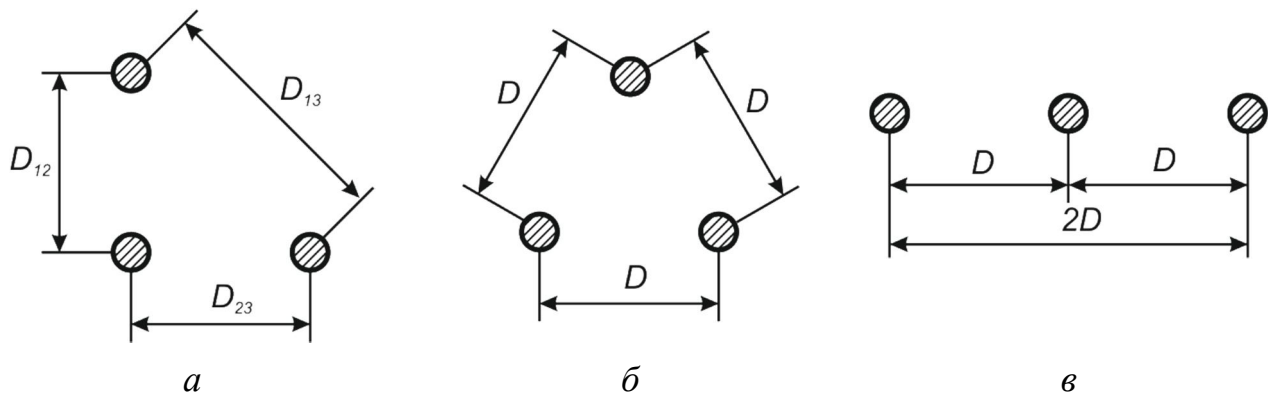


Рис. 1.86. Схеми розміщення фазних проводів на опорах повітряних ліній електропередавання

За горизонтального розміщення фазних проводів на опорах ЛЕП (рис. 1.86, в) отримуємо

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

Конструктивне виконання ПЛЕП визначається переважно умовами забезпечення припустимих значень напруженості електричного поля навколо фазних проводів ліній з метою обмеження втрат енергії на корону. Це визначає майже сталі значення геометричного фактора (відношення $\frac{D_{\text{ср}}}{R_e}$) у ПЛ різних

класів номінальної напруги і, як наслідок, вузький діапазон значень погонного індуктивного опору ПЛ 35...750 кВ у межах 0,32...0,44 Ом/км. Зменшення погонного індуктивного опору ПЛ вищих класів номінальної напруги визначається економічною доцільністю обмеження втрат енергії на іонізацію повітря вздовж фазних проводів лінії.

У табл. 1.6 наведено орієнтовні конструктивні параметри повітряних ЛЕП різного класу напруг, зокрема й відстані між фазними проводами.

Вираз (1.4) для визначення погонного індуктивного опору ЛЕП передбачає суттєве перевищення відстані між фазними проводами над їх діаметрами, але лише у ПЛЕП. Для КЛ використання виразу буде призводити до неприпустимих похибок результатів розрахунків. Тому погонний індуктивний опір КЛЕП слід визначати за спеціальними довідниковими матеріалами або технічними умовами на кабельно-провідникову продукцію.

Таблиця 1.6. Основні орієнтовні конструктивні параметри ЛЕП

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

Для кабелів зі зшитого поліетилену індуктивність при симетричному навантаженні фаз у трифазній системі визначають за виразом

$$L_p = A + B \lg \frac{l}{r},$$

де l – відстань між центрами жил, мм; r – радіус круглої струмопровідної жили, а для кабелів із секторними жилами – радіус круглої жили, еквівалентної за перерізом секторній, мм.

Коефіцієнти A та B визначають з табл. 1.7.

Табл. 1.7. Коефіцієнти A та B визначання індуктивності кабелю

Кількість дротів у жилі	Для одножильних кабелів із круглими жилами		Для трижильних кабелів із секторними жилами	
	A	B	A	B
3	0,0750	0,463	0,0766	0,471
7	0,0638	0,463	0,0650	0,471
10	0,0556	0,463	0,0567	0,471
37	0,0531	0,463	0,543	0,471
61	0,0525	0,463	0,0535	0,471
Більше 61	0,0502	0,463	0,0513	0,471

Для кабелів зі зшитого поліетилену напругою 110...150 кВ індуктивність розраховується за формулою, мГн/км,

$$L = 0,1 + 0,2 \ln \frac{h-r}{r},$$

де h – відстань між центрами жил, мм; r – радіус жили, мм⁶.

Слід враховувати, що відстань між фазними проводами КЛ набагато менша, ніж у повітряних. Тому індуктивні опори КЛ набагато менші за опори ПЛ і для класів номінальної напруги 6...220 кВ становлять 0,07...0,2 Ом/км.

Для прикладу наведемо усереднені значення погонних індуктивних опорів різних ЛЕП (Ом/км):

- Ізольовані проводи внутрішньої проводки 220 В – 0,22;
- ПЛ до 1 кВ – 0,31;
- ПЛ 20...10 кВ – 0,433;
- ПЛ 330 кВ (2 проводи) – 0,32;
- ПЛ 500 кВ (3 проводи) – 0,29;
- ПЛ 750 кВ (4 проводи) – 0,28;
- ПЛ 1150 кВ (8 проводів) – 0,255;
- КЛ до 1 кВ – 0,06;
- КЛ 10 кВ – 0,08;
- КЛ 20 – 0,11;
- КЛ 35 кВ – 0,125;
- КЛ 110 кВ (ЗП) – 0,097...0,206;
- КЛ 150 кВ (ЗП) – 0,103...0,198.

Графічне порівняння погонних активних та індуктивних опорів ЛЕП залежно від площі перерізу провідника показано на рис. 1.87.

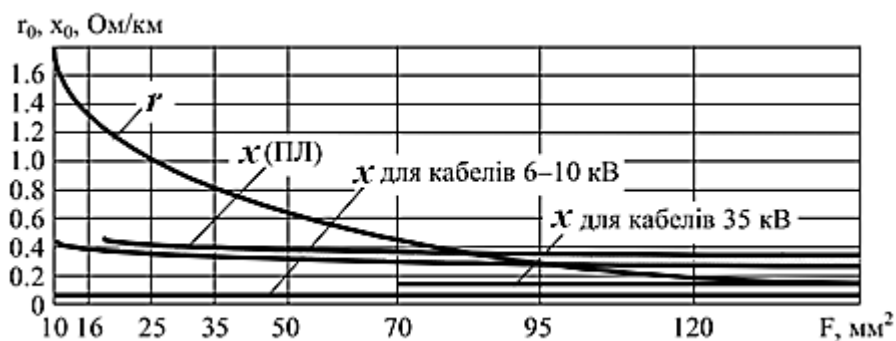


Рис. 1.87. Криві погонних активних та індуктивних опорів ліній електропередавання залежно від площі перерізу провідника

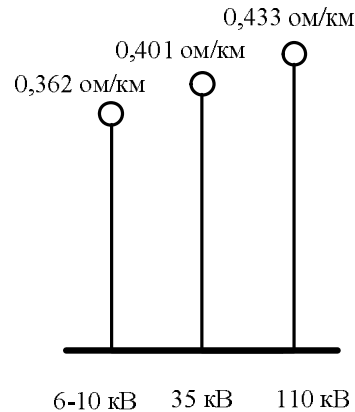
Зауваження

Зі зміною перерізу проводів і кабелів зазнають значних змін їх активні опори, оскільки активний опір зворотно пропорційний до перерізу проводу або кабелю. Для визначення індуктивного опору розрахунковими

⁶ Руководство по выбору, прокладке, монтажу, испытаниям и эксплуатации кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение от 45 до 150 кВ – Харьков: ПАО «ЗАВОД «ЮЖКАБЕЛЬ», 2014. – 88 с.

є конструктивні характеристики лінії (відстань між проводами і радіус проводу (за сталого значення геометричного фактора $\frac{D_{\text{ст}}}{R_e}$ для ПЛ), які під час розрахунку стоять під знаком логарифма. Остання обставина

визначає незначну залежність індуктивного опору від цих характеристик за різних значень напруги. Для ілюстрації такого висновку наведемо діаграму (див. нижче), на якій вказано індуктивні опори ліній трьох номінальних напруг для деяких середніх, найбільш для них характерних, перерізів проводу і відстаней між проводами. Якщо повітряні лінії виконано одиничними проводами, їх індуктивний опір перебуває в області значень, близьких до $x_{0\text{ср}} = 0,4$ Ом/км. Індуктивний опір розщеплених проводів унаслідок істотного збільшення еквівалентного радіуса має менше значення і становить при розщепленні на три проводи величину близько $x_0 = 0,29$ Ом/км.



КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. Які явища визначають індуктивний опір ЛЕП?
2. Наведіть вирази для визначення погонних значень індуктивності та індуктивного опору прямої послідовності ПЛЕП.
3. Чому дорівнює середньгеометрична відстань між фазними проводами ПЛЕП, розміщеними горизонтально, симетрично відносно середньої фази?
4. Наведіть умовні межі погонного індуктивного опору ПЛЕП та КЛЕП різних класів номінальної напруги.
5. Поясніть сталість значень погонного індуктивного опору ПЛЕП різних класів номінальної напруги.
6. Поясніть суттєву відмінність між індуктивними опорами ПЛЕП та КЛЕП.
7. Чому вираз для визначення погонного індуктивного опору ПЛ неможливо застосовувати для ліній кабельного виконання?

ЛІТЕРАТУРА: [2, С. 69–73]; [3, С. 65–69]; [4, С. 57–60]; [10, С. 30–31]; [11, С. 83–85]; [13, С. 132–137]; [16, С. 79–85]; [17, С. 34–35]; [55, С. 127–129]; [26, С. 127–129]; [27, С. 93–94, 108].

1.3.2 Поперечні параметри схем заміщення лінії електропередавання

Поперечні параметри у вигляді активної G та реактивної B провідностей схем заміщення визначають режимні параметри елемента відповідно до підведеної до нього робочої напруги.

1.3.2.1 Активна поперечна провідність лінії електропередавання

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

Коронування проводів ПЛЕП спостерігається, якщо напруженість електричного поля біля поверхні проводу перевищує початкову напруженість виникнення корони. Початкова напруженість поля залежить від кліматичних умов в районі траси лінії, зокрема атмосферного тиску, вологості, температури повітря тощо. Для визначення початкової напруженості виникнення корони застосовують емпіричну формулу Піка, кВ/см,

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

де r_0 – радіус одиночного проводу фази, см; m – коефіцієнт шорсткості проводу; $\delta = \frac{0,386p}{273 + t}$ – середньорічна відносна щільність повітря; p – атмосферний тиск, мм. рт. ст.; t – температура повітря, °С. За температури повітря +20 °С та атмосферного тиску 760 мм. рт. ст. відносна щільність повітря $\delta = 1$. Відповідно до кількості дрітків зовнішнього повиву та їх форми для сталевалюмінієвих проводів коефіцієнт гладкості змінюється в межах 0,7...0,97. Для витих багатодітних проводів (типу АС) коефіцієнт шорсткості перебуває в межах 0,71...0,72⁷.

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

Максимальне значення напруженості електричного поля для крайніх фаз за горизонтального розміщення проводів, кВ/см,

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

де радіус перед логарифмом беруть у сантиметрах. Для середньої фази напруженість електричного поля вважають на 10 % більшою.

Щоб обмежити втрати активної потужності на корону в ПЛЕП, треба зменшити напруженість електричного поля біля поверхні проводів лінії. Для цього необхідно збільшити відстань між проводами, що суттєво підвищує собівартість лінії, або збільшити діаметр проводів лінії. Проте збільшення діаметра проводів для ЛЕП надвисокої номінальної напруги є економічно

⁷ Сухичев М. И. Коронный разряд и электростатический коэффициент гладкости провода / М. И. Сухичев // Электричество. – 2019. – № 3. – С. 31–35.

недоцільним у зв'язку з невиправданими перевитратами металу проводів таких ліній. Більш ефективним є розщеплення фазних проводів, яке полягає у виконанні фази декількома проводами, розміщеними, зазвичай, у вершинах правильного багатокутника із кроком розщеплення 400...600 мм. У системі розщеплених проводів електричне поле витісняється із простору між проводами, як показано на рис. 1.88, що створює ефект виконання фази проводом великого діаметра та зумовлює обмеження напруженості електричного поля.

Радіус еквівалентного проводу розщепленої фази визначають за виразом

$$R_e = \sqrt[n]{R \cdot a_{\text{сг}}^{n-1}}, \quad (1.5)$$

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

Проводи розщепленої фази зазвичай розміщують у вершинах правильного багатокутника. За цієї умови вираз (1.5) можна подати у вигляді

$$R_e = \sqrt[n]{R \cdot r_p^{n-1} \cdot n}, \quad (1.6)$$

де $r_p = \frac{a}{2 \sin \pi/n}$ – радіус розщеплення – радіус кола, описаного навколо правильного багатокутника, утвореного центрами проводів розщепленої фази.

Мінімально допустимі перерізи проводів ПЛЕП за умови обмеження втрат потужності на корону наведено в табл. 1.8. Відповідно до даних табл. 1.8 допустимо виконувати ПЛЕП напругою 330 кВ одиночним проводом марки АС– 600/42. Проте, зазвичай, для ліній 330 кВ конструкцію фази виконують розщепленою на два проводи, 500 кВ – на три проводи, 750 кВ – на чотири, а останнім часом – на п'ять проводів.

Таблиця 1.8. **Мінімальні перерізи проводів ліній електропередавання за умовами обмеження втрат потужності на корону**

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

Зауваження

Для фазного проводу перерізом 600 мм² радіус $R = 16,5$ мм, а для фази, розщепленої на два проводи по 300 мм², еквівалентний радіус $R_e = 69,9$ мм.

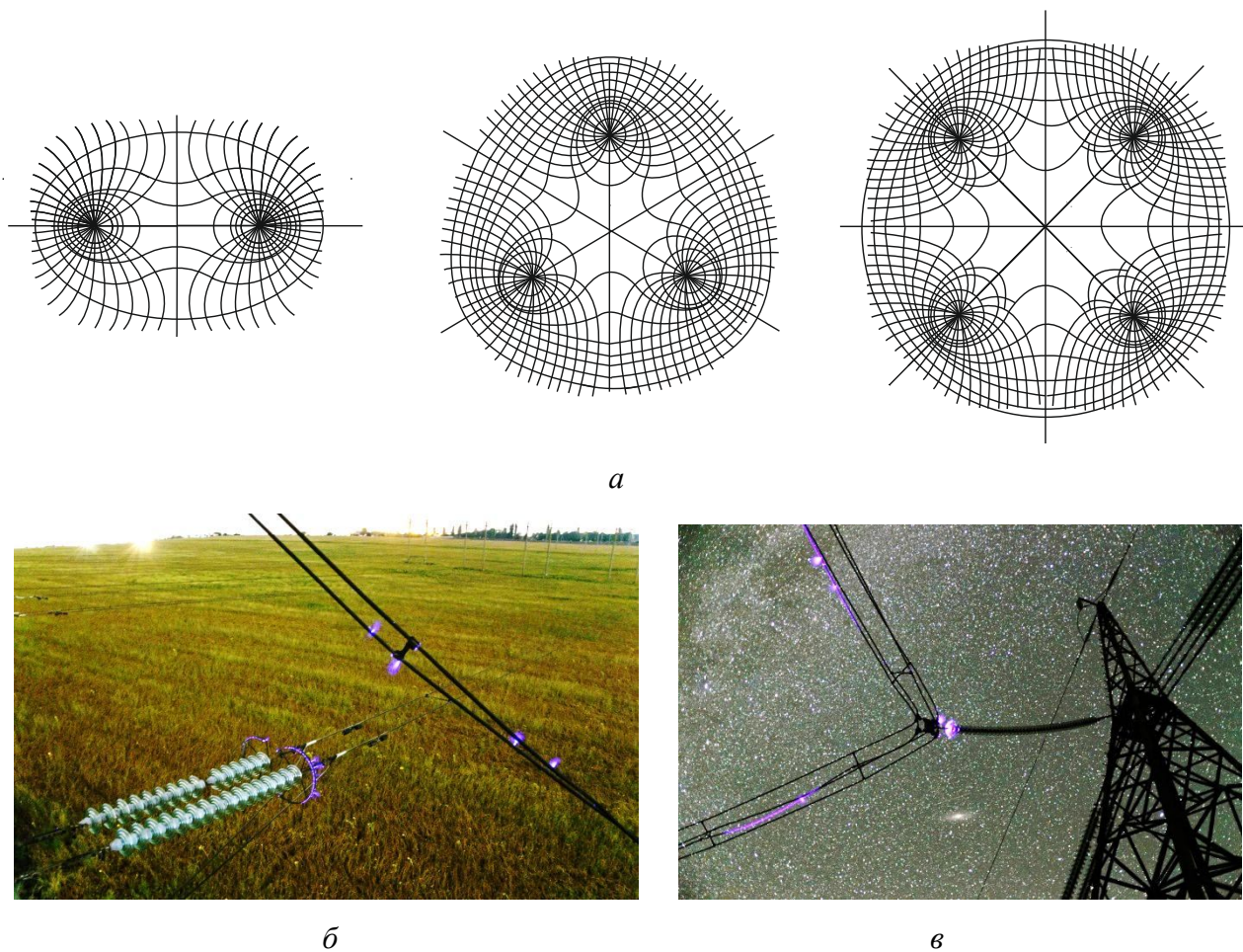


Рис. 1.88. Розщеплення проводів фаз: *а* – конфігурація електричного поля навколо проводів розщепленої фази напругою, відповідно, 330, 500, 750 кВ; *б* – коронний розряд навколо проводів фази ЛЕП напругою 330 кВ; *в* – коронний розряд навколо проводів фази ЛЕП напругою 750 кВ

Для визначення середньорічних втрат активної потужності на корону в ПЛЕП використовують спеціальні методики⁸ або користуються довідниковими матеріалами для типових конструкцій ПЛ надвисокої номінальної напруги.

Втрати на корону збільшуються в разі випадіння снігу на 14 %, за дощової погоди – на 47 %, за наявності інею – на 107 %. Зі збільшенням напруги на 5 % втрати збільшуються на 31 %, а зі зменшенням на 5 % – зменшуються на 24 %.

Погонну активну провідність прямої послідовності ПЛЕП визначають за виразом, См/км,

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

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

⁸ Методичні рекомендації визначення технологічних витрат електроенергії у трансформаторах і лініях електропередавання затверджено наказом Міненерговугілля України від 21.06.2013, № 399.

Середньорічне значення питомих втрат активної потужності на корону залежно від напруги та параметрів лінії наведено в табл. 1.9.

Таблиця 1.9. Середньорічне значення питомих втрат активної потужності на корону залежно від напруги та параметрів лінії

Напруга лінії, кВ	Переріз проводу, мм ²	Кількість проводів у фазі	$P_{\text{сер}}$, кВт/км
220	240	1	2,7
	300	1	2,0
	400	1	1,0
	500	1	0,7
330	240	2	6,3
	300	2	4,6
	400	2	2,5
	500	2	1,6
500	300	3	11,5
	400	3	12,2
	500	3	7,5
750	400	4	23,8
	500	4	23,8

У КЛЕП поперечна активна провідність залежить від діелектричних втрат в ізоляції кабелів. Такі втрати визначають за технічними даними для кабелів відповідного типу:

$$\Delta P_0 = U_{\text{н}}^2 g_0 \cdot 10^3 = U_{\text{н}}^2 \frac{b_0}{\text{tg } \delta} 10^3 = \frac{\Delta Q_0}{\text{tg } \delta},$$

де b_0 – погонна ємнісна провідність кабелю; $\text{tg } \delta$ – тангенс кута діелектричних втрат в ізоляції кабелю; ΔQ_0 – погонна зарядна потужність кабелю.

Погонну активну провідність КЛЕП знаходять за виразом

$$g_0 = \frac{b_0}{\text{tg } \delta} = \frac{\Delta Q_0 10^{-3}}{U_{\text{н}}^2 \text{tg } \delta}.$$

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. Що визначає активну поперечну провідність ПЛЕП та КЛЕП?
2. У чому полягає явище коронування проводів ПЛ?
3. Для чого застосовують емпіричну формулу Піка?
4. За яких умов явище корони не спостерігається?
5. Які заходи застосовують для обмеження втрат енергії на коронування проводів ЛЕП?
6. Що називають еквівалентним проводом розщепленої фази ПЛЕП?

7. Наведіть вирази для визначення радіуса еквівалентного проводу розщепленої фази.

8. Наведіть обмеження за перерізами проводів ПЛ за умовами корони.

9. Як визначають діелектричні втрати у КЛЕП?

10. Наведіть вирази для визначення погонної активної провідності ПЛЕП та КЛЕП.

ЛІТЕРАТУРА: [2, С. 73–75]; [3, С. 198–202]; [4, С. 62–65]; [13, С. 137–139]; [16, С. 85–90]; [17, С. 35–36]; [22, С. 18], 350–366; [23, С. 21, 394–411]; [25, С. 129–131]; [26, С. 130–131]; [27, С. 95–96, 108–109].

1.3.2.2 Ємнісна провідність лінії електропередавання

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

Погонну ємність прямої послідовності повітряної лінії електропередавання знаходять за виразом

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

де $\varepsilon = 8,85 \cdot 10^{-12}$ Ф/м – діелектрична проникність повітря.

У свою чергу, погонну ємнісну провідність прямої послідовності слід визначати за формулою

$$b_0 = \omega C_0 = \frac{200\pi^2\varepsilon \cdot 10^3}{\ln \frac{D_{\text{ср}}}{R}} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg \frac{D_{\text{ср}}}{R}}. \quad (1.7)$$

Для ЛЕП із розщепленими фазними проводами погонну ємнісну провідність прямої послідовності обчислюють за виразом

$$b_0 = \frac{200\pi^2\varepsilon \cdot 10^3}{\ln \frac{D_{\text{ср}}}{R_e}} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg \frac{D_{\text{ср}}}{R_e}}. \quad (1.8)$$

Відповідно до виразу (1.8) погонну ємнісну провідність ПЛЕП так само, як і індуктивного опору, визначають геометричним фактором $\frac{D_{\text{ср}}}{R_e}$, який має майже сталі значення. Тому діапазон значень погонної ємнісної провідності у

ПЛ різного конструктивного виконання різних класів номінальної напруги перебуває в межах 2,58...2,92 мкСм/км.

Прийняті допущення про розміщення фазних проводів ЛЕП у просторі не дозволяють використовувати вираз (1.8) для визначення погонної ємнісної провідності кабельних ЛЕП.

Зауваження

З урахуванням впливу землі значення b_0 визначають за формулою

$$b_0 = \frac{7,58}{\lg \frac{D_{\text{ср}} H_L}{R H_M}} 10^{-6},$$

де H_L і H_M – середньгеометричні відстані між проводами лінії та їх дзеркальними відображеннями відносно поверхні землі:

$$H_L = \sqrt[3]{H_{aa} H_{bb} H_{cc}}$$

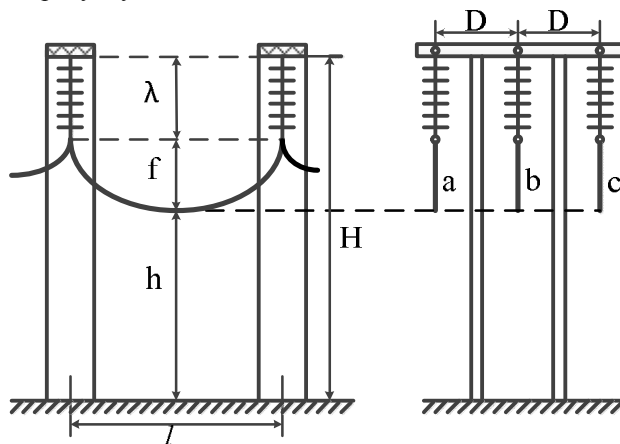
та

$$H_M = \sqrt[3]{H_{ab} H_{bc} H_{ca}}.$$

Визначаючи значення H_L і H_M , слід враховувати провисання проводу. При цьому криволінійний провід замінюється еквівалентним прямолінійним з відстанню над землею

$$h_e = h + \frac{1}{3}f,$$

де величини h та f вказано на рисунку.



Для КЛЕП ємність кабелів зі зшитого поліетилену напругою до 150 кВ розраховують за формулою, мкФ/км,

$$C = \frac{\varepsilon_r}{18 \ln \frac{D}{d}},$$

де $\varepsilon_r = 2,5$ – відносна діелектрична проникність зшитого поліетилену; D – діаметр за ізоляцією (без урахування напівпровідного екрана за ізоляцією), мм; d – діаметр напівпровідного екрана за жилою, мм.

Ємнісна провідність КЛ у багато разів більша, ніж повітряних. Для таких ліній слід користуватися довідниковими матеріалами та технічними умовами для кабельно-провідникової продукції. Загалом погонну ємнісну провідність КЛЕП визначають за виразом

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

де ΔQ_0 – погонна зарядна потужність кабелю, кВ·Ар/км.

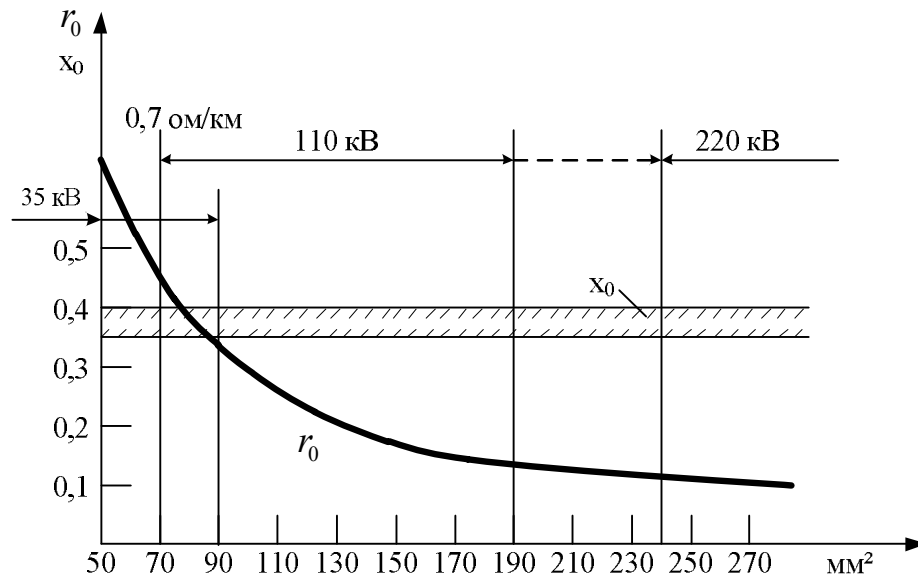
Зауваження

Мала залежність від конструктивних характеристик ПЛ властива також і ємнісній провідності, яку визначають за формулою (1.8). Середнє значення цієї провідності для ПЛ, виконаних одиничними проводами, становить величину $b_{0\text{cp}} = 2,75 \cdot 10^{-6} \text{ 1/Ом} \cdot \text{км}$.

Для лінії із розщепленими проводами ємнісна провідність збільшується і характеризується під час розщеплення на три проводи значеннями, близькими до $b_0 = 3,8 \cdot 10^{-6} \text{ 1/Ом} \cdot \text{км}$.

На рисунку (див. нижче) показано графік зміни активного опору сталелюмінієвих проводів залежно від їх перерізу, а також вузьку область можливих значень індуктивного опору ліній, виконаних такими проводами. При цьому можна виділити дві характерні області.

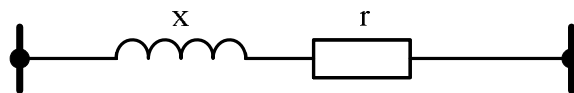
Перша область характеризується перевищенням активного опору над індуктивним, або приблизно однаковими значеннями цих опорів. Ця область включає малі перерізи проводів, найбільші з яких становлять 50...70 мм². Проводи таких перерізів застосовують у місцевих ЕМ з номінальною напругою 35 кВ і нижче. Очевидно, що послідовна вітка П-подібної схеми заміщення ліній місцевих мереж обов'язково має містити як активний, так і реактивний опір, кожний з яких за відмічених співвідношеннях між їх величинами істотно впливає на характеристики режиму місцевих ліній.



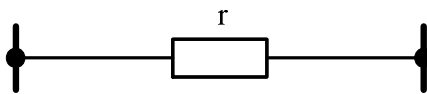
До другої області можуть бути віднесені проводи перерізом 185...240 мм² і вище. Лінії з такими проводами характеризуються істотним перевищенням індуктивного опору над активним. Проводи, що відповідають цим умовам, застосовують у районних ЕМ і дальніх електропередачах напругою 220 кВ і вище. Тому властивості ЕМ напругою, що перевищує 110 кВ, насамперед залежать від їх індуктивних опорів. Це дає можливість у ряді випадків аналізувати якісні особливості ліній напругою 220 кВ і вище щодо їх ідеалізованої схеми заміщення, в якій активний опір та активна провідність беруть рівними нулю. Зрозуміло, що у розрахунках техніко-економічних характеристик мереж таке подання схем заміщення неприпустиме. Лінії з напругою 110 кВ виконують проводами з перерізами, що лежать зазвичай у межах 70...150 мм², тому для таких ліній характерні близькі значення активного та індуктивного опорів.

Ємнісна провідність характеризується приблизно однаковими значеннями як для місцевих, так і для районних ЕМ напругою 110, 220 кВ. Проте відповідні ємнісні струми у вітках схеми заміщення і відповідні реактивні зарядні потужності істотно різняться, оскільки останні залежать не лише від ємнісної провідності, але й від номінальної напруги лінії та її довжини.

Розрахунки показують, що для ліній 110 кВ за характерної для них протяжності зарядна потужність становить $\approx 10\%$ від передаваної, для ліній 220 кВ – $\approx 30\%$, для ліній 500 кВ може бути співмірна за величиною з передаваною активною потужністю. Очевидно, що в усіх цих випадках врахування зарядної потужності потрібне в аналізі режиму мережі. У місцевих мережах за напруги 35 кВ і нижче й істотно менших довжин ліній, порівняно з районними мережами, зарядна потужність має дуже невелику величину, враховувати яку у практичних розрахунках недоцільно. Схема заміщення в цьому випадку включає активний та реактивний опори.



Кабельні лінії 6(10) кВ і нижче характеризуються дуже малими значеннями індуктивного опору. Це пояснюється близьким розміщенням струмопровідних жил кабелів, завдяки чому результуюче магнітне поле, зчеплене з кожною із жил, зникаючо мале. Протяжність таких ліній порівняно невелика, тому незважаючи на значну їх ємнісну провідність зарядні струми у схемах заміщення КЛ зазвичай не беруть до уваги. Схема заміщення у цьому випадку включає тільки активний опір.



Для КЛ 20 кВ треба враховувати зарядну потужність.

Максимальна одинична довжина ЛЕП 330кВ в енергосистемі України не перевищує 300 км. Під час визначення параметрів схем заміщення ПЛ завдовжки понад 300 км необхідно враховувати поправкові коефіцієнти.

Виходячи з П-подібної схеми заміщення та уявлення про переміщення в ЛЕП прямої та зворотної хвиль з певним коефіцієнтом поширення, безпосередній зв'язок між параметрами лінії та її схемою заміщення можна подати виразами:

$$\begin{aligned}\dot{Z} &= \dot{Z}_0 \dot{K}_z; \\ \dot{Y} &= \dot{Y}_0 \dot{K}_y,\end{aligned}$$

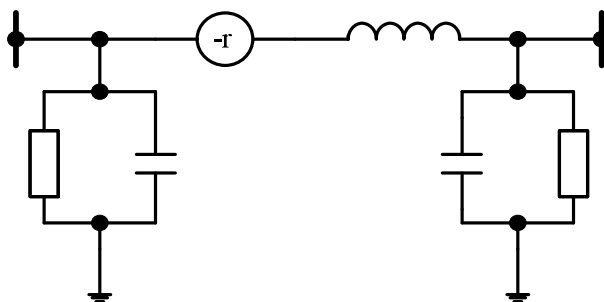
де $\dot{K}_z$ і $\dot{K}_y$ – деякі комплексні коефіцієнти.

Коефіцієнти $\dot{K}_z$ і $\dot{K}_y$, які зазвичай називають поправковими, близькі до одиниці за малих довжин ліній l_0 і відхиляються від одиниці тим більшою мірою, чим більшу довжину має лінія. Розрахунки дозволили встановити, що за довгих ПЛ змінного струму стандартної частоти 50 Гц, менших за 300 км, відмінність коефіцієнтів $\dot{K}_z$ і $\dot{K}_y$ від одиниці лежить у межах точності розрахунку і взятих початкових даних. Для КЛ відмінність поправкових коефіцієнтів від одиниці треба враховувати за довжин ліній, що перевищують 50 км. Це дає можливість вважати для ПЛ, протяжність яких не перевищує 300 км, $\dot{K}_z = \dot{K}_y = 1$, й обчислювати параметри П-подібної схеми заміщення лінії за формулами

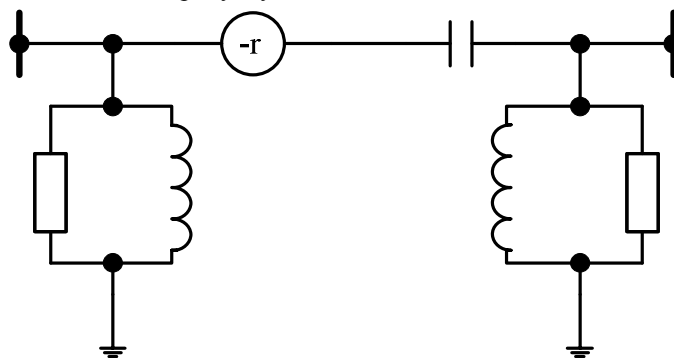
$$\dot{Z} = \dot{Z}_0 l_0; \quad \dot{Y} = \dot{Y}_0 l_0.$$

Для ліній більшої протяжності параметри їх схем заміщення треба визначати з урахуванням поправкових коефіцієнтів $\dot{K}_z$ і $\dot{K}_y$, виходячи з рівнянь дальніх ліній.

При цьому для ліній протяжністю 1000...1200 км і менше врахування поправкових коефіцієнтів не змінює характеру параметрів П-подібної схеми заміщення. За довжин понад 2000...2500 км, як встановлено в результаті розрахунків, у схему заміщення має бути введено негативний активний опір для відповідності фізичних процесів розрахунковій схемі.



За довжин ліній, що перевищують половину довжини хвилі (3000 км), П-подібна схема заміщення лінії змінюється і набуває вигляду, як показано на рисунку нижче.



Появу у схемах заміщення від'ємного активного опору не можна розглядати як фізичну реальність. Цей опір є наслідком формальних операцій, виконаних для отримання тотожності режиму лінії та її схеми заміщення на вході і виході.

Останні дві схеми застосовують у розрахунку несинусоїдальних режимів. Такі режими можна розглядати як результат накладання ряду режимів, кожний з яких відповідає одній із вищих гармонік струму. З підвищенням частоти довжина хвилі зменшується і співвідношення, характерні для півхвильових ліній, можуть бути справедливими для ліній наявної протяжності.

Схеми заміщення ліній постійного струму можуть бути отримані як окремий випадок зі схем заміщення, справедливих для ліній змінного струму, за $x_0 = \omega L_0 = 0$, $b_0 = \omega C_0 = 0$. При цьому з П-подібної схеми, нехтуючи активною провідністю, для розрахунків усталених режимів можна використовувати схему тільки з активним опором.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. Які явища визначають поперечну ємнісну провідність ЛЕП?
2. Наведіть вираз для визначення погонної ємнісної провідності прямої послідовності ПЛЕП.
3. Наведіть вираз для визначення погонної ємнісної провідності прямої послідовності КЛЕП.
4. Поясніть принципову неможливість використання виразу (1.8) для визначення погонної ємнісної провідності КЛЕП.

ЛІТЕРАТУРА: [2, С. 75–76]; [3, С. 202–207]; [4, С. 61–62]; [11, С. 86–88]; [13, С. 139–141]; [16, С. 90–94]; [17, С. 36–38]; [25, С. 131–133]; [26, С. 130]; [27, С. 94–95, 108].

1.3.3 Параметри схем заміщення двообмоткових силових трансформаторів

Трансформатором називають статичний перетворювач, що має дві або більше індуктивно пов'язаних взаємно нерухомих обмоток і призначений для перетворення за допомогою магнітного поля однієї системи змінного струму в іншу, які мають різні параметри, зокрема, напругу та струм.

У більшості випадків за допомогою трансформатора перетворюють тільки напругу та струм без зміни частоти і кількості фаз. Загальний вигляд трансформатора зображено на рис. 1.89.



а



б

Рис. 1.89. Загальний вигляд силового трансформатора: *а* – ТМН-6300/35-У1;
б – ТДТН-40000/110/35/10-У1

Структурну схему умовного позначення силового трансформатора за ГОСТ 11677-85 (IEC 60076-2:1993 або IEC 60076-11:2004) подано на рис. 1.90.

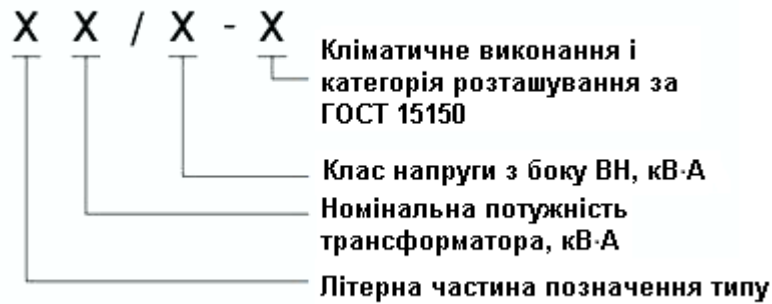


Рис. 1.90. Схема маркування силового трансформатора

Літерна частина умовного позначення типу повинна містити літери у такому порядку:

1. *Призначення трансформатора* (може не бути):

А – автотрансформатор (АТ);

Е – електропідний.

2. *Кількість фаз:*

О – однофазний трансформатор;

Т – трифазний трансформатор.

3. *Розщеплення обмоток* (може не бути):

Р – розщеплена обмотка НН.

4. *Система охолодження.*

Сухі трансформатори:

С (АН) – природне повітряне за відкритого виконання;

СЗ (АНАН) – природне повітряне за захищеного виконання;

СГ (АНАН) – природне повітряне за герметичного виконання;

СД (АНАФ) – повітряне з дуттям.

Масляні трансформатори:

М (ОНАН) – природне масляне;

МЗ (ОНАН) – з природним масляним охолодженням із захистом за допомогою захисної азотної подушки без розширника;

Д (ОНАФ) – масляне з дуттям і природною циркуляцією масла;

МЦ (ОФАН) – природна циркуляція повітря і примусова циркуляція масла з неспрямованим потоком масла;

НМЦ (ОДАН) – природна циркуляція повітря і примусова циркуляція масла зі спрямованим потоком масла;

ДЦ (ОФАФ) – масляне з дуттям і примусовою циркуляцією масла;

НДЦ (ОДАФ) – примусова циркуляція повітря і масла зі спрямованим потоком масла;

Ц (ОФВФ) – масляно-водяне із примусовою циркуляцією масла;

НЦ (ODWF) – примусова циркуляція води і масла зі спрямованим потоком масла.

З негорючим рідким діелектриком:

Н (LNAF) – природне охолодження негорючим рідким діелектриком;

НД (LNAF) – охолодження негорючим рідким діелектриком з дуттям;

ННД (LFAF) – охолодження негорючим рідким діелектриком із примусовою циркуляцією повітря зі спрямованим потоком рідкого діелектрика.

5. Особливість трансформатора (може не бути):

Л – виконання трансформатора з литою ізоляцією;

Т – триобмотковий трансформатор (для двообмоткових трансформаторів не вказують);

Н – трансформатор з регулюванням під навантаженням (РПН);

З – трансформатор без розширювального бачка, із природним масляним охолодженням або з охолодженням негорючим рідким діелектриком із захистом за допомогою азотної подушки;

Ф – трансформатор з розширювальним бачком і виводами, змонтованими у фланцях на стінках бака;

Г – трансформатор у гофробаку без розширювального бачка – «герметичне виконання».

6. Призначення (може не бути):

С – виконання трансформатора для власних потреб ЕС;

П – для ліній передавання постійного струму;

М – виконання трансформатора для металургійного виробництва;

ПН – виконання для живлення заглиблених електронасосів.

Зауваження

Для АТ класів напруги СН (середньої напруги) або НН 110 кВ і вище після класу напруги ВН (високої напруги) через косу риску вказують клас напруги з боку СН або НН.

Для трансформаторів, виготовлених до 01.07.1987, допускається вказувати останні дві цифри року випуску робочих креслень.

Наведемо приклади умовних позначень трансформаторів:

ТСЗ-100/10-УЗ – трансформатор трифазний сухий із природним повітряним охолодженням, захищеного виконання, двообмотковий, потужністю 100 кВА, класу напруги 10 кВ, виконання У категорії 3 за ГОСТ 15150.

ТМН-6300/35-У1 – трансформатор трифазний з масляним охолодженням із природним циркулюванням повітря або масла, двообмотковий, з регулюванням напруги під навантаженням, потужністю 6300 кВА, класу напруги 35 кВ, виконання У категорії 1 за ГОСТ 15150 (рис. 1.89, а).

АТДЦТН-200000/330/110-У1 – автотрансформатор трифазний з масляним охолодженням за примусової циркуляції повітря і масла, триобмотковий, з регулюванням напруги під навантаженням, потужністю 200 000 кВА, класу напруги обмотки ВН – 330кВ, класу напруги обмотки – СН – 110 кВ, виконання У категорії 1 за ГОСТ 15150.

ТДТН-40000/110/35/10-У1 – трансформатор трифазний з масляним охолодженням за примусової циркуляції повітря і природної циркуляції масла, триобмотковий, з регулюванням напруги під навантаженням, потужністю 400 000 кВА, класу напруги обмотки ВН – 110 кВ, класу напруги обмотки СН – 35 кВ, класу напруги обмотки НН – 10 кВ, виконання У категорії 1 за ГОСТ 15150 (рис. 1.89, б).

Трансформатор, який має дві електрично непов'язані між собою обмотки, називають *двообмотковим*. Обмотку, яка споживає енергію з ЕМ, називають первинною, а обмотку, що віддає енергію споживачу – вторинною. Є багатообмоткові трансформатори, які мають декілька первинних і вторинних обмоток.

Якщо первинна обмотка має вищу напругу (ВН), а вторинна – нижчу напругу (НН), то такий трансформатор називають понижувальним. У зворотному випадку трансформатор називають підвищувальним.

Трансформатори виконуються або трифазними, або однофазними. В останньому випадку три однофазні трансформатори на підстанціях електричної системи становлять одну трифазну трансформаторну групу.

Зауваження

Сучасні трансформатори та АТ обладнують системою моніторингу. Система включає пристрої контролю температури масла, контролю газу в маслі (типу HYDROCAL 1005), контролю часткових розрядів на високовольтних вводах (типу Omicron MONTRANO), контролю температури обмоток за допомогою волоконно-оптичних датчиків, закладених в обмотки трансформатора (типу Nortech EasyGrid) з виведенням інформації на автоматизоване робоче місце диспетчера підстанції.

Вплив трансформаторів на режим роботи системи та окремих її елементів найбільш просто може бути враховано за допомогою схем заміщення (рис. 1.91). Струм намагнічування силового трансформатора є дуже малим порівняно зі струмами навантаження і визначається робочою напругою на його затискачах. Це дозволяє спростити схему заміщення силового трансформатора, тобто перейти від Т-подібної симетричної до прямої Г-подібної схеми заміщення, показаної на рис. 1.91, б.

Якщо використовують Г-подібну схему заміщення за зазначеного місцезнаходження провідностей (рис. 1.91, б), вплив останніх проявляється тільки на роботі мережі і враховується у визначенні розрахункових навантажень станцій і підстанцій, але ніяк не відображається на завантаженні обмоток трансформаторів. Використання Г-подібної схеми заміщення не має помітних похибок і значно спрощує всі розрахунки мереж, тому її використовують у розгляді питань, пов'язаних з розрахунками режимів ЕМ.

Зауваження

В ескізних розрахунках ЕМ впливом провідностей трансформаторів можна нехтувати, що призводить до порівняно невеликих помилок.

Поздовжня вітка у схемі заміщення – це первинна та приведена до неї вторинна обмотки трансформатора, поперечна вітка – контур намагнічування. Поперечна вітка завжди розміщена з боку живлення трансформатора. Провідності g_T та b_T визначають активну й реактивну складові намагнічуючого

струму трансформатора $\dot{I}_\mu$. Активна складова цього струму обумовлена втратами активної потужності у сталі трансформатора на гістерезис та струми Фуко, реактивну визначає магнітний потік самоіндукції та взаємоіндукції обмоток трансформатора.

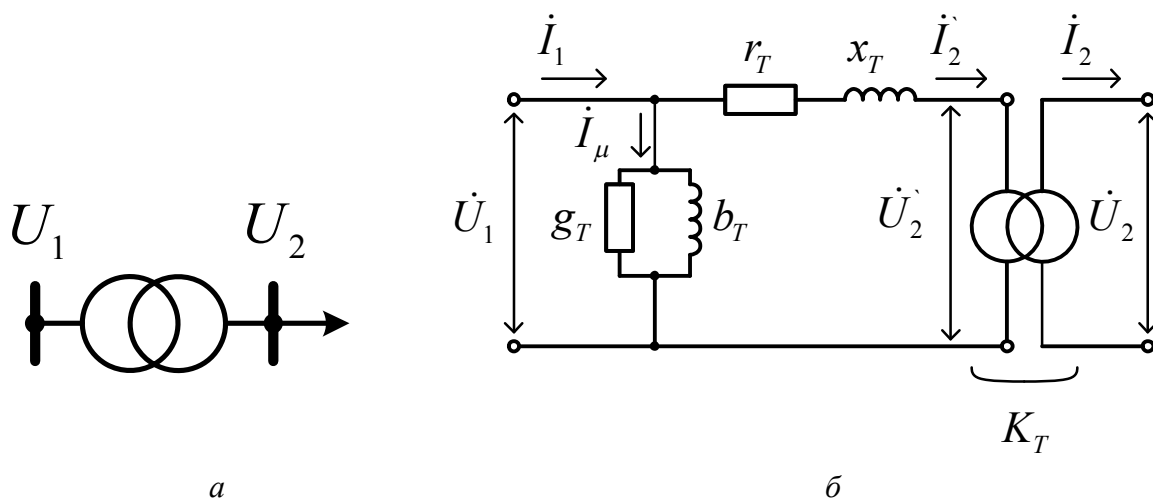


Рис. 1.91. Силловий двообмотковий трансформатор: *а* – умовне позначення; *б* – Г-подібна схема заміщення трансформатора

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

- 1) номінальну потужність S_T , виражену у кіловольтамперах (кВА);
- 2) номінальні лінійні напруги первинної U_H та вторинної обмоток трансформатора, виражені у кВ (для однофазних трансформаторів – номінальні фазні напруги);
- 3) характеристики дослідження неробочого ходу трансформатора:
 - втрати активної потужності в режимі неробочого ходу $\Delta P_{H.X.}$, виражені у кВт;
 - струм неробочого ходу $i_{H.X.}$, виражений у відсотках до номінального струму трансформатора;
- 4) характеристики дослідження КЗ трансформатора:
 - втрати активної потужності $\Delta P_{K.3.}$ в режимі КЗ, виражені у кВт;
 - напругу КЗ $u_{K.3.}$, виражену у відсотках до номінальної напруги трансформатора;
- 5) схема і група з'єднання ($\Delta/Y_H - 11$).

Параметри поперечної вітки контура намагнічування трансформатора визначають за даними дослідження неробочого ходу. У такому режимі вторинні обмотки трансформатора розімкнені, а до первинних обмоток прикладають номінальну напругу. При цьому вимірюють струм первинної обмотки та втрати активної потужності.

За умови розімкненої вторинної обмотки Г-подібна схема заміщення трансформатора спрощується та набуває вигляду, зображеного на рис. 1.92.

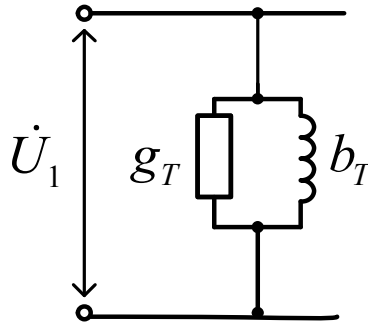


Рис. 1.92. Г-подібна схема заміщення силового трансформатора у дослідженні неробочого ходу

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

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

Звідси

$$g_{\text{т}} = \frac{\Delta P_{\text{н.х.}} \cdot 10^{-3}}{U_{\text{н}}^2}, \quad (1.9)$$

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

Множник 10^{-3} у формулі (1.9) використовують тому, що паспортна величина втрат активної потужності у режимі неробочого ходу виражена в кіловатах, а номінальна напруга первинної обмотки – у кіловольтах.

Відповідно до схеми заміщення, зображеної на рис. 1.92, струм неробочого ходу містить дві складові – активну та індуктивну, які визначають за виразами:

$$I'_{\text{н.х.}} = \frac{U_{\text{н}}}{\sqrt{3}} g_{\text{т}};$$

$$I''_{\text{н.х.}} = \frac{U_{\text{н}}}{\sqrt{3}} b_{\text{т}},$$

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

У свою чергу, модуль струму неробочого ходу знаходять з виразу

$$I_{\text{н.х.}} = \sqrt{I'^2_{\text{н.х.}} + I''^2_{\text{н.х.}}} = \frac{U_{\text{н}}}{\sqrt{3}} \sqrt{g_{\text{т}}^2 + b_{\text{т}}^2}. \quad (1.10)$$

Струм неробочого ходу трансформатора

$$I_{\text{н.х.}} = \frac{i_{\text{н.х.}}}{100} I_{\text{н}} = \frac{i_{\text{н.х.}}}{100} \frac{S_{\text{т}} \cdot 10^{-3}}{\sqrt{3} U_{\text{н}}}, \quad (1.11)$$

де I_H та S_T – номінальний струм первинної обмотки та номінальна потужність трансформатора відповідно.

Множник 10^{-3} у виразі (1.11) враховує подання паспортної величини номінальної потужності трансформатора у кіловольтамперах (кВА).

Якщо прирівняти вирази (1.10) та (1.11), отримуємо

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

Звідси

$$b_T = -\sqrt{\left(\frac{i_{H.X.}}{100} \frac{S_T \cdot 10^{-3}}{U_H^2}\right)^2 - g_T^2}. \quad (1.12)$$

Знак « $-$ » у виразі (1.12) враховує індуктивний характер поперечної реактивної провідності схеми заміщення трансформатора.

З урахуванням виразу (1.9) для активної поперечної провідності формула (1.12) набуває вигляду

$$\begin{aligned} b_T &= -\sqrt{\left(\frac{i_{H.X.}}{100} \frac{S_T \cdot 10^{-3}}{U_H^2}\right)^2 - \left(\frac{\Delta P_{H.X.} \cdot 10^{-3}}{U_H^2}\right)^2} = \\ &= -\frac{S_T \cdot 10^{-3}}{100 U_H^2} \sqrt{(i_{H.X.})^2 - \left(\frac{\Delta P_{H.X.}}{S_T} \cdot 100\right)^2} = -\frac{S_T \cdot 10^{-3}}{100 U_H^2} \sqrt{(i_{H.X.})^2 - (\Delta p_{H.X.})^2}. \end{aligned} \quad (1.13)$$

Очевидно, що друга складова підкореневого виразу у формулі (1.13) являє собою квадрат відносного значення втрат активної потужності у режимі неробочого ходу, вираженого у відсотках до номінальної потужності трансформатора, тобто

$$\Delta p_{H.X.} = \frac{\Delta P_{H.X.}}{S_T} \cdot 100. \quad (1.14)$$

Можна показати, що втрати активної потужності у режимі неробочого ходу, виражені у відсотках до номінальної потужності трансформатора, чисельно збігаються з активним струмом неробочого ходу, вираженим у відсотках до номінального струму трансформатора. Справді,

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

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

$$b_T = -\frac{i''_{н.х.}}{100} \frac{S_T \cdot 10^{-3}}{U_H^2}, \quad (1.15)$$

де $i''_{н.х.} = \sqrt{i_{н.х.}^2 - (i'_{н.х.})^2}$ – індуктивна складова струму неробочого ходу трансформатора.

Характерним для сучасних потужних силових трансформаторів є те, що індуктивна складова струму неробочого ходу суттєво перевищує активну складову. Це дозволяє умовно знехтувати активною складовою струму неробочого ходу та визначати індуктивну поперечну провідність за паспортним значенням повного струму неробочого ходу трансформатора, тобто вважати, що $i_{н.х.} \approx i''_{н.х.}$:

$$b_T = -\frac{i_{н.х.}}{100} \frac{S_T \cdot 10^{-3}}{U_H^2}. \quad (1.16)$$

Зауваження

Струм неробочого ходу для трансформаторів потужністю від 10 до 63000 кВА перебуває в межах від 4 до 0,8 %, а для більших потужностей знижується до 0,35 %.

Параметри поздовжньої вітки схеми заміщення трансформатора визначають за даними дослідження КЗ. У такому режимі вторинні обмотки трансформатора закорочені, а до первинних прикладають таку напругу, щоб струм у первинній та вторинній обмотках дорівнював номінальному. При цьому вимірюють напругу, яку прикладають до первинних обмоток, а також втрати активної потужності.

Оскільки напруга, яку прикладають до первинних обмоток трансформатора в режимі КЗ, характеризується малим значенням (приблизно 10 % від номінальної напруги первинної обмотки трансформатора) струм у контурі намагнічування також дуже малий і ним можна знехтувати. Це дозволяє спростити Г-подібну схему заміщення трансформатора та подавати його лише повздовжньою віткою, як показано на рис. 1.93.

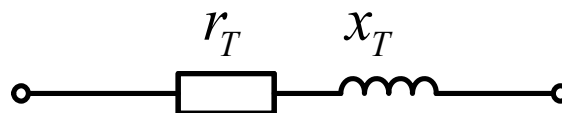


Рис. 1.93. Г-подібна схема заміщення двообмоткового силового трансформатора в дослідженні короткого замикання

У такому разі, з достатньою для інженерних розрахунків точністю, можна вважати, що в дослідженні КЗ активна потужність втрачається лише в активному опорі міді обмоток ΔP_i :

$$\Delta P_M = \Delta P_{к.з.} = 3I_{н.Т}^2 r_T \cdot 10^3.$$

Звідси

$$r_T = \frac{\Delta P_{\text{к.з.}} \cdot 10^{-3}}{3I_H^2} = \frac{\Delta P_{\text{к.з.}} U_H^2 \cdot 10^3}{S_T^2}, \quad (1.17)$$

де $\Delta P_{\text{к.з.}}$ – втрати активної потужності в дослідженні КЗ.

Множник 10^3 у формулі (1.17) визначається тим, що паспортна величина втрат активної потужності в режимі КЗ виражена у кіловатах, номінальна потужність – у кіловольтамперах, а номінальна напруга – у кіловольтах.

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

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

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

де $U'_{\text{к.з.}}$, $U''_{\text{к.з.}}$ – активна та індуктивна складові напруги КЗ відповідно.

У свою чергу, модуль напруги КЗ визначають виразом

$$U_{\text{к.з.}} = \sqrt{U'^2_{\text{к.з.}} + U''^2_{\text{к.з.}}} = \frac{S_T \cdot 10^{-3}}{U_H} \sqrt{r_T^2 + x_T^2}. \quad (1.18)$$

Напруга в досліді КЗ

$$U_{\text{к.з.}} = \frac{u_{\text{к.з.}}}{100} U_H. \quad (1.19)$$

Якщо порівняти вирази (1.18) та (1.19), отримуємо

$$\sqrt{r_T^2 + x_T^2} = \frac{u_{\text{к.з.}}}{100} \frac{U_H^2 \cdot 10^3}{S_T}.$$

Звідси

$$x_T = \sqrt{\left(\frac{u_{\text{к.з.}}}{100} \frac{U_H^2 \cdot 10^3}{S_T} \right)^2 - r_T^2}. \quad (1.20)$$

З урахуванням виразу (1.17) для активного поздовжнього опору формула (1.20) набуває вигляду

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

$$= \frac{U_H^2 \cdot 10^3}{100 S_T} \sqrt{u_{\text{к.з.}}^2 - \left(\frac{\Delta P_{\text{к.з.}}}{S_T} \cdot 100 \right)^2} = \frac{U_H^2 \cdot 10^3}{100 S_T} \sqrt{u_{\text{к.з.}}^2 - (\Delta p_{\text{к.з.}})^2}. \quad (1.21)$$

Очевидно, що друга складова підкореневого виразу у формулі (1.21) являє собою квадрат відносного значення втрат активної потужності в режимі КЗ, виражена у відсотках до номінальної потужності трансформатора, тобто

$$\Delta p_{\text{к.з.}} = \frac{\Delta P_{\text{к.з.}}}{S_{\text{Т}}} \cdot 100.$$

Можна показати, що втрати активної потужності в режимі КЗ, виражені у відсотках до номінальної потужності трансформатора, чисельно збігаються із активною складовою напруги КЗ, вираженою у відсотках до номінальної напруги трансформатора, тобто

$$u'_{\text{к.з.}} = \frac{U'_{\text{к.з.}}}{U_{\text{Н}}} \cdot 100 = \frac{\sqrt{3} I_{\text{Н}} r_{\text{Т}}}{U_{\text{Н}}} \cdot 100 = \frac{\sqrt{3}}{U_{\text{Н}}} \frac{S_{\text{Т}}}{\sqrt{3} U_{\text{Н}}} \frac{\Delta P_{\text{к.з.}} U_{\text{Н}}^2}{S_{\text{Т}}^2} \cdot 100 = \frac{\Delta P_{\text{к.з.}}}{S_{\text{Т}}} \cdot 100 = \Delta p_{\text{к.з.}}.$$

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

$$x_{\text{Т}} = \frac{u''_{\text{к.з.}} U_{\text{Н}}^2 \cdot 10}{S_{\text{Т}}},$$

де $u''_{\text{к.з.}} = \sqrt{u_{\text{к.з.}}^2 - (u'_{\text{к.з.}})^2}$ – індуктивна складова напруги КЗ трансформатора.

Зауважимо, що у сучасних потужних силових трансформаторах індуктивна складова напруги КЗ суттєво перевищує активну складову. Це дозволяє умовно знехтувати активною складовою та визначати індуктивний повздовжній опір за паспортним значенням повної напруги КЗ трансформатора, тобто вважати, що $u''_{\text{к.з.}} \approx u_{\text{к.з.}}$:

$$x_{\text{Т}} = \frac{u_{\text{к.з.}} U_{\text{Н}}^2 \cdot 10}{S_{\text{Т}}}. \quad (1.22)$$

Зауваження

Для трансформатора потужністю 15 кВА реактивний опір $X_{\text{Т}}$, віднесений до напруги 35 кВ, становить 6,53 Ом, а повний $Z_{\text{Т}} = 6,54$ Ом, тому можна припустити, що $u''_{\text{к.з.}} = u_{\text{к.з.}}$.

Чим більше значення $u_{\text{к.з.}}$, тим менший струм КЗ, отже, повільніше підвищується температура обмоток, по яких протікає цей струм, і тем меншою є небезпека руйнівних механічних зусиль. Водночас чим більше значення $u_{\text{к.з.}}$, тим більша потужність розсіювання, яка збільшує втрати в конструкції та прискорює падіння напруги в обмотках. Наслідком цього є зниження ККД та потужності, що передається трансформатором.

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

номінальної напруги. Якщо потрібно, можна перерахувати ці параметри, підставивши у формули номінальної напруги обмотки НН.

Паралельною роботою двох або декількох трансформаторів називають роботу з паралельним з'єднанням не менш ніж двох основних обмоток одного з них з такою самою кількістю основних обмоток іншого трансформатора (інших трансформаторів).

У разі паралельного з'єднання однойменні затискачі трансформаторів приєднуються до одного і того самого проводу мережі.

Для правильного розподілу навантаження між трансформаторами, які працюють паралельно, пропорційно їх номінальним потужностям паралельну роботу двообмоткових трансформаторів допускають, якщо:

1) рівні номінальні первинні та вторинні напруги (допускається різниця коефіцієнтів трансформації не більше $\pm 0,5\%$);

2) тотожні групи з'єднання обмоток;

3) співпадають напруги КЗ (допускається відхилення не більше ніж на $\pm 10\%$ від середньої величини).

Нормальні перевантаження трансформатора визначають за допомогою коефіцієнта заповнення добового графіка K_z з урахуванням його навантажувальної спроможності. Допустиму кратність перевантаження щодо його номінального значення визначають за діаграмою, поданою на рис. 1.94. На осі абсцис тут відкладено тривалість допустимого перевантаження, а на осі ординат – кратність перевантаження щодо номінального. На графіках подані криві для різних значень коефіцієнта заповнення добового графіка (K_z), що являє собою відношення площі, обмеженої лінією добового графіка навантаження, до площі прямокутника зі сторонами, одна з яких дорівнює абсцисі (24 год), а друга – ординаті (максимум навантаження).

В аварійних режимах допускається короточасне перевантаження трансформаторів понад номінальне значення сили струму для всіх систем охолодження, значення і тривалість якого регламентовано ДСТУ 3463-96 та ДСТУ 2767-94.

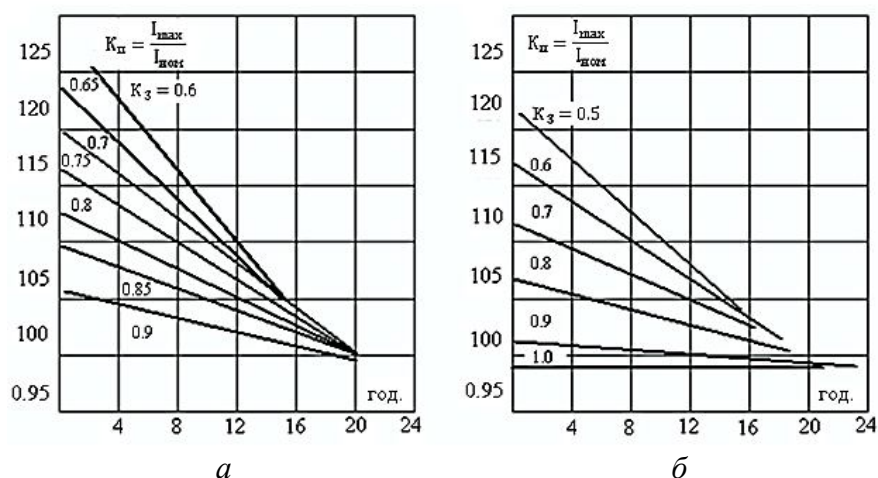


Рис. 1.94. Діаграми навантажувальної здатності трансформаторів: а – масляних; б – сухих

Якщо інше не визначено інструкціями підприємств-виробників, допускається короткочасне перевантаження трансформаторів для всіх систем охолодження незалежно від тривалості та значення попереднього навантаження і значення температури охолоджувального середовища у межах, наведених у табл. 1.10.

Таблиця 1.10. Короткочасна тривалість перевантаження трансформаторів

№ з/п	Показник	Допустимі перевантаження				
1	Трансформатори масляні: перевантаження струмом, % ;	30	45	60	75	140
	тривалість перевантаження, хв	120	80	45	20	10
2	Трансформатори сухі: перевантаження струмом, % ;	20	30	40	50	60
	тривалість перевантаження, хв	60	45	32	18	5

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. *Перерахуйте паспортні дані силового трансформатора.*
2. *Які паспортні дані силового трансформатора визначають параметри поперечної вітки схеми заміщення?*
3. *Які паспортні дані силового трансформатора визначають параметри поздовжньої вітки схеми заміщення?*
4. *Наведіть вираз для визначення поперечної активної провідності схеми заміщення силового трансформатора.*
5. *Наведіть вираз для визначення поперечної індуктивної провідності схеми заміщення силового трансформатора.*
6. *Наведіть вираз для визначення поздовжнього активного опору схеми заміщення силового трансформатора.*
7. *Наведіть вираз для визначення поздовжнього індуктивного опору схеми заміщення силового трансформатора.*

ЛІТЕРАТУРА: [2, С. 80–82]; [3, С. 226–228]; [4, С. 65–67]; [7, С. 64–66]; [10, С. 36–39]; [11, С. 90–93]; [13, С. 146–149]; [16, С. 100–103, 110–111]; [17, С. 40–44]; [24, С. 39–42]; [25, С. 134–137]; [26, С. 140–144]; [27, С. 135–139].

1.3.4 Параметри схем заміщення триобмоткових силових трансформаторів

Під час формування електричних систем часто необхідно на одній підстанції поєднати на паралельну роботу ЕМ трьох класів номінальної напруги, наприклад районні мережі живлення напругою 110 кВ, місцеві сільські мережі напругою 35 кВ та мережі місцевих споживачів напругою 10 кВ. Для цього можна було б використати силові трансформатори двох типів: 110/35 кВ та 110/10 кВ. Проте за таких умов економічно доцільніше застосовувати триобмоткові силові трансформатори. Такі трансформатори містять по три обмотки у кожній фазі, розміщені на єдиному магнітопроводі. У результаті електрична енергія, підведена до затискачів живлячих первинних обмоток, трансформується та передається у вторинні обмотки.

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

У задачах аналізу робочих режимів електричних систем триобмоткові трансформатори подають Г-подібною схемою заміщення, зображеною на рис. 1.95. Така схема містить поперечну вітку контура намагнічування та три повздовжні вітки опорів обмоток, поєднані у трипроменеву зірку.

Контур намагнічування триобмоткового трансформатора, так само, як і двообмоткового, містить активну та індуктивну провідності та розміщений завжди з боку живлення трансформатора. Параметри поперечної вітки схеми заміщення триобмоткового трансформатора визначають за виразами для двообмоткового трансформатора (1.9), (1.15), (1.16).

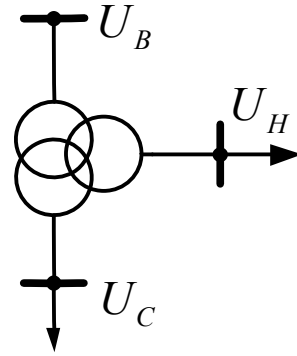
Повздовжні вітки опорів обмоток характеризуються активними та індуктивними опорами. Параметри повздовжніх віток визначають виходячи з особливостей виконання досліджень КЗ у триобмоткових трансформаторах. Для таких агрегатів дослідження КЗ проводять для трьох пар обмоток:

1. Замикають накоротко затискачі обмоток СН та подають живлення до затискачів обмоток ВН;
2. Замикають накоротко затискачі обмоток НН та подають живлення до затискачів обмоток ВН;
3. Замикають накоротко затискачі обмоток НН та подають живлення до затискачів обмоток СН.

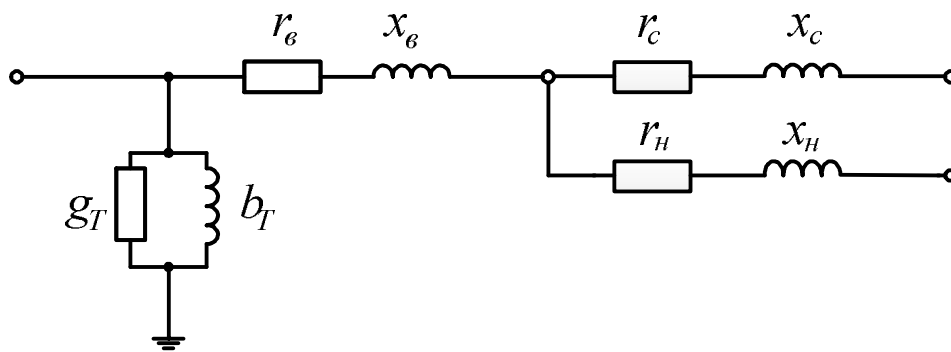
Таким чином, паспортні дані триобмоткових трансформаторів містять інформацію про три пари характеристик досліджень КЗ між обмотками високої та середньої, високої та нижчої, а також середньої та низької напруг. Такі характеристики дозволяють визначити суми опорів послідовно увімкнених відповідних пар обмоток трансформатора.



a



б



в

Рис. 1.95. Триобмотковий силовий трансформатор: *a* – загальний вигляд; *б* – умовне позначення; *в* – Г-подібна схема заміщення

Зокрема, втрати активної потужності в дослідженнях КЗ визначають активні опори обмоток відповідно до виразів:

$$\begin{aligned} r_B + r_C &= \frac{\Delta P_{\text{К.В-С}} U_T^2 10^3}{S_T^2}; \\ r_B + r_H &= \frac{\Delta P_{\text{К.В-Н}} U_T^2 10^3}{S_T^2}; \\ r_C + r_H &= \frac{\Delta P_{\text{К.С-Н}} U_T^2 10^3}{S_T^2}, \end{aligned} \quad (1.23)$$

де r_B , r_C , r_H – активні опори обмоток високої, середньої та низької напруг відповідно; $\Delta P_{\text{К.В-С}}$, $\Delta P_{\text{К.В-Н}}$, $\Delta P_{\text{К.С-Н}}$ – втрати активної потужності в дослідженнях КЗ між обмотками високої та середньої, високої та нижньої, середньої та низької напруг відповідно.

Вирази (1.23) отримані за аналогією з виразом (1.17) для двообмоткового трансформатора.

Для визначення активного опору обмотки ВН із суми перших двох виразів (1.23) слід відняти третій:

$$2r_B = \frac{(\Delta P_{K.B-C} + \Delta P_{K.B-H} - \Delta P_{K.C-H}) U_T^2 10^3}{S_T^2}$$

або

$$r_B = \frac{0,5(\Delta P_{K.B-C} + \Delta P_{K.B-H} - \Delta P_{K.C-H}) U_T^2 10^3}{S_T^2} = \frac{\Delta P_{K.B} U_T^2 10^3}{S_T^2},$$

де $\Delta P_{K.B} = 0,5(\Delta P_{K.B-C} + \Delta P_{K.B-H} - \Delta P_{K.C-H})$ – фіктивне значення втрат активної потужності в обмотці ВН трансформатора.

У загальному випадку вираз для визначення активних опорів обмоток триобмоткових трансформаторів можна подати у вигляді

$$r_i = \frac{\Delta P_{Ki} U_T^2 10^3}{S_T^2}, \quad (1.24)$$

де i – індекс поточної обмотки трансформатора;

ΔP_{Ki} – фіктивні значення втрат активної потужності трансформатора в i -й обмотці:

$$\begin{aligned} \Delta P_{K.B} &= 0,5(\Delta P_{K.B-C} + \Delta P_{K.B-H} - \Delta P_{K.C-H}); \\ \Delta P_{K.C} &= 0,5(\Delta P_{K.B-C} + \Delta P_{K.C-H} - \Delta P_{K.B-H}) = \Delta P_{K.B-C} - \Delta P_{K.B}; \\ \Delta P_{K.H} &= 0,5(\Delta P_{K.B-H} + \Delta P_{K.C-H} - \Delta P_{K.B-C}) = \Delta P_{K.B-H} - \Delta P_{K.B}. \end{aligned} \quad (1.25)$$

Конструктивне виконання більшості сучасних триобмоткових трансформаторів передбачає однакові значення втрат активної потужності у всіх дослідженнях КЗ. Для таких трансформаторів активні опори обмоток знаходять за виразом

$$r_B = r_C = r_H = \frac{\Delta P_{K3} U_T^2 10^3}{2S_T^2} = 0,5r_T. \quad (1.26)$$

Очевидно, що вираз (1.26) є окремим випадком виразів (1.24) за умови однакових значень втрат активної потужності у дослідженнях КЗ:

$$\Delta P_{K.B-C} = \Delta P_{K.B-H} = \Delta P_{K.C-H} = \Delta P_{K3}.$$

Щоб обчислити індуктивні опори обмоток триобмоткових трансформаторів, треба наперед розрахувати фіктивні значення напруг КЗ кожної з обмоток за виразами, аналогічними (1.25):

$$\begin{aligned} u_{K.B} &= 0,5(u_{K.B-C} + u_{K.B-H} - u_{K.C-H}); \\ u_{K.C} &= 0,5(u_{K.B-C} + u_{K.C-H} - u_{K.B-H}) = u_{K.B-C} - u_{K.B}; \\ u_{K.H} &= 0,5(u_{K.B-H} + u_{K.C-H} - u_{K.B-C}) = u_{K.B-H} - u_{K.B}, \end{aligned}$$

де $u_{\text{к.в-с}}$, $u_{\text{к.в-н}}$, $u_{\text{к.с-н}}$ – напруги в дослідженнях КЗ між обмотками високої та середньої, високої та нижчої, середньої та низької напруг відповідно.

Зауваження

Одне зі значень напруг КЗ значно менше від двох інших за абсолютною величиною. Найчастіше це $u_{\text{к.с}}$ або $u_{\text{к.с-н}}$. Це пояснюється конструктивним виконанням трансформатора. Обмотки на магнітопроводі трансформатора розміщені концентрично, тому магнітне поле обмотки, яка перебуває між двома іншими обмотками, фактично повністю компенсується магнітними полями цих обмоток. У практичних розрахунках величину $U_{\text{к}}$ цієї обмотки вважають рівною нулю.

Індуктивні опори обмоток триобмоткових трансформаторів визначають за типовим виразом

$$x_i = 10u_{\text{к.і}} \frac{U_{\text{т}}^2}{S_{\text{т}}}, \quad (1.27)$$

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

Часто одне з фіктивних значень напруги КЗ (зазвичай обмотки СН, інколи – НН) виявляється близьким до нуля або навіть від’ємним. За таких умов слід взяти нульове значення індуктивного опору відповідної обмотки трансформатора.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. Які трансформаторами називають триобмотковими?
2. Наведіть схему заміщення силового триобмоткового трансформатора.
3. Як визначають параметри поперечної вітки триобмоткового трансформатора?
4. У чому полягає особливість досліджень КЗ силового триобмоткового трансформатора?
5. Наведіть вирази для фіктивних значень втрат активної потужності в дослідженнях КЗ для окремих обмоток триобмоткового трансформатора.
6. Наведіть вирази для фіктивних значень напруг в дослідженнях КЗ для окремих обмоток триобмоткового трансформатора.
7. Наведіть вирази для визначення активних опорів обмоток триобмоткового трансформатора за однакових та різних значень втрат активної потужності в дослідженнях КЗ.
8. Наведіть вирази для визначення індуктивних опорів обмоток триобмоткового трансформатора.

ЛІТЕРАТУРА: [2, С. 83–85]; [3, С. 228–230]; [4, С. 66–68]; [7, С. 66–72]; [10, С. 39–41]; [11, С. 93–95]; [13, С. 152–154]; [16, С. 103–106]; [17, С. 44–49]; [25, С. 137–138]; [26, С. 144–147]; [27, С. 139–143].

1.3.5 Параметри схем заміщення триобмоткових трансформаторів зі скороченими обмотками

В ЕМ енергосистем експлуатують силові триобмоткові трансформатори, виконані за застарілими стандартами, одна або обидві вторинні обмотки яких розраховані на меншу потужність, ніж номінальна потужність трансформатора. Справа у тому, що енергія, яка надходить на первинну обмотку ВН трансформатора, розподіляється між вторинними обмотками середньої та низької напруг. Очевидно, що потужності вторинних обмоток триобмоткового трансформатора завжди менші від потужності первинної обмотки. Це означає, що в триобмоткових трансформаторах вторинні обмотки працюють у недовантаженому режимі навіть за номінального навантаження первинної обмотки, що свідчить про можливість конструктивного виконання вторинних обмоток трансформатора, розрахованих на потужність, меншу за номінальну потужність трансформатора. Такі агрегати називають трансформаторами зі скороченими обмотками. Виготовляли такі трансформатори із співвідношенням потужностей обмоток 100:100:66,7 та 100:66,7:66,7 у відсотках до номінальної потужності трансформатора.

Для трансформаторів зі скороченими обмотками для розрахунку параметрів схем заміщення слід враховувати особливості виконання досліджень КЗ. Справа у тому, що в дослідженнях КЗ на затискачі первинних обмоток подають таку напругу, щоб у ланцюзі вторинних обмоток протікав номінальний струм саме вторинної обмотки. Оскільки потужність вторинної обмотки може різнитися від потужності первинної обмотки, струм первинної обмотки в такому режимі не буде відповідати номінальному струму трансформатора. Тому для визначення параметрів схеми заміщення триобмоткових силових трансформаторів зі скороченими обмотками слід заздалегідь звести параметри дослідів КЗ до номінальної потужності трансформатора.

Для трансформаторів, в яких скороченою є лише обмотка НН (наприклад, трансформатори зі співвідношенням потужностей обмоток 100:100:66,7), слід використовувати такі вирази для перерахунку значень втрат активної потужності та напруги КЗ:

$$\Delta P'_{\text{к.в-н}} = \Delta P_{\text{к.в-н}} \frac{S_{\text{т}}^2}{S_{\text{н.н.}}^2} = \frac{\Delta P_{\text{к.в-н}}}{\alpha_{\text{н.н.}}^2};$$

$$\Delta P'_{\text{к.с-н}} = \Delta P_{\text{к.с-н}} \frac{S_{\text{т}}^2}{S_{\text{н.н.}}^2} = \frac{\Delta P_{\text{к.с-н}}}{\alpha_{\text{н.н.}}^2};$$

$$u'_{\text{к.в-н}} = u_{\text{к.в-н}} \frac{S_{\text{т}}}{S_{\text{н.н.}}} = \frac{u_{\text{к.в-н}}}{\alpha_{\text{н.н.}}};$$

$$u'_{\text{к.с-н}} = u_{\text{к.с-н}} \frac{S_{\text{т}}}{S_{\text{н.н.}}} = \frac{u_{\text{к.с-н}}}{\alpha_{\text{н.н.}}},$$

де $\alpha_{\text{н.н.}} = S_{\text{н.н.}} / S_{\text{т}}$ – коефіцієнт, який визначає співвідношення потужності скороченої обмотки та номінальної потужності трансформатора.

Для триобмоткових трансформаторів зі співвідношенням потужностей обмоток ВН:СН:НН 100:100:66,7, і враховуючи те, що опір обмоток зворотно пропорційний їх потужності, активний опір ділянки схеми, що заміщає обмотку потужністю 66,7 % від номінальної, визначають з виразу

$$r_{\text{т}(66,7)} = \frac{100}{66,7} r_{\text{т}(100)} = 1,5 r_{\text{т}(100)},$$

де $r_{\text{т}(100)}$ – активний опір ділянки схеми, навантаженої номінальною потужністю та обчисленої за співвідношенням (1.26).

Для триобмоткових трансформаторів із двома скороченими вторинними обмотками (наприклад, трансформатори зі співвідношенням потужностей обмоток 100:66,7:66,7) перерахунку підлягають параметри досліджень КЗ між обмотками високої та середньої й високої та низької напруг. Щоб знайти втрати активної потужності та напруги КЗ слід використовувати вирази

$$\Delta P'_{\text{к.в-с}} = \Delta P_{\text{к.в-с}} \frac{S_{\text{т}}^2}{S_{\text{с.н.}}^2} = \frac{\Delta P_{\text{к.в-с}}}{\alpha_{\text{с.н.}}^2};$$

$$\Delta P'_{\text{к.в-н}} = \Delta P_{\text{к.в-н}} \frac{S_{\text{т}}^2}{S_{\text{н.н.}}^2} = \frac{\Delta P_{\text{к.в-н}}}{\alpha_{\text{н.н.}}^2};$$

$$u'_{\text{к.в-с}} = u_{\text{к.в-с}} \frac{S_{\text{т}}}{S_{\text{с.н.}}} = \frac{u_{\text{к.в-с}}}{\alpha_{\text{с.н.}}};$$

$$u'_{\text{к.в-н}} = u_{\text{к.в-н}} \frac{S_{\text{т}}}{S_{\text{н.н.}}} = \frac{u_{\text{к.в-н}}}{\alpha_{\text{н.н.}}},$$

де $\alpha_{\text{с.н.}} = S_{\text{с.н.}} / S_{\text{т}}$; $\alpha_{\text{н.н.}} = S_{\text{н.н.}} / S_{\text{т}}$ – коефіцієнти, які визначають співвідношення потужностей скорочених обмоток (середньої та НН) та номінальної потужності трансформатора.

Для триобмоткових трансформаторів зі співвідношенням потужностей обмоток 100:66,7:66,7 активний опір ділянки схеми (Ом), що заміщує обмотку з номінальною потужністю 100 %, визначають не за виразом (1.26), а за співвідношенням

$$r_{\text{т}(100)} = \frac{\Delta P_{\text{кз}} U_{\text{т}}^2}{1,83 S_{\text{т}}^2 10^{-3}}.$$

Після перерахунку значень втрат потужності та напруг КЗ активні та індуктивні опори обмоток трансформаторів визначають за виразами (1.24) й (1.27).

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. Які електроустановки називають трансформаторами зі скороченими обмотками?
2. У чому полягає особливість досліджень КЗ трансформаторів зі скороченими обмотками?
3. Наведіть вирази для перерахунку паспортних даних трансформаторів зі скороченими обмотками до номінальної потужності трансформатора.

ЛІТЕРАТУРА: [2, С. 90]; [3, С. 67]; [5, С. 71–72]; [13, С. 156–157]; [26, С. 144–146]; [27, С. 145–146].

1.3.6 Параметри схем заміщення силових трансформаторів із розщепленими обмотками

Конструктивне виконання деяких типів силових трансформаторів передбачає виконання обмотки НН розщепленою на дві частини, потужність кожної з яких становить 50 % від номінальної потужності трансформатора. Як зазначалося вище, за допомогою таких трансформаторів можна організувати живлення ЕМ від двох генераторів або роздільне живлення секцій розподільних пристроїв споживацьких підстанцій.

Трансформатори з розщепленими обмотками можуть працювати за двома схемами увімкнення: із поєднаними паралельно обмотками НН та з роздільним увімкненням розщеплених обмоток.

У першому випадку схема заміщення трансформатора та її параметри повністю збігаються зі схемою заміщення звичайного двообмоткового трансформатора, показаною на рис. 1.91. Така схема увімкнення не дозволяє використовувати конструктивні переваги трансформаторів з розщепленими обмотками.

Для другої схеми увімкнення трансформатора з розщепленими обмотками схему заміщення зображено на рис. 1.96, де використано такі позначення: $r_{\text{в}}$, $x_{\text{в}}$ – активний та індуктивний опори обмотки ВН; $r_{\text{н1}}$, $r_{\text{н2}}$, $x_{\text{н1}}$, $x_{\text{н2}}$ – активні та індуктивні опори розщеплених обмоток НН, зведені до номінальної напруги обмотки ВН.

Параметри поперечної вітки контура намагнічування схеми заміщення трансформатора з розщепленими обмотками розраховують так само, як і для звичайних двообмоткових трансформаторів за виразами (1.9) та (1.15) або (1.16). Таку вітку завжди розміщено з боку живлення трансформатора.

Визначення параметрів поздовжніх гілок схеми заміщення трансформаторів із розщепленими обмотками ґрунтується на таких міркуваннях. Оскільки потужність кожної із розщеплених обмоток НН дорівнює половині потужності обмотки ВН, для активних опорів обмоток трансформатора можна записати співвідношення

$$r_{H1} = r_{H2} = 2r_B. \quad (1.28a)$$

За паралельного поєднання розщеплених обмоток НН трансформатор працює як звичайний двообмотковий трансформатор, активний та індуктивний опори якого становлять

$$\begin{aligned} r_T &= r_B + \frac{r_{H1}r_{H2}}{r_{H1} + r_{H2}}; \\ x_T &= x_B + \frac{x_{H1}x_{H2}}{x_{H1} + x_{H2}}, \end{aligned} \quad (1.28б)$$

де r_T і x_T визначають за виразами (1.17) та (1.22) для двообмоткових трансформаторів.

З першого рівняння (1.28a) та співвідношення (1.28б) випливає, що

$$\begin{aligned} r_B &= 0,5r_T; \\ r_{H1} &= r_{H2} = r_T. \end{aligned}$$

Для трансформаторів з розщепленими обмотками з достатньою інженерною точністю можна вважати, що індуктивний опір обмотки ВН дорівнює нулю ($x_B = 0$). Тоді з другого рівняння (1.28б) випливає, що

$$x_{H1} = x_{H2} = 2x_T.$$

Зауваження

Щоб визначити індуктивні опори обмоток, потрібно враховувати розміщення обмоток на магнітопроводі, тобто вплив їх магнітних полів.

Так, для групи однофазних трансформаторів:

$$x_B = 0 \quad \text{і} \quad x_{H1} = x_{H2} = 2x_T.$$

Для трифазних трансформаторів за розміщення обмоток одна над іншою:

$$x_B = 0,125x_T \quad \text{і} \quad x_{H1} = x_{H2} = 1,75x_T.$$

Конструктивне виконання деяких силових трансформаторів передбачає розщеплення обмотки НН на три частини, потужність кожної з яких становить 33,3 % від номінальної потужності трансформатора. Для таких трансформаторів параметри поздовжніх гілок схеми заміщення слід визначати за виразами:

$$\begin{aligned} r_B &= 0,5r_T; \\ r_{H1} &= r_{H2} = r_{H3} = 1,5r_T; \\ x_B &= 0; \\ x_{H1} &= x_{H2} = x_{H3} = 3x_T, \end{aligned}$$

де r_T та x_T знаходять за виразами (1.17) та (1.22) для двообмоткових трансформаторів.

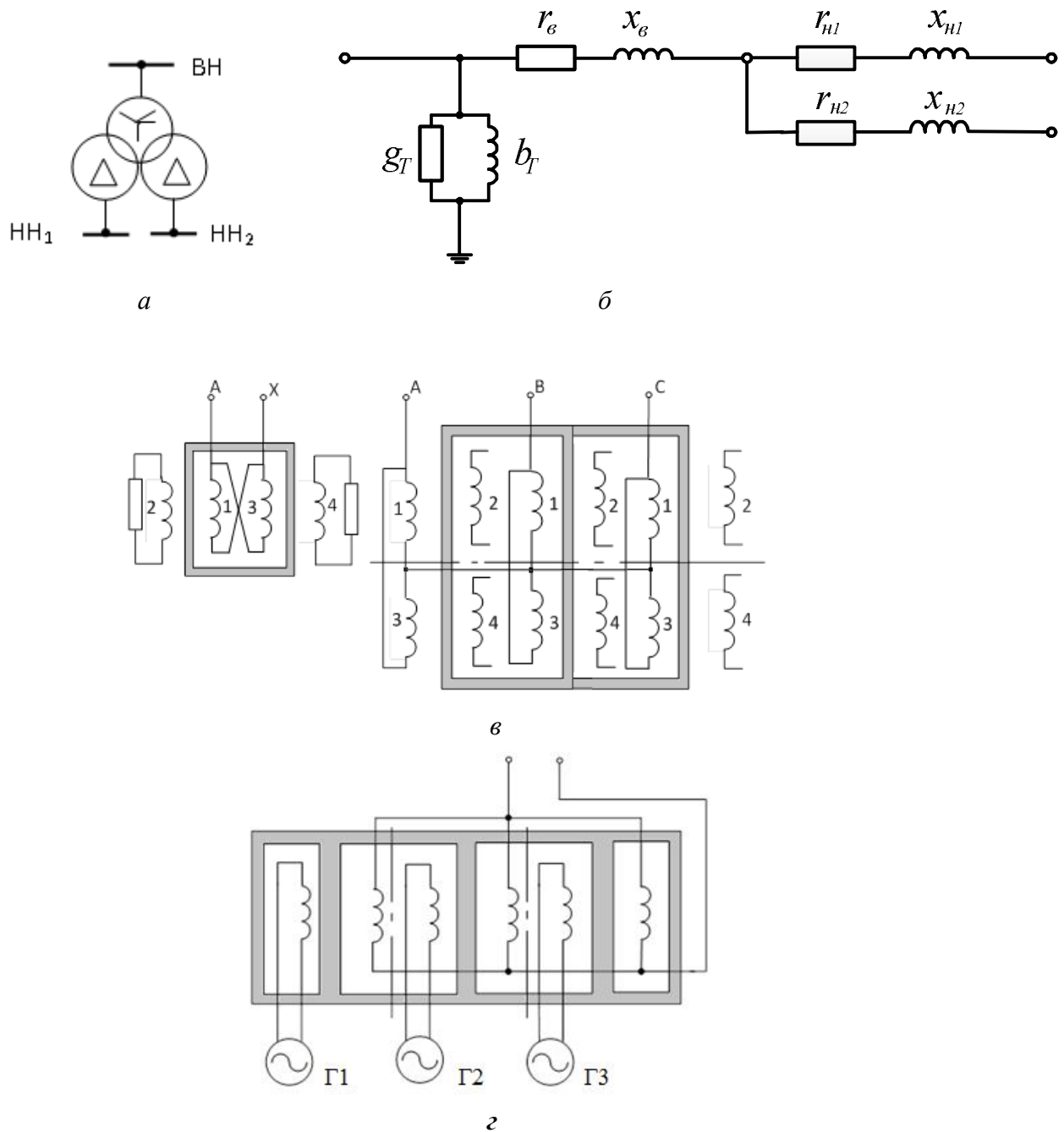


Рис. 1.96. Трансформатор із розщепленими обмотками: *a* – умовне позначення; *б* – Г-подібна схема заміщення силового трансформатора із розщепленими обмотками; *в* – однофазний та трифазний з обмоткою, розщепленою на дві; *г* – підвищувальний трифазний з обмоткою, розщепленою на три

Перевагою трансформаторів з розщепленою обмоткою є збільшення реактивного опору між вітками, що дозволяє обмежувати струм КЗ на стороні НН. Тому понижувальні трансформатори з розщепленими обмотками мають значне поширення. Підвищувальні трансформатори з розщепленими обмотками застосовують рідко – їх використовують на електростанціях, коли кілька генераторів доцільно під'єднати до одного трансформатора. У цьому випадку кількість розщеплених обмоток трансформатора має відповідати кількості генераторів, що їх підключено.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. Які трансформаторами називають трансформаторами з розщепленими обмотками?
2. Назвіть переваги використання трансформаторів з розщепленими обмотками.
3. За якими схемами можуть працювати трансформатори з розщепленими обмотками?
4. Наведіть схему заміщення силового трансформатора з розщепленими обмотками.
5. Наведіть вирази для визначення активних та індуктивних опорів обмоток трансформаторів з розщепленими обмотками.

ЛІТЕРАТУРА: [3, С. 230–232]; [10, С. 42–45]; [13, С. 150–152]; [16, С. 106–108]; [17, С. 55–58]; [25, С. 138–139].

1.3.7 Параметри схем заміщення силових автотрансформаторів

Автотрансформатор – це трансформатор, дві або більше обмоток якого гальванічно пов'язані так, що вони мають спільну частину. Обмотки АТ пов'язані як електрично, так і магнітно, тобто передавання енергії від первинного кола до вторинного відбувається через магнітний потік і безпосередньо по електричному колу.

В ЕМ вищих класів номінальної напруги, особливо надвисокої номінальної напруги, часто використовують силові АТ.

На рис. 1.97 проказано три однофазні силові АТ 750/330 кВ та трифазний 330/110 кВ.

Особливість конструктивного виконання АТ полягає в наявності гальванічного зв'язку між обмотками за рахунок того, що вторинна обмотка є частиною первинної обмотки, як схематично зображено на рис. 1.98. Обмотка ВН складається із двох частин: послідовної, якою протікає тільки струм ВН I_l , та загальної обмотки, якою протікають протилежно спрямовані струми високої та середньої напруги, тобто їх різниця I_0 .

Частину обмотки АТ, яка є спільною для поєднаних ЕМ різних класів номінальної напруги, називають загальною обмоткою. Наявність загальної обмотки дозволяє суттєво покращити масогабаритні та техніко-економічні показники АТ порівняно із силовими двообмотковими трансформаторами. Зазначимо, що через обмеження масогабаритних показників трансформаторів в ЕМ надвисокої номінальної напруги можна використовувати лише АТ.

Однією з основних характеристик силових трансформаторів є їх коефіцієнт трансформації, який чисельно дорівнює відношенню кількості витків обмоток високої та НН відповідно:

$$k_T = \frac{W_B}{W_H}.$$

Якщо знехтувати падіннями напруги на обмотках трансформатора, то умовно можна вважати, що коефіцієнт трансформації дорівнює відношенню ВН та НН відповідно:

$$k_T \approx U_1 / U_2.$$

Сучасні конструкції силових трансформаторів та АТ дозволяють змінювати робочу кількість витків обмоток і, таким чином, регулювати напруги в електричній мережі, підключеній до вторинних обмоток трансформатора. Таке регулювання може бути автоматичним за допомогою пристроїв регулювання без розриву ланцюга навантаженням (РПН) або неавтоматичним за допомогою пристрою переключення без збудження (ПБЗ). Зазначимо, що останній спосіб регулювання потребує відключення трансформатора від мережі й тому його використовують лише для сезонного регулювання напруги.



a

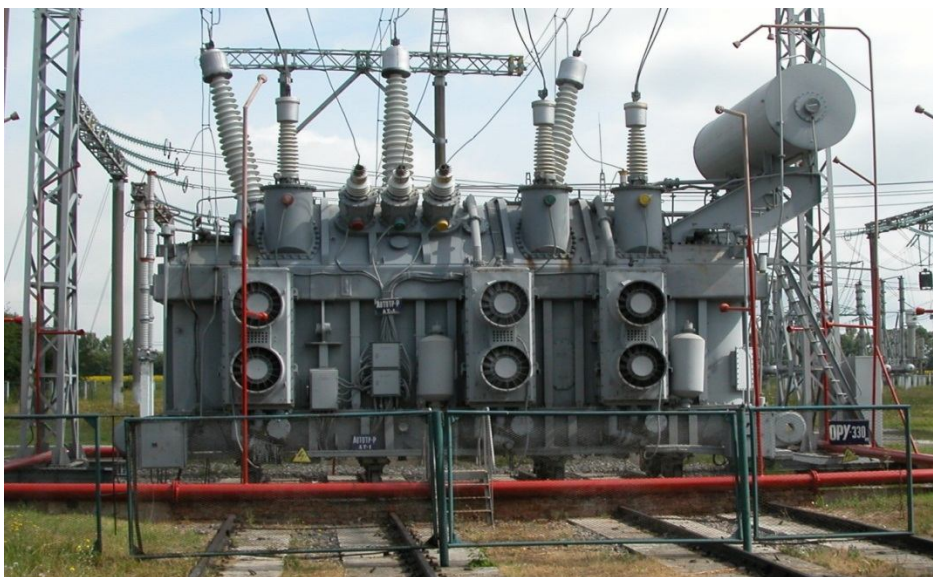


Рис. 1.97. Силовий автотрансформатор: *a* – три однофазні 750/330 кВ;
б – трифазний 330/110 кВ

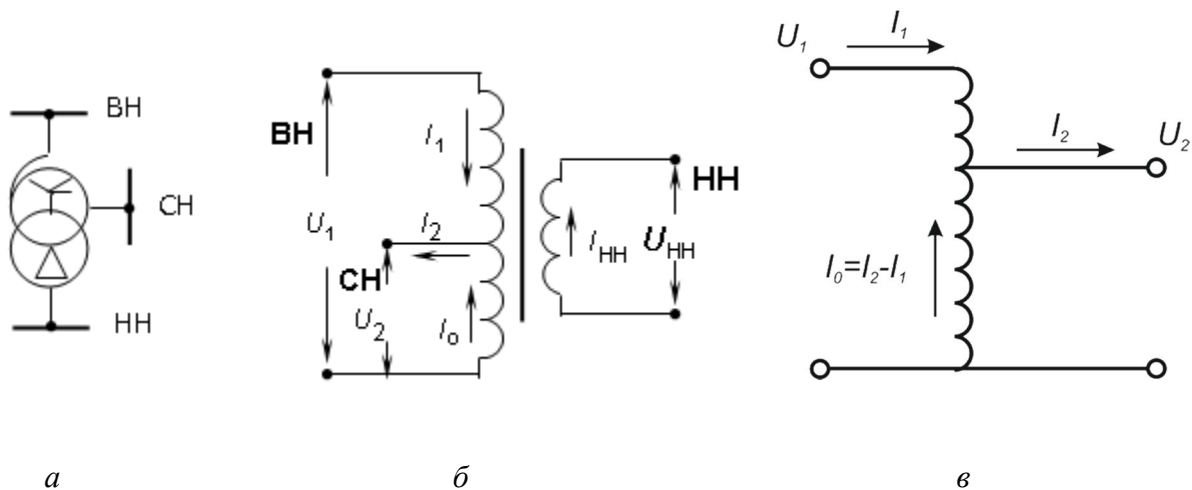


Рис. 1.98. Автотрансформатор: а – умовне позначення; б, в – електрична принципова схема однофазного автотрансформатора

Для поєднання на паралельну роботу ЕМ надвисокої номінальної напруги зазвичай використовують силові АТ.

Схема заміщення АТ містить поперечну вітку контура намагнічування та три повздовжні вітки опорів обмоток, поєднані у трипроменеву зірку аналогічно триобмотковому трансформатору (рис. 1.95).

Додатковою характеристикою АТ є *типова (розрахункова) потужність*, тобто потужність спільної обмотки (належить як до ВН так і до НН), яка і визначає габарити, втрати та вагу АТ.

Номінальна (прохідна) потужність – це та потужність, на яку він розрахований за умовою нагріву, тобто це гранична потужність, що може бути передана через АТ на стороні ВН.

Розрахункова потужність АТ значно менша від прохідної, тобто тієї, яку він може передати реально, що і визначає зменшення витрат матеріалів та втрат потужності.

Типова потужність характеризує потужність, яка передається електромагнітним шляхом через обмотки, що зв'язані електрично. Це потужність, на яку розрахована загальна обмотка СН, тобто та потужність, коли б обмотки АТ працювали електрично роздільно у режимі трансформатора:

$$S_T = \sqrt{3} I_{BH} U_{BH} (1 - U_{CH} / U_{BH}).$$

Розглянемо принципову схему АТ. Спільною обмоткою агрегату протікає струм, який чисельно дорівнює різниці струмів первинної і вторинної обмоток:

$$I_0 = I_2 - I_1.$$

У разі нехтування кутами повороту векторів струму і напруги первинної та вторинної обмоток, зумовлених втратами активної потужності неробочого ходу і КЗ трансформатора, сумарна потужність загальної обмотки (*типова потужність*) АТ становить

$$S_T = \sqrt{3}U_2(I_2 - I_1) = \sqrt{3}U_2I_2\left(1 - \frac{I_1}{I_2}\right) =$$

$$= S_H\left(1 - \frac{1}{k_T}\right) = S_Hk_B, \quad (1.29)$$

де $k_T = \frac{I_2}{I_1} = \frac{U_B}{U_{CH}}$ – коефіцієнт трансформації АТ; k_B – коефіцієнт вигідності.

Загальну обмотку розраховують на струм, менший від номінального струму АТ, що визначається на стороні вищої напруги. Розрахункова потужність цієї обмотки звичайно менша за номінальну потужність АТ і є *типовою* потужністю.

З аналізу виразу (1.29) можна зробити висновок про те, що типова потужність АТ завжди менша від номінальної потужності силового триобмоткового трансформатора того ж класу номінальної напруги і тієї ж номінальної потужності. Це призводить до зниження маси, габаритних розмірів і втрат активної потужності в АТ. Конструкція АТ дає можливість передавати через АТ потужність, більшу тієї, на яку розраховують її обмотки.

Коефіцієнт, який визначає зниження типової потужності АТ, у технічній літературі називають коефіцієнтом вигідності:

$$k_B = 1 - \frac{1}{k_T}. \quad (1.30)$$

Обернена величина $1/k_B$ вказує, у скільки разів вигідніше застосовувати АТ порівняно із силовим триобмотковим трансформатором такої самої номінальної потужності.

З аналізу виразу (1.30) випливає, що чим ближчі класи номінальної напруги обмоток АТ, тим менший коефіцієнт вигідності, а отже, тим більшим буде зниження типової потужності АТ (табл. 1.11). Наприклад, за співвідношень номінальних напруг 330/220 кВ, 500/330 кВ, 750/500 кВ коефіцієнти вигідності АТ становлять близько 0,33, тобто типова потужність АТ виявляється приблизно в три рази меншою від потужності силового триобмоткового трансформатора. Водночас за співвідношення номінальних напруг обмоток АТ 750/110 кВ коефіцієнт вигідності становить 0,85, тобто типова потужність АТ знижується лише на 15 % порівняно з номінальною потужністю силового триобмоткового трансформатора. Це означає, що зниження масогабаритних характеристик силових АТ щодо силових трансформаторів тієї самої потужності буде тим більшим, чим ближчі номінальні напруги поєднаних електричних систем.

Силові АТ зазвичай комплектують третьою обмоткою НН, від якої здійснюють живлення власних потреб підстанцій, а також місцевих споживачів. Такі обмотки пов'язані з обмотками ВН за допомогою електромагнітного зв'язку. Чинні технічні умови на силові АТ передбачають виконання агрегатів з

номінальною напругою 220 кВ та вище з обмотками НН потужністю 50, 40 або 25 % від номінальної потужності АТ.

Автотрансформатори можуть працювати в АТ і комбінованих режимах. При роботі в АТ-режимі потужність передається із системи ВН у систему СН або навпаки, і для перетворення напруги використовують не лише магнітний зв'язок між обмотками, а також їх пряме та зустрічне вмикання.

Зауваження

Обмотка НН (третинна) при цьому не навантажена. Вона є компенсувальною і служить для замикання струмів третьої гармоніки, запобігаючи їх появі в лініях та забезпечує компенсацію струмів нульової послідовності, що приводить до вирівнювання фазних напруг за несиметричних режимів.

Таблиця 1.11. Характеристики автотрансформаторів надвисокої напруги

Співвідношення напруг	Коефіцієнт трансформації	Коефіцієнт вигідності
330/110	3,0	0,67
330/150	2,2	0,54
330/220	1,5	0,33
500/110	4,5	0,78
500/220	2,3	0,56
500/330	1,5	0,34
750/110	6,8	0,85
750/220	3,4	0,71
750/330	2,3	0,56
750/500	1,5	0,33

При роботі в комбінованому режимі до третинної обмотки АТ приєднується навантаження (на стороні НН).

Потужність обмотки НН також дорівнює типовій, якщо її використовують для живлення навантаження. Якщо цю обмотку використовують як компенсувальну, її потужність становить 3...15 % номінальної потужності АТ і розраховують тільки за її електродинамічною та термічною стійкістю.

Активні та індуктивні опори обмоток АТ, так само, як і трансформаторів, визначають за даними КЗ. Але в АТ під час КЗ обмотки НН, що розрахована на типову потужність, напруга піднімається до значення струму в цій обмотці, що відповідає типовій потужності, а не номінальній. Під час КЗ на стороні СН напруга на стороні ВН піднімається до значення, за якого струм у послідовній обмотці досягає значення, що визначає номінальну потужність АТ.

У паспортні дані АТ входять втрати КЗ на пару обмоток, причому значення $\Delta P_{K(B-C)}$ віднесено до номінальної потужності, а два інші значення $\Delta P_{K(B-H)}$, $\Delta P_{K(C-H)}$ у деяких випадках віднесено до типової потужності. Те саме стосується і напруг КЗ. Тому при розрахунку опорів всі значення мають бути зведені до номінальної потужності АТ:

$$\Delta P'_{K(B-H)} = \Delta P_{K(B-H)} S_{\text{НОМ}}^2 / S_T^2; \quad \Delta P'_{K(C-H)} = \Delta P_{K(C-H)} S_{\text{НОМ}}^2 / S_T^2;$$

(1.31)

$$u'_{K(B-H)} = u_{K(B-H)} S_{\text{НОМ}} / S_T ; \quad u'_{K(C-H)} = u_{K(C-H)} S_{\text{НОМ}} / S_T .$$

Втрати активної потужності КЗ обмоток АТ визначають аналогічно триобмотковому трансформатору:

$$\begin{aligned} \Delta P_{K.B} &= 0,5 (\Delta P_{K.B-C} + \Delta P_{K.B-H} - \Delta P'_{K.C-H}); \\ \Delta P_{K.C} &= 0,5 (\Delta P_{K.B-C} + \Delta P_{K.C-H} - \Delta P'_{K.B-H}) = \Delta P_{K.B-C} - \Delta P_{K.B}; \\ \Delta P_{K.H} &= 0,5 (\Delta P'_{K.B-H} + \Delta P'_{K.C-H} - \Delta P_{K.B-C}) = \Delta P_{K.B-H} - \Delta P_{K.B}. \end{aligned}$$

Для розрахунку робочих режимів електричних систем силові АТ моделюють Г-подібними схемами заміщення так само, як і звичайні силові триобмоткові трансформатори. Довідникова інформація про скорочені обмотки АТ зазвичай містить дані про зведені до номінальної потужності АТ параметри досліджень КЗ.

До основних *переваг АТ* порівняно з трансформаторами такої ж потужності можна віднести менші витрати матеріалів (міді, сталі, ізоляційних матеріалів), менші втрати потужності й більший ККД, легші умови охолодження, менші габарити, що дозволяє робити транспортабельні АТ більшої прохідної потужності, ніж трансформатори.

Зауваження

В однофазному АТ потужністю 40 МВА втрати потужності у сталі та обмотках становлять 211 кВА, а у відповідному трансформаторі – 373 кВА. Вага сталі осереддя та обмоток АТ – 27 т, а трансформатора – 58 т.

Недоліками АТ порівняно із трансформаторами є необхідність глухого заземлення нульової точки, що призводить до збільшення струмів КЗ, низькі величини $u_{K.З.}$, що також призводить до збільшення струмів КЗ, а отже, до збільшення динамічних дій на обмотки, складніший процес регулювання напруги, велика небезпека атмосферних перенапруг унаслідок електричного зв'язку обмоток.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. *Які агрегати називають силовими АТ?*
2. *Наведіть принципову схему АТ.*
3. *Назвіть переваги та сфери використання силових АТ.*
4. *Дайте визначення типової потужності АТ.*
5. *Поясніть сутність коефіцієнта вигідності АТ.*
6. *Наведіть схему заміщення силового АТ.*
7. *Поясніть вигідність застосування силових АТ для поєднання на паралельну роботу ЕМ близьких класів номінальної напруги.*

ЛІТЕРАТУРА: [2, С. 87–90]; [3, С. 232–234]; [4, С. 68–70]; [7, С. 66–72]; [13, С. 155–157]; [16, С. 108]; [17, С. 49–54]; [22, С. 227–230]; [23, С. 256–259]; [25, С. 139–140]; [26, С. 147–151]; [27, С. 143–146].

1.4 Джерела електричної енергії

Джерелами електричної енергії в ЕЕС є електричні станції, призначені для перетворення механічної, теплової, ядерної, сонячної, вітрової та інших видів енергії в електричну.

Первинними джерелами енергії на ЕС є енергія органічного палива, ядерна енергія, енергія руху води у річках, морях та океанах, енергія вітру, сонця, тепла енергія землі тощо.

Енергоресурси, які використовують на ЕС, поділяють на такі:

- відновлювальні джерела енергії (ВДЕ);
- не відновлювальні джерела енергії.

До невідновлювальних енергоресурсів відносять енергію органічного палива (газ, мазут, вугілля), а також ядерне паливо.

До відновлювальних енергоносіїв відносять механічну енергію потоків річок, морських хвиль та припливів, теплову енергію внутрішніх шарів Землі, енергію сонячного випромінювання, енергію вітру.

1.4.1 Електричні станції

На ЕС енергію ресурсів або безпосередньо перетворюють на електричну енергію, або спочатку перетворюють у теплову енергію перегрітої пари, а потім – в електричну енергію.

Відповідно до типу енергоносія та способу його перетворення на електричну енергію електричні станції поділяють на теплові, атомні, гідравлічні, вітрові, сонячні та інші.

В ОЕС України на 2020 р. експлуатують 14 ТЕС, 7 ГЕС, 3 гідроакумулювальні електростанції (ГАЕС), 4 АЕС та 97 ТЕЦ установленою потужністю 53,0425 тис. МВт.

На *теплових електричних станціях* теплову та електричну енергію виробляють через спалення органічних видів палива. Відповідно до типу первинних двигунів ТЕС поділяють на паротурбінні, газотурбінні, парогазові та дизельні електричні станції.

На *паротурбінних станціях* енергію спалювання органічного палива перетворюють у теплову енергію перегрітої пари, яку в парогенераторах перетворюють на електричну енергію. Такі станції, у свою чергу, поділяють на:

- *конденсаційні електричні станції* (КЕС);
- *теплофікаційні електричні станції* (ТЕЦ).

Узагальнену схему теплової конденсаційної станції показано на рис. 1.99.

Особливість ТЕЦ полягає у тому, що вони, окрім електричної енергії, виробляють теплову енергію у вигляді гарячої води й пари для забезпечення потреб промислових підприємств та комунально-побутового сектору.

Принципову технологічну схему роботи ТЕЦ опалювального типу зображено на рис. 1.100.

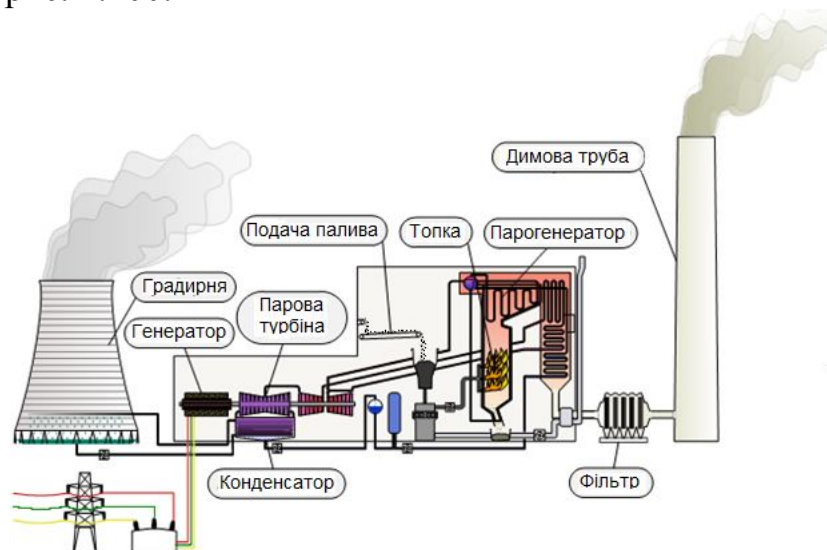


Рис. 1.99. Технологічна схема теплової конденсаційної станції



Рис. 1.100. Технологічна схема роботи теплофікаційної електричної стнції опалювального типу

Для забезпечення економічності КЕС і ТЕЦ та зниження собівартості електричної енергії такі ЕС виконують з агрегатами великої потужності. Так, потужності КЕС становлять 1000 МВт та більше.

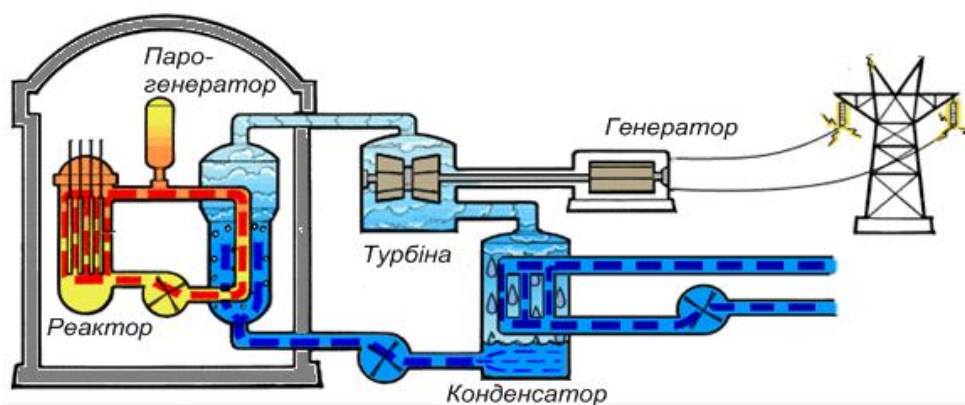
Додаткове використання теплової енергії ТЕЦ дозволяє підвищити їх ККД до 60...65 % проти 40 % у КЕС. Слід також зважати на те, що ТЕЦ зазвичай працюють за вимушеним графіком, який залежить від вимог теплових споживачів.

До класу паротурбінних теплових станцій можна віднести також АЕС. Енергоносіями на таких станціях є радіоактивні ізотопи, розщеплення ядер яких супроводжується виділенням великої кількості тепла. Далі ця енергія перетворюється в теплову енергію перегрітої пари, і наприкінці – в електричну енергію. Для забезпечення високої радіаційної надійності на АЕС використовують багатоконтурне (дво-, інколи – триконтурне) перетворення

енергії перегрітої пари. На рис. 1.101 показано принципову схему роботи АЕС із двоконтурним реактором.



а



б

Рис. 1.101. Атомна електрична станція: а – загальний вигляд; б – технологічна схема роботи

Газотурбінною (ГТС) називають електричну станцію, в якій органічне паливо (газ) спалюють безпосередньо в турбіні генератора. Така технологія виключає необхідність проміжного перетворення енергії палива в теплову енергію пари. Газотурбінні електростанції мають високу маневреність та відносно малу потужність агрегатів з часом запуску з «холодного стану» до 15 хв. Разом з тим ГТС характеризуються відносно високим споживанням палива та шумовим забрудненням середовища.

Парогазові електричні станції (ПГС) суміщають у конструкції технології паротурбінних та газотурбінних агрегатів, що дозволяє суттєво підвищити ККД таких станцій.

Дизельні електричні станції використовують рідке паливо, що спалюють у дизельних двигунах, які обертають ротори генераторів. Такі станції характеризуються малою потужністю, їх застосовують для живлення автономних споживачів, а також для організації резервного живлення споживачів особливо важливої категорії.

Принцип роботи *гідралічних електростанцій* оснований на перетворенні механічної енергії руху води річок в електричну енергію. Напір води на турбінах ГЕС створюється за допомогою гребель або деривації. На рис. 1.102 показано типову схему ГЕС.

Гідравлічні ЕС

- характеризуються такими технічними особливостями:
- використанням відновлюваних природних ресурсів енергії водотоку річок;
- високим ККД, який перевищує 90 %;
- великою маневреністю, яка обмежена лише запобіганням гідравлічного удару по лопатках гідротурбіни;
- низькою собівартістю електроенергії.

На *гідроакумуючих електричних станціях* встановлюють двонаправлені силові агрегати. Така станція може працювати у двох режимах – генераторному та насосному. В режимі генерації енергія потоку води з верхнього басейну в нижній перетворюється в електричну енергію так само, як і на звичайній ГЕС. У насосному режимі вода з нижнього басейну перекачується у верхній для створення запасу потенціальної енергії води.

Використання ГАЕС дозволяє ефективно регулювати режими роботи енергосистем та енергооб'єднань. В режимах малих навантажень (зазвичай у нічний період) надлишкова електрична енергія споживається насосами ГАЕС та перетворюється у потенціальну енергію води верхнього басейну. Далі, у період максимальних навантажень, енергія води верхнього басейну перетворюється в електричну енергію та передається в електричну систему.

За аналогічним принципом працюють *повітряно-акумувальні газотурбінні електричні станції* (ПАГТУ). На рис. 1.103 показано загальний вигляд такої ЕС. Такі станції в насосному режимі закачують повітря у резервуари з надлишковим тиском. У генераторному режимі стиснене повітря додається до природного газу, який спалюють в ГТУ. Додавання стисненого повітря дозволяє знизити витрати палива, підвищити потужність та ККД такої станції.

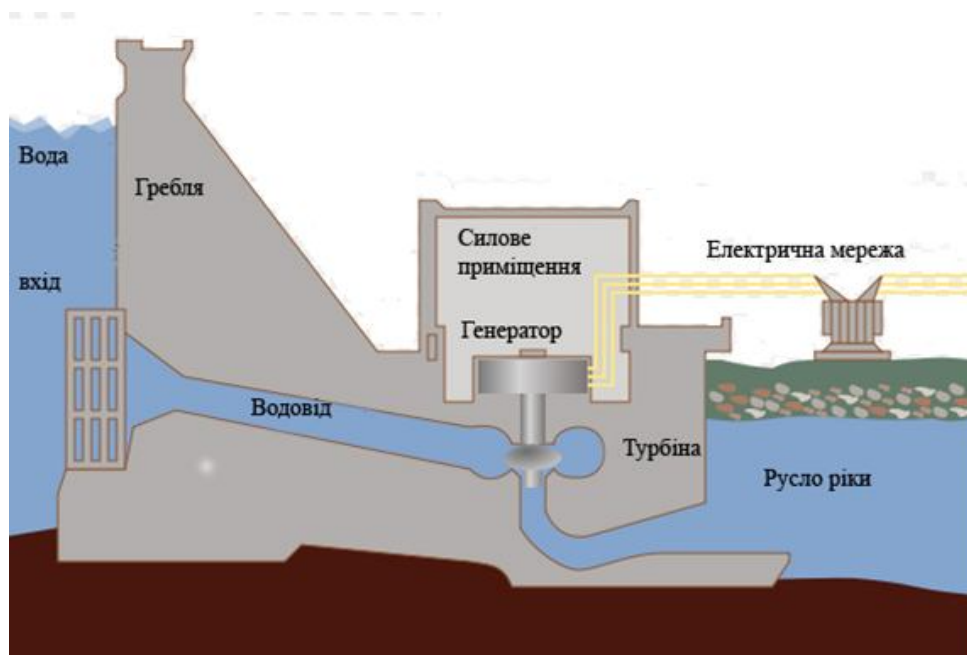


Рис. 1.102. Поперечний розріз греблі гідроелектростанції

Теплові, атомні та гідравлічні ЕС відносять до класу *традиційних*. На сьогодні більшу частку електричної енергії виробляють на традиційних ЕС. Інші способи виробництва електроенергії відносять до *нетрадиційних*, або *альтернативних*. Основними серед них є вітрові, сонячні, геотермальні, приливні, хвильові та інші ЕС.



Рис. 1.103. Загальний вигляд повітряно-акумулювальної електростанції

На *вітрових електричних станціях* на електричну енергію перетворюють кінетичну енергію вітру. На рис. 1.104 показано сучасні вітрові електростанції, що розміщені на поверхні землі (рис. 1.104, а), у морі (рис. 1.104, б, в) та в повітрі (рис. 1.104, г, д).

На рис. 1.104, в зображено електростанцію, яка, на відміну від традиційних вітрогенераторів, які мають три лопаті та центральну коробку передач, має іншу конструкцію: турбіна Кеука – це шарнір з алюмінієвих лопатей, закріплений на плавучій V-подібній платформі, що містить рідке повітря. Електроенергія зріджує повітря майже до $-200\text{ }^{\circ}\text{C}$, а потім зберігає його за низького тиску. Енергія вітру розкручує турбіну і нагнітає рідке повітря до високого рівня тиску. Коли вітру немає, рідке повітря нагрівається до газового стану і газ приводить у рух вітрову турбіну.

На рис. 1.104, г показано вітрову турбіну потужністю 600 кВт (повітряний «змій»), яка прикріплена до буя (на глибинах у сотні метрів). Вивотиться на висоту до 500 м самостійно й далі переходить у режим генерації.

Сонячні електричні станції (СЕС) перетворюють на теплову енергію сонячного випромінювання, направленою за допомогою системи дзеркал на парогенератор ($T = 566\text{ }^{\circ}\text{C}$). Далі у паровій торбині теплова енергія перетворюється на електричну. На рис. 1.105 показано сучасну СЕС.

Останнім часом значного поширення набули СЕС із безпосереднім перетворенням енергії сонячного випромінювання на електричну енергію за допомогою фотоелементів.

Геотермальні електростанції (ГЕОТЕС) для виробництва електричної енергії використовують теплову енергію внутрішніх шарів Землі.

На рис. 1.106 показано ГЕОТЕС та схему геотермального теплопостачання з використанням агресивних геотермальних вод.

На *припливних електростанціях* на електрику перетворюється енергія припливів морів та океанів. Для виробництва електричної енергії використовують також енергію морських течій та коливань на *припливних* та *хвильових ЕС* (рис. 1.107). Останнім часом значного поширення отримали *ТЕС на біопаливі*. На таких станціях спалюють біогаз, який виробляють з органічних відходів.

На рис. 1.108 подано діаграму співвідношення встановлених потужностей ЕС різних типів в ОЕС України та обсягів виробництва ними електричної енергії в Україні.



а



б



в



г



д

Рис. 1.104. Вітрові електричні станції: *а* – наземні; *б, в* – морські; *г, д* – повітряні



а

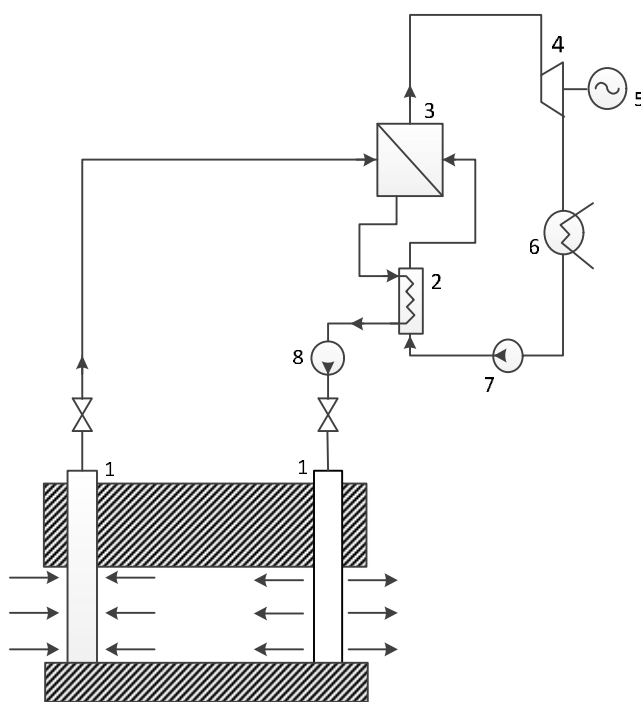


б

Рис. 1.105. Сонячна електрична станція: *а* – безпосереднього перетворення; *б* – теплофікаційна (17 000 дзеркал, 165-метрова башта з парогенератором, $T = 566\text{ }^{\circ}\text{C}$)

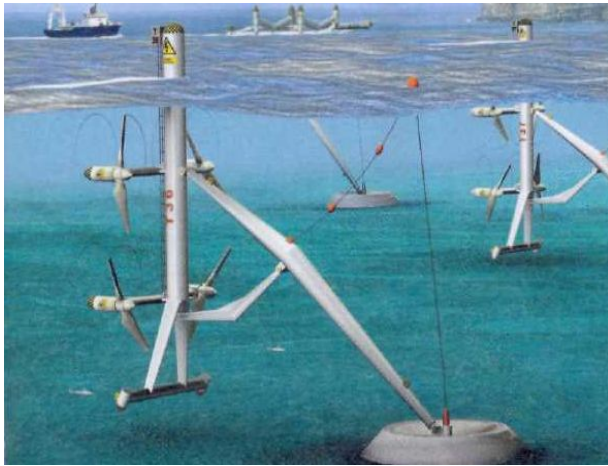


а



б

Рис. 1.106. Геотермальна електростанція (*а*) та принципова схема (*б*) двоконтурної GEOTEC: 1 – свердловина; 2 – теплообмінник; 3 – парогенератор; 4 – турбіна; 5 – електрогенератор; 6 – конденсатор з повітряним охолодженням; 7 – конденсатна живильна помпа; 8 – нагнітальна помпа



а



б

Рис. 1.107. Електростанції: *а* – припливна; *б* – хвильова

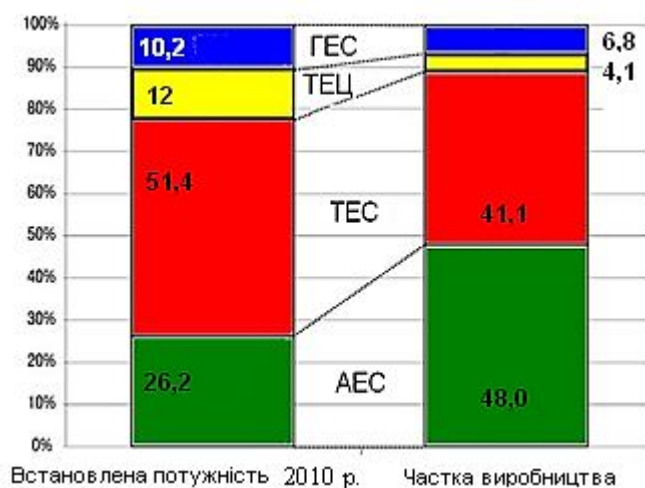
З діаграми на рис. 1.108 видно, що більша частка електричної енергії генерується на теплових, атомних та гідравлічних ЕС, які відносять до класу традиційних джерел електричної енергії. Використання традиційних ЕС пов'язане із рядом негативних факторів.

Так, ТЕС споживають запаси органічного палива, які є обмеженими та в досяжному майбутньому будуть повністю виснажені. Спалення органічного палива на ТЕС супроводжується споживанням кисню та викидами шкідливих речовин, зокрема оксидів сірки та азоту, і теплової енергії в атмосферу. Також потрібно вирішувати проблему з утилізацією золи, шлаків та інших відходів енергетичного виробництва.

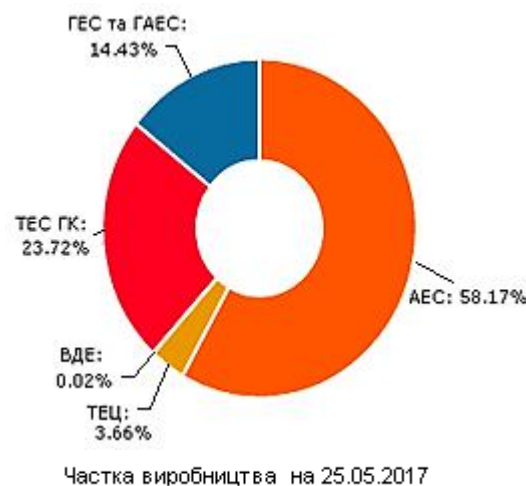
Атомні ЕС використовують ядерне паливо, запаси якого у природі більші, ніж органічного, проте все одно є обмеженими. Між тим атомна енергетика пов'язана із ризиками радіаційного забруднення внаслідок можливих техногенних катастроф, на кшталт аварій на Чорнобильській АЕС у 1986 р. та на АЕС Фукусіма-1 у 2011 р. Також суттєвою є проблема утилізації відпрацьованого ядерного палива та інших радіоактивних відходів.

Гідравлічні ЕС певною мірою є екологічно чистими, оскільки не споживають природних запасів, їх робота не пов'язана із шкідливими викидами. Між тим створення штучних водосховищ пов'язане зі змінами клімату в районі спорудження ГЕС та суттєвими впливами на екосистеми у великих регіонах. Крім того, незважаючи на велику надійність будівель гребель ГЕС, завжди залишаються ризики техногенних аварій із катастрофічними наслідками.

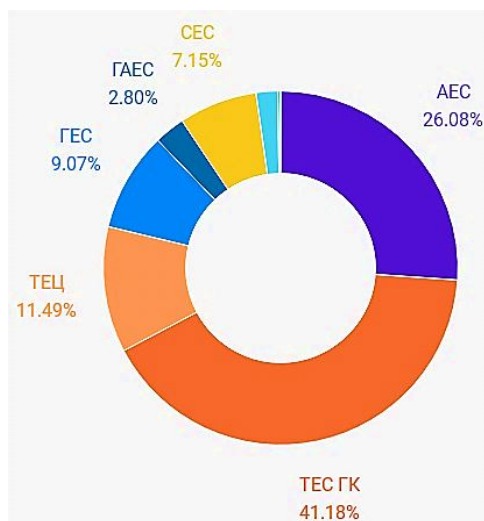
На нетрадиційні (альтернативні) джерела електричної енергії, представлені вітроенергетикою та СЕС, припадає вкрай мала частка у загальній структурі електроенергетичного виробництва. На сьогодні розвиток альтернативної енергетики є пріоритетним напрямом в Україні та світі через обмеження й виснаження традиційних енергоресурсів, а також вкрай негативний вплив на довкілля ТЕС, АЕС.



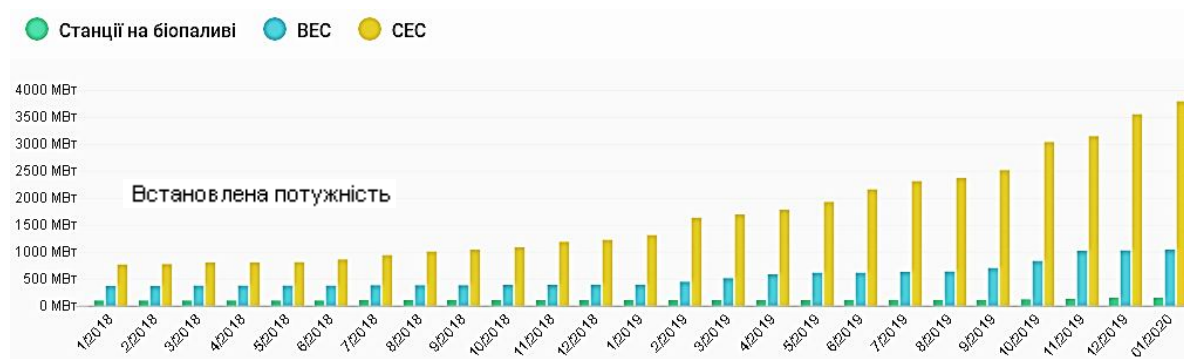
а



б



в



г

Рис. 1.108. Встановлені потужності та виробництво електроенергії ЕС України:
а – 2010 р.; б – 2017 р.; в – 2020 р.; г – відновлювані джерела, 2020 р.

Зауваження

Орієнтовний прогноз виробництва електроенергії до 2035 року, млрд кВт·год

Найменування складових структури генерації електричної енергії (базовий сценарій)	Фактично вироблено				Прогнозні показники			
	2015 рік	2016 рік	2017 рік	2018 рік	2020 рік	2025 рік	2030 рік	2035 рік
АЕС	87,6	80,9	85,6	84,4	85	91	93	94
ТЕС/ТЕЦ	61,7	63,2	57,3	60,3	60	64	63	63
Гідро	6,8	9,1	10,6	12,0	10	12	13	13
ВДЕ (сонце і вітер)	1,6	1,6	1,9	2,6	9	12	18	25
Всього (виробництво електричної енергії)	157,7	154,8	155,4	159,3	164	178	185	195

Укренерго здійснює передачу електроенергії міждержавними ЛЕП у таких напрямках:

- 3 «Острова Буштинської ТЕС» до Угорщини, Словаччини, Румунії; величина потужності максимального допустимого експорту – до 650 МВт;
- «Направлена передача» по ЛЕП 220 кВ Добротвірська ТЕС – Замость (Польща); величина потужності максимального допустимого експорту – до 235 МВт;
- Молдавська енергосистема; максимальна величина перетоку між ОЕС України та ЕС Молдови – до 700 МВт, але може обмежуватися до нуля;
- Республіка Білорусь; максимальна величина перетоку між ОЕС України та ОЕС Білорусі – до 900 МВт;
- Російська Федерація; максимальна величина перетоку між ОЕС України та ЄЕС Росії – до 3000 МВт.

Між тим не можна говорити про абсолютну екологічну безпеку нетрадиційних ЕС. Так, наприклад, робота ВЕС пов'язана із низькочастотним шумовим забрудненням, яке негативно впливає на здоров'я людини, змушує птахів уникати районів спорудження ВЕС тощо.

Слід також зважати на те, що робочі потужності вітрових, сонячних та інших нетрадиційних ЕС визначається метеорологічними умовами, зокрема швидкістю вітру, сонячною активністю, приливами морів та океанів, активністю морських хвиль тощо. Це свідчить про неможливість на сьогодні суттєвого заміщення ЕС на традиційних енергоресурсах альтернативними. Сфера застосування таких ЕС полягає у забезпеченні живлення окремих побутових споживачів та невеликих господарств. За умови недостатності електричної енергії, за несприятливих метеорологічних умов дефіцит покривається за рахунок зовнішньої енергосистеми. Навпаки, за сприятливої погоди надлишки електроенергії надходять в енергосистему.

Серед перспективних способів виробництва електричної енергії слід виділити дослідження у сфері створення *термоядерного реактора*. Такі дослідження тривають ще з середини ХХ ст. На сьогодні активні дослідження проводять у США, Росії, Євросоюзі та Китаї. Найбільш перспективний проект ITER (міжнародний термоядерний реактор) поєднав зусилля фахівців з Євросоюзу, США, Росії, Японії, Китаю, Індії та Кореї. У 2007 р. розпочато будівництво термоядерного реактора у провінції Прованс (Франція). Очікується, що до 2040 р. буде збудовано першу термоядерну електричну станцію.

Принцип роботи ЕС з термоядерними реакторами полягає у синтезі важких ізотопів водню із виділенням гелію та великої кількості теплової енергії. Важливою перевагою ЕС з термоядерними реакторами є їх екологічна безпека. Результатом роботи термоядерних реакторів є екологічно безпечні водень та гелій. Разом з тим основні проблеми тут пов'язані із реалізацією

керованої термоядерної реакції. У разі виходу реакції з під контроль термоядерний реактор перетворюється на термоядерну бомбу із катастрофічними наслідками.

Інші способи виробництва електроенергії, наприклад з атмосферної електрики, на сьогодні перебувають на стадії передпроектних досліджень.

Серед перспективних способів перетворення енергії на ЕС є застосування *магнітогідродинамічних генераторів* (МГД-генераторів). Принцип роботи МГД-генераторів оснований на створенні в генераторі магнітного поля, що обертається за допомогою високотемпературної плазми. Такі агрегати являють собою прямі перетворювачі теплової енергії в електричну без проміжного перетворення у механічну енергію роторів турбін. Це дозволяє суттєво підвищити ККД таких станцій.

Активні дослідження зі створення МГД-генераторів проводилися у 70-ті роки ХХ ст. Через проблеми, пов'язані з великими витратами на створення та утримання плазми, на сьогодні немає промислового використання таких технологій в електроенергетиці. Між тим зі створенням у перспективі термоядерних реакторів технології МГД-генераторів можуть виявитися актуальними.

1.4.2 Джерела активної потужності

Активна потужність – це енергія за одиницю часу, яка виділяється при протіканні струму через активний опір, або потужність, яка витрачається на виконання корисної роботи – обертання маховика двигуна, підйому вантажу електромагнітом та ін. Джерелами активної потужності в системі служать генератори ЕС – це, переважно, трифазні синхронні генератори, що обертаються первинними двигунами (паровими, газовими й гідравлічними турбінами, дизельними двигунами).

Залежно від роду первинного двигуна синхронні генератори поділяють на турбогенератори, гідрогенератори й дизельні генератори.

Турбогенератор і його первинний двигун – парова або газова турбіна – мають горизонтальне виконання, монтуються на одному фундаменті та, з'єднуючись за допомогою муфти, утворюють *турбоагрегат*.

Турбогенератори належать до типу швидкохідних машин. В СРСР найбільше були поширені турбогенератори з однієї парою полюсів (тобто неявнополюсні машини) із частотою обертання 3000 об/хв. На АЕС із відносно низькими параметрами пари доцільне застосування більш тихохідних турбогенераторів – чотириполюсних машин із частотою обертання 1500 об/хв.

Гідрогенератор, з'єднуючись за допомогою муфти з гідравлічною турбіною, утворює *гідроагрегат*. На відміну від турбогенераторів, гідрогенератори здебільшого виконують з вертикальним валом, виготовляють з більшою кількістю пар полюсів (явнополюсні машини), вони є тихохідними. Їх частота обертання перебуває в межах від 48 до 910 об/хв і залежить від напору й витрати води у створі ріки. Крім звичайного, гідрогенератори можуть мати

спеціальне виконання – це *капсульні* гідрогенератори, які встановлюють безпосередньо в потоці ріки й розміщують всередині водонепроникної капсули (виконання *горизонтальне*), і *зворотні* гідрогенератори, які встановлюють на ГАЕС. Для них характерна різна частота обертання в режимах генератора й двигуна. Великі гідрогенератори виготовляють на індивідуальні замовлення.

Для збудження синхронних генераторів застосовують електромашинну, високочастотну напівпровідникову системи. Зазвичай *електромашинну* систему використовують для збудження генераторів потужністю до 160 МВт. Для генераторів потужністю 160 МВт і вище потрібна система збудження великої потужності (до декількох мегаватів); у цих випадках застосовують високочастотне, іонне та тиристорне збудження. *Тиристорне* збудження є швидкодієвим і забезпечує найбільшу межу статичної й динамічної стійкості турбогенераторів порівняно з іншими системами збудження, його застосовують на турбогенераторах потужністю 300 МВт і вище.

Охолодження синхронних генераторів може здійснюватися непрямим чином або безпосередньо охолоджувальним середовищем. Систему охолодження називають *непрямою*, коли тепло, яке виділяють провідники обмоток генератора, відводиться охолоджувальним зовнішнім середовищем; *безпосередньою*, якщо тепло, яке видаляється провідниками, відводиться за допомогою газу або рідини, що пропускаються через спеціальні внутрішні канали порожніх провідників. При цьому як охолоджувальне середовище для турбогенераторів використовують повітря, водень, воду, масло (у перспективі гелій), для гідрогенераторів – воду.

Повітряне або водневе охолодження виконують за допомогою проточної або замкненої вентиляції. *Водневе* охолодження ефективніше від повітряного, його застосовують для турбогенераторів потужністю від 30 до 300 МВт. Менша щільність водню дозволяє зменшити вентиляційні втрати у 8...10 разів і підвищити ККД генератора на 0,7...1 %. Генератори з водневим охолодженням, як правило, можуть також працювати з повітряним охолодженням.

Ще більш ефективним є *рідинне* охолодження (водяне й масляне), тепловіддача якого у 40...50 разів перевищує тепловіддачу повітря. Щоб попередити виділення опадів усередині провідників під час водяного охолодження, використовують дистильовану воду або конденсат з конденсатора турбіни. Рідинне охолодження застосовують для гідрогенераторів (водяне) і для турбогенераторів потужністю від 160 до 1200 МВт (водяне й масляне).

До основних технічних даних синхронних генераторів належать: *номінальна напруга, кВ; номінальна активна потужність, МВт; номінальний коефіцієнт потужності ($\cos\varphi_{\text{ном}}$); номінальна реактивна потужність, МВАр; ККД.*

Турбогенератори випускають на напруги 6,3; 10,5; 15,75; 18; 20; 24 та 36,75 кВ, гідрогенератори – на напруги 3,15; 6,3; 10,5; 11; 13,8; 15,75, 16,5 та 21 кВ.

Номінальні активні потужності турбогенераторів становлять 2,5; 4; 6; 12; 20; 30; 32; 60; 63; 100; 160; 200; 220; 300; 500; 800; 1000 і 1200 МВт.

Гідрогенератори виготовляють на велику кількість номінальних потужностей – від 20 до 640 МВт.

Можлива робота генератора з активним навантаженням, що перевищує номінальну потужність, за умови припустимих перевантажень по струму ротора й струму статора.

Регулювання активної потужності, що віддається генератором у систему, здійснюють зміною моменту первинного двигуна, тобто зміною впускання пари або води в турбіну.

Номінальний коефіцієнт потужності більшості типів генераторів, які випускають підприємства, становить 0,8...0,9. Можлива тривала робота з підвищенням $\cos\varphi$ до одиниці для генераторів з непрямим охолодженням і до 0,95...0,96 для генераторів з безпосереднім охолодженням.

Номінальна реактивна потужність генератора обумовлена його номінальною активною потужністю й номінальним значенням $\cos\varphi$. ККД генераторів за номінального навантаження та номінального коефіцієнта потужності коливається в межах 96...99 %. Зі зменшенням навантаження і коефіцієнта потужності ККД генератора падає.

У наш час тривають теоретичні й експериментальні дослідження зі створення та застосування потужних асинхронних турбогенераторів. Перевагами асинхронних генераторів є їх висока надійність, простота виготовлення, порівняно низька вартість, а також можливість підвищувати їх одиничну потужність через відсутність обмоток збудження. Основний недолік – споживання значної реактивної потужності, що витрачається на створення обертового магнітного поля. Тому використання асинхронних турбогенераторів може стати доцільним в енергосистемах з надлишком реактивної потужності одночасно із застосуванням синхронних генераторів.

1.4.3 Джерела реактивної потужності

Реактивна потужність – це уявна потужність, яка витрачається на створення електричних полів в ємностях та магнітних полів в індуктивностях. Реактивна потужність генерується синхронними машинами в разі їх перезбудження, ємністю ЛЕП, конденсаторами та іншими елементами, в яких струм по фазі випереджає прикладену напругу. Джерела реактивної потужності можна поділити на системні та споживчі. До *системних* джерел належать синхронні генератори ЕС, синхронні компенсатори (СК), потужні батареї статичних конденсаторів поперечного включення, статичні тиристорні компенсатори (СТК).

На промислових підприємствах основними споживачами реактивної потужності є асинхронні двигуни – на їх частку припадає 65...70 % реактивної потужності, яку споживає підприємство. Друга за значимістю частка споживання реактивної потужності належить трансформаторам, які споживають близько 20...25 %. До 10 % припадає на інші приймачі та ПЛЕП. Сумарні абсолютні та відносні втрати реактивної потужності в елементах

мережі досить великі й сягають 50 % потужності, яка надходить у мережу. Приблизно 70...75 % від усіх втрат реактивної потужності становлять втрати в трансформаторах різних ступенів напруги.

Основним джерелом реактивної потужності в ОЕС України є синхронні генератори. Зі зниженням активного навантаження генератора може збільшуватися видавана ним реактивна потужність. Синхронний генератор можна перевести в режим видачі тільки реактивної потужності, якщо зняти з нього активне навантаження та завантажити реактивним струмом. У цьому разі генератор буде працювати в режимі СК.

Видавану реактивну потужність генератора регулюють з відповідною зміною струму збудження. *Нормальним струмом збудження* називають струм, за якого $\cos\varphi = 1$ і реактивна потужність, відповідно, дорівнює нулю. У разі перезбудження генератор стає джерелом реактивної потужності, у разі недозбудження – споживає її з мережі. Тривала робота турбогенератора в режимі СК із перезбудженням допускається тільки за струму збудження не вище номінального; максимально можливе реактивне навантаження його в режимі недозбудження визначають на підставі теплових випробувань. Генерування реактивної потужності приводить до зростання струмів в обмотках статора й ротора генератора, що викликає деяке подорожчання машини порівняно з машиною, призначеною для генерування за повного навантаження тільки активної потужності. Проте питомі витрати на генерування реактивної потужності (грн/кВАр) у цьому випадку майже в 10 разів менші, ніж витрати на установлення інших джерел реактивної потужності.

На електростанціях спеціально для вироблення реактивної потужності можуть бути виділені генератори, не завантажені в окремі години доби або в певні сезони. При цьому для турбогенераторів можливі такі способи переведення їх у режим видачі тільки реактивної потужності: робота в режимі холостого ходу; робота в безпаровому режимі; робота в режимі СК при від'єднаній турбіні.

В режимі холостого ходу турбіна обертає генератор, завантажений тільки реактивною потужністю. Цей спосіб найменш економічний через значні витрати пари в турбіні.

У безпаровому режимі генератор обертає турбіну, працюючи як слабкозавантажений синхронний двигун. Пара витрачається тільки для вентиляції лопаток.

Робота генератора в режимі СК за відключеної турбіни найбільш економічна, однак у цьому випадку для навантаження турбоагрегату активною потужністю потрібно зупиняти генератор для приєднання турбіни та прогрівати її.

Переведення гідрогенератора в режим СК відбувається простіше й швидше, ніж турбогенератора, і може бути легко автоматизоване. При цьому робоча камера звільняється від води, а осушена турбіна продовжує обертатися разом із генератором. Найбільш широко гідрогенератори застосовують для видачі реактивної потужності в період маловоддя.

На великих електричних підстанціях (ПС) спеціально для генерування реактивної потужності встановлюють СК, які являють собою синхронний двигун полегшеної конструкції, призначений для роботи на холостому ході. Під час роботи в режимі перезбудження СК є генератором реактивної потужності, а в режимі недозбудження – споживачем. Найбільшу потужність СК у режимі перезбудження називають його *номінальною потужністю*. У режимі недозбудження СК через конструктивні особливості звичайно споживає 60 % номінальної потужності.

Синхронні компенсатори виконують з явнополюсним ротором, горизонтальним розміщенням вала, частотою обертання 750 об/хв, потужністю 50; 100; 160; 320 МВА. Їх номінальні напруги становлять 10,5; 11; 15,75 і 20 кВ.

Поширені як джерела реактивної потужності в енергосистемах й потужні батареї статичних конденсаторів (БК), які комплектуються комбінуванням паралельних ланцюжків, складених з послідовно з'єднаних окремих конденсаторів, встановлюються на понижувальних ПС і можуть підключатися на напруги 6, 10, 35 і 110 кВ.

Порівнюючи СК і БК як джерела реактивної потужності, зазначимо таке:

1. СК можуть як генерувати, так і споживати реактивну потужність, БК – тільки генерувати реактивну потужність у систему. Реактивна потужність СК змінюється плавно, а БК – ступенями.

2. У СК генерування реактивної потужності форсуванням збудження практично не залежить від підведеної напруги. У БК є квадратична залежність між генерованою потужністю та підведеною напругою, і це основний недолік БК. В аварійних ситуаціях напруга знижується і БК різко зменшують генеровану потужність, що приводить до додаткового зниження напруги, потім потужності і так далі, тобто до явища, яке називають *лавиною напруги*. Щоб усунути цей недолік, рекомендовано застосовувати шунтування частини послідовно включених конденсаторів, перемикання з'єднання зірки на трикутник та інші заходи.

3. На відміну від СК, статичні БК характеризуються незначними питомими втратами активної потужності, їхньою сталістю в регулюванні потужності БК і меншими капітальними витратами на 1 кВАр генеруючої реактивної потужності. Тому за невеликих потужностей застосовувати СК недоцільно.

Зауваження

Під час роботи БК з мережі споживається активна потужність близько 0,3-0,4 % номінальної. Вона витрачається на втрати в діелектриках і в кожухах конденсаторів.

В установках поздовжнього включення батареї конденсаторів, що включаються в лінію послідовно, служать переважно для компенсації її індуктивного опору. Реактивна потужність, генерована цими установками, фактично невелика. У нормальному режимі через конденсатори проходить струм I_n , який відповідає цьому робочому режиму. Напруга між зажимами БК при цьому становить близько 5...20 % номінальної напруги електромережі. Під час КЗ в електромережі струм у багато разів перевищує струм I_n . При цьому напруга на БК різко зростає і досягає 4...5-кратного значення номінального. Настільки великі напруги, особливо коли вони багаторазові, можуть істотно знизити термін служби конденсаторів. Тому в установках поздовжнього включення вживають заходи щодо якнайшвидшого шунтування конденсаторів при проходженні через них струму КЗ. Батареї конденсаторів у цих установках мають бути надійно ізольовані від землі на повну номінальну напругу лінії.

В останні роки дедалі більше уваги зосереджено на нових джерелах реактивної потужності – статичних тиристорних компенсаторах. Ці пристрої вирізняються винятковою швидкістю та здійснюють планове регулювання реактивної потужності. Вони можуть працювати як у режимі генерації, так і в режимі споживання реактивної потужності. Статичні тиристорні компенсатори призначені для установки на ПС енергосистем, мають потужність 100; 150; 260; 300 і 450 МВАр й номінальні напруги 10; 15,75; 20; 35; 38,5 і 110 кВ.

Джерела реактивної потужності споживачів здійснюють генерування реактивної потужності безпосередньо в пункті її споживання, забезпечуючи найбільш повне розвантаження елементів енергосистеми від реактивних струмів, і призначені для поліпшення коефіцієнта потужності окремих підприємств. До споживчих джерел реактивної потужності належать конденсаторні установки та синхронні двигуни.

Конденсаторні установки випускають для внутрішнього (серія КУ) і зовнішнього (серія КУН) розміщення потужністю 240...425 кВАр на напруги 6...10 кВ. Їх комплектують з паперово-масляних конденсаторів типу КМ і КМН. Випускають також різні серії спеціальних комплектних конденсаторних установок напругою 0,38 кВ і 6...10 кВ. Вони складаються зі стандартних заводських шаф з конденсаторами й відповідним обладнанням пуску й регулювання (серія ККУ). Застосування комплектних конденсаторних установок дозволяє не тільки скоротити строки монтажних робіт, але й забезпечити високу надійність і безпеку експлуатації.

Комплектні конденсаторні установки бувають *нерегульовані* й *регульовані*. Регулювання може бути *одно-* або *багатоступінчастим*. Якщо регулювання одноступінчасте, автоматично відключається або включається вся установка. якщо регулювання багатоступінчасте, автоматично перемикаються окремі секції БК.

Синхронні двигуни використовують в ЕМ промислових підприємств, їх випускають на напруги 380 В, 6 і 10 кВ. Вони працюють із випереджальним коефіцієнтом потужності, що дає можливість застосовувати їх для вироблення реактивної потужності в мережу.

Використання розглянутих джерел реактивної потужності можливе у двох напрямках:

1. Централізоване генерування реактивної потужності на електростанціях енергосистем з наступним передаванням її споживачам.
2. Децентралізоване генерування реактивної потужності в різних точках системи, включаючи пункти її споживання.

У першому випадку важливою перевагою є відсутність витрат на встановлення додаткового обладнання, що генерує реактивну потужність, оскільки синхронні генератори розраховані на її вироблення. При цьому ще підвищується їх стійкість, тому що вони працюють зі збільшеними струмами збудження. Однак централізоване генерування реактивної потужності пов'язане з передаванням реактивної потужності по ЕМ, що супроводжується більшими втратами активної потужності та незадовільним режимом напруги. Крім цього,

використання генераторів у режимі СК можливе тільки епізодично й приводить до різкого зростання питомих втрат активної потужності.

Децентралізоване генерування реактивної потужності дозволяє суттєво скоротити втрати активної потужності в мережах, забезпечує сприятливий режим напруг і зберігає необхідні резерви реактивної потужності на електростанціях. Однак воно вимагає значних витрат на виготовлення, установлення й експлуатацію додаткового устаткування.

Отже, під час вибору джерел реактивної потужності треба приймати рішення, ґрунтоване на економічно доцільній комбінації централізованого й децентралізованого її генерування.

Реактивну потужність, генеровану ЛЕП, називають *зарядною потужністю*.

Для ЛЕП 220 кВ та вище з дальністю лінії понад 300 км зарядну потужність можна порівняти з пропускною спроможністю лінії, а за більшої довжини, понад 1000 км, зарядна потужність може стати й більшою. Підвищення напруги може досягати недопустимих значень особливо під час передавання невеликих потужностей. Протікання зарядної потужності викликає підвищення напруги на кінці ЛЕП при односторонньому живленні та всередині при двосторонньому.

Для вирівнювання напруги використовують шунтувальні реактори. Коли обирають місця встановлення реакторів пильнують, щоб під час вмикання ЛЕП підвищення напруги на її початку не перевищувало 15 %, а по лінії та на її кінці – 20 % номінальної напруги. Реактори бажано розміщувати через рівномірні проміжки. Спеціальні пункти між підстанціями економічно виправдані, коли дальність перевищує 500 км.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. *Наведіть приклади відновлювальних та невідновлювальних енергоресурсів.*
2. *Наведіть класифікацію ЕС за типами енергоресурсів.*
3. *Наведіть класифікацію ТЕС за типами первинних двигунів.*
4. *Наведіть характеристики нетрадиційних (альтернативних) джерел енергії.*
5. *Наведіть структуру генеруючих потужностей різних типів у складі ОЕС України.*
6. *Охарактеризуйте негативні фактори, пов'язані з експлуатацією теплових, атомних, гідравлічних електростанцій та нетрадиційних джерел енергії.*

ЛІТЕРАТУРА: [14, С. 682–692]; [25, С. 19–40].

1.5 Споживачі електричної енергії

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

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

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

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

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

До *споживачів електрифікованого транспорту* відносять навантаження тягових підстанцій електрифікованих залізниць, тягових підстанцій трамваїв, тролейбусів, метро тощо.

Часто використовують інші підходи до класифікації споживачів електричних систем. Зокрема, *за родом струму* споживачів поділяють на три групи:

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

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

За *номінальною напругою* споживачів поділяють на дві групи:

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

За *вимогами надійності* електропостачання розрізняють три групи споживачів:

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

1.5.1 Системні характеристики споживачів електроенергії

Загальні процеси споживання електричної енергії відносять до класу стохастичних. Потужність споживачів визначається ймовірнісними законами відповідно до складу електричних приймачів, що підключені до мережі у кожний момент часу. Зміну навантаження споживачів електричної системи у часі називають *графіками навантаження*.

Графік електричного навантаження являє собою графічне зображення залежності електроспоживання від часу.

Графіки навантаження, зазвичай, будують у прямокутних координатах, де за віссю абсцис відкладають час, а за віссю ординат – потужність навантаження (рис. 1.109, а). Є графіки електричних навантажень й у вигляді кругових часових діаграм радарного типу (рис. 1.109, б), в котрих використано морфометричні методи (визначення числових характеристик різних форм), а сама фігура графіка утворює замкнений багатокутник певної форми. За рівномірного споживання фігура графіка утворює коло.

Графіки у прямокутних координатах являють собою плавні, ламані або ступінчасті лінії. Їх будують для певних періодів часу – доби, місяця, року.

На рис. 1.109, а показано типовий добовий графік навантаження комунально-побутових споживачів.

Очевидно, що форма таких графіків визначається типами ЕП, підімкнених до ЕМ, та характеристиками їх режимів, зокрема часом роботи. Водночас форма графіка навантаження для певного споживача змінюється з дня на день, відповідно до дня, тижня, тривалості світлової частини доби тощо.

В аналізі процесів споживання електричної енергії зазвичай використовують такі показники добових графіків навантаження (рис. 1.110):

1) *максимальна потужність* – найбільша протягом доби потужність споживачів електричної енергії (на рис. 1.110 позначена $P_{\max}$);

2) *мінімальна потужність* – найменша протягом доби потужність споживачів електричної енергії (на рис. 1.110 позначена $P_{\min}$);

3) *середня потужність* – фіктивна незмінна потужність, з якою споживач працює протягом доби та споживає таку саму кількість енергії, що і за реальним графіком. Середню потужність знаходять за виразом

$$P_{\text{сер}} = \frac{\int_0^{24} P(t) dt}{24},$$

де $P(t)$ визначає залежність потужності навантаження від часу відповідно до графіка навантаження;

4) *коефіцієнт нерівномірності навантаження* – відношення мінімальної потужності до максимальної:

$$\alpha_{\text{доб}} = \frac{P_{\min}}{P_{\max}};$$

5) *коефіцієнт щільності навантаження* – відношення середньої потужності до максимальної:

$$\beta_{\text{доб}} = \frac{P_{\text{сер}}}{P_{\max}}.$$

6) *коефіцієнт форми* – відношення середньоквадратичної повної потужності (середньоквадратичного струму) приймача або групи приймачів за певний проміжок часу до його середнього значення за той самий період часу:

$$k_{\phi} = \frac{S_{с.к.}}{S_{сер}};$$

7) *коефіцієнт резерву* – відношення установленної потужності до максимальної:

$$k_{рез} = \frac{P_{уст}}{P_{max}};$$

8) *коефіцієнт попиту* – відношення максимальної потужності до установленної:

$$k_{п} = \frac{P_{max}}{P_{уст}} = \frac{1}{k_{рез}}.$$

За даними добових графіків навантажень формують місячні, сезонні та річні графіки. Тут найбільшого поширення набули річні графіки максимумів навантажень та річні графіки навантажень за тривалістю, подані на рис. 1.111 та рис. 1.112 відповідно.

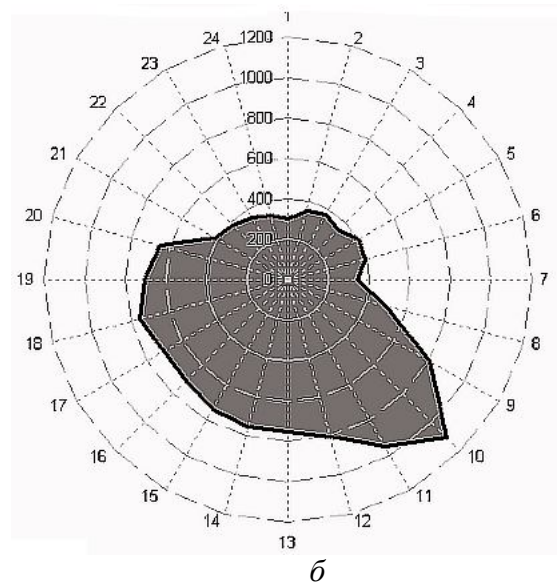
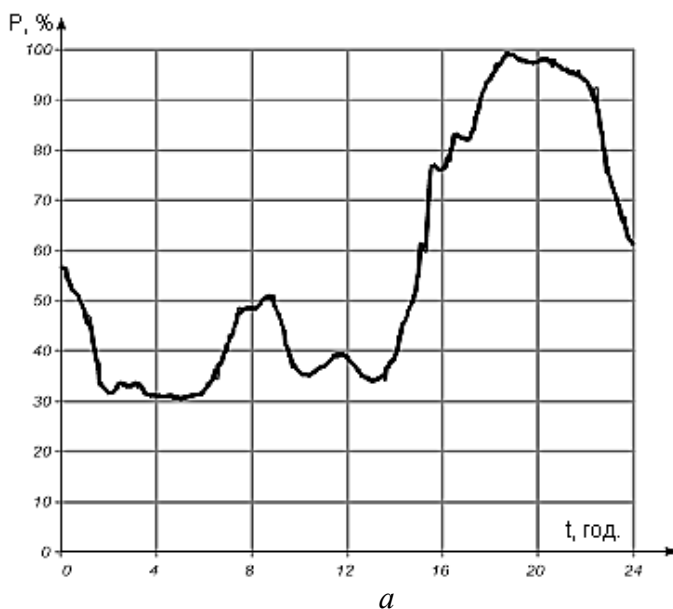


Рис. 1.109. Добовий графік навантажень:
а – у прямокутних координатах;
б – у вигляді кругової часової діаграми радарного типу

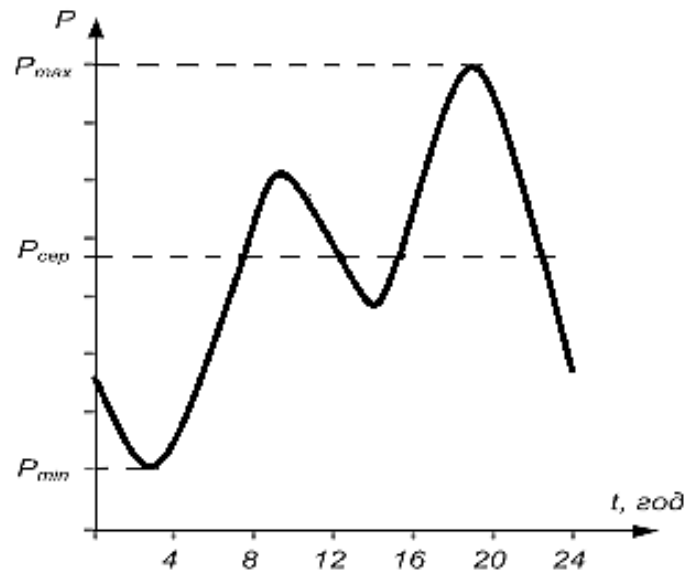


Рис. 1.110. Характеристики добових графіків навантажень

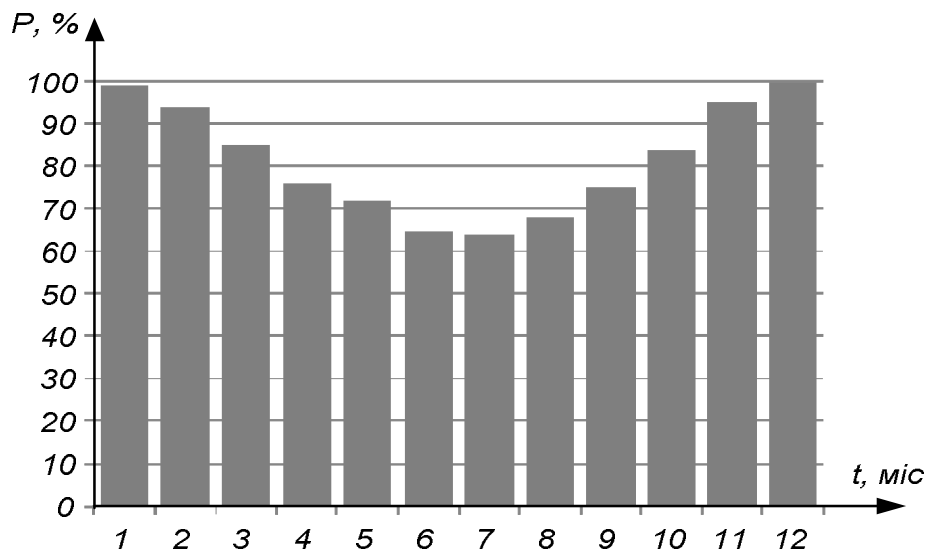


Рис. 1.111. Річний графік максимумів навантажень

На річних графіках максимумів навантажень по осі абсцис відкладають дні або місяці року, а по осі ординат – максимальні потужності навантажень у відповідні дні або місяці. Зазвичай для таких графіків характерне спадання навантаження в літні місяці року через зменшення витрат енергії на освітлення та опалення.

Річні графіки навантаження за тривалістю являють собою діаграми потужностей навантажень, ранжованих за зниженням із відповідними періодами, протягом яких споживачі працюють протягом року.

Для річних графіків навантажень визначають такі самі характеристики, що й для добових графіків.

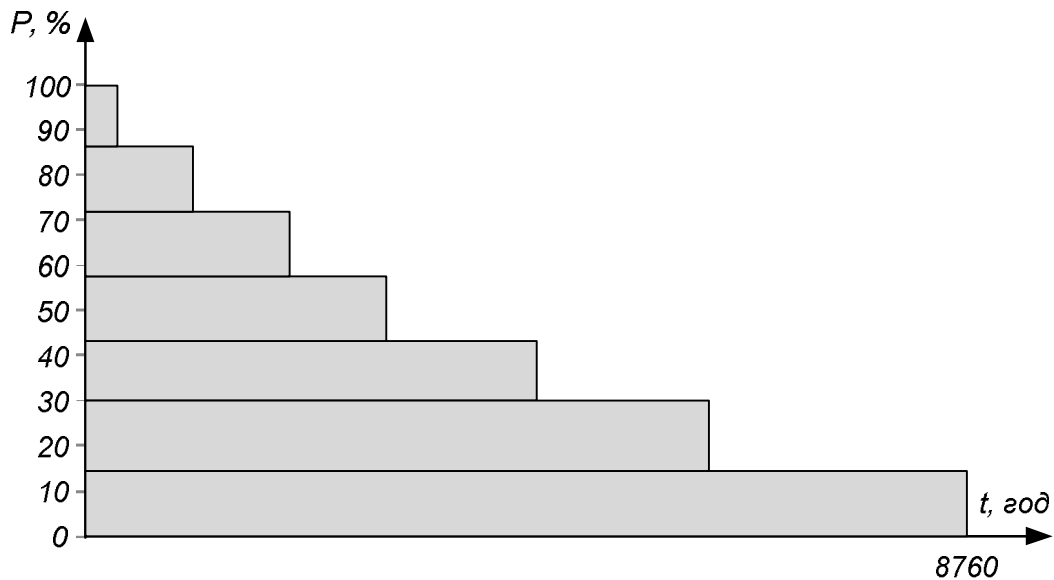


Рис. 1.112. Річний графік навантажень за тривалістю

Зауваження

Графіки навантаження споживачів ЕМ можуть бути отримані за даними безпосередніх вимірів потужності, що отримують споживачі. Такі графіки будуть відображати умови роботи споживачів у деякий випадково обраний період часу та точно характеризувати споживання потужності саме в цей період. Цінність такого графіка визначається його відповідністю реальним умовам роботи споживача, та водночас на обриси такого графіка впливають випадкові чинники, що з'являються в розглядуваний період часу та зникають в наступні періоди. Тому для судження про типовий характер графіка того чи іншого споживача необхідна обробка графіків, отриманих експериментальним шляхом, в натуральних умовах. Методика такої обробки залежить від задач, під час розв'язання яких мають бути використані графіки навантаження. Слід розрізняти дві задачі: проектування нової ЕМ та визначення передбачуваного навантаження існуючої мережі на деякий період в майбутньому.

У першому випадку навантаження треба враховувати очікувані графіки, які можна вважати типовими для того чи іншого споживача, наприклад для машинобудівного або металургійного заводу, текстильної фабрики і под. Такі графіки можуть бути отримані на підставі вимірювання потужності у великій кількості споживачів, однотипних із тим, для якого розробляють типовий графік. Вимірювання, виконувані в подібні періоди часу, дозволяють провести статистичну обробку експериментальних даних, знайти середні значення потужності в кожен годину доби по споживачах, що розглядались, а потім отримати усереднений графік. Цей графік з тим більшою підставою можна вважати типовим, чим більшу кількість споживачів було обстежено. Розглядаючи навантаження цих споживачів в одні й ті самі години доби як випадкові незалежні величини, можна знайти не лише середні значення потужностей у ці години, але також інші числові характеристики випадкових величин (дисперсію і под.).

На відміну від розглянутого випадку, експлуатаційні графіки навантаження потрібно отримувати для конкретних існуючих споживачів, враховуючи можливі випадкові зміни умов їх роботи в деякий період часу. Для отримання таких графіків також застосовують статистичну обробку графіків попередніх періодів, що цікавлять споживачів, причому для кожного з них аналізують графіки, що характеризують роботу саме цього споживача.

Для роботи споживачів електричної енергії необхідне передавання по мережі не лише активної, а й реактивної потужності, тому для повної характеристики навантаження щодо потужності, що споживається, потрібні також і дані графіків зміни реактивної потужності. Ці графіки можуть бути отримані тими ж методами, що й графіки активної потужності. Конфігурації графіків активного та реактивного навантаження в загальному випадку не збігаються.

Під час проектування в деяких випадках потрібну споживачам реактивну потужність враховують приблизно, при цьому для характеристики величини необхідної реактивної потужності використовують коефіцієнт потужності ($\cos \varphi_n$), значення якого або вважають незмінним, або задють щодо періодів найбільшої та найменшої активної потужності навантаження, причому в ці періоди для коефіцієнта потужності беруть числові значення. Як приклади нижче наведено значення $\cos \varphi_n$ та $\tan \varphi_n$ для деяких промислових підприємств, що відповідають періоду P_{max} (максимум активного навантаження).

Під час перспективного проектування ЕМ реактивну потужність вузла навантаження, тобто групи споживачів, що живляться від загальних шин, визначають множенням максимального розрахункового навантаження на усереднені значення $\tan \varphi_{n(нб)}$, які враховують компенсуювальні пристрої, встановлені у

споживачів, та втрати реактивної потужності в мережах попередніх ступенів навантаження. Так, наприклад, для навантаження, зведеного до шин 6...20 кВ понижувальних підстанцій $\operatorname{tg}\varphi_{n(max)}=0,4$ ($\cos\varphi_{n(max)} = 0,93$). Для навантаження, зведеного до шин 110 та 220 кВ, ці орієнтовні значення $\operatorname{tg}\varphi_{n(max)}$ беруть рівними відповідно 0,55 ($\cos\varphi_{n(max)} = 0,88$) та 0,6 ($\cos\varphi_{n(max)} = 0,86$).

Середні значення коефіцієнта потужності промислових підприємств

Підприємство	$\cos\varphi_{n(нб)}$	$\operatorname{tg}\varphi_{n(нб)}$
Нафтопереробні	0,9	0,484
Металообробні	0,87	0,567
Електротехнічного обладнання	0,82	0,698
Автомобільні та сільгоспмашин	0,79	0,776
Важкого машинобудування	0,73	0,936
Вагоноремонтні	0,69	1,049
Верстатобудування	0,68	1,078
Гірничорудні	0,65	1,169

Зіставлення цих даних показує, що чим вищий ступінь напруги, до якої зведене комплексне навантаження, тим більше значення реактивної потужності, що вона потребує в режимі максимального активного навантаження. Ці обставини викликані насамперед великими втратами реактивної потужності в трансформаторному обладнанні понижувальних підстанцій.

Споживання потужності в електричних системах вимірюють за змін параметрів режиму, тобто за зміни значення та частоти напруги, що живить споживачів. Ці зміни відображаються у зміні потоків потужності в лініях, що, у свою чергу, впливає на розподіл напруги в мережі й, відповідно, на напругу на записках ЕП. Тому під час розрахунків режимів мереж істотне значення має врахування характеристик, що відображають зміну потужності, споживану навантаженням, зі змінами підведеної до неї напруги за величиною та частотою. Такі характеристики, що відповідають усталеному режиму, називають статичними характеристиками навантаження за напругою ($P_n = f_p(U)$, $Q_n = f_q(U)$) та за частотою ($P_n = \varphi_p(f)$, $Q_n = \varphi_q(f)$).

Аналогічні характеристики, але такі, що відповідають тому чи іншому перехідному режиму, називають динамічними. Це, наприклад, характеристики, отримані в разі швидких змін напруги та частоти, коли викликані цими змінами перехідні процеси не встигають згаснути під час переходу від однієї точки статичної характеристики навантаження до іншої.

Динамічні характеристики $P_n = f_p(U, t)$, $Q_n = f_q(U, t)$ та, відповідно, $P_n = \varphi_p(f, t)$, $Q_n = \varphi_q(f, t)$, на відміну від статичних, є функціями часу. На статичній характеристиці кожен її точку можна вважати такою, що відповідає усталеному режиму.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. *Наведіть характеристики споживачів комунально-побутового, промислового, сільськогосподарського секторів та електрифікованого транспорту.*
2. *Охарактеризуйте підходи до класифікації споживачів електричних систем.*
3. *Дайте визначення графіків навантажень.*
4. *Охарактеризуйте основні види графіків навантажень.*
5. *Наведіть основні характеристики графіків навантажень.*

ЛІТЕРАТУРА: [1, С. 9–11]; [2, С. 54–56]; [25, С. 40–50]; [26, С. 102–105]; [2, С. 146–1497].

1.5.2 Визначення кількості енергії, що передається електричною мережею протягом року

Оскільки графіки навантаження та графіки за тривалістю будують у координатах «потужність – час», то очевидно, що площа фігури, обмежена таким графіком, пропорційна кількості енергії, що передається електричною мережею за відповідний період. Це означає, що для визначення кількості енергії, переданої через ЕМ протягом певного періоду, слід скористатися одним із таких виразів:

– для графіків у вигляді безперервної кривої:

$$A_{\text{рік}} = \int_0^T P(t) dt; \quad (1.32)$$

– для ступінчастих графіків:

$$A_{\text{рік}} = \sum_0^T P(t) \Delta t. \quad (1.33)$$

У виразах (1.32) та (1.33) $P(t)$ визначає потужність навантаження ЕМ у відповідний момент або період часу відповідно до графіків навантаження чи графіків навантаження за тривалістю; T – тривалість періоду, протягом якого визначають кількість переданої енергії (наприклад, для року $T = 8760$ год).

Безпосереднє використання графіків навантаження для розв’язання електротехнічних задач пов’язане із труднощами апроксимації таких графіків, тобто формуванням математичних залежностей потужностей навантаження (зміни струму в часі) від часу. Тому у практиці розв’язання електротехнічних задач зазвичай використовують узагальнені характеристики процесів виробництва та споживання електричної енергії, які дозволяють оцінити кількість переданої енергії та її втрати без застосування графіків навантаження.

Так, якщо реальний графік навантаження замінити фіктивним графіком прямокутної форми еквівалентної площі та фіксованим значенням навантаження, яке дорівнює максимальному навантаженню ЕМ за реальним графіком, то абсциса такого графіка визначить фіктивний час максимального навантаження (рис. 1.113).

Час максимального навантаження (час використання максимуму) – це такий час, протягом якого електрична система працює з максимальним навантаженням та передає або споживає таку саму кількість енергії, що й за реальним графіком.

Таким чином, кількість енергії, переданої через ЕМ протягом року, можна визначити за виразом

$$A_{\text{рік}} = P_{\text{max}} T_{\text{max}},$$

де P_{max} – потужність максимального навантаження ЕМ;

T_{max} – час максимального навантаження.

У свою чергу, час максимального навантаження визначають за виразом

$$T_{\max} = \frac{A_{\text{пik}}}{P_{\max}} = \frac{\int_0^{8760} P(t) dt}{P_{\max}} = \frac{\sum_0^{8760} P(t) \Delta t}{P_{\max}}.$$

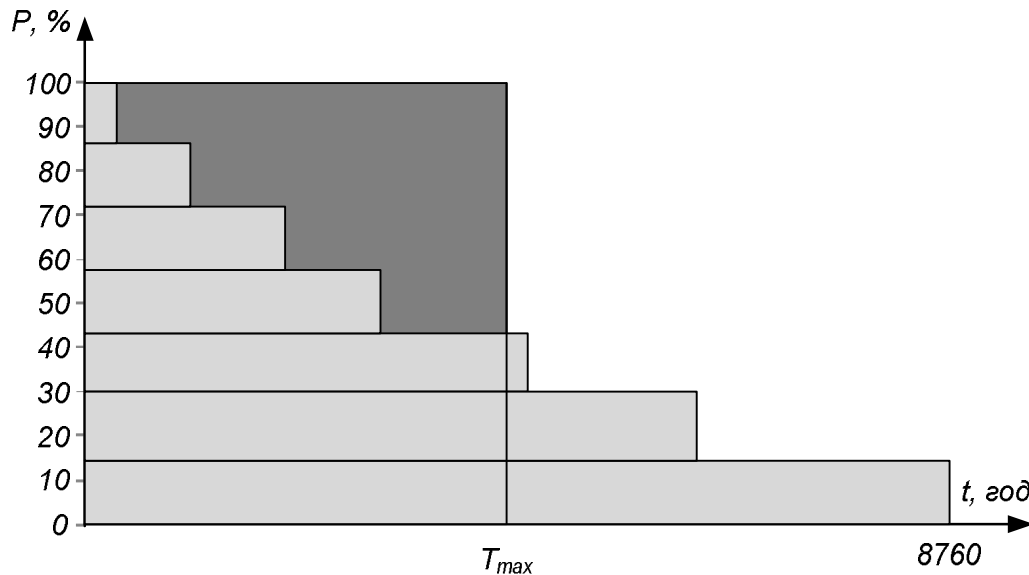


Рис. 1.113. Графічна інтерпретація часу максимального навантаження

Очевидно, що величина часу максимального навантаження відображає щільність річного графіка навантаження:

$$T_{\max} = \beta_{\text{рік}} 8760.$$

Споживачі електричної енергії є досить різноманітними за типами, характеристиками, властивостями та тривалістю споживання електричної енергії. Це означає, що кожний тип електричного навантаження характеризується відповідними значеннями часу максимального навантаження. Орієнтовні значення часу максимального навантаження для типових споживачів становлять: освітлення – 1500...2000 год/р; комунально-побутове навантаження – 2500...3000 год/р; однозмінні підприємства – 1800...2500 год/р; двозмінні підприємства – 3900...4500 год/р; тризмінні підприємства – 5900...6200 год/р.

Якщо навантаження електричної системи є неоднорідними та характеризуються різними значеннями часу максимального навантаження, для визначення кількості енергії, переданої через ЕМ протягом року, використовують середньозважене значення часу максимального навантаження, яке знаходять за виразом

$$T_{\max \text{сеп}} = \frac{\sum_{i=1}^N P_{\max i} T_{\max i}}{\sum_{i=1}^N P_{\max i}},$$

де $P_{\max i}$, $T_{\max i}$ – потужність та час використання максимального навантаження i -го споживача електричної системи;

N – загальна кількість споживачів електричної системи.

Інший спосіб визначення кількості енергії в ЕМ протягом року полягає у заміщенні реального графіка навантаження прямокутником, абсциса якого дорівнює 8760 (кількість годин у році), а площа прямокутника дорівнює площі фігури під реальним графіком. Ординату такого прямокутного графіка називають середнім значенням навантаження електричної системи (рис. 1.114).

Середнє навантаження електричної системи – це таке навантаження, з яким електрична система працює протягом року та передає або споживає таку саму кількість енергії, що і за реальним графіком.

Очевидно, що тут кількість енергії, переданої через ЕМ протягом року, визначають за виразом

$$A_{\text{рік}} = P_{\text{сеп}} 8760.$$

У свою чергу, потужність середнього навантаження визначають за виразом

$$P_{\text{сеп}} = \frac{A_{\text{рік}}}{8760} = \frac{\int_0^{8760} P(t) dt}{8760} = \frac{\sum_0^{8760} P(t) \Delta t}{8760}.$$

Зазначимо, що у практиці електротехнічних розрахунків найбільшого поширення набув перший спосіб через потужність максимального навантаження та час максимального навантаження.

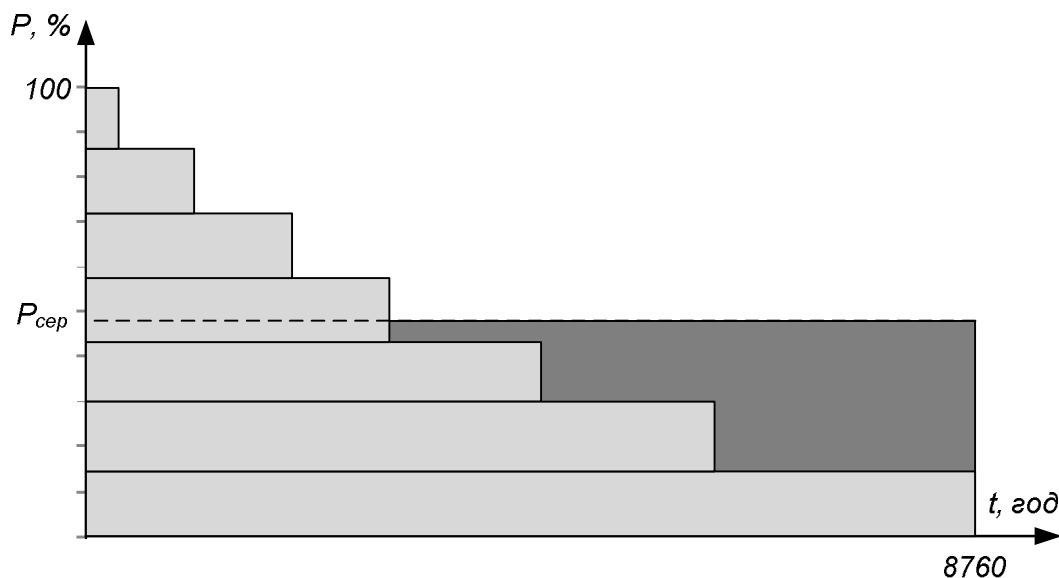


Рис. 1.114. Графічна інтерпретація середнього навантаження

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. *Що являють собою графіки навантаження за тривалістю?*
2. *Наведіть вирази для визначення кількості енергії, переданої ЕМ протягом року, із застосуванням безперервних та ступінчастих графіків навантаження.*
3. *Наведіть визначення часу максимального навантаження.*
4. *Наведіть геометричну інтерпретацію часу максимального навантаження.*
5. *Наведіть вираз для визначення кількості енергії, переданої ЕМ протягом року, із застосуванням часу максимального навантаження.*
6. *Наведіть орієнтовні значення часу максимального навантаження для типових споживачів.*
7. *Наведіть визначення середнього навантаження.*
8. *Наведіть геометричну інтерпретацію середнього навантаження.*
9. *Наведіть вираз для визначення кількості енергії, переданої ЕМ протягом року, із застосуванням потужності середнього навантаження.*

ЛІТЕРАТУРА: [10, С. 46–51]; [13, С. 165–168]; [17, С. 71–73]; [25, С. 404]; [26, С. 102–108]; [27, С. 146–153].

1.5.3 Участь електростанцій різних типів у покритті графіків навантаження

Типовий добовий графік навантаження електричної системи у цілому показано на рис. 1.115. Такий графік характеризується двома піками – ранковим та вечірнім, а також двома спадами – нічним та денним. Мінімум навантаження спостерігається під час нічного провалу, а максимум – під час вечірнього піку.

Зазвичай добові графіки навантаження поділяють на три зони – базисну, напівпікову та пікову. Базисна частина включає діапазон навантажень між нулем та мінімальним навантаженням. До напівпікової частини відносять навантаження між мінімумом та середнім навантаженням. Навантаження між середнім та максимальним відносять до пікової частини графіка.

З метою мінімізації витрат палива на електростанціях енергосистеми для покриття річних частин графіка навантаження використовують ЕС різних типів. Так, для покриття базисної частини графіка застосовують ЕС з мінімальними витратами палива та обмеженим діапазоном регулювання режимів. До таких станцій відносять АЕС та найбільш потужні КЕС, ТЕЦ, які працюють за вимушеним графіком навантаження теплових споживачів, частини потужностей ГЕС, обумовлені мінімальним водотоком, а також нетрадиційні джерела енергії – ВЕС та СЕС, потужності яких залежать від метеорологічних умов. Напівпікову частину графіка розподіляють між ТЕС відповідно до їх економічності та маневреності.

Пікову частину графіка покривають маневровими електростанціями – ГЕС, ГАЕС та ГТУ.

Річні графіки споживання електроенергії в ОЕС України за 2014, 2015 та 2018, 2019 роки⁹ показано на рис. 1.116. Графіки вказують на зміщення в останні роки літнього мінімуму навантаження з липня – серпня на квітень – травень, – збільшення в літні місяці навантаження спричинене масовим використанням кондиціонерів повітря.

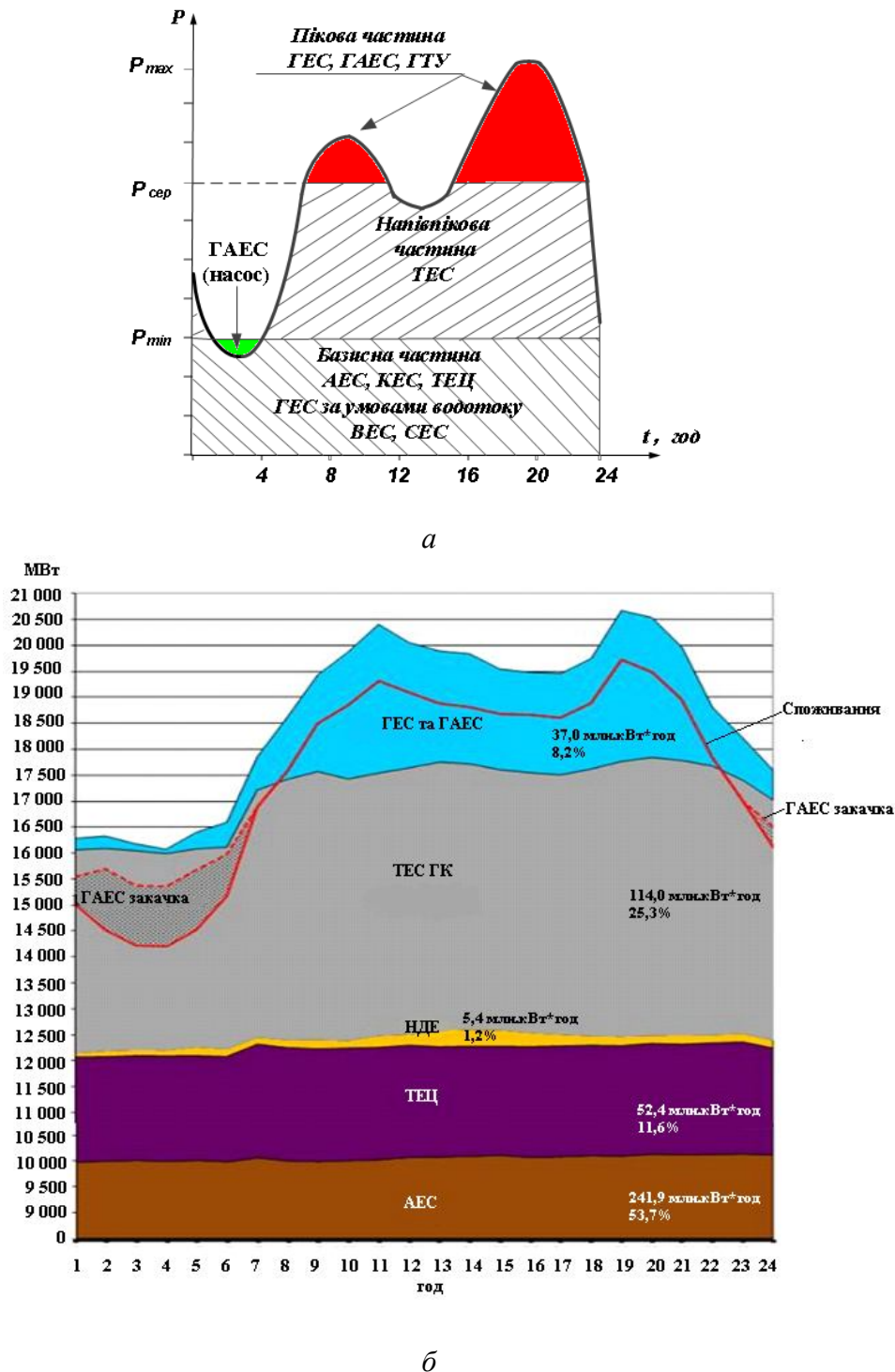


Рис. 1.115. Добові графіки виробництва та споживання електроенергії в ОЕС України:

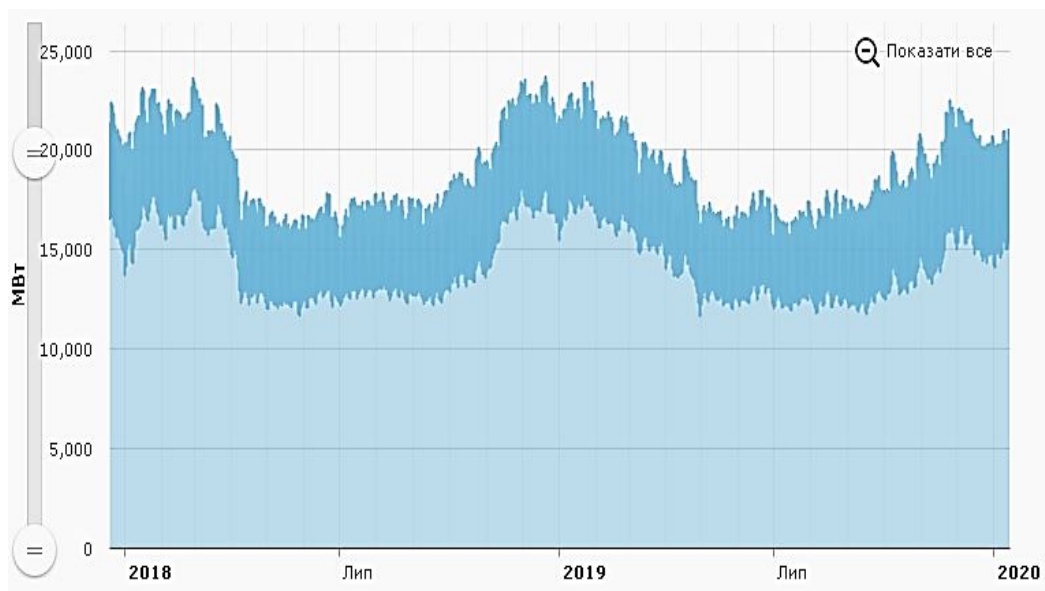
а – покриття добового графіка навантаження електростанціями різних типів;

б – за 14 березня 2016 р.

⁹ <https://ua.energy/diynist/dyspetcherska-informatsiya/dobovyj-grafik-vyrobnytstva-spozhyvannya-e-e/>



a



б

Рис. 1.116. Річний графік споживання електроенергії в ОЕС України:
а – за 2014 та 2015 рр.; б – за 2018 та 2019 рр.¹⁰

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. Назвіть та охарактеризуйте основні зони добових графіків навантаження.
2. Поясніть принципи розподілу навантаження електричної системи між ЕС різних типів.
3. Наведіть типи ЕС, які покривають пікову частину добового графіка навантаження енергосистеми.
4. Наведіть типи ЕС, які покривають базисну частину добового графіка навантаження енергосистеми.

¹⁰ //ua.energy/diyalnist/dyspatcherska-informatsiya/dobovyj-grafik-vyrobnytstva-spozhyvannya-e-e/

5. Дайте характеристику ЕС, які покривають напівнікову частину добового графіка навантаження енергосистеми.

ЛІТЕРАТУРА: [13, С. 34–36]; [25, С. 50–53].

1.6 Втрати потужності та енергії в електричній системі

Під час передавання електричної енергії мають місце її втрати в елементах ЕМ. Рівень втрат електроенергії під час її транспортування та розподілу в реальних умовах, окрім кінцевих значень активних та реактивних опорів та провідностей елементів мережі, зумовлений ще й низкою системних чинників, таких як високий рівень неоднорідності мереж, низький рівень компенсації реактивної потужності, недостатньо ефективне використання регулювання напруги трансформаторами з РПН, завищена проектна густина струму, низькі класи напруг у розподільних мережах.

Передавання електричної енергії ЕМ пов'язане із втратами енергії в ЛЕП, трансформаторах та інших елементах ЕМ. Такі втрати визначаються нагріванням проводів та обмоток трансформаторів під час протікання електричного струму, втратами енергії на іонізацію повітря (втрати на корону), діелектричними втратами КЛ, втратами енергії на перемагнічування осердя трансформаторів тощо¹¹.

У загальному випадку втрати енергії в елементах ЕМ можна поділити на два класи.

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

2. Втрати енергії на корону в ЛЕП, діелектричні втрати в КЛ, втрати на перемагнічування осердя трансформаторів. Такі втрати визначаються робочою напругою на елементах ЕМ та спостерігаються весь час, протягом якого устаткування перебуває під напругою.

Зауваження

Втрати електроенергії в ЕМ коливаються у значних межах залежно від щільності навантаження і в мережах 110...750 кВ ОЕС України вони декларуються на рівні 10...15%, а в деяких енерговузлах розподільних мереж 6...35 кВ вони перебувають в межах 6...9 % загального споживання електроенергії в системі. Значну частину втрат становлять втрати в мережах 0,4 кВ, 6 кВ та 10 кВ. Втрати енергії в мережах 35 кВ і вище залежать від кількості ступенів трансформації, що враховуються під час електричних розрахунків. Орієнтовні значення втрат у мережах різної напруги у відсотках сумарного споживання електроенергії орієнтовно становлять: 750...500 кВ – 0,5...0,1 %; 330...220 кВ – 2,5...3,0 %; 150...110 – 3,5...4,0 %; 35 кВ – 0,5...1,0.

Миттєві значення втрат енергії визначають втрати потужності в устаткуванні ЕМ. При цьому розрізняють втрати активної та реактивної потужності. *Втрати активної енергії, віднесені до одиниці часу (1 с)*

¹¹ Методичні рекомендації визначення технологічних витрат електроенергії у трансформаторах і лініях електропередавання, затверджені наказом Міністерства енергетики України від 21.06.2013, № 399.

визначають втрати активної потужності. Такі втрати визначаються протіканням струмів навантаження та струмів витоку через активні елементи (опори та провідності) схем заміщення устаткування ЕМ.

За аналогією із втратами активної потужності визначають також втрати реактивної потужності. Такі втрати обумовлені протіканням струмів навантаження та струмів витоку через реактивні елементи схем заміщення устаткування ЕМ.

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

Відомо, що схеми заміщення устаткування ЕМ у загальному випадку містять поздовжні й поперечні вітки. У поздовжніх вітках спостерігаються втрати енергії та потужності від протікання робочих струмів, у поперечних – втрати енергії та потужності від впливу робочої напруги.

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

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

1.6.1 Потужність електричної системи змінного струму

Миттєві значення напруги та струму електричного кола змінного струму можна записати, відповідно:

$$u = U_m \sin \omega t; \quad i = I_m \sin(\omega t - \varphi),$$

де U_m, I_m – амплітудні значення напруги та струму;

φ – кут зсуву фаз між напругою та струмом. Знак «мінус» відповідає активно-індуктивному навантаженню.

Миттєве значення потужності електричного кола змінного струму знаходять як добуток миттєвих значень напруги та струму:

$$p = u \cdot i = U_m \sin \omega t \cdot I_m \sin (\omega t - \varphi). \quad (1.34)$$

Враховуючи, що

$$U_m = \sqrt{2}U, \quad I_m = \sqrt{2}I$$

та

$$2 \sin \omega t \cdot \sin (\omega t - \varphi) = (\cos (\omega t - (\omega t - \varphi)) - \cos (\omega t + (\omega t - \varphi))),$$

миттєве значення потужності можна записати у такому вигляді:

$$\begin{aligned} p &= UI (\cos (\omega t - (\omega t - \varphi)) - \cos (\omega t + (\omega t - \varphi))) = \\ &= UI \cos \varphi - UI \cos (2\omega t - \varphi), \end{aligned} \quad (1.35)$$

де U, I – діючі значення напруги та струму в електричній системі.

На рис. 1.117 подано графіки зміни у часі миттєвих значень напруги, струму та потужності відповідно до виразів (1.34) та (1.35) за роботи електричної системи на активно-індуктивне навантаження.

Аналіз виразу (1.35) характеризує потужність системи змінного струму двома складовими – сталою $UI \cos \varphi$ та пульсуючою $UI \cos (2\omega t - \varphi)$, яка змінюється з подвоєною частотою. Середнє значення потужності за період дорівнює сталій складовій (рис. 1.118). Величину $UI \cos \varphi$ називають активною потужністю системи змінного струму:

$$P = UI \cos \varphi = S \cos \varphi.$$

Складову $S = UI$ називають явною або повною потужністю електричної системи змінного струму; $\cos \varphi$ – коефіцієнт потужності.

Вираз (1.35) можна записати як

$$p = UI \cos \varphi - UI \cos (2\omega t - \varphi) = P - S \cos (2\omega t - \varphi). \quad (1.36)$$

Враховуючи, що $\cos (2\omega t - \varphi) = \cos \varphi \cos 2\omega t + \sin \varphi \sin 2\omega t$, вираз (1.36), зміни потужності системи в часі можна подати у такому вигляді:

$$p = P - S (\cos \varphi \cos 2\omega t + \sin \varphi \sin 2\omega t) = P (1 - \cos 2\omega t) - Q \sin 2\omega t, \quad (1.37)$$

де складова $Q = UI \sin \varphi$ є реактивною потужністю.

Математичний вираз (1.37) фізично можна інтерпретувати таким чином, що активна потужність P передається від ДЖ до споживача, коливаючись навколо свого середнього значення (рис. 1.118).

Миттєве значення активної потужності коливається з подвійною частотою між нулем та подвійним значенням середньої потужності. Реактивна

потужність Q електричної системи коливається навколо нульового значення з подвійною частотою змінного струму та відповідною амплітудою, характеризуючи постійний обмін енергією між ДЖ та споживачем. Протягом першої чверті періоду змінного струму енергія передається від ДЖ до споживача, а протягом другої чверті повертається від споживача до ДЖ. Далі описані процеси повторюються.

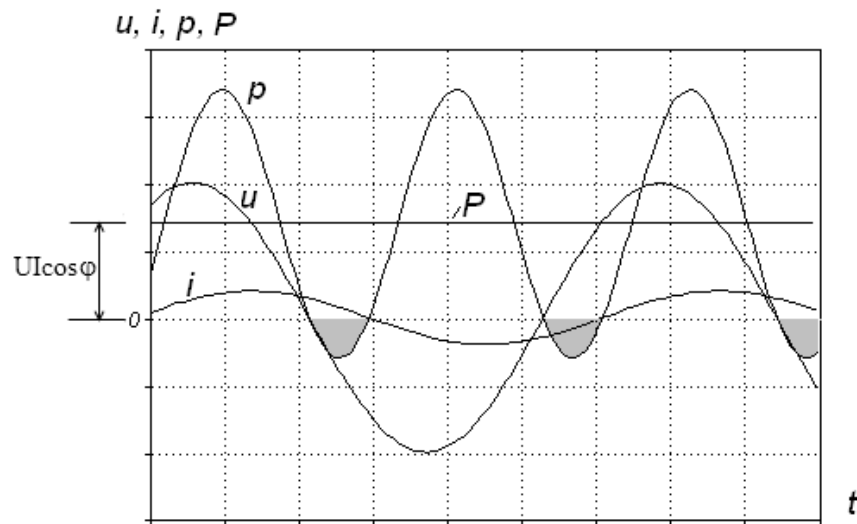


Рис. 1.117. Графіки зміни у часі миттєвих значень напруги, струму та потужності

Реактивна потужність – це уявна потужність, викликана коливаннями енергії електромагнітного поля в електричному колі, характерна для синусоїдальних систем змінного струму.

Реактивна потужність співвідноситься з активною та повною потужностями за виразом

$$Q = \sqrt{S^2 - P^2}.$$

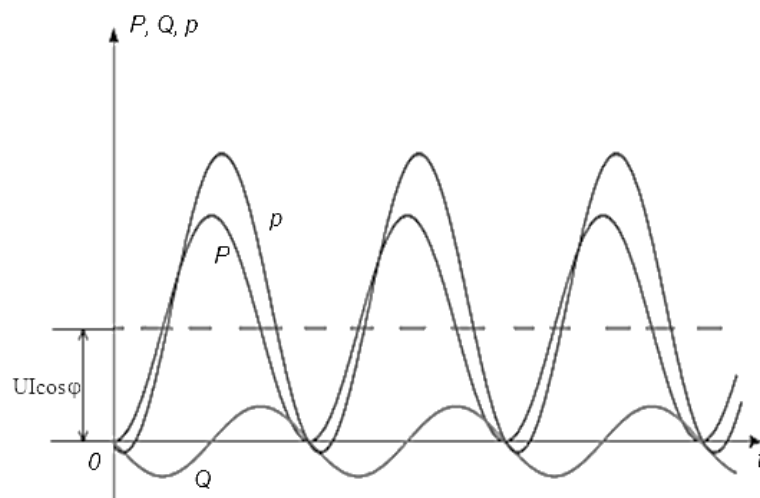


Рис. 1.118. Графіки зміни у часі миттєвих значень потужності

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. Дайте визначення активної та реактивної потужності в системі.
2. Наведіть чинники втрат енергії в ЕМ.
3. Сформулюйте правила визначення втрат реактивної потужності.
4. Поясніть принцип поділу втрат потужності в ЕМ на змінні та незмінні.

ЛІТЕРАТУРА: [4, С. 71]; [10, С. 186]; [16, С. 111–113]; [17, С. 69]; [24, С. 50–51].

1.6.2 Визначення втрат потужності в лініях електропередавання

Втрати потужності в ЛЕП є як у поздовжніх, так поперечних елементах схем заміщення ліній. Позначимо втрати повної потужності у поздовжніх елементах схем заміщення ліній через $\Delta \dot{S}_Z$. Такі втрати визначені робочими струмами лінії. Втрати повної потужності у вітках поперечних провідностей схеми заміщення лінії позначимо через $\Delta \dot{S}_Y$. Такі втрати визначаються дією робочої напруги.

Відповідно до схеми заміщення ЛЕП втрати потужності від протікання робочих струмів спостерігаються в активному та індуктивному поздовжніх опорах схеми заміщення. Такі втрати можна визначити за виразом

$$\Delta \dot{S}_Z = \Delta \hat{U} I = (\hat{I} \hat{Z}) I = I^2 \hat{Z} = I^2 (r - jx), \quad (1.38)$$

де I^2 – квадрат модуля вектора робочого струму ЛЕП; $\hat{Z} = r - jx$ – спряжений комплекс поздовжнього опору схеми заміщення ЛЕП.

Аналіз виразу (1.38) свідчить про те, що втрати потужності, обумовлені робочими струмами лінії, містять дві складові – активні та індуктивні. Тут індуктивні втрати реактивної потужності мають від’ємний знак, що характерно для київської електротехнічної школи.

Втрати потужності на поздовжніх ділянках схем заміщення ліній електропередач можна визначити також за значеннями потоків активної та реактивної потужності за виразом

$$\Delta \dot{S}_Z = I^2 (r - jx) = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} (r - jx), \quad (1.39)$$

де P , Q – потоки активної та реактивної потужності по ЛЕП; U – модуль вектора робочої напруги.

Для визначення втрат потужності у вираз (1.39) слід підставляти параметри (потужності та напругу) початку або кінця лінії відповідно.

Втрати потужності від протікання струмів витоку визначаються дією робочої напруги та параметрами гілок поперечних провідностей схеми заміщення лінії. Для симетричних П-подібних схем заміщення ЛЕП такі втрати

складаються із втрат на початку та на кінці схеми заміщення лінії, їх знаходять за виразом

$$\Delta \dot{S}_Y = \hat{U}_1 \dot{I}_{10} + \hat{U}_2 \dot{I}_{20} = \hat{U}_1 \dot{U}_1 \frac{Y}{2} + \hat{U}_2 \dot{U}_2 \frac{Y}{2} = \frac{1}{2} (U_1^2 + U_2^2) \underline{Y} = U_{\text{сеп}}^2 (g + jb), \quad (1.40)$$

де $\dot{U}_1, \dot{I}_{10}, \dot{U}_2, \dot{I}_{20}$ – вектори напруги та струмів витоку на початку та на кінці лінії відповідно; $U_{\text{сеп}} = \sqrt{\frac{1}{2} (U_1^2 + U_2^2)}$ – середньоквадратична робоча напруга в ЛЕП; U_1^2, U_2^2 – квадрати модулів векторів напруги на початку та на кінці лінії відповідно; $\underline{Y} = g + jb$ – повна поперечна провідність ЛЕП (без поділу навпіл згідно з П-подібною схемою заміщення).

В оціночних розрахунках втрати потужності в поперечних елементах схеми заміщення ЛЕП можна визначати за номінальною напругою за виразом

$$\Delta \dot{S}_Y = U_n^2 (g + jb), \quad (1.41)$$

де U_n – номінальна напруга ЛЕП.

Аналіз виразів (1.40) та (1.41) свідчить, що втрати потужності в поперечних провідностях містять дві складові: активну та ємнісну.

Втрати активної потужності в поперечних елементах визначаються втратами потужності на корону в повітряних лініях електропередавання та діелектричними втратами в ізоляції КЛ:

– для повітряних ліній:

$$\Delta P_Y = \Delta P_K;$$

– для КЛ:

$$\Delta P_Y = \Delta Q_{\text{зар}} / \text{tg} \delta,$$

де ΔP_K – втрати активної потужності на корону у ПЛЕП; $\Delta Q_{\text{зар}}$ – зарядна потужність КЛ; $\text{tg} \delta$ – тангенс кута діелектричних втрат КЛ.

Ємнісні втрати в поперечних провідностях ЛЕП зазвичай називають зарядною потужністю лінії. Такі втрати відповідно до київської електротехнічної школи мають додатний знак. Тому вітки поперечних провідностей схем заміщення ЛЕП можна розглядати як джерела реактивної потужності в електричних системах.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. *Наведіть місця локалізації змінних втрат потужності в ЛЕП.*
2. *Наведіть місця локалізації незмінних втрат потужності у ПЛЕП та КЛЕП.*
3. *Наведіть вирази для визначення втрат потужності у ЛЕП, обумовлених робочими струмами.*
Наведіть вирази для визначення втрат потужності в ЛЕП, обумовлених робочою напругою.

ЛІТЕРАТУРА: [2, С. 96–99]; [3, С. 70–71]; [4, С. 71–73]; [16, С. 113–114]; [17, С. 69–70]; [24, С. 51–53].

1.6.3 Визначення втрат потужності в силових трансформаторах та автотрансформаторах

Втрати потужності в силових трансформаторах мають дві складові, які визначаються робочим струмом в обмотках трансформатора та робочою напругою на його затискачах. Відповідно до Г-подібної схеми заміщення втрати від робочого струму спостерігаються у вітках поздовжніх опорів, а втрати від робочої напруги у контурі намагнічування силового трансформатора. Втрати потужності в силовому трансформаторі можна визначити за його паспортними даними та параметрами робочого режиму.

Втрати потужності у поперечному контурі намагнічування мають активну та індуктивну складові, які чисельно дорівнюють втратам потужності в дослідженні неробочого ходу:

$$\begin{aligned}\Delta P_Y &= \Delta P_{н.х}; \\ \Delta Q_Y &= -\Delta Q_{н.х} = -\frac{i_{н.х}}{100} S_T.\end{aligned}\tag{1.42}$$

Щоб знайти втрати реактивної потужності в контурі намагнічування, на попередньому етапі потрібно визначити реактивну складову струму неробочого ходу, проте для сучасних потужних трансформаторів активна складова струму незначна і нею можна знехтувати.

Втрати реактивної потужності в контурі поперечної провідності трансформаторів мають індуктивний характер, саме тому у виразі (1.42) такі втрати показані з від'ємним знаком.

Втрати потужності в обмотках трансформаторів від протікання струмів навантаження визначають за даними дослідження КЗ відповідно до типу конструктивного виконання трансформатора.

Так, щоб визначити втрати потужності у поздовжній вітці схеми заміщення двообмоткового трансформатора, застосовують вирази

$$\begin{aligned}\Delta P_Z &= \Delta P_{к.з} \left(\frac{S}{S_T} \right)^2 = \Delta P_{к.з} \beta^2; \\ \Delta Q_Z &= -\Delta Q_{к.з} \left(\frac{S}{S_T} \right)^2 = -\frac{u_{к.з}}{100} S_T \left(\frac{S}{S_T} \right)^2 = -\frac{u_{к.з}}{100} S_T \beta^2.\end{aligned}\tag{1.43}$$

У виразах (1.43) $\beta = \frac{S}{S_T}$ – коефіцієнт завантаження обмоток трансформатора; S – модуль потужності навантаження трансформатора; S_T – номінальна потужність трансформатора.

Введення коефіцієнта завантаження обмоток у вирази (1.43) пояснюється такими міркуваннями. Справа в тому, що характеристики досліду КЗ визначають виходячи з номінального завантаження вторинної обмотки силового трансформатора. Насправді навантаження обмоток трансформатора різняться від номінального й залежить від стохастичних процесів виробництва та споживання електричної енергії. Тому, визначаючи втрати потужності в обмотках силового трансформатора від протікання робочих струмів, треба зважати на зміну втрат щодо даних досліджень КЗ пропорційно квадрату струму навантаження, що і враховує квадрат коефіцієнта завантаження обмоток трансформатора.

Зазначимо, що для визначення втрат реактивної потужності в обмотках силового трансформатора потрібно заздалегідь обчислити реактивну складову напруги КЗ. Проте для сучасних потужних трансформаторів активна складова напруги незначна і нею можна знехтувати.

Для триобмоткових силових трансформаторів та АТ втрати потужності від протікання робочих струмів по обмотках знаходять окремо для кожної обмотки за виразами:

$$\begin{aligned}\Delta P_Z &= \Delta P_{\text{к.в}} \beta_{\text{в}}^2 + \Delta P_{\text{к.с}} \beta_{\text{с}}^2 + \Delta P_{\text{к.н}} \beta_{\text{н}}^2; \\ \Delta Q_Z &= -\frac{S_{\text{т}}}{100} (u_{\text{к.в}} \beta_{\text{в}}^2 + u_{\text{к.с}} \beta_{\text{с}}^2 + u_{\text{к.н}} \beta_{\text{н}}^2),\end{aligned}\quad (1.44)$$

де $\Delta P_{\text{к.в}}$, $u_{\text{к.в}}$, $\Delta P_{\text{к.с}}$, $u_{\text{к.с}}$, $\Delta P_{\text{к.н}}$, $u_{\text{к.н}}$ – фіктивні характеристики досліджень КЗ, віднесені до обмоток високої, середньої та низької напруг відповідно; $\beta_{\text{в}} = S_{\text{в}}/S_{\text{т}}$, $\beta_{\text{с}} = S_{\text{с}}/S_{\text{т}}$, $\beta_{\text{н}} = S_{\text{н}}/S_{\text{т}}$ – коефіцієнти завантаження обмоток високої, середньої та низької напруг відповідно; $S_{\text{в}}$, $S_{\text{с}}$, $S_{\text{н}}$ – модулі потужностей навантаження обмоток високої, середньої та низької напруг відповідно.

Зауважимо, що навантаження обмоток триобмоткових силових трансформаторів різняться. Відповідно до першого закону Кірхгофа потужність навантаження первинної обмотки ВН дорівнює геометричній сумі потужностей навантаження вторинних обмоток середньої та низької напруг. Тому коефіцієнт завантаження первинної обмотки зазвичай не дорівнює алгебричній сумі коефіцієнтів завантаження вторинних обмоток:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{\text{в}} &= \dot{S}_{\text{с}} + \dot{S}_{\text{н}}; \\ \beta_{\text{в}} &\neq \beta_{\text{с}} + \beta_{\text{н}}.\end{aligned}$$

Якщо триобмотковий трансформатор виконано із скороченими обмотками, то перш ніж визначити втрати потужностей, на попередньому етапі, характеристики досліджень КЗ потрібно перерахувати до номінальної потужності трансформатора (до умов первинної обмотки трансформатора).

Втрати реактивної потужності в обмотках силового трансформатора мають індуктивний характер, тому у виразах (1.43) та (1.44) їх записано зі знаком мінус.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. Назвіть місця локалізації змінних втрат потужності в силових трансформаторах та АТ.
2. Назвіть місця локалізації незмінних втрат потужності в силових трансформаторах та АТ.
3. Наведіть вирази для визначення втрат потужності в силових трансформаторах, обумовлених робочими струмами.
4. Наведіть вирази для визначення втрат потужності в силових трансформаторах, обумовлених робочою напругою.
5. Наведіть визначення коефіцієнтів завантаження обмоток силового трансформатора.
6. Поясніть положення про те, що алгебрична сума коефіцієнтів завантаження вторинних обмоток триобмоткового трансформатора зазвичай не дорівнює коефіцієнту завантаження первинної обмотки.

ЛІТЕРАТУРА: [2, С. 99–100]; [3, С. 234–236]; [4, С. 77–78]; [7, С. 92–93]; [9, С. 114–116]; [10, С. 70–71]; [14, С. 52–53].

1.6.4 Втрати енергії в електричній системі

Втрати енергії в електричній системі можна визначити як добуток втрат активної потужності на час, протягом якого електрична система працювала з відповідним навантаженням. Оскільки навантаження електричної системи весь час змінюється, то для визначення втрат енергії протягом певного періоду слід обчислити інтеграл вигляду

$$\Delta A = \int_0^T \Delta P(t) dt, \quad (1.45)$$

де $\Delta P(t)$ – функція зміни втрат активної потужності протягом часу; T – термін часу, протягом якого визначають втрати енергії (для втрат енергії протягом року $T = 8760$ год).

Як зазначалося вище, втрати потужності поділяють на змінні та постійні. До першої групи відносять втрати, обумовлені робочими струмами, а до другої – робочою напругою.

Для визначення втрат енергії, обумовлених робочою напругою устаткування, наприклад втрат енергії на корону, умовно вважають, що робоча напруга протягом року є незмінною та дорівнює номінальній напрузі. За цих умов такі втрати енергії протягом року знаходять за виразом

$$\Delta A_{\text{рік}} = \Delta P_Y T_{\text{рік}},$$

де ΔP_Y – втрати активної потужності у вітках поперечних провідностей схем заміщення устаткування ЕМ; $T_{\text{рік}}$ – час знаходження устаткування під напругою протягом року.

Для визначення втрат енергії, обумовлених протіканням робочого струму в устаткуванні, безпосереднє використання виразу (1.45) невиправдане, оскільки потребує величезних обсягів розрахунків втрат активної потужності в устаткуванні ЕМ за кожного поточного значення навантаження системи. Тому у практиці електротехнічних розрахунків зазвичай використовують інші підходи, які ґрунтуються на використанні інтегральних показників функціонування електричної системи.

Втрати потужності у поздовжніх елементах схем заміщення устаткування ЕМ визначають узагальненим виразом

$$\Delta P = \frac{S^2}{U^2} R = \left(\frac{P}{U \cos \varphi} \right)^2 R,$$

де S – модуль повної потужності; R – активний опір поздовжніх елементів схем заміщення устаткування ЕМ.

Таким чином вираз (1.45) для визначення втрат енергії в ЕМ набуває вигляду

$$\Delta A = \int_0^T \frac{R_i}{U^2 \cos^2 \varphi_{\text{сеп.}i}} P_i^2(t) dt,$$

де i – індекс поточного елемента ЕМ; $P_i(t)$ – поточне значення навантаження i -го елемента ЕМ відповідно до графіка навантаження; $\cos \varphi_{\text{сеп.}i}$ – середньозважене значення коефіцієнта потужності i -го споживача ЕМ,

$$\cos \varphi_{\text{сеп.}i} = \frac{S_1 \cos \varphi_1 + S_2 \cos \varphi_2 + \dots + S_n \cos \varphi_n}{S_1 + S_2 + \dots + S_n} = \frac{\sum_{n=1}^{n=M} S_n \cos \varphi_n}{\sum_{n=1}^{n=M} S_n}.$$

Графік навантаження ЕМ за тривалістю можна перерахувати до квадратичних координат (квадрат потужності – час), як показано на рис. 1.119. Такі графіки можуть бути неперервними, або ступінчастими.

Очевидно, що площа фігури, обмежена квадратичним графіком навантаження, за тривалістю пропорційна втратам енергії протягом відповідного терміну:

– для безперервного графіка:

$$\Delta A \equiv \int_0^T P^2(t) dt;$$

– для ступінчастого графіка:

$$\Delta A \equiv \sum_0^T P_i^2 \Delta t.$$

Отриманий квадратичний графік навантаження за тривалістю можна замінити прямокутним графіком, ордината якого дорівнює квадрату максимального навантаження, а площа – така само, як під реальним графіком. Абсциса такого графіка визначає час максимальних втрат (рис. 1.120).

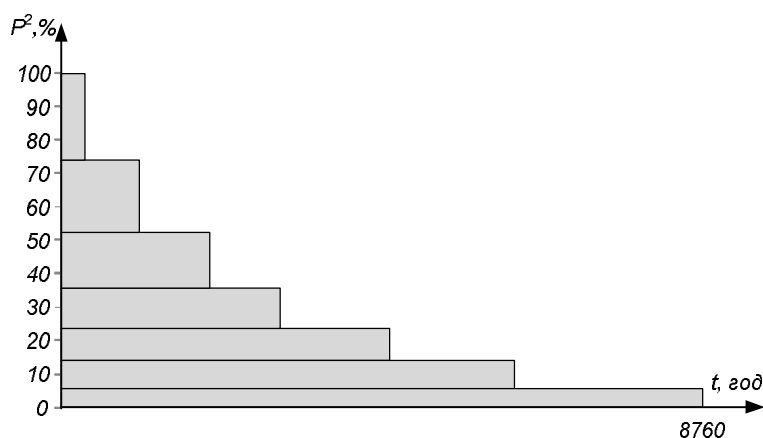


Рис. 1.119. Квадратичний графік навантаження за тривалістю

Час максимальних втрат – це такий фіктивний час, протягом якого електрична система працює з максимальним навантаженням і має втрати енергії такі самі, що і за реальним графіком. У практиці електротехнічних розрахунків час максимальних втрат зазвичай позначають грецькою літерою τ та розраховують за формулами:

– для неперервного графіка:
$$\tau = \frac{\int_0^{8760} P^2(t) dt}{P_{\max}^2};$$

– для ступінчастого графіка:
$$\tau = \frac{\sum_0^{8760} P_i^2 \Delta t}{P_{\max}^2}.$$

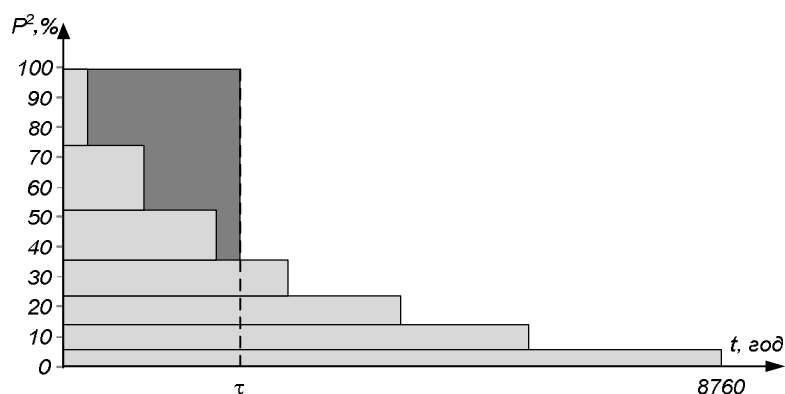


Рис. 1.120. Графічна інтерпретація часу максимальних втрат

У свою чергу, втрати енергії протягом року знаходять за виразом

$$\Delta A = \Delta P_{\max} \tau,$$

де $\Delta P_{\max}$ – сумарні втрати активної потужності в режимі максимальних навантажень.

Таким чином, використання часу максимальних втрат дозволяє суттєво скоротити обсяг розрахунків, оскільки відпадає необхідність розрахунків втрат потужності за різних навантажень згідно з графіком та проводити розрахунок лише для режиму максимальних навантажень.

Часто графіків навантаження немає, а відомі лише максимальні навантаження та час максимального навантаження. Тоді час максимальних втрат знаходять за емпіричною формулою:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10000} \right)^2 8760. \quad (1.46)$$

Формула (1.46) дає наближені, але досить прийнятні результати.

В устаткуванні ЕМ для визначення втрат енергії, коли немає графіка навантаження, використовують також підхід на основі середньоквадратичної потужності навантаження. Квадратичний графік навантаження за тривалістю замінюють прямокутним графіком тієї самої площі, абсциса якого дорівнює 8760 год. Ордината такого прямокутного графіка визначає середньоквадратичну потужність навантаження (рис. 1.121).

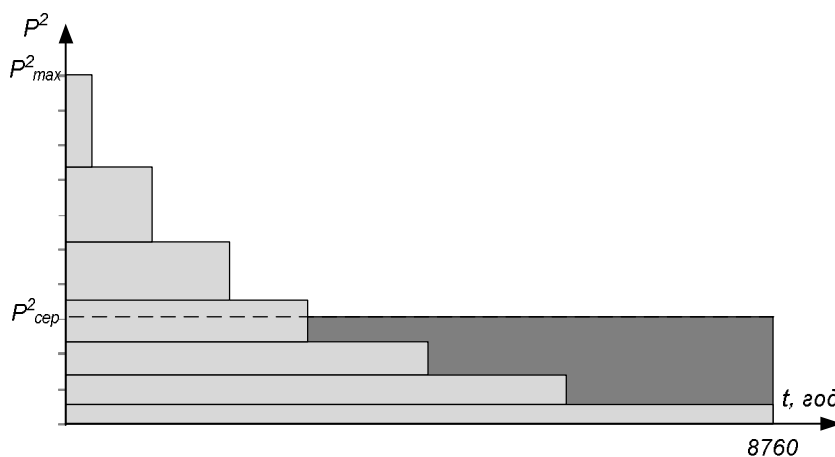


Рис. 1.121. Графічна інтерпретація середньоквадратичного навантаження

Середньоквадратичне навантаження устаткування ЕМ — це таке навантаження, з яким устаткування працює протягом року із втратами енергії такими самими, що й за реальним графіком:

— для неперервного графіка:
$$P_{\text{сер}} = \sqrt{\frac{\int_0^{8760} P^2(t) dt}{8760}};$$

— для ступінчастого графіка:
$$P_{\text{сер}} = \sqrt{\frac{\sum_0^{8760} P_t^2 \Delta t}{8760}}.$$

Тут втрати енергії протягом року знаходять за виразом

$$\Delta A = \left(\frac{P_{\text{сеп}}}{U_{\text{н}} \cos \varphi_{\text{сеп}}} \right)^2 R \cdot 8760 ,$$

де $U_{\text{н}}$ – номінальна напруга устаткування; $\cos \varphi_{\text{сеп}}$ – середньозважене значення коефіцієнта потужності.

Таким чином, для визначення сумарних втрат енергії необхідно скласти втрати енергії в поперечних і поздовжніх елементах схеми заміщення. Так, для визначення втрат енергії в ЛЕП, яка була увімкнена під напругу протягом всього року, треба скористатися виразом

$$\Delta A = \Delta P_{\text{к}} l \cdot 8760 + \frac{P_{\text{max}}^2 + Q_{\text{max}}^2}{U^2} \cdot r_0 l \cdot \tau \cdot 10^3 ,$$

або

$$\Delta A = \left(\Delta P_{\text{к}} l + \frac{S_{\text{сеп}}^2}{U_{\text{н}}^2} r_0 l \cdot 10^3 \right) 8760 ,$$

де $\Delta P_{\text{к}}$ – питомі втрати активної потужності на корону; r_0 – питомий активний опір лінії; l – довжина лінії.

Множник 10^3 у другій складовій попередньої формули призначений для переведення втрат активної потужності з мегават (МВт) до кіловат (кВт).

Для двообмоткового трансформатора втрати енергії обчислюють за виразом

$$\Delta A = \Delta P_{\text{н.х}} \cdot 8760 + \Delta P_{\text{к.з}} \beta^2 \cdot \tau ,$$

або

$$\Delta A = \left(\Delta P_{\text{н.х}} + \Delta P_{\text{к.з}} \beta_{\text{сеп}}^2 \right) \cdot 8760 ,$$

де $\beta_{\text{сеп}} = \frac{S_{\text{сеп}}}{S_{\text{т}}}$ – коефіцієнт завантаження обмоток трансформатора за середньоквадратичного навантаження.

Для триобмоткового трансформатора маємо такі вирази:

$$\Delta A = \Delta P_{\text{н.х}} \cdot 8760 + \left(\Delta P_{\text{к.в}} \beta_{\text{в}}^2 + \Delta P_{\text{к.с}} \beta_{\text{с}}^2 + \Delta P_{\text{к.н}} \beta_{\text{н}}^2 \right) \cdot \tau ,$$

або

$$\Delta A = \left(\Delta P_{\text{н.х}} + \Delta P_{\text{к.в}} \beta_{\text{сеп.в}}^2 + \Delta P_{\text{к.с}} \beta_{\text{сеп.с}}^2 + \Delta P_{\text{к.н}} \beta_{\text{сеп.н}}^2 \right) \cdot 8760 ,$$

де $\beta_{\text{сер.в}} = \frac{S_{\text{сер.в}}}{S_T}$, $\beta_{\text{сер.с}} = \frac{S_{\text{сер.с}}}{S_T}$, $\beta_{\text{сер.в}} = \frac{S_{\text{сер.в}}}{S_T}$ – коефіцієнти завантаження обмоток високої, середньої та низької напруг трансформатора за середньоквадратичних навантажень відповідних обмоток.

У деяких випадках може бути доцільно втрати електроенергії від потоків активної та реактивної потужностей визначати окремо:

$$\Delta A = \frac{P_{\text{max}}^2}{U_{\text{max}}^2} R \tau_a + \frac{Q_{\text{max}}^2}{U_{\text{max}}^2} R \tau_p,$$

де τ_a і τ_p знаходять через час використання максимуму T_a і T_p відповідно активної та реактивної складових потоку потужності; кількість годин використання максимуму реактивної складової потоку потужності треба визначати за площею річних графіків реактивної потужності.

Для мереж 35 кВ та 110 кВ у більшості випадків $T_p = (0,7 \dots 0,8) T_a$. При цьому слід мати на увазі, що зменшення T_p означає підвищення середнього за рік рівня напруги на приймальних кінцях ліній і приводить до деякого зниження втрат від потоків активної потужності, що у величині τ_a не враховується.

Втрати електроенергії у загальній кількості втрат у мережах загального користування приблизно розподіляються так, як наведено в табл. 1.12. Втрати енергії у трансформаторах і АТ становлять близько 30 % сумарних втрат у мережі відповідного ступеня напруги.

Втрати електроенергії ЕМ ОЕС України декларуються оператором передачі на рівні 10...15 %, з них в розподільних мережах 6...9 %. Між тим у країнах Європи втрати електроенергії в ЕМ становлять 4...6 %.

Таблиця 1.12. Структура втрат електроенергії за класами напруг у загальній кількості втрат

Електроустановки та процеси	Втрати електроенергії, %
ЛЕП 330-750 кВ	11
ЛЕП 220 кВ	15
ЛЕП 35-150 кВ	41
ЛЕП 0,4-20 кВ	2
Втрати на корону	2
Інші елементи мережі (реактори, генератори, що працюють у режимі синхронного компенсатора, вимірювальні прилади, трансформатори струму та напруги)	3
Власні потреби підстанції	2

Зауваження

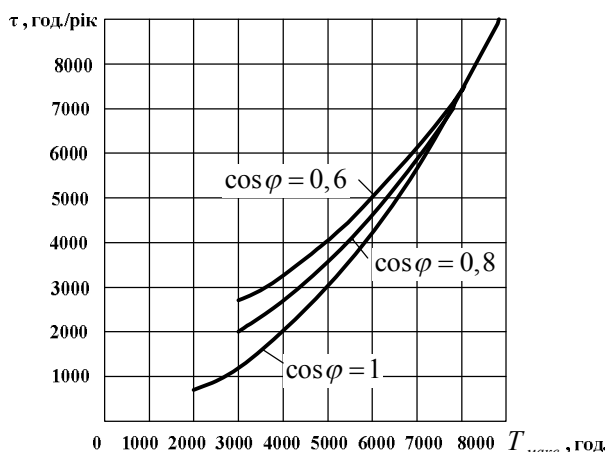
Залежність $\tau = f(T_{\text{макс}})$, часу максимальних втрат τ від кількості годин використання максимуму $T_{\text{макс}}$ та $\cos \varphi$ споживачів з типовим характером графіка навантаження зображено на рисунку нижче.

Слід мати на увазі, що можливе відхилення графіка навантажень від типового, і тоді залежність $\tau = f(T_{\text{макс}})$ може відхилятися від показаної на рисунку.

Якщо відомо T_{max} , можна визначити, в яких межах змінюється τ незалежно від графіка навантаження:

$$(T_{\max}/T)^2 \leq \tau/T \leq T_{\max}/T.$$

Зі співвідношення можна зробити висновок, що чим більше $T_{\max}$, тим вужчі межі зміни τ .



Найменше значення τ/T буде в тому випадку, коли навантаження має піковий характер (максимальне навантаження з'являється короткочасно, а в решту часу воно значно менше, тобто $T_{\max} \rightarrow 0$).

Найбільше значення $\tau/T = 1$ буде у разі, коли навантаження майже не відхиляється від максимального, тобто $T_{\max} \rightarrow T$.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. Наведіть загальний вираз для визначення втрат енергії в ЕМ.
2. Наведіть вираз для визначення втрат енергії, обумовлених дією робочої напруги.
3. Що являють собою квадратичні графіки навантаження за тривалістю?
4. У чому полягає основна властивість квадратичних графіків навантаження?
5. Наведіть визначення часу максимальних втрат.
6. Наведіть вираз для визначення втрат енергії протягом року із застосуванням часу максимальних втрат.
7. Наведіть вираз емпіричної формули для визначення часу максимальних втрат.
8. Наведіть визначення середньоквадратичного навантаження.
9. Наведіть вираз для визначення втрат енергії протягом року із застосуванням середньоквадратичного навантаження.
10. Наведіть вирази для визначення втрат енергії протягом року в ЛЕП.
11. Наведіть вирази для визначення втрат енергії протягом року в силовому двообмотковому трансформаторі.
12. Наведіть вирази для визначення втрат енергії протягом року в силовому триобмотковому трансформаторі.

ЛІТЕРАТУРА: [2, С. 100–106]; [3, С. 71–75]; [4, С. 73–78]; [10, С. 182–186]; [11, С. 237–244]; [13, С. 168–173]; [16, С. 116–128]; [17, С. 73–79]; [24, С. 55–60]; [25, С. 405–407]; [26, С. 285–288]; [27, С. 362–367].

РОЗДІЛ 2

РОЗРАХУНКИ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ТА СИСТЕМ

2.1 Режими роботи електроенергетичної системи

Режимом ЕЕС називають її стан, пов'язаний із процесами генерування, передавання, розподілу та споживання електричної енергії. Кожний режим енергосистеми характеризується сукупністю параметрів: частоти змінного струму, струмів або потужностей джерел та споживачів електричної енергії, напруг у вузлах робочої схеми, струмозподілу та потужнострозподілу по ділянках схеми, втрат потужностей в устаткуванні ЕМ, сумарних втрат потужності в енергосистемі. Таку сукупність параметрів називають параметрами режиму ЕЕС – *режимними параметрами*.

2.1.1 Загальні поняття про режими роботи електроенергетичної системи

Параметри режимів ЕЕС поділяють на локальні та загальносистемні. До загальносистемних параметрів відносять частоту змінного струму та сумарні втрати потужності. Усі інші параметри є локальними, оскільки характеризують режими окремих елементів електричної системи. Усі режимні параметри тісно пов'язані між собою єдиним та одночасним процесом виробництва, передавання, розподілу та споживання електричної енергії відповідно до загальнофізичного закону збереження енергії.

Усі режими ЕЕС поділяють на *усталені* та *перехідні*. Усталені режими системи характеризуються незмінністю їх параметрів протягом певного тривалого проміжку часу. Очевидно, що забезпечити усталені режими сучасних ЕЕС практично неможливо. Справді, через велику кількість та складність приймачів електричної енергії, під'єднаних до ЕМ, в електричній системі постійно відбуваються зміни режимів ЕП, зокрема комутаційні перемикавання, пов'язані із увімкненням одних приймачів та вимкненням інших. Такі комутації мають стохастичний (випадковий) характер й приводять до зміни технологічних режимів окремих споживачів електричної енергії, що викликає перманентні перехідні режими енергосистеми.

Перехідні режими ЕЕС характеризуються зміною у часі їх параметрів через комутаційні перемикавання, аварійні збурення. Загалом розрізняють три типи перехідних режимів, які відбуваються в ЕЕС:

- 1) електромагнітні перехідні режими;
- 2) електромеханічні перехідні режими;
- 3) тривалі перехідні режими.

Електромагнітні перехідні режими пов'язані із процесами обміну енергією між реактивними елементами робочих схем ЕМ – позовжніми

індуктивностями ЛЕП, індуктивностями обмоток силових трансформаторів та реакторів, зарядними ємностями ліній, ємностями компенсаційних конденсаторів. Такі перехідні режими виникають унаслідок комутаційних перемикачів робочих схем, є короткотривалими, швидкими та характеризуються сталими часу порядку $10^{-2} \dots 10^{-3}$ с.

Електромеханічні перехідні процеси пов'язані із коливаннями роторів електричних машин, зокрема синхронних генераторів, викликані раптовим збільшенням навантаження на електричну машину. Такі перехідні режими триваліші за електромагнітні, їх стала часу має порядок $10^{-1} \dots 1$ с.

Тривалі перехідні режими відбуваються в ЕЕС унаслідок великих збурень та пов'язані із процесами у теплофікаційному та гідравлічному обладнанні ЕС. Справа в тому, що для суттєвого збільшення навантаження ТЕС після великого системного збурення необхідно виробити більшу кількість пари, що потребує, у свою чергу, збільшення кількості подачі палива у топку котла. На ГЕС різке збільшення навантаження обмежене гідравлічним ударом на лопатки гідротурбін. Усе це визначає певний час, необхідний для зміни навантаження ЕС, та може розглядатися як перехідний режим енергосистеми. Такі перехідні режими є найбільш тривалими (саме тому вони мають таку назву) та характеризуються сталими часу порядку $10 \dots 10^2$ с.

Усі розглянуті перехідні режими в ЕЕС відбуваються одночасно, накладаються один на одного, визначаючи динаміку флуктуації системи у просторі станів у часі.

Разом з тим у кожний момент будь-якого перехідного режиму в ЕЕС має виконуватися закон збереження енергії, що дозволяє розглядати квазіусталені режими – режими, параметри яких залишаються незмінними протягом нескінченно малого проміжку часу. Це дозволяє подати рух електричної системи у просторі станів у перехідному режимі послідовністю квазіусталених режимів.

Режими трифазних електричних систем змінного струму за характером поділяють на *симетричні* та *несиметричні*, а за обрисом кривої синусоїди – на *синусоїдальні* та *несинусоїдальні*.

Симетричним режимом трифазної електричної системи називають такий, в якому фазні параметри режиму збігаються за абсолютною величиною та різняться за фазою на кут $\pm 120^\circ$. Для забезпечення симетрії режимів ЕЕС слід забезпечити симетрію параметрів робочої схеми ЕМ, симетрію електричних навантажень та симетрію фазних ЕРС на шинах генераторів. Очевидно, що суворо дотримуватися усіх цих вимог фактично неможливо, тому майже всі режими ЕЕС є несиметричними.

Відповідно до чинних нормативів нормально та гранично допустимі значення коефіцієнтів несиметрії напруги за зворотною та нульовою послідовностями становлять 2 % та 4 % відповідно. Це означає, що у більшості випадків реального функціонування системи несиметрія є незначною і нею можна знехтувати. Однак можливі ситуації, коли несиметрія виявляється

істотною і її обов'язково слід враховувати під час аналізу режимів ЕЕС. Розрізняють три основні причини виникнення несиметричних режимів ЕЕС:

1. Несиметричне навантаження фаз, обумовлене пофазною розбіжністю ЕРС генераторів, коефіцієнтів трансформації трансформаторів і АТ, нерівномірним розподілом навантажень за фазами. Несиметрія має стохастичний характер і в більшості практичних випадків зумовлює незначні відхилення від нормального режиму енергосистеми.

2. Розбіжність параметрів окремих фаз ЕМ, обумовлена, головним чином, геометричною несиметрією розміщення фазних проводів у просторі. Розбіжність спричиняється несиметрією ємнісних поперечних провідностей лінії і появою розбіжності між взаємними індуктивностями та ємністю між проводами різних фаз ЛЕП.

3. Неповнофазні режими ЕМ, обумовлені короткочасним вимкненням однієї або двох фаз лінії у разі КЗ та інших аварійних збурень, або тривалими відключеннями під час пофазного ремонту лінії або іншого устаткування.

Поділ режимів ЕЕС на синусоїдальні та несинусоїдальні визначається формою кривої змінного струму. Сучасні ЕЕС змінного струму в загальному випадку характеризуються несинусоїдальними напругами та струмами. Це пояснюється низкою факторів, зокрема, насиченістю електричних систем вентильними перетворювачами, конструктивними особливостями синхронних генераторів тощо. Зазвичай несинусоїдальність кривих струму в ЕЕС є незначною і нею можна знехтувати. Проте можливі ситуації, коли несинусоїдальність режиму стає суттєвою і її слід обов'язково враховувати під час аналізу режимів ЕЕС.

Надалі під режимом ЕЕС будемо розуміти симетричний синусоїдальний режим трифазної системи змінного струму. Фактично такий режим є режимом прямої послідовності основної гармоніки змінного струму.

Розрахунок режимів здійснюють як на стадії проектування, так і на стадії експлуатації. Точність розрахунку залежить від точності вихідних даних, методики розрахунку і припущень, що їх беруть для розрахунку. У багатьох практичних випадках обмежуються наближеним розрахунком, особливо на стадії проектування, коли вихідні дані про навантаження задано наближено. В умовах експлуатації під час оптимізації параметрів режиму ЕМ точність розрахунку має бути досить високою.

Для розрахунку режиму задають схему електричної мережі, значення активних і реактивних потужностей навантаження у вузлах та напругу в одному з вузлів заданої схеми. Відповідно до схеми з'єднань елементів мережі складають розрахункову схему і визначають її параметри (опори й провідності елементів), а також розрахункові навантаження вузлів, після чого розраховують параметри режиму.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. *Дайте визначення режиму та режимних параметрів ЕЕС.*
2. *Поясніть поділ режимних параметрів на загальносистемні та локальні.*
3. *Перелічить загальносистемні та локальні режимні параметри ЕЕС.*
4. *Дайте характеристику перехідним режимам.*
5. *Наведіть класифікацію режимів енергосистем у зв'язку із часом. Дайте характеристику таких типів режимів.*
6. *Наведіть та охарактеризуйте класифікацію перехідних режимів ЕЕС.*
7. *Поясніть поділ режимів ЕЕС на симетричні та несиметричні, синусоїдальні та несинусоїдальні.*

ЛІТЕРАТУРА: [42, С. 30–40]; [90, С. 15–23].

2.1.2 Класифікація режимів електроенергетичної системи

Виходячи з практичних аспектів експлуатації ЕЕС, загалом використовують інший підхід до класифікації режимів й розрізняють п'ять типів режимів:

1. *Нормальний усталений режим*, за якого режимні параметри перебувають у деякому визначеному діапазоні, потрібному для забезпечення правильного функціонування ЕП споживачів електричної енергії відповідно до їх технічних характеристик.

2. *Нормальний перехідний режим*, який спостерігається під час звичайних комутаційних перемикань. Такий режим характеризується швидкою зміною режимних параметрів, які залишаються в допустимих діапазонах, не порушуючи нормальних умов роботи споживачів електричної енергії.

3. *Аварійний перехідний режим*, за якого унаслідок аварійного збурення відбувається різка зміна режимних параметрів, що порушує нормальні умови функціонування споживачів електричної енергії. Для запобігання таких негативних наслідків необхідно провести певні комутаційні перемикання у схемі ЕМ, щоб локалізувати аварійне устаткування та забезпечити нормальні умови функціонування споживачів.

4. *Післяаварійний усталений режим*, який настає після відключення аварійного устаткування. Режимні параметри в післяаварійному режимі мають перебувати у визначеному діапазоні, зазвичай гранично допустимому (більш розширеному), ніж у нормальному усталеному режимі, протягом певного періоду часу, коли аварію має бути ліквідовано та відновлено нормальний усталений режим.

5. *Ремонтний усталений режим*, який вводять після виведення в ремонт устаткування ЕМ. За такого режиму параметри мають забезпечувати нормальні умови функціонування споживачів електричної енергії, при цьому допустиме певне незначне зниження показників надійності режиму електричної системи.

Несиметричні та несинусоїдальні режими виділяють в окрему групу і називають *особливими*, оскільки їх не можна віднести ні до нормальних, ні до аварійних.

Вимоги до режимів ЕЕС можна поділити на дві групи:

- вимоги загальнофізичного характеру;
- вимоги нормативного характеру.

Вимоги загальнофізичного характеру визначають можливість здійснення режиму ЕЕС протягом досить тривалого часу. До таких вимог відносять:

- здійсненність режиму;
- стійкість режиму.

Для будь-якого усталеного режиму ЕЕС потрібне здійснення балансу потужності. Для виконання загальнофізичного закону збереження енергії необхідно, щоб сумарна активна потужність всіх генераторів системи дорівнювала сумарній активній потужності споживачів, включаючи втрати активної потужності на передаванні електричної енергії по мережі:

$$P_{\Gamma} = P_{\text{H}} + \Delta P ,$$

де P_{Γ} – сумарна активна потужність генераторів ЕЕС; P_{H} – сумарна активна потужність навантаження (споживачів) ЕЕС; ΔP – сумарні втрати активної потужності на передавання електричної енергії мережею.

Аналогічне рівняння можна записати і для балансу реактивної потужності:

$$Q_{\Gamma} = Q_{\text{H}} + \Delta Q ,$$

де Q_{Γ} – сумарна реактивна потужність генераторів та інших джерел реактивної потужності ЕЕС; Q_{H} – сумарна реактивна потужність споживачів ЕЕС; ΔQ – сумарні втрати реактивної потужності на передавання електричної енергії мережею.

Зазначимо, що безпосередньо встановити баланси активної та реактивної потужності в електричній системі неможливо через тісний взаємний зв'язок між режимними параметрами, зокрема через залежність втрат активної та реактивної потужності від режиму напруги та струму в ЕМ. При цьому треба враховувати додаткові обмеження, які визначають закони передавання та розподілу електричної енергії по ЕМ. Це дозволяє встановити функціональні залежності складових балансів активної та реактивної потужності від режимних параметрів

$$\begin{aligned} P_{\Gamma}(\Pi); \quad P_{\text{H}}(\Pi); \quad \Delta P(\Pi); \\ Q_{\Gamma}(\Pi); \quad Q_{\text{H}}(\Pi); \quad \Delta Q(\Pi), \end{aligned}$$

де Π – довільний режимний параметр.

Таким чином, режим ЕЕС може існувати у тому разі, коли функціональні залежності $P_{\Gamma}(\Pi)$ та $P_{\text{H}}(\Pi) + \Delta P(\Pi)$ мають принаймні одну спільну точку (рис. 2.1).

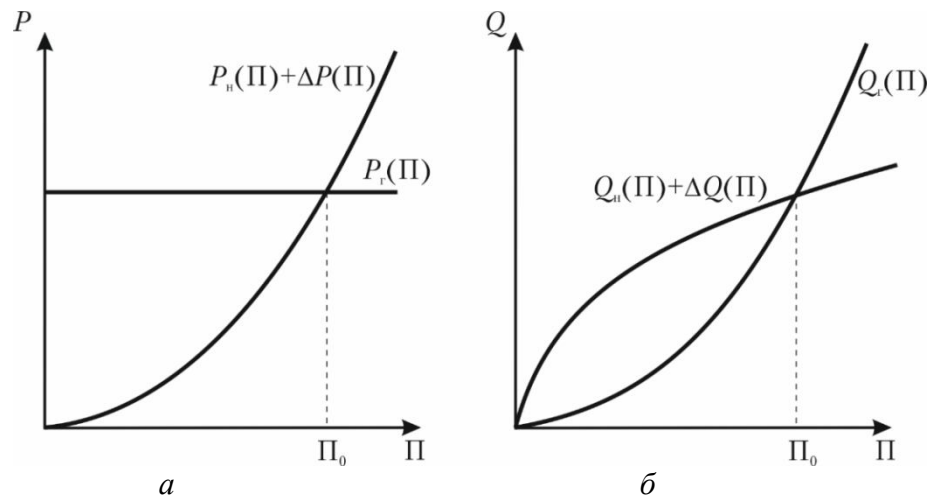


Рис. 2.1. Функціональні залежності балансу потужності: *а* – активної; *б* – реактивної

Безпосередньо встановити баланси активної та реактивної потужності в електричній системі неможливо через тісний взаємний зв'язок між режимними параметрами, зокрема через залежність втрат активної та реактивної потужності від режиму напруги та струму в ЕМ. Тому потрібно враховувати певні обмеження, які визначають закони передавання та розподілу електричної енергії по ЕМ.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. Дайте характеристику загальнофізичним вимогам до організації режиму ЕЕС.
2. Назвіть типи режимів з практичного погляду експлуатації ЕЕС.
3. Дайте характеристику режимам, які ґрунтуються на практичних аспектах експлуатації ЕЕС.

ЛІТЕРАТУРА: [24, С. 16–21]; [90, С. 15–23].

2.1.3 Стійкість електроенергетичної системи до збурень

Можливість існування режиму ЕЕС ще не означає можливості здійснення цього режиму протягом досить тривалого часу. Для здійснення режиму слід дотримуватися вимоги стійкості режиму. Вимога стійкості режиму полягає у здатності системи повертатися до свого первинного стану після дії збурення.

Розрізняють статичну та динамічну стійкість.

Статична стійкість – здатність енергосистеми повертатись до усталеного режиму після малих збурень у системі, за яких зміни параметрів набагато менші порівняно з їх середніми значеннями.

Запас статичної стійкості для усталеного режиму роботи енергосистем визначається його близькістю до межі області стійкості. Цей запас характеризується коефіцієнтами запасу. За умовами статичної стійкості енергосистем нормують мінімальні коефіцієнти запасу з активної потужності у

перетинах і мінімальні коефіцієнти запасу з напруги у вузлах навантаження. Окрім цього, встановлюють групи нормативних збурень, за яких має забезпечуватись статична стійкість і нормативні запаси в післяаварійних режимах.

Щоб визначити коефіцієнт запасу статичної стійкості, з активної потужності в перетині схеми виконують обваження режиму, збільшуючи переток потужності в перетині до отримання граничного за стійкістю режиму.

Під час експлуатації для контролю за дотриманням нормативних запасів статичної стійкості відслідковують значення перетоків активної потужності та напругу у вузлах (максимально допустимі та аварійно допустимі). Такі перетокі та напругу називають контрольованими параметрами.

Для контролю за дотриманням нормативних запасів з напруги в експлуатаційній практиці використовують напругу в будь-яких вузлах енергосистеми. Допустимі значення напруги в контрольованих вузлах встановлюють за розрахунками режимів роботи енергосистем.

Зауваження

Залежно від конкретних умов як контрольовані можна використовувати інші параметри режиму енергосистеми, зокрема значення кутів між векторами напруги на кінцях ЛЕП. Допустимі значення контрольованих параметрів, за яких забезпечується нормативний коефіцієнт запасу з активної потужності, встановлюють на основі розрахунків відповідних режимів роботи енергосистем.

Для отримання повної картини щодо статичної стійкості режимів роботи енергоблоків ЕС ОЕС України перевіряють вихідні нормальні, ремонтні та післяаварійні режими на коливальну стійкість з урахуванням відповідних математичних моделей як генераторів, так і їх систем АРЗ.

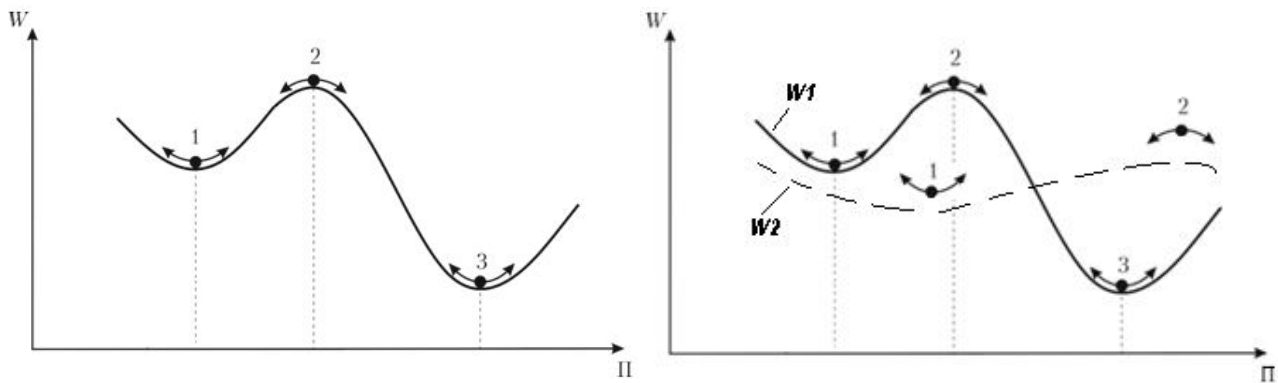
Для оцінювання статичної стійкості ЕЕС зазвичай розглядають деяку цільову (енергетичну) функцію системи у багатовимірному просторі режимних параметрів. Усталені режими ЕЕС відповідають екстремумам (локальним або глобальним) енергетичної функції, як показано на рис. 2.1, де W – значення деякої цільової функції, яка визначає режим ЕЕС. На рис. 2.1 показано три можливі усталені режими ЕЕС, які відповідають локальному мінімуму (точка 1), максимуму (точка 2) та глобальному мінімуму (точка 3) енергетичної функції. Очевидно, що режими 1 та 3 є статично стійкими, оскільки після будь-яких малих збурень стан ЕЕС повертається до вихідного, відповідного мінімуму енергетичної функції. Водночас усталений режим 2 є статично нестійким, оскільки будь-яке нескінченно мале збурення буде виводити систему із стану рівноваги й переводити її до стану 1 або 3 відповідно до напрямку дії збурення.

У загальному випадку можна говорити про статичну стійкість ЕЕС у тому разі, коли будь-які досить малі збурення не будуть викликати збільшення значення енергетичної функції системи, що проілюстровано на рис. 2.2.

У теорії режимів ЕЕС розглядають також проблему *динамічної* стійкості.

Динамічна стійкість – здатність енергосистеми повертатись до первинного стану або до близького до нього після значного збурення. Динамічна стійкість полягає у визначенні можливості виходу режиму енергосистеми (у просторі параметрів) із зони атрактора (притягування) вихідного усталеного режиму внаслідок дії значного збурення. Дослідження

динамічної стійкості ускладнюється тим, що значні збурення не тільки зміщують точку режиму з вихідного стану, але часто додатково змінюють форму самої енергетичної функції, наприклад унаслідок комутаційних перемикань з метою локалізації аварійного збурення. Така ситуація унеможливорює визначення формального критерію динамічної стійкості режиму ЕЕС, тому дослідження динамічної стійкості потребує імітаційного моделювання перехідних режимів ЕЕС після внесення значних збурень.



a *б*
W1 – енергетична крива нормального режиму; W2 – енергетична крива після аварійного режиму

Рис. 2.2. Стійкість електроенергетичної системи:
a – енергетична крива з точками статичної стійкості;
б – точки статичної стійкості на енергетичних кривих
після зміни динамічної стійкості

Під час визначення методів моделювання динамічної стійкості оператор системи передачі (ОСП) застосовує такі правила:

1. Якщо межі статичної стійкості досягаються раніше за межі динамічної стійкості, ОСП з урахуванням аварійних ситуацій із переліку аварійних ситуацій повинен виконувати аналіз динамічної стійкості лише на основі результатів розрахунків динамічної стійкості, виконаних для довгострокового планування.

2. Якщо під час планування відключень ділянок мережі межі динамічної стійкості досягаються раніше за межі статичної стійкості, ОСП з урахуванням аварійних ситуацій із переліку аварійних ситуацій має провести аналіз динамічної стійкості на етапі оперативного планування на день наперед, поки ці режими існують. Оператор системи передачі повинен підготувати коригувальні дії, які за потреби буде використано під час роботи в реальному часі.

3. Якщо мережа в режимі реального часу перебуває в ситуації «N», а межі динамічної стійкості досягаються раніше за межі статичної стійкості, ОСП з урахуванням аварійних ситуацій із переліку аварійних ситуацій повинен проводити аналіз динамічної стійкості на всіх етапах оперативного планування і бути здатним якнайшвидше повторно оцінювати межі динамічної стійкості після істотної зміни режиму.

Зауваження

Якщо аналіз динамічної стійкості вказує на порушення меж стійкості, ОСП повинен розробити, підготувати й активізувати коригувальні дії з метою підтримання стійкості системи передачі. Ці коригувальні дії можуть охоплювати користувачів системи передачі/розподілу. Оператор системи передачі повинен налаштувати обладнання, релейний захист та протиаварійну автоматику таким чином, щоб час ліквідації порушень, здатних призвести до широкомасштабної втрати стійкості системи, був меншим, ніж критичний час усунення пошкоджень, обчислений ним під час аналізу динамічної стійкості.

Об'єктом дослідження динамічної стійкості є розрахунок реакції системи на конкретний набір аварій, зазвичай однофазних або трифазних КЗ, які можна усунути, вимкнувши ЛЕП. Перевірку реакції генераторів виконують для того, щоб переконатися, що все обладнання функціонує синхронно, згасання коливань в енергосистемі залишаються на допустимому рівні і відновлення напруги після аварії відбувається належним чином. Моделювання перехідних процесів має враховувати всі відповідні впливи в часових межах, що становлять інтерес, зазвичай кілька секунд після виникнення аварії, що є об'єктом аналізу перехідних режимів. Також слід точно відтворити реакцію системи з огляду на частоту зафіксованих коливань. Зазвичай коливання в енергосистемі виникають в діапазоні від 0,2 Гц до 2 Гц. Також дуже важливим є моделювання здатності станції підтримувати напругу в цих часових межах.

Збільшення частки використання несинхронної генерації – головним чином енергії вітру та сонячної енергії – ставить нову проблему для традиційної синхронної генерації. Проблема викликана тим, що підключення відновлюваних джерел виконується зазвичай через напівпровідникові перетворювачі, які практично «від'єднують» ВДЕ від ЕМ. Цей процес має суттєвий вплив на динаміку енергосистеми за рахунок зменшення синхронної обертової маси, що часто описується інерцією. У такому разі теорію стійкості енергосистем, яка ґрунтується на звичайному (електромеханічному) принципі, неможливо застосувати для аналізу динамічної стійкості.

Одним із запропонованих на сьогодні можливих контрзаходів є забезпечення за допомогою віртуальної (синтетичної, імульованої, штучної) інерції віртуального функціонування синхронної машини, швидкої відповіді на градієнт частоти або зміну сигналів управління. Це означає, що генератори (або системи зберігання енергії) повинні мати сучасне керування для імітації стабілізуючої електромеханічної поведінки синхронних генераторів для поглинання аварійних збурень в енергосистемі.

Дослідження реакції ЕЕС на внесення значних аварійних збурень пов'язане із проблемою *живучості* системи.

Живучість ЕЕС – здатність сприймати аварійні збурення катастрофічного характеру, зберігаючи при цьому, можливо, в обмеженому обсязі, свою функціональність.

Одиночні аварійні збурення, наприклад КЗ на ЛЕП, вимкнення перевантажених трансформаторів, мають, найчастіше, локальний характер та не несуть загрози для функціонування всієї системи в цілому.

Зауваження

Накладання у часі декількох незалежних суттєвих аварійних збурень може призводити до виникнення каскадних аварій, коли вимкнення одного аварійного об'єкта викликає перевантаження з послідовним відключенням іншого обладнання. У результаті можливе повне «погашення» споживачів електричної енергії та «розпад» енергосистеми. У цьому разі говорять про втрату живучості ЕЕС.

Проблема забезпечення динамічної стійкості та живучості ЕЕС належить до класу задач надійності електропостачання та вирішується на етапі забезпечення вимог до режимів ЕЕС нормативного характеру. Такі вимоги визначають нормальні умови функціонування споживачів електричної енергії:

- забезпечення надійності та безперервності енергопостачання;
- забезпечення нормованої якості електричної енергії;
- забезпечення безпеки експлуатації та екологічності режиму ЕЕС;
- забезпечення економічності режиму ЕЕС.

Для аварійних режимів в ЕЕС необхідно забезпечити якнайшвидшу локалізацію та вимкнення аварійного устаткування і швидке відновлення нормального режиму ЕЕС.

Надійність та безперебійність енергопостачання споживачів електричної енергії забезпечують обґрунтованим резервуванням потужності в енергетичній системі та резервуванням транспортних коридорів для передавання електричної енергії від ЕС до споживачів. Таке резервування має забезпечувати необхідний запас статичної та динамічної стійкості режиму електричної системи щодо малих та великих збурень, а в разі виникнення складних системних аварій – забезпечувати живучість енергосистеми.

Вимоги щодо забезпечення надійності та безперервності енергопостачання споживачів останнім часом оформилося у принцип « $N - 1$ ». Суть принципу полягає в тому, що необхідна надійність режимів енергосистеми буде забезпечена у тому разі, коли втрата будь-якого елемента системи не призведе до погіршення якості функціонування ЕЕС. На жаль, сьогоденні реалії електроенергетики України не дають змоги говорити про повномасштабне виконання принципу « $N - 1$ ». Разом з тим складні системні аварії після 2000 р. в енергосистемах ЄС та США поставили питання про необхідність забезпечення заходів щодо підвищення надійності енергопостачання вже за принципом « $N - 2$ ».

Вимоги щодо забезпечення якості електричної енергії більше стосуються лише тих шин електричних підстанцій, від яких отримують живлення кінцеві споживачі. Для них нормуванню підлягають такі параметри, як частота змінного струму та напруга на затискачах споживачів.

У теорії режимів електричних систем слід зважати на те, що режимні параметри тісно пов'язані між собою єдиними процесами передавання та розподілу електричної енергії і для забезпечення нормованої якості на затискачах споживачів необхідно здійснювати регулювання режимних параметрів у всій системі в цілому.

Із функціонуванням ЕЕС пов'язана важлива проблема гарантування безпеки експлуатації енергетичного устаткування та екологічності електроенергетики в цілому. Відомо, що електрична енергія є вкрай

небезпечною для життя людини і для гарантування безпеки експлуатації високовольтного устаткування ЕМ необхідно вживати певні запобіжні заходи. Разом з тим з експлуатацією ЕЕС тісно пов'язані проблеми шкідливих викидів ТЕС, зберігання відходів ядерного палива АЕС, зміни екосистем в районах водосховищ ГЕС, впливу на довкілля потужних електромагнітних полів силового устаткування ЕМ.

Важливим питанням є забезпечення економічності режимів електричних систем, тобто експлуатація енергосистем має супроводжуватися мінімальними витратами на виробництво, передавання та розподіл електричної енергії. При цьому необхідно вирішувати завдання вибору складу ЕС на покриття сумарного навантаження споживачів за умови мінімізації витрат палива, вибору оптимальної робочої схеми ЕМ та вибору оптимальних законів регулювання режимів напруги та реактивної потужності, які забезпечують мінімум втрат потужності на її передавання.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. *Дайте визначення статичної стійкості ЕЕС.*
2. *Поясніть зміст коефіцієнта запасу статичної стійкості з активної потужності.*
3. *Дайте визначення динамічної стійкості ЕЕС.*
4. *Охарактеризуйте вплив несинхронної генерації на стійкість ЕЕС.*
5. *Дайте визначення поняття «живучість системи».*

ЛІТЕРАТУРА: [90, С. 46–57].

2.2 Розрахункові схеми заміщення електричних систем

Дослідження режимів ЕЕС проводять на основі розрахункових схем, які являють собою графічне зображення робочих схем ЕМ із зазначенням їх основних параметрів – опорів ділянок, провідностей шунтів, потужностей навантажень. Для трифазних електричних систем формують однолінійні розрахункові схеми, які відповідають схемам заміщення прямої послідовності, виходячи з припущення симетричного режиму.

2.2.1 Розрахункові схеми електричних мереж

Розрахункові схеми будують на підставі даних схем заміщення електротехнічного устаткування ЕМ з урахуванням способів їх з'єднання в мережі. При цьому фізичний зміст окремих елементів схем заміщення, наприклад активних, індуктивних та ємнісних опорів або провідностей, зазвичай не вказують, а позначають лише у вигляді параметрів цих елементів, тобто у числовому виразі відповідних опорів та провідностей. Це дозволяє застосовувати до побудови розрахункових схем математичний апарат теорії графів.

Основними елементами розрахункової схеми є ділянки (вітки) та пункти (вузли). Ділянки розрахункової схеми утворюють шляхи для протікання електричних струмів покриття навантажень споживачів та струмів витоку. Ділянки відповідають таким елементам ЕМ, як ЛЕП, силові трансформатори й АТ, пристрої поздовжньої та поперечної компенсації. Пункти розрахункової схеми призначені для поєднання двох або більше ділянок та джерел напруги і струму з метою утворення електричних кіл. Пункти відповідають розподільним пристроям електричних підстанцій, фіктивним вузлам схем заміщення триобмоткових трансформаторів.

Елементи розрахункових схем поділяють на пасивні та активні. Пасивні елементи утворюють шляхи для протікання електричних струмів та відповідають ділянкам розрахункових схем. Пасивні елементи поділяють на поздовжні та поперечні. До поздовжніх елементів відносять ділянки між суміжними пунктами розрахункової схеми. Такі ділянки містять активні та індуктивні опори ЛЕП, обмоток силових трансформаторів, ємнісні опори пристроїв поздовжньої компенсації. До поперечних елементів відносять ділянки між пунктами розрахункової схеми та нейтраллю. Такі елементи відповідають поперечним провідностям схем заміщення ЛЕП, контурам намагнічування силових трансформаторів, провідностям шунтувальних реакторів та пристроїв поперечної компенсації.

До активних елементів розрахункових схем відносять джерела напруги та струму, які визначають напруги та струми або потужності у відповідних пунктах розрахункової схеми незалежно від інших режимних параметрів. За допомогою таких елементів подають генератори ЕС та навантаження споживачів електричної енергії.

Джерела напруги, зазвичай, використовують для подання ЕС, генератори яких обладнано пристроями АРЗ сильної дії. Це дозволяє припустити, що у будь-якому режимі електричної системи напруга на затискачах генератора і, відповідно, на шинах розподільного пристрою ЕС залишається незмінною. Для моделювання навантаження споживачів електричної енергії використовують лінійні та нелінійні джерела струму, увімкнені у відповідних пунктах розрахункової схеми, які визначають струми або потужності, що споживають навантаження з ЕМ.

Поділ устаткування ЕМ на пасивні та активні елементи розрахункових схем є досить умовним. Так, наприклад, поперечні елементи схем заміщення електротехнічного устаткування часто заміщують еквівалентними нелінійними джерелами струму, потужність яких дорівнює втратам потужності у відповідних елементах схем заміщення, або лінійними джерелами струму, струм яких дорівнює відповідному струму витоку. Такий підхід дозволяє позбутися поперечних ділянок у складі розрахункової схеми та, таким чином, спростити відповідну розрахункову схему. У деяких розрахункових схемах режимів ЕЕС використовують зворотне перетворення джерел струму на провідності шунтів у відповідних пунктах схеми під час подання споживачів електричної енергії.

Напрямок дії джерел струму, призначених для подання електричних навантажень та генерації електричної енергії в пунктах розрахункової схеми, завжди розглядатимемо від вузла.

Активна потужність, яку навантаження споживає з мережі, вважатимемо додатною величиною. Споживачів з індуктивною реактивною потужністю будемо подавати від'ємною уявною складовою повної потужності. Навпаки, роботу споживачів з ємнісною реактивною потужністю будемо подавати додатною уявною складовою повної потужності.

Генерацію активної та реактивної потужності будемо подавати комплексними числами з протилежними знаками щодо навантаження споживачів. Це означає, що генерацію активної потужності будемо подавати від'ємною активною потужністю, прикладеною до вузла розрахункової схеми.

Для прикладу розглянемо послідовність формування розрахункової схеми ЕЕС, принципову схему якої показано на рис. 2.3. Таку систему призначено для забезпечення живлення споживачів, показаних на схемі зосередженими навантаженнями $H1...H3$, увімкненими через знижувальні трансформатори $T1...T3$ до шин вищої напруги розподільних підстанцій $ПС1...ПС3$. Живлення споживачів здійснюється через мережу ЛЕП $Л1...Л4$ від блочної ЕС, яка містить генератор Γ та підвищувальний трансформатор T .

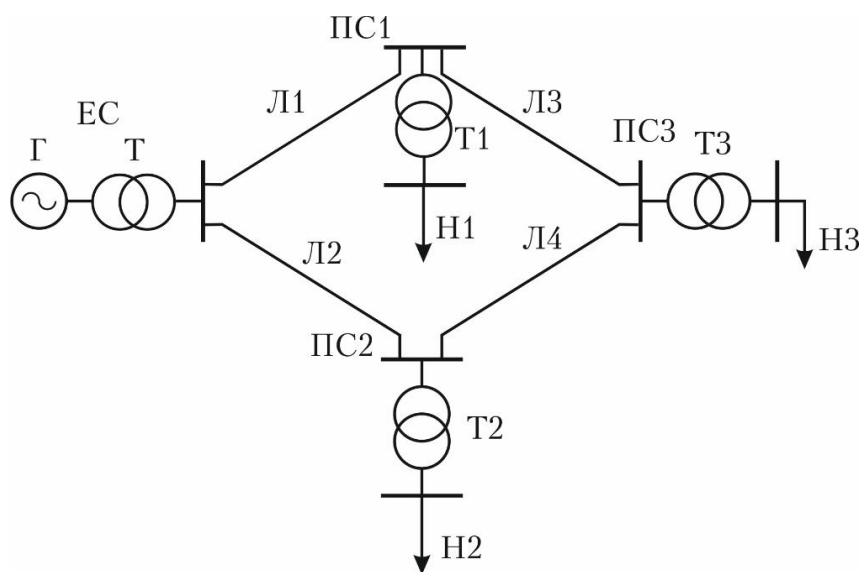


Рис. 2.3. Принципова схема електричної системи

Для формування розрахункової схеми електричної системи необхідно використовувати правила подання устаткування ЕМ. Генератори ЕС слід подавати у вигляді джерел напруги, підключених до шин вищої напруги розподільного пристрою ЕС; ЛЕП подають симетричними П-подібними схемами заміщення, які містять вітки поздовжніх опорів і поперечних провідностей; споживачів, що підключені до ЕМ через знижувальні трансформатори, подають джерелами струму, які відповідають зведеним навантаженням підстанції. Схему заміщення електричної системи, що відповідає наведеними міркуванням, показано на рис. 2.4 а.

На основі еквівалентного перетворення ділянок поперечних провідностей П-подібних схем заміщення ЛЕП на додаткові фіктивні навантаження формують спрощену схему заміщення, подану на рис. 2.4 б. До пунктів схеми прикладені джерела струмів, які визначаються розрахунковими навантаженнями відповідних вузлів схеми.

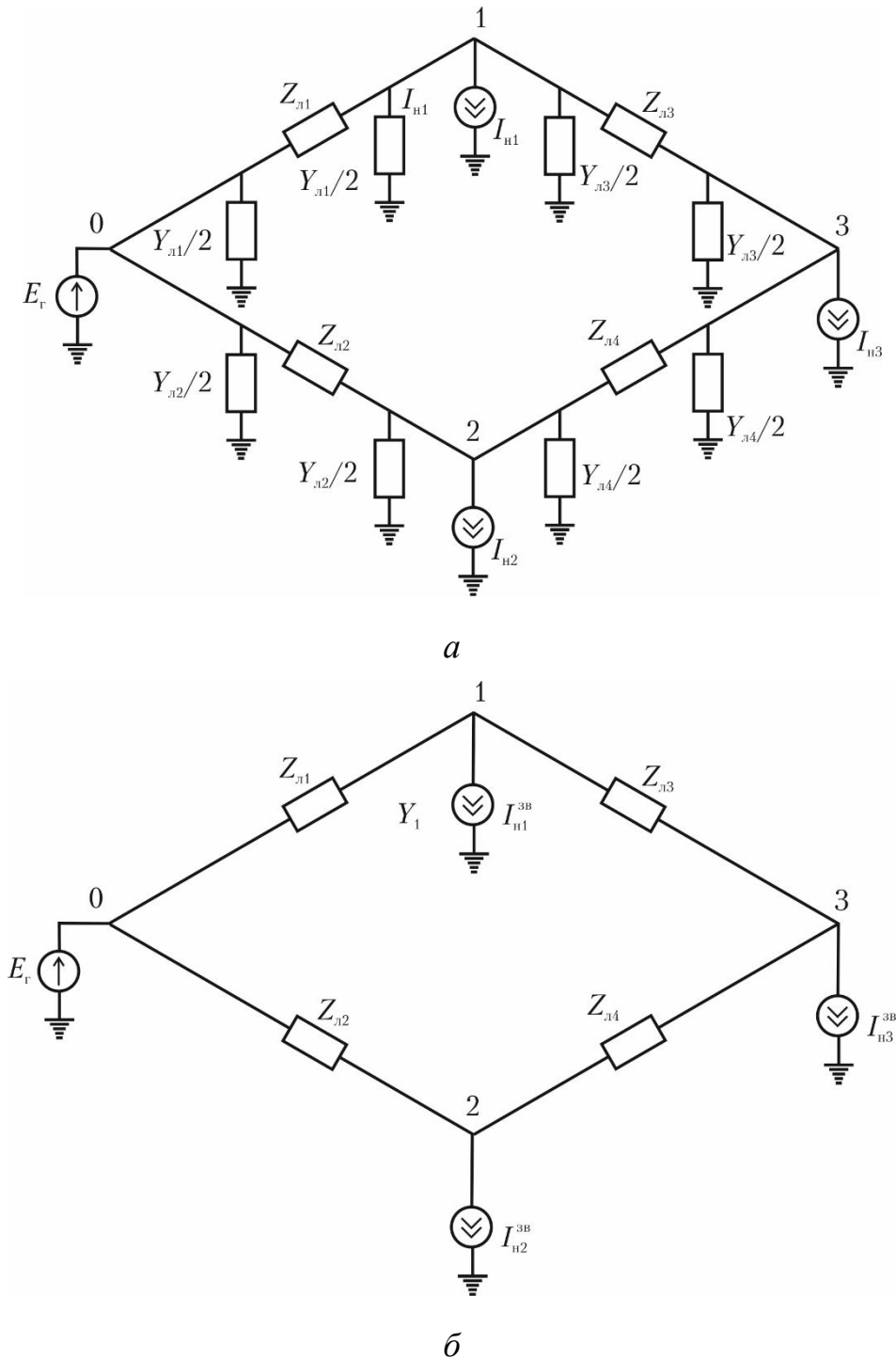


Рис. 2.4. Схема заміщення електричної системи: а – схема заміщення з вітками поперечних провідностей; б – спрощена схема заміщення із джерелами напруги та струму

Розрахункову схему ЕМ, побудовану із застосуванням апарата теорії графів, на якій не позначено фізичний зміст елементів схеми, зображено на рис. 2.5.

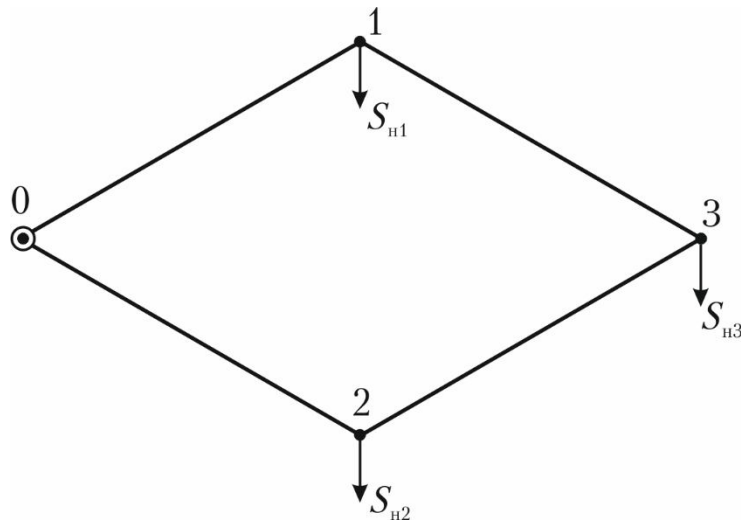


Рис. 2.5. Розрахункова схема електричної мережі

На розрахункову схему наносять результати розрахунку ustalених режимів електричних систем: строморозподіл або потокорозподіл потужностей по ділянках схеми, режим напруги у вузлах схеми.

На розрахункових схемах виділяють дерево та хорди. *Деревом* називають розімкнену частину розрахункової схеми, яка забезпечує зв'язність усіх вузлів розрахункової схеми, але не утворює жодного замкненого контура. Хордами (перемичками) називають ділянки розрахункової схеми, увімкнення яких до складу дерева призводить до формування замкнених контурів, де кожній перемичці відповідає один незалежний контур розрахункової схеми, тобто сукупність перемичок визначає систему незалежних контурів у складі розрахункової схеми ЕМ. Збільшення складності та замкненості розрахункових схем приводить до збільшення варіативності поділу розрахункової схеми ЕМ на дерево та хорди.

Використання теорії графів для моделювання розрахункових схем електричних систем передбачає визначення орієнтації ділянок схеми та напрямків обходу контурів. У загальному випадку така орієнтація може бути довільною.

Для зручності формування розрахункових схем ustalених режимів електричних систем часто використовують підхід до індексації вузлів та ділянок, який отримав назву «принцип ярусності». Основна ідея принципу ярусності полягає в тому, що індексацію вузлів та ділянок виконують починаючи від опорного пункту, просуваючись за схемою до найвіддаленіших вузлів. Спочатку індексують усі вузли та ділянки схеми, суміжні з опорним пунктом, формуючи таким чином перший ярус дерева схеми, потім індексують вузли та ділянки другого ярусу і так далі. При цьому індекс кожної ділянки збігається з індексом вузла на кінці цієї ділянки. Ділянки, які утворюють замкнені контури (хорди схеми) індексують на кінці після досягнення

найвіддаленіших вузлів схеми. Напрямки додатного обходу контурів беруть за напрямком хорди, яка утворює відповідний незалежний контур. Напрямки базисних перерізів до узагальнених вузлів схеми збігаються із напрямками ділянок дерева, які визначають відповідні перерізи.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. Дайте визначення розрахункових схем ЕЕС.
2. Назвіть складові елементи розрахункових схем.
3. Поясніть поділ елементів розрахункових схем на пасивні та активні.
4. Поясніть поділ пасивних елементів розрахункових схем на поздовжні та поперечні.
5. Поясніть поділ активних елементів розрахункових схем на джерела напруги та джерела струму.
6. Поясніть умовність поділу устаткування ЕМ між активними та пасивними елементами розрахункових схем.
7. Поясніть принципи поділу ділянок розрахункової схеми на дерево та хорди.
8. Поясніть зв'язок між хордами розрахункової схеми та незалежними контурами.
9. Наведіть основні положення принципу ярусності.

ЛІТЕРАТУРА: [29, С. 20–22, 97–99, 382–383]; [47, С. 116–118]; [50, С. 224–228]; [75, С. 21–23]; [90, С. 11–15, 59–64]; [95, С. 171–174].

2.2.2 Подання і розрахунок навантажень підстанції та електростанції у схемах електричних мереж

У розрахунках режимів роботи ЕМ вагоме значення має врахування характеристик навантаження, які відображають зміни потужності, що споживається навантаженням, зі зміною значення підведеної до неї напруги та її частоти. Такі характеристики називають *статичними характеристиками навантаження* за напругою:

$$P_H = f(U), Q_H = f(U)$$

та частотою

$$P_H = \varphi(f), Q_H = \varphi(f).$$

Під час виконання розрахунків режимів роботи ЕМ треба враховувати основні характеристики всіх її елементів, зокрема й навантажень. Під час розрахунків усталених режимів у певний моменту часу такою основною характеристикою для навантаження є його статична характеристика за напругою.

Найбільш повно врахувати навантаження в розрахунках можна за допомогою характеристик, що відображають споживачів кожного конкретного

навантаження. Однак для більшості проектних розрахунків детальний підхід не є необхідним і фактично неможливий. Він може бути виправданий лише в окремих експлуатаційних розрахунках. У загальному випадку у розрахунках режимів роботи мереж можна використовувати узагальнені типові статичні характеристики.

Незважаючи на значне полегшення врахування навантаження введенням типових узагальнених характеристик, розраховувати режими електричних систем за допомогою цих характеристик все ж досить важко, оскільки вони визначають нелінійну залежність між напругою і струмом навантаження. Крім того, їх безпосереднє застосування ускладнене необхідністю визначення напруги $U_{H(0)}$ на навантаженні у початковий момент в усталеному режимі. Тому робочі режими ЕМ, враховуючи узагальнені або дійсні характеристики навантаження, розраховують порівняно не часто, причому зазвичай у тих випадках, коли відмова від врахування цих характеристик може призвести до якісно неправильного результату. Частіше ж обмежуються менш строгим відображенням у розрахунку властивостей навантаження.

Під час розрахунків усталених режимів ЕМ навантаження зазвичай характеризується незмінними активною і реактивною потужностями. Подання навантаження незмінною потужністю відповідає заміні дійсних характеристик навантаження умовно лінійними (рис. 2.6, а), що являють собою пряму лінію 1-1', паралельну осі абсцис. Розбіжність умовних характеристик з дійсними порівняно невелика тільки в невеликому діапазоні зміни напруги. Ці зміни зазвичай відповідають умовам для споживачів, які беруть для проектних розрахунків ЕМ, з дотриманням незначних відхилень напруги від номінального значення. Подання навантаження незмінною потужністю відповідає нелінійній характеристиці, при цьому характеристику навантаження більш просто врахувати в розрахунку, ніж статичну характеристику навантаження.

Якщо треба врахувати зміни потужності навантаження у функції напруги, у деяких випадках користуються поданням навантаження незмінним струмом ($I_H = \text{const}$). Активну та реактивну складові цього струму обчислюють за заданим значенням потужності навантаження та напруги у вихідному режимі. Зміну напруги в точці підключення навантаження у такому способі її подання визначає зміна потужності, оскільки

$$\dot{S}_H = \sqrt{3} \hat{U}_H \dot{I}_H.$$

У цьому разі досягають певної якісної відповідності з дійсною статичною характеристикою навантаження, що визначає зниження її потужності зі зменшенням напруги, і зростання – з підвищенням напруги в точці приєднання навантаження.

У розрахунках режимів, для яких характерні значні зміни напруги на навантаженнях, ці зміни зручно подавати паралельно або послідовно з'єднаними незмінними активним і реактивним опорами (рис. 2.7). Величини цих опорів обирають таким чином, щоб потужність, що визначається ними, за

напруги нормального режиму дорівнювала заданій потужності навантаження. Тоді для паралельного з'єднання опорів

$$r_H = \frac{U^2}{P_H}; \quad x_H = \frac{U^2}{Q_H},$$

а для послідовного з'єднання

$$r_H = \frac{U^2}{S_H} \cos \varphi_H; \quad x_H = \frac{U^2}{S_H} \sin \varphi_H.$$

Якщо навантаження подано незмінними опорами, його потужність змінюється прямо пропорційно квадрату прикладеної напруги. На рис. 2.6, б характеристика такого навантаження подана лінією 1-1' на одному графіку з типовими статичними характеристиками комплексного навантаження. Їх зіставлення показує, що близька збіжність характеристики реактивної потужності спостерігається у значно більшому діапазоні зміни напруги, ніж коли враховують навантаження постійної потужності.

У наближених (оціночних) розрахунках режимів роботи ЕМ для скорочення обсягу обчислень у розрахункових схемах можна не враховувати параметри схем заміщення силових трансформаторів. У цьому випадку задані навантаження, прикладені до шин СН і НН підстанції, слід перенести на шини ВН підстанції з урахуванням втрат потужності у поздовжніх опорах і поперечних провідностях схем заміщення силових трансформаторів.

Таким чином, на шинах ВН підстанції формується зведене навантаження, що являє собою алгебричну суму заданих навантажень, прикладених до шин СН і НН підстанції, та втрати потужності у поздовжніх опорах і поперечних провідностях силових трансформаторів (рис. 2.8):

$$\dot{S}_{п/ст}^{зв} = \dot{S}_{сн} + \dot{S}_{нн} + \Delta \dot{S}_{tz} + \Delta \dot{S}_{ty}, \quad (2.1)$$

де $\Delta S_{tz} = \Delta P_{tz} + j\Delta Q_{tz}$ – втрати потужності у поздовжніх опорах обмоток одного (або блоку) силових трансформаторів;

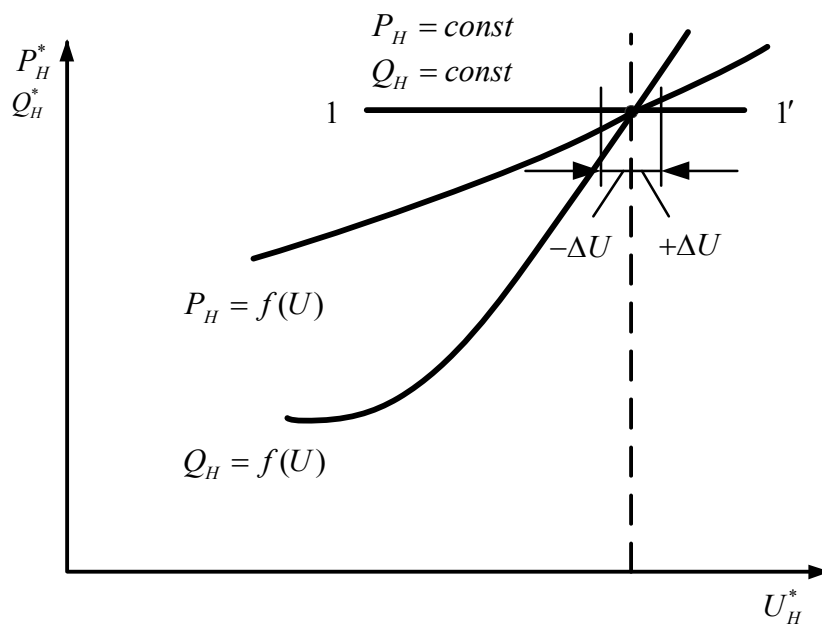
$\Delta S_{ty} = \Delta P_{ty} + j\Delta Q_{ty}$ – втрати потужності у поперечних провідностях одного (або блоку) силових трансформаторів.

Для блоку з n дво- або триобмоткових трансформаторів, які функціонують паралельно, втрати активної та реактивної потужностей у поперечних провідностях блоку визначають за однаковими виразами:

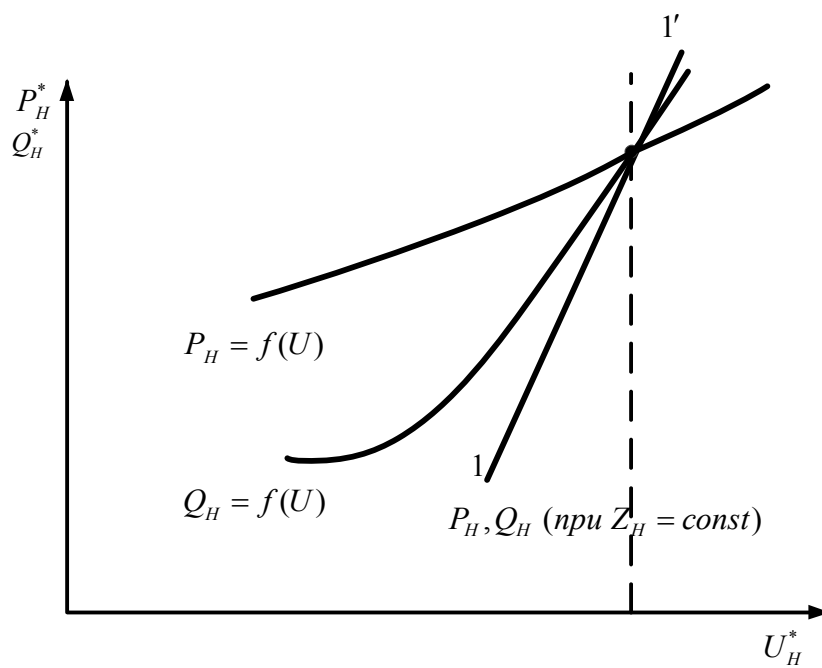
$$\Delta P_{ty} = n\Delta P_{нх}; \quad \Delta Q_{ty} = -(nS_T/100)i_{н.х.}, \quad (2.2)$$

де n – кількість паралельно включених трансформаторів на підстанції;

$\Delta P_{нх}$, $S_{нх}$, $i_{н.х.}$ – паспортні дані одного із силових трансформаторів блоку, в якому паралельно працюють силові трансформатори одного типу і, відповідно, однакової номінальної потужності.



a



б

Рис. 2.6. Статичні характеристики навантаження:
 а – лінія 1-1' за ($P_H, Q_H = \text{const}$);
 б – лінія 1-1' за $Z_H = \text{const}$

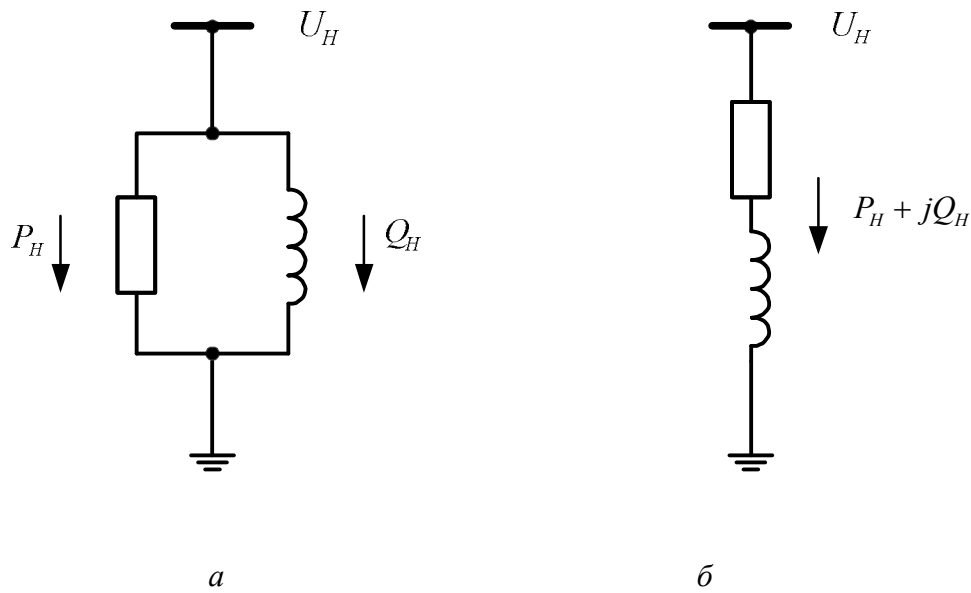


Рис. 2.7. Подання навантаження у розрахункових схемах:
a – паралельно з'єднаними незмінними активним і реактивним опорами;
б – послідовно з'єднаними опорами

Втрати потужності у поздовжніх опорах схеми заміщення трансформатора залежать від його конструктивного виконання.

Зокрема, для блоку з n двообмоткових трансформаторів, які працюють паралельно, використовують залежність

$$\Delta P_{TZ} = \frac{1}{n} \Delta P_{K3} \beta^2,$$

де $\beta = S/S_T$ – коефіцієнт завантаження блоку силових двообмоткових трансформаторів;

S – модуль повної потужності, що проходить по обмотках ВН і НН двообмоткового трансформатора.

Втрати реактивної потужності в обмотках блоку двообмоткових трансформаторів

$$\Delta Q_{TZ} = -\frac{1}{n} \frac{S_T}{100} \beta^2 U_{K3} \%.$$

При паралельній роботі n однакових трансформаторів їх еквівалентний опір зменшується в n раз, тоді як втрати на намагнічування збільшуються в n раз.

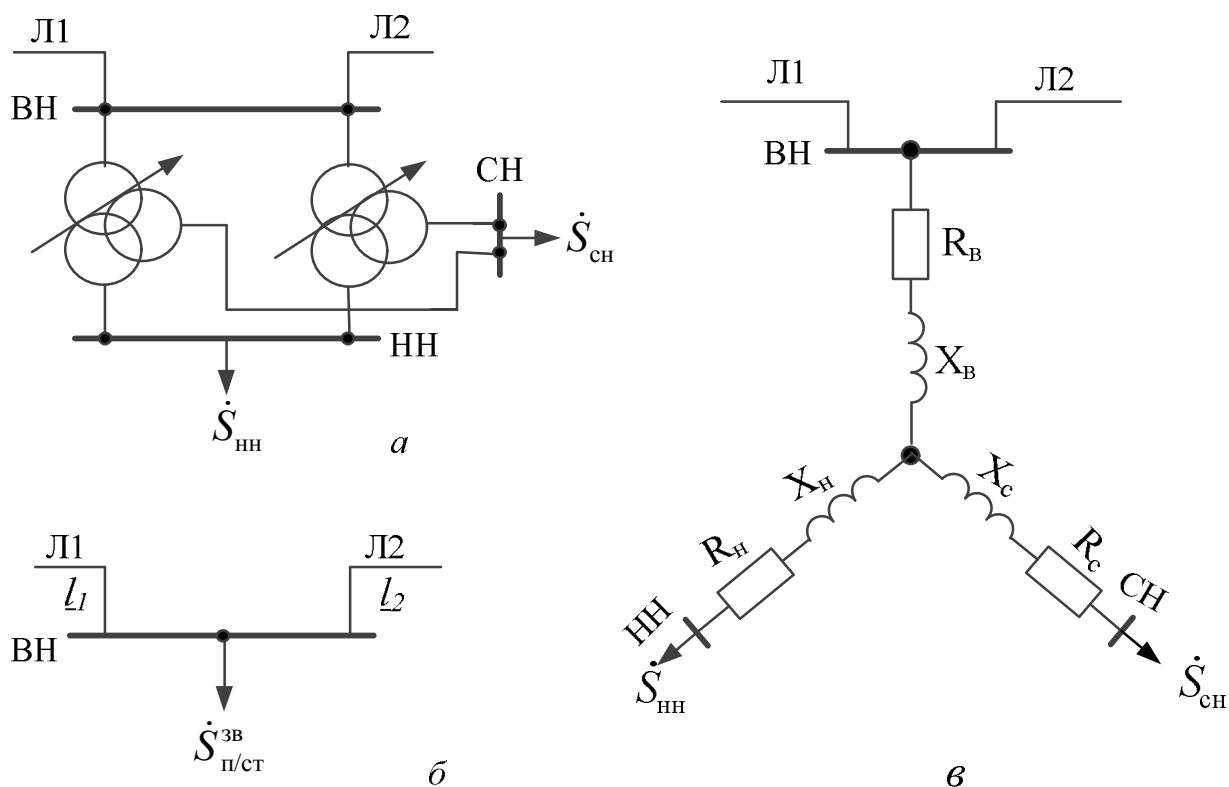


Рис. 2.8. Зведене навантаження підстанції: *а* – схема електрична принципова; *б* – схема розрахункова; *в* – схема заміщення

Для блоку з n силових триобмоткових трансформаторів, які працюють паралельно, для розрахунку втрат потужності в обмотках використовують співвідношення

$$\Delta P_{\text{tz}} = \frac{1}{n} \frac{\Delta P_{\text{кз}}}{2} (\beta_1^2 + \beta_2^2 + \beta_3^2), \quad (2.3)$$

де $\beta_1, \beta_2, \beta_3$ – коефіцієнти завантаження обмоток ВН, СН і НН блоку силових триобмоткових трансформаторів відповідно, які визначають з таких виразів:

$$\begin{aligned} \beta_1 = \beta_{\text{ВН}} &= \frac{S}{S_{\text{T}}} = \frac{\sqrt{(P_{\text{СН}} + P_{\text{НН}})^2 + (Q_{\text{СН}} + Q_{\text{НН}})^2}}{S_{\text{T}}}; \\ \beta_2 = \beta_{\text{СН}} &= \frac{\sqrt{P_{\text{СН}}^2 + Q_{\text{СН}}^2}}{S_{\text{T}}}; \\ \beta_3 = \beta_{\text{НН}} &= \frac{\sqrt{P_{\text{НН}}^2 + Q_{\text{НН}}^2}}{S_{\text{T}}}. \end{aligned} \quad (2.4)$$

Коефіцієнти завантаження обмоток силових трансформаторів – завжди дійсні величини.

Втрати реактивної потужності ΔQ_{Tz} в обмотках блоку триобмоткових трансформаторів визначають згідно з виразом

$$\Delta Q_{\text{тз}} = -\frac{1}{n} \frac{S_{\text{т}}}{100} (\beta_1^2 U_{1\text{кз}} \% + \beta_2^2 U_{2\text{кз}} \% + \beta_3^2 U_{3\text{кз}} \%), \quad (2.5)$$

де $U_{1\text{кз}} \%$, $U_{2\text{кз}} \%$, $U_{3\text{кз}} \%$ – фіктивні значення напруг КЗ (%), які визначають за виразами для кожної з обмоток блоку трансформаторів, які працюють паралельно.

Зведене навантаження ЕС являє собою *алгебричну* суму потужностей всіх її генераторів ($\dot{S}_{\Sigma\Gamma}$), навантаження власних потреб ($\dot{S}_{\text{влп}}$), навантаження місцевого району енергопостачання ($\dot{S}_1$) і втрат потужності у поздовжніх опорах і поперечних провідностях підвищувальних силових трансформаторів, тобто

$$\dot{S}_{\text{е/ст}}^{\text{зв}} = \dot{S}_{\Sigma\Gamma} + \dot{S}_{\text{влп}} + \dot{S}_{\text{м}} + \Delta\dot{S}_{\text{із}} + \Delta\dot{S}_{\text{ту}}, \quad (2.6)$$

де величину $\dot{S}_{\text{влп}}$, як правило, беруть у межах 8...12 % від установленної потужності ЕС.

Розрахункове навантаження підстанції (ЕС) являє собою *алгебричну* суму зведеного навантаження підстанції (ЕС) і половини втрат потужностей у поперечних провідностях усіх ліній, що відходять від шин ВН конкретної підстанції (ЕС).

У мережах напругою до 220 кВ включно поперечною активною провідністю ліній нехтують, і тому в таких випадках до зведеного навантаження підстанції (ЕС) слід алгебрично додавати лише половину суми зарядних потужностей усіх ліній, що відходять у мережу від шин ВН конкретної підстанції (ЕС).

Таким чином, *розрахункове* навантаження підстанції знаходять за виразом

$$\dot{S}_{\text{п/ст}}^{\text{розн}} = \dot{S}_{\text{п/ст}}^{\text{зв}} + j0,5Q_{\text{зар}} = \dot{S}_{\text{п/ст}}^{\text{зв}} + j0,5B_{\text{л}}U_{\text{н}}^2 = \dot{S}_{\text{п/ст}}^{\text{зв}} + j0,5\sum_i b_{0i}l_iU_{\text{н}}^2, \quad (2.7)$$

де $B_{\text{л}}$ – ємнісна поперечна провідність усіх i -х ліній, що відходять у схему від шин ВН підстанції;

b_{0i} – погонна ємнісна провідність i -ї лінії, яка характеризується довжиною l_i ;

$\dot{S}_{\text{п/ст}}^{\text{зв}}$ – зведене навантаження підстанції, яке розраховують згідно з виразом (2.1).

Для ЕС *розрахункове* навантаження визначають за аналогічним виразом

$$\dot{S}_{\text{е/ст}}^{\text{розн}} = \dot{S}_{\text{е/ст}}^{\text{зв}} + j0,5Q_{\text{зар}} = \dot{S}_{\text{е/ст}}^{\text{зв}} + j0,5\sum_i b_{0i}l_iU_{\text{н}}^2,$$

де $\dot{S}_{\text{е/ст}}^{\text{зв}}$ – зведене навантаження ЕС (2.6).

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. *Що являють собою статичні характеристики навантаження?*
2. *Яким чином у розрахункових схемах подають навантаження?*
3. *Як знаходять розрахункове навантаження підстанції?*
4. *Як знаходять зведене навантаження підстанції?*
5. *Як визначають зведене навантаження ЕС?*
6. *Що таке розрахункове навантаження ЕС?*
7. *Чим різняться втрати активної (реактивної потужностей) у поперечних провідностях дво- або триобмоткових трансформаторів і як їх визначають?*
8. *Як визначають розрахункове навантаження підстанції з лініями напругою понад 220 кВ?*

ЛІТЕРАТУРА: [34, С. 221–227]; [7, С. 119–121]; [47, С. 97–99]; [86, С. 173–174]; [95, С. 170–175]; [115, С. 54–62].

2.2.3 Балансуючі пункти розрахункових схем

Для проведення досліджень у розрахунковій схемі має бути наявний щонайменше один пункт з опорним джерелом напруги, що визначає потенціал відповідного пункту схеми відносно нульового потенціалу нейтралі, суміщеної із землею.

Опорні джерела напруги, які подано в розрахунковій схемі мережі, моделюють ЕС. Для ЕМ районного або місцевого призначення, в яких немає ЕС, як опорний за напругою пункт обирають шини підстанцій живлення, трансформатори яких обладнано пристроями автоматичного регулювання напруги на вторинних шинах, від яких здійснюється живлення ЕМ.

В опорних за напругою пунктах розрахункової схеми фіксують саме модуль комплексного вектора напруги.

У практиці розрахунку усталених режимів електричних систем фазовий кут одного (часто єдиного) опорного пункту «обнуляють», а фазові кути всіх інших параметрів (напруг пунктів та струмів ділянок) визначають щодо цього нульового значення. Проте саме такі умови розрахунку не є обов'язковими. У деяких розрахункових схемах зручніше «обнуляти» фазові кути вектора напруги інших пунктів, які не є опорними за напругою. Фазові кути векторів напруг у пунктах, так само, як і струми на ділянках розрахункової схеми електричної системи, є відносними величинами, які фіксують під час подання змінних синусоїдальних величин за допомогою апарата комплексних чисел.

Під час виконання розрахунків усталених режимів ЕМ треба дотримуватися балансу потужності в системі між генерацією та споживанням у кожний момент часу. У разі формування балансу враховують сумарні втрати потужності на передачу і розподіл потоків потужності. На першому етапі розрахунку режиму особливістю є те, що втрати потужності невідомі, оскільки визначаються режимом напруги і потекорозподілом потужностей в електричній

системі, що їх треба визначити. Таким чином, на попередньому етапі неможливо скласти точний баланс потужності у системі й визначити навантаження всіх ДЖ.

У розрахунковій схемі зазвичай виділяють один або декілька вузлів схеми, які беруть на себе сумарні втрати потужності й забезпечують баланс потужності у системі. Такі вузли називають *балансуючими* пунктами (БП). Головне призначення БП полягає у покритті частини навантаження споживачів системи, не забезпеченої електроенергією від ЕС системи, а також сумарних втрат потужності в елементах ЕМ. Таке завдання може покладатися на ЕС зі значним резервом потужності або потужну районну підстанцію, до якої примикає міжсистемний зв'язок.

У загальному випадку умови балансу потужності в системі можна записати у вигляді

$$\begin{aligned} P_{\text{БП}} &= \sum P_{\text{г}} + \sum P_{\text{н}} + \Delta P_{\Sigma}; \\ Q_{\text{БП}} &= \sum Q_{\text{г}} + \sum Q_{\text{н}} + \Delta Q_{\Sigma}, \end{aligned} \quad (2.8)$$

де $P_{\text{БП}}$, $Q_{\text{БП}}$ – активна та реактивна потужності БП відповідно; $\sum P_{\text{г}}$, $\sum Q_{\text{г}}$ – відповідно сумарні активні та реактивні потужності ЕС системи; $\sum P_{\text{н}}$, $\sum Q_{\text{н}}$ – сумарні активні та реактивні потужності навантажень споживачів системи відповідно; ΔP_{Σ} , ΔQ_{Σ} – сумарні втрати активної та реактивної потужності на передавання електричної енергії по мережі відповідно.

У виразах (2.8) слід брати традиційне правило знаків для подання нелінійних джерел струму у розрахунковій схемі електричної системи. Так, активна потужність навантаження та сумарні втрати активної потужності враховують із додатним знаком, а активну потужність генераторів – із від'ємним. Отримане додатне значення активної потужності БП характеризує необхідний обсяг генерації активної потужності у цьому вузлі. Аналогічні міркування стосуються і рівняння балансу реактивної потужності. У більшості практичних випадків реактивна потужність БП є від'ємною величиною, що визначає необхідні обсяги генерації реактивної потужності у цьому вузлі.

На початку розрахунку режиму ЕМ потужність БП беруть наближено і визначають у процесі ітераційного поетапного уточнення втрат потужності на передачу і розподіл електричної енергії. У результаті може виявитися, що розрахункова потужність БП перевищує його максимально допустиму потужність або пропускну здатність ліній головних ділянок. У цьому випадку необхідно або підвищити генерацію потужностей на ЕС системи згідно з прийнятими законами регулювання, або обрати інший БП з більшою допустимою потужністю і знову повторити розрахунок режимних характеристик системи.

Принципово можна взяти різні БП за активною та реактивною потужностями. Для спрощення розрахункових схем доцільно обирати єдиний БП. За наявності в системі потужних генеруючих вузлів їх моделюють у вигляді джерел напруги, тобто пунктів з фіксацією модуля напруги. Такі вузли

розрахункової схеми являють собою балансуєчі за реактивною потужністю пункти. Тут один із подібних вузлів доцільно призначити балансуєчим за активною потужністю та розглядати як БП.

Введення до складу розрахункової схеми електричної системи БП є допущенням, обумовленим особливістю нелінійних розрахункових моделей усталених режимів системи. Вибір БП суттєво впливає на результати розрахунку режимних характеристик. У цьому полягає одна з відмінностей нелінійних розрахункових схем усталених режимів електричної системи від лінійних, для яких поняття БП не має фізичного змісту.

Зазначимо, що для електричних систем, які містять мережі високого ступеня замкненості для забезпечення гарантованої збіжності ітераційного обчислювального процесу розрахунку режимних характеристик у складі розрахункової схеми, найчастіше використовують кілька БП. Так, наприклад, для дослідження режимних характеристик основної мережі ОЕС України у розрахунковій схемі, зазвичай, призначають три БП.

Для спрощення розрахункових схем усталених режимів електричних систем БП, зазвичай, поєднують з опорним за напругою. Таким чином, у більшості практичних випадків дослідження характеристик усталених режимів електричних систем БП можна розглядати як шини нескінченної потужності, які забезпечують баланс потужності в системі з фіксованим значенням напруги у вузлі, не залежним від навантаження БП.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. *Поясніть призначення опорних за напругою пунктів розрахункової схеми електричної системи.*
2. *Яке устаткування електричних систем відповідає опорним за напругою пунктам?*
3. *Поясніть поняття пунктів розрахункової схеми з фіксацією модуля напруги.*
4. *Поясніть принципи визначення фазових кутів векторів напруги та струму в розрахунковій схемі електричної системи.*
5. *Дайте визначення БП розрахункових схем електричних систем.*
6. *Поясніть відсутність фізичного змісту поняття «балансуєчий пункт» для лінійних розрахункових моделей усталених режимів електричних систем.*
7. *Яке устаткування електричних систем відповідає БП?*
8. *Дайте визначення балансуєчих за реактивною потужністю пунктів розрахункових схем електричних систем.*
9. *Яке устаткування електричних систем відповідає балансуєчим за реактивною потужністю пунктам?*
10. *Поясніть можливості поєднання балансуєчих та опорних за напругою пунктів у складі розрахункової схеми електричної системи.*

ЛІТЕРАТУРА: [54, С. 158]; [72, С. 26–28].

2.3 Розрахунок режимів роботи розімкнених електричних мереж

Умовно ЕМ поділяють на основні та розподільні. Зі зростанням щільності навантажень, потужності енергосистем та охоплення території ЕМ росте напруга розподільної мережі. Це означає, що основні мережі, що виконують функції системоутворювальних, з появою в енергосистемах мереж більш ВН поступово «передають» їм ці функції, перетворюючись на розподільні. Розподільна мережа загального призначення завжди будується за ступінчастим принципом послідовним «накладання» ЕМ декількох напруг. При цьому поява наступного ступеня напруги пов'язана зі зростанням потужності ЕС і доцільністю розподілу енергії на більш високій напрузі.

За конфігурацією розімкнені мережі утворені лініями, навантаження яких можуть отримувати енергію тільки з однієї сторони.

2.3.1 Розрахунок режиму напруги в електричній мережі за умовами початку електропередачі

Під час передачі по i -й ділянці схеми мережі деякої потужності $\dot{S}_i$ завжди спостерігаються повні втрати потужності $\Delta \dot{S}_i$ на цій ділянці. Тому розрізняють *потужність початку* i -ї ділянки $\dot{S}_{iП}$, *потужність кінця* ділянки $\dot{S}_{iК}$ та її *середньолінійну потужність* $\dot{S}_i$ (рис. 2.9).

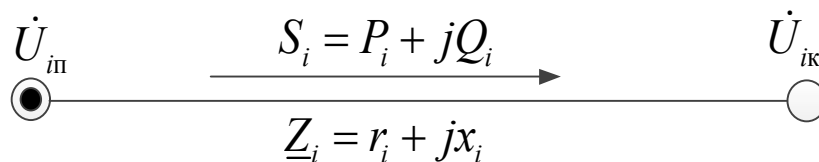


Рис. 2.9. Розрахункова схема за середньолінійною потужністю i -ї ділянки

Потужності початку і кінця ділянки різняться одна від одної тільки на величину повних втрат потужності $\Delta \dot{S}_i$ на цій ділянці:

$$\dot{S}_{iП} = \dot{S}_{iК} + \Delta \dot{S}_i, \quad (2.9)$$

$$\dot{S}_{iК} = \dot{S}_{iП} - \Delta \dot{S}_i. \quad (2.10)$$

Середньолінійна потужність ділянки $\dot{S}_i$ різниться від потужностей початку та кінця i -ї ділянки мережі тільки на половину повних втрат потужності на цій ділянці, тобто:

$$\dot{S}_{iс} = \dot{S}_{iП} - 0,5\Delta \dot{S}_i,$$

$$\dot{S}_{iс} = \dot{S}_{iК} + 0,5\Delta \dot{S}_i.$$

Потужності початків ділянок $\dot{S}_{iП}$ завжди визначаються напругами початків ділянок $\dot{U}_{iП}$, а потужності кінців ділянок $\dot{S}_{iК}$ – напругами кінців ділянок $\dot{U}_{iК}$. Для середньолінійної потужності ділянки, що є фіктивною розрахунковою величиною, вводять поняття фіктивної напруги середини i -ї ділянки, модуль якої знаходять згідно з виразом середньоквадратичного значення напруги:

$$U_{ic} = \sqrt{0,5(U_{iП}^2 + U_{iК}^2)}. \quad (2.11)$$

Потокорозподіл потужностей по ділянках схеми мережі, знайдений за заданими електричними навантаженнями пунктів схеми (тобто без врахування втрат потужності у поздовжніх елементах схеми заміщення) можна розглядати як потокорозподіл *середньолінійних* потужностей.

Розрізняють розрахунки режиму напруги в пунктах схеми за умовами початку або кінця. У розрахунку за умовами початку або кінця ділянки мережі завжди відомі рівні напруги на початку $\dot{U}_{iП}$ або у кінці $\dot{U}_{iК}$ ділянки. Визначенню підлягають рівні напруги, відповідно, на кінці $\dot{U}_{iК}$ або початку $\dot{U}_{iП}$ ділянки мережі (рис. 2.10 та 2.11).

Виконаємо розрахунок режиму мережі (рис. 2.10, а) за умовою початку. Напругу в кінці ділянки можна подати виразом

$$\begin{aligned} \dot{U}_{iК} &= U_{iП} - \Delta \dot{U}_i = U_{iП} - \sqrt{3} \dot{I}_i \underline{z}_i = U_{iП} - \frac{\dot{S}_i}{U_{iП}} \underline{z}_i = \\ &= U_{iП} - \frac{P_{iП} r_i - Q_{iП} x_i}{U_{iП}} - j \frac{P_{iП} x_i + Q_{iП} r_i}{U_{iП}} = U_{iП} - \Delta U'_i - j \Delta U''_i \end{aligned} \quad (2.12)$$

де $P_{iП}$, $Q_{iП}$ – активна і реактивна потужності на початку i -ї ділянки мережі.

Величина $\Delta U'_i = (P_{iП} r_i - Q_{iП} x_i) / U_{iП}$ являє собою *поздовжню* складову падіння напруги на i -й ділянці мережі; $\Delta U''_i = (P_{iП} x_i + Q_{iП} r_i) / U_{iП}$ – *поперечну* складову падіння напруги на i -й ділянці мережі.

Падіння напруги

$$\Delta \dot{U}_i = \sqrt{(\Delta U'_i)^2 + (\Delta U''_i)^2}$$

на i -й ділянці мережі являє собою *геометричну різницю* векторів напруги на початку та в кінці i -ї ділянки мережі, тобто геометрична різниця напруги на початку та у кінці лінії є *падіння (спад)* напруги.

Алгебричну різницю напруги на початку та у кінці лінії (різницю модулів векторів) називають *втратою* напруги δU .

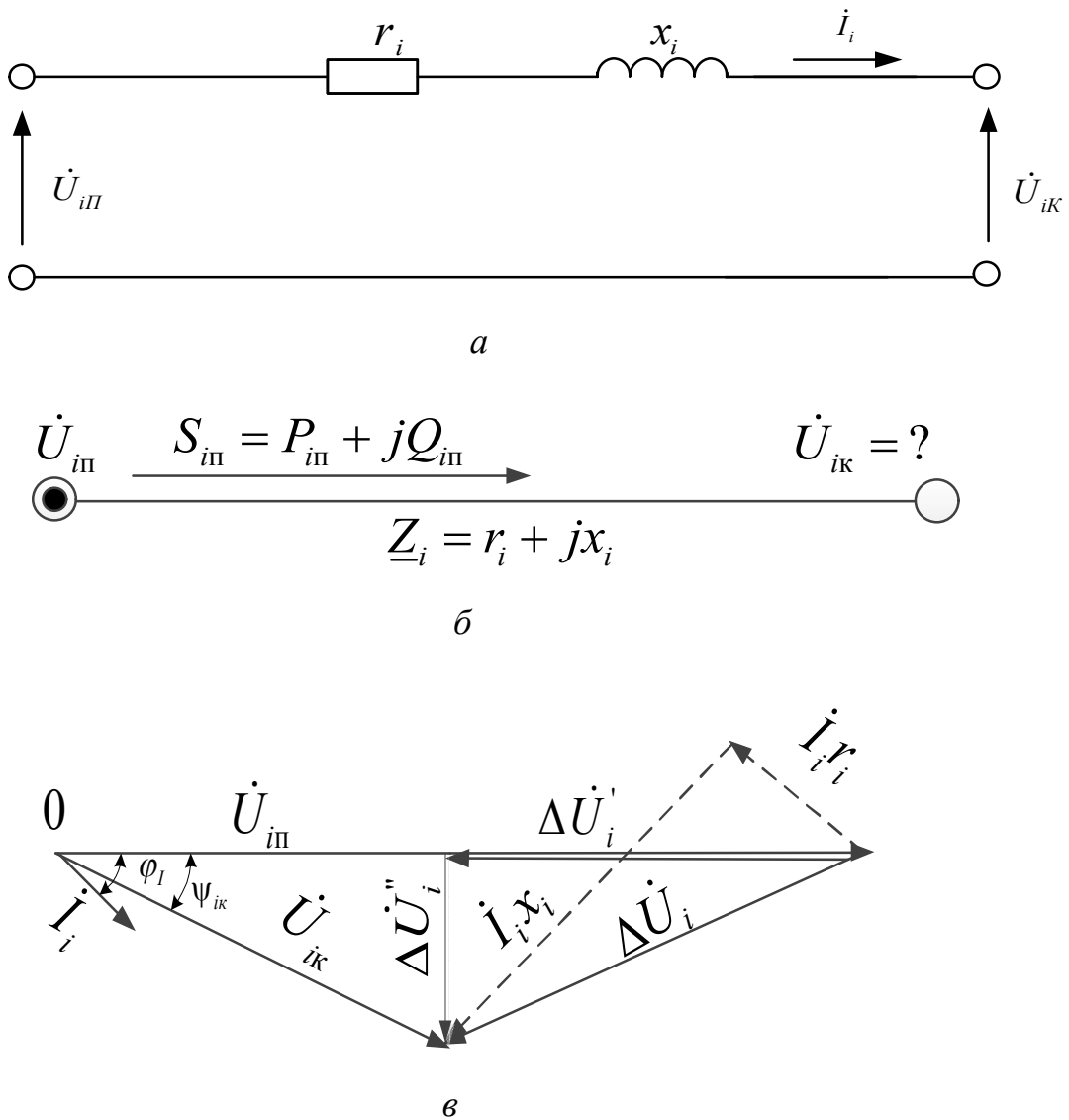


Рис. 2.10. Розрахунок режиму напруги в пунктах схеми за умовами початку: *а* – принципова схема; *б* – розрахункова схема; *в* – векторна діаграма розрахунку напруги

У загальному випадку напругу в кінці ділянки можна подати як

$$\dot{U}_{iК} = \sqrt{(U_{iП} - \Delta U_i')^2 + (\Delta U_i'')^2}.$$

Вираз (2.12) можна інтерпретувати векторною діаграмою, зображеною на рис. 2.10, *в*. Таку векторну діаграму побудовано відповідно до припущень, що фазовий кут вектора напруги на початку електропередачі дорівнює нулю. Це означає, що вектор напруги на початку електропередачі суміщено з віссю дійсних чисел.

Типове електричне навантаження має активно-індуктивний характер. Це визначає відставання вектора струму на початку електропередачі від вектора напруги. Такий струм визначають за виразом

$$\dot{I}_i = \frac{P_{iП} + jQ_{iП}}{U_{iП}},$$

він містить дійсну та уявну складові, причому уявна його складова відстає від вектора напруги на кут 90° , а фазовий кут вектора струму лінії визначають коефіцієнтом потужності на початку електропередачі:

$$\varphi_I = -\arccos(PF_{in}),$$

де PF_{in} – коефіцієнт потужності на початку ЛЕП.

Падіння напруги на поздовжній ділянці схеми заміщення ЛЕП визначають за законом Ома за виразом

$$\Delta \dot{U} = \dot{I}_i (r_i + jx_i).$$

Відповідно до попереднього виразу падіння напруги на поздовжній ділянці має дві складові:

$$\begin{aligned} \Delta \dot{U}_r &= \dot{I}_i r_i; \quad \Delta \dot{U}_x = \dot{I}_i x_i; \\ \Delta \dot{U}_i &= \Delta \dot{U}_r + j \Delta \dot{U}_x, \end{aligned}$$

де $\Delta \dot{U}_r$ – падіння напруги на активному опорі схеми заміщення;

$\Delta \dot{U}_x$ – падіння напруги на індуктивному опорі;

$\Delta \dot{U}_i$ – повний вектор падіння напруги.

Очевидно, що перша складова падіння напруги збігається за фазою із вектором струму на ділянці електропередачі, а друга складова випереджає вектор струму на 90° . Повний вектор падіння напруги визначають геометричною сумою зазначених складових.

Потік потужності на кінці електропередачі знаходять за виразом

$$\dot{S}_{ik} = \dot{I}_i \hat{U}_{ik} = \dot{I}_i (U_{in} - \hat{I}_i \hat{z}) = \dot{S}_{in} - I_i^2 \hat{z} = \dot{S}_{in} - \frac{P_{in}^2 + Q_{in}^2}{U_{in}^2} (r_i - jx_i). \quad (2.13)$$

Складова $\frac{P_{in}^2 + Q_{in}^2}{U_{in}^2} (r - jx)$ у виразі (2.13) визначає навантажувальні втрати потужності у лінії:

$$\Delta \dot{S} = \dot{S}_{in} - \dot{S}_{ik} = \frac{P_{in}^2 + Q_{in}^2}{U_{in}^2} (r_i - jx_i),$$

або

$$\Delta \dot{S} = I_i^2 \hat{z} = \frac{P_{in}^2 + Q_{in}^2}{U_{in}^2} (r_i - jx_i).$$

Модуль вектора напруги на кінці електропередачі відповідно до виразу (2.12) становить

$$\begin{aligned}
|U_{ik}| &= \sqrt{\left(U_{in} - \frac{P_{in}r_i - Q_{in}x_i}{U_{in}} \right)^2 + \left(\frac{P_{in}x_i + Q_{in}r_i}{U_{in}} \right)^2} = \\
&= \sqrt{U_{in}^2 - 2(P_{in}r_i - Q_{in}x_i) + \frac{P_{in}^2 + Q_{in}^2}{U_{in}^2}(r_i^2 + x_i^2)} = \\
&= \sqrt{U_{in}^2 - 2(P_{in}r_i - Q_{in}x_i) + \Delta P r_i - \Delta Q x_i} = \sqrt{U_{in}^2 - 2(Pr_i - Qx_i)},
\end{aligned}$$

де $P = P_{in} - 0,5 \Delta P$, $Q = Q_{in} - 0,5 \Delta Q$ – середні лінійні активна та реактивна потужності на ділянці.

Фазовий кут ψ_{ik} вектора напруги на шинах навантаження можна подати виразом

$$\psi_{ik} = -\arctg \left(\frac{\frac{P_{in}x_i + Q_{in}r_i}{U_{in}}}{U_{in} - \frac{P_{in}r_i - Q_{in}x_i}{U_{in}}} \right) = -\arctg \left(\frac{P_{in}x_i + Q_{in}r_i}{U_{in}^2 - (P_{in}r_i - Q_{in}x_i)} \right).$$

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. Охарактеризуйте та наведіть основні вирази для моделювання усталеного режиму найпростішої електричної схеми за умовами початку електропередачі.
2. Поясніть послідовність побудови векторної діаграми напруг та струмів для розв'язання режимної задачі найпростішої електричної схеми за умовами початку електропередачі.
3. Поясніть послідовність побудови векторної діаграми напруг та струмів для розв'язання режимної задачі найпростішої електричної системи за умовами початку електропередачі.

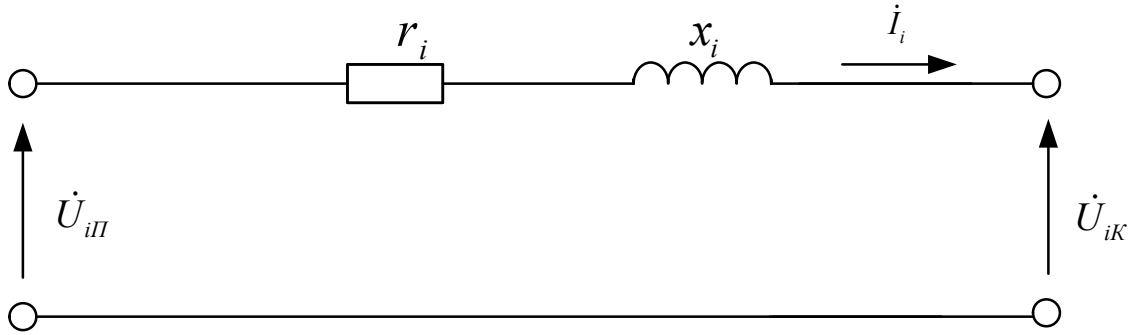
ЛІТЕРАТУРА: [34, С. 229–235]; [7, С. 107–115]; [18, С. 122–129, 132–135, 144–147]; [28, С. 15–24]; [29, С. 99–110]; [30, С. 64–67, 93–96]; [72, С. 10–11, 13–15]; [86, С. 171–173]; [96, С. 86–97].

2.3.2 Розрахунок режиму напруги в електричній мережі за умовами кінця електропередачі

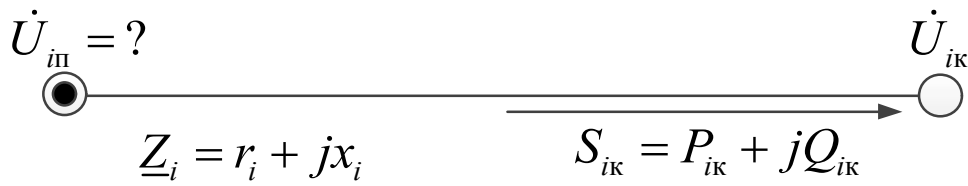
Розв'язання зворотної задачі розрахунку режиму електропередачі за умовами кінця виконують аналогічно розрахунку режиму електропередачі за умовами початку. Розрахунки проводять за принциповою схемою (рис. 2.11, а), відповідно до розрахункової схеми ділянки мережі (рис. 2.11, б), але у протилежному напрямку. Струм лінії визначають за розрахунковою потужністю навантаження, а вектор напруги U_{ik} суміщують з віссю дійсних значень величин. У такому разі напругу на початку електропередачі можна подати як

$$\begin{aligned}\dot{U}_{i\pi} &= U_{iK} + \Delta\dot{U}_i = U_{iK} + \sqrt{3}\dot{I}_i \underline{z}_i = \\ &= U_{iK} + \frac{P_{iK} r_i - Q_{iK} x_i}{U_{iK}} + j \frac{P_{iK} x_i + Q_{iK} r_i}{U_{iK}} = U_{iK} + \Delta U'_i + j \Delta U''_i,\end{aligned}\quad (2.14)$$

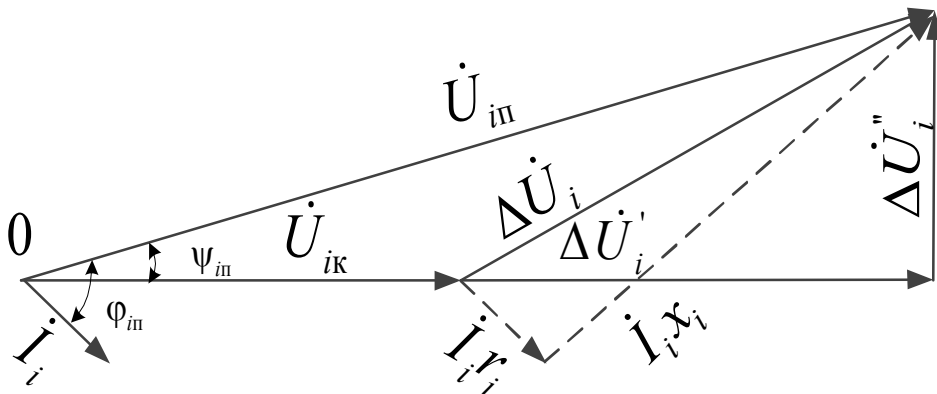
де P_{iK} , Q_{iK} – активна і реактивна потужності у кінці i -ї ділянки мережі.



a



б



в

Рис. 2.11. Розрахунок режиму напруги в пунктах схеми за умовами кінця електропередачі:
а – принципова схема; б – розрахункова схема; в – векторна діаграма розрахунку напруги

Величина $\Delta U'_i = (P_{iK} r_i - Q_{iK} x_i) / U_{iK}$ – поздовжня складова падіння напруги на i -й ділянці мережі; $\Delta U''_i = (P_{iK} x_i + Q_{iK} r_i) / U_{iK}$ – поперечна складова

падіння напруги на i -й ділянці мережі; $\Delta \dot{U}_i$ – падіння напруги на i -й ділянці мережі, що також являє собою *геометричну різницю* векторів на початку та в кінці ділянки мережі.

У загальному випадку напругу на початку ділянки можна подати як

$$\dot{U}_{i\Pi} = \sqrt{(U_{i\kappa} + \Delta U_i')^2 + (\Delta U_i'')^2}.$$

Вираз (2.14) можна інтерпретувати векторною діаграмою, яку зображено на рис. 2.11, в.

Таку векторну діаграму побудовано з урахуванням припущень, що фазовий кут вектора напруги на кінці електропередачі дорівнює нулю. Це означає, що вектор напруги на кінці електропередачі суміщено з віссю дійсних чисел.

Для отримання вектора напруги на початку ділянки, аналогічно до отримання вектора напруги у кінці ділянки за умовами початку, необхідно знайти геометричну суму векторів напруги у кінці електропередачі та падіння напруги на поздовжній ділянці розрахункової схеми. Для цього на векторній діаграмі з кінця вектора напруги $U_{i\kappa}$ треба побудувати складові вектора падіння напруги на активному та реактивному опорах. Вектор між точкою початку координат і кінцем вектора падіння напруги являє собою вектор напруги на початку електропередачі.

Потік потужності на початку знаходять додаванням до потужності на кінці електропередачі втрат у ній:

$$\dot{S}_{i\Pi} = \dot{S}_{i\kappa} + \Delta \dot{S} = \dot{S}_{i\kappa} + \frac{P_{i\kappa}^2 + Q_{i\kappa}^2}{U_{i\kappa}^2} (r_i - jx_i).$$

Модуль вектора напруги на початку електропередачі можна записати як

$$\begin{aligned} |U_{i\Pi}| &= \sqrt{\left(U_{i\kappa} + \frac{P_{i\kappa} r_i - Q_{i\kappa} x_i}{U_{i\kappa}} \right)^2 + \left(\frac{P_{i\kappa} x_i + Q_{i\kappa} r_i}{U_{i\kappa}} \right)^2} = \\ &= \sqrt{U_{i\kappa}^2 + 2(P_{i\kappa} r_i - Q_{i\kappa} x_i) + \frac{P_{i\kappa}^2 + Q_{i\kappa}^2}{U_{i\kappa}^2} (r_i^2 + x_i^2)} = \\ &= \sqrt{U_{i\kappa}^2 + 2(P_{i\kappa} r_i - Q_{i\kappa} x_i) + \Delta P r_i - \Delta Q x_i} = \sqrt{U_{i\kappa}^2 + 2(P r_i - Q x_i)}, \end{aligned}$$

де $P = P_{i\kappa} + 0,5 \Delta P$, $Q = Q_{i\kappa} + 0,5 \Delta Q$ – середньолінійні активна та реактивна потужності електропередачі відповідно.

Фазовий кут напруги на початку ділянки можна подати виразом

$$\psi_{i\Pi} = \arctg \left(\frac{P_{i\kappa} x_i + Q_{i\kappa} r_i}{U_{i\kappa}^2 + (P_{i\kappa} r_i - Q_{i\kappa} x_i)} \right).$$

Під час розрахунку за середньолінійними потужностями i -ї електропередачі за умовами початку або кінця вирази (2.12) і (2.14) набувають вигляду:

– за умовами початку:

$$\dot{U}_{ik} = U_{in} - \frac{P_i r_i - Q_i x_i}{U_{ic}} - j \frac{P_i x_i + Q_i r_i}{U_{ic}};$$

– за умовами кінця:

$$\dot{U}_{in} = U_{ik} + \frac{P_i r_i - Q_i x_i}{U_{ic}} + j \frac{P_i x_i + Q_i r_i}{U_{ic}},$$

де величину U_{ic} визначають згідно з виразом (2.11); P_i , Q_i – середньолінійна активна і реактивна потужності i -ї ділянки мережі.

Із наведених формул видно, що падіння напруги значною мірою залежить від навантаження електропередачі. Чим більші потужності, що протікають по лінії, тим більша втрата напруги в ній. Звідси випливає, що в режимі найбільших навантажень втрата напруги в лінії значно перевищує втрату напруги у режимі найменших навантажень. На втрату напруги в лінії впливає і коефіцієнт потужності навантаження. За заданої активної потужності навантаження P_{ik} збільшення її коефіцієнта потужності $\cos\varphi$ зменшує необхідну реактивну потужність навантаження Q_k , а отже, знижує і втрату напруги в лінії. Таким чином, поліпшення коефіцієнта потужності навантаження позитивно впливає на режим напруг в лінії, що знижує втрату напруги в ній.

Виходячи з практичних задач, поперечну складову падіння напруги слід враховувати у розрахунках тільки в разі значних завантажень і довжині ЛЕП. Максимальні значення похибки під час визначення напруги без врахування поперечної складової падіння напруги в ЛЕП напругою 110 кВ довжиною до 100 км за навантаженням до 25 МВт не перевищує 0,25 %, а за навантаженням до 33 МВт не перевищує 0,5 %.

Отже, у розрахунках мереж напругою 110 кВ і нижче поперечну складову падіння напруги можна не враховувати. У такому разі формули визначення напруги за умовами початку та кінця набувають такого вигляду:

– за умовами початку:

$$\dot{U}_{ik} = U_{in} - \frac{P_i r_i - Q_i x_i}{U_{ic}};$$

– за умовами кінця:

$$\dot{U}_{in} = U_{ik} + \frac{P_i r_i - Q_i x_i}{U_{ic}}.$$

Після перетворень виразів (2.12) і (2.14), записаних для умов початку та кінця для розрахунку *модулів* напруги у кожному f -му пункті мережі за середньолінійними потужностями одержуємо такі вирази:

– для умов початку у f -му пункті:

$$|\dot{U}_f| = \sqrt{U_{\text{дж}}^2 - 2 \sum_{\text{дж}}^f (P_i r_i - Q_i x_i)}; \quad (2.15)$$

– для умов кінця у f -му пункті:

$$|\dot{U}_f| = \sqrt{U_{\text{ік}}^2 + 2 \sum_i^f (P_i r_i - Q_i x_i)}, \quad (2.16)$$

де $\sum_{\text{дж}}^f (\dots)$ – алгебрична сума величин, зазначених у дужках, взята по трасі мережі від ДЖ до f -го пункту схеми; $\sum_i^f (\dots)$ – алгебрична сума величин, зазначених у дужках, взята по трасі мережі з кінцевої ділянки до f -го пункту; $U_{\text{дж}}$ – заданий рівень напруги на шинах ДЖ.

У всіх наведених вище виразах потужності P_i та Q_i , – це середньолінійні потужності, що протікають в ділянках мережі, їх потекорозподіл обов'язково слід визначити перед початком розрахунку режиму напруги у пунктах схеми мережі.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. *Охарактеризуйте та наведіть основні вирази для моделювання усталеного режиму найпростішої електричної схеми за умовами кінця електропередачі.*
2. *Поясніть послідовність побудови векторної діаграми напруг та струмів для розв'язання режимної задачі найпростішої електричної схеми за умовами кінця електропередачі.*
3. *Поясніть послідовність побудови векторної діаграми напруг та струмів для розв'язання режимної задачі найпростішої електричної системи за умовами кінця електропередачі.*

ЛІТЕРАТУРА: [34, С. 229–235]; [7, С. 107–115]; [18, С. 122–129, 132–135, 144–147]; [28, С. 15–24]; [29, С. 99–110]; [30, С. 64–67, 93–96]; [72, С. 10–11, 13–15]; [86, С. 171–173]; [95, С. 175–183]; [96, С. 86–97].

2.3.3 Порівняння розрахункових алгоритмів визначення режиму напруги у розімкненій мережі

Порівняємо способи визначення режиму напруги мережі за різних початкових умов, а саме:

– за робочим струмом електропередачі (відповідно до законів Кірхгофа та Ома);

- за умовами початку електропередачі (напруга та потік потужності на початку ділянки);
- за умовами кінця електропередачі (напруга та потік потужності у кінці ділянки).

Порівняльну діаграму щодо визначення вектора падіння напруги подано на рис. 2.12. Складові падіння напруги на активному та реактивному опорах (I_r та I_x) i -ї ділянки мережі визначають поздовжню та поперечну складові вектора падіння напруги за робочим струмом: $\Delta U'_{iП}$ та $\Delta U''_{iП}$ – поздовжня та поперечна складові вектора падіння напруги за умовами початку електропередачі; $\Delta U'_{iК}$ та $\Delta U''_{iК}$ – поздовжня та поперечна складові вектора падіння напруги за умовами кінця електропередачі.

Струм ЛЕП визначають за розрахунковою потужністю навантаження:

$$\dot{I} = \frac{P_{iК} + jQ_{iК}}{U_{iК}} = \frac{P_{н} + jQ_{н}}{U_{iК}},$$

де $P_{н}$, $Q_{н}$ – активна та реактивна розрахункові потужності навантаження на кінці ЛЕП.

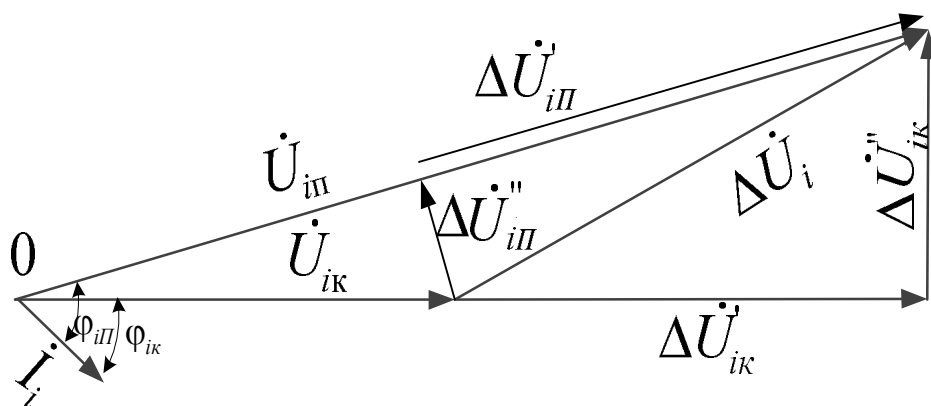


Рис. 2.12. Порівняльна векторна діаграма інтерпретації падіння напруги на ділянці електричної мережі за умовами початку та кінця ЛЕП

Кожний із цих способів визначає поздовжню та поперечну складові вектора падіння напруги щодо відповідних параметрів режиму електропередачі, тобто поздовжні та поперечні складові вектора падіння напруги, визначені відповідно до кожного із названих способів, не є тотожними ні за абсолютною величиною, ні за фазовим кутом, що підтверджує векторна діаграма, зображена на рис. 2.12:

$$\begin{array}{ccc}
\text{I} & \text{II} & \text{III} \\
\text{спосіб} & \text{спосіб} & \text{спосіб} \\
\hline
\left[\Delta \dot{U}' = \dot{I}_i r_i \right] \neq \left[\Delta \dot{U}'_{\text{п}} = \frac{P_{\text{ін}} r_i - Q_{\text{ін}} x_i}{\hat{U}_{\text{ін}}} \right] \neq \left[\Delta \dot{U}'_{\text{к}} = \frac{P_{\text{ік}} r_i - Q_{\text{ік}} x_i}{\hat{U}_{\text{ік}}} \right]; \\
\left[\Delta \dot{U}'' = \dot{I}_i x_i \right] \neq \left[\Delta \dot{U}''_{\text{п}} = \frac{P_{\text{ін}} x_i + Q_{\text{ін}} r_i}{\hat{U}_{\text{ін}}} \right] \neq \left[\Delta \dot{U}''_{\text{к}} = \frac{P_{\text{ік}} x_i + Q_{\text{ік}} r_i}{\hat{U}_{\text{ік}}} \right].
\end{array} \quad (2.17)$$

Другий та третій способи визначення вектора падіння напруги є більш інформативним, оскільки дозволяють реалізувати розрахунок режиму напруги в ЕМ без необхідності розраховувати робочі струми на ділянках розрахункової схеми ЕМ.

З детального аналізу векторних діаграм на рис. 2.10 та рис. 2.11 випливає, що між складовими вектора втрати напруги за струмом та умовами початку (кінця) електропередачі є тісний взаємний зв'язок:

$$\begin{aligned}
\Delta \dot{U}'_{\text{ін}} &= \dot{I}_i r_i \cos \varphi_{\text{ін}} + \dot{I}_i x_i \sin \varphi_{\text{ін}}; \\
\Delta \dot{U}''_{\text{ін}} &= -\dot{I}_i r_i \sin \varphi_{\text{ін}} + \dot{I}_i x_i \cos \varphi_{\text{ін}}; \\
\Delta \dot{U}'_{\text{ік}} &= \dot{I}_i r_i \cos \varphi_{\text{ік}} + \dot{I}_i x_i \sin \varphi_{\text{ік}}; \\
\Delta \dot{U}''_{\text{ік}} &= -\dot{I}_i r_i \sin \varphi_{\text{ік}} + \dot{I}_i x_i \cos \varphi_{\text{ік}}.
\end{aligned}$$

Відстаючий або випереджальний характер поперечної складової вектора падіння напруги за умовами початку або кінця електропередачі визначається співвідношенням складових Px та Qr , наприклад у виразах (2.17). Слід пам'ятати, що навантаження електропередачі зазвичай має активно-індуктивний характер, тобто реактивна потужність, наприклад на початку електропередачі у виразах (2.17), подана від'ємною величиною.

Проаналізуємо співвідношення між поперечною та поздовжньою складовими вектора падіння напруги, наприклад, за умовами початку електропередачі, яке подано виразом

$$\frac{\Delta U''_{\text{ін}}}{\Delta U'_{\text{ін}}} = \frac{P_{\text{ін}} x_i + Q_{\text{ін}} r_i}{P_{\text{ін}} r_i - Q_{\text{ін}} x_i} = \frac{P_{\text{ін}} r_i (\text{tg } \phi - \text{tg } \varphi_{\text{ін}})}{P_{\text{ін}} r_i (1 + \text{tg } \phi \text{tg } \varphi_{\text{ін}})} = \text{tg } (\theta - \varphi_{\text{ін}}), \quad (2.18)$$

де $\varphi_{\text{ін}}$ – кут зсуву фаз між напругою та струмом на початку електропередачі (рис. 2.13, а);

θ – кут опору поздовжньої ділянки схеми заміщення електропередачі (рис. 2.13, б).

За активно-індуктивного навантаження струм лінії відстає від напруги, що визначає додатне значення кута зсуву фаз між напругою та струмом.

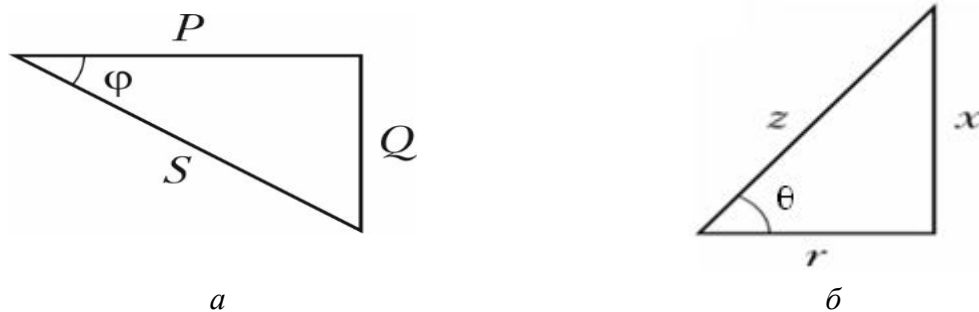


Рис. 2.13. Електротехнічні трикутники: *a* – трикутник потужностей; *б* – трикутник опорів

Аналогічний вираз можна сформуувати і для співвідношення поперечної та поздовжньої складових вектора падіння напруги за умовами кінця електропередачі:

$$\frac{\Delta U''_{ik}}{\Delta U'_{ik}} = \operatorname{tg}(\theta - \varphi_{ik}),$$

де φ_{ik} – кут зсуву фаз між напругою та струмом на кінці ЛЕП.

Зазначимо, що співвідношення між поперечною та поздовжньою складовими векторів падіння напруги на ділянках розрахункової схеми визначає розворот векторів напруги у фазовому просторі режиму електричної системи.

Аналіз виразу (2.18) свідчить про те, що співвідношення між поперечною та поздовжньою складовими вектора падіння напруги не залежить від навантаження електропередачі, а визначається конструкцією ЛЕП, яка обумовлює співвідношення між активними та реактивними поздовжніми опорами розрахункової схеми електропередачі, а також коефіцієнтом потужності навантаження. На рис. 2.14 зображено діаграму, яка ілюструє співвідношення між поперечною та поздовжньою складовими вектора падіння напруги для типових конструкцій ПЛ з номінальною напругою 35...750 кВ, які несуть навантаження з коефіцієнтом потужності 0,8.

З аналізу даних діаграми на рис. 2.14 випливає, що в ЛЕП високої та надвисокої номінальної напруги (110 кВ та вище) поперечна складова вектора падіння напруги характеризується вагомою величиною, яка становить: близько 45 % поздовжньої складової для електропередач з напругою 110 кВ; майже дорівнює поздовжній складовій в електропередачах з напругою 330 кВ; перевищує поздовжню складову в електропередачах з номінальною напругою 750 кВ. Цей фактор визначає істотний кут різниці між векторами напруг на початку та у кінці ділянки для таких електропередач.

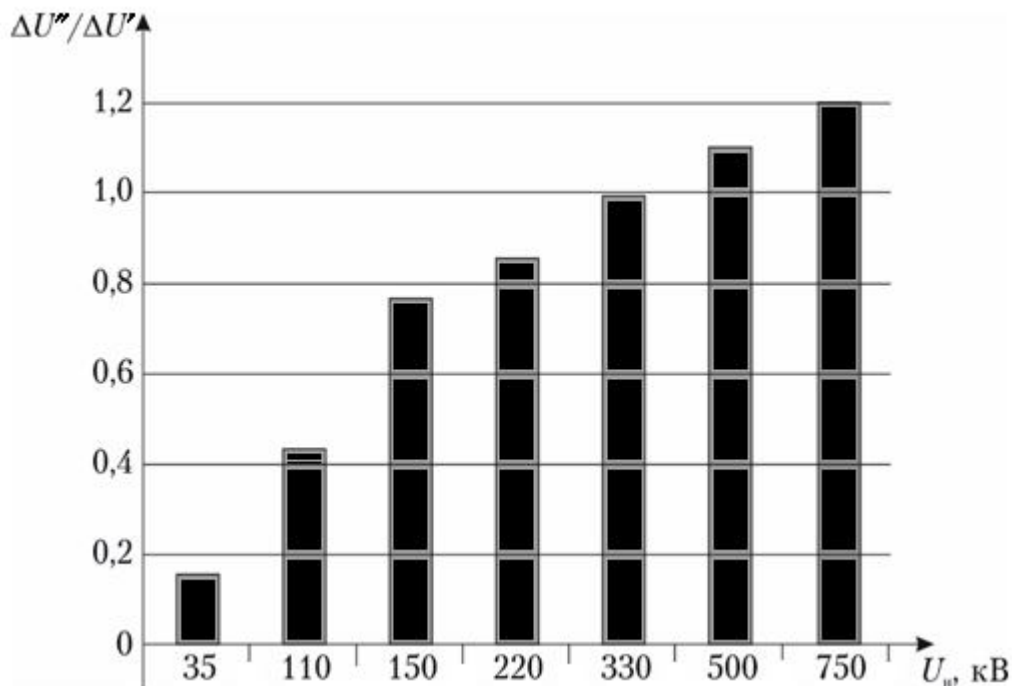


Рис. 2.14. Співвідношення між поперечною та поздовжньою складовими вектора падіння напруги для типових конструкцій повітряної лінії

Для ЛЕП з номінальною напругою 35 кВ поперечна складова вектора падіння напруги становить близько 15 % поздовжньої складової. Тому аналіз режимів таких мереж можна виконувати тільки за поздовжньою складовою вектора падіння напруги, нехтуючи розворотом вектора напруги у фазовому просторі для ділянок ЕМ. Для таких ЕМ можна визначати падіння напруги на ділянках схеми за номінальною напругою ЕМ відповідно до виразу

$$\Delta U \approx \frac{Pr - Qx}{U_n} 10^{-3},$$

де U_n – номінальна напруга електричної системи; множник 10^{-3} обумовлений поданням активної та реактивної потужностей навантаження у кіловатах та кіловольт-амперах відповідно, що характерне для розподільних ЕМ.

У таких мережах рівняння закону Ома для ділянки схеми розподільної ЕМ за умовами початку набуває вигляду

$$U_{ik} = U_{in} - \frac{P_{in}r_i - Q_{in}x_i}{U_n} 10^{-3}$$

або

$$U_{in} = U_{ik} + \frac{P_{ik}r_i - Q_{ik}x_i}{U_n} 10^{-3}$$

відповідно до умов кінця електропередачі.

Під час розрахунку режимів розподільних ЕМ часто використовують поняття «втрати напруги». Під втратами напруги розуміють різницю модулів

векторів напруги на початку та у кінці ділянки розрахункової схеми, тобто алгебричну різницю векторів напруги (на відміну від падіння напруги, яке визначається геометричною різницею відповідних векторів).

Поняття втрат напруги проілюстровано на рис. 2.15, де $\Delta U'$, $|\Delta U|$ – поздовжня складова та модуль вектора падіння напруги відповідно; δU – втрата напруги.

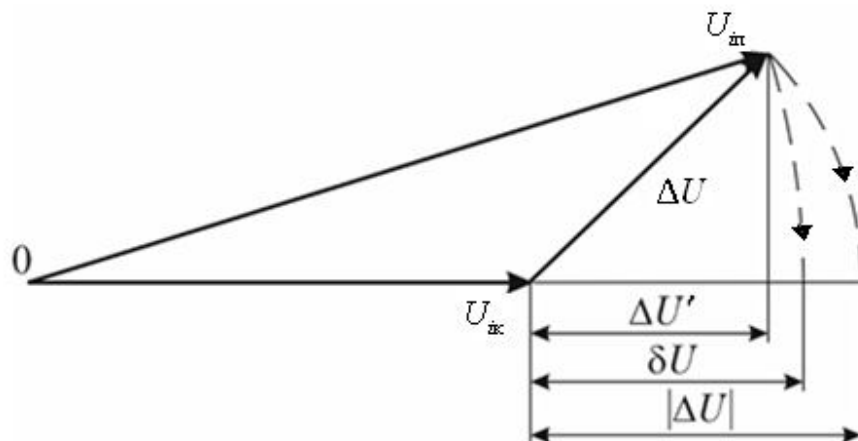


Рис. 2.15. Графічна інтерпретація втрат напруги δU , модуля падіння напруги $|\Delta U|$ та поздовжньої складової вектора падіння напруги $\Delta U'$

Втрати напруги перевищують поздовжню складову вектора падіння напруги, але менші за модуль вектора падіння напруги:

$$\Delta U' < \delta U < |\Delta U|.$$

Виходячи з особливостей режимів розподільних ЕМ (незначних поздовжніх індуктивних опорів) умовно можна вважати, що для таких ЕМ можна застосувати співвідношення

$$\delta U \approx \Delta U' \approx \Delta U,$$

що визначає можливість розрахунку режиму напруги в розподільних ЕМ за втратами напруги.

Втрати напруги на ділянках розподільної ЕМ часто визначають у відсотках від номінальної напруги електричної системи за виразом

$$\delta U_{\%} \approx \frac{Pr - Qx}{10U_n^2}.$$

Розглянемо розрахунок режиму за умовами кінця у разі, коли коефіцієнт потужності електропередачі дорівнює одиниці, тобто навантаження ЕМ має суто активний характер. Це означає, що повна потужність на кінці ЛЕП має лише активну складову, а вектор струму збігається за фазою з вектором напруги.

У цьому разі рівняння закону Ома для i -ї поздовжньої ділянки ЛЕП за умовою кінця набуває вигляду

$$\dot{U}_{in} = U_{ik} + \frac{P_{ik} r_i}{U_{ik}} + j \frac{P_{ik} x_i}{U_{ik}}, \quad (2.19)$$

що проілюстровано векторною діаграмою напруг та струмів, зображеною на рис. 2.16.

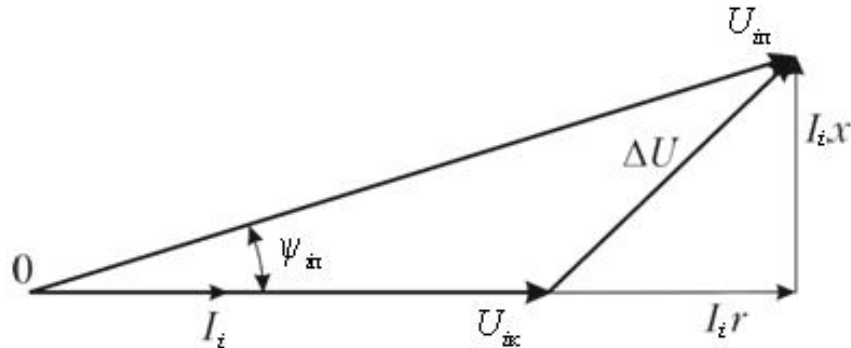


Рис. 2.16. Графічна інтерпретація «електричної довжини»

Аналіз виразу (2.19) та векторної діаграми на рис. 2.16 свідчить про те, що поперечна складова вектора падіння напруги, тобто розворот вектора напруги на кінці ЛЕП щодо її початку (різницевий кут ψ_{in}), визначається індуктивним опором. Індуктивний опір часто називають «електричною довжиною», або «електричною відстанню» між початком та кінцем ЛЕП. Електричну відстань вимірюють в Омах, вона дорівнює індуктивному опору ЛЕП та визначає поперечну складову вектора падіння напруги у разі, коли коефіцієнт потужності навантаження лінії дорівнює одиниці.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. Дайте визначення поняття «втрати напруги».
2. У чому полягає відмінність між падінням та втратами напруги?
3. За яких умов режим напруги можна визначати за втратами напруги?
4. Оцініть похибку визначення режиму напруги за втратами напруги.
5. Дайте визначення та поясніть сутність поняття «електрична довжина» електропередачі.
6. У чому полягає «електрична довжина» ЛЕП?

ЛІТЕРАТУРА: [34, С. 229–249]; [7, С. 107–115]; [18, С. 122–129, 132–135, 144–147]; [28, С. 15–24]; [29, С. 99–110]; [30, С. 64–67, 93–96]; [72, С. 10–11, 13–15]; [86, С. 171–173]; [96, С. 86–97].

2.3.4 Вплив ємності лінії електропередавання на значення напруги на її кінці

У попередніх розрахунках режиму напруги не було врахововано впливу ємності лінії на значення напруги.

Розглянемо симетричну П-подібну схему заміщення ЛЕП напругою 110 кВ. Схему зображено на рис. 2.17, векторну діаграму струмів і напруг – на рис. 2.18.

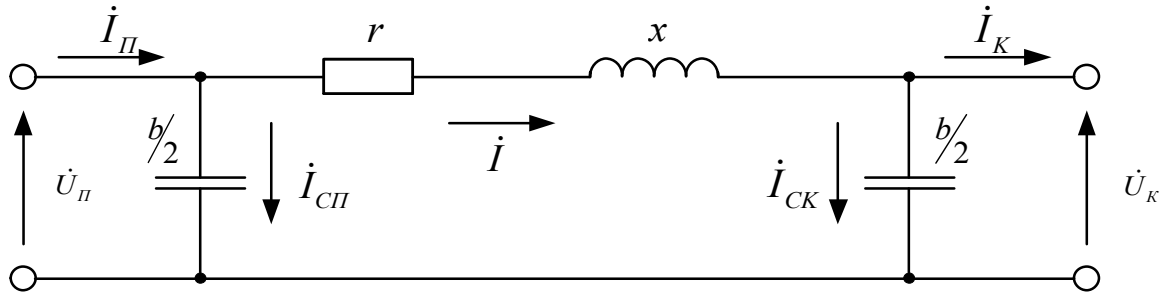


Рис. 2.17. Схема заміщення повітряної лінії електропередавання без врахування активної провідності

Як показано на векторній діаграмі (рис. 2.18, *a*) вектор напруги $\dot{U}_К$ суміщено з віссю дійсних значень, а вектор струму навантаження в кінці лінії $\dot{I}_К$ відстає від фазної напруги на кут $\varphi_К$. Струм $\dot{I}_СК$, обумовлений половиною ємності лінії у кінці схеми заміщення, випереджає напругу $\dot{U}_К$ на 90° і дорівнює добутку напруги в кінці лінії $U_К$ на половину ємнісної провідності лінії $b/2$:

$$I_{СК} = U_К b/2.$$

Через активний R та індуктивний X опори схеми заміщення лінії протікає струм $\dot{I}$, який дорівнює сумі струмів $\dot{I}_К$ та $\dot{I}_СК$:

$$\dot{I} = \dot{I}_К + \dot{I}_СК.$$

Побудуємо трикутники падіння напруги в опорах лінії відповідно до струмів $\dot{I}_К$ та $\dot{I}_СК$. Трикутник падіння напруги Δabf в лінії від протікання струму $\dot{I}_К$ (рис. 2.18, *a*) не відрізняється від трикутника падіння напруги на рис. 2.11.

До вершини f трикутника Δabf прибудуємо трикутник падіння напруги Δdcf від проходження по лінії струму $\dot{I}_СК$. Поеднавши початок координат 0 з вершиною d трикутника Δdcf , отримаємо вектор фазної напруги $\dot{U}_{ПФ}$ на початку лінії. Струм на початку лінії $\dot{I}_П$ дорівнює сумі струму $\dot{I}$ та струму в половині ємності лінії $\dot{I}_СП$, на початку схеми заміщення

$$I_П = I + I_{СП}.$$

Струм $\dot{I}_СП$ випереджає фазну напругу $\dot{U}_П$ на 90° :

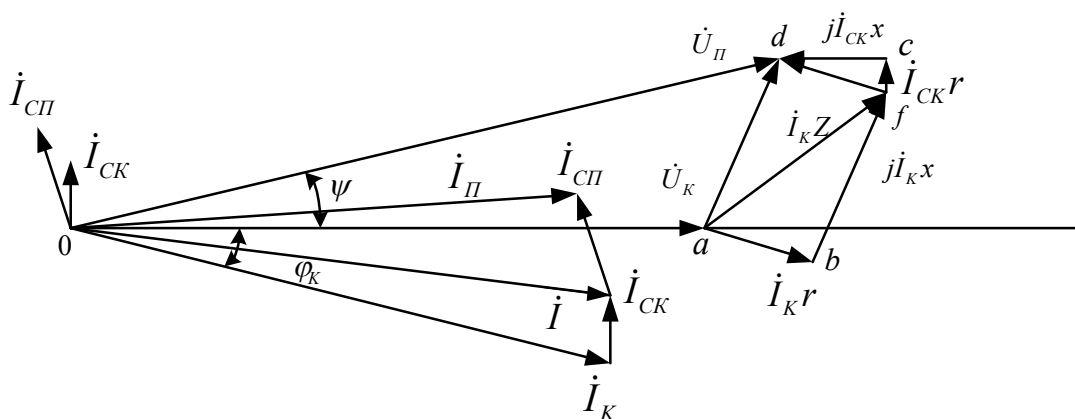
$$I_{\text{сп}} = U_{\text{п}} \frac{b}{2}.$$

З порівняння векторних діаграм ліній на рис. 2.11 і рис. 2.18, *а* видно, що наявність ємнісних струмів у лінії зменшує поздовжню складову падіння напруги $\Delta U'$ і збільшує його поперечну складову $\Delta U''$, тобто зменшує падіння напруги в лінії і збільшує кут зсуву ψ між напругами на початку і в кінці лінії. Оскільки для ліній з класом напруги 110 кВ і нижче поперечною складовою падіння напруги можна знехтувати, то можна зробити висновок, що в нормальному режимі роботи ємність лінії позитивно впливає на функціонування лінії, знижує втрату напруги в ній.

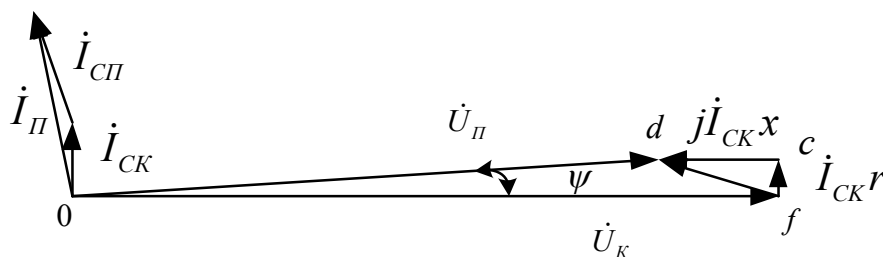
Розглянемо вплив ємності на роботу лінії в режимі неробочого ходу, коли струм навантаження $I_K = 0$. Побудувавши векторну діаграму для лінії (рис. 2.18, *б*), можна побачити, що в режимі неробочого ходу напруга в кінці лінії $\dot{U}_K$ вища за напругу на її початку $\dot{U}_{\text{п}}$:

$$\dot{U}_K > \dot{U}_{\text{п}}.$$

Помітне підвищення напруги в режимі неробочого ходу спостерігається в ПЛ напругою 220 кВ і вище та в кабельних лініях напругою 110 кВ і вище. Так, у ПЛ напругою 220 кВ довжиною 250 км підвищення напруги сягає 5...6 %.



а



б

Рис. 2.18. Векторні діаграми напруг і струмів ПЛ:
а – нормальний режим; *б* – неробочий хід

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. У чому проявляється вплив ємності лінії на мережу в нормальному режимі?
2. У чому проявляється вплив ємності лінії на мережу за неробочого ходу?
3. Що таке втрати напруги?
4. В якому випадку напруга в кінці ЛЕП може бути вищою, ніж на початку?

ЛІТЕРАТУРА: [7, С. 119–121]; [86, С. 174–180]; [95, С. 175–183].

2.3.5 Алгоритм розрахунку режиму роботи розімкненої схеми мережі

Розрахунок режиму роботи розімкненої ЕМ полягає у виконанні послідовності таких процедур:

1. Визначення поточкорозподілу потужностей на ділянках схеми мережі за заданими або розрахунковими навантаженнями пунктів схеми.
2. Визначення режиму напруги в пунктах схеми мережі, тобто профілю напруги.
3. Визначення сумарних втрат повних потужностей у поздовжніх опорах ділянок і поперечних провідностях пунктів схеми мережі.

Розрахунок поточкорозподілу в розімкненій схемі мережі завжди здійснюють від кінцевих пунктів мережі, послідовно переміщуючись до ДЖ, в разі дотримання вимог першого закону Кірхгофа.

Якщо в пунктах схеми мережі, крім електричних навантажень пунктів, додатково задано поперечні провідності, то перед початком розрахунку поточкорозподілу потужностей потрібно визначити величини потужностей, які із пунктів мережі перетікають у ці поперечні провідності, за виразом

$$\Delta \dot{S}_{sy} = \underline{Y}_s U_n^2, \quad (2.20)$$

де $\underline{Y}_s$ – задана поперечна провідність s -го пункту мережі.

Наступним кроком здійснюють алгебричне підсумовування знайдених втрат потужності $\Delta \dot{S}_{sy}$ із заданими (або зведеними) значеннями потужностей навантаження s -х пунктів, і тільки після цієї процедури (тобто після одержання нових значень потужностей s -х пунктів), проводять визначення поточкорозподілу потужностей на ділянках розімкненої мережі.

Розрахунок режиму напруги в розімкненій схемі мережі виконують, виходячи із заданого рівня напруги на шинах ДЖ $U_{дж}$ (за умовами початку). При цьому послідовно переміщуються від ДЖ до кінцевих пунктів розімкненої схеми, реалізуючи співвідношення

$$U_f = \sqrt{U_{дж}^2 - 2 \sum_{дж}^f (P_i r_i - Q_i x_i)}. \quad (2.21)$$

Наближений розрахунок втрат потужності у поздовжніх опорах ділянок та поперечних провідностях пунктів виконують за відомими залежностями (використовуючи номінальну U_H або середньолінійну U_{ic} напругу):

$$\Delta \dot{S}_{iz} = \frac{P_i^2 + Q_i^2}{U_H^2} (r_i - jx_i), \quad (2.22)$$

$$\Delta \dot{S}_{sy} = Y_s U_H^2.$$

Сумарні повні втрати потужності у всій мережі

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma} = \sum_{i=1}^{i=N} \Delta S_{iz} + \sum_{s=1}^{s=M} \Delta S_{sy},$$

де N – кількість ділянок схеми мережі;

M – кількість пунктів схеми мережі (без врахування ДЖ).

Якщо треба визначити річні втрати активної енергії в ЕМ, використовують співвідношення

$$\Delta A_{sy} = \sum_s \Delta P_{sy} \cdot 8760,$$

$$\Delta A_{iz} = \sum_i \Delta P_{iz} \cdot \tau,$$

де величину τ визначають за емпіричною залежністю у функції від величини $T_{\max}$,

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\max}}{10000} \right)^2 8760.$$

Сумарні річні втрати енергії у всій мережі

$$\Delta A_{\text{год}} = \Delta A_{sy} + \Delta A_{iz}. \quad (2.23)$$

Розрахунок режиму роботи розімкненої мережі завершують визначенням потужностей початків і кінців всіх ділянок схеми мережі. При цьому треба враховувати, що потужності кінців ділянок, які підходять до кінцевих пунктів розімкненої мережі, згідно з першим законом Кірхгофа мають відповідати значенням відкоригованих електричних навантажень кінцевих пунктів схеми. Потужності початків кінцевих ділянок знаходять відповідно до виразу

$$\dot{S}_{iII} = \dot{S}_{ik} + \Delta \dot{S}_i,$$

тобто алгебричним підсумовуванням повних втрат потужності на кінцевих ділянках з потужностями кінців цих ділянок. Зазначена процедура має бути повторена для всіх інших ділянок мережі послідовним переміщенням від кінців мережі до ДЖ з дотриманням вимог першого закону Кірхгофа.

Використовуючи розрахункову величину потоку потужності на початку головної ділянки схеми $\dot{S}_{i\Pi}^{\text{гол}}$, яка примикає до ДЖ, проводять перевірку правильності розрахунку сумарних втрат потужності у поздовжніх опорах схеми заміщення, враховуючи те, що втрати потужності в поперечних провідностях пунктів, які розраховані попередньо за номінальної напруги мережі, уведені до складу навантажень s -х пунктів мережі схеми.

Для перевірки використовують вираз

$$\Delta \dot{S}_{i\Sigma} = \dot{S}_{i\Pi}^{\text{гол}} - \sum_{s=1}^{s=M} \dot{S}_s, \quad (2.24)$$

де $\dot{S}_s$ – задане навантаження s -го пункту схеми мережі з урахуванням втрат потужності у поперечній провідності цього пункту, знайдених наперед за значенням номінальної напруги в мережі.

Результати режимного розрахунку наносять на однолінійну схему заміщення ЕМ, в якій мають бути відображені: повні опори всіх ділянок у вигляді

$$\underline{Z}_i = r_i + jx_i;$$

задані електричні навантаження пунктів (або зведені значення навантажень пунктів); потоки активних і реактивних потужностей по ділянках схеми мережі.

Напрямок потоків потужностей по ділянках під час використання середньолінійних потужностей завжди вказує довгою стрілкою, яка розміщена над ділянками і спрямована від ДЖ до кінцевого пункту схеми. Над стрілками вказують числові величини потоків активної та реактивної потужностей.

Коли потужності початків і кінців ділянок позначають короткими стрілками, розміщеними над ділянками, вказують потужності на початку ділянок, а короткими стрілками у кінців ділянок, розміщеними під ділянками, позначають потужності в кінці цих ділянок (рис. 2.19).

Зверху поблизу пунктів на схемі наводять розрахункові значення модулів напруги.

Внизу під однолінійною схемою вказують комплексну величину сумарних повних втрат активної та реактивної потужностей у всій мережі (числова величина – не більше двох знаків після коми з обов'язковим відображенням розмірності величини сумарних втрат потужності).

Зауваження

- У разі виконання розрахунку розподільних ЕМ зважають на ряд припущень:
- у схемах заміщення ПЛ напругою до 35 кВ включно не враховують поперечної ємнісної провідності;
 - у схемах заміщення КЛ напругою до 10 кВ включно не враховують поздовжнього індуктивного опору кабелів, оскільки його величина набагато менша за величину активного опору;
 - в ЕМ напругою 110 кВ і нижче не враховують поперечної складової падіння напруги, при цьому втрату напруги прирівнюють до поздовжньої складової падіння напруги;
 - у місцевих мережах до 1 кВ включно відхилення напруги від номінальної незначні, тому втрату напруги розраховують за номінальною напругою мережі;
 - у місцевих ЕМ втрати потужності в лініях не враховують (якщо немає потреби оцінити їх величину).

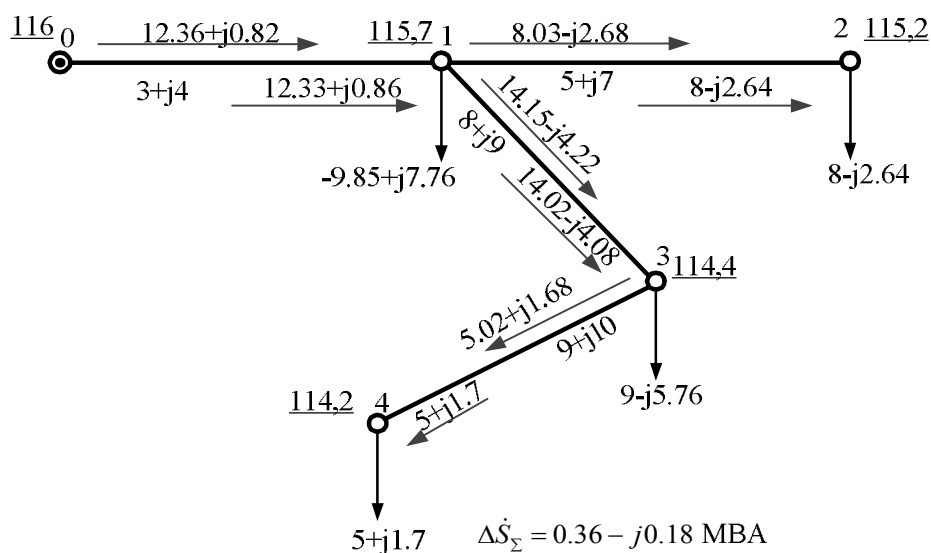


Рис. 2.19. Розрахункова схема мережі з режимними параметрами

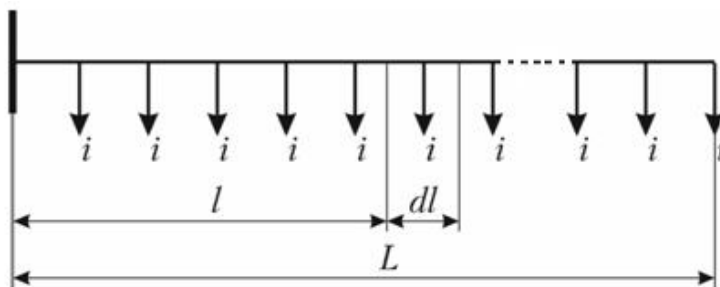
КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. *Перерахуйте послідовності процедур для виконання розрахунку режиму роботи схеми ЕМ.*
2. *Як позначаються параметри поточкорозподілу на схемі мережі?*
3. *Як позначають на схемі поточкорозподіл при використанні середньолінійних потужностей?*

ЛІТЕРАТУРА: [34, С. 241–249]; [7, С. 119–121]; [86, С. 174–180]; [95, С. 175–183].

2.3.6 Розрахунок електричної мережі з рівномірно розподіленим навантаженням

Розглянемо ЛЕП, до якої на рівнозначних відстанях підключено навантаження з однаковими за значеннями потужностями. За таким принципом організовано вуличне освітлення міст та селищ. Таку лінію можна розглядати як лінію з рівномірно розподіленим навантаженням. На рис. 2.20 показано розрахункову схему такої ЛЕП.



i – струм питомого навантаження на одиницю довжини; dl – елементарна ділянка лінії;
 l – відстань від початку лінії; L – загальна довжина лінії електропередавання

Рис. 2.20. Розрахункова схема лінії з рівномірно розподіленим навантаженням

Кожна елементарна ділянка ЛЕП характеризується струмовим навантаженням idl . Для всієї лінії сумарний струм навантаження

$$I = \int_0^L idl = iL. \quad (2.25)$$

Таким чином, через першу елементарну ділянку лінії протікає повний сумарний струм навантаження лінії. З віддаленням від початку лінії струм зменшується і на певній відстані від початку

$$I_l = i(L - l),$$

де l – відстань від початку ЛЕП.

Оцінимо втрати активної потужності в лінії з рівномірно розподіленим навантаженням.

Для кожної елементарної ділянки лінії втрати активної потужності становлять

$$d(\Delta P) = (i(L - l))^2 r_0 dl. \quad (2.26)$$

Для визначення сумарних втрат активної потужності в ЛЕП розраховують інтеграл вигляду

$$\Delta P = \int_0^L (i(L - l))^2 r_0 dl = \frac{1}{3} i^2 r_0 L^3 = \frac{1}{3} I^2 R, \quad (2.27)$$

де r_0 – питомий активний опір ЛЕП;

$R = r_0 L$ – сумарний активний опір лінії.

Аналіз виразу (2.27) свідчить про те, що втрати активної потужності в ЛЕП з рівномірно розподіленим навантаженням у три рази менші, ніж у такій самій лінії із зосередженим навантаженням, прикладеним на кінці електропередачі. Це означає, що для еквівалентного заміщення ЛЕП з рівномірно розподіленим навантаженням лінією із зосередженим навантаженням сумарне навантаження електропередачі необхідно прикласти на відстані $1/3$ від початку ЛЕП.

Можливий також і інший варіант еквівалентного заміщення лінії, який полягає в розподіленні сумарного навантаження електропередачі таким чином, щоб струм зосередженого навантаження на кінці лінії становив $1/\sqrt{3}$ від сумарного навантаження електропередачі, а решту навантаження прикладають на початку лінії розрахункової схеми.

У результаті таких варіантів заміщень розподіленого навантаження втрати активної потужності в еквівалентній ЛЕП будуть такими самими, що і в лінії з рівномірно розподіленим навантаженням.

Очевидно, що перший із розглянутих варіантів заміщення відповідає принципам формування несиметричної Т-подібної схеми заміщення лінії, а другий – несиметричної П-подібної.

Несиметричні Т- та П-подібні розрахункові схеми заміщення лінії з рівномірно розподіленим навантаженням, еквівалентні за критерієм втрат потужності, зображено на рис. 2.21.

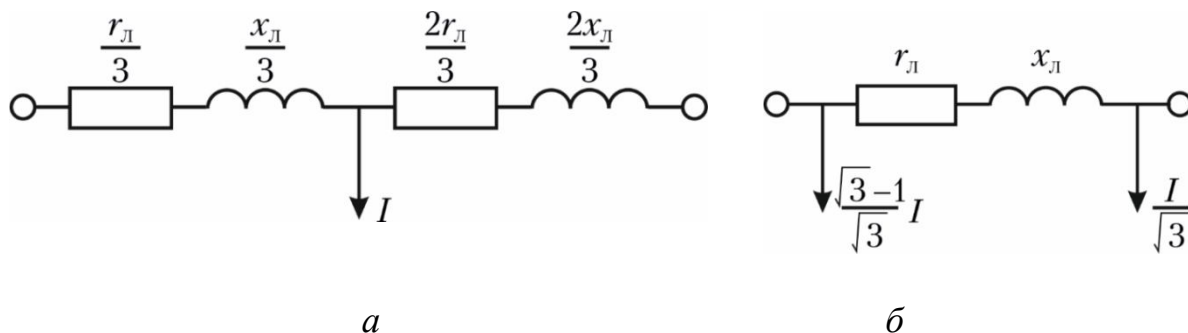


Рис. 2.21. Несиметричні розрахункові схеми заміщення лінії з рівномірно розподіленим навантаженням:
а – Т-подібна; б – П-подібна

Для визначення режиму напруги в ЛЕП з рівномірно розподіленим навантаженням розглянемо падіння напруги на кожній елементарній ділянці лінії, яке можна подати у вигляді

$$d(\Delta U) = i(L-l)r_0 dl. \quad (2.28)$$

Сумарне падіння напруги

$$\Delta U = \int_0^L i(L-l)r_0 dl = \frac{1}{2}ir_0L^2 = \frac{1}{2}IR. \quad (2.29)$$

Аналіз виразу (2.29) показує, що падіння напруги в ЛЕП з рівномірно розподіленим навантаженням у два рази менше, ніж у такій самій лінії із зосередженим навантаженням, прикладеним на кінці електропередачі. Це означає, що для еквівалентного заміщення ЛЕП з рівномірно розподіленим навантаженням лінією із зосередженим навантаженням необхідно сумарне навантаження електропередачі прикласти в середині лінії.

Можливий також інший підхід, який полягає в тому, щоб поділити сумарне навантаження електропередачі навпіл та прикласти його на початку та у кінці розрахункової схеми лінії.

Очевидно, що перший із розглянутих варіантів відповідає принципам формування симетричної Т-подібної схеми заміщення лінії, а другий – симетричної П-подібної.

Симетричні Т- та П-подібні розрахункові схеми заміщення лінії з рівномірно розподіленим навантаженням, еквівалентні за критерієм режиму напруги, показано на рис. 2.22.

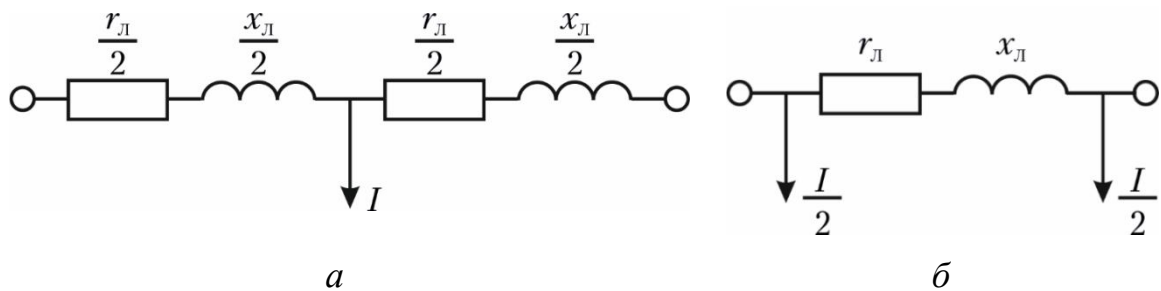


Рис. 2.22. Симетричні розрахункові схеми заміщення лінії з рівномірно розподіленим навантаженням: а – Т-подібна; б – П-подібна

З наведених міркувань випливає те, що неможливо абсолютно точно виконати еквівалентне заміщення лінії з рівномірно розподіленим навантаженням лінією із зосередженим навантаженням.

Варіант схеми заміщення із зосередженим навантаженням на відстані 1/3 від загальної довжини лінії визначає однакові значення втрат активної потужності, але призводить до похибки визначення режиму напруги в еквівалентній схемі. Зосередження навантаження в середині лінії визначає еквівалентність схеми за режимом напруги, проте вносить похибку в розрахунок втрат активної потужності. Аналогічна ситуація спостерігається у разі застосування принципів формування несиметричних та симетричних П-подібних схем заміщення ЛЕП.

В разі дослідження та аналізу режимів електричних систем пріоритет віддають забезпеченню еквівалентності розрахункової схеми за критерієм режиму напруги. Це обумовлено тим, що саме режим напруги визначає якість електричної енергії, яку постачають споживачам електричної системи. До того ж відомо, що втрати активної потужності в ЛЕП незначні, набагато менші, наприклад, ніж у трансформаторах, і незначне їх відхилення не призведе до істотної похибки розрахунку режиму електричної системи, яка містить лінії з рівномірно розподіленим навантаженням.

Виконаємо оцінювання похибки визначення втрат активної потужності за застосування принципів формування симетричних Т- або П-подібних схем заміщення ЛЕП. У разі застосування симетричної Т-подібної схеми заміщення ЛЕП розрахункові втрати активної потужності

$$\Delta P_T = \frac{1}{2} I^2 R,$$

що визначає похибку відносно схеми з розподіленим навантаженням:

$$\Delta = \frac{1}{2} I^2 R - \frac{1}{3} I^2 R = \frac{1}{6} I^2 R = 0,5 \Delta P.$$

Таким чином, застосування принципів формування симетричних Т-подібних схем заміщення ЛЕП призводить до завищення на 50 % результатів розрахунку втрат активної потужності.

У разі застосування симетричної П-подібної схеми заміщення ЛЕП розрахункові втрати активної потужності

$$\Delta P_{\Pi} = \left(\frac{I}{2}\right)^2 R = \frac{1}{4} I^2 R,$$

що визначає похибку відносно схеми з розподіленим навантаженням:

$$\Delta = \frac{1}{4} I^2 R - \frac{1}{3} I^2 R = -\frac{1}{12} I^2 R = -0,25 \Delta P.$$

Отже, застосування принципів формування симетричних П-подібних схем заміщення ЛЕП призводить до зниження на 25 % результатів розрахунку втрат активної потужності.

Аналіз отриманих результатів свідчить про те, що застосування П-подібних схем заміщення ЛЕП призводить до неточності результатів визначення втрат активної потужності меншою мірою, ніж у разі застосування Т-подібних схем заміщення. Це є однією з причин того, що у практиці моделювання режимів електричних систем найбільшого поширення набули саме симетричні П-подібні схеми заміщення ЛЕП. Водночас очевидно, що загальноприйняті симетричні П-подібні схеми заміщення ЛЕП не забезпечують абсолютно точного розрахунку режиму ЕМ під час передавання електричної енергії.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. Дайте визначення та наведіть приклади ЛЕП з рівномірно розподіленими параметрами.
2. Наведіть вирази для визначення розподілу струму, втрат активної потужності та напруги в ЛЕП з рівномірно розподіленими параметрами.
3. Порівняйте втрати потужності та падіння напруги в лініях з рівномірно розподіленим та зосередженим навантаженням.
4. Поясніть принципову неможливість еквівалентного заміщення ЛЕП з рівномірно розподіленим навантаженням лінією із зосередженим навантаженням.
5. Поясніть застосування саме П-подібних схем заміщення ЛЕП.
6. Поясніть природу похибки у моделюванні ЛЕП симетричними П-подібними схемами заміщення.

ЛІТЕРАТУРА: [8, С. 129–130]; [18, С. 150]; [29, С. 135–137]; [33, С. 111–113]; [40, С. 113–114]; [62, С. 192–194].

2.3.7 Розрахунок ustalених режимів розімкнених розгалужених електричних мереж

Для виконання розрахунку режиму напруги в розімкненій складнорозгалуженій ЕМ (рис. 2.23) вважатимемо, що пункт «0» розрахункової схеми є опорним за напругою.

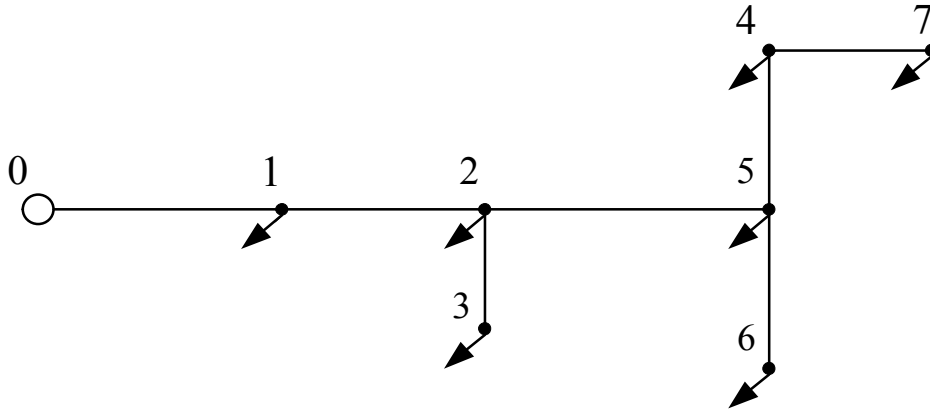


Рис. 2.23. Розрахункова схема розімкненої складнорозгалуженої ЕМ

Відповідно до загального закону збереження енергії сумарний потік потужності на довільній ділянці $i-j$ розрахункової схеми містить дві складові, обумовлені покриттям навантажень незалежних вузлів схеми та покриттям втрат потужності на передавання електричної енергії мережею:

$$\dot{S}_{ij} = \dot{S}'_{ij} + \dot{S}''_{ij},$$

де $\dot{S}'_{ij}$ – складова потоку потужності, обумовлена навантаженнями пунктів розрахункової схеми;

$\dot{S}''_{ij}$ – складова потоку потужності, обумовлена втратами.

Першу складову сумарного потоку потужності визначають навантаження пунктів, які отримують живлення від поточної ділянки схеми. Таку складову можна визначити за першим законом Кірхгофа, записаним у вигляді

$$\dot{S}'_{ij} = \sum_{k \geq j} \dot{S}_k,$$

де $\dot{S}_k$ – повна потужність навантаження у k -му пункті розрахункової схеми; запис $k \geq j$ під знаком суми означає, що підсумовування слід здійснювати за всіма пунктами схеми, розміщеними за j -м відносно опорного пункту, включаючи j -й пункт.

Другу складову потоку потужності на кожній ділянці схеми визначають сумою постійних втрат потужності у вітках поперечних провідностей та навантажувальних втрат у поздовжніх ділянках розрахункової схеми

$$\dot{S}_{ij}'' = \sum_{k \geq j} U_k^2 (g_k + jb_k) + \sum_{m, k \geq j} \frac{(P_{mk}^k)^2 + (Q_{mk}^k)^2}{U_k^2} (r_{mk} - jx_{mk}), \quad (2.30)$$

де U_k – модуль вектора напруги k -го пункту схеми; P_{mk}^k, Q_{mk}^k – потоки активної та реактивної потужності на кінці ділянки $m-k$; m – пункт мережі між j та k ; g_k, b_k – еквівалентні активна та реактивна поперечні провідності k -го пункту схеми відповідно; r_{mk}, x_{mk} – активний та реактивний поздовжні опори ділянки $m-k$; запис $k \geq j$ під першим знаком суми означає, що підсумовування слід здійснювати за всіма пунктами схеми, розміщеними за j -м відносно опорного пункту, включаючи еквівалентну поперечну провідність j -го пункту; запис $m, k \geq j$ під другим знаком суми означає, що підсумовування слід здійснювати за всіма ділянками, розміщеними за j -м пунктом розрахункової схеми відносно опорного пункту, включаючи ділянку $i-j$.

Аналіз виразу (2.30) підтверджує те, що визначення другої складової сумарного потоку потужності на кожній ділянці розрахункової схеми виконують на основі даних режиму напруги, який наразі є невідомим і може бути визначений лише на підставі даних про результуючий поточкорозподіл потужностей. Це вказує на неможливість застосування прямих методів розв'язання рівнянь усталеного режиму розімкненої ЕМ та підтверджує використання наближених ітераційних методів.

За умови аналізу усталеного режиму наближеними методами використовують підхід, який полягає в послідовному виконанні двох основних процедур.

Перша процедура полягає в послідовному перегляданні ділянок схеми, починаючи з найбільш віддалених від БП, та визначенні поточкорозподілу потужності на підставі рівнянь першого закону Кірхгофа.

Під час виконання другої процедури здійснюють прохід за схемою в напрямку від опорного за напругою пункту до найбільш віддалених вузлів. У результаті за законом Ома здійснюють розрахунок уточнених значень напруги в незалежних вузлах розрахункової схеми. Розглянуті процедури повторюють циклічно аж до досягнення потрібної інженерної точності.

Зазначимо, що вимоги інженерної точності зазвичай дозволяють визначати постійні втрати потужності у вітках поперечних провідностей розрахункової схеми наближено за номінальною напругою електричної системи і враховувати такі втрати у складі розрахункових навантажень пунктів. У цьому разі ітераційному уточненню підлягають режим напруги у пунктах розрахункової схеми та навантажувальні втрати потужності на її ділянках.

Виконання алгоритму дозволяє у процесі ітераційного розрахунку уточнити втрати потужності в ЕМ будь-якого ступеня складності та замкненості.

Подання навантаження споживачів фіксованими значеннями активної та реактивної потужностей приводить до нелінійної залежності струму навантаження від потоку потужності і спонукає до ітераційного розрахунку.

Процес розрахунку можна дещо спростити, якщо застосувати метод лінеаризації навантажень. Останній полягає в тому, що на кожній ітерації обчислювального процесу нелінійні джерела струму, які моделюють навантаження споживачів, умовно лінеаризують, подаючи їх фіксованими значеннями струмів навантажень. У результаті на кожному кроці обчислювального процесу виконують розрахунки за лінійною моделлю усталеного режиму електричної системи у струмовій формі, яка є простішою, ніж розрахунки у формі потужностей. Між тим зрозуміло, що лінеаризація навантажень не дозволяє уникнути ітераційного уточнення режиму напруги та втрат потужності.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. *Назвіть та охарактеризуйте складові потоку потужності на ділянках розімкненої схеми електричної системи.*
2. *Поясніть принципову неможливість застосовувати прямі методи розв'язання рівнянь усталених режимів нелінійних електричних систем.*
3. *Наведіть та охарактеризуйте основні етапи моделювання усталених режимів електричних систем, які експлуатують за розімкненою схемою.*
4. *Наведіть загальний алгоритм розрахунку усталеного режиму розімкненої ЕМ.*

ЛІТЕРАТУРА: [12, С. 137–143]; [18, С. 150–151]; [28, С. 20–22]; [29, С. 113–114]; [33, С. 109–113, 130–136]; [94, С. 25–29].

2.3.8 Наближений розрахунок усталеного режиму роботи розгалуженої розімкненої електричної мережі

Розімкнені ЕМ напругою до 110 кВ характеризуються невеликою протяжністю та незначними потоками потужності. До таких мереж можна застосовувати наближені метод розрахунку режимів роботи.

Методика наближеного розрахунку ґрунтується на умові: розрахунок втрат потужності в поздовжніх опорах схеми заміщення мережі виконується за номінальною напругою мережі та основним потокорозподілом, тобто не враховуються додаткові втрати потужності, зумовлені перетоком потужності, що компенсує втрати потужності по ділянках схеми мережі.

Розрахунок виконують за наявності конфігурації ЕМ, заданих електричних навантажень на шинах наявних класів напруг усіх підстанцій і джерел струму, параметрів елементів схеми заміщення мережі та рівня напруги у балансуєчому пункті схеми.

Розрахунок починають з визначення розрахункових значень навантажень усіх пунктів схеми і далі виконують його у послідовності, яку можна розглянути на прикладі принципової схеми мережі (рис. 2.24).

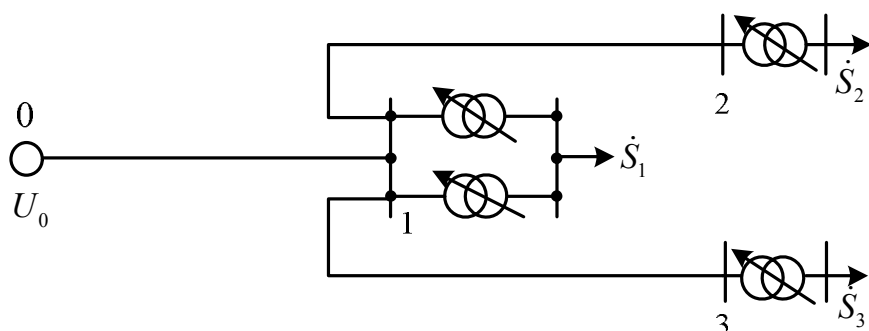


Рис. 2.24. Електрична принципова схема мережі

1. За розрахунковими навантаженнями пунктів визначають основний потокорозподіл у схемі мережі рис. 2.25.

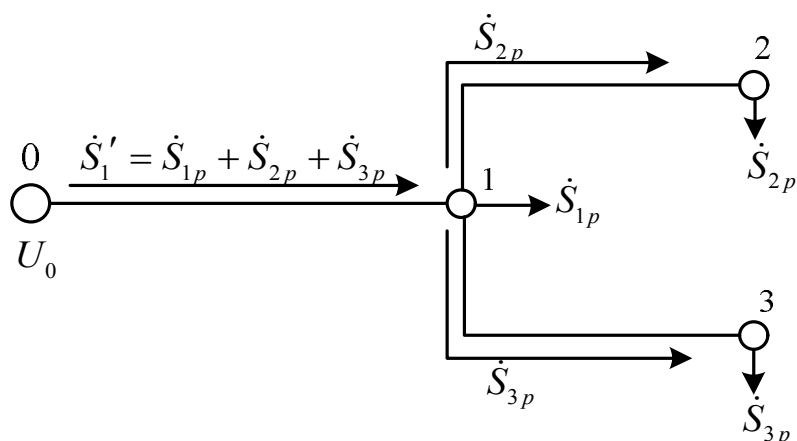


Рис. 2.25. Розрахункова схема мережі

2. За основним потокорозподілом і номінальною напругою мережі визначають втрати потужності у поздовжніх опорах схеми заміщення мережі (втрати потужності у поперечних провідностях пунктів не враховують). Розрахунок втрат активної потужності виконують, використовуючи вираз

$$\Delta P_{iz} = \frac{P_i^2 + Q_i^2}{U_H^2} (r_i - jx_i) \cdot$$

Наприклад, для ділянки мережі 1-2 втрати потужності можна записати так:

$$\Delta S_{12} = \frac{P_{2p}^2 + Q_{2p}^2}{U_H^2} (r_{12} - jx_{12}) \cdot$$

4. Накладають знайдені втрати потужності на основний потокорозподіл і отримують потужності початку й кінця ділянок мережі (рис. 2.26).

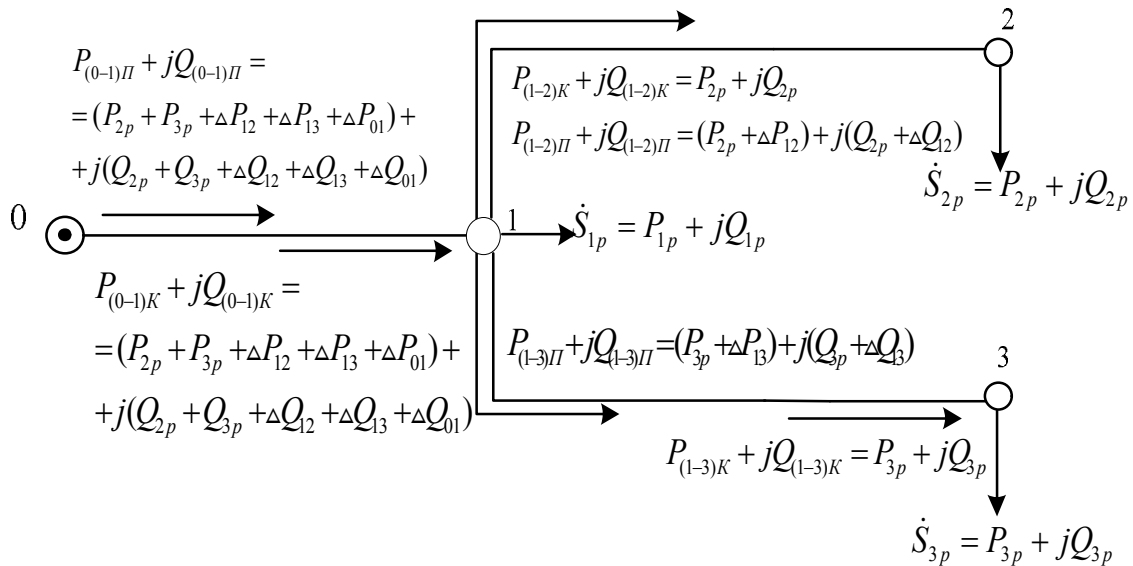


Рис. 2.26. Розрахункова схема мережі з результуючим потокорозподілом та втратами потужності

4. За отриманим результуючим потокорозподілом потужностей і заданим рівнем напруги U_0 в опорному пункті схеми визначають рівні напруг у решті пунктів схеми.

Наприклад, у пункті 1

$$\dot{U}_1 = U_0 - \frac{P_{01}r_{01} - Q_{01}x_{01}}{U_0} - j \frac{P_{01}x_{01} + Q_{01}r_{01}}{U_0}.$$

У протяжних, істотно завантажених районних мережах похибки розрахунку, зумовлені вказаним припущенням, досить суттєві. Вони можуть повністю спотворити картину режиму роботи мережі. У таких випадках потрібно ввести в розрахунок послідовні етапи уточнення втрат потужності в усіх елементах схеми заміщення мережі, виходячи з коригування рівнів напруги в пунктах, тобто для протяжних мереж потрібна організація ітераційного процесу розрахунку режиму.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. Наведіть та охарактеризуйте основні етапи наближеного розрахунку ustalених режимів електричних систем, які експлуатують за розімкненою схемою.

2. Наведіть основне припущення в наближеному розрахунку втрат потужності у поздовжніх опорах схеми заміщення розімкненої ЕМ.

ЛІТЕРАТУРА: [65, С. 19–22]; [41, С. 102–108].

2.3.9 Розрахунок усталеного режиму розімкненої мережі з кількома номінальними напругами

Для визначення напруг на шинах НН знижувальних підстанцій з трансформаторними зв'язками та на пунктах мережі, які підключені до них, розрахунок режиму розімкненої мережі треба доповнити ще одним етапом порівняно з розглянутим розрахунком режиму роботи розімкненої мережі. Кожний трансформаторний зв'язок у принциповій електричній схемі необхідно умовно замінити на дві послідовно включені ділянки в розрахунковій схемі: лінійну та трансформуючу. Лінійна характеризується параметрами схеми заміщення АТ, а трансформуюча – фіктивним ідеальним трансформатором, який відтворює коефіцієнт трансформації значень струму та напруги.

Розглянемо принципову однолінійну (рис. 2.27, а) і розрахункову (рис. 2.27, б) схеми проміжної знижувальної підстанції із двообмотковим трансформатором. Розрахункова схема містить ідеальний трансформатор, за допомогою якого враховують трансформацію напруги.

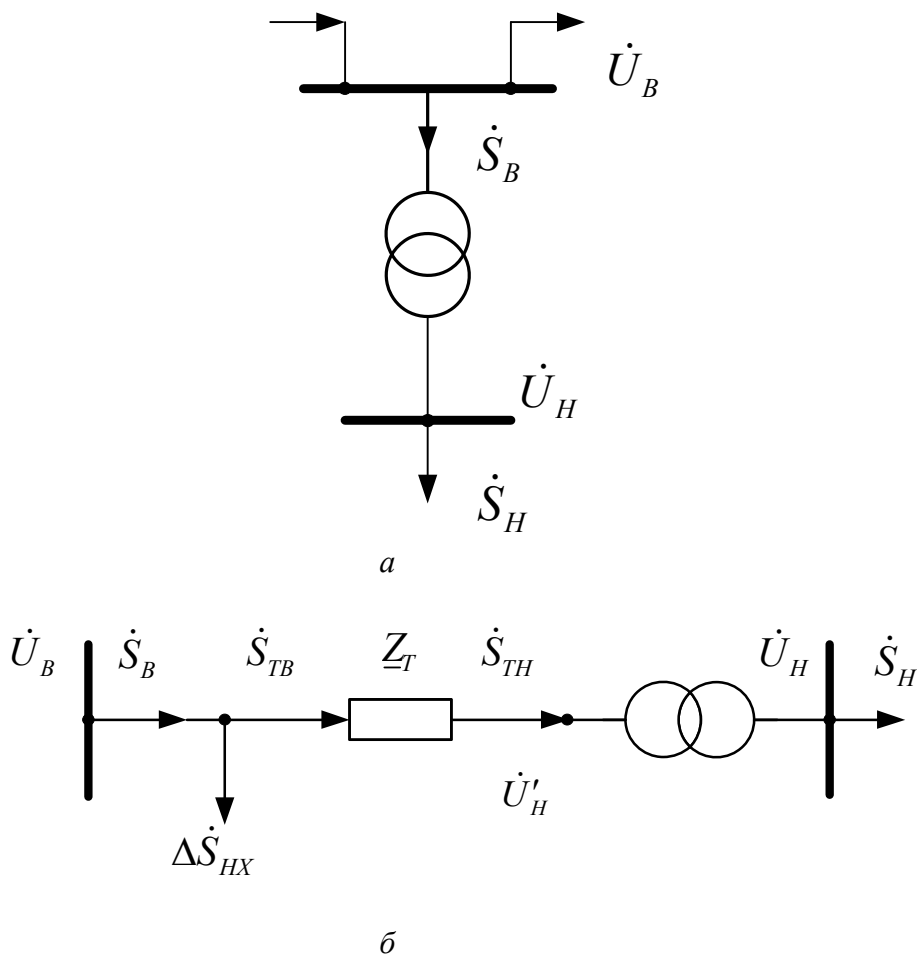


Рис. 2.27. Схеми знижувальної підстанції:
а – електрична принципова однолінійна схема;
б – розрахункова схема

Припустимо, що напруга U_B на шинах ВН підстанції відома з попереднього етапу розрахунку режиму ЕМ. Виконаємо розрахунок напруги U_H на шинах НН підстанції за заданої потужності навантаження підстанції $\dot{S}_H$ та заданого значення коефіцієнта трансформації трансформатора k_T .

Визначимо потужність на початку послідовної ланки схеми заміщення трансформатора (на стороні ВН) за виразом

$$\dot{S}_{TB} = \dot{S}_{TH} + \Delta \dot{S} = P_{TB} + jQ_{TB}, \quad (2.31)$$

де $\dot{S}_{TH} = \dot{S}_H$ – потужність обмотки НН (в разі переходу через ідеальний трансформатор потужність не змінюється);

$\Delta \dot{S}$ – втрати потужності в опорі $\underline{Z}_T$ трансформатора.

Потужність $\dot{S}_{TB}$ можна також визначити, віднявши від розрахункової потужності $\dot{S}_B$ на вході трансформатора втрати неробочого ходу $\Delta \dot{S}_{HX}$ трансформатора за виразом

$$\dot{S}_{TB} = \dot{S}_B - \Delta \dot{S}_{HX}. \quad (2.32)$$

Врахувавши втрату напруги в опорі $\underline{Z}_T$, визначимо відповідно до (2.12) та виразу

$$U_{iK} = \sqrt{(U_{iH} - \Delta U'_i)^2 + (\Delta U''_i)^2},$$

напругу зі сторони вторинної обмотки трансформатора, зведену до напруги первинної обмотки,

$$U'_H = \sqrt{(U_B - \Delta U'_T)^2 + (\Delta U''_T)^2}, \quad (2.33)$$

де

$$\Delta U'_T = \frac{P_{TB} r_T - Q_{TB} x_T}{U_B}; \quad \Delta U''_T = \frac{P_{TB} x_T + Q_{TB} r_T}{U_B}. \quad (2.34)$$

Вираз для визначення дійсної напруги на шинах НН підстанції можна записати як

$$U_H = \frac{U'_H}{k_T}. \quad (2.35)$$

Для підстанції з триобмотковими трансформаторами спочатку, відповідно до схеми заміщення триобмоткового трансформатора за заданих навантажень $\dot{S}_C$ та $\dot{S}_H$, визначають розподіл потужностей в обмотках, після чого розраховують напругу в нейтральній точці схеми заміщення трансформатора і

зведені напруги U'_C та U'_H на шинах СН та НН за формулами, аналогічними (2.33), (2.34). Дійсні напруги на шинах СН і НН, відповідно, дорівнюють

$$U_C = \frac{U'_C}{k_{T(BC)}}, \quad U_H = \frac{U'_H}{k_{T(BH)}}, \quad (2.36)$$

де $k_{T(BC)}$, $k_{T(BH)}$ – коефіцієнти трансформації між відповідними обмотками трансформатора.

Виконаємо розрахунок режиму розімкненої розподільної мережі з двома номінальними напругами, яка показано на рис. 2.28, а. Розрахункову схему цієї мережі з ідеальним трансформатором, який враховує трансформацію напруги, зображено на рис. 2.28, б.

Розглянемо два способи розрахунку поданої мережі.

Для першого способу за заданої напруги в центрі живлення розрахунок виконують у два етапи, аналогічно тому, як у розрахунку мережі однієї номінальної напруги.

На першому етапі розрахунку визначають поточкорозподіл у схемі, при цьому втрати потужності в окремих елементах розраховують із припущенням, що напруги в усіх точках мережі дорівнюють номінальній напрузі (потоки потужності позначено на схемі заміщення).

На другому етапі розраховують напругу U_B в кінці лінії Л1 і зведену напругу U'_C на виводах вторинної обмотки трансформатора. Дійсну напругу на виводах цієї обмотки за заданого значення k_T визначають як

$$U_C = \frac{U'_C}{k_T}, \quad (2.37)$$

після чого обчислюють напругу в кінці лінії Л2:

$$U_D = U_C - \frac{P_2 r_2 - Q_2 x_2}{U_C}. \quad (2.38)$$

Другий спосіб розрахунку передбачає зведення параметрів схеми до однієї базової напруги. Якщо, наприклад, звести опір лінії $\underline{Z}_2$ до номінальної напруги первинної обмотки трансформатора, то ідеальний трансформатор зі схеми заміщення можна вилучити (рис. 2.28, в). Зведений опір лінії Л2 визначають за формулою

$$\underline{Z}'_2 = \underline{Z}_2 k_T^2. \quad (2.39)$$

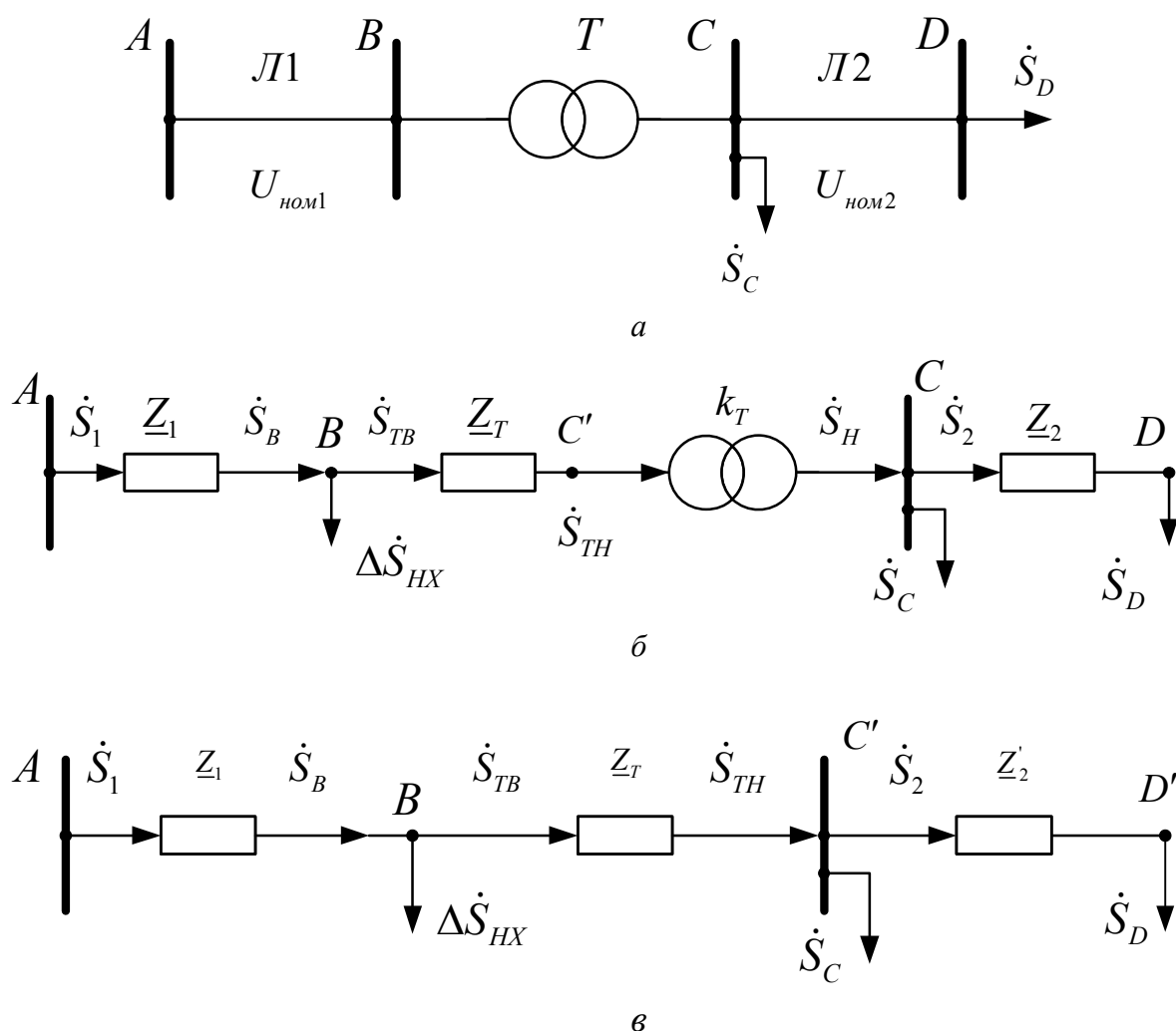


Рис. 2.28. Розімкнена мережа з двома номінальними напругами:

a – електрична принципова однолінійна схема мережі;

б, в – розрахункові схеми

Розрахунок режиму виконують так само, як для мережі однієї номінальної напруги. Визначені в результаті розрахунку напруги U'_C та U'_D будуть зведені до напруги первинної обмотки трансформатора. Дійсні напруги у точках *C* та *D* схеми (рис. 2.28, *a*)

$$U_C = \frac{U'_C}{k_T}, \quad U_D = \frac{U'_D}{k_T}. \quad (2.40)$$

Аналогічно враховують трансформацію напруг у схемах із триобмотковими трансформаторами.

Якщо напругу задано в кінці або в одному із проміжних вузлів мережі, то розрахунок зводиться до послідовного визначення потоків потужності й напруг у вузлових точках схеми одним з розглянутих вище способів, які фактично є рівноцінними. Під час розрахунку ustalених режимів ЕМ використовують переважно перший спосіб.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. *Наведіть та охарактеризуйте основні етапи розрахунку режиму розімкненої мережі з кількома номінальними напругами.*
2. *Яким чином визначають напругу зі сторони вторинної обмотки трансформатора, зведену до напруги первинної обмотки?*
3. *Охарактеризуйте поняття ідеального трансформатора. Поясніть необхідність його введення в розрахункову схему.*
4. *Наведіть та охарактеризуйте способи розрахунку режиму розімкненої мережі з кількома номінальними напругами.*

ЛІТЕРАТУРА: [41, С. 102–108]; [27, С. 122–127].

2.4 Розрахунок ustalених режимів роботи замкнених електричних мереж

Високовольтні електричні мережі мають переважно складнозамкнену конфігурацію. Вони містять велику кількість джерел з різними рівнями напруги. При цьому замкнені мережі мають такі *переваги* перед розімкненими:

1. Вищий рівень надійності електропостачання споживачів.
2. Більш економічна робота мережі під час передавання електричної енергії.
3. Менші втрати потужності та енергії. Найбільшою мірою ця перевага виявляється у замкнених однорідних ЕМ.
4. Більша гнучкість під час експлуатації, оскільки замкнені мережі легко сприймають збурення і коливання навантажень споживачів.
5. Широкі можливості для проведення профілактичних, ремонтних і техніко-організаційних заходів у мережі без вимикання споживачів.

До *недоліків* замкнених мереж можна віднести:

1. Значні капітальні вкладення і великі наступні експлуатаційні витрати на спорудження та експлуатацію резервних зв'язків, що формують замкнену мережу.
2. Перевантаження перетинів за умовами можливих післяаварійних режимів роботи мережі.
3. Ускладнення умов роботи релейного захисту.
4. Ускладнення розрахунків ustalених режимів роботи замкнених мереж і розрахунків щодо вибору оптимальних режимів роботи системи.

Розрізняють такі види замкнених мереж.

1. Прості замкнені (наприклад кільцеві (рис. 2.29), лінії із двостороннім живленням (рис. 2.30)).
2. Складнозамкнені (характеризуються наявністю великої кількості вузлів і віток (рис. 2.31)).

Під *вузлом* розуміють точку мережі, в якій сходиться не менше ніж три лінії, що належать щонайменше двом незалежним контурам, а під *віткою* – лінію, що об'єднує два вузли між собою або вузлом мережі із БП схеми.

Виходячи з цих визначень, схема, зображена на рис. 2.31, містить два вузли (без урахування БП) і п'ять віток.

У сучасних міських ЕМ використано петльові схеми, що містять перемички (рис. 2.32). Останні вмикають у роботу за наявності аварійної ситуації в мережі, що загрожує відключенням частини споживачів. Тому петльові схеми з нормально розімкненими перемичками можна розглядати як окремий випадок замкнених мереж.

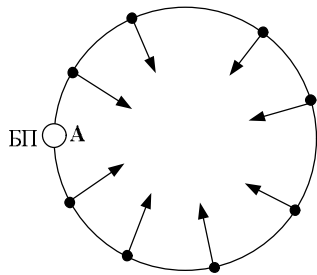


Рис. 2.29. Кільцева мережа

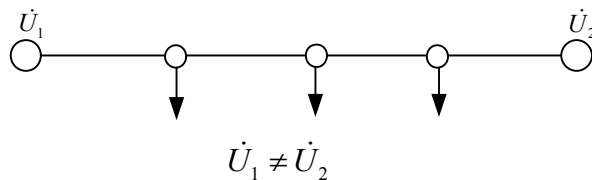


Рис. 2.30. Мережа із двостороннім живленням

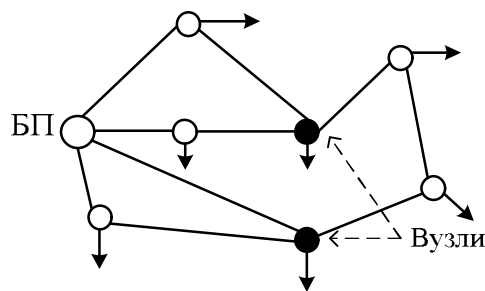


Рис. 2.31. Складнозамкнена багатоконтурна мережа

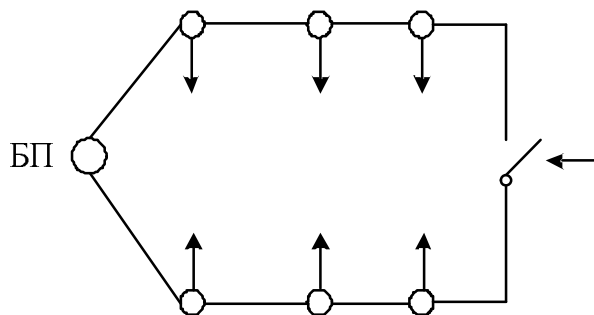


Рис. 2.32. Петльова мережа

2.4.1 Розрахунок ustalених режимів роботи замкнених кільцевих мереж

Лінія з двостороннім живленням є найпростішим видом замкненої ЕМ. Електрична енергія передається споживачам із двох сторін по радіальній лінії від двох ДЖ, як показано на рис. 2.30, або від одного ДЖ за кільцевою схемою, поданою на рис. 2.29.

Розглянемо розрахункову схему (рис. 2.33) кільцевої мережі (рис. 2.29), яка розімкнена в центрі живлення БП (точка A , рис. 2.33).

Заданими параметрами будемо вважати напругу $\dot{U}_A$ та розрахункові навантаження $\dot{S}_1$ і $\dot{S}_2$, причому

$$\dot{U}_A = \dot{U}_A'.$$

На першому етапі розрахунку визначимо розподіл потужностей у мережі. У першому наближенні напруги в усіх пунктах мережі беремо рівними номінальному значенню (рис. 2.33, a):

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_2 = \dot{U}_A = \dot{U}_A' = \dot{U}_{ном}.$$

Струми, що протікають на окремих ділянках схеми, виразимо формулою

$$\dot{I}_k = \frac{\dot{S}_k}{\sqrt{3}\hat{U}_{ном}},$$

де $\dot{S}_k$ – повна комплексна потужність k -ї ділянки.

Задавшись напрямком потужностей відповідно до рис. 2.33, запишемо рівняння за другим законом Кірхгофа для замкненого контура $A-A'$:

$$\frac{\dot{S}_A}{\sqrt{3}\hat{U}_{ном}}\underline{Z}_1 + \frac{\dot{S}_{12}}{\sqrt{3}\hat{U}_{ном}}\underline{Z}_2 - \frac{\dot{S}_A'}{\sqrt{3}\hat{U}_{ном}}\underline{Z}_3 = 0. \quad (2.41)$$

Після скорочення членів рівняння на $\sqrt{3}\hat{U}_{ном}$ отримаємо

$$\dot{S}_A\underline{Z}_1 + \dot{S}_{12}\underline{Z}_2 - \dot{S}_A'\underline{Z}_3 = 0. \quad (2.42)$$

Виразимо потужності $\dot{S}_{12}$, $\dot{S}_A'$ через потужність $\dot{S}_A$ і задані розрахункові навантаження $\dot{S}_1$ та $\dot{S}_2$:

$$\dot{S}_{12} = \dot{S}_A - \dot{S}_1, \quad \dot{S}_A' = \dot{S}_2 - \dot{S}_{12} = \dot{S}_1 + \dot{S}_2 - \dot{S}_A. \quad (2.43)$$

Підставивши вирази потужностей (2.43) у рівняння (2.42), після перетворення отримаємо

$$\dot{S}_A(\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_3) - \dot{S}_1(\underline{Z}_2 + \underline{Z}_3) - \dot{S}_2\underline{Z}_3 = 0, \quad (2.44)$$

звідки

$$\dot{S}_A = \frac{\dot{S}_1(\underline{Z}_2 + \underline{Z}_3) + \dot{S}_2\underline{Z}_3}{\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_3}. \quad (2.45)$$

Аналогічно можна отримати

$$\dot{S}'_A = \frac{\dot{S}_1 \underline{Z}_1 + \dot{S}_2 (\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2)}{\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \underline{Z}_3}. \quad (2.46)$$

У загальному випадку для n навантажень мережі потужності на головних ділянках кільцевої схеми визначають за «правилом моментів»:

$$\dot{S}'_A = \frac{\sum_{i=1}^n \dot{S}_i \underline{Z}_{iA'}}{\underline{Z}_{AA'}}, \quad (2.47)$$

$$\dot{S}'_A = \frac{\sum_{i=1}^n \dot{S}_i \underline{Z}_{iA}}{\underline{Z}_{AA'}}, \quad (2.48)$$

де $\dot{S}_i$ – розрахункове навантаження i -го вузла; $\underline{Z}_{iA}$, $\underline{Z}_{iA'}$ – комплексні опори ліній на ділянках від i -го вузла до відповідних центрів живлення; $\underline{Z}_{AA'}$ – сумарний комплексний опір лінії.

Потужності на інших ділянках розраховують за балансом потужностей. Оскільки втрати потужності в лініях не враховано, то визначений потокорозподіл буде наближеним, при цьому для мережі в цілому має виконуватися баланс потужностей:

$$\dot{S}_A + \dot{S}'_A = \dot{S}_1 + \dot{S}_2. \quad (2.49)$$

Припустимо, що розраховані значення потужностей відповідають заданим на схемі рис. 2.33, *а* напрямкам. Точка 2, потужність навантаження в якій покривається із двох сторін, називають точкою потокорозділу потужностей. На рис. 2.33, *а* цю точку позначено темним трикутником. Може виявитись, що точки поділу активних і реактивних потужностей не збігаються. Наприклад, на рис. 2.33, *б* точка 2 є точкою поділу активних, а точка 1 – реактивних потужностей.

На другому етапі розрахунку мережу умовно розмикають у точці поділу потужностей так, як це показано на рис. 2.33, *в*, і переходять до розрахунку режиму її окремих частин, який виконують так само, як для розімкнених мереж за даними на початку. При цьому для районних мереж потокорозподіл, визначений на першому етапі розрахунку, уточнюють із врахуванням втрат потужності в лініях, після чого розраховують напруги у вузлових точках мережі, а для місцевих мереж розрахунок напруги виконують наближено без врахування втрат потужності в лініях.

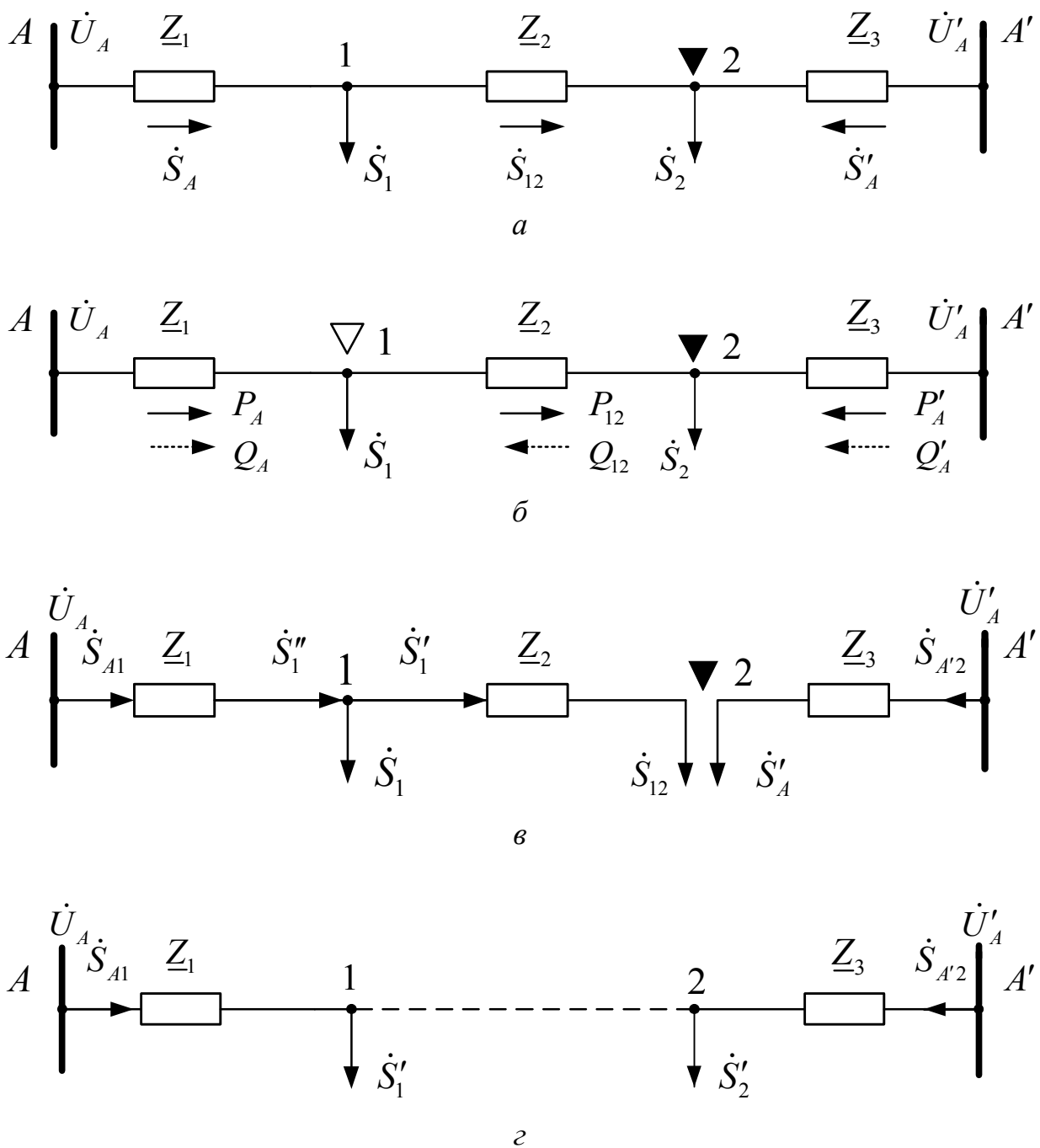


Рис. 2.33. Розрахункові схеми кільцевої ЕМ: а – наближений розподіл потужностей; б – випадок незбіжності точок поділу активних і реактивних потужностей; в – схема для розрахунку потокорозподілу із врахуванням втрат потужності; г – розрахункова схема у випадку незбіжності точок поділу потужностей

У разі незбіжності точок поділу потужностей (рис. 2.33, г) розрахункові потужності $\dot{S}'_1$ та $\dot{S}'_2$ визначають із врахуванням втрат потужності на ділянці 1-2:

$$\dot{S}'_1 = P_A + jQ_A + \Delta P_{12}, \quad \dot{S}'_2 = P'_A + jQ'_A + j\Delta Q_{12}, \quad (2.50)$$

де

$$\Delta P_{12} = \frac{P_{12}^2 + Q_{12}^2}{U_{ном}^2} r_2; \quad \Delta Q_{12} = \frac{P_{12}^2 + Q_{12}^2}{U_{ном}^2} x_2.$$

Далі розрахунок виконують аналогічно, як для мережі з однією точкою поділу потужностей.

Для однорідних мереж з однаковим співвідношенням між активними та реактивними опорами на всіх ділянках

$$\frac{x_i}{r_i} = \frac{x}{r} = const, \quad i = 1, 2, \dots, n, \quad (2.51)$$

визначення потужності $\dot{S}_A$ зводиться до такого виразу:

$$\dot{S}_A = \frac{\sum_{i=1}^n (P_i + jQ_i) (1 - j \frac{x_{iA'}}{r_{iA'}}) r_{iA'}}{(1 - j \frac{x_{AA'}}{r_{AA'}}) r_{AA'}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i r_{iA'}}{r_{AA'}} + j \frac{\sum_{i=1}^n Q_i r_{iA'}}{r_{AA'}}. \quad (2.52)$$

Аналогічно визначають потужність $\dot{S}_A$.

Зауваження

Необхідно враховувати, що однаковість перерізів проводів не дає права вважати мережу однорідною. Мережа, в якій одну ділянку виконано кабелем, а другу – ПЛЕП, за однакових значень перерізів жил і проводів не буде однорідною, оскільки має різні співвідношення реактивних погонних опорів. Неоднорідною буде і ПЛЕП з однаковим перерізом проводів, але з різною середньгеометричною відстанню між проводами на окремих ділянках. Мережу можна штучно звести до однорідної послідовним включенням у фази конденсаторів на окремих ділянках так, щоб відношення реактивного та активного опорів було однаковим на всіх ділянках.

Таким чином, під час розрахунку однорідних мереж розподіл активних і реактивних потужностей можна визначати незалежно один від одного. В однорідних кільцевих мережах, усі ділянки яких виконано проводом однакового поперечного перерізу за однакової середньгеометричної відстані між фазами, потекорозподіл згідно з (2.47) та (2.48) можна визначити через відповідні довжини ділянок:

$$\dot{S}_A = \frac{\sum_{i=1}^n \dot{S}_i l_{iA'}}{l_{AA'}}, \quad (2.53)$$

$$\dot{S}'_A = \frac{\sum_{i=1}^n \dot{S}_i l_{iA}}{l_{AA'}}. \quad (2.54)$$

Розрахунок режимів кільцевих мереж виконують методом послідовних наближень. Практично обмежуються однією ітерацією, при цьому досягають необхідної точності розрахунку.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. Дайте визначення та наведіть приклади кільцевих мереж.
2. Наведіть послідовність розрахунку усталеного режиму кільцевих мереж.
3. Дайте визначення однорідних мереж.
4. Наведіть послідовність розрахунку усталеного режиму однорідних кільцевих мереж.

ЛІТЕРАТУРА: [29, С. 122–127]; [95, С. 184–188]; [96, С. 169–174].

2.4.2 Розрахунок усталеного режиму роботи мережі із двостороннім живленням

Розглянемо мережу, яка отримує живлення від двох підстанцій I та II з неоднаковими значеннями напруги на шинах одного класу напруги $\dot{U}_I \neq \dot{U}_{II}$. Виконаємо розрахунок режиму роботи відповідно до розрахункової схеми (рис. 2.34), в якій електричні навантаження в пунктах подані фіксованими значеннями струмів.

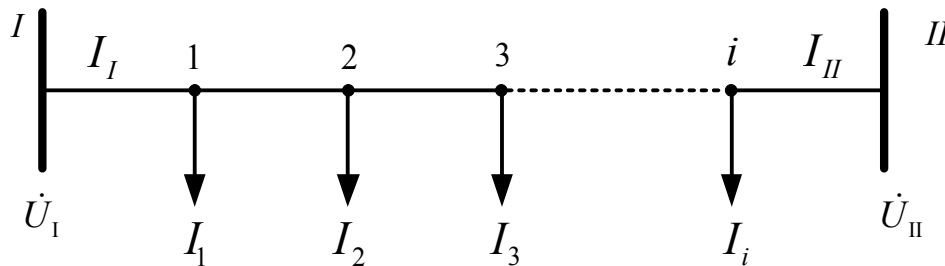


Рис. 2.34. Розрахункова схема лінії із двостороннім живленням з навантаженнями заданими струмами й $\dot{U}_I \neq \dot{U}_{II}$

Припустимо, що струм головної ділянки з боку першого ДЖ відомий заздалегідь. Тоді за першим законом Кірхгофа можна визначити струморозподіл за всіма ділянками розрахункової схеми:

$$\begin{aligned}
 \dot{I}_{12} &= \dot{I}_I - \dot{I}_1; \\
 \dot{I}_{23} &= \dot{I}_{12} - \dot{I}_2 = \dot{I}_I - \dot{I}_1 - \dot{I}_2; \\
 &\dots \\
 \dot{I}_{iII} &= \dot{I}_I - \dot{I}_1 - \dot{I}_2 - \dots - \dot{I}_i,
 \end{aligned}
 \tag{2.55}$$

де $\dot{I}_I$ – струм головної ділянки з боку ДЖ I;

$\dot{I}_1, \dot{I}_2, \dots, \dot{I}_i$ – струми навантажень у пунктах розрахункової схеми;

i – загальна кількість пунктів навантаження у складі розрахункової схеми.

Запишемо рівняння закону Ома для розрахункової схеми:

$$\begin{aligned}
\dot{U}_{II} &= \dot{U}_I - \Delta\dot{U}_{II} - \Delta\dot{U}_{12} - \Delta\dot{U}_{23} - \dots - \Delta\dot{U}_{iII} = \\
&= \dot{U}_I - \dot{I}_I \underline{z}_{I1} - (\dot{I}_I - \dot{I}_1) \underline{z}_{12} - (\dot{I}_I - \dot{I}_1 - \dot{I}_2) \underline{z}_{23} - \\
&\quad - \dots - (\dot{I}_I - \dot{I}_1 - \dot{I}_2 - \dots - \dot{I}_i) \underline{z}_{iII},
\end{aligned} \tag{2.56}$$

де $\dot{U}_I$, $\dot{U}_{II}$ – вектори напруги на початку та у кінці лінії із двостороннім живленням відповідно;

$\underline{z}_{I1}$, $\underline{z}_{12}$, ... – опори ділянок розрахункової схеми.

Вираз (2.56) по суті є рівнянням другого закону Кірхгофа для замкненого контура, утвореного лінією із двостороннім живленням. Після елементарних перетворень вираз (2.56) набуває вигляду

$$\dot{U}_I - \dot{U}_{II} = \dot{I}_I \underline{z}_{I-II} - \sum_{i=1}^n \dot{I}_i \underline{z}_{iII}, \tag{2.57}$$

де $\underline{z}_{I-II}$ – сума опорів всіх ділянок розрахункової схеми між джерелами живлення;

$\underline{z}_{iII}$ – сума опорів всіх ділянок схеми між i -м пунктом та ДЖ II.

Із виразу (2.57) можна визначити струм головної ділянки:

$$\dot{I}_I = \frac{\dot{U}_I - \dot{U}_{II}}{\underline{z}_{I-II}} + \frac{\sum \dot{I}_i \underline{z}_{iII}}{\underline{z}_{I-II}} = \dot{I}'_I + \dot{I}''_I. \tag{2.58}$$

Аналіз виразу (2.58) свідчить про те, що струм головної ділянки містить дві складові. Складова $\dot{I}'_I = \frac{\dot{U}_I - \dot{U}_{II}}{\underline{z}_{I-II}}$ являє собою зрівнювальний струм, обумовлений розбіжністю векторів напруги на шинах ДЖ. Складова $\dot{I}''_I = \frac{\sum \dot{I}_i \underline{z}_{iII}}{\underline{z}_{I-II}}$ обумовлена впливом навантажень усіх пунктів мережі та має назву навантажувального струму.

Аналогічно можна визначити струм протилежної головної ділянки електропередачі:

$$\dot{I}_{II} = \frac{\dot{U}_{II} - \dot{U}_I}{\underline{z}_{I-II}} + \frac{\sum \dot{I}_i \underline{z}_{iI}}{\underline{z}_{I-II}},$$

де $\underline{z}_{iI}$ – сума опорів всіх ділянок схеми між ДЖ I та i -м пунктом мережі.

Очевидно, що сума струмів головних ділянок дорівнює сумі струмів навантажень усіх пунктів розрахункової схеми:

$$\dot{I}_I + \dot{I}_{II} = \sum \dot{I}_i.$$

Якщо в лінії із двостороннім живленням вектори напруги на шинах ДЖ збігаються між собою за модулем і за фазою, вираз (2.58) не містить складової зрівнювального струму:

$$\dot{I}_1 = \frac{\sum \dot{I}_i \underline{z}_{i\Pi}}{\underline{z}_{I-\Pi}}.$$

Така ситуація спостерігається під час розрахунку ustalених режимів електричних систем з кільцевими мережами.

Аналогічно можна виконати розрахунок режиму мережі із двостороннім живленням у разі подання навантажень пунктів схеми розрахунковими потужностями, як подано на рис. 2.35.

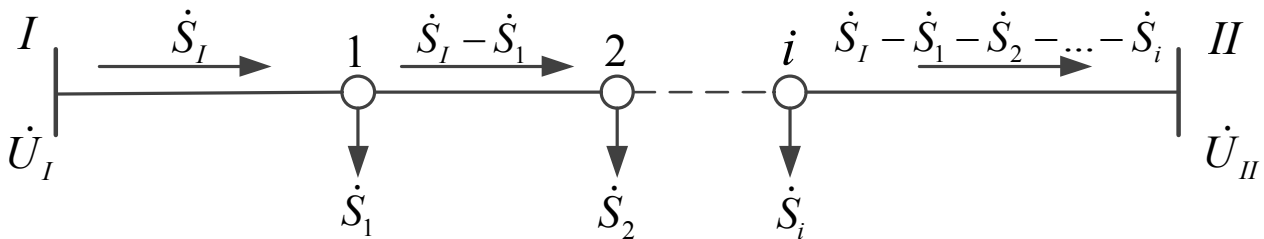


Рис. 2.35. Розрахункова схема мережі із двостороннім живленням із навантаженнями заданими потужностями за $\dot{U}_I \neq \dot{U}_{II}$

Оскільки рівні напруги у пунктах ЕМ у нормальних робочих режимах різняться від номінального значення напруги не більше, ніж на $\pm 10\%$, із достатньою інженерною точністю можна визначати розрахункову потужність навантаження кожного пункту схеми і зрівняльну потужність за номінальною напругою ЕМ.

У цьому разі потік потужності на головній ділянці з боку ДЖ визначають за виразами

$$\begin{aligned} \dot{S}_I &= \frac{\dot{U}_I - \dot{U}_{II}}{\underline{z}_{I-\Pi}} U_n + \frac{\sum \dot{S}_i \underline{z}_{i\Pi}}{\underline{z}_{I-\Pi}}; \\ \dot{S}_{II} &= \frac{\dot{U}_{II} - \dot{U}_I}{\underline{z}_{I-\Pi}} U_n + \frac{\sum \dot{S}_i \underline{z}_{iI}}{\underline{z}_{I-\Pi}}, \end{aligned} \quad (2.59)$$

де $\dot{S}_i$ – розрахункова потужність навантаження i -го пункту схеми;

U_n – номінальна напруга електричної системи.

Після визначення потоків потужностей $\dot{S}_I$ та $\dot{S}_{II}$, що протікають головними ділянками лінії, за допомогою першого закону Кірхгофа виконують розрахунок потоків потужностей на інших ділянках лінії із двостороннім живленням.

Аналогічно поданню навантаження у струмовій формі потік потужності містить дві складові, обумовлені розбіжністю векторів напруги ДЖ та

навантаженнями проміжних пунктів. Для лінії із двостороннім живленням, в якій напруги на шинах ДЖ збігаються, зрівняльна потужність дорівнює нулю, а потоки потужності головних ділянок визначають за виразами

$$\begin{aligned}\dot{S}_I &= \frac{\sum \dot{S}_i z_{iII}}{z_{I-II}}, \\ \dot{S}_{II} &= \frac{\sum \dot{S}_i z_{iI}}{z_{I-II}}.\end{aligned}\quad (2.60)$$

Правильність виконаних розрахунків перевіряють, контролюючи дотримання закону збереження енергії за співвідношенням

$$\dot{S}_I + \dot{S}_{II} = \sum \dot{S}_i.$$

Потокорозподіл потужностей інших ділянок схеми визначають за виразами першого закону Кірхгофа:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{12} &= \dot{S}_I - \dot{S}_1; \\ \dot{S}_{23} &= \dot{S}_I - \dot{S}_1 - \dot{S}_2; \\ &\dots \\ \dot{S}_{in} &= \dot{S}_I - \dot{S}_1 - \dot{S}_2 - \dots - \dot{S}_n.\end{aligned}\quad (2.61)$$

Для мережі, виконаної проводами однакового перерізу, коли напруги на шинах ДЖ збігаються, розрахунок розподілу потоків потужностей на ділянках схеми виконують за довжинами ділянок. У такому разі з (2.60) випливає, що

$$\dot{S}_I = \frac{1}{z_0 l_c} \sum_{i=1}^{i=M} \dot{S}_i z_0 l_{i,II} = \frac{1}{l_c} \sum_{i=1}^{i=M} \dot{S}_i l_{i,II}; \quad (2.62)$$

$$\dot{S}_{II} = \frac{1}{z_0 l_c} \sum_{i=1}^{i=M} \dot{S}_i z_0 l_{i,I} = \frac{1}{l_c} \sum_{i=1}^{i=M} \dot{S}_i l_{i,I}, \quad (2.63)$$

де l_c – сумарна довжина ділянок, що поєднують два ДЖ, км;

$l_{i,II}$ – довжина частини лінії, частини лінії із двостороннім живленням, розміщеної між розглядуваним i -м пунктом і ДЖ II, км;

$l_{i,I}$ – те саме, але між розглядуваним i -м пунктом і ДЖ I, км;

$z_0 = r_0 + jx_0$ – повний погонний опір мережі, Ом/км.

Розглянутий підхід до визначення потокорозподілу потужностей по ділянках лінії із двостороннім живленням не враховує втрат потужності від протікання навантажувальних струмів та обумовлює похибку розрахунку. Це допустимо тільки в оціночних розрахунках, які не вимагають високої точності.

Під час аналізу усталених режимів мереж із двостороннім живленням, так само, як і для кільцевих мереж, у складі розрахункової схеми треба виділити

вузол, до якого стікаються потоки потужностей від обох ДЖ (рис. 2.36), тобто точки поточкорозділу (чорний трикутник на рис. 2.36).

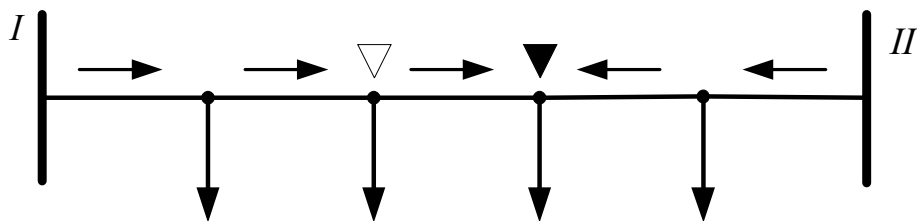


Рис. 2.36. Точки поточкорозділу активної та реактивної потужностей мережі із двостороннім живленням

Із виразів (2.59) та (2.61) випливає, що положення точки поточкорозділу у складі розрахункової схеми визначається різницею напруг на шинах ДЖ та пунктах розрахункової схеми з навантаженнями. Це означає, що зміна режимів ДЖ та споживання електричної енергії може призводити до зміни положення точки поточкорозділу в розрахунковій схемі ЕМ. Не виключені й випадки, коли точки поточкорозділу за активною та реактивною потужностями не збігаються. Затемнений трикутник на рис. 2.36 вказує на точку поточкорозділу за реактивною потужністю, а незатемнений за активною потужністю. Зазначимо, що поняття точки поточкорозділу стосується будь-яких замкнених ЕМ.

Точки поточкорозділу є електрично найбільш віддаленими від ДЖ з найнижчою напругою на своїх шинах. Очевидно, що у разі, коли режим напруги в точках поточкорозділу задовольняє вимоги якості електричної енергії за напругою, у всіх інших пунктах розрахункової схеми режим напруги гарантовано допустимий.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. Дайте визначення та наведіть приклади ліній із двостороннім живленням.
2. Наведіть послідовність моделювання усталеного режиму ліній із двостороннім живленням.
3. Поясніть наявність зрівнювального струму у виразі для визначення струму головної ділянки.
4. Дайте визначення точок струморозділу та поточкорозділу.
5. Поясніть можливість незбіжності точок поточкорозділу за активною та реактивною потужностями.
6. Поясніть положення про те, що точки поточкорозділу є електрично найвіддаленішими від ДЖ ліній із двостороннім живленням.

ЛІТЕРАТУРА: [18, С. 169–170]; [41, С. 123–134]; [27, С. 122–127]; [96, С. 179–181].

2.4.3 Розрахунок режиму роботи лінії електропередавання із двостороннім живленням за методом «у два етапи»

Розглянутий підхід до визначення потокорозподілу потужностей на ділянках лінії із двостороннім живленням не враховує втрат потужності від протікання струмів навантаження. Такий потокорозподіл вважають основним. Це допустимо тільки у приблизних розрахунках, які не вимагають високої точності.

Для визначення дійсного потокорозподілу потужностей необхідно визначити потокорозподіл від втрат потужності та сумістити (скласти) його з основним потокорозподілом.

Зміст методу полягає у послідовному виконанні розрахунків за такою схемою.

На *першому* етапі визначають основний потокорозподіл потужностей за ділянками розрахункової схеми від заданих розрахункових навантажень, нехтуючи втратами потужностей на передавання електричної енергії по ЕМ.

Другий етап розрахунків полягає в обчисленні втрат потужностей на ділянках розрахункової схеми та визначенні потокорозподілу потужностей від втрат. Для цього втрати потужності на окремих ділянках схеми умовно подають у вигляді додаткових фіктивних навантажень, поділивши навпіл та рознісши у пункти, які обмежують кожну ділянку відповідно до принципів формування симетричних П-подібних схем заміщення ЛЕП ЕМ. Така операція дозволяє визначити потокорозподіл від втрат потужностей за тими самими алгоритмами, що й основний потокорозподіл потужностей.

Накладання потокорозподілу від втрат на основний потокорозподіл дозволяє визначити результуючий потокорозподіл потужностей та за законом Ома розрахувати режим напруги.

Зауваження

Втрати потужності на ділянках розрахункової схеми визначають режимом напруги у мережі, який на початку розрахунків є невідомим. Ця обставина вимагає організації циклічних ітераційних розрахунків на другому етапі методу.

Розглянемо застосування методу «у два етапи» для розрахунку усталеного режиму ЛЕП із двостороннім живленням. У загальному випадку алгоритм розрахунків складається з послідовного виконання таких процедур.

1. За виразами

$$\dot{S}_{II} = \frac{\dot{U}_I - \dot{U}_{II}}{Z_{I-II}} U_{II} + \frac{\sum \dot{S}_i Z_{i-II}}{Z_{I-II}};$$
$$\dot{S}_{IIi} = \frac{\dot{U}_{II} - \dot{U}_I}{Z_{I-II}} U_{II} + \frac{\sum \dot{S}_i Z_{i-II}}{Z_{I-II}},$$

визначають потік потужності на головних ділянках лінії із двостороннім живленням.

2. За першим законом Кірхгофа визначають основний потокорозподіл потужностей на ділянках розрахункової схеми.

3. Умовно припускають, що напруга в усіх вузлах розрахункової схеми однакова і дорівнює номінальному значенню.

4. За поточним режимом напруги визначають втрати потужності на ділянках розрахункової схеми:

$$\Delta \dot{S}_{ij} = \frac{2(P_{ij}^2 + Q_{ij}^2)}{U_i^2 + U_j^2} (r_{ij} - jx_{ij}), \quad (2.64)$$

де $U_{ij} = \sqrt{0,5(U_i^2 + U_j^2)}$ – середньоквадратична напруга на ділянці $i-j$.

5. Втрати потужності на ділянках розрахункової схеми подають у вигляді додаткових фіктивних навантажень.

Згідно із принципами формування симетричної П-подібної схеми заміщення ділянок мережі додаткові фіктивні навантаження в i -му вузлі чисельно дорівнюють сумі половин втрат потужності ділянок, суміжних із цим вузлом:

$$\dot{S}_i^{\text{дод}} = \frac{1}{2} (\Delta \dot{S}_{i-1,i} + \Delta \dot{S}_{i,i+1}).$$

6. Аналогічно пункту 1 визначають потоки потужності головної ділянки схеми від додаткових фіктивних навантажень.

7. За першим законом Кірхгофа визначають потокорозподіл потужностей від додаткових фіктивних навантажень.

8. Визначають результуючий потокорозподіл як результат накладання потокорозподілу від втрат потужності на основний потокорозподіл потужностей.

9. Згідно із законом Ома на підставі результуючого потокорозподілу уточнюють режим напруги у проміжних точках мережі.

10. Визначають сумарні втрати потужності у розрахунковій схемі і перевіряють умови збіжності ітераційного процесу.

Якщо зміна сумарних втрат потужності на поточній та попередній ітераціях не перевищує інженерної точності, мету розрахунку вважають досягнутою. В іншому випадку виконують наступну ітерацію обчислювального процесу, починаючи із процедури 4 алгоритму.

Можливе також розв'язання режимної задачі, виходячи з лінеаризації навантажень пунктів ЕМ. У такому випадку алгоритм розрахунку складається з послідовного виконання таких процедур.

1. Умовно припускають, що напруги в усіх вузлах мережі однакові й дорівнюють номінальній.

2. За поточним режимом напруги уточнюють значення вузлових задаючих струмів у проміжних пунктах лінії із двостороннім живленням.

3. За виразом

$$\dot{I}_{II} = \frac{\dot{U}_I - \dot{U}_{II}}{Z_{I-II}} + \frac{\sum \dot{I}_i Z_{iII}}{Z_{I-II}}$$

визначають струм головної ділянки і перевіряють умови збіжності обчислювального процесу.

Якщо зміна струму головної ділянки на поточній і попередній ітераціях не перевищує інженерної точності, мету ітераційного процесу вважають досягнутою. Інакше виконують процедуру 4.

4. За першим законом Кірхгофа визначають струморозподіл по ділянках розрахункової схеми.

5. За струморозподілом уточнюють режим напруги у проміжних точках схеми і виконують наступний цикл розрахунків, починаючи із процедури 2.

Наведені вище алгоритми визначають похибку, яка обумовлена нехтування додатковими втратами потужності на ділянках розрахункової схеми від протікання струмів на покриття основних втрат. Між тим відомо, що сумарні втрати потужності в сучасних ЕМ не перевищують 15 % від встановленої потужності електричної системи і зменшуються з підвищенням рівня номінальної напруги ЕМ. Тобто можна вважати, що додаткові втрати потужності перебувають на рівні приблизно 1 % від встановленої потужності електричної системи, що цілком задовольняє вимоги інженерної точності.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. *У чому полягає основна ідея методу «у два етапи»?*
2. *Поясніть причину та допустимість похибки моделювання усталеного режиму електричної системи за методом «у два етапи».*
3. *Наведіть загальний алгоритм моделювання усталеного режиму ЕМ за методом «у два етапи».*
4. *Наведіть умови застосування безітераційного алгоритму методу «у два етапи».*

ЛІТЕРАТУРА: [44, С. 167–170]; [47, С. 170–171].

2.4.4 Розрахунок усталеного режиму роботи складнозамкненої мережі методом контурних рівнянь

Метод контурних рівнянь ґрунтується на положенні про те, що поточкорозподіл потужностей у будь-якій складнозамкненій електричній мережі можна розглядати як результат накладання двох розподілів потужностей або струмів:

1. Розподілу потужностей або струмів, який розраховують для штучно створеної довільної розімкненої мережі, в якій мають обов'язково задовольнятися вимоги першого закону Кірхгофа.

2. Розподілу зрівнювальних потужностей або струмів, який забезпечує виконання другого закону Кірхгофа у вихідній замкненій мережі.

Для розрахунку режиму роботи мережі за допомогою цього методу з вихідної замкненої схеми умовно видаляють деякі ділянки – хорди (перемички). Місця видалення перемичок можна вибрати довільно. При цьому необхідно дотримуватися таких вимог:

1. Жодний пункт штучно одержаної розімкненої схеми мережі не повинен втрачати зв'язку з БП.

2. У мережі не має лишатися жодного замкненого контура.

Розрахунок поточкорозподілу в розімкненій ЕМ виконують з кінця вітки. Поточкорозподіл, одержаний в розімкненій мережі, різниться від поточкорозподілу у вихідній схемі на значення зрівнювальних потужностей або струмів. Суміщаючи навантажувальний і зрівнювальний поточкорозподіли потужностей або струмів, отримують шуканий поточкорозподіл у замкненій ЕМ, який задовольнятиме перший та другий закони Кірхгофа.

Основи методу контурних рівнянь розглянемо на прикладі розрахунку триконтурної схеми мережі (рис. 2.37).

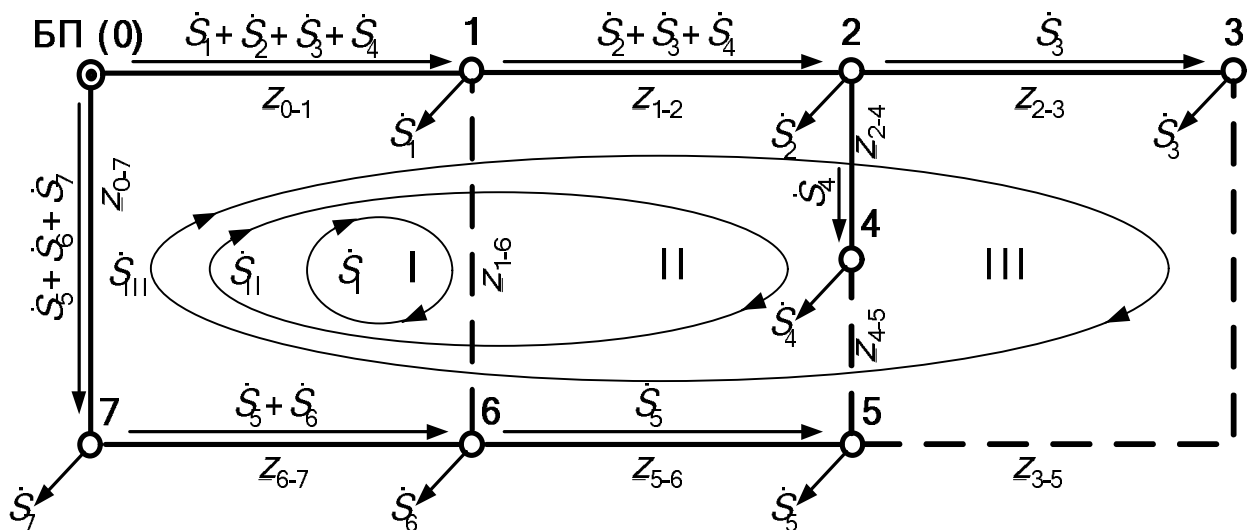


Рис. 2.37. Триконтурна розрахункова схема мережі та поточкорозподіл в умовно розімкненій мережі (пунктирні лінії, хорди – розімкнені ділянки)

Реалізація контурної розрахункової моделі усталеного режиму електричної системи передбачає виділення у складі розрахункової схеми віток дерева і хорд.

Умовно видалимо із цієї схеми хорди 1–6, 4–5 та 3–5. Одержимо двопроменеву розімкнену мережу, потокорозподіл в якій задовольняє вимоги першого закону Кірхгофа (показаний на рисунку стрілками над ділянками). По черзі замикаючи перемички, формуємо замкнені контури мережі I, II та III, розрахунковий напрямок обходу яких оберемо за рухом годинникової стрілки (рис. 2.37).

Під час почергового уявного замикання перемичок у зазначених замкнених контурах формують зрівняльні потужності $\dot{S}_I$, $\dot{S}_{II}$ та $\dot{S}_{III}$, які забезпечать у вихідній схемі мережі виконання другого закону Кірхгофа.

Записуючи рівняння другого закону Кірхгофа для суміщеного потокорозподілу від навантаження в розімкненій мережі та потокорозподілу зрівняльних потужностей, послідовно отримуємо для кожного із замкнених контурів:

– для I контура:

$$\begin{aligned} & (\dot{S}_I + \dot{S}_{II} + \dot{S}_{III} + \dot{S}_1 + \dot{S}_2 + \dot{S}_3 + \dot{S}_4) \underline{z}_{01} + \dot{S}_1 \cdot \underline{z}_{16} + \\ & + (\dot{S}_I + \dot{S}_{II} + \dot{S}_{III} - \dot{S}_5 - \dot{S}_6) \underline{z}_{6-7} + (\dot{S}_I + \dot{S}_{II} + \dot{S}_{III} - \dot{S}_5 - \dot{S}_6 - \dot{S}_7) \underline{z}_{07} = 0; \end{aligned}$$

– для II контура:

$$\begin{aligned} & (\dot{S}_I + \dot{S}_{II} + \dot{S}_{III} + \dot{S}_1 + \dot{S}_2 + \dot{S}_3 + \dot{S}_4) \underline{z}_{0-1} + (\dot{S}_{II} + \dot{S}_{III} + \dot{S}_2 + \dot{S}_3 + \dot{S}_4) \underline{z}_{12} + \\ & + (\dot{S}_{II} + \dot{S}_4) \underline{z}_{24} + \dot{S}_{II} \underline{z}_{45} + (\dot{S}_{II} + \dot{S}_{III} - \dot{S}_5) \underline{z}_{56} + \\ & + (\dot{S}_I + \dot{S}_{II} + \dot{S}_{III} - \dot{S}_5 - \dot{S}_6) \underline{z}_{67} + (\dot{S}_I + \dot{S}_{II} + \dot{S}_{III} - \dot{S}_5 - \dot{S}_6 - \dot{S}_7) \underline{z}_{07} = 0; \end{aligned}$$

– для III контура:

$$\begin{aligned} & (\dot{S}_I + \dot{S}_{II} + \dot{S}_{III} + \dot{S}_1 + \dot{S}_2 + \dot{S}_3 + \dot{S}_4) \underline{z}_{01} + (\dot{S}_{II} + \dot{S}_{III} + \dot{S}_2 + \dot{S}_3 + \dot{S}_4) \underline{z}_{12} + \\ & + (\dot{S}_{III} + \dot{S}_3) \underline{z}_{23} + \dot{S}_{III} \underline{z}_{35} + (\dot{S}_{II} + \dot{S}_{III} - \dot{S}_5) \underline{z}_{56} + \\ & + (\dot{S}_I + \dot{S}_{II} + \dot{S}_{III} - \dot{S}_5 - \dot{S}_6) \underline{z}_{67} + (\dot{S}_I + \dot{S}_{II} + \dot{S}_{III} - \dot{S}_5 - \dot{S}_6 - \dot{S}_7) \underline{z}_{07} = 0. \end{aligned}$$

Візьмемо за власні опори контурів такі величини:

$$\underline{Z}_I = \underline{Z}_{01} + \underline{Z}_{16} + \underline{Z}_{67} + \underline{Z}_{07};$$

$$\underline{Z}_{II} = \underline{Z}_{01} + \underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{24} + \underline{Z}_{45} + \underline{Z}_{56} + \underline{Z}_{67} + \underline{Z}_{07};$$

$$\underline{Z}_{III} = \underline{Z}_{01} + \underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{23} + \underline{Z}_{35} + \underline{Z}_{56} + \underline{Z}_{67} + \underline{Z}_{07}.$$

Під взаємними опорами контурів будемо розуміти величини вигляду

$$\underline{Z}_{I,II} = \underline{Z}_{II,I} = \underline{Z}_{01} + \underline{Z}_{67} + \underline{Z}_{07};$$

$$\underline{Z}_{I,III} = \underline{Z}_{III,I} = \underline{Z}_{01} + \underline{Z}_{67} + \underline{Z}_{07};$$

$$\underline{Z}_{II,III} = \underline{Z}_{III,II} = \underline{Z}_{01} + \underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{56} + \underline{Z}_{67} + \underline{Z}_{07}.$$

З урахуванням рівнянь для опорів, наведених вище, систему рівняння поточкорозподілу по контурах можна записати як

$$\begin{aligned} \dot{S}_1 \underline{Z}_{01} + \dot{S}_2 \underline{Z}_{01} + \dot{S}_3 \underline{Z}_{01} + \dot{S}_4 \underline{Z}_{01} - \dot{S}_5 (\underline{Z}_{67} + \underline{Z}_{07}) - \dot{S}_6 (\underline{Z}_{67} + \underline{Z}_{07}) - \dot{S}_7 \underline{Z}_{07} = \\ = -\dot{S}_I \underline{Z}_I - \dot{S}_{II} \underline{Z}_{I,II} - \dot{S}_{III} \underline{Z}_{I,III}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_1 \underline{Z}_{01} + \dot{S}_2 (\underline{Z}_{01} + \underline{Z}_{12}) + \dot{S}_3 (\underline{Z}_{01} + \underline{Z}_{12}) + \dot{S}_4 (\underline{Z}_{01} + \underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{24}) - \dot{S}_5 (\underline{Z}_{56} + \underline{Z}_{67} + \underline{Z}_{07}) - \\ - \dot{S}_6 (\underline{Z}_{67} + \underline{Z}_{07}) - \dot{S}_7 \underline{Z}_{07} = \dot{S}_I \underline{Z}_{II,I} - \dot{S}_{II} \underline{Z}_{II} - \dot{S}_{III} \underline{Z}_{II,III}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_1 \underline{Z}_{01} + \dot{S}_2 (\underline{Z}_{01} + \underline{Z}_{12}) + \dot{S}_3 (\underline{Z}_{01} + \underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{23}) + \dot{S}_4 (\underline{Z}_{01} + \underline{Z}_{12}) - \dot{S}_5 (\underline{Z}_{56} + \underline{Z}_{67} - \underline{Z}_{07}) - \\ - \dot{S}_6 (\underline{Z}_{67} + \underline{Z}_{07}) - \dot{S}_7 \underline{Z}_{07} = -\dot{S}_I \underline{Z}_{III,I} - \dot{S}_{II} \underline{Z}_{III,II} - \dot{S}_{III} \underline{Z}_{III}. \end{aligned}$$

Одержану систему рівнянь можна записати «у потужностях» у загальному вигляді як

$$\dot{S}_k \underline{Z}_k + \sum_{\substack{d=1 \\ d \neq k}}^{d=D_k} \dot{S}_d \underline{Z}_{dk} = - \sum_{i=1}^{i=M} \dot{S}_i \underline{Z}_{ik}. \quad (2.65)$$

В разі розрахунків «у струмах» рівняння (2.65) набуває вигляду

$$\dot{I}_k \underline{Z}_k + \sum_{\substack{d=1 \\ d \neq k}}^{d=D_k} \dot{I}_d \underline{Z}_{dk} = - \sum_{i=1}^{i=M} \dot{I}_i \underline{Z}_{ik}, \quad (2.66)$$

де $\dot{S}_k$, $\dot{I}_k$ – зрівнювальні потужності та струми k -го контура відповідно ($k = 1, 2, \dots, D_k$); D_k – загальна кількість незалежних контурів мережі; d – поточний індекс контура, суміжного з розглядуваним k -м контуром ($d = 1, 2, \dots, D_k$); $\underline{Z}_k$ – власний опір k -го контура; $\dot{S}_d$, $\dot{I}_d$ – зрівнювальні потужності та струми d -х

контурів мережі, суміжних з k -м контуром, відповідно; Z_{dk} – взаємний опір контурів d та k ; $\dot{S}_i$, I_i – потужність і струм навантаження i -го пункту відповідно ($i = 1, 2, \dots, M$), вибраний шлях покриття якого проходить через розглянутий k -й контур; Z_{ik} – опір частини шляху покриття навантаження i -го пункту, що входить до складу k -го контура.

Суму $-\sum \dot{S}_i Z_{ik}$ називають зрівняльною потокорушійною силою, яка діє у контурі.

Контурні рівняння (2.65) або (2.66) записують для всіх незалежних контурів розрахункової схеми. У результаті отримують систему лінійних алгебричних рівнянь, кількість яких дорівнює кількості незалежних контурів схеми ЕМ. Невідомими в цих рівняннях є потужності або струми перемичок. Кількість невідомих строго дорівнює кількості рівнянь. Розв'язання системи рівнянь контурної моделі дозволяє визначити значення зрівнювальних контурних потужностей або струмів, які протікають у перемичках розрахункової схеми. Розподіл щодо решти ділянок схеми визначають на підставі виразів першого закону Кирхгофа, записаних для всіх незалежних вузлів схеми.

Значення зрівнювальних потужностей або струмів $\dot{S}_k$ (I_k) накладають на навантажувальний потекорозподіл у розімкненій схемі мережі. Результуючий потекорозподіл потужностей забезпечує виконання першого і другого законів Кірхгофа у вихідній замкненій схемі. Далі за законом Ома можна визначити режим напруги в усіх незалежних вузлах розрахункової схеми.

Наведений метод визначення потужностей та струмів ділянок розрахункової схеми за номінальною напругою дозволяє отримати систему лінійних контурних рівнянь. Безпосереднє розв'язання систем контурних рівнянь допустиме лише у наближених оціночних розрахунках параметрів усталених режимів електричної системи. Для достатньо точного розрахунку усталеного режиму електричної системи слід застосовувати ітераційний процес.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. *Поясніть принципи поділення розрахункової схеми ЕМ на дерево та хорди. Дайте визначення дерева та хорд (перемичок) розрахункової схеми.*
2. *Дайте визначення незалежних контурів розрахункової схеми ЕМ. Поясніть зв'язок між перемичками та незалежними контурами схеми.*
3. *Поясніть висновок про те, що струморозподіл у замкненій схемі є результатом накладання двох режимів – навантажувальних струмів (потужностей) у розімкненій схемі дерева та зрівнювальних контурних струмів (потужностей).*
4. *Поясніть принцип формування контурної розрахункової моделі усталеного режиму електричної системи.*

ЛІТЕРАТУРА: [18, С. 193–199]; [41, С. 135–142]; [75, С. 19–22]; [116, С. 6–23].

2.4.5 Алгоритм реалізації розрахунку усталеного режиму складнозамкненої електричної мережі методом контурних рівнянь

Отриманий у результаті розв'язання системи контурних рівнянь потокорозподіл потужностей (струморозподіл) по вітках розрахункової схеми не враховує втрат потужності від протікання струмів навантаження по вітках схеми.

Втрати потужності, як відомо, визначаються режимом напруги у вузлових точках ЕМ. Напруга у вузлах, у свою чергу, залежить від потокорозподілу потужностей по вітках схеми, який включає перетікання потужності, й від втрат потужності. Таким чином, контурна розрахункова модель усталеного режиму роботи ЕМ у формі потужностей є нелінійною і не дозволяє на підставі прямих методів точно визначити режимні параметри системи. Для отримання достовірного режиму роботи мережі треба використовувати ітераційні методи, метою яких є послідовне уточнення втрат потужності у вітках схеми під час протікання по ним струмів навантаження.

У такому разі можна розглядати два різні підходи до формування алгоритму реалізації контурної розрахункової моделі усталеного режиму електричної системи.

Перший підхід ґрунтується на явному уточненні втрат потужності в ЕМ при використанні методу «у два етапи», коли режим електричної системи розглядають як результат накладання двох умовно незалежних режимів – навантажувальних струмів і втрат потужності.

Другий підхід ґрунтується на неявному уточненні втрат потужності при лінеаризації навантажень на кожному етапі обчислень.

Розглянемо спочатку *перший* підхід формування алгоритму реалізації контурної розрахункової моделі, який ґрунтується на явному уточненні втрат потужності в елементах розрахункової схеми. У цьому разі на кожній ітерації обчислювального процесу виконують розрахунок втрат потужності у вітках схеми під час протіканні ними навантажувальних струмів за поточним режимом напруги у вузлах ЕМ. Знайдені втрати потужності враховують у вигляді додаткових фіктивних навантажень відповідно до принципів формування П-подібних схем заміщення ділянок ЕМ. Далі за контурною розрахунковою моделлю знаходять потокорозподіл потужностей у замкненій схемі від додаткових фіктивних навантажень від втрат потужності. Отриманий потокорозподіл накладають на основний потокорозподіл потужностей від навантажувальних струмів і визначають результуючий потокорозподіл. На підставі даних результуючого потокорозподілу за законом Ома розраховують режим напруги у вузлах схеми, що дозволяє уточнити величини втрат потужності в мережі.

У загальному випадку алгоритм розрахунку параметрів усталеного режиму за методом контурних рівнянь складається з послідовного виконання таких процедур.

1. У схемі ЕМ виділяють дерево і хорди, замикання яких призводить до формування замкненого контура. Для кожного контура розраховують власні та взаємні опори.

2. Визначають поточкорозподіл потужностей по вітках розімкненої схеми, що відповідає дереву ЕМ від розрахункових вузлових потужностей.

3. Формують і розв'язують систему контурних рівнянь щодо зрівнювальних контурних потужностей (2.65). Поточкорозподіл зрівнювальних потужностей накладають на поточкорозподіл потужностей у розімкненій схемі. Результатом виконання процедури буде основний поточкорозподіл потужностей по вітках схеми від розрахункових вузлових потужностей.

4. Умовно припускають, що напруги в усіх незалежних вузлах схеми однакові й дорівнюють номінальній напрузі електричної системи.

5. Визначають втрати потужності на ділянках схеми, виходячи з поточного режиму напруги у вузлах схеми, за основним поточкорозподілом потужності. Втрати потужності на ділянках ЕМ враховують у вигляді додаткових фіктивних навантажень вузлів схеми.

6. Визначають поточкорозподіл потужностей по вітках розімкненої схеми, що відповідає дереву ЕМ від додаткових фіктивних навантажень вузлів від втрат потужності.

7. Формують і вирішують систему контурних рівнянь щодо зрівнювальних контурних потужностей режиму додаткових фіктивних навантажень від втрат потужності. Режим зрівнювальних потужностей накладають на поточкорозподіл потужностей у розімкненій схемі.

8. Формують результуючий поточкорозподіл накладанням на основний поточкорозподіл від розрахункових потужностей поточкорозподілу від додаткових навантажень.

9. Уточнюють режим напруги при просуванні по схемі від БП до найбільш віддалених вузлів, виходячи із закону Ома.

10. Визначають потужність БП як суму потоків потужності на початку всіх головних ділянок схеми. Визначають сумарні втрати потужності в електричній системі та здійснюють контроль збіжності ітераційного процесу. Якщо зміна сумарних втрат потужності щодо попередньої ітерації не перевищує інженерної точності, мету ітераційного процесу вважають досягнутою. В іншому разі виконують наступний цикл ітераційного обчислювального процесу, починаючи з процедури 5 алгоритму.

Додатковим критерієм закінчення ітераційного процесу може бути контроль відхилення напруги у вузлах мережі.

Зазначимо, що визначені таким чином параметри усталеного режиму ЕМ не враховують втрат потужності на ділянках схеми від протікання втрат потужності по цих ділянках, що цілком допустимо з міркувань вимог інженерної точності.

Другий підхід формування алгоритму реалізації контурної розрахункової моделі ґрунтується на неявному уточненні втрат потужності за методом лінеаризації навантажень. Обчислення слід виконувати в такій послідовності.

1. У складі розрахункової схеми ЕМ виділяють дерево і хорди, замикання яких приводить до формування замкнених контурів. Для кожного незалежного контура схеми розраховують власні та взаємні опори:

$$\underline{Z}_k = \sum_{ij \in k} \underline{z}_{ij},$$

$$\underline{Z}_{dk} = \sum_{ij \in k, d} \underline{z}_{ij},$$

де запис $ij \in k$ під знаком суми означає, що підсумовування слід здійснювати за всіма ділянками розрахункової схеми, які входять до складу k -го контура розрахункової схеми; запис $ij \in k, d$ означає, що підсумовування слід здійснювати за всіма ділянками розрахункової схеми, які входять до складу k -го та d -го контурів розрахункової схеми одночасно.

2. Призначають початкові наближення невідомих значень напруги в незалежних вузлах розрахункової схеми.

3. За поточним режимом напруги знаходять вузлові струми навантажень:

$$\dot{I}_i = \frac{\dot{S}_i}{\hat{U}_i}.$$

4. Переглядаючи всі ділянки розімкненої схеми дерева, починаючи з найбільш віддалених від БП, на підставі першого закону Кірхгофа визначають струморозподіл по ділянках схеми ЕМ:

$$\dot{I}'_{ij} = \dot{I}_j + \sum_{\substack{k \in j, \\ k \neq j}} \dot{I}_{jk},$$

де $\dot{I}_j$ – струм навантаження j -го пункту схеми; $\dot{I}_{jk}$ – струм на ділянці $j-k$; запис $k \in j, k \neq j$ під знаком суми означає, що підсумовування слід здійснювати за всіма ділянками, суміжними з j -м пунктом, крім ділянки $i-j$.

5. Формують та розв'язують систему контурних рівнянь вигляду (2.66) відносно зрівнювальних контурних струмів. Режим зрівнювальних струмів накладають на струморозподіл у розімкненій схемі, який було визначено під час виконання процедури 4 алгоритму:

$$\dot{I}_{ij} = \dot{I}'_{ij} + \sum_{k \in ij} \dot{I}_k,$$

де $\dot{I}'_{ij}$ – струм на ділянці $i-j$, визначений на етапі розрахунку струморозподілу в розімкненій схемі дерева; $\dot{I}_k$ – зрівнювальний контурний струм k -го незалежного контура; запис $k \in ij$ під знаком суми означає, що підсумовування слід здійснювати за всіма незалежними контурами, до складу яких входить поточна ділянка розрахункової схеми.

6. Переглядаючи всі ділянки схеми, починаючи з головної, яка примикає до опорного за напругою пункту, на підставі закону Ома уточнюють режим напруги у всіх незалежних пунктах схеми:

$$\dot{U}_j = \dot{U}_i - \Delta \dot{U}_{ij} = \dot{U}_i - \dot{I}_{ij} (r_{ij} + jx_{ij}).$$

7. Визначають потужність БП як добуток суми струмів головних ділянок на напругу на шинах БП:

$$\dot{S}_0 = U_0 \sum_{i \in 0} \dot{I}_{0i},$$

де U_0 – напруга на шинах БП; $\dot{I}_{0i}$ – струми головних ділянок схеми; запис $i \in 0$ під знаком суми означає, що підсумовування слід здійснювати за всіма ділянками, суміжними з БП.

8. За зміною потужності БП в ітераційному процесі здійснюють контроль збіжності ітераційного процесу:

$$\left| \dot{S}_0^{(n)} - \dot{S}_0^{(n-1)} \right| \leq \varepsilon,$$

де ε визначається інженерною точністю розрахунків; n – індекс поточного циклу ітерації обчислювального процесу.

Якщо зміна потужності БП щодо даних попередньої ітерації не перевищує інженерної точності, мету ітераційного процесу слід вважати досягнутою. В іншому разі виконують наступний цикл обчислювального процесу починаючи з процедури 3 алгоритму.

Аналіз наведеного алгоритму показує, що реалізація контурної розрахункової моделі усталеного режиму ЕМ передбачає на певних етапах розрахунок поточкорозподілу потужностей (струморозподілу) по вітках розімкнутої схеми, що відповідає дереву розрахункової схеми. Це підтверджує, що розрахунки розімкнених схем є модифікаціями методу контурних рівнянь для ЕМ, розрахункові схеми яких не містять жодного замкненого контура. Виключення з алгоритму процедур, пов'язаних із формуванням і вирішенням систем контурних рівнянь, приводить до трансформації алгоритму та аналізу режимних характеристик розімкненої схеми.

Розрахунок замкнених багатоконтурних мереж з різними рівнями напруги виконують через зведення параметрів схеми до одного ступеня напруги, тобто врахування коефіцієнтів трансформації. У контури розрахункових схем вводять зведені опори.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. *Наведіть алгоритм реалізації контурної розрахункової схеми.*
2. *У чому полягають два різні підходи до формування алгоритму реалізації контурної розрахункової схеми усталеного режиму ЕМ?*
3. *Як отримати результуючий поточкорозподіл потужностей за методом контурних рівнянь?*

ЛІТЕРАТУРА: [18, С. 199–201]; [41, С. 135–146]; [116, С. 8–11].

2.4.6 Розрахунок усталеного режиму роботи замкненої мережі методом накладання

Характерним для методу контурних рівнянь є те, що зрівнювальна контурна потужності визначає незалежну частку потокорозподілу по ділянках розрахункової схеми ЕМ, обумовлену навантаженням кожного пункту.

Алгоритм розрахунку на основі методу накладання ґрунтується на принципі суперпозиції, який полягає в тому, що результат впливу групи об'єктів (або результат складного процесу) можна подати у вигляді суми незалежних впливів кожного окремого об'єкта (або суми окремих простих процесів), тобто режим будь-якої ЕЕС, обумовлений впливом навантажень всіх пунктів розрахункової схеми, в цілому можна розглядати як результат накладання окремих режимів, обумовлених впливом кожного навантаження окремо. Так, наприклад, загальні положення методу накладання визначають розглянутий вище метод «у два етапи», згідно з яким режим електричної системи подають як результат накладання двох режимів – режиму струмів навантажень та режиму втрат потужності на ділянках розрахункової схеми. Накладання режимів у цьому разі є справедливим тільки для лінійних електричних систем.

Для ЕМ, навантаження яких подані фіксованими значеннями активних і реактивних потужностей, потокорозподіл потужностей по ділянках розрахункової схеми визначається не тільки струмами навантаження, а й потоками потужностей на покриття втрат потужності у поздовжніх і поперечних елементах розрахункової схеми. Втрати потужності співвідносяться з режимом напруги в електричній системі за нелінійним законом. Ця обставина не дозволяє використовувати підхід, що ґрунтується на методі накладання для точного визначення потокорозподілу потужностей під час розв'язання нелінійної режимної задачі. За такого підходу можливі лише оціночні наближені розрахунки режимних характеристик електричних систем.

У багатьох випадках зміна режиму роботи системи щодо розрахункового викликана вимиканням одного чи декількох елементів мережі за незмінного навантаження споживачів. У такому разі за відомого розподілу потужності до зміни режиму можна використати метод накладання для знаходження нового розподілу.

Метод накладання використовують для аналізу режимів роботи мережі з аварійним відключенням генераторів ЕС, ЛЕП або реконфігурації мережі, тобто в умовах ремонтних, профілактичних та післяаварійних режимів ЕМ. Графічну інтерпретацію методу накладання показано на рис. 2.38.

Припустимо, що в електричній мережі унаслідок виникнення аварійної ситуації засоби автоматики відключають генератор, який мав певне навантаження. На рис. 2.38, а таке навантаження подане від'ємною повною потужністю – $\dot{S}_r$ у пункті «А» розрахункової схеми за основного режиму, що відповідає загальним принципам формування розрахункових схем електричних

систем. Виведення зі складу розрахункової схеми ДЖ певної потужності еквівалентне внесенню до складу вихідної розрахункової схеми додаткового фіктивного навантаження, потужність якого дорівнює потужності ДЖ, але протилежна за знаком. Вносити додаткове фіктивне навантаження потрібно у той пункт розрахункової схеми, де міститься виведене з роботи ДЖ.

На рис. 2.38, *а* показано введення в пункт «А» розрахункової схеми фіктивного навантаження з додатною потужністю $\dot{S}_r$. Введення фіктивного навантаження повністю компенсує потужність ДЖ, яке засоби автоматики вимикають в післяаварійному режимі.

Відповідно до методу накладання післяаварійний режим можна розглядати як суперпозицію двох незалежних режимів – вихідного основного (доаварійного) та додаткового фіктивного, обумовленого фіктивним навантаженням. Розрахункова схема додаткового режиму має єдине навантаження, яке компенсує виведене з роботи ДЖ. Потужності всіх інших навантажень та ДЖ обнуляють. Отриманий поточкорозподіл потужностей накладають на поточкорозподіл вихідного доаварійного режиму. Очевидно, що результуючий поточкорозподіл буде відповідати досліджуваному післяаварійному режиму ЕМ. Далі на підставі рівнянь закону Ома визначають режим напруги, втрати потужності та інші параметри досліджуваного режиму.

Такий підхід використовують і під час розв'язання задачі розрахунку усталеного режиму ЕМ, обумовленого відключенням деякого електричного навантаження. У цьому разі до розрахункової схеми необхідно внести додаткове фіктивне джерело живлення, потужність якого повністю компенсує відключення навантаження, тобто потужність ДЖ дорівнює потужності навантаження, але протилежна за знаком. Таке фіктивне ДЖ визначає додаткову розрахункову схему, поточкорозподіл якої накладають на дані вихідного доаварійного режиму.

Розглянемо застосування методу накладання для аналізу післяаварійних режимів, обумовлених відключенням ЛЕП. Припустимо, що в ЕМ унаслідок аварійної ситуації засоби автоматики вимикають ЛЕП, яка має певне навантаження.

На рис. 2.38, *б* показано повну потужності $\dot{S}_d$ лінії «А – В», яка вимикається. Відомо, що ЛЕП можна еквівалентно замінити двома зосередженими навантаженнями, які прикладають у пунктах, що обмежують електропередачу. Потужності цих навантажень дорівнюють потужності лінії, але протилежні за знаком, причому потужність еквівалентного навантаження на початку лінії (пункту відтоку потужності) наводиться від'ємним знаком, а потужність навантаження у кінці лінії (пункт, до якого спрямований потік потужності) – додатним знаком.

Такий підхід використовують, наприклад, для заміщення замкненої ЕМ еквівалентною розімкненою ЕМ у методі розрізання контурів.

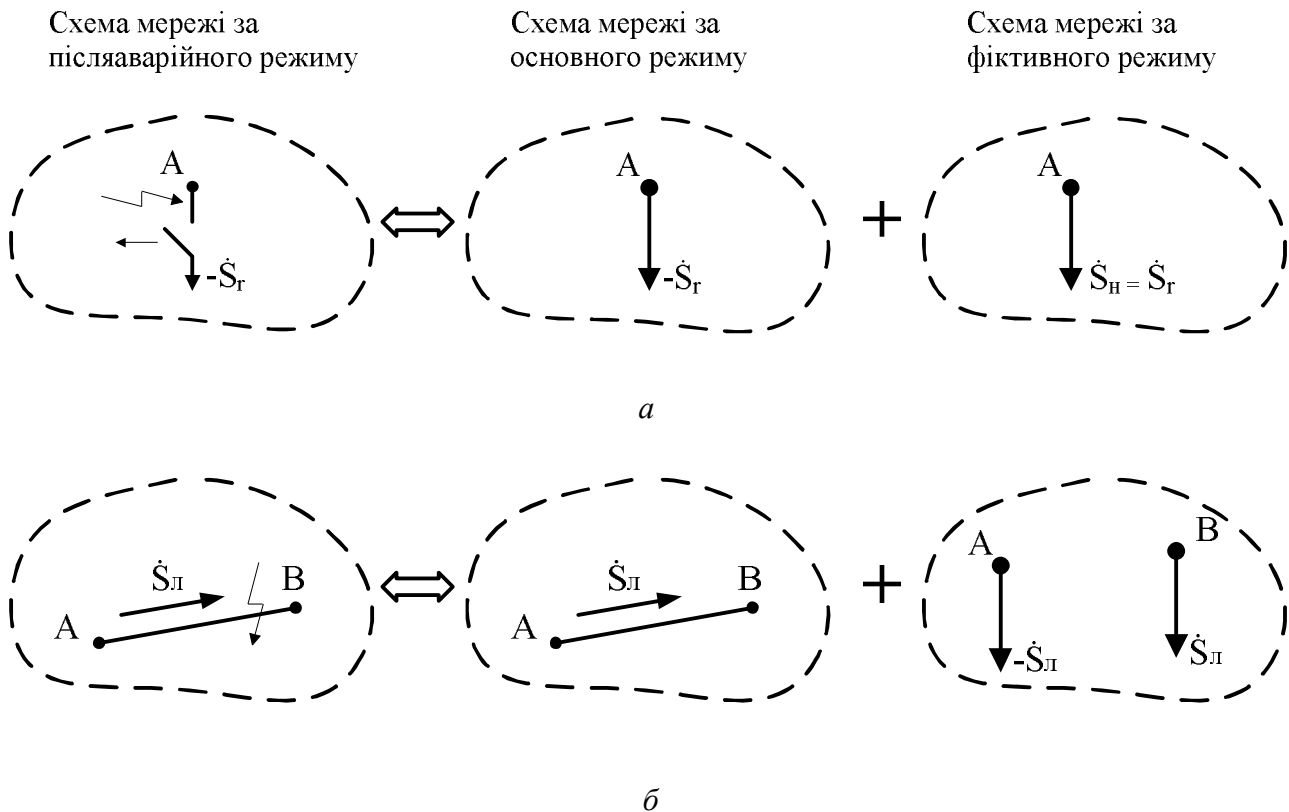


Рис. 2.38. Ілюстрація отримання післяаварійного режиму методом накладання на основний додаткового фіктивного режиму: *а* – аварійне відключення потужності генерації; *б* – аварійне відключення лінії електропередавання

За еквівалентного заміщення ЛЕП двома зосередженими навантаженнями треба враховувати і втрати потужності в лінії. Потужності зосереджених навантажень на початку та у кінці електропередачі різняться на величину втрат потужності в лінії. Вимоги інженерної точності до оціночних розрахунків усталених режимів ЕМ часто дозволяють знехтувати втратами потужності на передавання електричної енергії по лінії та заміщувати її зосередженими навантаженнями з однаковими за модулем, але протилежними за знаком потужностями.

Таким чином виведення ЛЕП з розрахункової схеми еквівалентне введенню до її складу двох фіктивних навантажень зі значеннями потужностей кожного з них, які дорівнюють потужності ЛЕП. Потужність додаткового фіктивного навантаження у вузлі на початку лінії має дорівнювати від'ємному значенню транзиту повної потужності по лінії (на рис. 2.38, *б* це показано підключенням до пункту «А» додаткового навантаження потужністю $-\dot{S}_л$), а потужність додаткового фіктивного навантаження у вузлі на кінці лінії – додатному значенню транзиту повної потужності по лінії (на рис. 2.38, *б* це показано внесенням до пункту «В» додаткового навантаження потужністю $\dot{S}_л$).

Відповідно до методу накладання для розрахунку післяаварійного режиму, обумовленого відключенням ЛЕП, розглядають додаткову схему, яка

містить лише два зосереджені фіктивні навантаження на початку та на кінці електропередачі. Потужності всіх інших навантажень у схемі обнуляють. Визначений поточкорозподіл потужностей у такій схемі накладають на поточкорозподіл потужностей у доаварійному режимі. Далі на підставі рівнянь закону Ома визначають режим напруги, втрати потужності та інші параметри досліджуваного післяаварійного режиму.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. *Поясніть основні положення методу накладання.*
2. *Поясніть причину похибки моделювання усталеного режиму нелінійної електричної системи методом накладання.*
3. *Проілюструйте застосування методу накладання до моделювання післяаварійного режиму, обумовленого вимкненням генераторів електричної станції.*
4. *Проілюструйте застосування методу накладання до моделювання післяаварійного режиму, обумовленого вимкненням ЛЕП.*

ЛІТЕРАТУРА: [7, С. 143–145]; [18, С. 201–202]; [42, С. 245–251]; [44, С. 171–174]; [47, С. 187–188].

2.5 Еквівалентне перетворення розрахункових схем електричних мереж

Розрахунок усталених режимів сучасних ЕЕС вимагає кропіткої роботи з розрахунковими схемами великої розмірності та використання сучасних обчислювальних алгоритмів. Досить ефективним може виявитися підхід, який ґрунтується на спрощенні розрахункової схеми електричної системи через виключення вузлів та ділянок зі складу розрахункової схеми, заміну одних елементів розрахункової схеми на інші.

Перехід від складної розрахункової схеми електричної системи на спрощену, який ґрунтується на використанні математичного апарату теорії подібності, допустимий лише у разі дотримання критеріїв еквівалентності. У загальному випадку критерії еквівалентності полягають у повному або близькому збігу зовнішніх характеристик вихідної та спрощеної схем системи. У разі еквівалентування розрахункових схем електричних систем під час розрахунку усталених режимів критерій еквівалентності можна формулювати як збіг режимних параметрів (напруг у вузлах, струмів на ділянках) незмінної частини вихідної і спрощеної розрахункових схем. Зазначимо, що деякі підходи до еквівалентування розрахункових схем електричних систем допускають нехтування певними фізичними явищами і процесами в електричній системі або побудовані на заміщенні одних процесів на інші, схожої фізичної природи. У цьому разі часто неможливо домогтися повного збігу зовнішніх характеристик вихідної і спрощеної розрахункових схем електричної системи.

Тут треба, щоб такі режимні параметри були досить близькі й мали необхідний ступінь інженерної точності.

Методи еквівалентування застосовують як на етапі формування розрахункових схем ustalених режимів електричних систем, так і на етапі самого розрахунку.

За практичного виконання електротехнічних розрахунків широкого використання набули такі методи еквівалентування, як заміщення струмів витоків і втрат потужності додатковими фіктивними навантаженнями; заміщення ЛЕП парою зосереджених навантажень; перетворення перерізів ділянок розрахункової схеми зі зведення параметрів розрахункової схеми до одного ступеня номінальної напруги; заміщення трансформаторних ділянок джерелами напруги та струмів; еквівалентування послідовно і паралельно увімкнених ділянок розрахункової схеми ЕМ; визначення параметрів еквівалентного генератора ЕС; перетворення трикутника опорів на еквівалентну зірку і навпаки; перенесення електричних навантажень у суміжні пункти ЕМ.

У загальному випадку розглядають таку класифікацію методів еквівалентного перетворення розрахункових схем електричних систем.

1. Методи, що ґрунтуються на спрощенні розрахункових схем електричних систем через аналітичне перетворення. До цієї групи відносять такі методи, як перетворення перерізів проводів ділянок ЕМ, зведення параметрів розрахункової схеми до одного ступеня номінальної напруги.

2. Методи, що ґрунтуються на спрощенні розрахункових схем через зменшення кількості елементів електричних систем та їх розмірності. До таких методів відносять перенесення електричних навантажень у суміжні пункти схеми, еквівалентування послідовно і паралельно увімкнених ділянок схеми, перетворення трикутника опорів в еквівалентну зірку і навпаки..

3. Методи, що ґрунтуються на заміщенні одних фізичних явищ і процесів іншими, які здійснюють на електричну систему такий самий вплив, що й оригінальні явища і процеси, але характеризуються більш простими розрахунковими схемами системи в цілому. До таких методів відносять, наприклад, заміщення втрат потужності в елементах ЕМ додатковими фіктивними навантаженнями, заміщення ЛЕП зосередженими навантаженнями, заміщення трансформаторних ділянок фіктивними джерелами струму та напруги.

Методи еквівалентування можна також класифікувати за ознакою точності. Тут слід розглядати точні, наближені та ітераційні (умовно точні) методи еквівалентування.

До точних відносять методи, застосування яких забезпечує точний збіг режимних характеристик незмінної частини розрахункової схеми. Група цих методів включає, наприклад, еквівалентування паралельно і послідовно включених ділянок ЕМ, перетворення трикутників опорів в еквівалентну зірку, визначення характеристик еквівалентного генератора ЕС.

До наближених відносять методи еквівалентування, застосування яких завжди пов'язане зі зменшенням точності результатів обчислень унаслідок спрощення математичних моделей фізичних явищ і процесів. Група цих методів включає, наприклад, перетворення перерізів проводів ділянок ЕМ, зведення параметрів розрахункової схеми до одного ступеня номінальної напруги.

До ітераційних (умовно точних) методів відносять методи еквівалентування, застосування яких забезпечує точний збіг режимних характеристик у незмінній частині розрахункової схеми тільки за певних обмежень, накладених на математичні моделі, наприклад, у разі залучення лише лінійних моделей електричних систем. Група цих методів включає, наприклад, перенесення навантажень у суміжні пункти розрахункової схеми, заміщення втрат потужності додатковими фіктивними навантаженнями, заміщення ЛЕП двома навантаженнями, заміщення трансформаторних ділянок фіктивними джерелами напруги та струму.

Під час дослідження методів еквівалентного перетворення розрахункових схем в окрему групу слід виділити методи, що ґрунтуються на реалізації принципу суперпозиції та накладання, в яких складний режим електричної системи, викликаний сукупністю різнохарактерних впливів, розглядають як результат накладання окремих режимів, які визначаються кожним елементарним впливом окремо. Зазначимо, що метод накладання справедливий для лінійних розрахункових моделей усталеного режиму електричних систем, розрахункові схеми яких не містять ділянок поперечних провідностей. Формально такі методи слід віднести до групи умовно точних методів, оскільки вони забезпечують повний збіг результатів розрахунку з вихідною електричною системою тільки за зазначених вище обмежень.

2.5.1 Еквівалентне перетворення ділянок розрахункових схем

Розглянемо *еквівалентне заміщення струмів витоку та втрат потужності додатковими фіктивними навантаженнями*.

В аналізі режимних параметрів складних електричних систем часто використовують підхід, що ґрунтується на еквівалентному заміщенні струмів витоків і втрат потужності додатковими фіктивними навантаженнями у пунктах розрахункової схеми. Цей підхід ґрунтується на положенні, що втрати потужності на передавання електричної енергії мережами електричної системи в рівнянні балансу потужності мають схожу природу зі споживаною потужністю. У результаті втрати потужності в поздовжніх і поперечних елементах розрахункових схем можна умовно замінити фіктивними додатковими навантаженнями, прикладеними у вузлах розрахункової схеми. Втрати потужності від протіканні струмів навантаження через поздовжні елементи ділянок відповідно до симетричних П-подібних схем заміщення ділять навпіл і розносять у вузли, які обмежують ділянку у складі розрахункової схеми.

Такий підхід використовують для виключення зі складу розрахункових схем електричних систем трансформаторів підстанцій споживачів (формування зведених навантажень), виключення зі складу розрахункових схем віток поперечних провідностей (формування розрахункових навантажень).

Розглянемо *еквівалентне заміщення перерізів проводів ділянок ЕМ*.

У кабельних мережах нижчих класів номінальної напруги погонні активні опори істотно перевищують індуктивні. Ця обставина дозволяє знехтувати поздовжніми індуктивними опорами ділянок схеми і вести розрахунок тільки за активними опорами ділянок. Для таких ЕМ доцільно використовувати підхід, який полягає у зведенні перерізів проводів ділянок схеми до деякої базисної величини.

Активний опір довільної ділянки розрахункової схеми можна подати у вигляді

$$R_i = \rho \frac{l_i}{F_i},$$

де ρ – питомий опір матеріалу проводу; l_i – довжина ділянки; F_i – переріз жили кабельної лінії на ділянці.

Виходячи з умови інваріантності активних опорів у вихідній та еквівалентній схемах ЕМ можна записати

$$R_i = \rho \frac{l_i}{F_i} = \rho \frac{l_i^{3B}}{F}$$

або

$$l_i^{3B} = l_i \frac{F}{F_i},$$

де l_i^{3B} – зведена довжина еквівалентної ділянки ЕМ; F – базисний (зведений) переріз КЛ.

Як базисний рекомендовано обирати найбільш поширений переріз КЛ в електричній мережі.

Після зведення перерізів всіх ділянок розрахункової схеми до базисного розрахунок струморозподілу в замкненій схемі ЕМ можна проводити за значеннями зведених довжин ділянок схеми. Справді, у виразах відповідно до другого закону Кірхгофа множник ρ / F можна винести за знак суми:

$$\sum I_i R_i = \frac{\rho}{F} \sum I_i l_i^{3B} = 0$$

або

$$\sum I_i l_i^{3B} = 0. \quad (2.67)$$

Аналіз виразу (2.67) свідчить, що струморозподіл по ділянках розрахункових схем замкнених ЕМ, виконаних КЛ однакового (зведеного) перерізу, визначається довжинами ділянок розрахункової схеми та може бути

розрахований за l – схемою мережі, кожна ділянка якої характеризується тільки своєю довжиною (або зведеною довжиною).

Розглянемо *еквівалентне перетворення послідовно увімкнених ділянок розрахункових схем*.

Еквівалентне перетворення двох послідовно увімкнених ділянок розрахункової схеми електричної системи можна здійснити тільки в тому разі, коли у проміжному пункті немає вітки поперечної провідності або джерела струму (навантаження). Тоді дві послідовно увімкнених ділянки, які характеризуються поздовжніми опорами, можна замінити однією еквівалентною як показано на рис. 2.39.

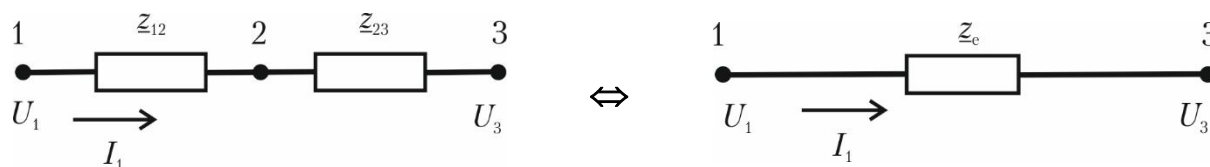


Рис. 2.39. Еквівалентне перетворення послідовно увімкнених ділянок розрахункової схеми

Критерієм еквівалентності є збіг векторів напруги у пунктах 1 і 3 вихідної та еквівалентної схем, а також вхідного струму. Оскільки розрахункова схема не містить віток поперечних провідностей і джерел струму, то вхідний струм протікає всіма елементами вихідної схеми. Цей же струм протікає і в еквівалентній схемі.

Сумарне падіння напруги на ділянках 1-2 та 2-3 вихідної схеми визначається векторною сумою падіння напруги на кожній ділянці вихідної схеми:

$$\Delta \dot{U}_{13} = \Delta \dot{U}_{12} + \Delta \dot{U}_{23},$$

або за законом Ома:

$$\Delta \dot{U}_{13} = \dot{I}_1 z_{12} + \dot{I}_1 z_{23} = \dot{I}_1 (z_{12} + z_{23}). \quad (2.68)$$

Для еквівалентної схеми падіння напруги на ділянці 1-3

$$\Delta \dot{U}_{13} = \dot{I}_1 z_e. \quad (2.69)$$

Якщо порівняти між собою падіння напруги у вихідній та еквівалентній схемах, тобто вирази (2.68) та (2.69), отримуємо

$$z_e = z_{12} + z_{23}.$$

Принцип еквівалентування двох послідовно увімкнених ділянок розрахункової схеми можна поширити на довільну кількість послідовних ланок:

$$\underline{z}_e = \sum_{i=1}^n \underline{z}_i, \quad (2.70)$$

де n – кількість послідовно увімкнених ділянок.

Розглянемо *еквівалентне перетворення паралельно увімкнених ділянок розрахункових схем*.

Дві паралельно увімкнених ділянки, які характеризуються позовжніми опорами, можна замінити однією еквівалентною, як показано на рис. 2.40. Критерієм еквівалентності є збіг векторів напруги у пунктах 1 і 2 вихідної та еквівалентної схем, а також вхідного струму.

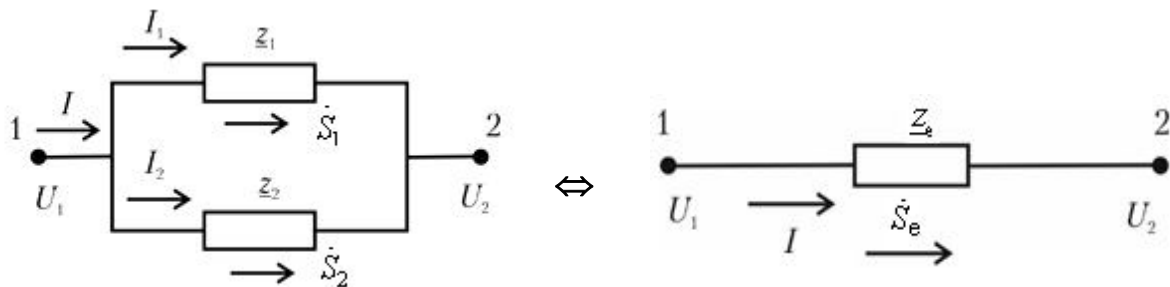


Рис. 2.40. Еквівалентне перетворення паралельно увімкнених ділянок розрахункової схеми

За першим законом Кірхгофа сума струмів паралельних ділянок дорівнює вхідному струму:

$$\dot{I} = \dot{I}_1 + \dot{I}_2,$$

або за законом Ома

$$\dot{I} = \frac{\Delta \dot{U}_{12}}{\underline{z}_1} + \frac{\Delta \dot{U}_{12}}{\underline{z}_2} = \Delta \dot{U}_{12} \left(\frac{1}{\underline{z}_1} + \frac{1}{\underline{z}_2} \right). \quad (2.71)$$

Такий самий струм спостерігається в еквівалентній схемі:

$$\dot{I} = \frac{\Delta \dot{U}_{12}}{\underline{z}_e}. \quad (2.72)$$

Якщо порівняти між собою вхідні струми вихідної та еквівалентної схем, тобто вирази (2.71) та (2.72), отримуємо

$$\underline{z}_e = \frac{\underline{z}_1 \underline{z}_2}{\underline{z}_1 + \underline{z}_2}.$$

На підставі аналогічних міркувань можна отримати вираз для визначення опору еквівалентної вітки трьох паралельних ділянок:

$$\underline{z}_e = \frac{\underline{z}_1 \underline{z}_2 \underline{z}_3}{\underline{z}_1 \underline{z}_2 + \underline{z}_2 \underline{z}_3 + \underline{z}_3 \underline{z}_1}.$$

Еквівалентна потужність, що протікає еквівалентною ділянкою, може бути розрахована як

$$\dot{S}_e = \dot{S}_1 + \dot{S}_2$$

Під час виконання зворотного перетворення вихідні потужності, що протікають за кожною з паралельних ділянок, розраховують за правилом «чужого плеча»:

$$\dot{S}_1 = \dot{S}_e \frac{\underline{z}_2}{\underline{z}_1 + \underline{z}_2}$$

$$\dot{S}_2 = \dot{S}_e \frac{\underline{z}_1}{\underline{z}_1 + \underline{z}_2}.$$

Не можна виконувати еквівалентування паралельних ділянок, якщо хоча б на одній із цих ділянок є будь-яке проміжне навантаження, оскільки у разі виконання цього перетворення у схемі буде порушений другий закон Кірхгофа. До початку перетворення таке проміжне навантаження має бути рознесене за правилом «чужого плеча» до пунктів, що обмежують паралельні ділянки.

У практичних задачах еквівалентування паралельно увімкнених ділянок схеми електричної системи зручніше проводити розрахунки за провідностями ділянок. Так, для схеми, що містить дві паралельні вітки, провідність еквівалентної ділянки можна визначити за виразом

$$\underline{y}_e = \underline{y}_1 + \underline{y}_2.$$

Отриманий принцип еквівалентування двох паралельно увімкнених ділянок розрахункової схеми можна поширити на довільну кількість ділянок:

$$\underline{y}_e = \sum_{i=1}^n \underline{y}_i,$$

де n – кількість паралельно увімкнених ділянок розрахункової схеми.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. У чому полягає спрощення розрахункової схеми?
2. За яких умов допустиме еквівалентне перетворення перерізів ділянок ЕМ?
3. Наведіть класифікацію методів еквівалентного перетворення розрахункових схем електричних систем.
4. У чому полягає еквівалентне заміщення перерізів проводів ділянок ЕМ.
5. У чому полягає еквівалентне перетворення послідовно увімкнених ділянок розрахункових схем?

6. У чому полягає еквівалентне перетворення паралельно увімкнених ділянок розрахункових схем?

7. У чому полягає еквівалентне перетворення послідовно увімкнених ділянок розрахункових схем?

8. Назвіть умову допустимості перетворення послідовно увімкнених ділянок на одну еквівалентну.

9. У чому полягає еквівалентне заміщення струмів витоку та втрат потужностей додатковими фіктивними навантаженнями?

10. Наведіть загальний вираз для визначення провідності еквівалентної ділянки, яка заміщує довільну кількість паралельно увімкнених гілок розрахункової схеми ЕМ.

ЛІТЕРАТУРА: [18, С. 181–186]; [95, С. 187–198]; [116, С. 35–58].

2.5.2 Еквівалентне заміщення декількох джерел живлення та перетворення опорів трикутника і зірки в розрахункових схемах

Розглянемо задачу заміщення групи генераторів ЕС, які видають потужність на загальні шини, еквівалентним генератором.

Кожний генератор моделюється джерелом напруги, яке характеризується значенням ЕРС і струмом у відповідній вітці, як показано на рис. 2.41. Кожна з віток характеризується поздовжньою провідністю.

Завдання полягає у визначенні ЕРС еквівалентного генератора і провідності еквівалентної вітки. Критерієм еквівалентності тут є збіг векторів напруги на загальних шинах ЕС, а також сумарного струму, який видається електростанцією в мережу.

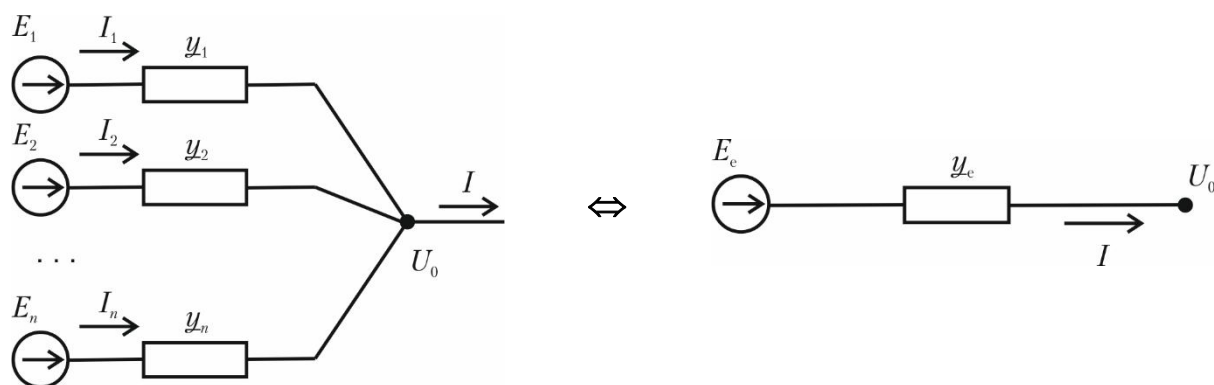


Рис. 2.41. Еквівалентне перетворення паралельно увімкнених генераторів електростанції

За першим законом Кірхгофа сумарний струм всіх генераторів вихідної схеми

$$\dot{I} = \sum_{i=1}^n \dot{I}_i = \sum_{i=1}^n (\dot{E}_i - \dot{U}_0) \underline{y}_i, \quad (2.73)$$

де n – загальна кількість паралельно увімкнених генераторів;

$\dot{E}_i$ – значенням ЕРС i -го генератора;

$\dot{U}_0$ – напруга спільного вузла;

$\underline{y}_i$ – позовжня провідність i -ї вітки.

В еквівалентній схемі струм можна подати виразом

$$\dot{I} = (\dot{E}_e - \dot{U}_0) \underline{y}_e. \quad (2.74)$$

Якщо порівняти сумарні струми вихідної та еквівалентної схем, тобто вирази (2.73) та (2.74), отримуємо

$$\sum_{i=1}^n (\dot{E}_i - \dot{U}_0) \underline{y}_i = (\dot{E}_e - \dot{U}_0) \underline{y}_e,$$

звідки

$$\dot{E}_e = \frac{\sum_{i=1}^n \dot{E}_i \underline{y}_i + \dot{U}_0 \left(\underline{y}_e - \sum_{i=1}^n \underline{y}_i \right)}{\underline{y}_e}. \quad (2.75)$$

Якщо припустити, що провідність еквівалентної вітки дорівнює сумі провідностей ділянок паралельно увімкнених генераторів,

$$\underline{y}_e = \sum_{i=1}^n \underline{y}_i,$$

то вираз (2.75) для визначення ЕРС еквівалентного генератора набуває вигляду

$$\dot{E}_e = \frac{\sum_{i=1}^n \dot{E}_i \underline{y}_i}{\sum_{i=1}^n \underline{y}_i}.$$

Для зворотного перетворення еквівалентної мережі на вихідну потрібно, виходячи зі значення еквівалентного струму,

$$\dot{I}_e = \dot{I}_1 + \dot{I}_2 + \dots + \dot{I}_n = \frac{\dot{E}_e - \dot{U}_0}{\underline{Z}_e} = (\dot{E}_e - \dot{U}_0) \underline{y}_e,$$

визначити струми всіх ділянок вихідної мережі. З цією метою можна використати вирази (2.73) і (2.74), з яких випливає, що

$$\begin{aligned}\dot{E}_1 - \dot{U}_0 &= \frac{\dot{I}_1}{\underline{y}_1} = \dot{I}_1 \underline{z}_1; \\ \dot{E}_2 - \dot{U}_0 &= \frac{\dot{I}_2}{\underline{y}_2} = \dot{I}_2 \underline{z}_2; \\ \dot{E}_n - \dot{U}_0 &= \frac{\dot{I}_n}{\underline{y}_n} = \dot{I}_n \underline{z}_n; \\ \dot{E}_e - \dot{U}_0 &= \frac{\dot{I}_e}{\underline{y}_e} = \dot{I}_e \underline{z}_e.\end{aligned}$$

Розглянемо попередні перше та четверте рівняння, розв'язавши їх відносно $\dot{U}_0$:

$$\begin{aligned}\dot{U}_0 &= \dot{E}_1 - \dot{I}_1 \underline{z}_1; \\ \dot{U}_0 &= \dot{E}_e - \dot{I}_e \underline{z}_e.\end{aligned}\tag{2.76}$$

Прирівнюючи праві частини (2.76), отримуємо:

$$\dot{I}_1 = \frac{\dot{E}_1 - \dot{E}_e}{\underline{z}_1} + \dot{I}_e \frac{\underline{z}_e}{\underline{z}_1}.\tag{2.77}$$

Струм довільного n -го ДЖ, з урахуванням (2.76), можна подати як

$$\dot{I}_n = \frac{\dot{E}_n - \dot{E}_e}{\underline{z}_n} + \dot{I}_e \frac{\underline{z}_e}{\underline{z}_n}.\tag{2.78}$$

Під час розрахунку режиму роботи мережі «у потужностях» рівняння (2.78) набуде такого вигляду:

$$\dot{S}_n = \frac{(\dot{E}_n - \dot{E}_e) \dot{U}_n}{\underline{z}_n} + \dot{S}_e \frac{\underline{z}_e}{\underline{z}_n}.\tag{2.79}$$

У разі, коли $\dot{E}_1 = \dot{E}_2 = \dots = \dot{E}_n = \dot{E}_e$, вирази (2.78) та (2.79) набувають вигляду

$$\begin{aligned}\dot{I}_n &= \dot{I}_e \frac{\underline{z}_e}{\underline{z}_n}, \\ \dot{S}_n &= \dot{S}_e \frac{\underline{z}_e}{\underline{z}_n}.\end{aligned}$$

Розглянемо *еквівалентне перетворення трикутника опорів у зірку та зірки у трикутник*.

Спрощення розрахункових схем електричних систем не завжди можна звести до еквівалентування послідовно та паралельно увімкнених ділянок розрахункової схеми електричної системи. Для більш складних способів з'єднання доцільним може виявитися перетворення трикутника опорів в еквівалентну зірку або навпаки – зірки в еквівалентний трикутник, як показано на рис. 2.42.

Зазначимо, що перетворення зірки в еквівалентний трикутник завжди пов'язаний зі збільшенням кількості вузлових точок розрахункової схеми і водночас зі зменшенням кількості незалежних контурів. Тому формальне застосування такого підходу рекомендоване у разі використання контурної розрахункової схеми усталеного режиму електричної системи. Друге перетворення – трикутника опорів в еквівалентну зірку, навпаки, пов'язане зі зменшенням кількості вузлів і водночас зі збільшенням кількості незалежних контурів розрахункової схеми. Тому формальне застосування такого підходу рекомендоване, коли використовують вузлову розрахункову схему усталеного режиму електричної системи.

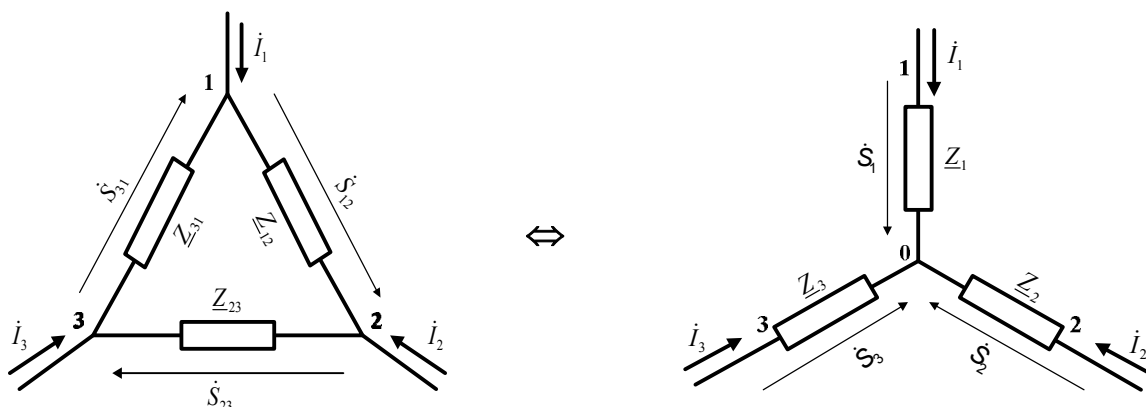


Рис. 2.42. Еквівалентне перетворення трикутника опорів у зірку та навпаки

Критерієм еквівалентності розрахункових схем електричної системи, зображених на рис. 2.42, є збіг режимних характеристик незмінної частини схеми, тобто векторів напруги у пунктах 1, 2 та 3, а також відповідних вхідних струмів. Еквівалентні перетворення схем з'єднання ділянок розрахункових схем у «зірку» й у «трикутник» ґрунтуються на рівняннях першого і другого законів Кірхгофа. Так, для з'єднання опорів у трикутник рівняння другого закону Кірхгофа для замкненого контура має вигляд

$$\Delta \dot{U}_{12} + \Delta \dot{U}_{23} + \Delta \dot{U}_{31} = 0.$$

Для з'єднання ділянок розрахункової схеми у зірку рівняння першого закону Кірхгофа для центральної точки має вигляд

$$\dot{I}_1 + \dot{I}_2 + \dot{I}_3 = 0. \quad (2.80)$$

Зазначимо, що рівняння (2.80) справедливе лише якщо немає вітки поперечної провідності або джерела струму в центральній вузловій точці зірки. Ця умова є обов'язковою для реалізації перетворення зірки в еквівалентний трикутник.

Рівняння першого закону Кірхгофа (2.80) справедливе також і для узагальненого вузла, який містить групу вузлів 1, 2 та 3 схеми з'єднання ділянок у трикутник.

Для з'єднання ділянок схеми в зірку справедливі співвідношення

$$\Delta \dot{U}_{12} = \Delta \dot{U}_{10} - \Delta \dot{U}_{20} = \dot{I}_1 \underline{z}_1 - \dot{I}_2 \underline{z}_2,$$

або з урахуванням рівняння першого закону Кірхгофа

$$\Delta \dot{U}_{12} = \dot{I}_1 \underline{z}_1 + (\dot{I}_1 + \dot{I}_3) \underline{z}_2 = \dot{I}_1 (\underline{z}_1 + \underline{z}_2) + \dot{I}_3 \underline{z}_2. \quad (2.81)$$

Для падіння напруги між точками 2 й 3 аналогічно отримуємо

$$\begin{aligned} \Delta \dot{U}_{23} &= \Delta \dot{U}_{20} - \Delta \dot{U}_{30} = \dot{I}_2 \underline{z}_2 - \dot{I}_3 \underline{z}_3 = \\ &= -(\dot{I}_1 + \dot{I}_3) \underline{z}_2 - \dot{I}_3 \underline{z}_3 = -\dot{I}_1 \underline{z}_2 - \dot{I}_3 (\underline{z}_2 + \underline{z}_3). \end{aligned} \quad (2.82)$$

Спільне розв'язання рівнянь (2.81) та (2.82) дає такий результат:

$$\begin{aligned} \dot{I}_1 &= \Delta \dot{U}_{12} \frac{\underline{z}_2 + \underline{z}_3}{\underline{D}} + \Delta \dot{U}_{23} \frac{\underline{z}_2}{\underline{D}}; \\ \dot{I}_3 &= -\Delta \dot{U}_{12} \frac{\underline{z}_2}{\underline{D}} - \Delta \dot{U}_{23} \frac{\underline{z}_1 + \underline{z}_2}{\underline{D}}, \end{aligned} \quad (2.83)$$

де $\underline{D} = \underline{z}_1 \underline{z}_2 + \underline{z}_2 \underline{z}_3 + \underline{z}_3 \underline{z}_1$.

Для схеми з'єднання ділянок розрахункової схеми у трикутник рівняння першого закону Кірхгофа для вузла 1 має вигляд

$$\dot{I}_1 = \dot{I}_{12} - \dot{I}_{31} = \frac{\Delta \dot{U}_{12}}{\underline{z}_{12}} - \frac{\Delta \dot{U}_{31}}{\underline{z}_{31}}$$

або з урахуванням рівнянь другого закону Кірхгофа

$$\dot{I}_1 = \frac{\Delta \dot{U}_{12}}{\underline{z}_{12}} + \frac{(\Delta \dot{U}_{12} + \Delta \dot{U}_{23})}{\underline{z}_{31}} = \Delta \dot{U}_{12} \left(\frac{1}{\underline{z}_{12}} + \frac{1}{\underline{z}_{31}} \right) + \Delta \dot{U}_{23} \left(\frac{1}{\underline{z}_{31}} \right). \quad (2.84)$$

Для вузла 3 аналогічно отримуємо

$$\begin{aligned}
\dot{I}_3 &= \dot{I}_{31} - \dot{I}_{23} = \frac{\Delta \dot{U}_{31}}{\underline{Z}_{31}} - \frac{\Delta \dot{U}_{23}}{\underline{Z}_{23}} = \\
&= -\frac{(\Delta \dot{U}_{12} + \Delta \dot{U}_{23})}{\underline{Z}_{31}} - \frac{\Delta \dot{U}_{23}}{\underline{Z}_{23}} = -\Delta \dot{U}_{12} \left(\frac{1}{\underline{Z}_{31}} \right) - \Delta \dot{U}_{23} \left(\frac{1}{\underline{Z}_{31}} + \frac{1}{\underline{Z}_{23}} \right).
\end{aligned} \tag{2.85}$$

Зіставивши рівнянь (2.84) та (2.85) з (2.83), отримаємо співвідношення

$$\begin{aligned}
\frac{\underline{Z}_2 + \underline{Z}_3}{\underline{D}} &= \frac{1}{\underline{Z}_{12}} + \frac{1}{\underline{Z}_{31}}; \\
\frac{\underline{Z}_2}{\underline{D}} &= \frac{1}{\underline{Z}_{31}}; \\
\frac{\underline{Z}_1 + \underline{Z}_2}{\underline{D}} &= \frac{1}{\underline{Z}_{31}} + \frac{1}{\underline{Z}_{23}}.
\end{aligned}$$

З наведених вище співвідношень після елементарних перетворень отримуємо вирази для обчислення опорів ділянок еквівалентного трикутника, виходячи з опорів $\underline{Z}_1, \underline{Z}_2, \underline{Z}_3$ схеми з'єднання зірки, а саме:

$$\begin{aligned}
\underline{Z}_{12} &= \frac{\underline{D}}{\underline{Z}_3} = \underline{Z}_1 + \underline{Z}_2 + \frac{\underline{Z}_1 \underline{Z}_2}{\underline{Z}_3}; \\
\underline{Z}_{23} &= \frac{\underline{D}}{\underline{Z}_1} = \underline{Z}_2 + \underline{Z}_3 + \frac{\underline{Z}_2 \underline{Z}_3}{\underline{Z}_1}; \\
\underline{Z}_{31} &= \frac{\underline{D}}{\underline{Z}_2} = \underline{Z}_1 + \underline{Z}_3 + \frac{\underline{Z}_1 \underline{Z}_3}{\underline{Z}_2}.
\end{aligned} \tag{2.86}$$

Потужності, що протікають сторонами еквівалентного «трикутника (Δ_e)», визначають за вихідними потужностями, що протікають променями опорів «зірки (Y)», на основі другого закону Кірхгофа відповідно до виразів

$$\begin{aligned}
\dot{S}_{12} &= \frac{\dot{S}_1 \underline{Z}_1 - \dot{S}_2 \underline{Z}_2}{\underline{Z}_{12}}; \\
\dot{S}_{23} &= \frac{\dot{S}_2 \underline{Z}_2 - \dot{S}_3 \underline{Z}_3}{\underline{Z}_{23}}; \\
\dot{S}_{31} &= \frac{\dot{S}_3 \underline{Z}_3 - \dot{S}_1 \underline{Z}_1}{\underline{Z}_{13}}.
\end{aligned} \tag{2.87}$$

Перетворення $Y \rightarrow \Delta_e$ також має суттєве обмеження – воно категорично заборонене у випадку, коли у пункті 0 є проміжне навантаження $\dot{S}_0$, оскільки у

зі виконання цього перетворення у схемі буде порушений другий закон рхгофа (рис. 2.43).

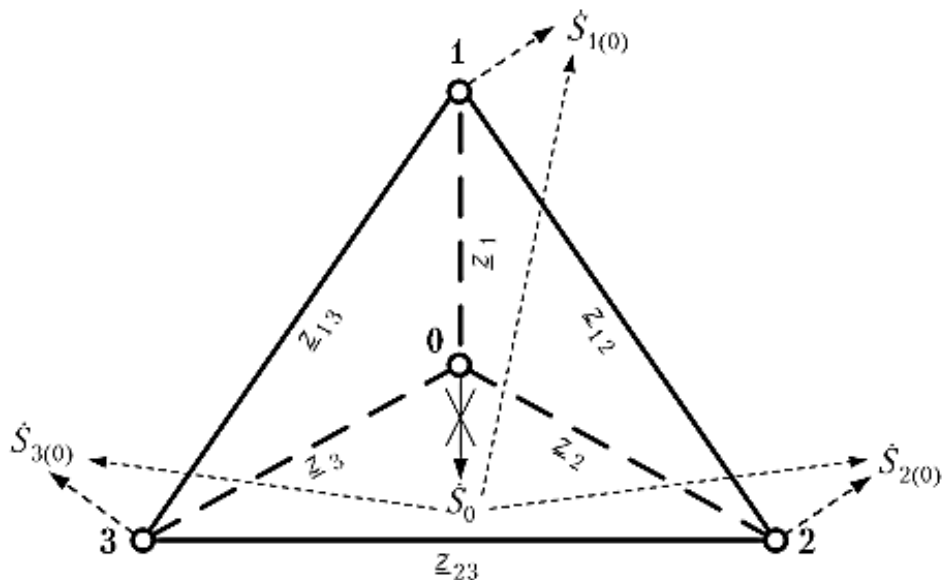


Рис. 2.43. Рознесення проміжного навантаження під час виконання перетворення $Y \rightarrow \Delta_e$

До початку перетворення $Y \rightarrow \Delta_e$ проміжне навантаження $\dot{S}_0$ має бути рознесене до кінців променів «зірки» за такими співвідношеннями:

$$\begin{aligned}\dot{S}_{1(0)} &= \dot{S}_0 \frac{\underline{y}_1}{\underline{y}_1 + \underline{y}_2 + \underline{y}_3} = \dot{S}_0 \frac{\underline{z}_1 \underline{z}_2 \underline{z}_3}{\underline{z}_1 (\underline{z}_1 \underline{z}_2 + \underline{z}_2 \underline{z}_3 + \underline{z}_3 \underline{z}_1)}; \\ \dot{S}_{2(0)} &= \dot{S}_0 \frac{\underline{y}_2}{\underline{y}_1 + \underline{y}_2 + \underline{y}_3} = \dot{S}_0 \frac{\underline{z}_1 \underline{z}_2 \underline{z}_3}{\underline{z}_2 (\underline{z}_1 \underline{z}_2 + \underline{z}_2 \underline{z}_3 + \underline{z}_3 \underline{z}_1)}; \\ \dot{S}_{3(0)} &= \dot{S}_0 \frac{\underline{y}_3}{\underline{y}_1 + \underline{y}_2 + \underline{y}_3} = \dot{S}_0 \frac{\underline{z}_1 \underline{z}_2 \underline{z}_3}{\underline{z}_3 (\underline{z}_1 \underline{z}_2 + \underline{z}_2 \underline{z}_3 + \underline{z}_3 \underline{z}_1)},\end{aligned}\tag{2.88}$$

де $\dot{S}_{i(0)}$ – частка проміжного навантаження $\dot{S}_0$, що перенесена до відповідного кінця променя «зірки» (рис. 2.43).

Для виконання *зворотного* перетворення опорів «трикутника (Δ)» на еквівалентну «зірку (Y_e)», проведемо такі перетворення.

Визначимо суму опорів трикутника:

$$\underline{z}_{12} + \underline{z}_{23} + \underline{z}_{31} = \frac{D}{z_3} + \frac{D}{z_1} + \frac{D}{z_2} = \frac{D^2}{z_1 z_2 z_3}. \quad (2.89)$$

Далі визначимо попарно добутки опорів ділянок трикутника з (2.86):

$$\begin{aligned}
z_{12}z_{23} &= \frac{D^2}{z_1z_3}; \\
z_{23}z_{31} &= \frac{D^2}{z_1z_2}; \\
z_{31}z_{12} &= \frac{D^2}{z_2z_3}.
\end{aligned}
\tag{2.90}$$

Поділивши вирази (2.90) на (2.89), отримуємо формули для визначення опорів еквівалентної зірки z_1, z_2, z_3 , виходячи з опорів z_{12}, z_{23}, z_{31} схеми з'єднання трикутником:

$$\begin{aligned}
z_1 &= \frac{z_{12}z_{31}}{z_{12} + z_{23} + z_{31}}; \\
z_2 &= \frac{z_{12}z_{23}}{z_{12} + z_{23} + z_{31}}; \\
z_3 &= \frac{z_{23}z_{31}}{z_{12} + z_{23} + z_{31}}.
\end{aligned}
\tag{2.91}$$

Потужності, що протікають променями еквівалентної «зірки», визначають за вихідними потужностями, що протікають сторонами «трикутника», на основі першого закону Кірхгофа:

$$\begin{aligned}
\dot{S}_1 &= \dot{S}_{31} - \dot{S}_{12}; \\
\dot{S}_2 &= \dot{S}_{12} - \dot{S}_{23}; \\
\dot{S}_3 &= \dot{S}_{23} - \dot{S}_{31}.
\end{aligned}
\tag{2.92}$$

Перетворення $\Delta \rightarrow Y_e$ має одне суттєве обмеження – воно заборонене, якщо хоча б на одній із сторін трикутника є будь-яке проміжне навантаження $\dot{S}_i$, оскільки у разі виконання такого перетворення у схемі буде порушений другий закон Кірхгофа (рис. 2.44).

До початку перетворення $\Delta \rightarrow Y_e$ проміжне навантаження має бути рознесене до сусідніх вершин «трикутника» за правилом «чужого плеча».

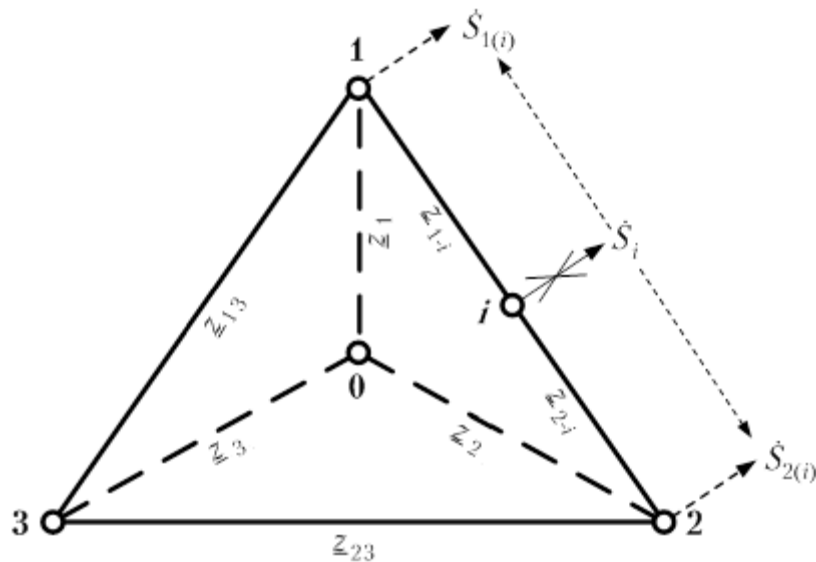


Рис. 2.44. Рознесення проміжного навантаження під час виконання перетворення $\Delta \rightarrow Y_e$

Досить часто для перетворення опорів трикутника на опори зірки та навпаки зручніше використовувати провідності ділянок розрахункової схеми електричної системи. У такому разі для перетворення «трикутника» на еквівалентну «зірку» слід користатися виразами

$$\begin{aligned}\underline{y}_1 &= \underline{y}_{12} + \underline{y}_{13} + \frac{\underline{y}_{12}\underline{y}_{13}}{\underline{y}_{23}}; \\ \underline{y}_2 &= \underline{y}_{12} + \underline{y}_{23} + \frac{\underline{y}_{12}\underline{y}_{23}}{\underline{y}_{31}}; \\ \underline{y}_3 &= \underline{y}_{31} + \underline{y}_{23} + \frac{\underline{y}_{31}\underline{y}_{23}}{\underline{y}_{12}}.\end{aligned}\tag{2.93}$$

Для зворотного перетворення «зірки» на еквівалентний «трикутник» справедливі співвідношення

$$\begin{aligned}\underline{y}_{12} &= \frac{\underline{y}_1 \underline{y}_2}{\underline{y}_1 + \underline{y}_2 + \underline{y}_3}; \\ \underline{y}_{23} &= \frac{\underline{y}_2 \underline{y}_3}{\underline{y}_1 + \underline{y}_2 + \underline{y}_3}; \\ \underline{y}_{31} &= \frac{\underline{y}_1 \underline{y}_3}{\underline{y}_1 + \underline{y}_2 + \underline{y}_3}.\end{aligned}\tag{2.94}$$

Розглянуті принципи перетворення опорів зірки в опори еквівалентного трикутника можна поширити на багатопроменеву зірку з довільною кількістю віток. У такому разі результатом перетворення є багатокутник з діагоналями, утворений кінцями променів зірки, вершини якого попарно з'єднані вітками.

У загальному випадку провідності віток багатокутника можна визначити за виразом

$$\underline{y}_{ij} = -\frac{\underline{y}_i \underline{y}_j}{\underline{y}_0}, \quad (2.95)$$

де $\underline{y}_0$ – власна провідність вузла в центрі багатопроменевої зірки (сума провідностей всіх променів зірки зі зворотним знаком).

Зазначимо, що послідовне з'єднання двох ділянок розрахункової схеми ЕМ можна розглядати як двопроменеву зірку. Справді, вираз (2.70) для двопроменевої зірки має вигляд

$$\underline{y}_e = \frac{\underline{y}_1 \underline{y}_2}{\underline{y}_1 + \underline{y}_2}. \quad (2.96)$$

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. У чому полягає еквівалентне перетворення паралельно увімкнених ДЖ розрахункової схеми?
2. Наведіть вирази для визначення параметрів еквівалентного генератора ЕС.
3. У чому полягає еквівалентне перетворення трикутника опорів у зірку в ЕМ?
4. У чому полягає еквівалентне перетворення опорів зірки в еквівалентний трикутник у розрахунковій схемі?
5. Що є критерієм еквівалентності розрахункових схем ЕМ за перетворення трикутника опорів у зірку і навпаки?
6. Коли неможливе еквівалентне перетворення опорів зірки в еквівалентний трикутник та навпаки у розрахунковій схемі?

ЛІТЕРАТУРА: [18, С. 181–186]; [95, С. 187–198]; [116, С. 35–58].

2.5.3 Еквівалентне перетворення навантажень та трансформаторних ділянок розрахункової схеми електричної системи

Еквівалентному перетворенню розрахункових схем ЕМ часто перешкоджає наявність електричних навантажень у проміжних пунктах ділянок схеми. Щоб зробити потрібні перетворення розрахункової схеми, слід заздалегідь виконати перенесення таких навантажень у суміжні пункти. Розглянемо принципи такого еквівалентного перетворення на прикладі радіальної схеми, показаної на рис. 2.45.

Критерієм еквівалентності розрахункових схем на рис. 2.45 є збіжність значень струмів головних ділянок та режиму напруги в пунктах 1 та 3 вихідної та еквівалентної розрахункових схем.

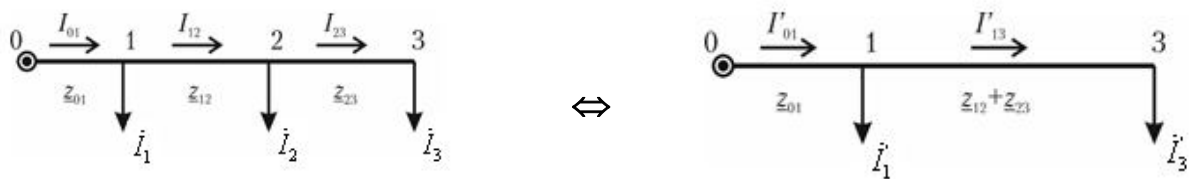


Рис. 2.45. Еквівалентне перенесення навантажень у суміжні пункти розрахункової схеми

Якщо немає віток поперечних провідностей, струми головних ділянок схеми визначають за першим законом Кірхгофа сумою струмів навантажень усіх пунктів розрахункової схеми, тобто

$$\dot{I}_1 + \dot{I}_2 + \dot{I}_3 = \dot{I}'_1 + \dot{I}'_3. \quad (2.97)$$

За законом Ома напругу в пункті 3 для вихідної схеми знаходять з виразів

$$\dot{U}_3 = U_0 - (\dot{I}_1 + \dot{I}_2 + \dot{I}_3)z_{01} - (\dot{I}_2 + \dot{I}_3)z_{12} - \dot{I}_3z_{23}, \quad (2.98)$$

а для еквівалентної схеми

$$\dot{U}_3 = U_0 - (\dot{I}'_1 + \dot{I}'_3)z_{01} - \dot{I}'_3(z_{12} + z_{23}). \quad (2.99)$$

Порівнявши вирази (2.98) та (2.99), отримуємо

$$(\dot{I}_1 + \dot{I}_2 + \dot{I}_3)z_{01} + (\dot{I}_2 + \dot{I}_3)z_{12} + \dot{I}_3z_{23} = (\dot{I}'_1 + \dot{I}'_3)z_{01} + \dot{I}'_3(z_{12} + z_{23}). \quad (2.100)$$

За спільного розв'язання рівнянь (2.97) та (2.100) визначаємо струми еквівалентних навантажень:

$$\begin{aligned} \dot{I}'_1 &= \dot{I}_1 + \dot{I}_2 \frac{z_{23}}{z_{12} + z_{23}}; \\ \dot{I}'_3 &= \dot{I}_3 + \dot{I}_2 \frac{z_{12}}{z_{12} + z_{23}}. \end{aligned} \quad (2.101)$$

Аналіз виразів (2.101) свідчить, що струмові навантаження у пунктах 1 та 3 еквівалентної схеми можна розглядати як суму струмового навантаження у вихідній схемі та часток навантаження пункту 2 ($\dot{I}_{2(1)}$, $\dot{I}_{2(3)}$), які переносяться в пункти 1 та 3, відповідно:

$$\begin{aligned} \dot{I}'_1 &= \dot{I}_1 + \dot{I}_{2(1)}; \\ \dot{I}'_3 &= \dot{I}_3 + \dot{I}_{2(3)}. \end{aligned}$$

Частки навантаження пункту 2, які переносяться у суміжні пункти розрахункової схеми, визначають за виразами

$$\begin{aligned} \dot{I}_{2(1)} &= \dot{I}_2 \frac{\underline{Z}_{23}}{\underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{23}}; \\ \dot{I}_{2(3)} &= \dot{I}_2 \frac{\underline{Z}_{12}}{\underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{23}}, \end{aligned} \quad (2.102)$$

причому

$$\dot{I}_{2(1)} + \dot{I}_{2(3)} = \dot{I}_2.$$

Таким чином частка струму навантаження, яка переноситься у суміжний пункт розрахункової схеми, пропорційна опорі протилежної ділянки. В електротехніці цей принцип перетворення називають правилом «чужого плеча».

Під час розрахунку режиму роботи мережі «в потужностях» рівняння (2.102) набуває такого вигляду:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{2(1)} &= \dot{S}_2 \frac{\underline{Z}_{23}}{\underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{23}}; \\ \dot{S}_{2(3)} &= \dot{S}_2 \frac{\underline{Z}_{12}}{\underline{Z}_{12} + \underline{Z}_{23}}. \end{aligned} \quad (2.103)$$

У практичних розрахунках іноді зручніше використовувати значення провідностей ділянок розрахункової схеми для визначення часток струмів навантажень, які переносяться в суміжні пункти. У цьому разі вирази (2.102) набувають вигляду

$$\begin{aligned} \dot{I}_{2(1)} &= \dot{I}_2 \frac{\underline{y}_{12}}{\underline{y}_{12} + \underline{y}_{23}}; \\ \dot{I}_{2(3)} &= \dot{I}_2 \frac{\underline{y}_{23}}{\underline{y}_{12} + \underline{y}_{23}}, \end{aligned} \quad (2.104)$$

тобто частки струмів пропорційні провідності відповідної ділянки розрахункової схеми.

Розглянутий принцип перенесення навантажень можна застосувати для еквівалентування багатопроменевих зірок у випадку, коли електричне навантаження треба перенести у три чи більше суміжних пунктів розрахункової схеми. Загальний вираз для визначення такої частки має вигляд

$$\dot{I}_{i(j)} = \dot{I}_i \frac{\underline{y}_{ij}}{\underline{y}_{ii}}, \quad (2.105)$$

де i – індекс вузла, навантаження якого переносять у суміжні пункти розрахункової схеми; j – індекс поточного суміжного вузла; $\underline{y}_{ii}$ – власна провідність i -го вузла розрахункової схеми.

У разі виконання *зворотного* перетворення мережі струми або потоки потужності за ділянками вихідної схеми визначають як суму або різницю за перетвореною ділянкою мережі та частки навантаження, що повертається, залежно від того, збігається чи ні напрямок повернення навантаження з розрахунковим напрямком за перетвореною ділянкою мережі. З урахуванням цього для схеми, зображеної на рис. 2.45, можна записати

$$\begin{aligned} \dot{I}_2 &= \dot{I}'_3 + \dot{I}_{2(1)}; \\ \dot{I}_3 &= \dot{I}'_3 - \dot{I}_{2(3)}, \end{aligned}$$

або

$$\begin{aligned} \dot{S}_2 &= \dot{S}'_3 + \dot{S}_{2(1)}; \\ \dot{S}_3 &= \dot{S}'_3 - \dot{S}_{2(3)}, \end{aligned} \tag{2.106}$$

Розглянуті принципи еквівалентування з перенесенням електричних навантажень справедливі лише для лінійних електричних систем, розрахункові схеми яких не містять віток поперечних провідностей, а навантаження подані фіксованими значеннями струмів. В іншому разі подібні еквівалентні перетворення неминуче пов'язані з похибкою розрахунку і допустимі лише за умови дотримання вимог інженерної точності.

Операція фіктивного «перенесення навантаження» пов'язана з припущенням того, що у вузлах мережі однакові значення напруги. Таке «перенесення» призводить до певної похибки у розрахунку. Використання методу під час розрахунку районних мереж пов'язане зі значною похибкою, тому такий метод можна використовувати лише в розрахунках режимів розподільних мереж.

Розглянемо *еквівалентне заміщення ЛЕП фіктивними навантаженнями*.

Для розрахунку ustalених режимів складних електричних систем часто використовують підхід, який ґрунтується на еквівалентному заміщенні ЛЕП парою зосереджених навантажень у вузлах, які обмежують ЛЕП.

Відомо, що для вузлів розрахункової схеми струми навантажень та струми суміжних ділянок підсумовують з урахуванням прийнятих умовно-додатних напрямків ділянок відповідно до першого закону Кірхгофа. Це дозволяє умовно виключити довільну ділянку розрахункової схеми ЕМ та замінити її двома зосередженими фіктивними навантаженнями вузлів, суміжних із цією ділянкою, як показано на рис. 2.46.

Такі фіктивні навантаження характеризуються однаковими за модулем, але протилежними за знаком струмами. Причому струм ділянки, який відходить від вузла схеми, заміщують еквівалентною генерацією, а струм, який надходить з лінії — еквівалентним навантаженням. Такий підхід розглянуто в методі накладання.

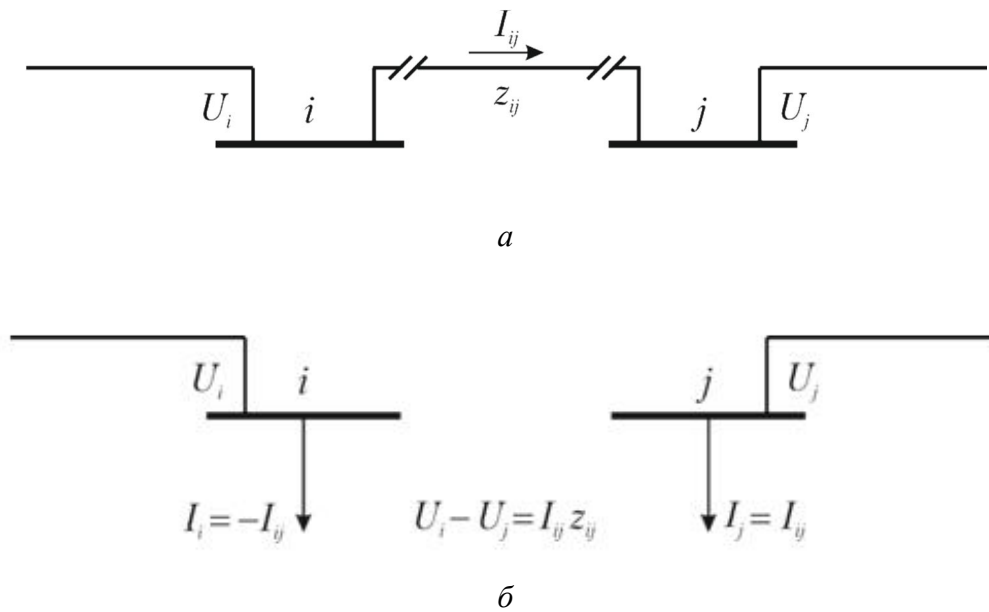


Рис. 2.46. Еквівалентне заміщення лінії електропередавання фіктивними навантаженнями: а – вихідна схема; б – еквівалентна схема

Розглянемо *еквівалентне заміщення трансформаторних ділянок фіктивними джерелами напруги та струму*.

Поздовжню ділянку розрахункової схеми знижувального силового трансформатора зображено на рис. 2.47. Така трансформаторна ділянка за допомогою фіктивної точки 2' умовно поділена на лінійну та активну частини.

Лінійна частина (між точками 1 та 2') містить активний та індуктивний опори, які імітують втрати потужності та падіння напруги в обмотках силового трансформатора комплексним імпедансом $\underline{z}_T$.

Активну (трансформуючу) частину зображено на рис. 2.47 ідеальним трансформатором, який характеризується комплексним коефіцієнтом трансформації $\underline{k}_T$. Вважатимемо, що електрична енергія передається через трансформатор від пункту 1 до пункту 2, параметри розрахункової схеми зведено до умов обмотки вищої напруги, а коефіцієнт трансформації визначається відношенням кількостей витків обмотки вищої напруги до витків обмотки нижчої напруги.

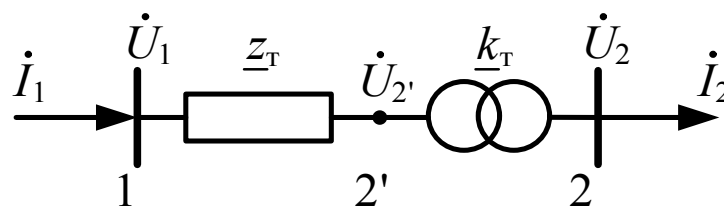


Рис. 2.47. Розрахункова схема знижувального трансформатора

За цих умов для знижувального трансформатора, зображеного на рис. 2.47, справедливі співвідношення

$$\begin{cases} \dot{I}_1 = \frac{\dot{U}_1 - \dot{U}_{2'}}{\underline{Z}_T} = \frac{\dot{U}_1 - \dot{U}_2 k_T}{\underline{Z}_T}; \\ \dot{I}_2 = \dot{I}_1 \hat{k}_T = \frac{\dot{U}_1 \hat{k}_T - \dot{U}_2 k_T^2}{\underline{Z}_T}, \end{cases} \quad (2.107)$$

де $\underline{Z}_T = r_T + jx_T$ – повний опір (імпеданс) поздовжньої ділянки розрахункової схеми силового трансформатора; k_T^2 – квадрат модуля коефіцієнта трансформації силового трансформатора.

Очевидно, що поданий виразами (2.107) математичний вираз для силового трансформатора є мультиплікативним законом перетворення напруги та струму в силовому трансформаторі. Замість мультиплікативної можлива й адитивна модель силового трансформатора (рис. 2.48). Замість мультиплікативної операції перетворення напруги та струму відповідно до коефіцієнта трансформації силового трансформатора у склад розрахункової схеми вносять фіктивне джерело напруги, яке задає відповідне додавання напруги (можливо, від’ємне для знижувальних трансформаторів) на кінці трансформаторної ділянки та фіктивне джерело струму на кінці трансформаторної ділянки, яке імітує перетворення струму.

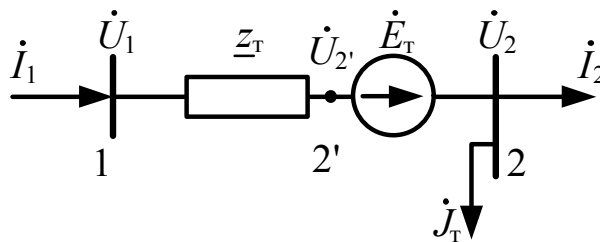


Рис. 2.48. Еквівалентна розрахункова схема силового трансформатора з фіктивними джерелами напруги $\dot{E}_T$ та струму $\dot{J}_T$

Для розрахункової схеми, зображеної на рис. 2.48, справедливі співвідношення, які визначають еквівалентну адитивну модель силового трансформатора:

$$\begin{cases} \dot{I}_1 = \frac{\dot{U}_1 - \dot{U}_{2'}}{\underline{Z}_T} = \frac{\dot{U}_1 - \dot{U}_2 + \dot{E}_T}{\underline{Z}_T}; \\ \dot{I}_2 = \dot{I}_1 - \dot{J}_T = \frac{\dot{U}_1 - \dot{U}_2 + \dot{E}_T}{\underline{Z}_T} - \dot{J}_T, \end{cases} \quad (2.108)$$

де $\dot{E}_T$ – ЕРС поздовжнього фіктивного джерела напруги;

$\dot{J}_T$ – струм фіктивного поперечного джерела струму.

Порівнявши перші рівняння виразів (2.107) та (2.108), отримуємо

$$\dot{I}_1 = \frac{\dot{U}_1 - \dot{U}_2 \underline{k}_T}{\underline{Z}_T} = \frac{\dot{U}_1 - \dot{U}_2 + \dot{E}_T}{\underline{Z}_T},$$

звідки

$$\dot{E}_T = \dot{U}_2 (1 - \underline{k}_T). \quad (2.109)$$

Порівнявши другі рівняння виразів (2.107) та (2.108), маємо

$$\dot{I}_2 = \frac{\dot{U}_1 \hat{k}_T - \dot{U}_2 \underline{k}_T^2}{\underline{Z}_T} = \frac{\dot{U}_1 - \dot{U}_2 + \dot{E}_T}{\underline{Z}_T} - \dot{J}_T,$$

звідки

$$\dot{J}_T = \frac{\dot{U}_1 - \dot{U}_2 \underline{k}_T}{\underline{Z}_T} (1 - \hat{k}_T). \quad (2.110)$$

Зазначимо, що застосування отриманої розрахункової схеми силового трансформатора не задовольняє у повному обсязі вимог простоти та зручності організації розрахункового обчислювального процесу. Наявність фіктивного джерела напруги у складі еквівалентної розрахункової схеми вимагає відповідного корегування розрахункових моделей усталеного режиму ЕМ. У такому разі доцільно замінити фіктивне джерело напруги парою джерел струму на початку та на кінці трансформаторної ділянки такими, щоб додатковий фіктивний струм на поздовжній ділянці еквівалентної розрахункової схеми викликав додаткове фіктивне падіння напруги, яке дорівнює ЕРС фіктивного джерела струму розрахункової схеми на рис. 2.48. Відповідну розрахункову схему зображено на рис. 2.49, де J_E позначено додаткові фіктивні джерела струму на початку та на кінці еквівалентної ділянки, які визначають додатковий фіктивний струм та необхідне падіння напруги на поздовжній ділянці розрахункової схеми.

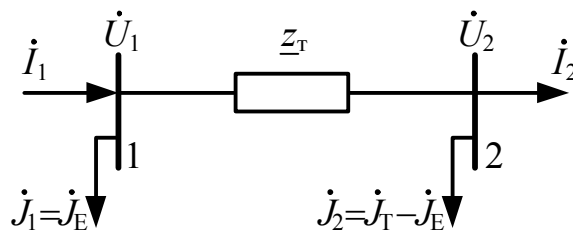


Рис. 2.49. Еквівалентна розрахункова схема силового трансформатора, яка містить фіктивні джерела струму J_E

Щоб забезпечити еквівалентність на початку та на кінці поздовжньої ділянки, прикладають однакові за модулем та протилежні за напрямком фіктивні струми:

$$J_E = \frac{\dot{E}_r}{\underline{Z}_r} = \frac{\dot{U}_2(1 - \underline{k}_r)}{\underline{Z}_r},$$

причому струм на початку поздовжньої ділянки додатний:

$$J_1 = J_E = \frac{\dot{U}_2(1 - \underline{k}_r)}{\underline{Z}_r}. \quad (2.111)$$

Відповідно до розрахункової схеми на рис. 2.49 на кінці поздовжньої ділянки під'єднані два фіктивні джерела струму – для імітування фіктивного падіння напруги у парі із джерелом струму на початку ділянки (такий струм на кінці ділянки є від'ємним) та для адитивного моделювання перетворення струму ідеальним трансформатором. Струм еквівалентного джерела струму на кінці поздовжньої ділянки

$$\begin{aligned} J_2 = -J_E + J_r &= -\frac{\dot{U}_2(1 - \underline{k}_r)}{\underline{Z}_r} + \frac{\dot{U}_1 - \dot{U}_2 \underline{k}_r}{\underline{Z}_r} (1 - \hat{k}_r) = \\ &= \frac{\dot{U}_1}{\underline{Z}_r} (1 - \hat{k}_r) - \frac{\dot{U}_2}{\underline{Z}_r} (1 - k_r^2). \end{aligned} \quad (2.112)$$

Такий самий результат можна отримати в інший спосіб, виходячи з таких міркувань. Для еквівалентної розрахункової схеми на рис. 2.49 можна записати рівняння першого закону Кірхгофа для пунктів на початку та наприкінці ділянки:

$$\begin{cases} \dot{I}_1 = J_1 + \frac{\dot{U}_1 - \dot{U}_2}{\underline{Z}_r}; \\ \dot{I}_2 = -J_2 + \frac{\dot{U}_1 - \dot{U}_2}{\underline{Z}_r}. \end{cases} \quad (2.113)$$

З порівняння виразів (2.107) та (2.113) маємо

$$\begin{cases} \dot{I}_1 = J_1 + \frac{\dot{U}_1 - \dot{U}_2}{\underline{Z}_r} = \frac{\dot{U}_1 - \dot{U}_2 \underline{k}_r}{\underline{Z}_r}; \\ \dot{I}_2 = -J_2 + \frac{\dot{U}_1 - \dot{U}_2}{\underline{Z}_r} = \frac{\dot{U}_1 \hat{k}_r - \dot{U}_2 k_r^2}{\underline{Z}_r}. \end{cases}$$

Звідси

$$\begin{cases} J_1 = \frac{\dot{U}_2}{\underline{Z}_r} (1 - \underline{k}_r); \\ J_2 = \frac{\dot{U}_1}{\underline{Z}_r} (1 - \hat{k}_r) - \frac{\dot{U}_2}{\underline{Z}_r} (1 - k_r^2), \end{cases} \quad (2.114)$$

що повністю відповідає отриманим вище виразам (2.111) та (2.112).

В аналогічний спосіб можна визначити правила еквівалентного заміщення трансформаторної ділянки підвищувального трансформатора фіктивними джерелами напруги та струму або тільки фіктивними джерелами напруги. Відповідні розрахункові схеми силового трансформатора та еквівалентні розрахункові схеми зображено на рис. 2.50. Для підвищувальних трансформаторів параметри розрахункової схеми зведено до умов вторинної обмотки.

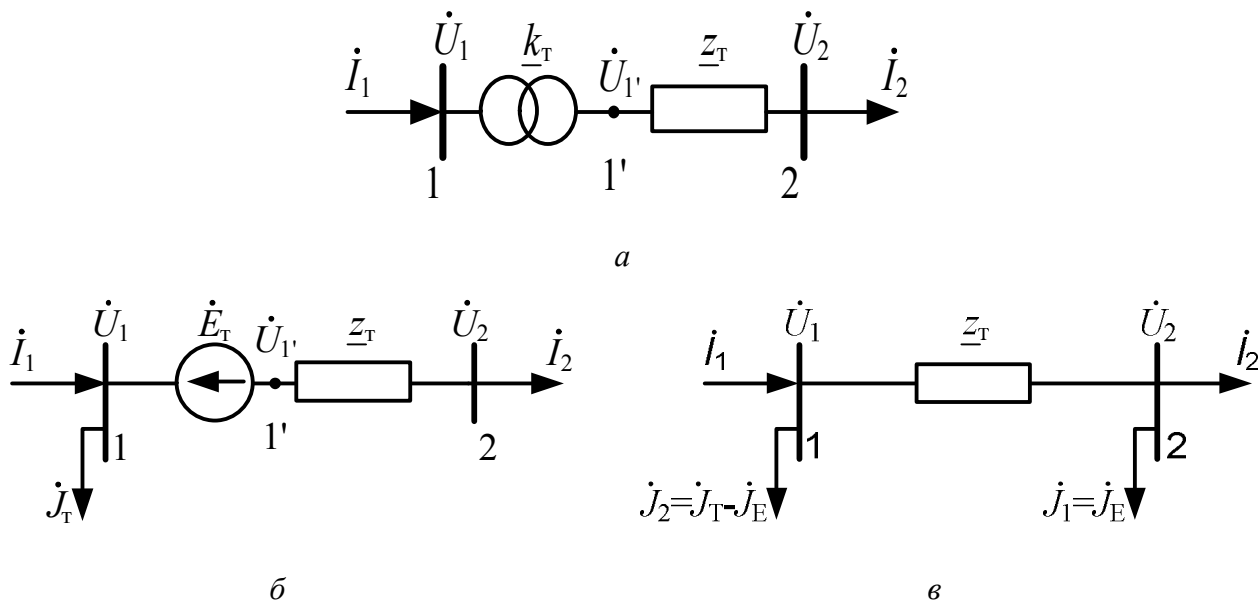


Рис. 2.50. Розрахункова та еквівалентні схеми підвищувального трансформатора:

а – з лінійною та активною частинами;

б – з фіктивними джерелами напруги та струму;

в – з фіктивними джерелами струму

Для розрахункової схеми силового трансформатора, зображеної на рис. 2.50, а, справедливі співвідношення

$$\begin{cases} \dot{I}_2 = \frac{\dot{U}_{1'} - \dot{U}_2}{\underline{z}_T} = \frac{\dot{U}_1 \underline{k}_T - \dot{U}_2}{\underline{z}_T}, \\ \dot{I}_1 = \dot{I}_2 \hat{k}_T = \frac{\dot{U}_1 \underline{k}_T^2 - \dot{U}_2 \hat{k}_T}{\underline{z}_T}. \end{cases} \quad (2.115)$$

Для еквівалентної схеми, яка містить фіктивні джерела напруги та струму (рис. 2.50, б), аналогічні рівняння мають вигляд

$$\begin{cases} \dot{I}_2 = \frac{\dot{U}_1 - \dot{E}_T - \dot{U}_2}{\underline{z}_T}, \\ \dot{I}_1 = \dot{I}_2 + \dot{j}_T = \frac{\dot{U}_1 - \dot{E}_T - \dot{U}_2}{\underline{z}_T} + \dot{j}_T. \end{cases} \quad (2.116)$$

На підставі попарного зіставлення рівнянь (2.115) та (2.116) отримуємо

$$\begin{cases} \dot{E}_T = \dot{U}_1 (1 - \underline{k}_T); \\ \dot{J}_T = \frac{\dot{U}_2 - \dot{U}_1 \underline{k}_T}{\underline{Z}_T} (1 - \hat{k}_T). \end{cases} \quad (2.117)$$

Для еквівалентної розрахункової схеми, яка містить джерела струму на початку та на кінці поздовжньої ділянки (рис. 2.50, в), рівняння першого закону Кірхгофа мають вигляд (2.113). Із порівнювання виразів (2.115) та (2.113) отримаємо параметри фіктивних джерел струму:

$$\begin{cases} \dot{J}_1 = \frac{\dot{U}_2}{\underline{Z}_T} (1 - \hat{k}_T) - \frac{\dot{U}_1}{\underline{Z}_T} (1 - k_T^2); \\ \dot{J}_2 = \frac{\dot{U}_1}{\underline{Z}_T} (1 - \underline{k}_T). \end{cases} \quad (2.118)$$

Зіставлення виразів (2.116), (2.109) та (2.110), а також виразів (2.118) та (2.114), дозволяє визначити узагальнені вирази для обчислення ЕРС та струмів фіктивних джерел напруги і струму, за допомогою яких здійснюється адитивне імітування трансформації напруги та струму силовими трансформаторами:

– у разі заміщення ідеального трансформатора фіктивними джерелами напруги та струму:

$$\begin{cases} \dot{E}_T = \dot{U}_{\text{нн}} (1 - \underline{k}_T), \\ \dot{J}_T = \frac{\dot{U}_{\text{вн}} - \dot{U}_{\text{нн}} \underline{k}_T}{\underline{Z}_T} (1 - \hat{k}_T); \end{cases} \quad (2.119)$$

– у разі заміщення ідеального трансформатора фіктивними джерелами струму:

$$\begin{cases} \dot{J}_{\text{нн}} = \frac{\dot{U}_{\text{вн}}}{\underline{Z}_T} (1 - \hat{k}_T) - \frac{\dot{U}_{\text{нн}}}{\underline{Z}_T} (1 - k_T^2), \\ \dot{J}_{\text{вн}} = \frac{\dot{U}_{\text{нн}}}{\underline{Z}_T} (1 - \underline{k}_T). \end{cases} \quad (2.120)$$

У виразах (2.119) й (2.120) $\dot{U}_{\text{вн}}$ та $\dot{U}_{\text{нн}}$ позначено робочі напруги на затискачах обмоток вищої та нижчої напруг трансформатора відповідно; $\dot{J}_{\text{вн}}$ та $\dot{J}_{\text{нн}}$ – струми фіктивних джерел струму, під'єднаних з боку обмоток вищої та нижчої напруг трансформатора відповідно.

Під час формування еквівалентної розрахункової схеми додаткові фіктивні джерела напруги та струму розміщують з боку обмотки нижчої напруги силового трансформатора, а джерело напруги направляють з боку

обмотки вищої напруги до обмотки нижчої напруги силового трансформатора (рис. 2.48 та 2.50, б).

Аналіз виразів (2.119) та (2.120) свідчить про те, що еквівалентне заміщення ідеального трансформатора фіктивними джерелами напруги та струму здійснюється на основі даних про режим напруги, зокрема у пунктах, які обмежують трансформаторну ділянку. Це означає, що для адекватного розрахунку ustalених режимів електричних систем із трансформаторними зв'язками треба організувати додатковий ітераційний процес, спрямований на уточнення ЕРС і струмів фіктивних джерел напруги та струму відповідно до уточнення режиму напруги в ЕМ. Таким чином, алгоритм розрахунку усталеного режиму ЕМ, яка містить трансформаторні зв'язки, складається із двох вкладених циклів.

Зовнішній ітераційний цикл направлений на уточнення параметрів фіктивних джерел напруги та струму відповідно до поточних характеристик режиму напруги пунктів, які обмежують трансформаторні ділянки.

Внутрішній ітераційний цикл направлений на явне або неявне уточнення втрат потужності в ЕМ та визначення режиму напруги за поточних значень ЕРС і струмів фіктивних джерел напруги та струму.

Можливе застосування алгоритму спільного уточнення параметрів фіктивних джерел напруги та струму і втрат потужності в електричній системі в єдиному ітераційному циклі. Такий алгоритм передбачає уточнення значень ЕРС та струмів фіктивних джерел напруги та струму одночасно з ітераційним уточненням режиму напруги на кожному кроці обчислювального процесу.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. *У чому полягає еквівалентне перенесення навантажень у суміжні пункти розрахункової схеми?*
2. *У чому полягає еквівалентне заміщення ЛЕП фіктивними навантаженнями?*
3. *У чому полягає еквівалентне заміщення трансформаторних ділянок фіктивними джерелами напруги та струму?*
4. *У чому полягає еквівалентне заміщення трансформаторних ділянок фіктивними джерелами струму?*
5. *Коли неможливе еквівалентне перетворення опорів зірки в еквівалентний трикутник та навпаки у розрахунковій схемі?*

ЛІТЕРАТУРА: [95, С. 187–198, 289–292]; [116, С. 33–34].

2.5.4 Еквівалентне зведення параметрів розрахункової схеми до базисної напруги

Еквівалентування параметрів розрахункової схеми ЕМ до базисної напруги полягає у виключенні трансформаторних ділянок зі складу розрахункової схеми. Загальні принципи розрахунку ustalених режимів електричних систем у цьому разі полягають у послідовному виконанні трьох етапів:

- зведення параметрів розрахункової схеми до базисної напруги;
- розрахунок параметрів ustalеного режиму еквівалентної електричної системи одного класу номінальної напруги;
- зворотний перерахунок параметрів ustalеного режиму до фактичних рівнів номінальної напруги елементів ЕМ.

Зведення параметрів розрахункової схеми ЕМ до прийнятої базисної напруги ґрунтується на принципі інваріантності потоків потужності у вихідній та еквівалентній розрахункових схемах ЕМ. За основу беруть зведення напруги відповідно до виразу

$$\dot{U}' = \dot{U} k_{зв},$$

де $\dot{U}$, $\dot{U}'$ – фактична та зведена напруга;

$k_{зв}$ – коефіцієнт зведення напруги.

Інваріантність потоку потужності визначає правило зведення робочих струмів

$$\dot{S} = \hat{U} \dot{I} = \hat{U}' \dot{I}' = \dot{S}',$$

звідки

$$\dot{I}' = \dot{I} \frac{\hat{U}}{\hat{U}'} = \frac{\dot{I}}{\hat{k}_{зв}},$$

де $\dot{I}$, $\dot{I}'$ – фактичний та зведений струми ділянки розрахункової схеми, $\hat{k}_{зв}$ – спряжений коефіцієнт зведення напруги.

Вирази для зведення параметрів розрахункових схем (опорів поздовжніх та провідностей поперечних ділянок) визначають виходячи з інваріантності втрат потужності у цих елементах:

$$\Delta \dot{S}_Z = I^2 \hat{z} = I'^2 \hat{z}' = \Delta \dot{S}'_Z; \quad \Delta \dot{S}_Y = U^2 \underline{y} = U'^2 \underline{y}' = \Delta \dot{S}'_Y;$$

$$\underline{z}' = \underline{z} \frac{I^2}{I'^2} = \underline{z} k_{зв}^2; \quad \underline{y}' = \underline{y} \frac{U^2}{U'^2} = \frac{\underline{y}}{k_{зв}^2},$$

де $\underline{z}$, $\underline{y}$ та $\underline{z}'$, $\underline{y}'$ – фактичні та зведені опори поздовжніх та провідності поперечних ділянок схеми; $\Delta \dot{S}_Z$, $\Delta \dot{S}_Y$ – втрати потужності на поздовжніх та поперечних ділянках розрахункової схеми; $k_{зв}^2$ – квадрат модуля коефіцієнта зведення.

Коефіцієнт зведення параметрів розрахункової схеми електричної системи відповідає номінальним значенням коефіцієнтів трансформації силових трансформаторів та АТ, які поєднують мережі різних класів номінальної напруги на паралельну роботу. У загальному випадку такий коефіцієнт трансформації характеризується комплексним числом, оскільки відповідно до схем з'єднання обмоток трансформатора напруга на вторинних обмотках може змінюватися не тільки за абсолютною величиною, але й по фазі.

Зведення параметрів розрахункової схеми до одного ступеня номінальної напруги можливе лише в тому разі, коли коефіцієнти трансформації в кожному замкненому контурі врівноважені, тобто добуток коефіцієнтів трансформації всіх трансформаторів, що входять в кожний незалежний контур, дорівнює одиниці. У реальних умовах через інтенсивне використання трансформаторного парку для регулювання режиму напруги зазначеної вимоги зазвичай не дотримуються. У цьому разі можлива реалізація тільки наближеного розрахунку параметрів усталеного режиму ЕМ. Коефіцієнт зведення беруть на рівні відношення відповідних значень номінальної напруги:

$$k_{зв} = \frac{U_6}{U_{ном}},$$

де U_6 – базисна напруга; $U_{ном}$ – номінальна напруга устаткування електричної системи.

Після зведення параметрів розрахункової схеми до базисних умов виконують розрахунки параметрів усталеного режиму ЕМ, як для системи одного класу номінальної напруги. У заключній частині розрахунку здійснюють зворотне перетворення режимних параметрів ЕМ від базисних до дійсних умов режиму її роботи.

Застосування такого підходу до розрахунку усталених режимів замкнених ЕМ завжди пов'язане з викривленням результатів та може бути використане лише в оціночних розрахунках, які не вимагають високої точності. Справа в тому, що в сучасних ЕЕС трансформаторний парк бере активну участь в регулюванні режиму напруги засобами РПН та ПБЗ. У результаті коефіцієнти трансформації силових трансформаторів не дорівнюють своїм номінальним значенням, що ускладнює застосування зведення параметрів розрахункової схеми електричної системи до базисної напруги.

У такому разі можливий підхід, який ґрунтується на еквівалентному заміщенні регульованої частини ідеального трансформатора фіктивними джерелами напруги та струму.

У загальному випадку коефіцієнт трансформації силового трансформатора можна визначити за виразом

$$k_{т} = \frac{W_{вн0} \pm W_{внр}}{W_{нн}}, \quad (2.121)$$

де $W_{\text{ВН0}}$, $W_{\text{ВНР}}$ – кількість нерегульованих та регульованих витків обмотки вищої напруги відповідно; $W_{\text{НН}}$ – кількість витків в обмотці нижчої напруги силового трансформатора; знак $\pm$ означає, що регулювання коефіцієнта трансформації силового трансформатора може здійснюватися як у бік збільшення, так і в бік зменшення коефіцієнта трансформації.

Вираз (2.121) можна записати у вигляді

$$k_{\text{т}} = \frac{W_{\text{ВН0}}(1 + \omega_{\text{ВН}})}{W_{\text{НН}}} = k_{\text{тн}}(1 + \omega_{\text{ВН}}) = k_{\text{тн}}k_{\text{тр}}, \quad (2.122)$$

де $\omega_{\text{ВН}} = \frac{W_{\text{ВНР}}}{W_{\text{ВН0}}}$ – відносна кількість регульовальних витків силових трансформаторів (може бути від'ємною величиною);

$k_{\text{тн}} = \frac{W_{\text{ВН0}}}{W_{\text{НН}}}$ – номінальний коефіцієнт трансформації;

$k_{\text{тр}} = (1 + \omega_{\text{ВН}})$ – регульовальний коефіцієнт трансформації.

Вираз (2.121) відображає застосування пристроїв регулювання напруги в обмотках ВН силових трансформаторів. Водночас можливі випадки, коли регульовальні пристрої одночасно розміщені в обмотках ВН та НН трансформатора (наприклад, пристрій РПН в обмотці вищої напруги та пристрій ПБЗ в обмотці НН чи СН), або пристрій регулювання напруги міститься в загальній нейтралі силових АТ. За цих умов вирази (2.121) та (2.122) слід скоригувати відповідно до обраної схеми регулювання напруги.

У будь-якому разі з виразу (2.122) або аналогічного виразу для обраної схеми регулювання випливає, що перетворення напруги та струму в силовому трансформаторі можна умовно поділити на два етапи:

- перетворення відповідно до номінального коефіцієнта трансформації;
- перетворення відповідно до регульовального коефіцієнта трансформації.

Етапи перетворення напруги та струму в силовому трансформаторі показано в розрахунковій схемі на рис. 2.51.

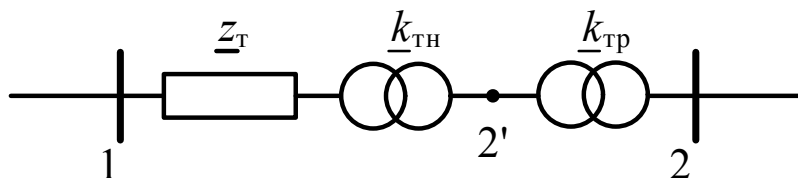


Рис. 2.51. Еквівалентна розрахункова схема силового знижувального трансформатора з поділом на номінальну та регульовальну частини

На рис. 2.51 позначено фіктивну точку $2'$, яка поділяє ідеальний трансформатор на номінальну та регульовальну частини. Таким чином, частина розрахункової схеми між точками 1 та $2'$ є схемою силового трансформатора, який працює з номінальним коефіцієнтом трансформації.

Друга частина схеми між точками 2' та 2 являє собою ідеальний регулювальний трансформатор, який можна еквівалентно замінити джерелом напруги та струму, яка показано на рис. 2.52.

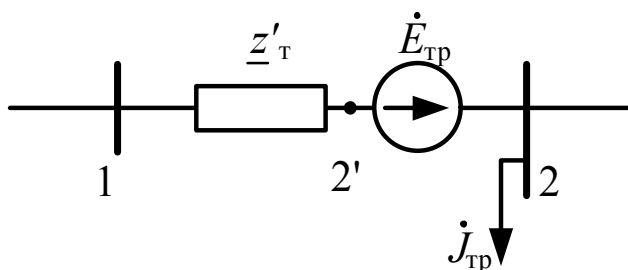


Рис. 2.52. Еквівалентна розрахункова схема силового трансформатора, з урахуванням регулювання коефіцієнта трансформації

Опір z'_T на рис. 2.52 являє собою зведений до базисної напруги опір поздовжньої ділянки схеми заміщення силового трансформатора; $\dot{E}_{\text{тр}}$, $\dot{J}_{\text{тр}}$ – ЕРС джерела напруги та струм джерела струму, які моделюють регулювальну частину трансформації напруги та струму.

На підставі міркувань, аналогічних наведеним вище, можна визначити параметри фіктивних джерел напруги та струму:

$$\begin{cases} \dot{E}_{\text{тр}} = \dot{U}'_2 (1 - \underline{k}_{\text{тр}}); \\ \dot{J}_{\text{тр}} = \frac{\dot{U}'_1 - \dot{U}'_2 \underline{k}_{\text{тр}}}{\underline{z}'_T} (1 - \hat{k}_{\text{тр}}), \end{cases} \quad (2.123)$$

де $\dot{U}'_1$, $\dot{U}'_2$ – напруги на початку та на кінці трансформаторної ділянки зведені до базисної.

У разі розміщення пристроїв регулювання коефіцієнтів трансформації в обмотці вищої напруги силового трансформатора вирази (2.123) набувають вигляду

$$\begin{cases} \dot{E}_{\text{тр}} = -\dot{U}'_2 \omega_{\text{вн}}; \\ \dot{J}_{\text{тр}} = \frac{\dot{U}'_2 (1 + \omega_{\text{вн}}) - \dot{U}'_1}{\underline{z}'_T} \omega_{\text{вн}}. \end{cases} \quad (2.124)$$

Аналіз виразів (2.123) та (2.124) свідчить про необхідність організації ітераційного уточнення параметрів фіктивних джерел напруги та струму відповідно до даних режиму напруги, зокрема у пунктах, які обмежують трансформаторну ділянку.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. *Обґрунтуйте необхідність спрощення розрахункових схем електричних систем.*
2. *Які умови визначають допустимість перетворення розрахункових схем електричних систем?*
3. *Наведіть вирази еквівалентного перенесення навантажень пунктів розрахункових схем у суміжні вузли.*
4. *Охарактеризуйте еквівалентне заміщення мультиплікативного трансформаторного елемента адитивними фіктивними джерелами напруги та струму.*
5. *Дайте характеристику та наведіть послідовність моделювання ustalених режимів електричних систем із трансформаторними зв'язками на основі зведення розрахункових параметрів розрахункової схеми до базисної напруги.*
6. *Сформулюйте принцип та наведіть вирази для зведення параметрів розрахункової схеми до базисної напруги.*
7. *Поясніть причину виникнення похибки моделювання ustalеного режиму складнозамкненої мережі із трансформаторними зв'язками зведенням її параметрів до базисної напруги.*
8. *Охарактеризуйте підхід, який дозволяє точно урахувати регульовальні можливості силових трансформаторів у разі зведення параметрів розрахункової схеми до базисної напруги.*

ЛІТЕРАТУРА: [8, С. 255–260]; [18, С. 181–187]; [20, С. 194–208]; [29, С. 454–462, 469–472]; [63, С. 184–195]; [72, С. 42–48]; [64, С. 177–184]; [85, С. 199–204]; [81, С. 98–129]; [96, С. 190–199].

2.6 Розрахунок ustalених режимів великих електроенергетичних систем

Характеристики розрахункової схеми та параметри режиму системи формалізуються складними нелінійними алгебричними рівняннями. Нелінійність рівнянь викликана нелінійністю джерел струму, які імітують електричні навантаження споживачів, а також тим, що деякі параметри мережі (активні та реактивні опори і провідності) залежать від режимних параметрів мережі. Тому за розрахунку ustalених режимів складнозамкнених ЕМ великих ЕЕС найбільш поширеним є ітеративний підхід до розрахунку.

Звичайно, сучасні математичні методи розрахунку ustalених режимів великих ЕЕС ґрунтуються на теорії графів та матричній алгебрі. Конфігурацію складнозамкненої мережі відповідно до розрахункової схеми аналітично описують матрицею з'єднань з врахуванням усіх зв'язків між вузлами. Така матриця дозволяє на програмному рівні автоматично сформувати мікропроцесорною системою рівняння стану мережі, тобто математичну модель системи, і розв'язати їх.

2.6.1 Аналітичне подання ітераційного методу розрахунку режимів електроенергетичних систем

Загалом *ітераційний метод* розрахунку усталеного режиму полягає у тому, що на початку розрахунку приймають припущення про те, що напруги в усіх вузлах схеми мережі однакові й дорівнюють номінальному значенню. За обраними значеннями напруги і заданої потужності споживачів можна розрахувати значення параметрів режиму, зокрема і значення напруги у вузлах мережі. Отримані значення напруги будуть другим наближенням (першою ітерацією). Розрахунок повторюють до того моменту, коли результати наступних наближень не різнитимуться від попередніх із заданою похибкою.

Щоб підтвердити необхідність ітеративного підходу розглянемо аналітичне подання ітераційного розрахунку режиму роботи ЕМ.

Величину струму навантаження можна подати за потужністю та напругою, виходячи з нелінійного співвідношення

$$\dot{I} = \frac{\dot{S}_n}{\hat{U}}, \quad (2.125)$$

де $\dot{S}_n$ – розрахункова потужність навантаження;

$\hat{U}$ – спряжений комплекс вектора напруги у пункті навантаження.

Розглянемо рівняння закону Ома для поздовжньої ділянки електропередачі за відомою потужністю споживачів та напругою на початку лінії:

$$\dot{U}_2 = U_1 - \frac{\dot{S}_2}{\hat{U}_2} \underline{z} = U_1 - \frac{\dot{\xi}}{\hat{U}_2}, \quad (2.126)$$

де $\dot{\xi}(ksi) = \dot{S}_2 \underline{z} = (P_2 r - Q_2 x) + j(P_2 x + Q_2 r)$.

У виразі (2.126) з віссю дійсних чисел суміщено вектор напруги на початку ЛЕП. Спряжений вектор напруги на шинах навантаження можна визначити за виразом

$$\hat{U}_2 = U_1 - \frac{\hat{\xi}}{\dot{U}_2}.$$

Виходячи з наведеного виразу, рівняння (2.126) можна подати як

$$\dot{U}_2 = U_1 - \frac{\dot{\xi}}{U_1 - \frac{\hat{\xi}}{\dot{U}_2}}.$$

З послідовного розкриття рівняння (2.126) можна отримати рекурентний вираз у вигляді нескінченного ланцюгового дробу вигляду

$$\dot{U}_2 = U_1 - \frac{\dot{\xi}}{U_1 - \frac{\hat{\xi}}{U_1 - \frac{\dot{\xi}}{U_1 - \frac{\hat{\xi}}{\dots}}}}$$

або

$$\dot{U}_2 = U_1 \left(1 - \frac{\dot{\xi}/U_1^2}{1 - \frac{\hat{\xi}/U_1^2}{1 - \frac{\dot{\xi}/U_1^2}{1 - \frac{\hat{\xi}/U_1^2}{\dots}}}} \right).$$

Наведений ланцюговий дріб є аналітичним поданням ітераційного розв'язання рівняння (2.126) знаходження напруги на кінці ЛЕП.

У загальному випадку ітераційне уточнення режимних параметрів ЕМ полягає у багаторазовому використанні рекурентного виразу

$$\dot{U}_2^{(n)} = U_1 - \frac{\dot{S}_2}{\hat{U}_2^{(n-1)}} z, \quad (2.127)$$

де n – індекс поточної ітерації.

У результаті циклічного виконання розрахунків за виразом (2.126) отримуємо послідовність значень напруги на кінці ділянки. При цьому слід розглядати два принципово різні результати ітераційного розрахунку.

У першому випадку отримана послідовність значень напруги із збільшенням кількості ітерацій наближається до певного значення невідомого параметра. У такому разі говорять про збіжність ітераційного процесу, ознакою якого є існування ліміту

$$\lim_{n \rightarrow \infty} U^{(n)} = \tilde{U}. \quad (2.128)$$

Якщо послідовність значень напруги наближень $U^{(0)}, U^{(1)}, \dots, U^{(n)}$ має ліміт, то можна стверджувати, що ліміт $\tilde{U}$ (2.128) є розв'язком нелінійного рівняння.

Можливий також інший випадок, коли неможливо визначити ліміт, до якого наближається значення невідомого параметра, незалежно від обсягів виконаних обчислень, тобто за будь-якої кількості проведених ітерацій. У цьому разі говорять про розбіжний ітераційний процес.

Практичний інтерес має лише збіжний розрахунковий процес, який дозволяє визначити корінь нелінійного рівняння (2.128).

Типові ітераційні процеси розв'язання режимної задачі для електричної системи проілюстровано на рис. 2.53, де δS – модуль похибки від шуканого

значення потужності у пункті навантаження на кінці електропередачі; n – індекс поточної ітерації.

Графіки демонструють можливі характери процесів ітераційного розрахунку: монотонний збіжний характер зміни похибки розрахункового значення від шуканого значення потужності (рис. 2.53, *а*); коливальний збіжний характер зміни похибки розрахункового значення від шуканого значення потужності (рис. 2.53, *б*); розбіжний характер зміни розрахункової похибки (рис. 2.53, *в*).

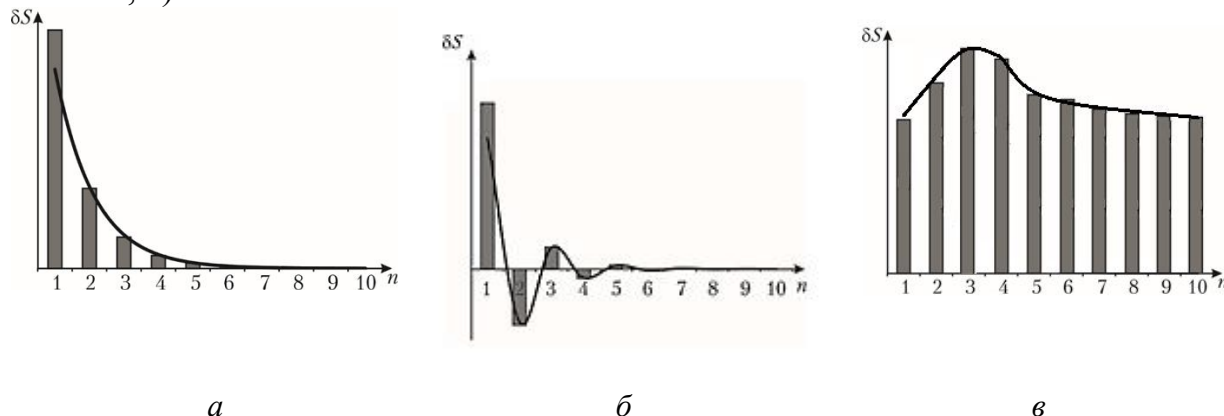


Рис. 2.53. Ілюстрація характеру процесу ітераційного розв'язання режимної задачі: *а* – монотонна збіжність; *б* – коливальна збіжність; *в* – розбіжний ітераційний процес

Принципово можливі два рівнозначні підходи до формування розрахункового ітераційного алгоритму визначення режимних параметрів. Такі підходи ґрунтуються на неявному та явному уточненні втрат потужності в ЛЕП.

Алгоритм неявного уточнення втрат потужності в мережі ґрунтується на лінеаризації розрахункової моделі на кожному кроці ітераційного процесу. Такий алгоритм повністю відповідає рекурентному виразу (2.127) і полягає у послідовному виконанні таких процедур:

1. Обирають початкові наближення напруги пункту навантаження на кінці електропередачі.

2. Уточнюють струм навантаження електричної системи за поточним значенням напруги:

$$j = \frac{P_2 + Q_2}{\hat{U}_2}.$$

3. Уточнюють напругу на шинах пункту навантаження:

$$\dot{U}_2 = U_1 - \dot{I}_2 \underline{Z}.$$

4. Перевіряють умови збіжності розрахункового ітераційного процесу. За потреби виконують обчислення наступної ітерації розрахункового процесу, починаючи із процедури 2 алгоритму.

Часто описаний підхід до розрахунку усталеного режиму електричної системи називають методом лінеаризації навантажень, оскільки на кожному кроці ітераційного процесу нелінійні джерела струму, які моделюють

навантаження електричної системи, заміщують лінійними відповідно до поточного наближення режиму напруги. У результаті у кожному із циклів ітераційного розрахунку розглядають лінеаризовану розрахункову модель квазіусталеного режиму електричної системи.

Для формування альтернативного алгоритму явного уточнення втрат потужності запишемо рівняння закону Ома для поздовжньої ділянки розрахункової схеми у вигляді

$$\dot{U}_2 = U_1 - \frac{\dot{S}_1}{U_1} \underline{z},$$

де $\dot{S}_1 = \dot{S}_2 + \Delta \dot{S}$ – потік потужності на початку електропередачі;

$$\Delta \dot{S} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{|U_2|^2} \hat{z} - \text{втрати потужності на ділянці розрахункової схеми.}$$

Таким чином, рекурентний вираз для ітераційного уточнення режиму напруги набуває вигляду

$$\dot{U}_2 = U_1 - \frac{1}{U_1} \left(\dot{S}_2 + \frac{P_2^2 + Q_2^2}{|U_2|^2} \hat{z} \right) \underline{z}.$$

Алгоритм явного уточнення втрат потужності полягає у послідовному виконанні таких процедур:

1. Обирають початкові наближення напруги пункту навантаження на кінці електропередачі.
2. Визначають втрати потужності в електропередачі, виходячи з поточних значень напруги на кінці ЛЕП:

$$\Delta \dot{S} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2} (r - jx).$$

3. Уточнюють потік потужності на початку лінії:

$$\dot{S}_1 = \dot{S}_2 + \Delta \dot{S}.$$

4. Уточнюють напругу на кінці ЛЕП:

$$\dot{U}_2 = U_1 - \frac{P_1 r - Q_1 x}{U_1} - j \frac{P_1 x + Q_1 r}{U_1}.$$

5. Перевіряють умови збіжності розрахункового ітераційного процесу. За потреби виконують обчислення наступного циклу, починаючи із процедури 2 алгоритму.

Алгоритми явного та неявного уточнення втрат потужності легко адаптувати до розрахунку усталених режимів електричних систем будь-якої складності.

Розглянемо розрахунок параметрів режиму за рівнянням закону Ома для ділянки ЕМ, навантаження якої визначається за статичними характеристиками навантаження за напругою:

$$\dot{U}_1 = U_2 + \frac{P_2(U_2) + jQ_2(U_2)}{U_2}(r + jx),$$

де $P_2(U_2)$, $Q_2(U_2)$ – активна та реактивна потужності навантаження, які визначаються відповідно до статичних характеристик навантаження за напругою.

Якщо скористатися поданням статичних характеристик навантаження за напругою поліномами другого ступеня, то рівняння закону Ома для поздовжньої ділянки розрахункової схеми набуває вигляду

$$\begin{aligned} \dot{U}_1 = U_2 + & \frac{P_{2н} \left(a_p + b_p \frac{U_2}{U_n} + c_p \frac{U_2^2}{U_n^2} \right) r - Q_{2н} \left(\left(a_q + b_q \frac{U_2}{U_n} + c_q \frac{U_2^2}{U_n^2} \right) \right) x}{U_2} + \\ & + j \frac{P_{2н} \left(a_p + b_p \frac{U_2}{U_n} + c_p \frac{U_2^2}{U_n^2} \right) x + Q_{2н} \left(\left(a_q + b_q \frac{U_2}{U_n} + c_q \frac{U_2^2}{U_n^2} \right) \right) r}{U_2}. \end{aligned} \quad (2.129)$$

Таким чином для аналітичного визначення напруги на кінці електропередачі необхідно розв'язати складне нелінійне рівняння четвертого ступеня (2.129), що вимагає застосування числових обчислювальних алгоритмів.

У загальному випадку розв'язання режимної задачі з урахуванням статичних характеристик навантажень за напругою зводиться до формування двох вкладених ітераційних циклів.

На внутрішньому циклі обчислювального процесу розраховують режимні параметри електричної системи за поточних значень активної та реактивної потужностей навантаження, які відповідають поточному режиму напруги на шинах споживача, отриманому після виконання попереднього циклу зовнішнього ітераційного процесу.

Зовнішній ітераційний цикл полягає в уточненні активної та реактивної потужностей навантаження за статичною характеристикою навантаження відповідно до поточного режиму напруги на кінці електропередачі.

Можливий також алгоритм спільного уточнення потужності навантаження споживача та втрат потужності в єдиному ітераційному циклі. Такий алгоритм може включати метод лінеаризації навантажень та неявне уточнення втрат потужності й містити такі процедури:

1. Обирають початкові наближення напруги пункту навантаження на кінці електропередачі.

2. Визначають уточнене значення потужності навантаження, розрахункової потужності та розрахункового струму за поточним режимом напруги на шинах пункту навантаження, виходячи зі статичних характеристик навантаження за напругою:

$$\begin{aligned}\dot{S}_2^{(n)} &= P_2^{(n)} + jQ_2^{(n)} = P_2(U^{(n)}) + jQ_2(U^{(n)}); \\ \dot{S}_2^{p(n)} &= P_2^{(n)} + 0,5\Delta P_{\kappa} + j(Q_2^{(n)} + 0,5\Delta Q_{\text{зар}}); \\ j_2^{(n)} &= \frac{\dot{S}_2^{p(n)}}{\hat{U}_2^{(n)}},\end{aligned}$$

де ΔP_{κ} , $\Delta Q_{\text{зар}}$ – втрати активної потужності на корону та зарядна потужність ЛЕП відповідно.

Струм лінії дорівнює розрахунковому значенню струму навантаження:

$$\dot{I}_{12}^{(n)} = \dot{J}_2^{(n)}.$$

3. Визначають уточнене значення напруги на кінці електропередачі:

$$\dot{U}_2^{(n)} = U_1 - \dot{I}_{12}^{(n)}(r + jx).$$

4. Розраховують чергове наближення втрат потужності на поздовжній ділянці електропередачі,

$$\Delta \dot{S}_Z^{(n)} = I_{12}^{(n)2}(r - jx),$$

та розрахункову потужність ДЖ: $\dot{S}_1^{p(n)} = U_1 \dot{I}_{12}^{(n)}$.

5. Перевіряють умови збіжності розрахункового ітераційного процесу. За потреби виконують обчислення наступного циклу, починаючи із процедури 2 алгоритму.

Наведений алгоритм можна поширити на задачі розрахунку усталених режимів електричних систем будь-якого ступеня складності та замкненості.

У загальному випадку необхідність урахування статичних характеристик навантаження за напругою в задачах розрахунку режимних параметрів електричної системи завжди пов'язана з істотним збільшенням обсягів обчислень через необхідність організації додаткового ітераційного циклу уточнення потужності навантаження відповідно до статичних характеристик навантаження за напругою. Разом з тим використання таких моделей виправдане лише у разі розв'язання задач аналізу усталених режимів ЕМ, які не мають пристроїв регулювання напруги. Наявність таких пристроїв дозволяє умовно вважати, що напруга на шинах пунктів навантаження перебуває у межах нормально допустимого до номінального значення, а потужність навантаження ЕП відповідає номінальній напрузі.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. Поясніть причини нелінійності задач моделювання ustalених режимів електричних систем.
2. Охарактеризуйте труднощі, пов'язані із застосуванням прямих методів розв'язання нелінійних алгебричних рівнянь ustalених режимів електричної системи.
3. Наведіть аналітичне подання ітераційного розв'язання режимної задачі для електричної системи.
4. Наведіть алгоритми явного та неявного ітераційного уточнення втрат потужності під час визначення параметрів ustalених режимів електричної системи.
5. Поясніть необхідність урахування статичних характеристик навантаження за напругою під час розрахунку ustalених режимів електричних систем.
6. Поясніть наявність вкладених ітераційних циклів в алгоритмах розв'язання режимних задач з урахуванням статичних характеристик навантаження за напругою.
7. Наведіть загальний алгоритм розв'язання задачі розрахунку ustalеного режиму електричної системи з урахуванням статичних характеристик навантаження за напругою.
8. За яких умов урахування статичних характеристик навантаження за напругою під час моделювання ustalених режимів електричних систем не є обов'язковим?
9. Наведіть можливий характер збіжності ітераційного розрахункового процесу.

ЛІТЕРАТУРА: [26, С. 107–111]; [29, С. 442–446]; [43, С. 131–133]; [72, С. 101–104]; [78, С. 42–44].

2.6.2 Діакоптичний підхід до розрахунку ustalених режимів великих електроенергетичних систем

У практиці розв'язання задач аналізу ustalених режимів великих електричних систем іноді використовують підхід, що ґрунтується на розділенні розрахункової схеми електричної системи на підсистеми. Такий підхід в електротехніці називають *діакоптикою*.

У загальному випадку діакоптика полягає в розділенні великої електричної системи на підсистеми, незалежний розрахунок характеристик кожної з підсистем з наступним коригуванням режимів за граничними умовами в точках поділу системи. Застосування методів діакоптики дозволяє істотно скоротити розмірність режимної задачі за збереження адекватності отриманого результату реальному режиму. Такий підхід зазвичай використовують для аналізу характеристик режиму паралельної роботи великих енергосистем та енергооб'єднань. Особливо ефективно застосування методів

діакоптики у разі реалізації паралельних розрахунків на мультипроцесорних обчислювальних системах.

Принципи реалізації методів діакоптики де в чому схожі з принципами формування розрахунку режиму за методом розрізання контурів. У складі розрахункової схеми електричної системи намічають вузли або вітки, «розрізання» яких приводить до поділу вихідної розрахункової схеми на підсистеми. Після реалізації незалежного розрахунку режимних параметрів кожної з підсистем уточнюють струми перемичок або перерозподіл навантажень між розрізаними вузлами еквівалентної схеми і повторюють розрахунок режимів підсхем.

Спосіб розділення розрахункової схеми на підсистеми обирають, зважаючи на такі міркування:

1. Розмірність найбільшої підсистеми слід обирати за потужністю обчислювальних засобів.

2. Поділ слід виконувати за найменш пов'язними частинами розрахункової схеми, щоб мінімізувати кількість граничних рівнянь, які характеризують зв'язки між підсистемами.

У загальному випадку можна виділити три найбільш поширені підходи до поділу розрахункової схеми електричної системи на підсистеми, які ґрунтуються на видаленні віток, розрізанні віток та розрізанні вузлів.

Перший підхід, який ґрунтується на видаленні віток, полягає в еквівалентному заміщенні намічених віток парами фіктивних навантажень, прикладених до вузлів, які обмежують ділянки, струми яких дорівнюють струмам видаленої вітки, але протилежні за знаками. У результаті розрахункова схема, подана на рис. 2.54, а після видалення віток «2-4» та «3-5» стає поділеною на дві незалежні підсистеми (рис. 2.54, б). Основною перевагою такого підходу є простота реалізації за мінімізації розмірностей схем одержуваних підсистем. У результаті поділу розрахункової схеми електричної системи на підсистеми після видалення віток матриці параметрів розрахункових схем підсистем, які не містять опорного вузла вихідної системи, можуть виявитися особливими (вироджена – квадратна матриця, визначник або детермінант якої дорівнює нулю), що ускладнює розв'язання режимної задачі для таких підсистем. Такого недоліку, зазвичай, позбавлені підходи, що ґрунтуються на розрізанні віток та вузлів розрахункової схеми.

Другий підхід, який ґрунтується на розрізанні віток, полягає в тому, що намічені заздалегідь вітки вихідної розрахункової схеми електричної системи розрізають у довільній пропорції таким чином, щоб отримати незв'язані між собою підсистеми. При цьому до складу розрахункових схем підсистем вносять додаткові фіктивні вузли, навантаження яких характеризуються струмами розрізаних віток, але протилежні за знаком (рис. 2.54, в). Очевидно, що цей підхід характеризується більшими обсягами розрахунків ustalених режимів підсистем, ніж у разі видалення віток. У більшості практичних випадків метод дозволяє уникнути появи у складі розрахункових схем підсистем особливих матриць.

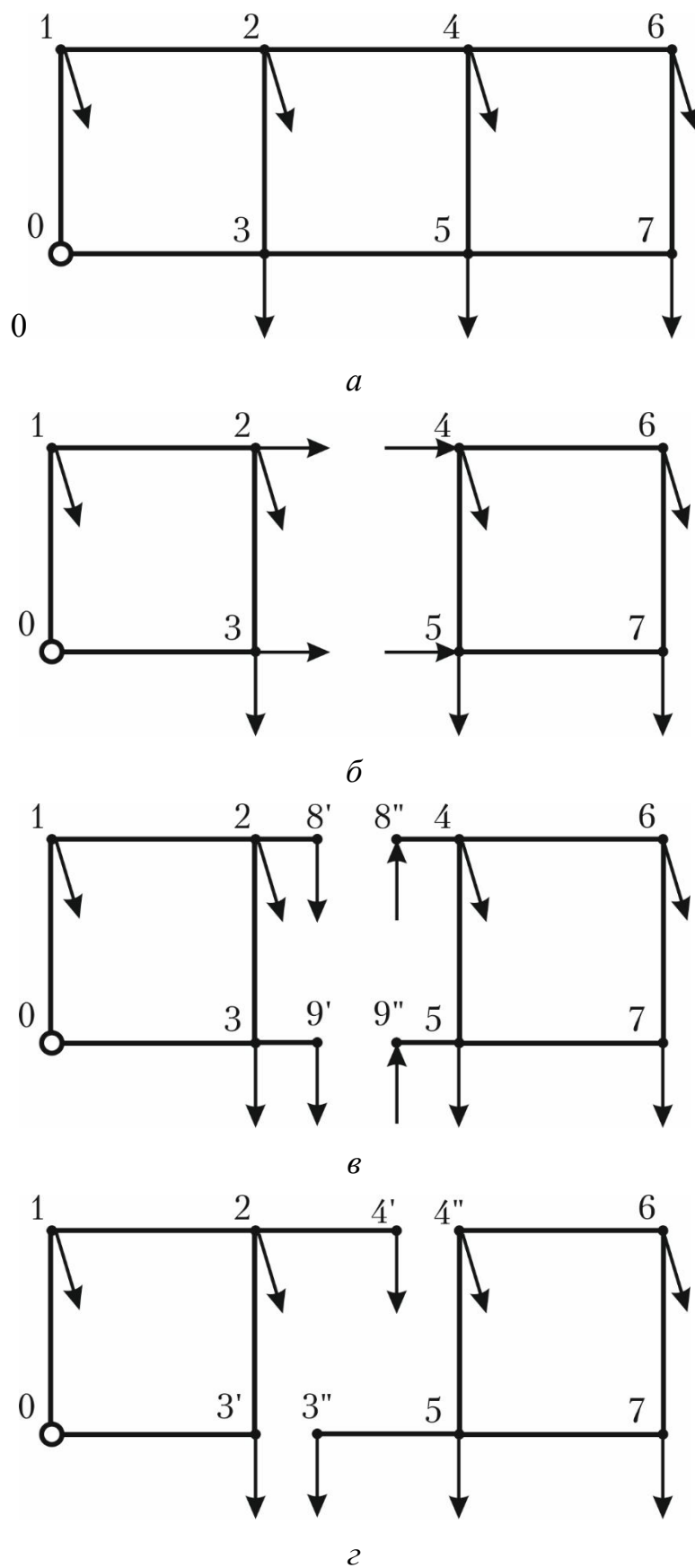


Рис. 2.54. Графічна інтерпретація поділу розрахункових схем електричних систем на підсистеми в методі діакоптики: *a* – вихідна схема електричної системи; *б* – видалення ділянок 2-4 та 3-5; *в* – розрізання ділянок 2-4 та 3-5; *г* – розрізання вузлів 3 та 4

Третій підхід, який ґрунтується на розрізанні вузлів розрахункової схеми, полягає у перерозподілі навантажень заздалегідь намічених вузлів схеми між парами формальних вузлів, які належать різним підсистемам. Формально розрізання розрахункової схеми електричної системи по вузлах можна подати таким чином. Намічені заздалегідь вузли подають у вигляді пари фіктивних вузлів, пов'язаних ділянками з нульовим опором. При цьому сумарне навантаження кожної пари фіктивних вузлів чисельно дорівнює навантаженню вихідного вузла розрахункової схеми. Видалення таких фіктивних перемичок зі складу розрахункової схеми приводить до поділу вихідної схеми на незалежні підсистеми, як показано, наприклад, на рис. 2.54, з. Очевидно, що підхід, що ґрунтується на розрізанні вузлів, є окремим випадком розрізання віток, коли довжини (опори) однієї з частин розрізаних ділянок дорівнюють нулю.

Метод розрізання по вузлах є розумною альтернативою підходу, який ґрунтується на розрізанні по вітках, оскільки вдалий вибір вузлів, за якими здійснюють розрізання розрахункової схеми, дозволяє уникнути появи особливих матриць параметрів розрахункової схеми за відносно невеликого збільшення розмірності розрахункових схем підсистем.

Таким чином, застосування розглянутих підходів дозволяє замінити вихідну схему багатовузлової електричної системи еквівалентною сукупністю незалежних схем меншої розмірності. Це дозволяє замінити розв'язання значної системи алгебричних рівнянь для розрахункової схеми вихідної електричної системи розв'язанням групи рівнянь меншої розмірності для кожної з отриманих підсистем.

Однозначне розв'язання систем алгебричних рівнянь для кожної з підсистем можливе лише в тому разі, коли відомі струми видалених або розрізаних ділянок. Тому *методи діакоптики передбачають формування додаткової схеми – кола перетинів, яке містить видалені або розрізані вітки, а також спрощену схему вихідної електричної системи*. Очевидно, що коло перетинів має відображати фізичну сутність всіх процесів у вихідній електричній системі і, разом з тим, має характеризуватися мінімально можливою розмірністю. Формально коло перетинів можна сформувати еквівалентним спрощенням розрахункової схеми вихідної електричної системи щодо незмінної частини схеми, яка містить видалені або розрізані вітки. Вимога забезпечення необхідної точності одержуваного результату передбачає також включення до складу незмінної частини схеми найбільш важливих і суттєвих зв'язків, які утворюють «скелет» електричної системи. Всі інші ділянки розрахункової схеми еквівалентно спрощують.

Таким чином, у результаті поділу розрахункової схеми вихідної електричної системи на n підсистем з використанням методів діакоптики необхідно сформувати і розв'язати n систем алгебричних рівнянь для кожної з підсистем та одну $(n+1)$ -шу систему рівнянь для кола перетинів. При цьому в першу чергу розв'язують задачу визначення параметрів кола перетинів та визначають граничні умови для всіх підсистем, а потім реалізують розв'язання режимної задачі для кожної незалежної підсистеми.

Загальний алгоритм розв'язання задачі розрахунку усталеного режиму великої електричної системи методами діакоптики складається з послідовного виконання таких основних процедур:

1. У складі розрахункової схеми намічають вітки або вузли, за якими буде здійснюватися поділ схеми електричної системи на підсистеми.

2. У складі розрахункової схеми електричної системи виділяють найбільш відповідальні зв'язки, які утворюють «скелет» розрахункової схеми.

3. Формують коло перетинів, яке містить «скелет» розрахункової схеми, видалені або розрізані вітки, а також результат еквівалентного перетворення решти частини розрахункової схеми.

4. Формують розрахункову схему усталеного режиму кола перетинів та розраховують струми переминок (розрізаних віток).

5. Струми переминок формують додаткові фіктивні навантаження граничних вузлів підсистем розрахункової схеми.

6. Формують та виконують розрахунки усталених режимів підсистем, отриманих у результаті видалення чи розрізання віток або вузлів схеми.

7. Визначають режимні параметри вихідної системи (еквівалентної сукупності підсистем).

Коректне застосування методів діакоптики можливе тільки для лінійних розрахункових схем електричних систем. Аналіз нелінійних електричних систем завжди пов'язаний із «загубленням» результатів розрахунку, неминучим на етапі формування кола перетинів. У цьому разі можливе використання ітераційних методів уточнення втрат потужності та подання їх у вигляді додаткових фіктивних навантажень.

Розрахунок нелінійних електричних систем методами діакоптики складається із послідовного циклічного виконання таких обчислювальних процедур.

1. Формування розрахункової схеми кола перетинів, розрахунок параметрів кола перетинів, визначення та коригування граничних умов у місцях поділу розрахункової схеми на підсистеми.

2. Розрахунок режимних параметрів всіх підсистем за поточних граничних умов у місцях поділу розрахункової схеми на підсистеми та визначення втрат потужності в елементах розрахункових схем підсистем. Визначені втрати потужності еквівалентно заміщують додатковими фіктивними навантаженнями вузлів вихідної розрахункової схеми.

Наведені процедури повторюють циклічно аж до досягнення необхідної інженерної точності. Критерієм збіжності такого ітераційного процесу є збіг із допустимою точністю режимних параметрів підсистем на межах їх поділу.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ ТА ЗАВДАННЯ

1. *Дайте визначення та наведіть основні положення методів діакоптики.*
2. *Перелічіть та охарактеризуйте найбільш поширені методи поділу розрахункових схем електричних систем на підсистеми.*
3. *Дайте визначення та охарактеризуйте кола перетинів.*
4. *Наведіть загальний алгоритм моделювання ustalених режимів електричних систем методами діакоптики.*
5. *Поясніть безітераційність розрахункових моделей за методами діакоптики для лінійних розрахункових схем та необхідність організації ітераційного обчислювального процесу для нелінійних розрахункових схем електричних систем.*
6. *Наведіть критерій збіжності ітераційного обчислювального процесу за методами діакоптики.*

ЛІТЕРАТУРА: [17, С. 2–15]; [29, С. 473–476]; [89, С. 172–177].

СПИСОК РЕКОМЕНДОВАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Анализ и управление установившимися состояниями электроэнергетических систем / Н. А. Мурашко, Ю. А. Охорзин, Л. А. Крумм и др. – Новосибирск : Наука, 1987. – 240 с.
2. Анализ неоднородностей электроэнергетических систем / О. Н. Войтов, Н. И. Воропай, А. З. Гамм и др. – Новосибирск : Наука, 1999. – 256 с. – ISBN 5-02-031231-2.
3. Арзамасцев Д. А. АСУ и оптимизация режимов энергосистем / Д. А. Арзамасцев, П. И. Бартоломей, А. М. Холян; под ред. Д. А. Арзамасцева. – М. : Высш. шк., 1983. – 208 с.
4. Аюев Б. И. Основы функционирования объединенной электроэнергетической системы континентальной Европы / Б. И. Аюев. – Екатеринбург : УрО РАН, 2008. – 276 с. – ISBN 5-7691-1986-1.
5. Баркан Я. Д. Эксплуатация электрических систем : учеб. пособие для электроэнерг. специальностей вузов / Я. Д. Баркан. – М. : Высш. шк., 1990. – 304 с. – ISBN 5-06-000448-1.
6. Бернас С. Математические модели элементов электроэнергетических систем / С. Бернас, З. Цёк ; пер. с польск. – М. : Энергоиздат, 1982. – 312 с.
7. Блок В. М. Электрические сети и системы : учеб. пособие для электроэнергет. спец. вузов / В. М. Блок. – М. : Высш. шк., 1986. – 430 с.
8. Боровиков В. А. Электрические сети и системы : учеб. для техникумов / В. А. Боровиков, В. К. Косарев, Г. А. Ходот. – Л. : Энергия, 1977. – 392 с.
9. Веников В. А. Кибернетические модели электрических систем : учеб. пособие для вузов / В. А. Веников, О. А. Суханов. – М. : Энергоиздат, 1982. – 328 с.
10. Веников В. А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах : учеб. для электроэнергет. спец. вузов / В. А. Веников. – М. : Высш. шк., 1985. – 536 с.
11. Воротницкий В. Э. Расчет, нормирование и снижение потерь электроэнергии в электрических сетях : учеб.-метод. пос. / В. Э. Воротницкий, М. А. Калинкина. – М. : ИПКГосслужбы, 2003. – 64 с. – ISBN 5-8081-0071-2.
12. Вычислительные модели потокораспределения в электрических системах / Б. И. Аюев, В. В. Давыдов, П. М. Ерохин, В. Г. Неуймин ; под ред. П. И. Бартоломея. – М. : Флинта: Наука, 2008. – 256 с. – ISBN 978-5-02-034664-2.
13. Гамм А. З. Сенсоры и слабые места в электроэнергетических системах / А. З. Гамм, И. И. Голуб. – Иркутск : СЭИ СО РАН, 1996. – 99 с. – ISBN 5-7623-1217-8.
14. Гамм А. З. Наблюдаемость электроэнергетических систем / А. З. Гамм, И. И. Голуб. – М. : Наука, 1990. – 200 с. – ISBN 5-02-006643-5.

15. Гамм А. З. Статистические методы оценивания состояния электроэнергетических систем / А. З. Гамм. – М. : Наука, 1976. – 220 с.
16. Герасименко А. А. Передача и распределение электрической энергии / А. А. Герасименко, В. Т. Федин. – Р.н/Д. : Феникс, 2008. – 715 с. – ISBN 987-5-222-13221-0.
17. Гераскин О. Т. Разработка методов диакоптики для расчета режимов больших электроэнергетических систем / О. Т. Гераскин, П. Т. Кутлер. – М. : ИПКГосслужбы, 1998. – 15 с. – ISBN 5-8081-0005-4.
18. Глазунов А. А. Электрические сети и системы : учеб. пособие для вузов / А. А. Глазунов, А. А. Глазунов. – М., Л. : Гос-венное энергетич. изд-во, 1960. – 368 с.
19. Глазунов А. А. Задачник по сетям электрических систем / А. А. Глазунов, А. А. Глазунов, Г. М. Розанов. – М., Л. : Гос-венное энергетич. изд-во, 1953. – 160 с.
20. Городецкий Г. М. Расчет электрических сетей / Г. М. Городецкий. – Киев : Гос-венное изд-во техн. л-ры, 1953. – 334 с.
21. ГОСТ 22483-77. Жили струмопровідні мідні й алюмінієві для кабелів, проводів і шнурів. Основні параметри. Технічні вимоги. – 14 с.
22. Грицай М. А. Существование режима электроэнергетической системы / М. А. Грицай ; под ред. В. М. Постолатия. – Кишинев : Изд-во «Штиинца», 1987. – 122 с.
23. Дмитриев М. В. Заземление экранов однофазных силовых кабелей 6-500 кВ. – СПб. : Изд-во Политехн. ун-та, 2010. – 154 с.
24. Жданов П. С. Вопросы устойчивости электрических систем / П. С. Жданов ; под ред. Л. А. Жукова. – М. : Энергия, 1979. – 456 с.
25. Железко Ю. С. Потери электроэнергии. Реактивная мощность. Качество электроэнергии : руководство для практич. расчетов / Ю. С. Железко. – М. : ЭНАС, 2009. – 456 с. – ISBN 978-5-93196-958-9.
26. Железко Ю. С. Расчет, анализ и нормирование потерь электроэнергии в электрических системах / Ю. С. Железко, А. В. Артемьев, О. В. Савченко. – М. : Изд-во НЦ ЭНАС, 2004. – 280 с. – ISBN 5-93196-364-6.
27. Жуков Л. А. Установившиеся режимы сложных электрических сетей и систем. Методы расчётов / Л. А. Жуков, И. П. Стратан. – М. : Энергия, 1979. – 416 с.
28. Идельчик В. И. Расчёты установившихся режимов электрических систем / В. И. Идельчик. – М. : Энергия, 1977. – 192 с.
29. Идельчик В. И. Электрические системы и сети : учеб. для вузов / В. И. Идельчик. – М. : Энергоатомиздат, 1989. – 592 с. – ISBN 5-283-01012-0.
30. Имшенецкий В. Н. Сельские электрические сети / В. Н. Имшенецкий, С. М. Рожавский. – М. : Колос, 1970. – 392 с.

31. Калентионюк Е. В. Устойчивость электроэнергетических систем : учеб. пособие / Е. В. Калентионюк. – Минск : Техноперспектива, 2008. – 375 с. – ISBN 978-985-6591-47-4.
32. Калентионюк Е. В. Оперативное управление в энергосистемах / Е. В. Калентионюк, В. Г. Прокопенко, В. Т. Федина ; под. общей ред. В. Т. Фебина. – Минск : Высш. шк., 2007. – 351 с. – ISBN 978-985-06-1260-1.
33. Караев Р. И. Электрические сети и энергосистемы / Р. И. Караев, С. Д. Волобрынский, И. Н. Ковалев. – М. : Транспорт, 1988. – 326 с.
34. Кирик В. В. Електричні мережі та системи. Режимы работы розімкнених мереж = Electrical power networks and systems. Operation modes of open networks : навч. посіб. з дисц. для студ. усіх форм навч. та студ.-іноземців спец. 141 «Енергетика, електротехніка та електромеханіка» / Уклад.: В.В. Кирик, Т.Б. Маслова. – К. : НТУУ «КПІ», 2015. – 256 с.
35. Конторович А. М. Предельные режимы энергосистем. Основы теории и методы расчётов / А. М. Конторович, А. М. Крюков. – Иркутск : Иркутск. ун-т, 1985. – 72 с.
36. Короткевич М. А. Основы эксплуатации электрических сетей : учеб. пособие / М. А. Короткевич. – Минск : Высш. шк., 1999. – 267 с. – ISBN 985-06-0437-9.
37. Куликов Ю. А. Переходные процессы в электрических системах : учеб. пособие / Ю. А. Куликов. – М. : Мир, 2003. – 284 с. – ISBN 5-03-003503-6.
38. Лежнюк П. Д. Оцінка чутливості втрат потужності в електричних мережах : моногр. / П. Д. Лежнюк, В. О. Лесько. – Вінниця : ВНТУ, 2010. – 120 с. – ISBN 978-966-641-390-4.
39. Листратенков А. И. Теоретические основы конструирования силовых кабелей и проводов / А. И. Листратенков. – М. : Полиграф сервис, 2006. – 286 с.
40. Лыкин А. В. Электрические системы и сети : учеб. пособие / А. В. Лыкин. – М. : Университет. Книга ; Логос, 2008. – 254 с. – ISBN 978-5-98704-055-8.
41. Лычев П. В. Электрические сети энергетических систем : учеб. пособие / П. В. Лычев, В. Т. Федина – Минск : Універсітэцкае, 1999. – 255 с. – ISBN 985-09-0189-6.
42. Маркович И. М. Режимы электроэнергетических систем / И. М. Маркович. – М. : Энергия, 1969. – 352 с.
43. Математическое моделирование режимов электроэнергетических систем в условиях неопределенности / Л. Л. Богатырев, В. З. Манусов, Д. Содномдорж. – Улан-Батор : Изд-во типографии МГТУ, 1999. – 348 с.
44. Мельник В. П. Математичні моделі електроенергетичних систем / В. П. Мельник. – Київ : ІСДО, 1998. – 336 с.
45. Мельников Н. А. Матричный метод анализа электрических цепей / Н. А. Мельников. – М. : Энергия, 1972. – 232 с.

46. Мельников Н. А. Реактивная мощность в электрических сетях / Н. А. Мельников. – М. : Энергия, 1975. – 128 с.
47. Мельников Н. А. Электрические сети и системы : учеб. пособие для вузов / Н. А. Мельников. – М. : Энергия, 1975. – 464 с.
48. Моделирование предельных режимов электроэнергетических систем с учетом продольной и поперечной несимметрии / В. П. Закарюкин, А. В. Крюков, Е. А. Крюков. – Иркутск : ИСЭМ СО РАН, 2006. – 139 с.
49. Пантелеев Е. Г. Монтаж и ремонт кабельных линий. Справочник электромонтажника / Е. Г. Пантелеев. – М. : Энергоатомиздат, 1990. – 288 с.
50. Пелисье Рене. Энергетические системы / Рене Пелисье. – Пер. с франц. – М. : Высш. шк., 1982. – 568 с.
51. Передача энергии на дальние расстояния : учеб. пособие / С. С. Ананичева, П. И. Бартоломей, А. Л. Мызин. – Екатеринбург : УГТУ–УПИ, 1993. – 80 с. – ISBN 5-230-17081-6.
52. Переходные процессы в электроэнергетических системах : учеб. для вузов / И. П. Крючков, В. А. Страшинов, Ю. П. Гусев, М. В. Пираторов; под ред. И. П. Крючкова. – М. : Изд. дом МЭИ, 2008. – 416 с. – ISBN 978-5-383-00214-8.
53. Переходные процессы электрических систем в примерах и иллюстрациях / Под ред. В. А. Веникова. – М., Л. : Энергия, 1967. – 456 с.
54. Петренко Л. И. Электрические сети и системы : учеб. пособие для студ. вузов / Л. И. Петренко. – Киев : Вища шк., 1981. – 320 с.
55. Повышение качества энергии в электрических сетях / А. К. Шидловский, В. Г. Кузнецов. – Киев : Наук. думка, 1985. – 268 с.
56. Поспелов В. Г. Электрические системы и сети. Проектирование : учеб. пособие для вузов / В. Г. Поспелов, В. Т. Федин. – Минск : Высш. шк., 1988. – 308 с. – ISBN 5-339-00015-X.
57. Поспелов Г. Е. АСУ и оптимизация режимов энергосистем / Г. Е. Поспелов, В. В. Керного. – Минск : Высш. шк., 1977. – 320 с.
58. Поспелов Г. Е. Потери мощности и энергии в электрических сетях / Г. Е. Поспелов, Н. М. Сыч ; под ред. Г. Е. Поспелова. – М. : Энергоиздат, 1981. – 216 с.
59. Правила улаштування електроустановок. Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Київ : Вид-во «Форт», 2017. – 760 с.
60. Расчеты и анализ режимов работы сетей : учеб. пособие для вузов / Под ред. В. А. Веникова. – М. : Энергия, 1974. – 336 с.
61. Руководство по выбору, прокладке, монтажу, испытаниям и эксплуатации кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена на напряжение от 45 до 150 кВ. – Харьков : ПАО «ЗАВОД «ЮЖКАБЕЛЬ», 2014. – 88 с.

62. Рыжов Ю. П. Дальние электропередачи сверхвысокого напряжения : учеб. для вузов / Ю. П. Рыжов. – М. : Изд. дом МЭИ, 2007. – 488 с. – ISBN 988-5-383-00158-5.
63. Рябков А. Я. Электрические сети и системы / А. Я. Рябков. – М., Л. : Гос-венное энергетич. изд-во, 1960. – 511 с.
64. Рябков А. Я. Электрический расчет высоковольтных линий электропередач / А. Я. Рябков. – М., Л. : Гос-венное энергетич. изд-во, 1934. – 340 с.
65. Сегеда М. С. Електричні мережі та системи : підручник / М. С. Сегеда. – Львів : Вид-во Нац. ун-ту «Львівська політехніка», 2007. – 488 с. – ISBN 978-966-553-602-4.
66. Солдаткина Л. А. Электрические сети и системы / Л. А. Солдаткина. – М. : Энергия, 1972. – 272 с.
67. СОУ 40.100013741-35:2010 Експлуатація кабельних ліній електропередавання напругою від 110 кВ до 330 кВ. Інструкція: Затверджено наказом Мінпаливенерго України за № 511 від 2 грудня 2010 р. – Київ : Нормативн. документ Мінпаливенерго України, 2010. – (Національний стандарт України). – 148 с.
68. СОУ-Н МЕВ 40.1-37471933-49:2011 Проектування кабельних ліній напругою до 330 кВ. Настанова (зі змінами): Затверджено наказом Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 6 червня 2011 р. № 198 у редакції наказу Міністерства енергетики та вугільної промисловості України від 26 січня 2017 р. № 82 – Київ : Нормативн. документ Міненерговугілля України, 2017. – (Національний стандарт України). – 147 с.
69. СОУ-Н МЕВ 40.1-37471933-50:2011 Монтаж кабельних ліній електропередавання напругою 110-330 кВ. Інструкція: Затверджено наказом Міненерговугілля України від 06.06.2011 № 198. – Київ : Нормативн. документ Міненерговугілля України, 2011. – (Національний стандарт України). – 111 с.
70. Справочник по проектированию электрических сетей / Под ред. Д. Л. Файбисовича. – М. : Изд-во НЦ ЭНАС, 2005. – 320 с.
71. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. – М. : Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.
72. Справочник по расчету электрических сетей / И. Ф. Шаповалов. – Киев : Будівельник, 1986. – 223 с.
73. Статические источники реактивной мощности в электрических сетях / В. А. Веников, Л. А. Жуков и др. – М. : Энергия, 1975. – 136 с.
74. Сулейманов В. М. Електричні мережі та системи : підручн. / В. М. Сулейманов, Т. Л. Кацадзе. – Київ : НТУУ «КПІ», 2008. – 456 с. – ISBN 978-966-622-300-8.
75. Сулейманов В. М. Розрахунок і регулювання усталених режимів роботи електричних мереж енергосистем / В. М. Сулейманов. – Київ : НМК ВО, 1992. – 208 с.

76. Сулейманов В. Н. Электрические сети и системы : учеб. / В. Н. Сулейманов, Т. Л. Кацадзе. – Киев : НТУУ «КПІ», 2007. – 504 с. – ISBN 978-966-622-246-9.
77. Тарасов В. И. Теоретические основы анализа установившихся режимов электроэнергетических систем / В. И. Тарасов. – Новосибирск : Наука, 2002. – 344 с. – ISBN 5-02-032019-6.
78. Теоретические основы электротехники. Т. 2 / К. С. Демирчян, Л. Р. Нейман, Н. В. Коровкин, В. Л. Чечурин. – СПб. : Питер, 2006. – 576 с.
79. Управление качеством электроэнергии / И. И. Карташев, В. Н. Тульский, Р. Г. Шамонов и др. ; под ред. Ю. В. Шарова. – М. : Изд. дом МЭИ, 2006. – 320 с.
80. Федин В. Т. Электрические сети энергетических систем : учеб. пособие / П. В. Лычев, В. Т. Федин. – Минск : Універсітэцкае, 1999. – 255 с. – ISBN 985-09-0189-6.
81. Холмский В. Г. Расчёт и оптимизация режимов электрических сетей (специальные вопросы) / В. Г. Холмский. – М. : Высш. шк., 1975. – 280 с.
82. Чебан В. М. Управление режимами электроэнергетических систем в аварийных ситуациях / В. М. Чебан, А. К. Ладман, А. Г. Фишов. – М. : Высш. шк., 1990. – 144 с. – ISBN 5-06-000716-2.
83. Электрические сети : сб. задач / Л. И. Петренко. – Киев : Вища шк., 1985. – 271 с.
84. Электрические системы и сети в примерах и иллюстрациях : учеб. пособие для электроэнерг. спец. / В. В. Ежков, Г. К. Зарудский, Э. Н. Зуев и др. ; под ред. В. А. Строева. – М. : Высш. шк., 1999. – 352 с. – ISBN 5-06-003329-5.
85. Электрические системы и сети. Решение практических задач / П. В. Лычев, В. Т. Федин. – Минск : Дизайн ПРО, 1997. – 176 с.
86. Электрические системы и сети : учеб. / Н. В. Буслова, В. Н. Винославский, Г. И. Денисенко, В. С. Перхач ; под ред. Г. И. Денисенко. – Киев : Вища шк., 1986. – 584 с.
87. Электрические системы. Автоматизированные системы управления режимами энергосистем : учеб. для вузов / Под ред. В. А. Веникова. – М. : Высш. шк., 1979. – 447 с.
88. Электрические системы. Кибернетика электрических систем : учеб. пособие для электроэнерг. вузов / Под ред. В. А. Веникова. – М. : Высш. шк., 1974. – 328 с.
89. Электрические системы. Математические задачи электроэнергетики : учеб. для студ. вузов / Под ред. В. А. Веникова. – М. : Высш. шк., 1981. – 288 с.
90. Электрические системы. Режимы работы электрических систем и сетей : учеб. пособие для электроэнергетич. вузов / Под ред. В. А. Веникова. – М. : Высш. шк., 1975. – 344 с.
91. Электрические системы. Т. 2. Электрические сети : учеб. пособие для электроэнергетич. вузов / В. А. Веников, А. А. Глазунов, Л. А. Жуков,

- Л. А. Солдаткина ; под ред. В. А. Веникова. – М. : Высш. шк., 1971. – 440 с.
92. Электрические системы. Т. 3. Передача энергии переменным и постоянным током высокого напряжения : Учеб. пособие для электроэнергетич. вузов / Под ред. В. А. Веникова. – М. : Высш. шк., 1972. – 368 с.
93. Электрические системы. Управление переходными режимами электроэнергетических систем : учебник / Под ред. В. А. Веникова. – М. : Высш. шк., 1982. – 247 с.
94. Электрические системы. Электрические расчеты, программирование и оптимизация режимов : учеб. пособие для электроэнергетич. вузов / Под ред. В. А. Веникова. – М. : Высш. шк., 1973. – 320 с.
95. Электрические системы. Электрические сети : Учеб. для электроэнергетич. спец. вузов / В. А. Веников, А. А. Глазунов, Л. А. Жуков и др. ; под ред. В. А. Веникова, В. А. Строева. – М. : Высш. шк., 1998. – 511 с. – ISBN 5-06-001031-7.
96. Электрические системы. Электрические сети : учеб. для электроэнергетич. спец. вузов / В. А. Веников, А. А. Глазунов, Л. А. Жуков и др. ; под ред. В. А. Веникова. – М. : Высш. шк., 1971. – 439 с.
97. Веников В. А. Введение в специальность / В. А. Веников, Е. В. Путятин; под ред. В. А. Веникова. – М. : Высш. шк., 1973. – 294 с.
98. Глазунов А. А. Задачник по сетям электрических систем / А. А. Глазунов, А. А. Глазунов, Г. М. Розанов. – М., Л. : Гос-венное энергетич. изд-во, 1953. – 160 с.
99. Городецкий Г. М. Расчет электрических сетей / Г. М. Городецкий. – Киев : Гос-венное изд-во технич. л-ры, 1953. – 334 с.
100. Имшенецкий В. Н. Сельские электрические сети / В. Н. Имшенецкий, С. М. Рожавский. – М. : Колос, 1970. – 392 с.
101. Караев Р. И. Электрические сети и энергосистемы : учеб. для вузов ж.-д. транспорта / Р. И. Караев, С. Д. Волобринский, И. Н. Ковалев. – М. : Транспорт, 1988. – 326 с. – ISBN 5-277-00012-7.
102. Костин В. Н. Электропитающие системы и электрические сети : учеб.-метод. комплекс (учеб. пособие) / В. Н. Костин. – СПб. : Изд-во СЗТУ, 2007. – 154 с.
103. Крюков К. П. Конструкции и механический расчет линий электропередачи / К. П. Крюков, Б. П. Новгородцев. – Л. : Энергия, 1970. – 392 с.
104. Пелисье Рене. Энергетические системы / Рене Пелисье ; пер. с франц. – М. : Высш. шк., 1982. – 568 с.
105. Поспелов Г. Е. Потери мощности и энергии в электрических сетях / Г. Е. Поспелов, Н. М. Сыч ; под ред. Г. Е. Поспелова. – М. : Энергоиздат, 1981. – 216 с.

106. Правила устройств электроустановок. – Харьков : Из-во «Форт», 2009. – 704с.
107. Расчеты и анализ режимов работы сетей : учеб. пособие для вузов / Под ред. В. А. Веникова. – М. : Энергия, 1974. – 336 с.
108. Справочник по проектированию линий электропередачи / Под ред. М. А. Реута и С. С. Рокотяна. – М. : Энергия, 1980. – 296 с.
109. Справочник по проектированию электрических сетей / Под ред. Д. Л. Файбисовича. – М. : Изд-во НЦ ЭНАС, 2005. – 320 с.
110. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Под ред. С. С. Рокотяна и И. М. Шапиро. – М. : Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.
111. Теоретические основы электротехники. Т. 2 / К. С. Демирчян, Л. Р. Нейман, Н. В. Коровкин, В. Л. Чечурин. – СПб. : Питер, 2006. – 576 с.
112. Электрические сети : сб. задач / Л. И. Петренко. – Киев : Вища шк., 1985. – 271 с.
113. Электрические системы и сети в примерах и иллюстрациях : учеб. пособие для электроэнерг. спец. / В. В. Ежков, Г. К. Зарудский, Э. Н. Зуев и др. ; под ред. В. А. Строева. – М. : Высш. шк., 1999. – 352 с. – ISBN 5-06-003329-5.
114. Электрические системы. Т. 3. Передача энергии переменным и постоянным током высокого напряжения / Под ред. В. А. Веникова. – М. : Высш. шк., 1972. – 368 с.
115. Електричні мережі та системи : метод. вк. до викон. контрольн. робіт з дисц. для студ. усіх форм навч. і студ.-іноземців напряму підготов. 6.050701 «Електротехніка та електротехнології» / Уклад. : В. М. Сулейманов, В. О. Гижа, М. М. Лутчин. – Київ : НТУУ «КПІ», 2008. – Ч. I. – 68 с.
116. Електричні системи та мережі: метод. вк. до викон. контрольн. робіт з дисц. для студ. усіх форм навч. та студ.-іноземців напряму підготов. 6.050701 «Електротехніка та електротехнології» / Уклад. : В. М. Сулейманов, В. В. Чижевський, М. М. Лутчин, В. О. Гижа. – Київ : НТУУ «КПІ», 2011. – Ч. 2. – 110 с.
117. Das D. Electrical power systems / D. Das. – New Delhi : New Age International Publishers, 2006. – 470 p. – ISBN 978-81-224-2515-4.
118. El-Hawary M. Electrical energy systems / M. El-Hawary. – CRC Press, 2000. – 364 p. – ISBN 0-8493-2191-3.
119. El-Hawary M. Introduction to electrical power systems / M. El-Hawary. – John Wiley & Sons, 2008. – 394 p. – ISBN 978-0470-40863-6.
120. Grigsby L. L. Electric power generation. Transmission and distribution / L. L. Grigsby. – CRC Press, 2007. – 502 p. – ISBN 978-0-8493-9292-4.
121. Grigsby L. L. Power systems / L. L. Grigsby. – CRC Press, 2007. – 452 p. – ISBN 978-0-8493-9288-7.
122. Grigsby L. L. The electric power engineering. Handbook / L. L. Grigsby. – CRC Press, 2001. – 950 p. – ISBN 0-8493-8578-4.

123. Iliadis N. Handbook of power systems I / N. Iliadis, P. Pardalos, M. Pereira, S. Rebennack. – Springer, 2010. – 494 p. – ISBN 978-3-642-02492-4.
124. Iliadis N. Handbook of power systems II / N. Iliadis, P. Pardalos, M. Pereira, S. Rebennack. – Springer, 2010. – 492 p. – ISBN 978-3-642-12685-7.
125. Kirtley J. Electric power principles / J. Kirtley. – John Wiley & Sons, 2010. – 391 p. – ISBN 978-0-470-68636-2.
126. Martinez-Velasco Juan A. Power system transients. Parameter determination / Juan A. Martinez-Velasco. – CRC Press, 2010. – 633 p. – ISBN 978-1-4200-6529-9.
127. Rofalsky K.-H. Power system engineering / K.-H. Rofalsky, J. Schlabbach. – Wiley-VCH, 2008. – 337 p. – ISBN 978-3-527-40759-0.
128. Yoshihide Hase Handbook of power system engineering / Yoshihide Hase. – John Wiley & Sons, 2007. – 548 p. – ISBN 978-0-470-02742-4.

ПРЕДМЕТНИЙ ПОКАЖЧИК

А

автотрансформатор 134

В

втрати на корону 106

– потужності 173

Г

група особлива 21

Д

джерела електричної енергії 140

діакоптика 306

Е

еквівалентне перетворення 268

– – навантаження 284

електрична відстань 244

– мережа 11, 214, 243

– підстанція 11

електроприймач 10

енергосистема 10

ефект довготний 20

– широтний 20

Ж

жила струмопровідна 70

І

ізолятори 55

ізоляторів пошкодження 56

ізоляція поясна 70

– фазна 70

К

кабелів заземлення екранів 89

– прокладання 83

кабель 65

кабелю гнучкість 87

– броня 71

– покриття зовнішнє 71

категорії споживачів 21

кількості енергії 162

коефіцієнт вигідності 137

Л

лінія електропередавання 11

– живлення 31

– кабельна 66

– повітряна 11, 48

М

маркування кабелів 68

– проводів 51

– трансформатора 114

метод контурних рівнянь 257

– накладання 265

– ітераційний 299

модуль вектора напруги 218

муфта 74

Н

навантаження графік 157

– зведене 206

– розрахункове 206

– середнє 165

– середньоквадратичне 180

– характеристики статичні 200

напруг несиметрія 25

напруга базисна 296

– номінальна 16

напруги відхилення 24

– втрата 211, 223

– імпульс 26

– коливання 24

– несинусоїдальність 24

– падіння 216

– провал 26

О

опір лінії активний 98

– – індуктивний 100

– трансформатора активний 121

– – індуктивний 122

опори зірки 282

– трикутника 280

П

параметри поздовжні 98
– поперечні 104
– режимні 185
перенапруга тимчасова 27
потокорозподіл 211
потужність 170
– активна 150
– реактивна 152
– середньолінійна 211
– типова 136
пристрій розподільний 11
провід 51
провідність лінії активна 105
– – ємнісна 109
– трансформатора активна 119
– – індуктивна 120
пункт балансуючий 207

Р

реактор дугогасний 42
режим перехідний 185, 188
– системи 186
– усталений 185
режими нейтралі 32
– – перехідні 185

С

системи живучість 193
– заземлення TN 34
система електроенергетична 10, 306
споживач 10, 156
стійкість динамічна 191
– статична 190
схеми заміщення 95, 113, 125
– з параметрами зосередженими 96
– – – розподіленими 96
– розміщення проводів 52
– розрахункові 195

Т

точки потокорозділу 246
транспозиція 53
трансформатор 113
– з обмотками розщепленими 131

– скороченими 129
– триобмоткові 125
трансформаторів
дані паспортні 117
– робота паралельна 123
трекінг 78
трикутники електротехнічні 221

Ч

час втрат максимальних 179, 228
– навантаження максимального 163

Навчальне видання

Кирик Валерій Валентинович

ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ ТА СИСТЕМИ

Підручник

В авторській редакції

Надруковано з оригінал-макета замовника

Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»
Свідоцтво про державну реєстрацію: серія ДК № 5354 від 25.05.2017 р.
просп. Перемоги, 37, м. Київ, 03056

Підп. до друку 09.06.2021. Формат 60×84¹/₁₆. Папір офс. Гарнітура Times.
Спосіб друку – електрографічний. Ум. друк. арк. 18,83. Обл.-вид. арк. 26,68.
Наклад 30 пр. Поз. 21-1-1-008. Зам. № 21-085.

Видавництво «Політехніка» КПІ ім. Ігоря Сікорського
вул. Політехнічна, 14, корп. 15
м. Київ, 03056
тел. (044) 204-81-78