МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
“КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ”
Кафедра електричних мереж та систем

В.В.КИРИК

ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ ТА СИСТЕМИ

РЕЖИМИ РОБОТИ РОЗІМКНЕНИХ МЕРЕЖ

Київ 2014

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
“КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ”
Кафедра електричних мереж та систем

В.В.КИРИК

ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ ТА СИСТЕМИ

РЕЖИМИ РОБОТИ РОЗІМКНЕНИХ МЕРЕЖ

Навчальний посібник

для студентів усіх форм навчання та студентів-іноземців напряму підготовки 6.050701 “Електротехніка та електротехнології”

Затверджено методичною радою НТУУ «КПІ»

Київ
«Політехніка»
2014

УДК 621.311

Гриф надано Вченою радою НТУУ «КПІ»
(Протокол №11 від 01.12.2014р.)

Електричні мережі та системи. Режими роботи розімкнених мереж [Текст]: Навчальний посібник з дисципліни для всіх форм навчання та студентів іноземців напряму підготовки 6.050701 “Електротехніка та електротехнології”/Уклад. В.В.Кирик.-К.: НТУУ «КПИ», 2014.-130с.

В посібнику представлені основні відомості про електричні мережі та системи, конструкції ліній електропередавання, схеми заміщення ліній електропередавання повітряного і кабельного виконання та трансформаторів, втрати потужності та енергії в електричній системі, розрахунок режимів роботи розімкнених електричних мереж. Детально розглянуто поздовжні та поперечні параметри схем заміщення ліній електропередавання.

Для студентів усіх форм навчання та студентів-іноземців напряму підготовки 6.050701 “Електротехніка та електротехнології”

В пособии представлены основные сведения об электрических сетях и системах, конструкции линий электропередачи, схемы замещения линий электропередачи воздушного и кабельного выполнения и трансформаторов, потери мощности и энергии в электрической системе, расчет режимов работы разомкнутых электрических сетей. Детально рассмотрены продольные и поперечные параметры схем замещения линий электропередачи.

Для студентов всех форм обучения и студентов-иностранцев направления подготовки 6.050701 “Электротехника и электротехнологии”

Укладач: *В.В. Кирик, д-р техн. наук, професор*

Відповідальний редактор: *В.М.Сулейманов, канд.техн.наук, професор*

Рецензенти: *О.В.Кириленко, академік НАН України, д-р техн. наук, професор, директор Інституту електродинаміки НАН України*
В.В.Павловський, д-р техн. наук,ст. наук. співр., провідний науковий співробітник відділу автоматизації енергосистем ІЕД НАН України

ПЕРЕЛІК УМОВНИХ ПОЗНАЧЕНЬ ТА СКОРОЧЕНЬ

$\dot{S}$ – позначення комплексної величини, змінної в часі

$\underline{Z}$ – позначення сталої комплексної величини

$\hat{U}$ – позначення спряженої комплексної величини

АВР – автоматичне введення резерву
АЕС – атомна електрична станція
АПВ – автоматичне повторне включення
АТ – автотрансформатор
БК – батарея статичних конденсаторів
ВЕС – вітрова електрична станція
ВН – висока напруга
ГАЕС – гідроакумулююча електрична станція
ГЕОТЕС – геотермальна електрична станція
ГЕС – гідравлічна електрична станція
ГТС – газотурбінна електрична станція
ДЖ – джерело живлення
ДСТУ – державний стандарт України
ЕМ – електрична мережа
ЕП – електричний приймач
КЕС – конденсаційна електрична станція
КЗ – коротке замикання
ККД – коефіцієнт корисної дії
КЛ – кабельна лінія
КЛЕП – кабельна лінія електропередавання
КУ – конденсаторна установка для внутрішнього розміщення
КУН – конденсаторна установка для зовнішнього розміщення
ЛЕП – лінія електропередавання
НН – низька напруга
ОЕС – об’єднана енергетична система
ПАГТУ – повітряно-акумулююча газотурбінна електрична станція
ПБЗ – переключення без збудження
ПГС – парогазова електрична станція
ПЛ – повітряна лінія
ПЛЕП – повітряна лінія електропередавання
ПС – електрична підстанція
РПН – регулювання без розриву ланцюга навантаженням
СЕС – сонячна електрична станція
СК – синхронний компенсатор
СН – середня напруга
СТК – статичний тиристорний компенсатор
ТЕС – теплова електрична станція
ТЕЦ – теплофікаційна електрична станція

ЗМІСТ

ВСТУП 6
РОЗДІЛ 1 КОНСТРУКЦІЇ, СХЕМИ ЗАМІЩЕННЯ ТА ПАРАМЕТРИ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ 8

Тема 1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ ТА СИСТЕМИ 8
1.1 Основні задачі та поняття в області передавання електричної енергії.....8
1.2 Номінальні напруги устаткування електричних систем 11
1.3 Призначення електричних мереж..... 14
1.4 Вимоги до електричних мереж..... 15
1.5 Класифікація електричних мереж 18
1.6 Режими роботи нейтралі 21

Тема 2 **КОНСТРУКЦІЇ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ**.....27
1.7 Основні відомості про повітряні та кабельні лінії електропередавання 27

Тема 3 СХЕМИ ЗАМІЩЕННЯ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ ПОВІТРЯНОГО І КАБЕЛЬНОГО ВИКОНАННЯ.....36
1.8 Параметри схем заміщення ЛЕП..... 36

Тема 4 ПОЗДОВЖНІ ПАРАМЕТРИ СХЕМ ЗАМІЩЕННЯ ЛЕП.....40
1.9 Активний опір лінії електропередавання.....40
1.10 Індуктивний опір лінії електропередавання.....42

Тема 5 ПОПЕРЕЧНІ ПАРАМЕТРИ СХЕМ ЗАМІЩЕННЯ ЛЕП.....46
1.11 Активна поперечна провідність лінії електропередавання.....46
1.12 Ємнісна провідність лінії електропередавання.....49

Тема 6 СХЕМИ ЗАМІЩЕННЯ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ.....51
1.13 Параметри схем заміщення двообмоткових силових трансформаторів 51
1.14 Однолінійні схеми заміщення триобмоткових силових трансформаторів..... 58
1.15 Триобмоткові трансформатори із скороченими обмотками.....61
1.16 Силові трансформатори з розщепленими обмотками 64
1.17 Силові автотрансформатори 66

РОЗДІЛ 2 РЕЖИМИ РОБОТИ РОЗІМКНЕНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ПРИ ПЕРЕДАВАННІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ
Тема **7 ДЖЕРЕЛА ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ**.....72
2.1 Електричні станції..... 72

2.2 Джерела активної потужності 82
2.3 Джерела реактивної потужності 84

***Тема* 8 СПОЖИВАЧІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ**……...……..88
2.4 Характеристики споживачів електроенергії 88
2.5 Визначення кількості енергії, що передається по електричній мережі протягом року 94
2.6 Участь електростанцій різних типів у покритті графіків навантаження 98

***Тема* 9 ВТРАТИ ПОТУЖНОСТІ ТА ЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНІЙ СИСТЕМІ**……...……100
2.7 Загальна характеристика втрат потужності в електричних мережах 100
2.8 Визначення втрат потужності в лініях електропередавання 102
2.9 Визначення втрат потужності в силових трансформаторах та автотрансформаторах 104
2.10. Втрати енергії в електричних мережах 106

***Тема* 10 РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ РОБОТИ РОЗІМКНЕНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ**……113
2.11 Розрахунок навантажень підстанції та електростанції на шинах високої напруги 113
2.12 Потужності початків, кінців та середньолінійна потужність ділянок електричної мережі 117
2.13 Розрахунок режиму напруги в електричній мережі 118
2.14 Визначення напруги на ділянках схеми мережі в електротехнічних розрахунках 121
2.15 Алгоритм розрахунку режиму роботи розімкненої схеми мережі 123

СПИСОК РЕКОМЕНДОВАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ 127

ВСТУП

Предмет навчальної дисципліни основується на прищепленні знань у студентів з проектування технічних об'єктів, виконання техніко-економічних обґрунтувань інженерних рішень; застосовуванні сучасних методів аналізу і розрахунку електричних мереж різних класів номінальних напруг, що об'єднують такі об'єкти на паралельну роботу; обґрунтованні вибору ефективних методів інженерних розрахунків та проведенню досліджень і аналізу отриманих результатів; ефективному використовуванню сучасних інтелектуальних, інформаційних комп'ютерно-інтегровані технологій; виконанні 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 устаткування електричних мереж, робочі режими, регулювання та планування режимів електричних систем, проектування електричних мереж тощо.

Вивчання дисципліни «Електричні мережі та системи» ґрунтується на знаннях, отриманих студентами під час вивчення основних дисциплін циклу професійної та практичної підготовки, таких як «Фізика», «Вища математика та математичний аналіз», «Теоретична електротехніка», «Основи метрології та електричних вимірювань», «Електричні машини», «Математичні задачі енергетики», «Економіка» та інші. Разом з тим дисципліна «Електричні мережі та системи» тісно пов'язана з іншими дисциплінами професійно-технічної підготовки, які опираються на неї та вивчаються паралельно або після вивчення даної дисципліни. Зокрема це такі дисципліни як «Регулювання режимів електричних систем», «Математичне моделювання електричних систем», «Перехідні процеси в електричних системах», «Релейний захист та автоматика електричних систем», «Електричні станції», «Спеціальні питання передавання електричної енергії», «Моделі оптимального розвитку електричних систем», «Питання надійності електричних систем», «Теорія автоматичного керування», «Основи проектування механічної частини ліній електропередавання», «Проектування електричних мереж» та інші.

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

Практичне спрямування дисципліни «Електричні мережі та системи» ґрунтується на реалізації вимог до підготовки кадрів, встановлених освітньо-

кваліфікаційною характеристикою фахівця за спеціальністю «Електричні системи і мережі», націлених на розв'язання основних перед проектних, технологічних, експлуатаційних, економічних і конструкторських задач, які виникають під час проектування і експлуатації електричних мереж і систем різних класів номінальної напруги.

Технологічне спрямування дисципліни «Електричні мережі та системи» повинне озброїти студента сучасними математичними засобами аналізу і синтезу структур і топології електричних мереж, моделювання усталених і після аварійних режимів, знаннями новітніх методів, засобів і способів формування керуючих впливів на режими роботи систем з метою вибору оптимальної стратегії управління режимами виробництва, передавання, перетворення і розподілу електричної енергії, можливістю розробки і впровадження в практику експлуатації засобів удосконалення цього процесу, дієвими засобами зниження технологічних втрат енергії в усіх ступенях ієрархії електричної системи, засобам постановки експерименту в області електричних мереж і систем, оцінювання похибки і вірогідності отриманих результатів, критичного їх осмислення і аналізу, прийняттю оптимальних рекомендацій.

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

Посібник містить матеріали лекцій першого кредитного модуля «Розрахунки режимів роботи розімкнених електричних мереж» дисципліни «Електричні мережі та системи», який складається з двох розділів, що містять шість змістовних модулів: «Основні поняття про електричні мережі та системи», «Конструкції, характеристики, схеми заміщення найпростіших електричних мереж», «Параметри схем заміщення елементів електричних мереж і їх розрахунок», «Основні поняття про джерела активної та реактивної енергії», «Основні поняття про споживачів електричної енергії та їх характеристики», «Втрати потужності в електричній мережі та режими роботи розімкненої електричної мережі».

Під час підготовки посібника використано методичні розробки та матеріали по темі «Розрахунок режимів роботи розімкнених електричних мереж» професора кафедри електричних мереж та систем НТУУ «КПІ» Сулейманова В.М..

РОЗДІЛ 1
КОНСТРУКЦІЇ, СХЕМИ ЗАМІЩЕННЯ ТА ПАРАМЕТРИ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ

Тема 1 ЗАГАЛЬНІ ВІДОМОСТІ ПРО ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ ТА СИСТЕМИ

1.1 ОСНОВНІ ЗАДАЧІ ТА ПОНЯТТЯ В ОБЛАСТІ ПЕРЕДАВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

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

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

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

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

Споживачем електричної енергії називають електроприймач або групу електроприймачів, об'єднаних загальним технологічним процесом та розміщених на певній території.

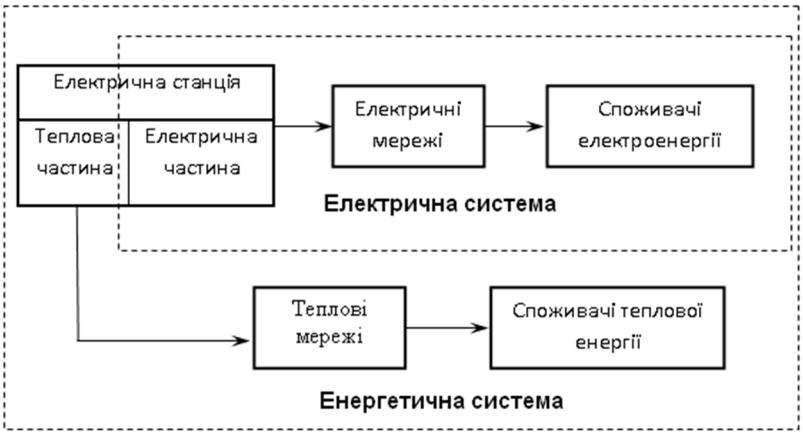


Рис.1.1. Структурна схема енергетичної системи

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

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

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

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

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

На рис. 1.3 представлено фрагмент схеми електричної мережі в електроенергетичній системі.

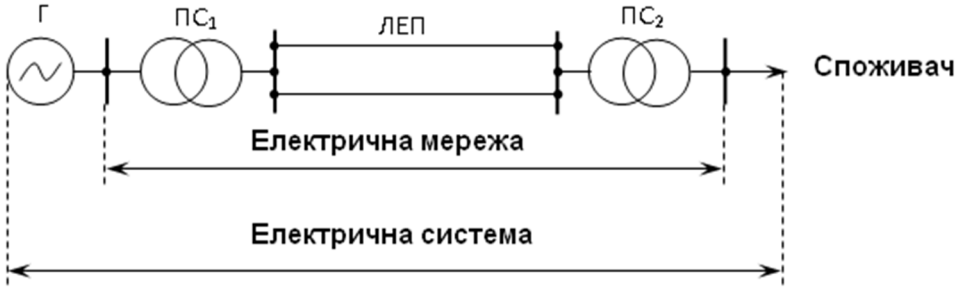
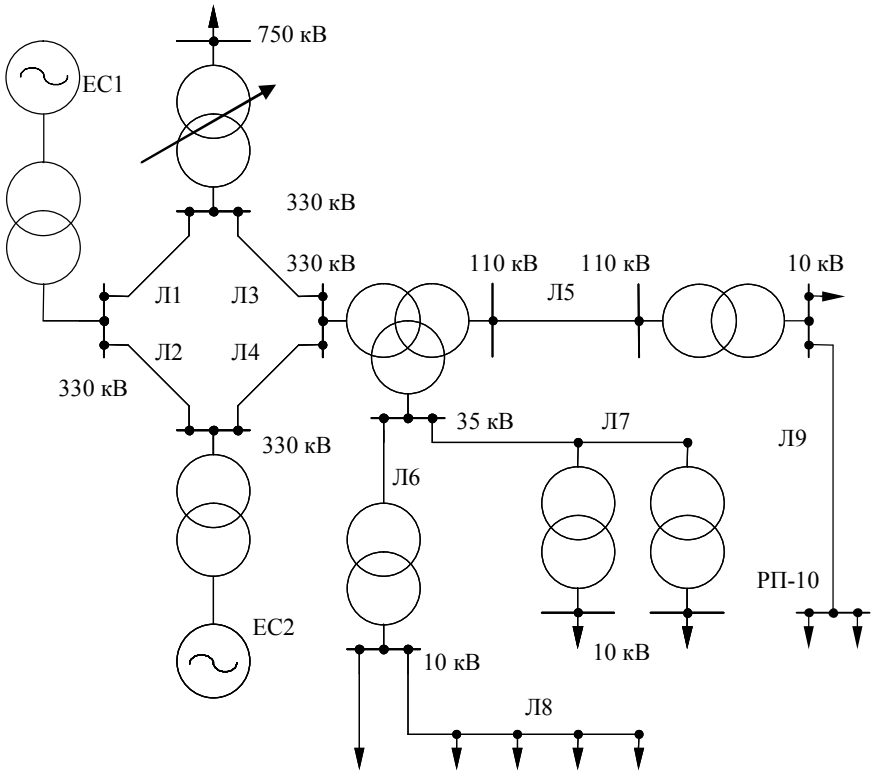
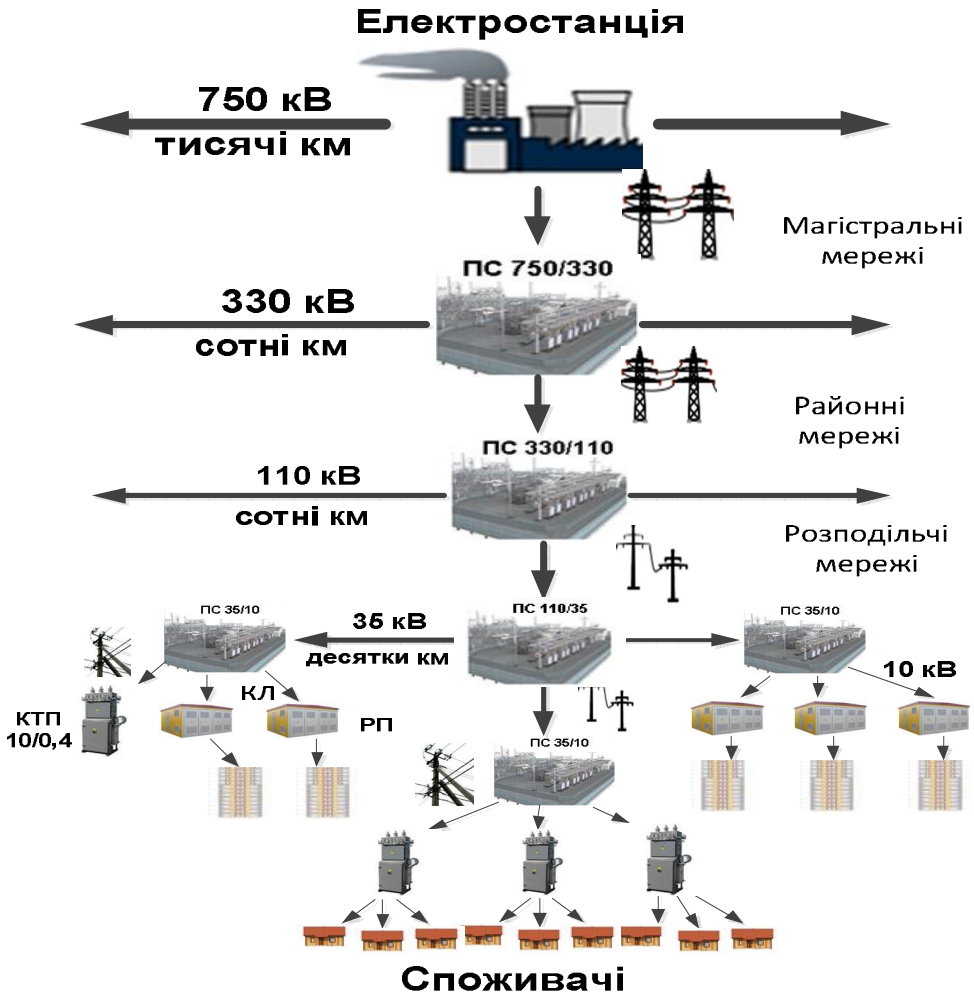


Рис.1.2. Розмежування електричної системи



а



б

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

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. *Наведіть визначення енергетичної системи.*
2. *Наведіть визначення електроенергетичної системи.*
3. *Наведіть визначення електричної мережі.*
4. *Наведіть визначення електричної підстанції.*
5. *Наведіть визначення лінії електропередавання.*

ЛІТЕРАТУРА

[3], *стор. 10-12*; [5],*стор. 12-20*; [7], *стор. 7-9*; [10], *стор. 9-10*; [14], *стор. 5-6*; [15], *стор. 10-11*; [16], *стор. 6-10*.

1.2 НОМІНАЛЬНІ НАПРУГИ УСТАТКУВАННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМ

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

Чинні нормативні документи (ГОСТ 21128-83 «Номинальные напряжения до 1000 В» та ГОСТ 721-77 «Номинальные напряжениясвыше 1000 В») регламентують шкалу номінальних напруг електроустаткування. Для трифазних систем змінного струму нормуванню підлягають діючі значення лінійної напруги. Для низьковольтних електричних систем шкала номінальних напруг включає наступні значення: 220, 380 і 660 В. Для високовольтних електричних систем шкала номінальних напруг складається із такого ряду: 3, 6, 10, 20, 35, 110, 150, 220, 330, (400), 500, 750 кВ.

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

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

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

також лише на 5% перевищують номінальні напруги відповідних електричних мереж.

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

Значення номінальних напруг електричного устаткування наведені в табл.1.1.

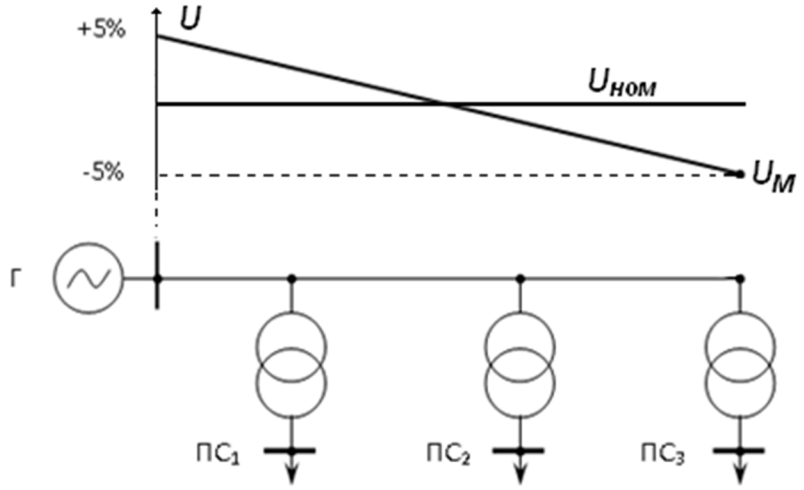


Рис.1.4. Розподіл напруги вдовж мережі, номінальна напруга

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 електричних мереж дозволяє обмежити втрати енергії під час передавання електричної енергії. Дійсно, одну й ту саму електричну потужність можна передати на більш високій номінальній напрузі меншим струмом. Це, відповідно до закону Джоуля-Ленца, призводить до

зменшення втрат потужності на передавання електричної енергії. Таким чином, збільшення номінальної напруги електричних мереж дозволяє знизити втрати енергії та підвищити пропускну здатність ліній електричних мереж. Разом з тим збільшення номінальної напруги пов'язано з суттєвим ускладненням, а, отже, і здороженням устаткування електричних мереж.

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

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

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

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

Номінальні напруги 330 кВ та вище використовують для створення системоутворюючих мереж магістральних ліній електропередавання для об'єднання на паралельну роботу регіональних енергосистем у складі енергооб'єднання.

Як свідчить досвід проектування та експлуатації електричних мереж вищих класів номінальної напруги, підвищення номінальної напруги електричної мережі з метою збільшення її пропускної здатності слід виконувати не на наступний рівень, а через один. Так, для Об'єднаної енергетичної системи України економічно обґрунтована шкала номінальних напруг електричних мереж складає 110-330-750 кВ.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

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 виключення є з цього положення?*
5. *Наведіть області використання номінальних напруг електричних мереж.*

6. Наведіть економічно обґрунтовану шкалу номінальних напруг ОЕС України. Поясніть скорочення шкали номінальних напруг.

ЛІТЕРАТУРА

[2], *стор 19-22*; [3], *стор. 12-15*; [4], *стор. 7-10*; [8], *стор 13-17*; [9], *стор. 20-25*; [14], *стор 6-10*; [15], *стор 54-56*; [16], *стор. 98-102*.

1.3 ПРИЗНАЧЕННЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

Головне призначення електричних мереж полягає в передаванні та розподілі електричної енергії від джерел живлення до споживачів.

Разом з цим електричні мережі призначені для передавання електричної енергії на віддалені відстані від центрів генерації в райони енергоспоживання (довжина ліній електропередавання напругою 220÷750 кВ НЕК «Укренерго» складає 21 285,406 км).

Також електричні мережі призначені для об'єднання на паралельну роботу різних електричних станцій та споживачів електричної енергії в єдиній електроенергетичній системі (кількість підстанцій НЕК «Укренерго» дорівнює 133, з них: 8 -750 кВ, 2 – 500 кВ, 2 – 400 кВ, 87 – 330 кВ, 34 – 220 кВ).

Об'єднання електричних систем на паралельну роботу призводить до підвищення надійності та економічності електропостачання, поліпшення якості електричної енергії. Загалом основні переваги об'єднання електричних систем на паралельну роботу полягає в наступному:

1. Підвищення надійності електропостачання за рахунок резервування шляхів передавання електричної енергії від джерел живлення до споживачів;

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

- *Довготний ефект* полягає у зменшенні сумарного максимуму навантаження енергооб'єднання через незбіг у часі максимумів навантажень окремих електричних систем, віддалених по довготі. Тут характерні добові перетікання електричної енергії зі сходу на захід або із заходу на схід відповідно до часу доби.
- *Широтний ефект* полягає у зменшенні сумарного максимуму навантаження енергооб'єднання через незбіг тривалості максимумів навантажень окремих електричних систем, віддалених по широті. Тут характерні сезонні перетікання електричної енергії із півночі на південь із півдня на північ відповідно до пори року.

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

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

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

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

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

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. *Сформулюйте головне та допоміжні призначення електричних мереж.*
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.*
5. *Поясніть положення про підвищення якості електричної енергії внаслідок об'єднання електричних систем.*
6. *У чому полягає довготний ефект?*
7. *У чому полягає широтний ефект?*

ЛІТЕРАТУРА

[7], *стор 9-11*; [8], *стор 23-24*; [11], *стор 8-12*; [15], *стор 15-16*; [16], *стор 13-17*.

1.4 ВИМОГИ ДО ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

Конструктивне виконання електричних мереж має забезпечувати:

1) надійність та безперебійність електропостачання споживачів електричної енергії;

2) нормовану якість електроенергії;

3) зручність та безпеку експлуатації обладнання електричних мереж;

4) економічність електроенергетичних систем;

5) можливість подальшого розвитку без необхідності корінного переобладнання мережі.

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

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

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

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

Для електропостачання особливої групи електроприймачів першої категорії слід передбачити додаткове живлення від третього незалежного джерела живлення.

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

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

Третя категорія містить всі інші невідповідальні навантаження.

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

Якість електричної енергії регламентована в Україні чинним міждержавним стандартом ДСТУ 13109-97 «Нормы качества электроснабжения общего назначения».

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

- відхилення напруги;
- коливання напруги;
- несинусоїдальність кривої напруги;
- несиметрія напруг;
- відхилення частоти;
- провал напруги;

- імпульсна напруга;
- тимчасова перенапруга.

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

Відхилення напруги – це зміна амплітудного (діючого) значення напруги тривалістю більше 1 хв.

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

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

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

Несинусоїдальність напруги полягає у відхиленні форми кривої напруги від ідеальної синусоїди.

Несинусоїдальність напруги характеризують такими показниками:
- коефіцієнт викривлення синусоїдальності форми кривої напруги;
- коефіцієнтами гармонічних складових напруги.

Нормально та гранично допустимі значення коефіцієнту викривлення синусоїдальності кривої напруги складають:
- в мережах 0,4 кВ – 8,0% та 12% відповідно;
- в мережах 6-20 кВ – 5,0% та 8,0% відповідно;
- в мережах 35 кВ – 4,0% та 6,0% відповідно;
- в мережах 110-330 кВ – 2,0% та 3,0% відповідно.

Несиметрія напруг полягає у відмінності векторів фазних напруг по модулю, а також по фазі на кути, які відрізняються від ±120°.

Несиметрію напруг характеризують такими показниками:
- коефіцієнт несиметрії напруги за зворотною послідовністю;
- коефіцієнт несиметрії напруги за нульовою послідовністю.

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

Відхилення частоти полягає у відхиленні частоти змінного струму від номінального значення промислової частоти.

Нормально та гранично допустимі значення відхилення частоти дорівнюють ±0,2 Гц та ±0,4 Гц відповідно.

Провал напруги – це раптове короткочасне (до 1 хв) зниження напруги у точці електричної мережі нижче 0,9 номінальної напруги з подальшим відновленням напруги до первинного або близького до нього значення.

Провал напруги характеризують тривалістю провалу напруги, для якого встановлено гранично допустиме значення 30 сек.

Імпульс напруги – це різка короткочасна (декілька мілісекунд) зміна напруги в точці електричної мережі з подальшим відновленням напруги до первинного, або близького до нього значення.

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

Тимчасова перенапруга – це збільшення напруги в точці електричної мережі більше, ніж на 10% від номінальної напруги тривалістю більше 10 мс, яке виникає в системах електропостачання внаслідок комутацій або коротких замкнень.

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

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. *Наведіть основні вимоги до мереж електричних систем.*
2. *У чому полягає забезпечення надійності електропостачання споживачів?*
3. *Яких споживачів відносять до першої категорії?*
4. *Яких споживачів відносять до особливої групи першої категорії?*
5. *Яких споживачів відносять до другої категорії?*
6. *Яких споживачів відносять до третьої категорії?*
7. *Наведіть основні характеристики якості електричної енергії.*
8. *Перерахуйте показники якості електричної енергії.*

ЛІТЕРАТУРА

[1], *стор. 77-113*; [2], *стор. 56-60*; [6], *стор. 17-18*; [7], *стор. 13-15, 27-29*; [8], *стор. 17-23, 26-29*; [10], *стор. 295-302*; [11], *стор19-20*; [15], *стор 53*.

1.5 КЛАСИФІКАЦІЯ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

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

І. За родом електричного струму:

1) системи постійного струму;

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

3) системи імпульсного струму.

II. За способом організації живлення споживачів:

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

III. За номінальною напругою:

1) низьковольтні (до 1кВ);
2) високовольтні (більше 1 кВ): низької напруги (до 10 кВ); середньої напруги (35 кВ); високої напруги (110-220 кВ); надвисокої напруги (330 кВ - 750 кВ); ультрависокої напруги (вище 1000 кВ).

IV. За режимом роботи нейтралі:

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

V. За призначенням:

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

VI. За характером споживачів:

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

VII. За конфігурацією:

1) розімкнені (рис.1.5): магістральні; радіальні;
2) замкнені (рис.1.6).

VIII. За режимом роботи:

1) автономні;
2) об'єднанні.

IX. За конструктивним виконанням:

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

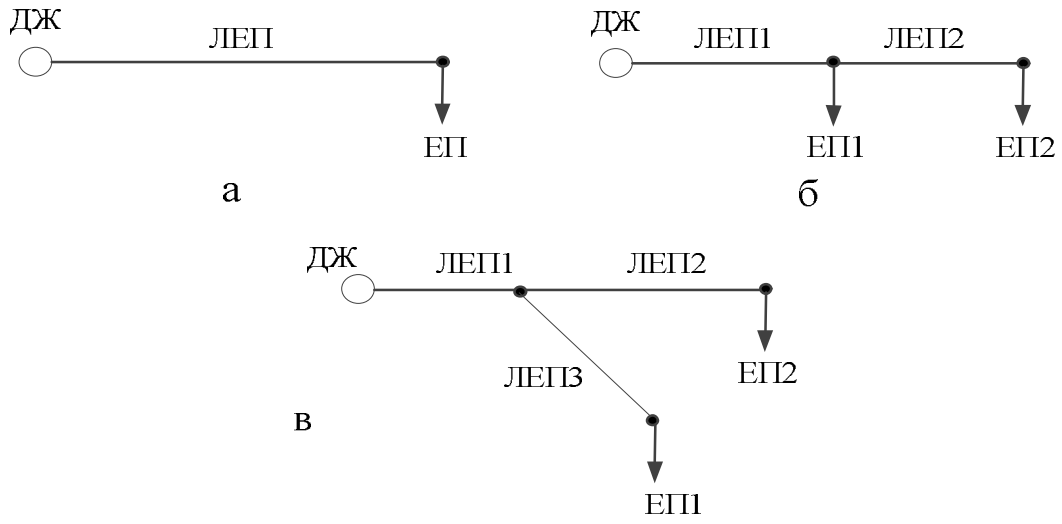


Рис.1.5. Розімкнені мережі: а) – радіальна; б) – магістральна;
в) – магістральна з відгалуженням

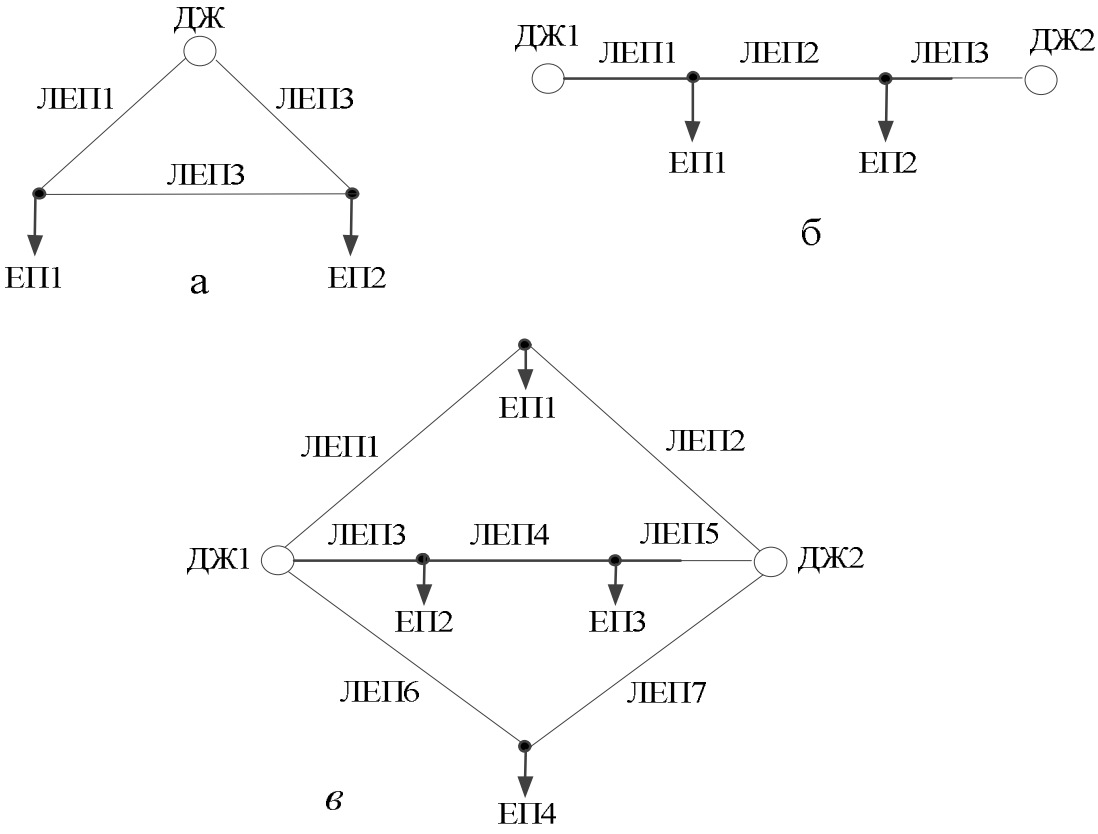


Рис.1.6.Замкнені мережі а) – кільцева; б) – з двохстороннім живленням;
в) –складно замкнена

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. *Наведіть основні підходи до класифікації електричних мереж та систем.*
2. *Охарактеризуйте підходи до класифікації електричних мереж та систем.*

ЛІТЕРАТУРА

[5], *стор 15-20*; [6], *стор 18-21*; [7], *стор 15-18*; [8], *стор. 23-26*; [10], *стор. 11-13*; [11], *стор14-17*; [14], *стор10-13*; [15], *стор53-65*; [16], *стор17-19*; [17], *стор10-13.*

1.6 РЕЖИМИ РОБОТИ НЕЙТРАЛІ

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

- мережі з ізольованою нейтраллю;
- мережі з глухо-заземленою нейтраллю;
- мережі з компенсованою нейтраллю;
- мережі з ефективно-заземленою нейтраллю.

У мережах з ізольованою нейтраллю електроустановки не мають зв'язку з 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 – незаземлена (у нейтраль включені роз'єднувач і розрядник).

В низьковольтних електричних мережах напругою до 1000 В режим роботи нейтралі обирають виходячи з міркувань безпеки експлуатації електротехнічного устаткування. Такі мережі експлуатують з глухо заземленою або ізольованою нейтраллю.

Серед низьковольтних електричних мереж найбільшого поширення набули чотирипровідні мережі з номінальною напругою 0,4 кВ (рис. 1.7). Нормативні документи регламентують експлуатацію таких мереж з глухо заземленою нейтраллю.

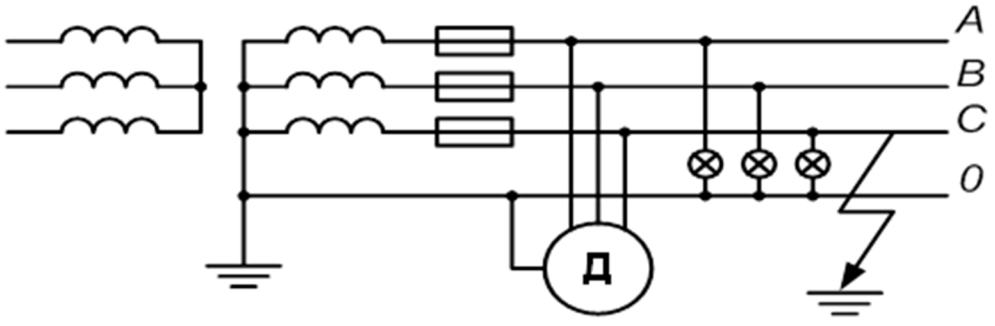


Рис. 1.7**.**Схема низьковольтної мережі з глухозаземленою нейтраллю

В таких мережах корпуси електроустаткування мають металевий зв'язок з заземленою нейтраллю. Це забезпечує безпеку експлуатації устаткування,

оскільки у разі короткого замикання фази на корпус, потенціал корпуса, до якого може торкнутися людина, залишається близьким до нуля. Разом з цим струм пошкодженої фази різко збільшується і її вимикає запобіжник. Напруги непошкоджених фаз при цьому не перевищать фазної напруги.

В електричних мережах напругою 0,6 кВ, а також в мережах 0,4 кВ з підвищеними вимогами безпеки, де неприпустимі великі струми короткого замкнення (наприклад, в мережах вугільних шахт), електроустановки експлуатують з ізольованою нейтраллю (рис. 1.8).

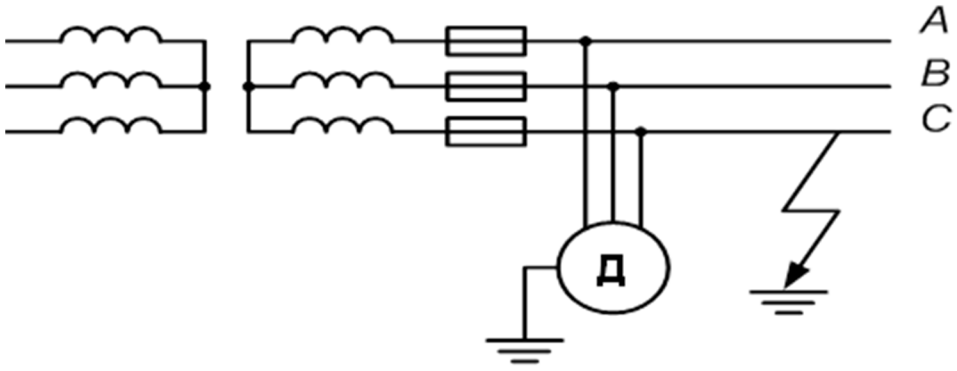


Рис. 1.8.Схема низьковольтної мережі з ізольованою нейтраллю

В таких мережах замикання на землю не викликає короткого замкнення і не є аварійним режимом, оскільки електроприймачі будуть отримують живлення по всім трьом фазам. Разом з цим потенціал пошкодженої фази стане нульовим, а напруги непошкоджених фаз збільшаться до лінійних значень, як показано на діаграмі рис. 1.9.

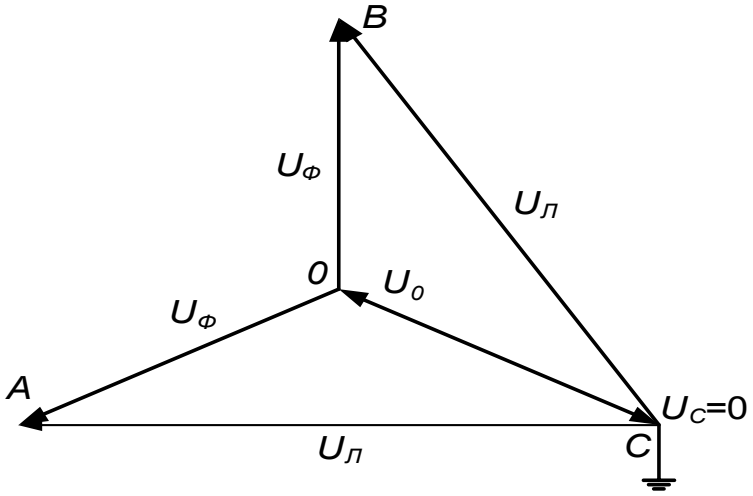


Рис. 1.9.Векторна діаграма напруг мережі з ізольованою нейтраллю в нормальному режимі та в режимі замикання на землю

Оскільки підвищення напруги непошкоджених фаз утворює небезпеку для персоналу, то на всіх установках, які експлуатуються з ізольованою нейтраллю, необхідно забезпечити контроль ізоляції та інші заходи, направлені на швидке визначення та ліквідацію замикань на землю.

У високовольтних електричних системах з номінальною напругою більше 1 кВ режим роботи нейтралі визначають виходячи з міркувань забезпечення безперебійності електропостачання, надійності роботи та економічності електроустановок. Цього можна досягти шляхом обмеження струмів замикання на землю, або обмеження часу протікання таких струмів.

Слід зазначити, що у високовольтних електричних мережах необхідно враховувати ємнісні зарядні струми ліній електропередавання, які протікають разом із струмами навантажень.

Електричні мережі напругою до 35 кВ характеризуються відносно невеликими струмами замикання на землю (до 500 А). Тому в таких мережах більш доцільним є обмеження струмів замикання на землю. Це дозволяє спростити конструкції електроустановок та забезпечити їх економічність. Тому електричні мережі напругою до 35 кВ експлуатуються в режимах з ізольованою або компенсованою нейтраллю.

Розглянемо роботу електричної мережі з ізольованою нейтраллю в режимі замикання на землю (рис. 1.10). Як зазначалося раніше, режим замикання на землю в мережах з ізольованою нейтраллю не є аварійним, оскільки споживачі продовжують отримувати живлення в повно фазному режимі. Це свідчить про забезпечення безперебійності електропостачання споживачів.

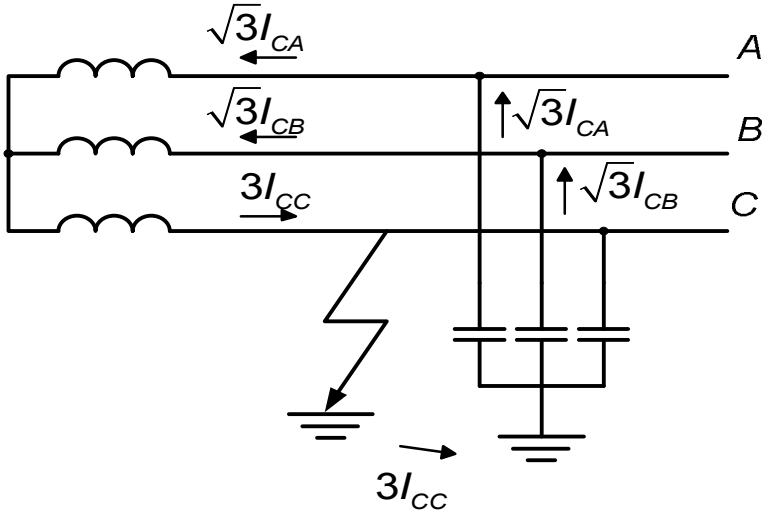


Рис. 1.10.Схема мережі з ізольованою нейтраллю
в режимі замикання на землю

Векторна діаграма напруг та ємнісних зарядних струмів в мережі з ізольованою нейтраллю представлена на рис. 1.11. Потенціал пошкодженої фази в режимі замикання на землю дорівнює нулю, а напруга непошкоджених фаз збільшуються до своїх лінійних значень. Це призводить 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 в режимі замикання на землю представлено на рис. 1.10 стрілками.

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

В мережах з невеликими струмами замикання на землю доцільна компенсація ємнісних зарядних струмів ліній електропередавання в режимах замикання на землю. Для цього загальну нейтраль трансформаторів заземлюють через дугогасний реактор, як показано на рис. 1.12. Такий режим називають режимом з компенсованою нейтраллю.

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

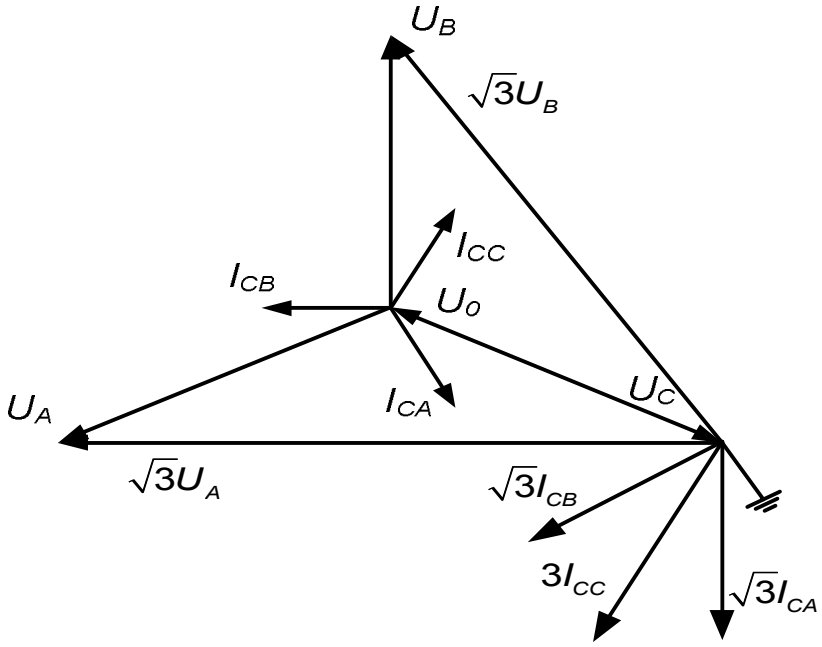


Рис. 1.11. Векторна діаграма напруг та ємнісних зарядних струмів в мережі з ізольованою нейтраллю в нормальному режимі та в режимі замикання на землю

Режим замикання на землю для таких схем є аварійним режимом короткого замкнення. Тут внаслідок короткого замкнення до реактора в загальній нейтралі трансформатора прикладається фазна напруга пошкодженої фази. Це призводить до виникнення індуктивного струму від місця короткого замкнення, як показано на рис. 1.7. Разом з цим напруги непошкоджених фаз збільшуються до своїх лінійних значень. Це призводить 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 короткого замкнення має дві складові – потроєний зарядний струм лінії та індуктивний струм дугогасної котушки. Такі струми знаходяться в протифазі та взаємно компенсують один одного. Це призводить до обмеження струмів короткого замкнення в мережах з компенсованою нейтраллю та до підвищення економічності устаткування через спрощення їх конструкцій.

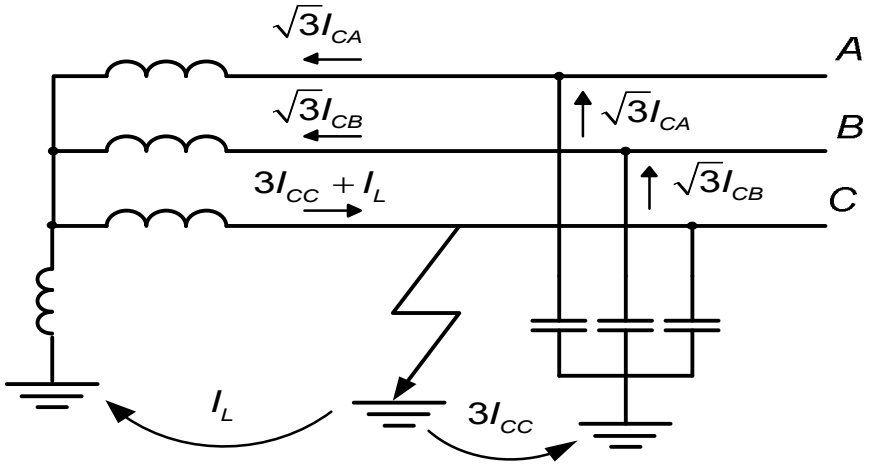


Рис. 1.12. Схема мережі з компенсованою нейтраллю
в режимі замикання на землю

Електричні системи з номінальною напругою 110 кВ та вище характеризуються великими струмами замикання на землю (більше 500 А). В таких мережах компенсація зарядних ємнісних струмів неефективна і такі мережі експлуатують в режимі з глухо заземленою нейтраллю, як показано на рис. 1.13.

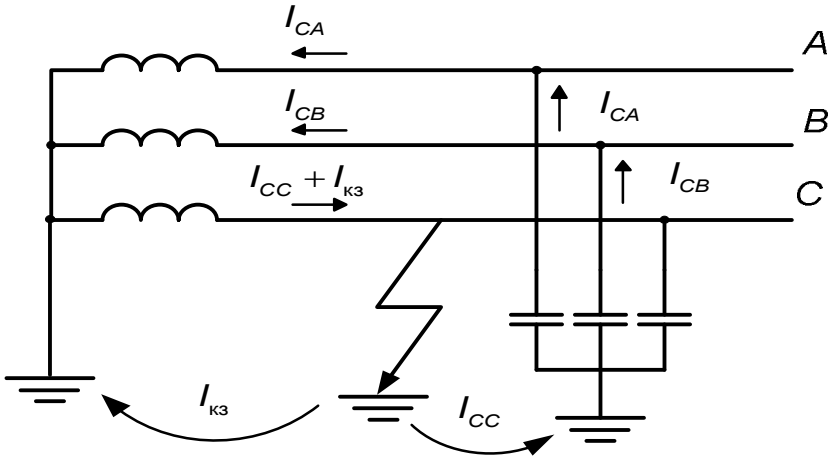


Рис. 1.13. Схема мережі з глухо заземленою нейтраллю
в режимі замикання на землю

В нормальному робочому режимі електричної системи ємнісний струм в 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 короткого замкнення. Тут напруги непошкоджених фаз не змінюються. Так саме 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.

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

Мережі напругою 110 кВ не можуть працювати з ізольованої нейтраллю, тому що ізоляція в цьому випадку повинна розраховуватися на лінійну напругу, а це дорого. Тому такі мережі працюють із заземленою нейтраллю. При цьому струм однофазного короткого замикання може перевищувати струм трифазного КЗ У цьому випадку комутаційна апаратура повинна вибиратися по більшому струму, тобто однофазному.

У місці пошкодження в таких мережах виникає електрична дуга з великим струмом. Дуга гаситься при відключенні пошкодження. Так як більшість к.з самоусуваються, то для перевірки лінія включається знову під дією АПВ. Якщо КЗ самоусунулося, то ЛЕП залишається в роботі, якщо ні, то ушкодження відключається знову. У перехідному режимі й при комутаціях у мережі виникають внутрішні перенапруги. Величина перенапруги впливає на вибір ізоляції. Величину перенапруги намагаються обмежити. Для цього заземлюють нейтралі встаткування. Але чим більше заземлених нейтраль, тим менше величина перенапруги, але тим більше величина струму однофазного КЗ.

Для обмеження самих струмів короткого замкнення в мережах з номінальною напругою 110 кВ та вище обмежують кількість трансформаторів з глухо-заземленою нейтраллю. Частину нейтраль ізолюють, щоб величина струмів однофазного КЗ не перевищувала величину струмів трифазного КЗ Заземлюють тільки нейтралі трансформаторів на електростанціях, вузлових підстанціях і на тупикових підстанціях споживачів. Напруга на неушкоджених фазах стосовно землі в усталеному режимі, не повинна бути більше 0,*8**Uном (лінійного). Такі мережі називаються мережами з ефективно-заземленою нейтраллю.

У мережах 220 кВ і вище застосовують глухо-заземленні нейтралі всіх трансформаторів. При цьому напруга на неушкоджених фазах стосовно землі в усталеному режимі, не перевищує фазне. Комутаційна апаратура вибирається по більшому струму КЗ.

В мережах з великими струмами короткого замкнення ємнісна складова дуги набагато менша складової короткого замкнення. Тому компенсація ємнісного струму дуги короткого замкнення є неефективною. Економічність устаткування електричних мереж вищих класів номінальної напруги досягається застосуванням швидкодіючих засобів релейного захисту, що призводить до обмеження часу протікання струмів короткого замкнення.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. *Що визначає режим роботи нейтралі у низьковольтних електричних мережах?*
2. *Що визначає режим роботи нейтралі у високовольтних електричних мережах?*
3. *Які режими нейтралі використовують в мережах до 1 кВ?*
4. *Які режими нейтралі використовують в мережах до 35 кВ?*
5. *Які режими нейтралі використовують в мережах 110 кВ та вище?*
6. *Назвіть переваги та недоліки мереж з глухо заземленою нейтраллю.*
7. *Назвіть переваги та недоліки мереж з ізольованою нейтраллю.*

ЛІТЕРАТУРА

[2],*стор. 46-51*; [3], *стор. 15-21*; [6], *стор. 54-58*

Тема 2 КОНСТРУКЦІЇ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ

1.7 ОСНОВНІ ВІДОМОСТІ ПРО ПОВІТРЯНІ ТА КАБЕЛЬНІ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ

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

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

По конструктивному виконанню розрізняють одноланцюгові і дволанцюгові ЛЕП. Під ланцюгом розуміють три провода (трифазний ланцюг) однієї ЛЕП.

Конструктивна частина ПЛЕП характеризується типами опор, довжинами прольотів, габаритними розмірами, конструкцією фази й типами гірлянд ізоляторів.

По типу опори ПЛЕП діляться на проміжні й анкерні. Проміжні й анкерні відрізняються способом підвіски проводів. На проміжній опорі провода підвішуються за допомогою підтримуючих гірлянд ізоляторів. На анкерних опорах провода закріплені жорстко й натягнуті до заданого тяжіння за допомогою натяжної гірлянди ізоляторів (рис. 1.14).

Рис. 1.14. Кріплення провода в фазі на проміжній (а) та анкерній (б) опорах:
1 – траверса; 2 – гірлянда ізоляторів; 3 – зажим; 4 – провід

За призначенням розрізняють опори кутові, кінцеві, спеціального призначення.

По матеріалу опор розрізняють дерев'яні або дерев’яні композитні (до 220 кВ), залізобетонні – вібровані та центрифуговані (35 – 330 кВ) і металеві (35 кВ і вище).

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

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

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

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

Виготовляють провода і із двох металів – сталі та алюмінію. Сталь знаходиться у середині провода й служить для збільшення механічної міцності. Алюміній знаходиться зовні і є струмопровідною частиною.

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

Для захисту проводів марки АС від корозії й хімічних впливів використовують спеціальні захисні засоби.

Тип захисту відображається в маркуванні провода:

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

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

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

Провода ПЛЕП розташовують на опорі різними способами (де які з них): на одноланцюгових опорах – трикутником або горизонтально (рис.1.15, а, б); на дволанцюгових опорах – зворотною ялинкою або шестикутником у вигляді “діжки” (рис.1.15, в, г).

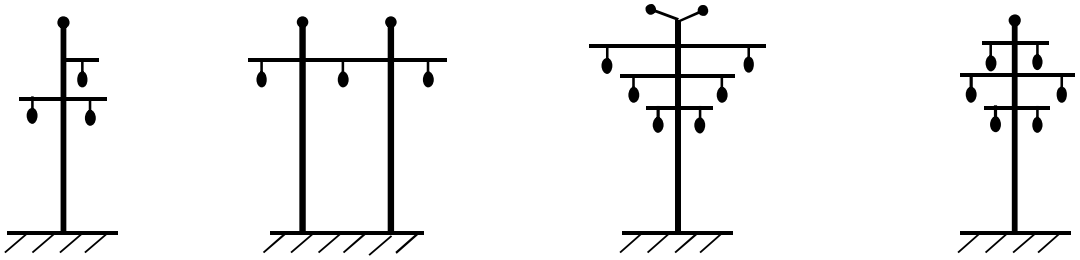


Рис.1.15. Розташування проводів на опорах: а) – трикутником; б) – горизонтально; в) – зворотною ялинкою; г) – діжкою

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

Так як у всіх варіантах має місце несиметричне розташування проводів стосовно один одного, то для вирівнювання реактивного опору і ємнісної провідності по фазах застосовують транспозицію, тобто міняють розташування проводів на опорах (рис.1.16).

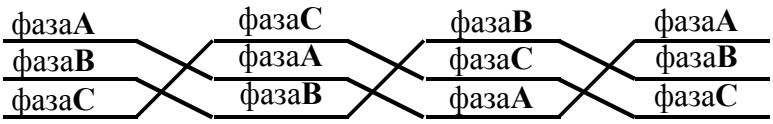


Рис.1.16. Транспозиція на ПЛЕП

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

Останнім часом, для виконання струмоведучих проводів та грозозахисту повітряних ліній використовують спеціальні проводи та троси, суміщені зі оптоволоконним кабелем, розташованим всередині проводів та тросів (рис.1.17), що дозволяє крім передавання електричної енергії та грозозахисту повітряних ліній організовувати високошвидкісних оптоволоконні канали зв'язку.

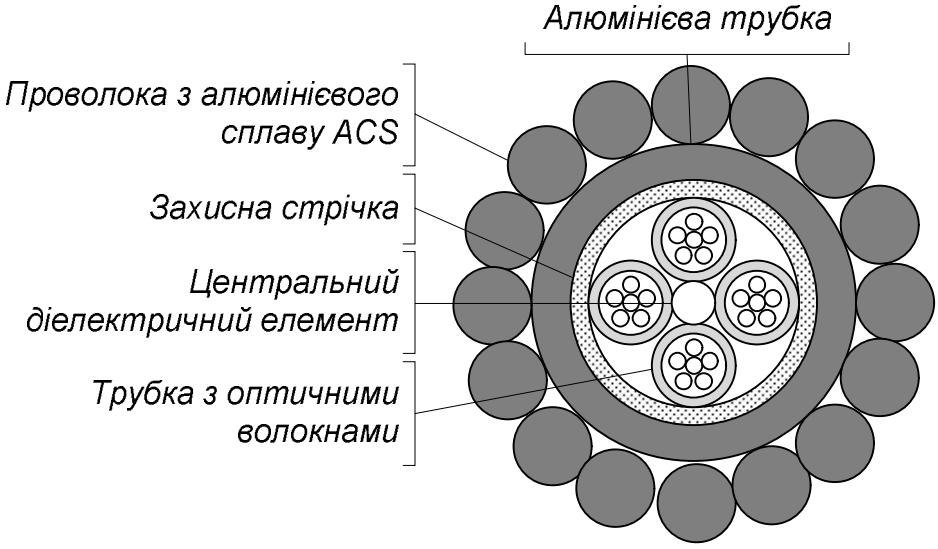


Рис. 1.17. Конструкція оптичного кабелю у грозозахисному тросі OPGW

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

Основна особливість ізоляторів повітряних ліній полягає в тому, що вони випробують одночасну дію високої електричної напруги та великих механічних навантажень. Це визначає основні вимоги до конструктивного виконання

ізоляторів повітряних ліній. До таких вимог відносять високу електричну та механічну міцність, стійкість до впливів оточуючого середовища, зручність експлуатації та економічність.

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

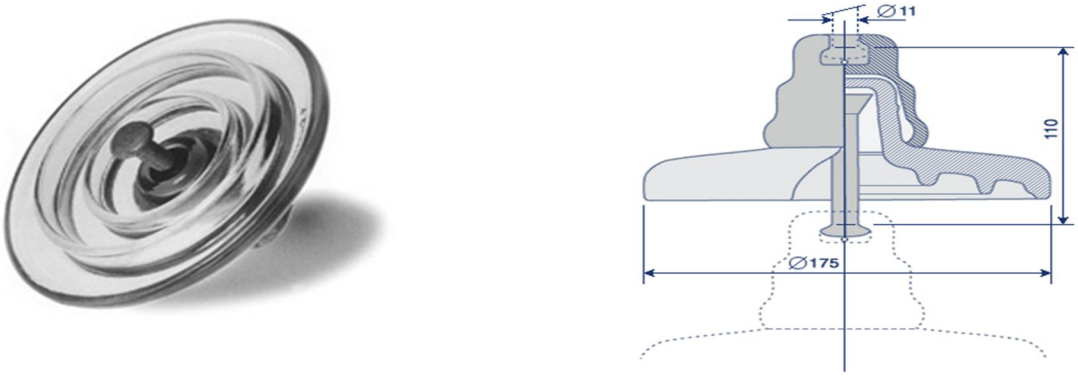
За конструктивним виконанням розрізняють штирові та підвісні ізолятори.

Штирові ізолятори призначені для використання на лініях електропередавання розподільчих мереж напругою до 35 кВ. Такі ізолятори виготовляють з фарфору або з електротехнічного скла. Загальний вигляд штирових ізоляторів представлено на рис. 1.18.

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

Гірлянди ізоляторів збирають з *тарілчастих ізоляторів*, виготовлених з фарфору або загартованого скла. Загальний вигляд тарілчастого ізолятора наведено на рис.1.19 а. На рис.1.19 б схематично показано спосіб поєднання тарілчастих ізоляторів в гірлянду.

Рис. 1.18. Штировий скляний ізолятор



а б

Рис. 1.19. Тарілчатий ізолятор

Стрижневі ізолятори виготовляють з однонаправлених полімерів. Загальний вигляд стрижневого полімерного ізолятора наведено на рис. 1.20.

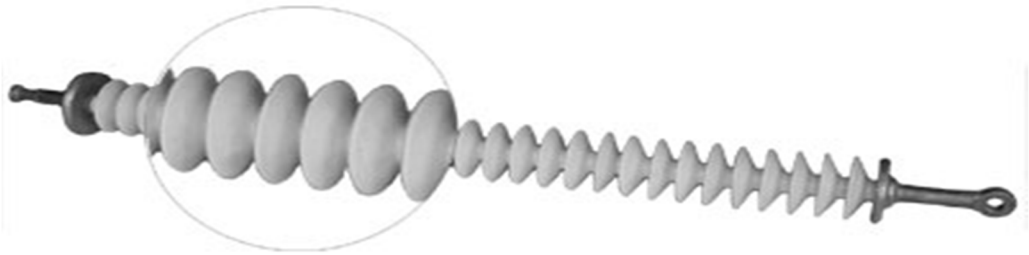


Рис. 1.20. Полімерний стрижневий ізолятор

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

Кабельна лінія електропередавання – це лінія для передавання електроенергії, яка складається з одного або декількох кабелів.

Кабель – це ізольована по всій довжині металева жила (або декілька жил), поверх якої накладені захисні покриття.

Переваги КЛЕП стосовно ПЛЕП:

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

Недоліки:

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

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

Головними елементами КЛЕП є:

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

До основних частинам кабелю будь-якої напруги відносяться:

- струмопровідні жили;

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

Конструкція кабелю напругою 10 кВ наведена на рис.1.21.

Струмопровідна жила виконується з міді або алюмінію з однієї (до 16 мм^2) або декількох дротів. По кількості жил розрізняють кабелі:

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

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

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

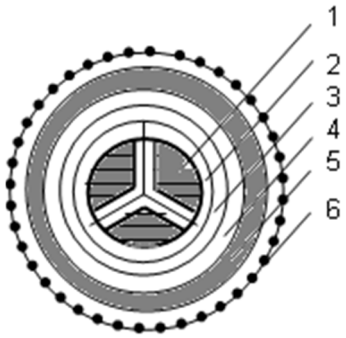


Рис.1.21. Конструкція кабелю 10 кВ: 1 – струмопровідна жила; 2 – фазна ізоляція; 3 – поясна ізоляція; 4 – оболонка; 5 – броня; 6 – захисне покриття

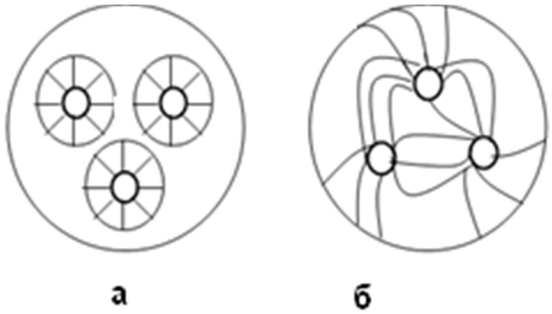


Рис.1.22. Електричне поле в кабелі: а – з екранованими жилами; б – з поясною ізоляцією.

Поділ ізоляції на фазну й поясну дозволяє зменшити діаметр кабелю. Але при наявності поясної ізоляції електричне поле відрізняється від радіального (Рис.1.22.). У цьому випадку силові лінії мають різні кути нахилу стосовно шарів паперу, що обумовлює наявність у них тангенціальної складової поля. Електрична міцність уздовж шарів паперу в 8 – 10 раз менше, ніж поперек.

Вільний простір кабелю заповнюється паперовими джгутами. Вони ускладнюють переміщення просочувального складу, подовжуючи термін служби кабелю. Вони також надають округлу форму кабелю.

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

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

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

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

Кабелі із грузлим просоченням мають істотний недолік: після зняття струмового навантаження, тобто при охолодженні в кабелі з'являються газові включення. Це пов'язане з тим, що коефіцієнт лінійного розширення кабельної маси значно більше коефіцієнта лінійного розширення ізолюючого паперу. Діелектрична міцність газових включень менше в кілька раз, ніж папера. При підвищенні напруженості електричного поля це може привести до пробою ізоляції.

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

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

Останнім часом в електричних мережах різних класів номінальної напруги широкого поширення набули *кабелі з ізоляцією зі зшитого поліетилену*. Завдяки молекулярній структурі така ізоляція характеризується високими термомеханічними властивостями та стійкістю до агресивного середовища. Кращі термічні характеристики кабелів з ізоляцією зі зшитого поліетилену

дозволяє суттєво підвищити гранично допустимі струми і, як наслідок, пропускну здатність кабельної лінії.

Такі кабелі на напруги до 10 кВ виготовляють трижильними або одножильними. На напруги 35 кВ та вище такі кабелі виготовляють одножильними.

На рис.1.23 наведено загальний вигляд одножильного кабелю з ізоляцією зі зшитого поліетилену. Такі кабелі складаються з струмопровідної жили 1, екранованої напівпровідним зшитим поліетиленом 2. Далі знаходиться шар ізоляції зі зшитого поліетилену 3, екранований напівпровідною пластмасою 4. Екран з мідних проволок 6 захищений подушками роздільних шарів 5 та 7. Зовнішній шар кабелю створює пластикова оболонка 8.

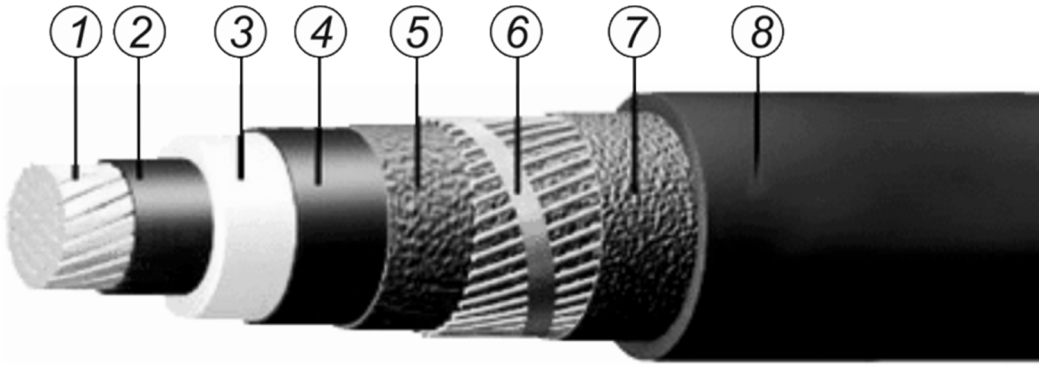


Рис. 1.23. Конструкція кабелю з ізоляцією зі зшитого поліетилену

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

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

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

Для маслонапвнених кабелів низького тиску перед основною абревіатурою вказують букви **МН**, а для кабелів високого тиску – **МВС.**

Після абревіатури вказують кількість жил і перетин жил у мм^2.

Наприклад, ААБ-3х 120 – трижильний алюмінієвий кабель із алюмінієвою оболонкою і бронею зі свинцю з перетином жил 120 мм^2; СБ-3х 95 трижильний мідний кабель зі свинцевими оболонкою й бронею перетином жил 95 мм^2.

Тема 3 СХЕМИ ЗАМІЩЕННЯ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ ПОВІТРЯНОГО І КАБЕЛЬНОГО ВИКОНАННЯ

1.8 ПАРАМЕТРИ СХЕМ ЗАМІЩЕННЯ ЛЕП

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

Розглянемо схему заміщення елементарної ділянки лінії електропередавання.

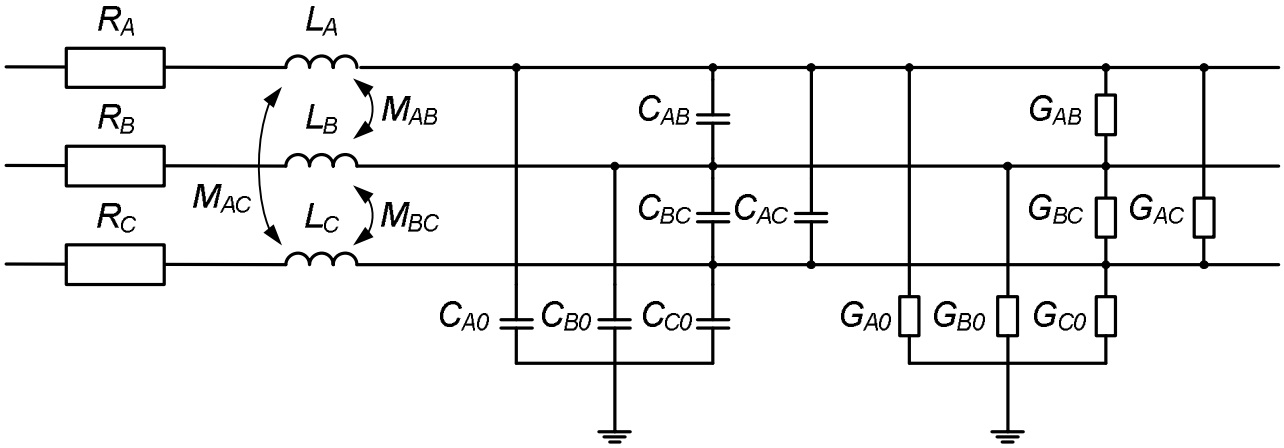


Рис. 1.24. Схема заміщення елементарної ділянки лінії електропередавання в системі фазних координат

На рис. 1.24 прийняті 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 лінії електропередавання визначаються взаємним розташуванням проводів у просторі і відносно землі, тому параметри її фаз не співпадають між собою. Для вирівнювання параметрів окремих фаз застосовують так звану *транспозицію* проводів, що полягає в періодичній зміні взаємного розташування фазних проводів лінії в просторі. В цій ситуації параметри фаз лінії умовно вважають однаковими і не залежними від розташування проводів конкретної фази в просторі. Математична модель елементарної ділянки лінії електропередавання відповідно до закону Ома записується у вигляді системи диференційних рівнянь

$$
\begin{cases}
-\dfrac{\partial u_A}{\partial x} = R_A i_A + L_A \dfrac{\partial i_A}{\partial t} + M_{AB} \dfrac{\partial i_B}{\partial t} + M_{AC} \dfrac{\partial i_C}{\partial t}; \\
-\dfrac{\partial u_B}{\partial x} = R_B i_B + L_B \dfrac{\partial i_B}{\partial t} + M_{AB} \dfrac{\partial i_A}{\partial t} + M_{BC} \dfrac{\partial i_C}{\partial t}; \\
-\dfrac{\partial u_C}{\partial x} = R_C i_C + L_C \dfrac{\partial i_C}{\partial t} + M_{AC} \dfrac{\partial i_A}{\partial t} + M_{BC} \dfrac{\partial i_B}{\partial t}; \\
-\dfrac{\partial i_A}{\partial x} = G_{A0} u_A + G_{AB} u_B + G_{AC} u_C + C_{A0} \dfrac{\partial u_A}{\partial t} + C_{AB} \dfrac{\partial u_B}{\partial t} + C_{AC} \dfrac{\partial u_C}{\partial t}; \\
-\dfrac{\partial i_B}{\partial x} = G_{B0} u_B + G_{AB} u_A + G_{BC} u_C + C_{B0} \dfrac{\partial u_B}{\partial t} + C_{AB} \dfrac{\partial u_A}{\partial t} + C_{BC} \dfrac{\partial u_C}{\partial t}; \\
-\dfrac{\partial i_C}{\partial x} = G_{C0} u_C + G_{AC} u_A + G_{BC} u_B + C_{C0} \dfrac{\partial u_C}{\partial t} + C_{AC} \dfrac{\partial u_A}{\partial t} + C_{BC} \dfrac{\partial u_B}{\partial t},
\end{cases}
\tag{1.1}
$$

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

В рівняннях (1.1) всі параметри лінії віднесені до одиниці її довжини. Від'ємні знаки в лівих частинах рівнянь свідчить про зменшення напруг та струмів при віддаленні від початку лінії відповідно до загального закону зберігання енергії.

Використання схем заміщення елементів мережі у фазних координатах вимагає громіздких розрахунків, пов'язаних з необхідністю врахування взаємного впливу параметрів окремих фаз, обумовлених явищем взаємної індукції, наявністю часткової взаємної ємності між фазними проводами, тощо.

Тому з метою спрощення розрахунків, у більшості випадків при вирішенні практичних інженерних задач, здійснюють перетворення системи координат з фазного простору в простір *симетричних складових.* У результаті система взаємозалежних фазних рівнянь перетвориться в три незалежні системи рівнянь для *прямої*, *зворотної та нульової послідовностей.* Причому для симетричного режиму роботи електропередавання, за однаковості параметрів окремих фаз і однакових струмів навантаження в окремих фазах (струми однакові по абсолютній величині та відрізняються тільки по фазі на ±120 ел. град), режимні параметри зворотної та нульової послідовностей дорівнюють нулю, а режимні параметри схеми заміщення прямої послідовності збігаються з режимними характеристиками фази А фазної системи координат.

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

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

Однолінійна розрахункова схема елементарної ділянки лінії електропередавання наведена на рис. 1.25. Тут R_i, L_i, G_i, C_i – активний опір, індуктивність, активна провідність та ємність прямої, зворотної або нульової послідовності елементарної ділянки; i – індекс каналу системи симетричних складових.

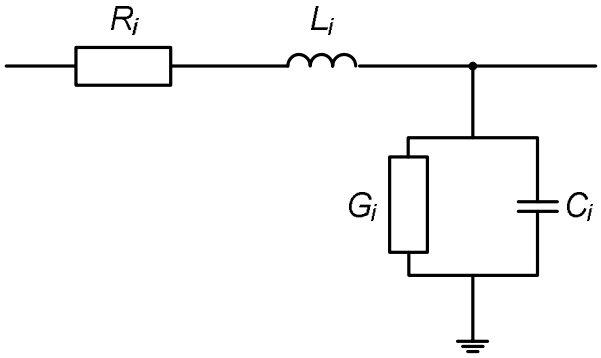


Рис. 1.25. Однолінійна схема заміщення елементарної ділянки лінії електропередавання в системі координат симетричних складових

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

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

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

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

На однолінійних схемах електричну мережу відображають сукупністю ліній електропередач (у розімкненій мережі – це ***ділянки*** мережі; у замкнутій мережі – ***гілки*** схеми), вузлових перетворювальних підстанцій (у розімкненій

мережі – це ***пункти*** мережі; у замкнутій мережі – ***вузли*** схеми) певним чином зв'язаних між собою та джерелом (джерелами) живлення (електростанціями).

Всі елементи ліній електричної мережі в режимних розрахунках відображають індивідуальними однолінійними схемами заміщення різних типів, наприклад, лінії електропередач повітряного та кабельного виконання - симетричними та несиметричними П-подібними (рідше – Т-подібними) схемами заміщення (рис. 1.26); силові дво- і триобмоткові трансформатори (автотрансформатори) - зворотними Г-подібними (рідше – Т-подібними) схемами заміщення.

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

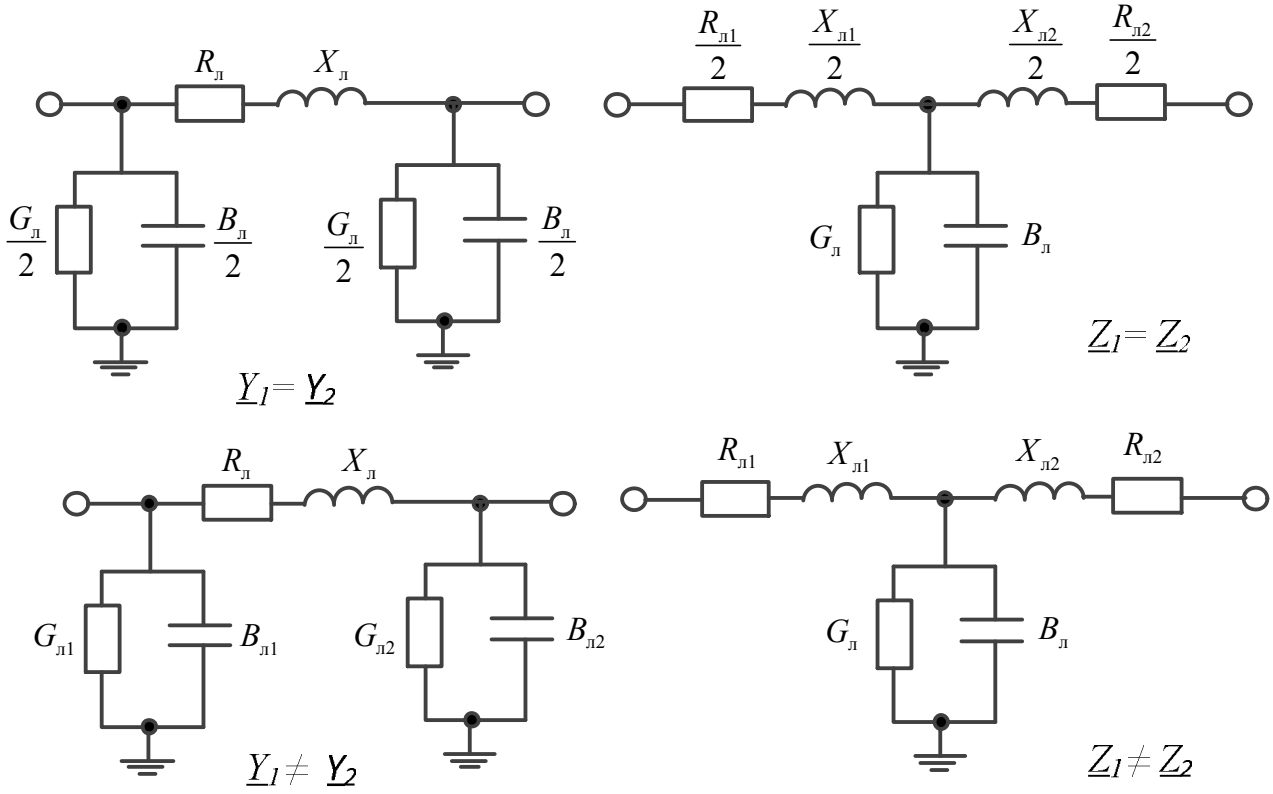


Рис 1.26. Типи схем заміщення ВЛ і КЛ: а) симетрична П-подібна; б) симетрична Т-подібна; в) несиметрична П-подібна; г) несиметрична Т-подібна

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

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

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

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

ЛІТЕРАТУРА

[12], *стор. 14-15*; [13], *стор. 15-17*; [16], *стор. 65-66*.

Тема 4 ПОЗДОВЖНІ ПАРАМЕТРИ СХЕМ ЗАМІЩЕННЯ ЛЕП

1.9 АКТИВНИЙ ОПІР ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ

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

Для сталеалюмінієвих проводів вважають, що струм в сталевому осередді відсутній, а опір алюмінієвої частини дорівнює омічному опору постійному струму

$$r_0 = R_0,$$

де R_0 – погонний активний опір постійному струму.

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

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

де R_{20} – погонний опір постійному струму за температури +20°С; t – фактична температура провідника; α – температурний коефіцієнт зміни опору (для сталеалюмінієвих проводів дорівнює 0,004 1/°С).

Зауважимо на великі складнощі, пов'язані із визначенням поточної температури проводів ліній електропередавання, що ускладнює математичні моделі ліній. Тому через несуттєві похибки в розрахунках зміною активного опору проводів нехтують та вважають, що погонний активний опір проводів ліній електропередавання дорівнює омічному опору за температури +20°С.

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

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

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

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

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

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

де ε_n = 0,6 – коефіцієнт поглинання проводів; k_H - коефіцієнт, що враховує вплив висоти над рівнем моря; W_p – интенсивность сумарної радіації (прямої і відбитої), Вт/м^2; Ψ_c – активний кут нахилу сонячних променів.

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

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

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

Під час визначення активного опору жил кабельних ліній електропередавання використання зазначених вище припущень недопустимо. Насамперед це пов'язано з температурним режимом кабельних ліній, нормальна робоча температура яких складає 70-85°С. Це не дозволяє визначати

активний опір як омічний за температури +20°С. До того ж для кабельних ліній електропередавання слід враховувати втрати енергії від протікання наведених струмів в оболонці кабелю.

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

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

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

ЛІТЕРАТУРА

[2], *стор. 66-69*; [3], *стор. 63-65*; [4], *стор. 57-58*; [7], *стор. 82-83*; [8], *стор. 131-132*; [9], *стор. 76-79*; [10], *стор. 32-33*; [15], *стор. 126-127*; [16], *стор. 126-127*; [17], *стор. 92-93, 107*.

1.10 ІНДУКТИВНИЙ ОПІР ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ

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

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

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

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

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

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

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

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

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

$$x_0 = 0,02\pi \ln \frac{D_{\text{сг}}}{R_{\text{е}}} + \frac{0,005\pi\mu}{n} = 0,144 \lg \frac{D_{\text{сг}}}{R_{\text{е}}} + \frac{0,016\mu}{n}, \qquad (1.4)$$

де $R_{\text{е}}$ – радіус еквівалентного проводу розщепленої фази.

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

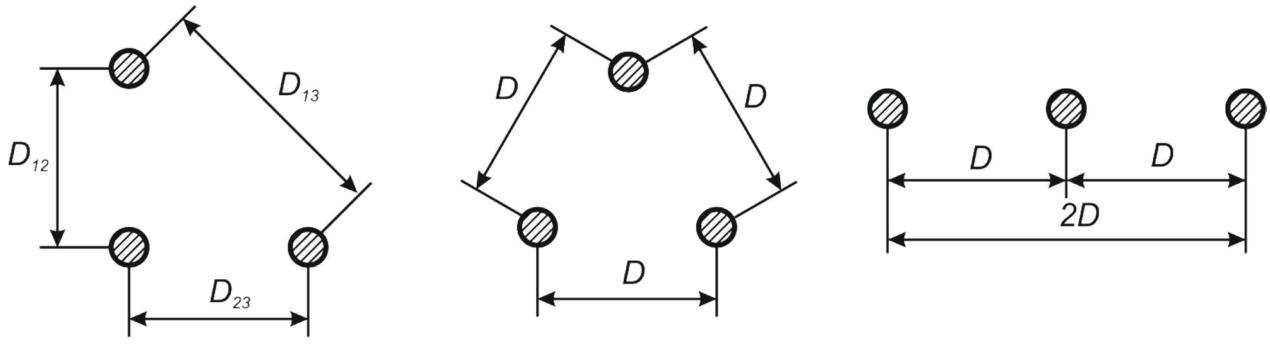
Середньогеометричну відстань між фазними проводами лінії визначають за виразом

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

де D_{12}, D_{23}, D_{13} – дійсні відстані між проводами суміжних фаз (рис. 1.27 а).

За умови розташування фазних проводів у вершинах рівностороннього трикутника (рис. 1.27 б) маємо

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



а *б* *в*

Рис. 1.27.Схеми розташування фазних проводів на опорах повітряних ліній електропередавання

За горизонтального розташування фазних проводів на опорах лінії електропередавання (рис. 1.27 в) отримуємо

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

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

В таблиці 1.2 представлені орієнтовні конструктивні параметри ЛЕП різного класу напруг, в тому числі і відстані між фазними проводами.

Табл. 1.2. Основні орієнтовні конструктивні параметри ЛЕП

Номінальна напруга, кВ	**Відстань між проводами ЛЕП, м**	**Відстань між опорами ЛЕП, м**	**Висота опори ВЛ, м**	**Відстань від провода ЛЕП до землі, м**	**Кількість ізоляторів у підтримуючі 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

Вираз (1.4) для визначення погонного індуктивного опору лінії електропередавання передбачає суттєве перевищення відстані між фазними проводами над їх діаметрами. Це має місце лише у повітряних ліній електропередавання. Для кабельних ліній використання виразу буде призводити до неприпустимих похибок результатів розрахунків. Тому погонний індуктивний опір кабельних ліній електропередавання слід визначати за спеціальними довідниковими матеріалами або технічними умовами на кабельно-провідникову продукцію.

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

Для прикладу приведемо значення погонних індуктивних опорів різних ліній електропередавання (Ом/км):

- ПЛ з ізольованими проводами 220 В – 0,22;
- ПЛ до 1 кВ – 0,31;
- ПЛ 35-110 кВ – 0,40;
- ПЛ 330 кВ (2 провода) – 0,32;
- ПЛ 750 кВ (4 провода) – 0,28;
- КЛ до 1 кВ – 0,06;
- КЛ 10 кВ – 0,08;
- КЛ 35 кВ – 0,125.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. *Які явища визначають індуктивний опір ліній електропередавання?*
2. *Наведіть вирази для визначення погонних значень індуктивності та індуктивного опору прямої послідовності повітряної лінії електропередавання.*
3. *Чому дорівнює середньогеометрчна відстань між фазними проводами повітряної лінії електропередавання, розташованими горизонтально, симетрично відносно середньої фази?*
4. *Наведіть умовні межі погонного індуктивного опору повітряних та кабельних ліній електропередавання різних класів номінальної напруги.*
5. *Поясніть сталість значень погонного індуктивного опору повітряних електропередавання різних класів номінальної напруги.*
6. *Поясніть суттєву різницю між індуктивними опорами повітряних та кабельних ліній електропередавання.*
7. *Чому вираз для визначення погонного індуктивного опору повітряної лінії неможливо застосовувати для ліній кабельного виконання?*

ЛІТЕРАТУРА

[2],*стор. 69-73*; [3], *стор. 65-69*; [4], *стор. 57-60*; [6], *стор. 30-31*;
[7], *стор. 83-85*; [8], *стор. 132-137*; [9], *стор. 79-85*; [10], *стор. 34-35*;
[15], *стор. 127-129*; [16], *стор. 127-129*; [17], *стор. 93-94, 108*.

Тема 5 ПОПЕРЕЧНІ ПАРАМЕТРИ СХЕМ ЗАМІЩЕННЯ ЛЕП

1.11 АКТИВНА ПОПЕРЕЧНА ПРОВІДНІСТЬ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ

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

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

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

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

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

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

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

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

Для обмеження втрат активної потужності на корону в повітряних лініях електропередавання необхідно зменшити напруженість електричного поля біля

поверхні проводів лінії. Для цього виконують збільшення діаметру проводів лінії. Проте, такий підхід для ліній електропередавання надвисокої номінальної напруги є економічно недоцільним у зв'язку з невиправданими перевитратами металу проводів таких ліній. Більш ефективним є розщеплення фазних проводів, яке полягає у виконанні фази декількома проводами, розташованими, зазвичай, у вершинах правильного багатокутника із кроком розщеплення 400-600 мм. В системі розщеплених проводів електричне поле витісняється із простору між проводами, як показано на рис. 1.28, що створює ефект виконання фази проводом великого діаметру та зумовлює обмеження напруженості електричного поля.

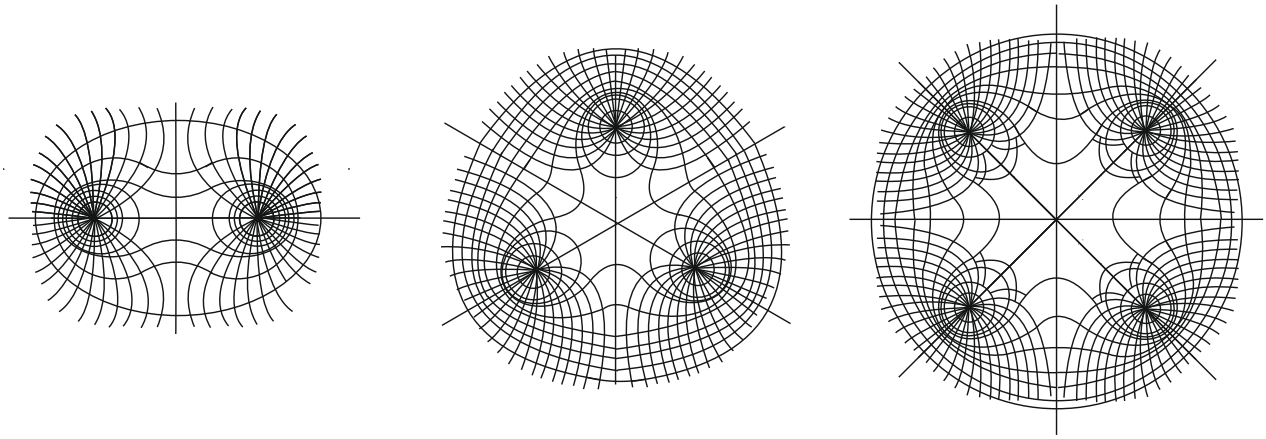


Рис. 1.28. Конфігурація електричного поля, що утворюється проводами розщепленої фази

Радіус еквівалентного проводу розщепленої фази визначають за виразом

$$R_{\text{е}} = \sqrt[n]{R \cdot a_{\text{сг}}^{n-1}}\,, \tag{1.5}$$

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

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

$$R_{\text{е}} = \sqrt[n]{R \cdot r_{\text{р}}^{n-1} \cdot n}\,, \tag{1.6}$$

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

В табл. 1.3 наведено мінімально допустимі перерізи проводів повітряних ліній електропередавання за умовами обмеження втрат потужності на корону. Відповідно до даних табл. 1.3 допустимо виконання повітряних ліній електропередавання напругою 330 кВ одиночним проводом марки АС–600/42. Проте, зазвичай для виконання ліній 330 кВ конструкцію фази виконують

розщепленою на 2 проводи, 500 кВ – на три проводи, 750 кВ – на чотири, а останнім часом – на п’ять проводів.

Таблиця 1.3. Мінімальні перерізи проводів ліній електропередавання за умовами обмеження втрат потужності на корону

$U_{ном}$, 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

Наприклад, якщо для провода фази перерізом 600 мм^2 r= 16,5 мм, то розчепленні на два провода по 300 мм^2 R_e=69,9 мм.

Для визначення середньорічних втрат активної потужності на корону в повітряних лініях електропередавання використовують спеціальні методики, або користуються довідниковими матеріалами для типових конструкцій повітряних ліній надвисокої номінальної напруги.

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

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

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

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

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

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

де b_0 – погонна ємнісна провідність кабелю; tgδ – тангенс кута діелектричних втрат в ізоляції кабелю; ΔQ_0 – погонна зарядна потужність кабелю.

Погонну активну провідність кабельної лінії електропередавання визначають за виразом

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

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. *Що визначає активну поперечну провідність повітряних та кабельних ліній електропередавання?*
2. *У чому полягає явище коронування проводів повітряних ліній?*
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 ліній електропередавання?*
6. *Що називають еквівалентним проводом розщепленої фази повітряної лінії електропередавання?*
7. *Наведіть вирази для визначення радіусу еквівалентного проводу розщепленої фази.*
8. *Наведіть обмеження за перерізами проводів повітряної лінії за умовами корони.*
9. *Як визначають діелектричні втрати в кабельних лініях електропередавання?*
10. *Наведіть вирази для визначення погонної активної провідності повітряних та кабельних ліній електропередавання.*

ЛІТЕРАТУРА

[2], *стор. 73-75*; [3], *стор. 198-202*; [4], *стор. 62-65*; [8], *стор. 137-139*;
[9], *стор. 85-90*; [10], *стор. 35-36*; [12], *стор. 18, 350-366*;
[13], *стор. 21, 394-411*; [15], *стор. 129-131*; [16], *стор. 130-131*;
[17], *стор. 95-96, 108-109*.

1.12 ЄМНІСНА ПРОВІДНІСТЬ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ

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

Погонну ємність прямої послідовності повітряної лінії електропередач визначають за виразом

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

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

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

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

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

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

Відповідно до виразу (1.8) погонна ємнісна провідність повітряних ліній електропередач, так само, як і індуктивного опору, визначається геометричним фактором $\frac{D_{\text{сг}}}{R_{\text{е}}}$, який має майже стале значення. Тому діапазон значень погонної ємнісної провідності у повітряних ліній різного конструктивного виконання різних класів номінальної напруги в межах 2,58÷2,92 мкСм/км.

Прийняті допущення про розташування фазних проводів лінії електропередавання у просторі не дозволяють використовувати вираз (1.8) для визначення погонної ємнісної провідності кабельних ліній електропередавання. Ємнісна провідності кабельних ліній в багато раз більша, ніж повітряних. Для таких ліній слід користуватися довідниковими матеріалами та технічними умовами для кабельно-провідникової продукції. Загалом погонну ємнісну провідність кабельних ліній електропередавання визначають за виразом

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

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

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. *Які явища визначають поперечну ємнісну провідність ліній електропередавання?*
2. *Наведіть вираз для визначення погонної ємнісної провідності прямої послідовності повітряної лінії електропередавання.*
3. *Наведіть вираз для визначення погонної ємнісної провідності прямої послідовності кабельної лінії електропередавання.*

4. Поясніть принципову неможливість використання виразу (1.8) для визначення погонної ємнісної провідності кабельних ліній електропередавання.

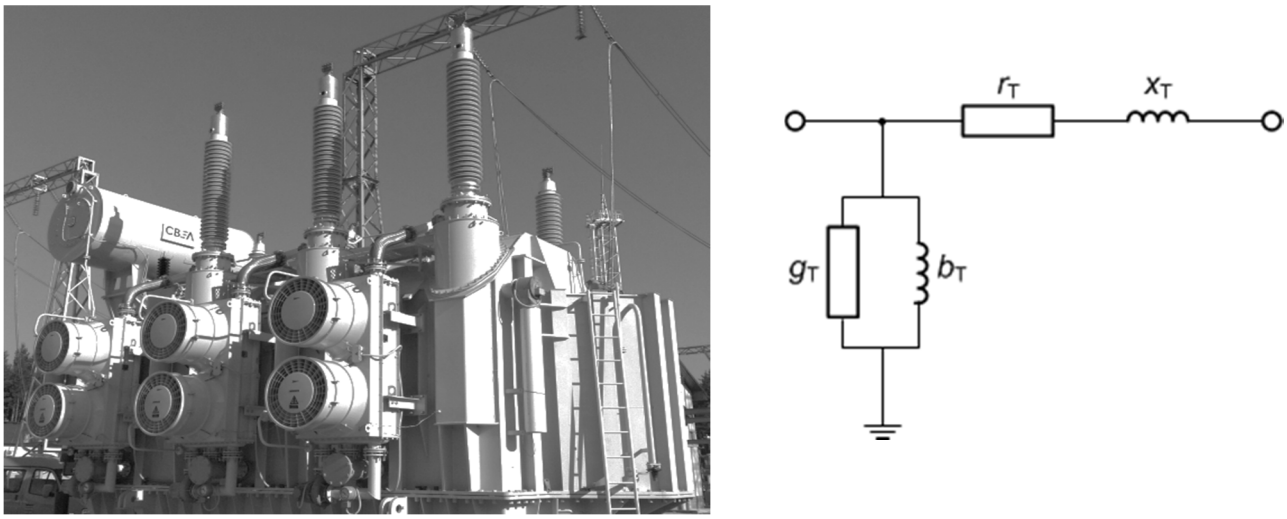
ЛІТЕРАТУРА

[2],*стор.75-76*; [3], *стор. 202-207*; [4], *стор. 61-62*; [7], *стор. 86-88*; [8], *стор. 139-141*; [9], *стор. 90-94*; [10], *стор. 36-38*; [15], *стор. 131-133*; [16], *стор. 130*; [17], *стор. 94-95, 108*.

Тема 6 СХЕМИ ЗАМІЩЕННЯ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

1.13 ПАРАМЕТРИ СХЕМ ЗАМІЩЕННЯ ДВООБМОТКОВИХ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

Струм намагнічування силового трансформатора є дуже малим порівняно із струмами навантаження і визначається робочою напругою на його затискачах. Це дозволяє спростити схему заміщення силового трансформатора, тобто перейти від Т-подібної до прямої Г-подібної схеми заміщення, представленої на рис. 1.29 б.



а б

Рис. 1.29. Силовий двообмотковий трансформатор: а – загальний вигляд;

б – Г-подібна схема заміщення трансформатора

Поздовжня гілка представляє первинну та вторинну обмотки трансформатора. Поперечна гілка представляє контур намагнічування. Поперечна гілка завжди розташована з боку живлення трансформатора.

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

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

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

За умови розімкненої вторинної обмотки Г-подібна схема заміщення трансформатора спрощується на набуває вигляду, представленого на рис. 1.30.

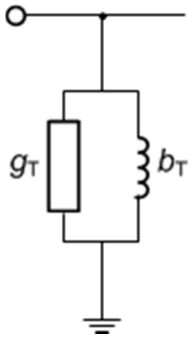


Рис. 1.30.Г-подібна схема заміщення силового трансформатора в досліді неробочого ходу

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

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

Звідки

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

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

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

Відповідно до схеми заміщення, представленій на рис. 1.29, 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 визначається виразом

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

З іншого боку струм неробочого ходу трансформатора дорівнює

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

де $I_{\text{н}}$ та $S_{\text{т}}$ – номінальний струм первинної обмотки та номінальна потужність трансформатора відповідно.

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

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

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

Звідки

$$b_{\text{т}} = -\sqrt{\left(\frac{i_{\text{н.х.}}}{100} \frac{S_{\text{т}} \cdot 10^{-3}}{U_{\text{н}}^2} \right)^2 - g_{\text{т}}^2}. \qquad (1.12)$$

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

$$b_{\text{т}} = -\sqrt{\left(\frac{i_{\text{н.х.}}}{100}\frac{S_{\text{т}}\cdot 10^{-3}}{U_{\text{н}}^2}\right)^2 - \left(\frac{\Delta P_{\text{н.х.}}\cdot 10^{-3}}{U_{\text{н}}^2}\right)^2} =$$

$$= -\frac{S_{\text{т}}\cdot 10^{-3}}{100U_{\text{н}}^2}\sqrt{\left(i_{\text{н.х.}}\right)^2 - \left(\frac{\Delta P_{\text{н.х.}}}{S_{\text{т}}}\cdot 100\right)^2} = -\frac{S_{\text{т}}\cdot 10^{-3}}{100U_{\text{н}}^2}\sqrt{\left(i_{\text{н.х.}}\right)^2 - \left(\Delta p_{\text{н.х.}}\right)^2}. \quad (1.13)$$

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

$$\Delta p_{\text{н.х.}} = \frac{\Delta P_{\text{н.х.}}}{S_{\text{т}}}\cdot 100. \quad (1.14)$$

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

$$i'_{\text{н.х.}} = \frac{I'_{\text{н.х.}}}{I_{\text{н}}}\cdot 100 = \frac{U_{\text{н}}g_{\text{т}}}{\sqrt{3}}\frac{\sqrt{3}U_{\text{н}}}{S_{\text{т}}\cdot 10^{-3}}\cdot 100 =$$

$$= \frac{U_{\text{н}}^2}{S_{\text{т}}\cdot 10^{-3}}\frac{\Delta P_{\text{н.х.}}\cdot 10^{-3}}{U_{\text{н}}^2}\cdot 100 = \frac{\Delta P_{\text{н.х.}}}{S_{\text{т}}}\cdot 100 = \Delta p_{\text{н.х.}}$$

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

$$b_{\text{т}} = -\frac{i''_{\text{н.х.}}}{100}\frac{S_{\text{т}}\cdot 10^{-3}}{U_{\text{н}}^2}, \quad (1.15)$$

де $i''_{\text{н.х.}} = \sqrt{i_{\text{н.х.}}^2 - \left(\frac{\Delta P_{\text{н.х.}}}{S_{\text{т}}}\cdot 100\right)^2}$ – індуктивна складова струму неробочого струму трансформатора.

Зауважимо, що у сучасних потужних силових трансформаторах індуктивна складова струму неробочого ходу суттєво перевищує активну складову. Це дозволяє умовно знехтувати активною складовою струму неробочого ходу та визначати індуктивну поперечну провідність за паспортним значенням повного струму неробочого ходу трансформатора:

$$b_{\text{т}} = -\frac{i_{\text{н.х.}}}{100}\frac{S_{\text{т}}\cdot 10^{-3}}{U_{\text{н}}^2}. \quad (1.16)$$

Параметри поздовжньої гілки схеми заміщення трансформатора визначають за даними досліду короткого замкнення. В такому режимі вторинні

обмотки трансформатора закорочені, а до первинних прикладають таку напругу, щоб струм у закорочених вторинних обмотках дорівнював номінальному. При цьому вимірюють напругу, яку прикладають до первинних обмоток, а також втрати активної потужності.

Оскільки напруга, яку прикладають до первинних обмоток трансформатора в режимі короткого замкнення характеризується малим значенням (порядку 10% від номінальної напруги первинної обмотки трансформатора) струм в контурі намагнічування також дуже малий і ним можна знехтувати. Це дозволяє спростити Г-подібну схему заміщення трансформатора та представляти його лише повздовжньою гілкою, як показано на рис. 1.31.

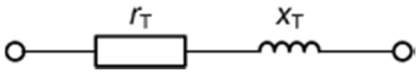


Рис. 1.31. Г-подібна схема заміщення двообмоткового силового трансформатора в досліді короткого замкнення

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

$$\Delta P_{к.з.} = 3I_н^2 r_т \cdot 10^3.$$

Звідки

$$r_т = \frac{\Delta P_{к.з.} \cdot 10^{-3}}{3I_н^2} = \frac{\Delta P_{к.з.} U_н^2 \cdot 10^3}{S_т^2}, \qquad (1.17)$$

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

Множник 10^3 у формулі (1.17) визначається тим, що паспортна величина втрат активної потужності в режимі короткого замкнення виражена в кіловатах, номінальна потужність – у кіловольтамперах, а номінальна напруга – у кіловольтах.

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

$$U'_{к.з.} = \sqrt{3} I_н r_т = \frac{S_т}{U_н} r_т \cdot 10^{-3};$$

$$U''_{к.з.} = \sqrt{3} I_н x_т = \frac{S_т}{U_н} x_т \cdot 10^{-3},$$

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

У свою чергу, модуль напруги короткого замкнення визначається виразом

$$U_{\text{к.з.}} = \sqrt{U'^2_{\text{к.з.}} + U''^2_{\text{к.з.}}} = \frac{S_{\text{т}} \cdot 10^{-3}}{U_{\text{н}}} \sqrt{r_{\text{т}}^2 + x_{\text{т}}^2}. \tag{1.18}$$

З іншого боку напруга в досліді короткого замкнення дорівнює

$$U_{\text{к.з.}} = \frac{u_{\text{к.з.}}}{100} U_{\text{н}}. \tag{1.19}$$

Якщо прирівняти вирази (1.18) та (1.19), отримуємо

$$\sqrt{r_{\text{т}}^2 + x_{\text{т}}^2} = \frac{u_{\text{к.з.}}}{100} \frac{U_{\text{н}}^2 \cdot 10^3}{S_{\text{т}}}.$$

Звідки

$$x_{\text{т}} = \sqrt{\left(\frac{u_{\text{к.з.}}}{100} \frac{U_{\text{н}}^2 \cdot 10^3}{S_{\text{т}}} \right)^2 - r_{\text{т}}^2}. \tag{1.20}$$

З урахуванням виразу (1.17) для активного повздовжнього опору формула (1.20) набуває вигляду

$$\begin{aligned} x_{\text{т}} &= \sqrt{\left(\frac{u_{\text{к.з.}}}{100} \frac{U_{\text{н}}^2 \cdot 10^3}{S_{\text{т}}} \right)^2 - \left(\frac{\Delta P_{\text{к.з.}} U_{\text{н}}^2 \cdot 10^3}{S_{\text{т}}^2} \right)^2} = \\ &= \frac{U_{\text{н}}^2 \cdot 10^3}{100 S_{\text{т}}} \sqrt{u_{\text{к.з.}}^2 - \left(\frac{\Delta P_{\text{к.з.}}}{S_{\text{т}}} \cdot 100 \right)^2} = \frac{U_{\text{н}}^2 \cdot 10^3}{100 S_{\text{т}}} \sqrt{u_{\text{к.з.}}^2 - \left(\Delta p_{\text{к.з.}} \right)^2} \end{aligned} \tag{1.21}$$

Очевидно, що друга складова підкореневого виразу у формулі (1.21) являє собою квадрат відносного значення втрат активної потужності в режимі короткого замкнення, виражене 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 режимні короткого замкнення, виражені у відсотках до номінальної потужності трансформатора чисельно співпадають із активною складовою напруги короткого замкнення, вираженою у відсотках до номінальної напруги трансформатора. Дійсно,

$$u'_{\text{к.з.}} = \frac{U'_{\text{к.з.}}}{U_{\text{н}}} \cdot 100 = \frac{\sqrt{3} I_{\text{н}} r_{\text{т}}}{U_{\text{н}}} \cdot 100 = \frac{\sqrt{3}}{U_{\text{н}}} \frac{S_{\text{т}}}{\sqrt{3} U_{\text{н}}} \frac{\Delta P_{\text{к.з.}} U_{\text{н}}^2}{S_{\text{т}}^2} \cdot 100 = \frac{\Delta P_{\text{к.з.}}}{S_{\text{т}}} \cdot 100 = \Delta p_{\text{к.з.}}$$

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

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

$$x_{\text{т}} = \frac{u_{\text{к.з.}} U_{\text{н}}^2 \cdot 10}{S_{\text{т}}}. \qquad (1.22)$$

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

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. *Перерахуйте паспортні дані силового трансформатора.*
2. *Які паспортні дані силового трансформатора визначають параметри поперечної гілки схеми заміщення?*
3. *Які паспортні дані силового трансформатора визначають параметри поздовжньої гілки 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], *стор. 80-82*; [3], *стор. 226-228*; [4], *стор. 65-67*; [5], *стор. 64-66*;
[6], *стор. 36-39*; [7], *стор. 90-93*; [8], *стор. 146-149*;
[9], *стор. 100-103, 110-111*; [10], *стор. 40-44*; [14], *стор. 39-42*;
[15], *стор. 134-137*; [16], *стор. 140-144*; [17], *стор. 135-139*.

1.14 ОДНОЛІНІЙНІ СХЕМИ ЗАМІЩЕННЯ ТРИОБМОТКОВИХ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

Під час формування електричних систем часто необхідно на одній підстанції поєднати на паралельну роботу електричні мережі трьох класів номінальної напруги, наприклад, живлячі районні мережі напругою 110 кВ, місцеві сільські мережі напругою 35 кВ та мережі місцевих споживачів напругою 10 кВ. Для цього можна було б використати силові трансформатори двох типів – 110/35 кВ та 110/10 кВ. Проте, за таких умов, економічно доцільніше застосовувати триобмоткові силові трансформатори. Такі трансформатори містять по три обмотки в кожній фазі, розташовані на єдиному магнітопроводі. В результаті електрична енергія, підведена до затискачів живлячих первинних обмоток трансформується та передається у вторинні обмотки.

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

В задачах аналізу робочих режимів електричних систем триобмоткові трансформатори подають Г-подібною схемою заміщення, представленою на рис. 1.32. Така схема містить поперечну гілку контуру намагнічування та три повздовжні гілки опорів обмоток, поєднані у трипроменеву зірку.

Контур намагнічування триобмоткового трансформатора, так само, як і двообмоткового, містить активну та індуктивну провідності та розташований завжди з боку живлення трансформатора. Параметри поперечної гілки схеми заміщення триобмоткового трансформатора визначають за виразами для двообмоткового трансформатора(1.9), (1.15 , (1.16).

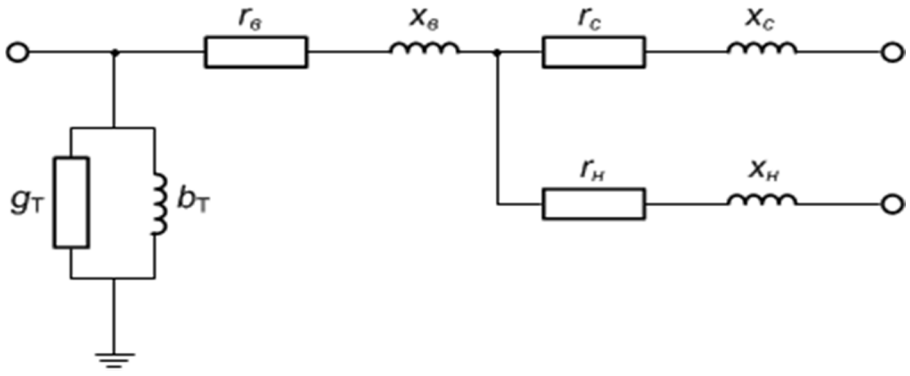


Рис. 1.32. Г-подібна схема заміщення триобмоткового силового трансформатора

Повздовжні гілки опорів обмоток характеризуються активними та індуктивними опорами. Параметри повздовжніх гілок визначають виходячи з особливостей виконання дослідів короткого замкнення в триобмоткових

трансформаторах. Для таких агрегатів дослід короткого замкнення проводять для трьох пар обмоток:

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

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

$$\begin{aligned} r_{\text{в}} + r_{\text{с}} &= \frac{\Delta P_{\text{к.в-с}} U_{\text{т}}^2 10^3}{S_{\text{т}}^2}; \\ r_{\text{в}} + r_{\text{н}} &= \frac{\Delta P_{\text{к.в-н}} U_{\text{т}}^2 10^3}{S_{\text{т}}^2}; \\ r_{\text{с}} + r_{\text{н}} &= \frac{\Delta P_{\text{к.с-н}} U_{\text{т}}^2 10^3}{S_{\text{т}}^2}, \end{aligned} \qquad (1.23)$$

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

Вирази (1.23) отримані по аналогії з виразом (1.17) для двообмоткового трансформатора.

Для визначення активного опору обмотки високої напруги з суми перших двох виразів (1.23) слід відняти третій:

$$2r_{\text{в}} = \frac{\left(\Delta P_{\text{к.в-с}} + \Delta P_{\text{к.в-н}} - \Delta P_{\text{к.с-н}}\right) U_{\text{т}}^2 10^3}{S_{\text{т}}^2}$$

або

$$r_{\text{в}} = \frac{0,5\left(\Delta P_{\text{к.в-с}} + \Delta P_{\text{к.в-н}} - \Delta P_{\text{к.с-н}}\right) U_{\text{т}}^2 10^3}{S_{\text{т}}^2} = \frac{\Delta P_{\text{к.в}} U_{\text{т}}^2 10^3}{S_{\text{т}}^2},$$

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

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

$$r_i = \frac{\Delta P_{\text{к}i} U_{\text{т}}^2 10^3}{S_{\text{т}}^2}, \tag{1.24}$$

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

$$\begin{aligned}
\Delta P_{\text{к.в}} &= 0,5\left(\Delta P_{\text{к.в-с}} + \Delta P_{\text{к.в-н}} - \Delta P_{\text{к.с-н}}\right);\\
\Delta P_{\text{к.с}} &= 0,5\left(\Delta P_{\text{к.в-с}} + \Delta P_{\text{к.с-н}} - \Delta P_{\text{к.в-н}}\right) = \Delta P_{\text{к.в-с}} - \Delta P_{\text{к.в}};\\
\Delta P_{\text{к.н}} &= 0,5\left(\Delta P_{\text{к.в-н}} + \Delta P_{\text{к.с-н}} - \Delta P_{\text{к.в-с}}\right) = \Delta P_{\text{к.в-н}} - \Delta P_{\text{к.в}}.
\end{aligned} \tag{1.25}$$

Конструктивне виконання більшості сучасних триобмоткових трансформаторів передбачає однакові значення втрат активної потужності у всіх дослідах короткого замкнення. Для таких трансформаторів активні опори обмоток визначають за виразами

$$r_{\text{в}} = r_{\text{с}} = r_{\text{н}} = \frac{\Delta P_{\text{к.з.}} U_{\text{т}}^2 10^3}{2S_{\text{т}}^2} = 0,5 r_{\text{т}}. \tag{1.26}$$

Очевидно, що вираз (1.26) є окремим випадком виразів (1.24) за умови однакових значень втрат активної потужності в дослідах короткого замкнення:

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

Для визначення індуктивних опорів обмоток триобмоткових трансформаторів попередньо необхідно розрахувати фіктивні значення напруг короткого замкнення кожної з обмоток за виразами, аналогічними (1.25):

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

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

Індуктивні опори обмоток триобмоткових трансформаторів визначають за типовими виразами

$$x_i = 10 u_{\text{к}.i} \frac{U_{\text{т}}^2}{S_{\text{т}}}, \tag{1.27}$$

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

Часто одне з фіктивних значень напруги короткого замкнення (зазвичай обмотки середньої напруги, інколи – низької напруги) виявляється близьким до

нуля, або, навіть, від'ємним. За таких умов слід прийняти нульове значення індуктивного опору відповідної обмотки трансформатора.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. *Які агрегати називають триобмотковими трансформаторами?*
2. *Наведіть схему заміщення силового триобмотокового трансформатора.*
3. *Як визначають параметри поперечної гілки триобмотокового трансформатора?*
4. *У чому полягає особливість дослідів короткого замкнення силового триобмоткового трансформатора?*
5. *Наведіть вирази для фіктивних значень втрат активної потужності в дослідах короткого замкнення для окремих обмоток триобмотокового трансформатора.*
6. *Наведіть вирази для фіктивних значень напруг в дослідах короткого замкнення для окремих обмоток триобмотокового трансформатора.*
7. *Наведіть вирази для визначення активних опорів обмоток триобмоткового трансформатора за однакових та різних значень втрат активної потужності в дослідах короткого замкнення.*
8. *Наведіть вирази для визначення індуктивних опорів обмоток триобмоткового трансформатора.*

ЛІТЕРАТУРА

[2], *стор. 83-85*; [3], *стор. 228-230*; [4], *стор. 66-68*; [5], *стор. 66-72*;
[6], *стор. 39-41*; [7], *стор. 93-95*; [8], *стор. 152-154*; [9], *стор. 103-106*;[10], *стор. 44-49*; [15], *стор. 137-138*; [16], *стор. 144-147*;
[17], *стор. 139-143*.

1.15 ТРИОБМОТКОВІ ТРАНСФОРМАТОРИ ІЗ СКОРОЧЕНИМИ ОБМОТКАМИ

В електричних мережах енергосистем знаходяться в експлуатації силові триобмоткові трансформатори, виконані за застарілими стандартами, одна, або обидві вторинні обмотки яких розраховані на меншу потужність, ніж номінальна потужність трансформатора. Справа в тому, що енергія, яка поступає на первинну обмотку високої напруги трансформатора розподіляється між вторинними обмотками середньої та низької напруг. Очевидно, що потужності вторинних обмоток триобмоткового трансформатора завжди менші потужності первинної обмотки. Це означає, що в триобмоткових трансформаторах вторинні обмотки працюють в недовантаженому режимі навіть за номінального навантаження первинної обмотки. Це свідчить про

можливість конструктивного виконання вторинних обмоток трансформатора, розрахованих на потужність, меншу за номінальну потужність трансформатора. Такі агрегати називають трансформаторами з скороченими обмотками. Виготовлялися 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 дослідів короткого замкнення. Справа в тому, що в дослідах короткого замкнення на затискачі первинних обмоток подають таку напругу, щоб у ланцюзі вторинних обмоток протікав номінальний струм саме вторинної обмотки. Оскільки потужність вторинної обмотки може відрізнятися 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 попередньо звести параметри дослідів короткого замикання до номінальної потужності трансформатора.

Для трансформаторів, в яких скороченою є лише обмотка низької напруги (наприклад, трансформатори зі співвідношенням потужностей обмоток 100:100:66,7) слід використовувати такі вирази для перерахунку значень втрат активної потужності та напруги короткого замкнення:

$$\Delta P'_{\text{к.в-н}} = \Delta P_{\text{к.в-н}} \frac{S_{\text{т}}^2}{S_{\text{н.н.}}^2} = \frac{\Delta P_{\text{к.в-н}}}{\alpha_{\text{н.н.}}^2};$$

$$\Delta P'_{\text{к.с-н}} = \Delta P_{\text{к.с-н}} \frac{S_{\text{т}}^2}{S_{\text{н.н.}}^2} = \frac{\Delta P_{\text{к.с-н}}}{\alpha_{\text{н.н.}}^2};$$

$$u'_{\text{к.в-н}} = u_{\text{к.в-н}} \frac{S_{\text{т}}}{S_{\text{н.н.}}} = \frac{u_{\text{к.в-н}}}{\alpha_{\text{н.н.}}};$$

$$u'_{\text{к.с-н}} = u_{\text{к.с-н}} \frac{S_{\text{т}}}{S_{\text{н.н.}}} = \frac{u_{\text{к.с-н}}}{\alpha_{\text{н.н.}}},$$

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 активний опір ділянки схеми, що заміщає обмотку потужністю 66,7% від номінальної, визначають згідно виразу

$$r_{\text{т}(66.7)} = 1,5 r_{\text{т}(100)},$$

де $r_{\text{т}(100)}$ - активний опір ділянки схеми, навантаженого номінальною потужністю та обчисленого по співвідношенню (1.26).

Для триобмоткових трансформаторів з двома скороченими вторинними обмотками (наприклад, трансформатори зі співвідношенням потужностей

обмоток 100:66,7:66,7) перерахунку підлягають параметри дослідів короткого замкнення між обмотками високої та середньої і високої та низької напруг. Для втрат активної потужності та напруги короткого замкнення слід використовувати вирази:

$$\Delta P'_{\text{к.в-с}} = \Delta P_{\text{к.в-с}} \frac{S_{\text{т}}^2}{S_{\text{с.н.}}^2} = \frac{\Delta P_{\text{к.в-с}}}{\alpha_{\text{с.н.}}^2};$$

$$\Delta P'_{\text{к.в-н}} = \Delta P_{\text{к.в-н}} \frac{S_{\text{т}}^2}{S_{\text{н.н.}}^2} = \frac{\Delta P_{\text{к.в-н}}}{\alpha_{\text{н.н.}}^2};$$

$$u'_{\text{к.в-н}} = u_{\text{к.в-н}} \frac{S_{\text{т}}}{S_{\text{н.н.}}} = \frac{u_{\text{к.в-н}}}{\alpha_{\text{н.н.}}};$$

$$u'_{\text{к.с-н}} = u_{\text{к.с-н}} \frac{S_{\text{т}}}{S_{\text{н.н.}}} = \frac{u_{\text{к.с-н}}}{\alpha_{\text{н.н.}}},$$

де $\alpha_{\text{с.н.}} = S_{\text{с.н.}}/S_{\text{т}}$; $\alpha_{\text{н.н.}} = S_{\text{н.н.}}/S_{\text{т}}$ – коефіцієнти, які визначають співвідношення потужностей скорочених обмоток 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

$$r_{\text{т}(100)} = \frac{\Delta P_{\text{кз}} U_{0\text{в}}^2}{1,83 S_{\text{т}}^2 10^{-3}}.$$

Після перерахунку значень втрат потужності та напруг короткого замкнення активні та індуктивні опори обмоток трансформаторів визначають за виразами (1.24) і (1.27).

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. *Які агрегати називають трансформаторами зі скороченими обмотками?*
2. *У чому полягає особливість дослідів короткого замкнення трансформаторів зі скороченими обмотками?*
3. *Наведіть вирази для перерахунку паспортних даних трансформаторів зі скороченими обмотками до номінальної потужності трансформатора*

ЛІТЕРАТУРА

[2], *стор. 90*; [3], *стор. 67*; [5], *стор. 71-72*; [8], *стор. 156-157*;
[16], *стор. 144-146*; [17], *стор. 145-146*.

1.16 СИЛОВІ ТРАНСФОРМАТОРИ З РОЗЩЕПЛЕНИМИ ОБМОТКАМИ

Конструктивне виконання деяких типів силових трансформаторів передбачає виконання обмотки низької напруги розщепленою на дві частини, потужність кожної з яких складає 50% від номінальної потужності трансформатора. Як зазначалося вище, за допомогою таких трансформаторів можна організувати живлення електричних мереж від двох генераторів, або роздільне живлення секцій розподільчих пристроїв споживацьких підстанцій.

Трансформатори з розщепленими обмотками можуть працювати по двом схемам увімкнення: із поєднаними паралельно обмотками низької напруги та із роздільним увімкненням розщеплених обмоток.

У першому разі схема заміщення трансформатора та її параметри повністю збігаються із схемою заміщення звичайного двообмоткового трансформатора, наведеної на рис. 1.29. Така схема увімкнення не дозволяє використовувати конструктивні переваги трансформаторів з розщепленими обмотками.

Для другої схеми увімкнення трансформатора з розщепленими обмотками схема заміщення наведена на рис. 1.33.

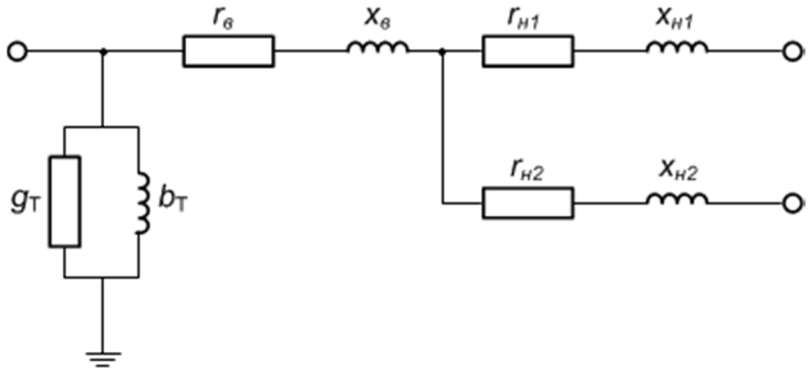


Рис. 1.33. Г-подібна схема заміщення силового трансформатора з розщепленими обмотками

На рис 1.33 $r_в$, $x_в$ – активний та індуктивний опори обмотки високої напруги; $r_{н1}$, $r_{н2}$, $x_{н1}$, $x_{н2}$ – активні та індуктивні опори розщеплених обмоток низької напруги, зведені до номінальної напруги обмотки високої напруги.

Параметри поперечної гілки контуру намагнічування схеми заміщення трансформатора з розщепленими обмотками розраховують так само, як і для звичайних двообмотокових трансформаторів за виразами (1.9) та (1.15) або (1.16). Така гілка завжди розташована з боку живлення трансформатора.

Визначення параметрів повздовжніх гілок схеми заміщення трансформаторів з розщепленими обмотками базується на наступних міркуваннях. Оскільки потужність кожної з розщеплених обмоток низької напруги дорівнює половині потужності обмотки високої напруги, для активних опорів обмоток трансформатора можна записати співвідношення

$$r_{н1} = r_{н2} = 2r_{тв}. \qquad (1.27)$$

За паралельного поєднання розщеплених обмоток низької напруги трансформатор працює як звичайний двообмотковий трансформатор, активний та індуктивний опори якого складають

$$r_{\text{т}} = r_{\text{в}} + \frac{r_{\text{н1}} r_{\text{н2}}}{r_{\text{н1}} + r_{\text{н2}}};$$
$$x_{\text{т}} = x_{\text{в}} + \frac{x_{\text{н1}} x_{\text{н2}}}{x_{\text{н1}} + x_{\text{н2}}}, \qquad (1.28)$$

де $r_{\text{т}}$ і $x_{\text{т}}$ визначають за виразами (1.17) та (1.22) для двообмоткових трансформаторів.

З першого рівняння (1.27) та співвідношення (1.28) випливає, що

$$r_{\text{в}} = 0,5 r_{\text{т}};$$
$$r_{\text{н1}} = r_{\text{н2}} = r_{\text{т}}.$$

Для трансформаторів з розщепленими обмотками з достатньою інженерною точністю можна вважати, що індуктивний опір обмотки високої напруги дорівнює нулю $\left(x_{\text{в}} = 0\right)$. Тоді з другого рівняння (1.28) випливає, що

$$x_{\text{н1}} = x_{\text{н2}} = 2x_{\text{т}}.$$

Конструктивне виконання деяких силових трансформаторів передбачає розщеплення обмотки низької напруги на три частини, потужність кожної з яких складає 33,3% від номінальної потужності трансформатора. Для таких трансформаторів параметри повздовжніх гілок схеми заміщення слід визначати за виразами:

$$r_{\text{в}} = 0,5 r_{\text{т}};$$
$$r_{\text{н1}} = r_{\text{н2}} = r_{\text{н3}} = 1,5 r_{\text{т}};$$
$$x_{\text{в}} = 0;$$
$$x_{\text{н1}} = x_{\text{н2}} = x_{\text{н3}} = 3x_{\text{т}},$$

де $r_{\text{т}}$ і $x_{\text{т}}$ визначають за виразами (1.17) та (1.22) для двообмоткових трансформаторів.

Перевагою трансформаторів з розщепленою обмоткою є збільшення реактивного опору між гілками, що дозволяє обмежувати струм короткого замикання на стороні НН. Тому понижуючі трансформатори з розщепленими обмотками одержали широке поширення. Підвищувальні трансформатори з розщепленими обмотками застосовують рідко. Вони використовуються на електростанціях, коли кілька генераторів доцільно приєднати до одного трансформатора. У цьому випадку число розщеплених обмоток трансформатора повинне відповідати числу генераторів, що підключаються.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. *Які агрегати 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], *стор. 230-232*; [6], *стор. 42-45*; [8], *стор. 150-152*; [9], *стор. 106-108*; [10], *стор. 55-58*; [15], *стор. 138-139*.

1.17 СИЛОВІ АВТОТРАНСФОРМАТОРИ

В електричних мережах вищих класів номінальної напруги, особливо надвисокої номінальної напруги, часто використовують силові автотрансформатори. На рис. 1.34 представлено однофазний силовий автотрансформатор 330/110 кВ, встановлений на Черкаській підстанції 330 кВ.

Особливість конструктивного виконання автотрансформаторів полягає в наявності гальванічного зв'язку між обмотками за рахунок того, що вторинна обмотка є частиною первинної обмотки, як схематично представлено на рис.1.35.

Частину обмотки автотрансформатора, яка є спільною для поєднуваних електричних мереж різних класів номінальної напруги називають загальною обмоткою. Наявність загальної обмотки дозволяє суттєво покращити масо-габаритні та техніко-економічні показники автотрансформаторів порівняно з силовими двообмотковими трансформаторами. Зазначимо, що через обмеження масо-габаритних показників трансформаторів в електричних мережах надвисокої номінальної напруги можливо використання лише автотрансформаторів.

Однією з основних характеристик силових трансформаторів є їх *коефіцієнт трансформації*, який чисельно дорівнює відношенню кількостей витків обмоток високої та низької напруги відповідно

$$k_{\text{т}} = \frac{W_{\text{в}}}{W_{\text{н}}} \ .$$

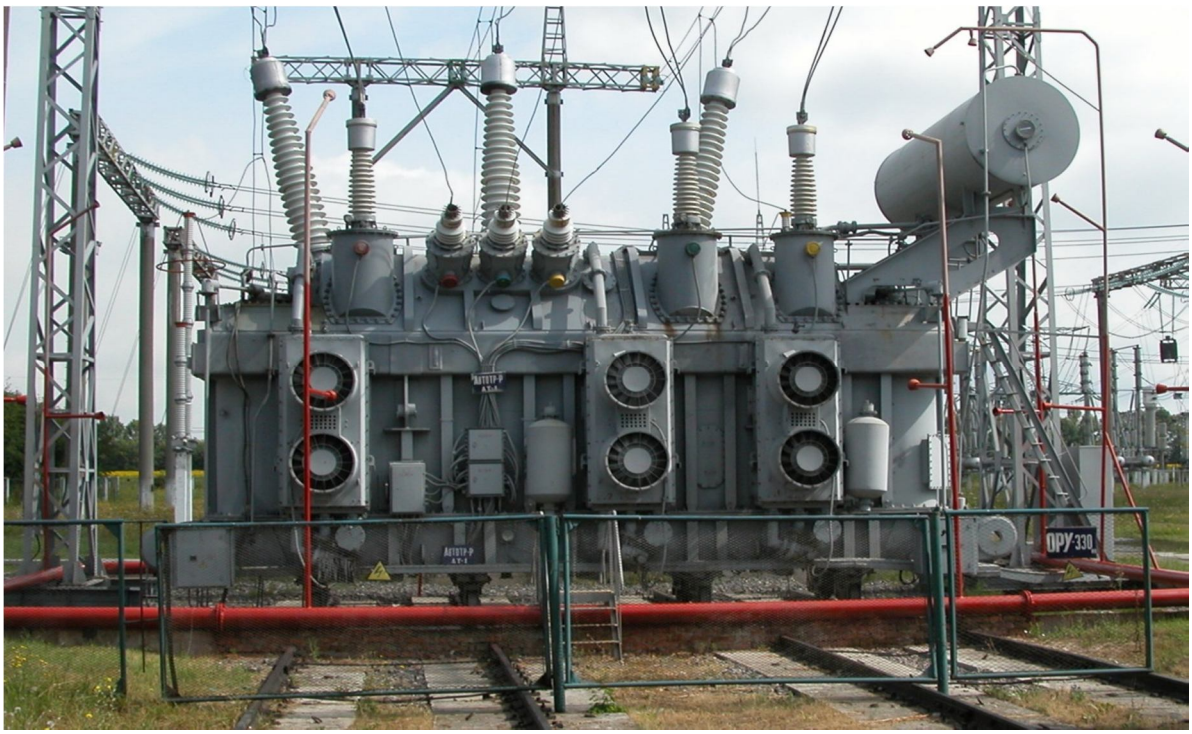


Рис. 1.34. Силовий автотрансформатор 330/110 кВ

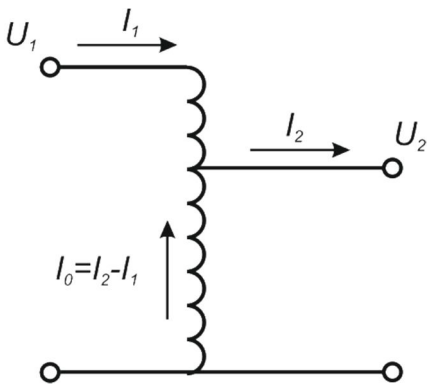


Рис. 1.35**.** Електрична принципова схема однофазного автотрансформатора

Якщо знехтувати падіннями напруги на обмотках трансформатора, то умовно можна вважати, що коефіцієнт трансформації дорівнює відношенню високої напруги та низької напруги відповідно

$$k_T \approx U_B / U_H .$$

Сучасні конструкції силових трансформаторів дозволяють змінювати робочу кількість витків обмоток трансформатора і, таким чином, здійснювати регулювання напруги в електричній мережі, відімкненій 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 і тому його використовують лише для сезонного регулювання напруги.

Для поєднання на паралельну роботу електричних мереж надвисокої номінальної напруги зазвичай використовують силові автотрансформатори (АТ).

Схема заміщення АТ містить поперечну гілку контуру намагнічування та три повздовжні гілки опорів обмоток, поєднані у трипроменеву зірку.

Додатковою характеристикою АТ є так звана **типова** потужність. Номінальна потужність це та потужність на яку він розрахований по умові нагріву, тобто це гранична потужність, що може бути передана через АТ на стороні високої напруги. Типова потужність характеризує потужність, яка передається електромагнітним шляхом через обмотки, що зв'язані електрично. Це та потужність на яку розрахована послідовна обмотка середньої напруги

$$S_T = \sqrt{3} I_{ВН} U_{ВН} (1 - U_{СН}/U_{ВН}).$$

Розглянемо принципову схему автотрансформатора. По спільній обмотці агрегату проходить струм, який чисельно дорівнює різниці струмів первинної і вторинної обмоток:

$$\dot{I}_0 = \dot{I}_2 - \dot{I}_1.$$

У разі нехтування кутами повороту векторів струму і напруги первинної та вторинної обмоток, зумовлених втратами активної потужності неробочого ходу і короткого замикання трансформатора, сумарна потужність загальної обмотки (типова потужність) автотрансформатора становить

$$\begin{aligned} S_{\text{ат}} &= \sqrt{3} U_2 \left(I_2 - I_1 \right) = \sqrt{3} U_2 I_2 \left(1 - \frac{I_1}{I_2} \right) = \\ &= S_{\text{н}} \left(1 - \frac{1}{k_{\text{т}}} \right) = S_{\text{н}} k_{\text{в}}. \end{aligned} \qquad (1.29)$$

де $k_{\text{т}} = \frac{I_2}{I_1} = \frac{U_{\text{в}}}{U_{\text{сн}}}$ – коефіцієнт трансформації автотрансформатора, $k_{\text{в}}$-коефіцієнт вигідності.

З аналізу виразу (1.29) можна зробити висновок про те, що типова потужність автотрансформатора 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 автотрансформаторі.

Коефіцієнт, який визначає зниження типової потужності автотрансформатора, в технічній літературі називають коефіцієнтом вигідності

$$k_{\text{в}} = 1 - \frac{1}{k_{\text{т}}} \ . \qquad (1.30)$$

Обернена величина $1/k_{\text{в}}$ показує, у скільки разів вигідніше застосування автотрансформатора порівняно із силовим триобмотковим трансформатором такої самої номінальної потужності.

З аналізу виразу (1.30) випливає, що чим ближчі класи номінальної напруги обмоток автотрансформаторів, тим менший коефіцієнт вигідності, а, отже, тим більшим буде зниження типової потужності автотрансформатора (табл. 1.4). Наприклад, за співвідношень номінальних напруг 330/220 кВ, 500/330 кВ, 750/500 кВ коефіцієнти вигідності автотрансформатора становлять близько 0,33, тобто типова потужність автотрансформатора виявляється приблизно в три рази меншою від типової потужності силового триобмоткового трансформатора. Водночас за співвідношення номінальних напруг обмоток автотрансформатора 750/110 кВ коефіцієнт вигідності становить 0,85, тобто типова потужність автотрансформатора знижується лише на 15% порівняно з номінальною потужністю силового триобмоткового трансформатора. Це означає, що зниження масогабаритних характеристик силових автотрансформаторів щодо силових трансформаторів тієї самої потужності буде тим більше, чим ближчі номінальні напруги поєднуваних електричних систем.

Таблиця 1.4. 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

Силові автотрансформатори зазвичай комплектують третьою обмоткою низької напруги, від якою здійснюють живлення власних потреб підстанцій, а також місцевих споживачів. Такі обмотки пов’язані з обмотками високої напруги за допомогою електромагнітного зв’язку. Чинні технічні умови на силові автотрансформатори передбачають виконання агрегатів з номінальною

напругою 220 кВ та вище з обмотками низької напруги потужністю 50, 40 або 25% від номінальної потужності автотрансформатора.

Автотрансформатори можуть працювати в автотрансформаторних і комбінованих режимах. При роботі в автотрансформаторному режимі потужність передається із системи ВН у систему СН або навпаки. Третинна обмотка при цьому не навантажена (вона є компенсуючою і служить для замикання струмів третьої гармоніки, запобігаючи їх появу в лініях). При роботі в комбінованому режимі до третинної обмотки автотрансформатора приєднується навантаження на стороні НН.

Потужність обмотки НН також рівна типовій, якщо вона використовується для живлення навантаження. При використанні цієї обмотки в якості компенсуючої її потужність становить 3÷15 % номінальної потужності автотрансформатора, і вона визначається тільки її електродинамічною й термічною стійкістю.

Активні та індуктивні опори обмоток АТ так же, як і трансформаторів, визначають по даним короткого замикання. Але в АТ при КЗ обмотки НН, що розрахована на типову потужність, напруга піднімається до значення струму в цій обмотці, що відповідає типовій потужності, а не номінальній. При КЗ на стороні СН напруга на стороні ВН піднімається до значення при якому струм в послідовній обмотці досягає значення, що визначає номінальну потужність АТ.

Тому в паспортні дані АТ, на відміну від триобмоткових трансформаторів, входять втрати КЗ на пару обмоток, причому значення $\Delta P_{к(в\text{-}с)}$ приводиться віднесеним до номінальної потужності, а два других значення $\Delta P_{к(в\text{-}н)}$, $\Delta P_{к(с\text{-}н)}$ в деяких випадках указується віднесеним до типової потужності. Теж саме відноситься і до напруг короткого замикання. Тому при розрахунку опорів всі значення повинні бути приведеними до номінальної потужності АТ:

$$\Delta \mathrm{P}_{\mathrm{к(в-н)}} = \Delta \mathrm{P}'_{\mathrm{к(в-н)}} S^2_{\mathrm{ном}}/S^2_{\mathrm{T}};\quad \Delta \mathrm{P}_{\mathrm{к(с-н)}} = \Delta \mathrm{P}'_{\mathrm{к(с-н)}} S^2_{\mathrm{ном}}/S^2_{\mathrm{T}};$$
$$u_{\mathrm{к(в-н)}} = u'_{\mathrm{к(в-н)}} S_{\mathrm{ном}}/S_{\mathrm{T}}\ ;\ u_{\mathrm{к(с-н)}} = u'_{\mathrm{к(с-н)}} S_{\mathrm{ном}}/S_{\mathrm{T}} \qquad (1.31)$$

Втрати активної потужності короткого замикання обмоток АТ визначаються аналогічно триобмотковому трансформатору.

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

Для моделювання робочих режимів електричних систем силові автотрансформатори моделюють Г-подібними схемами заміщення так само, як і звичайні силові триобмоткові трансформатори. Довідникова інформація про скорочені обмотки автотрансформаторів зазвичай містить дані про зведені до номінальної потужності автотрансформатора параметри дослідів короткого замкнення.

До основних **переваг автотрансформаторів** в порівнянні з трансформаторами такої ж потужності можна віднести: менша витрата матеріалів (міді, сталі, ізоляційних матеріалів); менші втрати і більший к.к.д.; легші умови охолодження; менші габарити, що дозволяє робити транспортабельні автотрансформатори більшої прохідної потужності, ніж трансформатори.

Недоліки автотрансформаторів в порівнянні з трансформаторами: необхідність глухого заземлення нульової точки, що призводить до збільшення струмів КЗ; низькі величини $u_к$, що також приводить до збільшення струмів КЗ, а отже, до збільшення динамічних дій на обмотки; складніший процес регулювання напруги, велика небезпека атмосферних перенапруг внаслідок електричного зв'язку обмоток.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. *Які агрегати називають силовими автотрансформаторами?*
2. *Наведіть принципову схему автотрансформатора.*
3. *Назвіть переваги та області використання силових автотрансформаторів.*
4. *Дайте визначення типової потужності автотрансформатора.*
5. *Дайте визначення та поясніть сутність коефіцієнта вигідності автотрансформатора.*
6. *Наведіть схему заміщення силового автотрансформатора.*
7. *Поясніть вигідність застосування силових автотрансформаторів для поєднання на паралельну роботу електричних мереж близьких класів номінальної напруги.*

ЛІТЕРАТУРА

[2], *стор. 87-90*; [3], *стор. 232-234*; [4], *стор. 68-70*; [5], *стор. 66-72*;
[8], *стор. 155-157*; [9], *стор. 108*; [10], *стор. 49-54*; [12], *стор. 227-230*;
[13], *стор. 256-259*; [15], *стор. 139-140*; [16], *стор. 147-151*;
[17], *стор. 143-146*.

РОЗДІЛ 2

РЕЖИМИ РОБОТИ РОЗІМКНЕНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ПРИ ПЕРЕДАВАННІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ ДО СПОЖИВАЧА

Тема 7 ДЖЕРЕЛА ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

2.1 ЕЛЕКТРИЧНІ СТАНЦІЇ

Джерелами електричної енергії в електроенергетичних системах є електричні станції, призначені для перетворення механічної, теплової, ядерної та інших видів енергії в електричну. Первинними джерелами енергії на електричних станціях є енергія органічного палива, ядерна енергія, енергія руху води у річках, морях та океанах, енергія вітру, сонця, теплова енергія землі тощо.

Енергоресурси, які використовують на електричних станціях поділяють на відновлювальні та не відновлювальні. До не відновлювальних енергоресурсів відносять енергію органічного палива (газ, мазут, вугілля), а також ядерне паливо. До відновлювальних енергоносіїв відносять механічну енергію потоків річок, морських хвиль та приливів, теплову енергію внутрішніх шарів Землі, енергію сонячного випромінювання, енергію вітру тощо.

На електричних станціях енергію ресурсів або безпосередньо перетворюють на електричну енергію, або спочатку перетворюють в теплову енергію перегрітого пару, 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 2012 рік експлуатується 14 – ТЕС, 7 – ГЕС, 3 – ГАЕС, 4 – АЕС та 97 – ТЕЦ установленою потужністю 53,31 тисяч МВт.

На ***теплових електричних станціях*** (ТЕС) теплову та електричну енергію виробляють шляхом спалення органічних видів палива. Відповідно до типу первинних двигунів теплові електричні станції поділяють на паротурбінні, газотурбінні, парогазові та дизельні електричні станції.

На ***паротурбінних станціях*** енергію спалювання органічного палива перетворюють у теплову енергію перегрітого пару, яку у парогенераторів перетворюють на електричну енергію. Такі станції, у сою чергу, поділяють на ***конденсаційні*** (КЕС) та ***теплофікаційні*** (ТЕЦ) електричні станції. На рис. 2.1 наведено узагальнену схему теплової конденсаційної станції.

Особливість теплофікаційних електричних станцій полягає у тому, що вони, окрім електричної енергії, виробляють теплову енергію у вигляді гарячої води та пару для забезпечення потреб промислових підприємств та комунально-побутового сектору. На рис. 2.2 наведено принципову схему роботи ТЕЦ опалювального типу.

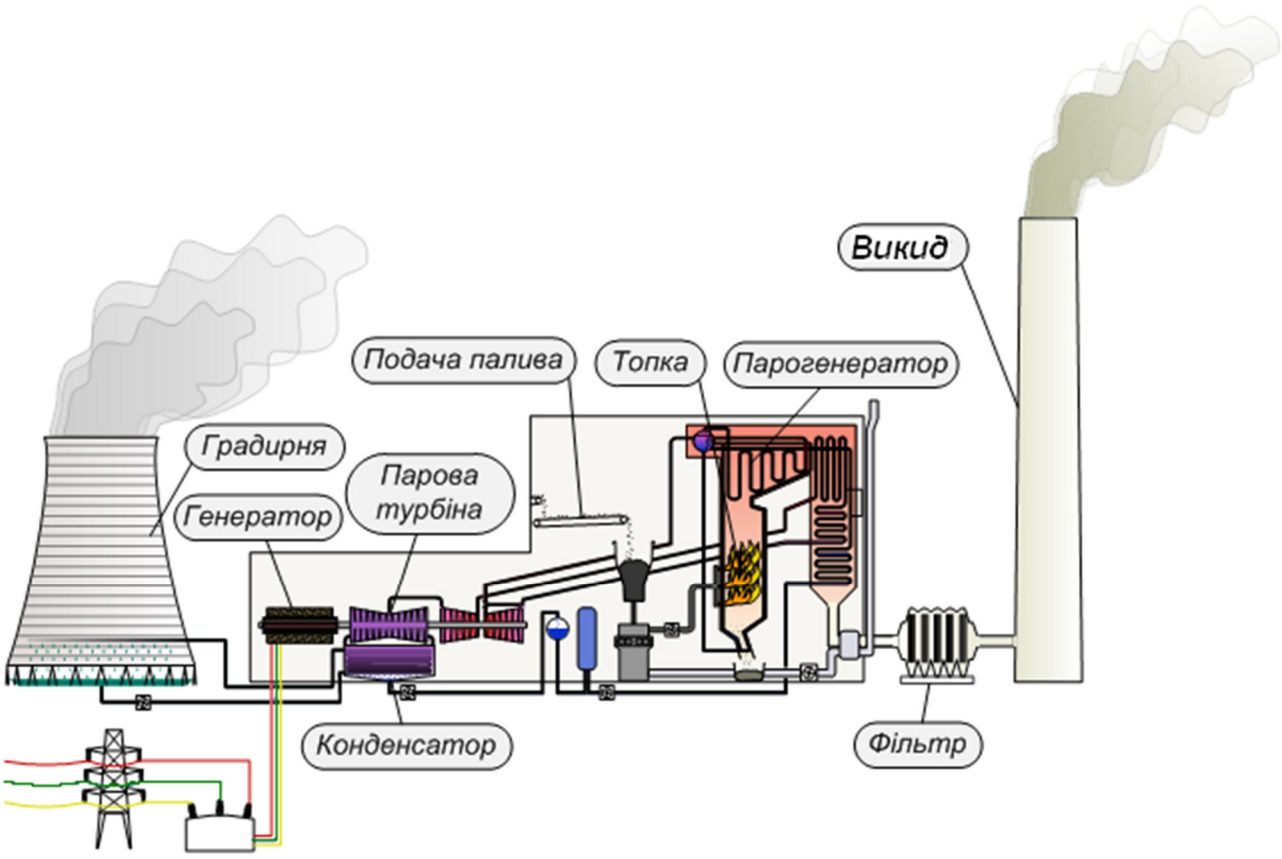


Рис. 2.1. Схема теплової конденсаційної станції

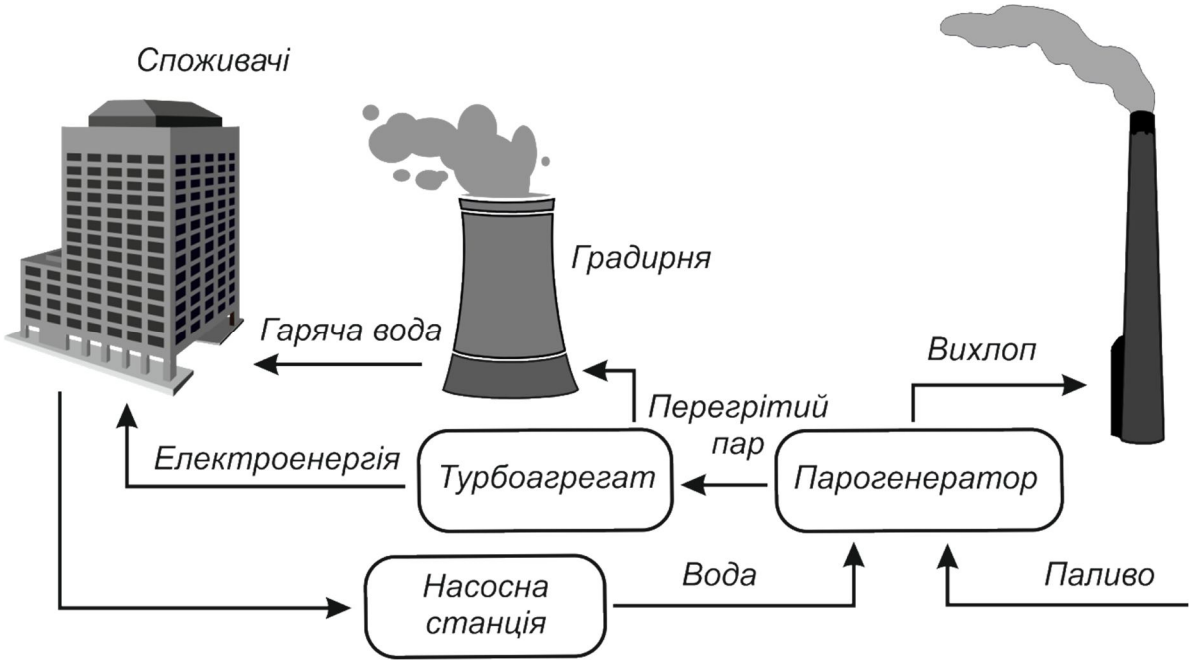


Рис. 2.2. Принципова схема роботи ТЕЦ опалювального типу

Для забезпечення економічності конденсаційних та теплофікаційних електричних станцій та зниження собівартості електричної енергії такі електростанції виконують з агрегатами великої потужності. Так, потужності конденсаційних електростанцій складають 1000 МВт та більше.

Додаткове використання теплової енергії теплофікаційних електричних станцій дозволяє підвищити їх к. к. д. до 60÷65% проти 40% у конденсаційних електростанцій. Слід також зважати на те, що ТЕЦ зазвичай працюють за вимушеним графіком, який визначається вимогами теплових споживачів.

До класу паротурбінних теплових станцій можна віднести також ***атомні електричні станції*** (АЕС). Енергоносіями на таких станціях є радіоактивні ізотопи, розщеплення ядер яких супроводжується виділенням великої кількості тепла. Далі ця енергія перетворюється в теплову енергію перегрітого пару і, наприкінці – в електричну енергію. Для забезпечення високої радіаційної надійності на АЕС використовують багатоконтурне (дво-, інколи – три контурне) перетворення енергії перегрітого пару. На рис. 2.3 наведено принципову схему роботи атомної електростанції із двоконтурним реактором.

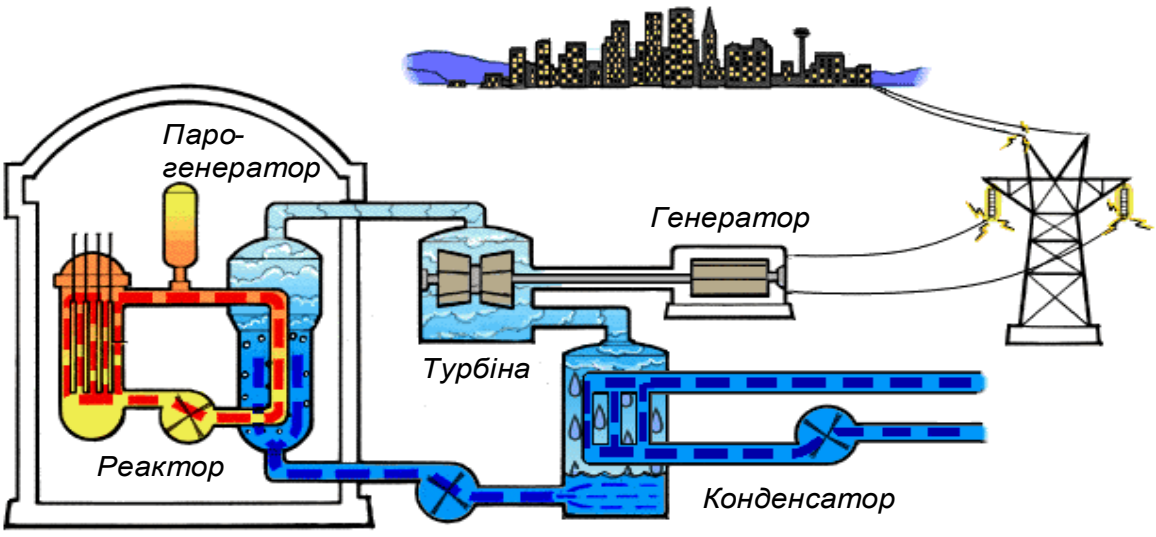


Рис. 2.3. Принципова схема роботи АЕС

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 пару. ГТС характеризуються високою маневреністю та відносно малою потужністю агрегатів. Разом з тим ГТС характеризуються відносно високим споживання палива та шумовим забрудненням середовища.

Парогазові електричні станції (ПГС) суміщають у своїй конструкції технології паротурбінних та газотурбінних агрегатів, що дозволяє суттєво підвищити к. к. д. таких станцій.

Дизельні електричні станції використовують рідке паливо, яке 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 ***гідравлічних електричних станцій*** (ГЕС) оснований на перетворенні механічної енергії руху води річок в електричну енергію. Напір води на турбінах ГЕС створюється за допомогою гребель або деривації. На рис.2.4 наведено типову схему ГЕС.

Гідравлічні електричні станції характеризуються такими технічними особливостями:

– використанням відновлюваних природних ресурсів енергії водотоку річок;

– високим к. к. д., який перевищує 90%;

– великою маневреністю, яка обмежена лише запобіганням гідравлічного удару по лопатках гідротурбіни;

– низькою собівартістю електроенергії.

На ***гідроакумулюючих електричних станціях*** (ГАЕС) встановлюють двонаправлені силові агрегати. Така станція може працювати у двох режимах – генераторному та насосному. В режимі генерації енергія потоку води з верхнього басейну у нижній перетворюється в електричну енергію так само, як і на звичайній ГЕС. В насосному режимі вода з нижнього басейну перекачується у верхній для створення запасу потенціальної енергії води.

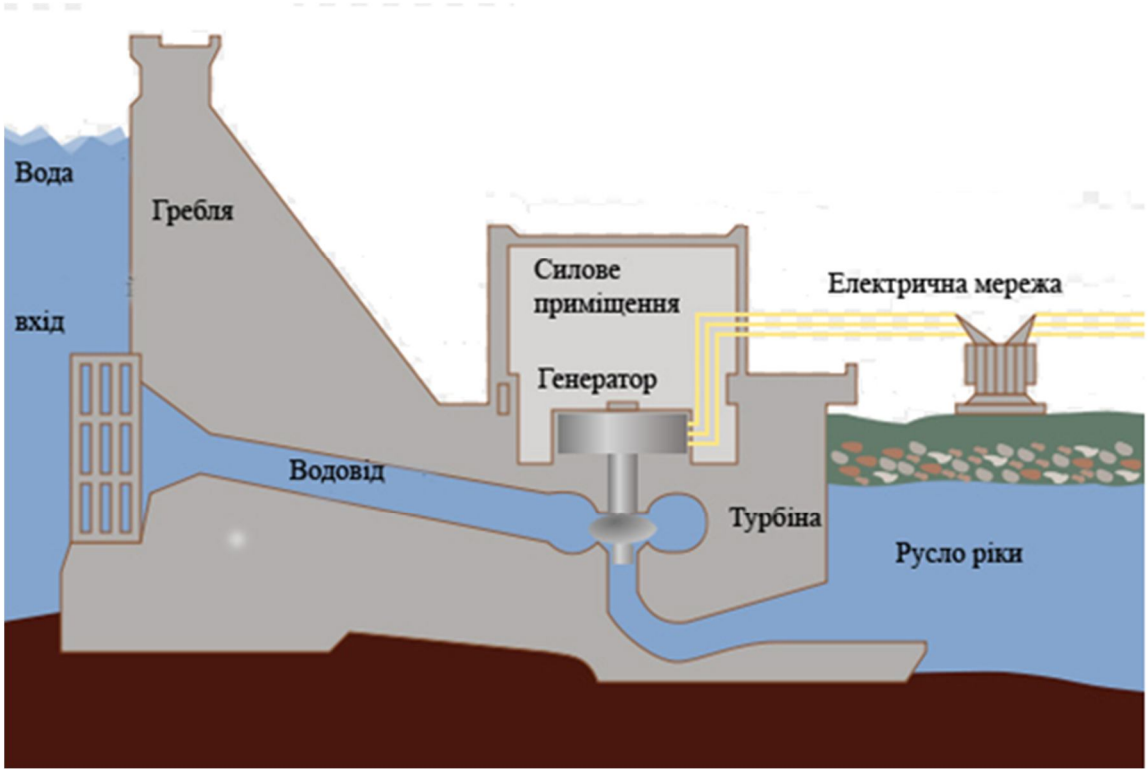


Рис. 2.4**.** Поперечний розріз греблі ГЕС

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-акумулюючі газотурбінні електричні станції*** (ПАГТУ). На рис.2.5 показано загальний вигляд такої електростанції. Такі станції в насосному режимі закачують повітря у резервуари з надлишковим тиском. В генераторному режимі стиснуте повітря додається до природного газу, який спалюють в ГТУ. Додавання стиснутого повітря дозволяє знизити витрати палива, підвищити потужність та к. к. д. такої станції.

Теплові, атомні та гідравлічні електричні станції відносять до класу ***традиційних***. На сьогодні більша частка електричної енергії вироблюється на традиційних електричних станціях. Інші способи виробництва електроенергії відносять до ***нетрадиційних***, або ***альтернативних***. Основними серед них є вітрові, сонячні, геотермальні, приливні, хвильові та інші електростанції.

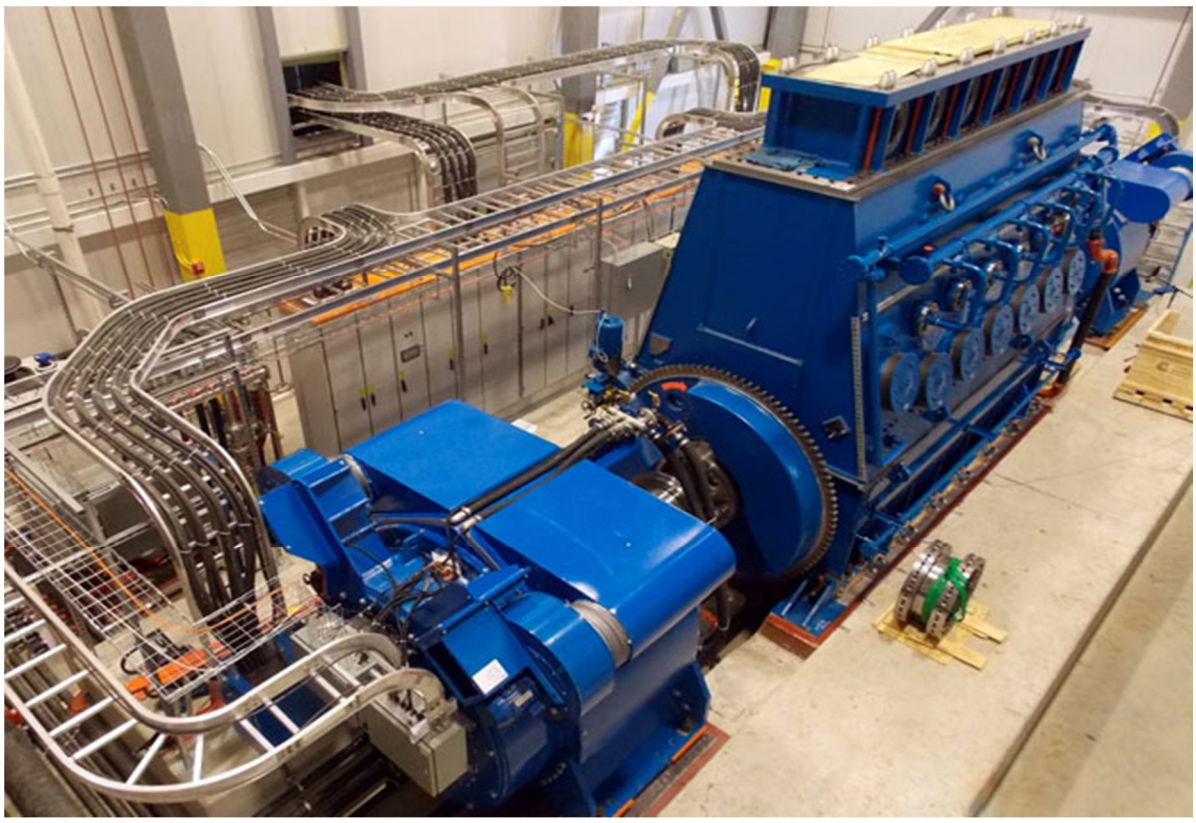


Рис. 2.5. Загальний вигляд повітряно-акумулюючої електростанції

На ***вітрових електричних станціях*** (ВЕС) на електричну енергію перетворюють кінетичну енергію вітру. На рис.2.6 показані сучасні вітрові електростанції, що розміщені в морі (рис.2.6а) та в повітрі (рис.2.6б).

Сонячні електричні станції (СЕС) перетворюють на теплову енергію сонячного випромінювання, направленого за допомогою системи дзеркал на парогенератор. Далі, у паровій торбині теплова енергія перетворюється на електричну. На рис. 2.7 показана сучасна сонячна електростанція.

Останнім часом широкого поширення набули сонячні електричні станції із безпосереднім перетворенням енергії сонячного випромінювання на електричну енергію за допомогою фотоелементів.

Геотермальні електростанції для виробництва електричної енергії використовують теплову енергію внутрішніх шарів Землі. На рис. 2.8 показана геотермальна електростанція та схема геотермального теплопостачання з використанням агресивних геотермальних вод.

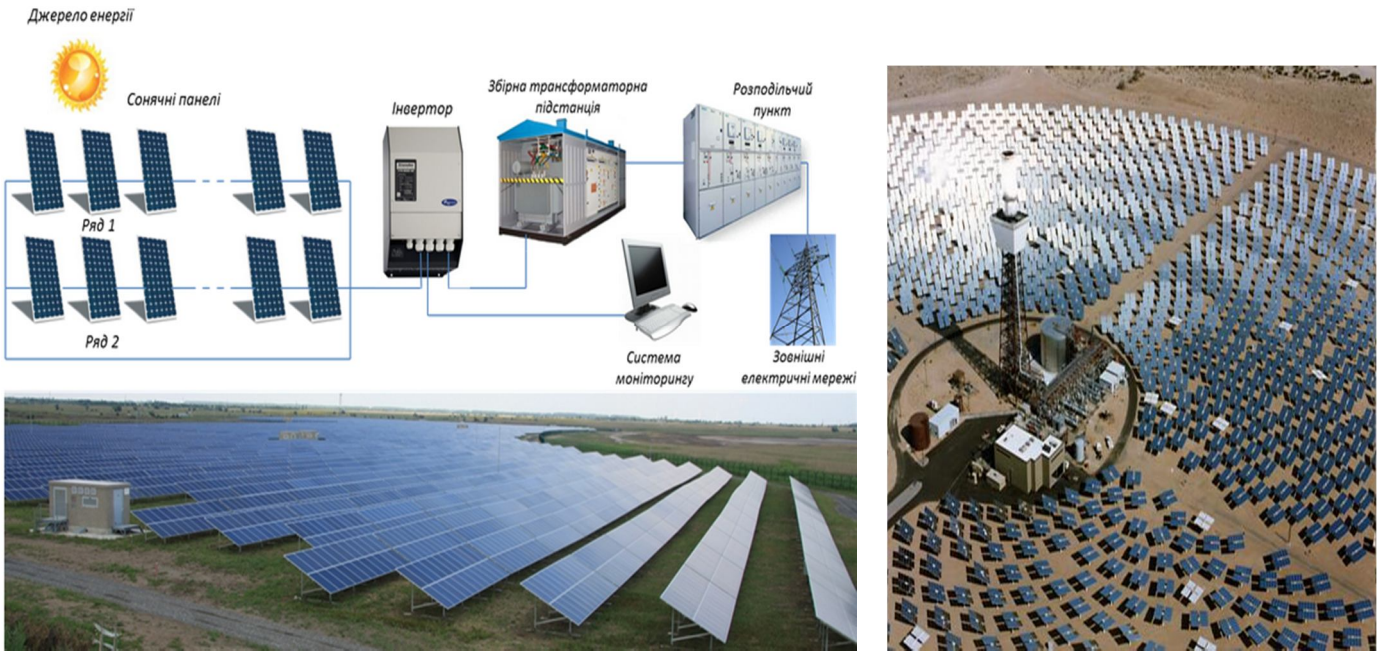
На ***приливних електростанціях*** на електрику перетворюються енергія приливів морів та океанів. Для виробництва електричної енергій використовують також енергію морських течій та коливань на ***приливних*** та ***хвильових електричних станціях*** (рис.2.9). Останнім часом широкого поширення отримали ***теплові електричні станції на біопаливі***. На таких станціях спалюють біогаз, який виробляють з органічних відходів.

На рис. 2.10 наведена діаграма співвідношення встановлених потужностей електричних станцій різних типів в ОЕС України та обсягів виробництва ними електричної енергії на Україні.

а

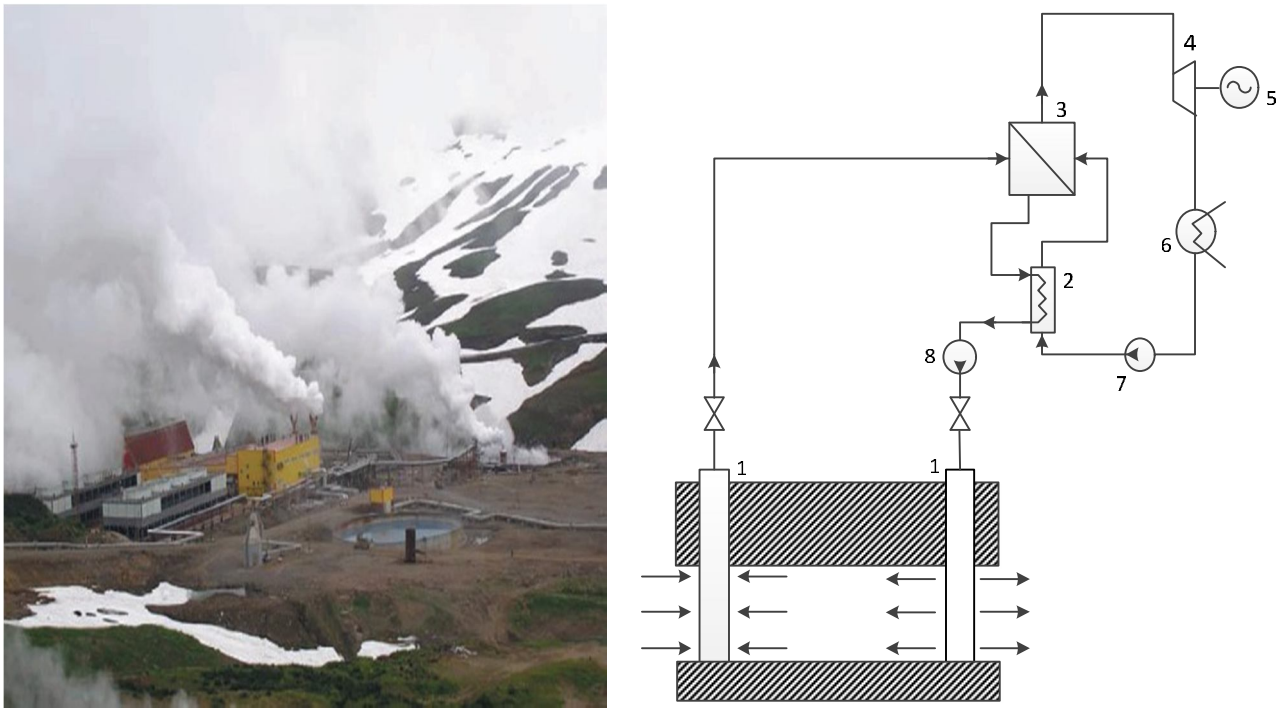
б

Рис. 2.6. Вітрові електричні станції: а – наземні; б – повітряні



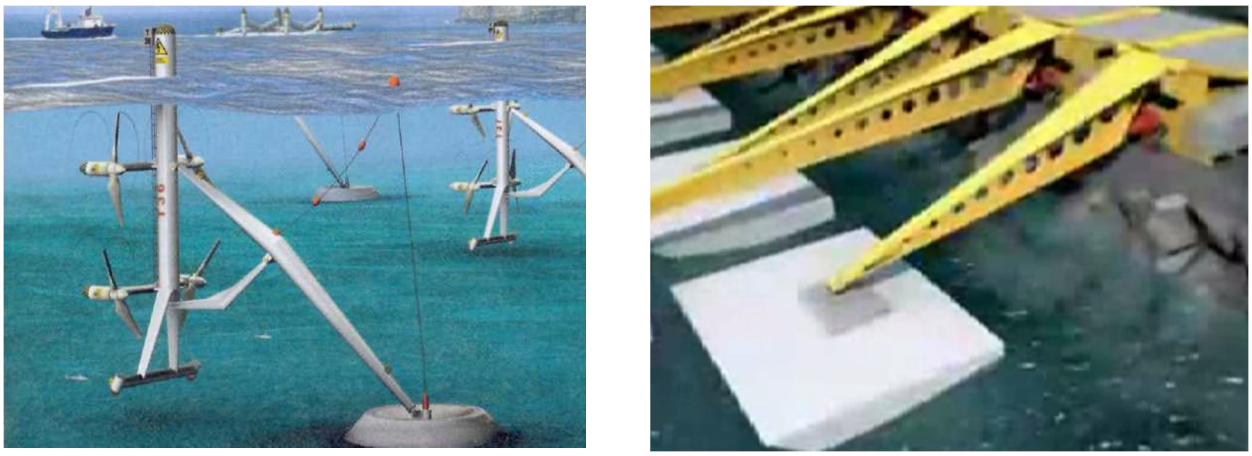
а б

Рис. 2.7. Сонячна електрична станція: а – безпосереднього перетворення; б – теплофікаційна



а б

Рис.2.8. Геотермальна електростанція (а) та принципова схема (б) двоконтурної геоТЕС: 1 – свердловина; 2 – теплообмінник; 3 – парогенератор; 4 – турбіна; 5 – електрогенератор; 6 – конденсатор з повітряним охолодженням; 7 – конденсатна живильна помпа; 8 – нагнітальна помпа ся територією станції



а б

Рис. 2.9. Електростанції: а– приливна; б – хвильова

З діаграми на рис. 2.10 видно, що більша частка електричної енергії генерується на теплових, атомних та гідравлічних електричних станціях, які відносять до класу традиційних джерел електричної енергії. Використання традиційних електричних станцій 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, та теплової енергії в атмосферу. Також тут потрібно вирішувати проблему з утилізації золи, шлаків та інших відходів енергетичного виробництва.

АЕС використовують ядерне паливо, запаси якого у природі більші, ніж органічного, проте все одно є обмеженими. Разом з 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 захована відпрацьованого ядерного палива та інших радіоактивних відходів.

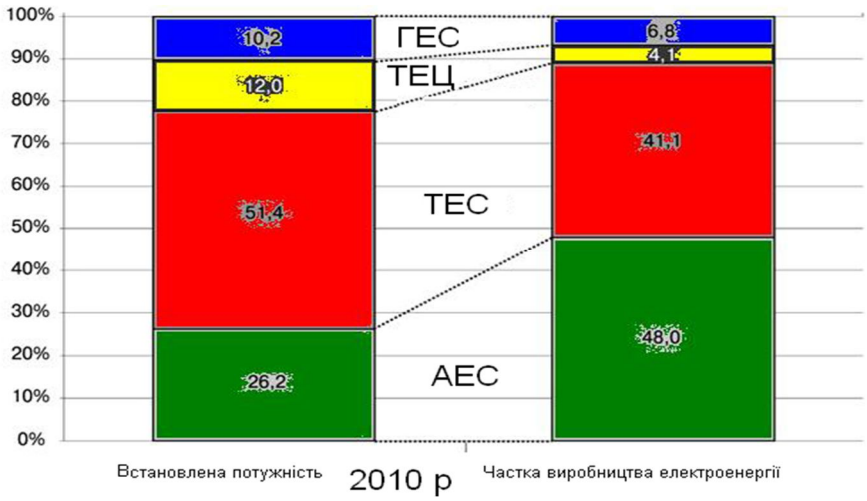


Рис. 2.10. Встановлені потужності електростанцій України

ГЕС певною мірою є екологічно чистими, оскільки не споживають природні запаси, їх робота не пов'язана із шкідливими викидами. Разом з 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 щодо техногенних аварій із катастрофічними наслідками.

Нетрадиційні (альтернативні) джерела електричної енергії представлені вітроенергетикою та сонячними електростанціями, займають вкрай малу долю у загальній структурі електроенергетичного виробництва. На сьогодні розвиток альтернативної енергетики є пріоритетним напрямом в Україні та світі через обмеження та виснаження традиційних енергоресурсів, а також вкрай негативний вплив на оточуюче середовище теплових, атомних та гідроелектростанцій.

Разом з тим не можна говорити про абсолютну екологічну безпеку нетрадиційних електростанцій. Так, наприклад, робота вітроелектростанцій пов'язана із низькочастотним шумовим забрудненням, яке негативно впливає на здоров'я людини, вимушує птахів уникати райони спорудження ВЕС тощо.

Слід також зважати на те, що робочі потужності вітрових, сонячних та інших нетрадиційних електростанцій визначається метеорологічними умовами, зокрема швидкістю вітру, сонячною активністю, приливами морів та океанів, активністю морських хвиль тощо. Це свідчить про неможливість на сьогодні суттєвого заміщення електростанцій на традиційних енергоресурсах альтернативними. Область застосування таких електростанцій 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 поступають в енергосистему.

Серед перспективних способів виробництва електричної енергії слід виділити дослідження в області створення ***термоядерного реактору***. Такі дослідження проводяться ще з середини минулого століття. На сьогодні активні дослідження проводяться 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. В 2007 р. розпочато будівництво термоядерного реактору в провінції Прованс (Франція). Очікується, що до 2040 р. буде збудовано першу термоядерну електричну станцію.

Принцип роботи електричних станцій з термоядерними реакторами полягає у синтезі важких ізотопів водню із виділенням гелію та великої кількості теплової енергії. Важливою перевагою електричних станцій 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 контролю, термоядерний реактор перетворюється на термоядерну бомбу із катастрофічними наслідками.

Інші способи виробництва електроенергії, наприклад з атмосферної електрики, на сьогодні знаходяться на стадії передпроектних досліджень.

Серед перспективних способів перетворення енергії на електростанціях 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 к. к. д. таких станцій.

Активні дослідження зі створення МГД-генераторів проводилися у 70-ті роки минулого століття. Проблеми, пов'язані з великими витратами на створення та утримання плазми, визначили відсутність на сьогодні промислового використання таких технологій в електроенергетиці. Проте, зі створенням у перспективі термоядерних реакторів, технології МГД-генераторів можуть виявитися актуальними.

2.2 ДЖЕРЕЛА АКТИВНОЇ ПОТУЖНОСТІ

Активна потужність - це енергія за одиницю часу, яка виділяється при проходженні струму через активний опір або потужність, яка витрачається на виконання корисної роботи – обертання маховика двигуна, підйому вантажу електромагнітом і т. ін.. Джерелами активної потужності в системі служать генератори електростанцій. В основному, це трифазні синхронні генератори, що обертаються первинними двигунами (паровими, газовими й гідравлічними турбінами, дизельними двигунами).

Залежно від роду первинного двигуна синхронні генератори діляться на турбогенератори, гідрогенератори й дизельні генератори.

Турбогенератор і його первинний двигун — парова або газова турбіна мають горизонтальне виконання, монтуються на одному фундаменті й, з'єднуючись за допомогою муфти, утворюють ***турбоагрегат***.

Турбогенератори відносяться до типу швидкохідних машин. У СРСР найбільше поширення одержали турбогенератори з однієї парою полюсів (тобто неявнополюсні машини) із частотою обертання 3000 об/хв. На АЕС із відносно низькими параметрами пари доцільне застосування більш тихохідних турбогенераторів — чотирьох-полюсних машин із частотою обертання 1500 об/хв.

Гідрогенератор, з'єднуючись за допомогою муфти з гідравлічною турбіною, утворює ***гідроагрегат***. На відміну від турбогенераторів гідрогенератори в більшості випадків виконуються з вертикальним валом, виготовляються з більшим числом пар полюсів (явнополюсні машини) і є тихохідними. Їхня частота обертання перебуває в межах від 108 до 910 об/хв і залежить від напору й витрати води в створі ріки. Крім звичайного, гідрогенератори можуть мати спеціальне виконання. Це так звані ***капсулъні***

гідрогенератори, які встановлюються безпосередньо в потоці ріки та розміщуються в середині водонепроникної капсули (виконання горизонтальне) і ***зворотні*** гідрогенератори, які встановлюються на ГАЕС. Для них характерна різна частота обертання в режимах генератора й двигуна. Великі гідрогенератори виготовляються по індивідуальних замовленнях.

Для збудження синхронних генераторів застосовуються електромашинна, високочастотна напівпровідникова системи. Як правило, *електромашинну* систему використовують для збудження генераторів потужністю до 160 Мвт. Для генераторів потужністю 160 МВт і вище потрібна система збудження великої потужності (до декількох мегаватів); у цих випадках застосовують високочастотне, іонне та тиристорне збудження. *Тиристорне* збудження є швидкодіючим і забезпечує найбільшу межу статичної й динамічної стійкості турбогенераторів у порівнянні з іншими системами збудження. Воно застосовується на турбогенераторах потужністю 300 Мвт і вище.

Охолодження синхронних генераторів може здійснюватися непрямим чином або безпосередньо охолоджуючим середовищем. Система охолодження називається *непрямою,* коли тепло, яке виділяють провідники обмоток генератора, відводиться охолоджувальним зовнішнім середовищем; *безпосередньою,* якщо тепло, яке видаляється провідниками, відводиться за допомогою газу або рідини, що пропускаються через спеціальні внутрішні канали порожніх провідників. При цьому в якості охолоджувального середовища для турбогенераторів використовують повітря, водень, воду, масло (у перспективі гелій), для гідрогенераторів — воду.

Повітряне або водневе охолодження виконують за допомогою проточної або замкненої вентиляції. *Водневе* охолодження ефективніше повітряного й застосовується для турбогенераторів потужністю від 30 до 300 МВт. Менша щільність водню дозволяє зменшити вентиляційні втрати в 8—10 разів і підвищити ККД генератора на 0,7—1 %. Генератори з водневим охолодженням, як правило, можуть також працювати з повітряним охолодженням.

Ще більш ефективним є *рідинне* охолодження (водяне й масляне), тепловіддача якого в 40—50 разів перевищує тепловіддачу повітря. Щоб попередити виділення опадів усередині провідників при водяному охолодженні, використовується дистильована вода або конденсат з конденсатора турбіни. Рідинне охолодження застосовують для гідрогенераторів (водяне) і для турбогенераторів потужністю від 160 до 1200 МВт (водяне й масляне).

До основних технічних даних синхронних генераторів відносяться: номінальна напруга, кВ; номінальна активна потужність, МВт; номінальний коефіцієнт потужності ($\cos \varphi_{ном}$); номінальна реактивна потужність, МВАр; ККД.

Турбогенератори випускають на напруги 6,3; 10,5; 15,75; 18; 20; 24 і 36,75 кВ, гідрогенератори на напруги 3,15; 6,3; 10,5; 11; 13,8; 15,75 і 16,5 кВ.

Номінальні активні потужності турбогенераторів рівні 2,5; 4; 6; 12; 20; 30; 32; 60; 63; 100; 160; 200; 220; 300; 500; 800; 1000 і 1200 МВт. Гідрогенератори виготовляють на велику кількість номінальних потужностей — від 20 до 640 МВт.

Можлива робота генератора з активним навантаженням, що перевищує номінальну потужність, за умови припустимих перевантажень по струму ротора й струму статора.

Регулювання активної потужності, що віддається генератором у систему, здійснюється зміною моменту первинного двигуна, тобто зміною впускання пару або води в турбіну.

Номінальний коефіцієнт потужності більшості типів генераторів, що випускаються рівний 0,8—0,9. Можлива тривала робота при підвищенні cosφ 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 cosφ. ККД генераторів при номінальному навантаженні та номінальному коефіцієнті потужності коливається в межах 96—99%. Зі зменшенням навантаження і коефіцієнта потужності ККД генератора падає.

На даний час проводяться теоретичні й експериментальні дослідження зі створення та застосування потужних асинхронних турбогенераторів. Перевагами асинхронних генераторів є їхня висока надійність, простота виготовлення, порівняно низька вартість, а також можливість підвищення їх одиничної потужності через відсутність обмоток збудження. Основний недолік — споживання значної реактивної потужності, що витрачається на створення обертового магнітного поля. Тому використання асинхронних турбогенераторів може стати доцільним в енергосистемах з надлишком реактивної потужності поряд із застосуванням синхронних генераторів.

2.3 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 при їхньому перезбудженні, ємністю ЛЕП, конденсаторами та іншими елементами, у яких струм по фазі випереджає прикладену напругу. Джерела реактивної потужності можна розподілити на системні й споживчі. До ***системних*** джерел відносяться синхронні генератори електростанцій, синхронні компенсатори (СК), потужні батареї статичних конденсаторів поперечного включення, статичні тиристорні компенсатори (СТК). Основним джерелом реактивної потужності в об’єднаній енергосистемі України є синхронні генератори.

При зниженні активного навантаження генератора може збільшуватися видавана їм реактивна потужність. Синхронний генератор можна перевести в режим видачі тільки реактивної потужності, якщо зняти з нього активне навантаження й завантажити реактивним струмом. У цьому випадку генератор буде працювати в режимі СК.

Регулювання видаваної реактивної потужності генератора проводиться при відповідній зміні струму збудження. ***Нормальним струмом збудження***

називають струм, при якому cosφ=1 і реактивна потужність відповідно дорівнює нулю. При перезбудженні генератор стає джерелом реактивної потужності, при недозбудженні — споживає її з мережі. Тривала робота турбогенератора в режимі СК із перезбудженням допускається тільки при струмі збудження не вище номінального; максимально можливе реактивне навантаження його в режимі недозбудження визначається на підставі теплових випробувань. Генерування реактивної потужності приводить до зростання струмів в обмотках статора й ротора генератора, що викликає деяке подорожчання машини в порівнянні з машиною, призначеної для генерування при повному навантаженні тільки активної потужності. Проте, питомі витрати на генерування реактивної потужності (грн/кВАр) у цьому випадку майже в 10 разів менше, ніж витрати на установку інших джерел реактивної потужності.

На електростанціях спеціально для вироблення реактивної потужності можуть бути виділені генератори, не завантажені в окремі години доби або в певні сезони. При цьому для турбогенераторів можливі наступні способи переводу їх у режим видачі тільки реактивної потужності: робота в режимі холостого ходу; робота в безпаровому режимі; робота в режимі СК при від`єднаній турбіні.

При роботі в режимі холостого ходу турбіна обертає генератор, завантажений тільки реактивною потужністю. Цей спосіб найменш економічний через значні витрати пари в турбіні.

У випадку роботи в безпаровому режимі генератор обертає турбіну, працюючи як слабкозавантажений синхронний двигун. Пара витрачається тільки для вентиляції лопаток.

Робота генератора в режимі СК при відключеній турбіні найбільш економічна. Однак у цьому випадку для навантаження турбоагрегату активною потужністю потрібні зупинка генератора для приєднання турбіни і її прогрів.

Переведення гідрогенератора в режим СК проводиться простіше й швидше, ніж турбогенератора, і може бути легко автоматизований. При цьому робоча камера звільняється від води, а осушена турбіна продовжує обертатися разом з генератором. Найбільше широко застосовуються гідрогенератори для видачі реактивної потужності в період маловоддя.

На великих ПС спеціально для генерування реактивної потужності встановлюють СК, які являють собою синхронний двигун полегшеної конструкції, призначений для роботи на холостому ходу. При роботі в режимі перезбудження СК є генератором реактивної потужності, а в режимі недозбудження — споживачем. Найбільша потужність СК у режимі перезбудження називається його ***номінальною потужністю***. У режимі недозбудження СК по конструктивних особливостях звичайно споживає 60% номінальної потужності.

Синхронні компенсатори виконуються з явнополюсним ротором, горизонтальним розташуванням вала, частотою обертання 750 об/хв, потужністю 50; 100; 160; 320 МВА. Їхні номінальні напруги 10,5; 11; 15,75 і 20 кВ.

Широке поширення як джерела реактивної потужності в енергосистемах одержали потужні батареї статичних конденсаторів (БК), які комплектуються шляхом комбінування паралельних ланцюжків, складених з послідовно з'єднаних окремих конденсаторів, встановлюються на понижувальних ПС і можуть підключатися на напруги 6, 10, 35 і 110 кВ.

Порівнюючи СК і БК як джерела реактивної потужності, відзначимо наступне:

1. СК можуть як генерувати, так і споживати реактивну потужність, БК — тільки генерувати реактивну потужність у систему. Реактивна потужність СК змінюється плавно, а БК — ступенями.
2. У СК генерування реактивної потужності шляхом форсування збудження практично не залежить від напруги, яка підводиться. У БК існує квадратична залежність між генерованою потужністю та підведеною напругою, що є основним недоліком БК. В аварійних ситуаціях напруга знижується і БК різко зменшують генеровану потужність, що приводить до додаткового зниження напруги, потім потужності і так далі, тобто до явища, яке називається ***лавиною напруги***. Щоб усунути цей недолік, рекомендується застосовувати шунтування частини послідовно включених конденсаторів, перемикання з'єднання зірки на трикутник і інші заходи.
3. На відміну від СК статичні БК характеризуються незначними питомими втратами активної потужності (порядку 0,3%), їхньою сталістю при регулюванні потужності БК і меншими капітальними витратами на 1 квар генеруючої реактивної потужності. Тому при невеликих потужностях застосовувати СК недоцільно.

В останні роки все більша увага приділяється новим джерелам реактивної потужності — статичні тиристорні компенсатори (СТК). Ці пристрої відрізняються винятковою швидкодією та здійснюють планове регулювання реактивної потужності. Вони можуть працювати як у режимі генерації, так і в режимі споживання реактивної потужності. СТК призначені для установки на ПС енергосистем, мають потужність 100; 150; 260; 300 і 450 МВАр і номінальні напруги 10; 15,75; 20; 35; 38,5 і 110 кВ.

Джерела реактивної потужності споживачів здійснюють генерування реактивної потужності безпосередньо в пункті її споживання, забезпечуючи найбільш повне розвантаження елементів енергосистеми від реактивних струмів, і призначені для поліпшення коефіцієнта потужності окремих підприємств. До споживчих джерел реактивної потужності відносяться конденсаторні установки та синхронні двигуни.

Конденсаторні установки випускаються для внутрішнього (серія КУ) і зовнішнього (серія КУН) розміщення потужністю 240—425 кВАр на напруги 6—10 кВ. Вони комплектуються з паперово-масляних конденсаторів типу КМ і КМН. Випускаються також різні серії спеціальних комплектних конденсаторних установок напругою 0,38 і 6—10 кВ. Вони складаються зі стандартних заводських шаф з конденсаторами й відповідними обладнаннями пуску й регулювання (серія ККУ). Застосування комплектних конденсаторних

установок дозволяє не тільки скоротити строки монтажних робіт, але й забезпечити високу надійність і безпека експлуатації.

Комплектні конденсаторні установки випускаються ***нерегульовані*** й ***регульовані.*** Регулювання може бути ***одно-*** або ***багатоступінчастим***. При одноступінчастім регулюванні автоматично відключається або включається вся установка. При багатоступінчастим регулюванні автоматично перемикаються окремі секції БК.

Синхронні двигуни використовуються в електричних мережах промислових підприємств і випускаються на напруги 380 В, 6 і 10 кВ. Вони працюють із випереджальним коефіцієнтом потужності, що дає можливість застосовувати їх для вироблення реактивної потужності в мережу.

Використання розглянутих джерел реактивної потужності можливо у двох напрямках:

1. Централізоване генерування реактивної потужності на електростанціях енергосистем з наступною передачею її споживачам.
2. Децентралізоване генерування реактивної потужності в різних точках системи, включаючи пункти її споживання.

У першому випадку важливою перевагою є відсутність витрат на установку додаткових обладнань, що генерують реактивну потужність, оскільки самі синхронні генератори розраховані на її вироблення. При цьому ще підвищується їхня стійкість, тому що вони працюють зі збільшеними струмами збудження. Однак централізоване генерування реактивної потужності пов'язане з передачею реактивної потужності по електричних мережах, що супроводжується більшими втратами активної потужності та незадовільним режимом напруги. Крім цього, використання генераторів у режимі СК можливо тільки епізодично й приводить до різкого зростання питомих втрат активної потужності.

Децентралізоване генерування реактивної потужності дозволяє суттєво скоротити втрати активної потужності в мережах, забезпечує сприятливий режим напруг і зберігає необхідні резерви реактивної потужності на електростанціях. Однак воно вимагає значних витрат на виготовлення, установку й експлуатацію додаткового встаткування.

З вище сказаного при виборі джерел реактивної потужності повинне прийматися рішення, засноване на економічно доцільній комбінації централізованого й децентралізованого її генерування.

Реактивна потужність, яка генерується ЛЕП, називається ***зарядною потужністю.***

Для ЛЕП 220 кВ та вище при дальності лінії більше 300 км зарядну потужність можна порівняти з пропускною спроможністю лінії, а при довжині вище 1000 км зарядна потужність може стати більшою. Підвищення напруги може досягати недопустимих значень особливо при передаванні невеликих потужностей. Протікання зарядної потужності викликає підвищення напруги на кінці ЛЕП при односторонньому живленні та в середині при двосторонньому. Для вирівнювання напруги використовуються шунтувальні реактори. При виборі місць установки реакторів при вмиканні ЛЕП підвищення напруги на її

початку не повинно перевищувати 15%, а по лінії та на її кінці 20% номінальної напруги. Реактори необхідно розміщувати бажано по рівномірним проміжкам. Спеціальні пункти між підстанціями економічно оправдані при дальності більше 500 км.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. *Наведіть приклади відновлювальних та не відновлювальних енергоресурсів.*
2. *Наведіть класифікацію електричних станцій за типами енергоресурсів.*
3. *Наведіть класифікацію теплових електричних станцій 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

[15], *стор. 19-40*.

Тема 8 СПОЖИВАЧІ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ

2.4 ХАРАКТЕРИСТИКИ СПОЖИВАЧІВ ЕЛЕКТРОЕНЕРГІЇ

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

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

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

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

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

До *споживачів електрифікованого транспорту* відносять навантаження тягових підстанцій електрифікованих залізниць, тягових підстанцій трамваїв, тролейбусів, метро тощо.

Часто використовують інші підходи до класифікації споживачів електричних систем.

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

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

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

За *номінальною напругою* споживачів поділяють на дві групи:

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

За *вимогами надійності* розрізняють три групи споживачів:

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

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

Графік електричного навантаження представляє собою графічне зображення залежності електроспоживання від часу. Графіки навантаження, зазвичай, будують у прямокутних координатах, де за віссю абсцис відкладають час, а за віссю ординат – потужність навантаження. Існують графіки електричних навантажень і в вигляді кругових часових діаграм радарного типу, в котрих використовуються морфометричні методи, а сама фігура графіка утворює замкнутий багатокутник певної форми. При рівномірному споживанні фігура графіка є коло.

Графіки в прямокутних координатах представляють собою плавні, ламані або ступінчасті лінії. Їх будують для певних періодів часу – доби, місяця, року. На рис. 2.11 представлено типовий добовий графік навантаження комунально-побутових споживачів.

Очевидно, що форма таких графіків визначається типами електроприймачів, відімкнених до електричної мережі та характеристиками їх режимів, зокрема часом роботи. Одночасно форма графіку навантаження для певного споживача змінюється з дня на день, відповідно до дня тижня, тривалості світлової частини доби тощо.

Для аналізу процесів споживання електричної енергії прийнято використовувати наступні показники добових графіків навантаження (рис. 2.12):

1) *максимальна потужність* – найбільша протягом доби потужність споживачів електричної енергії. На рис. 2.12 позначена P_{max};

2) *мінімальна потужність* – найменша протягом доби потужність споживачів електричної енергії. На рис. 2.12 позначена $P_{\min}$;
3) *середня потужність* – фіктивна незмінна потужність з якою споживач працює протягом доби та споживає таку саму кількість енергії, що і за реальним графіком. Середню потужність визначають за виразом:

$$P_{\text{сер}} = \frac{\int_0^{24} P(t)\,dt}{24},$$

де $P(t)$ визначає залежність потужності навантаження від часу відповідно до графіку навантаження;

4) *коефіцієнт нерівномірності навантаження*

$$\alpha_{\text{доб}} = \frac{P_{\min}}{P_{\max}};$$

5) *коефіцієнт щільності навантаження*

$$\beta_{\text{доб}} = \frac{P_{\text{сер}}}{P_{\max}}.$$

За даними добових графіків навантажень формують місячні, сезонні та річні графіки. Тут найбільшого поширення набули річні графіки максимумів навантажень та річні графіки навантажень за тривалістю, представлені на рис.2.13 та рис.2.14, відповідно.

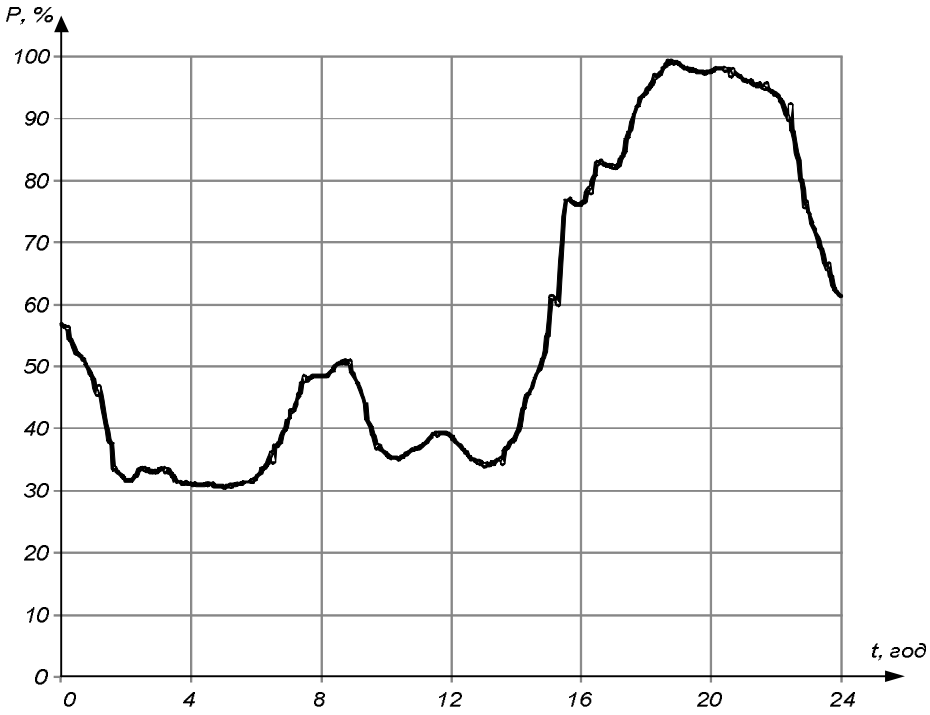


Рис. 2.11. Типовий добовий графік навантажень комунально-побутових споживачів

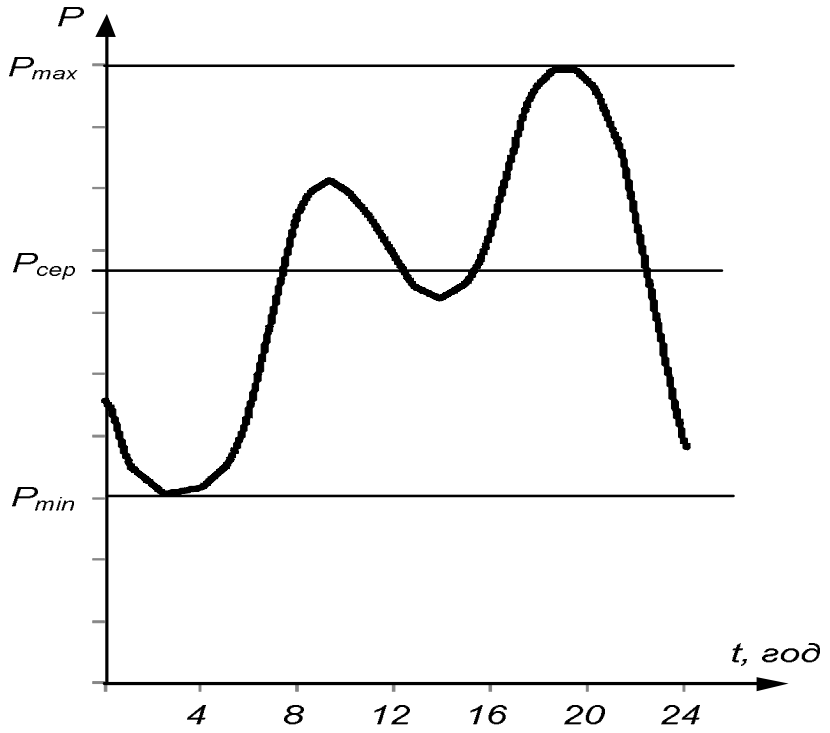


Рис. 2.12. Характеристики добових графіків навантажень

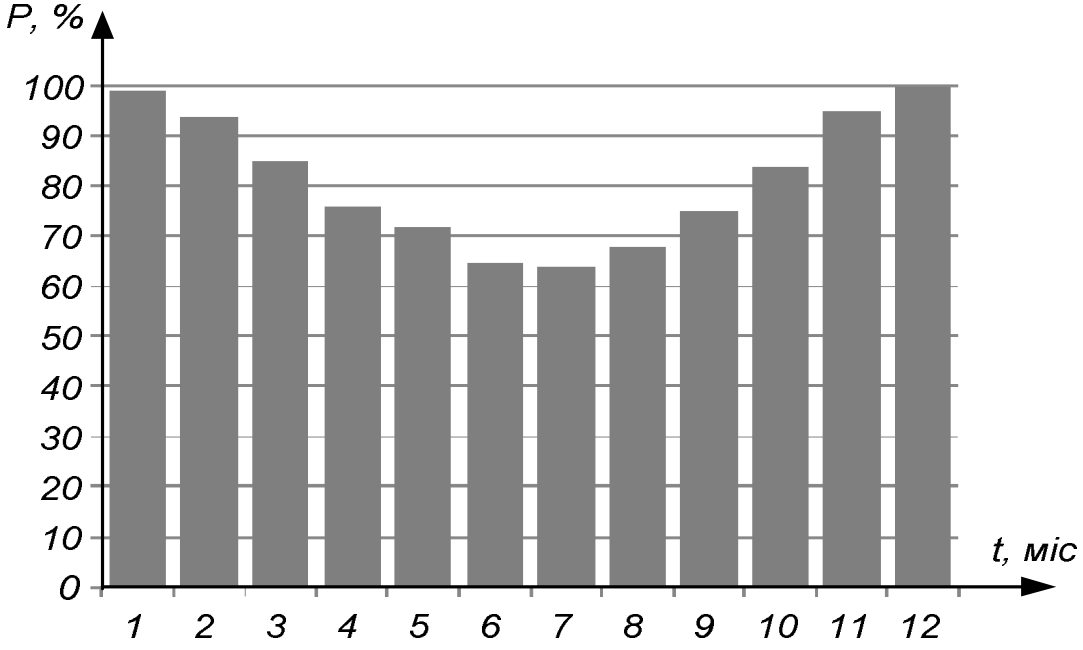


Рис. 2.13. Річний графік максимумів навантажень

На річних графіках максимумів навантажень по вісі абсцис відкладають дні або місяці року, а по вісі ординат – максимальні потужності навантажень у відповідні дні або місяці. Зазвичай для таких графіків характерний спад навантаження в літні місяці року через зменшення витрат енергії на освітлення та опалення.

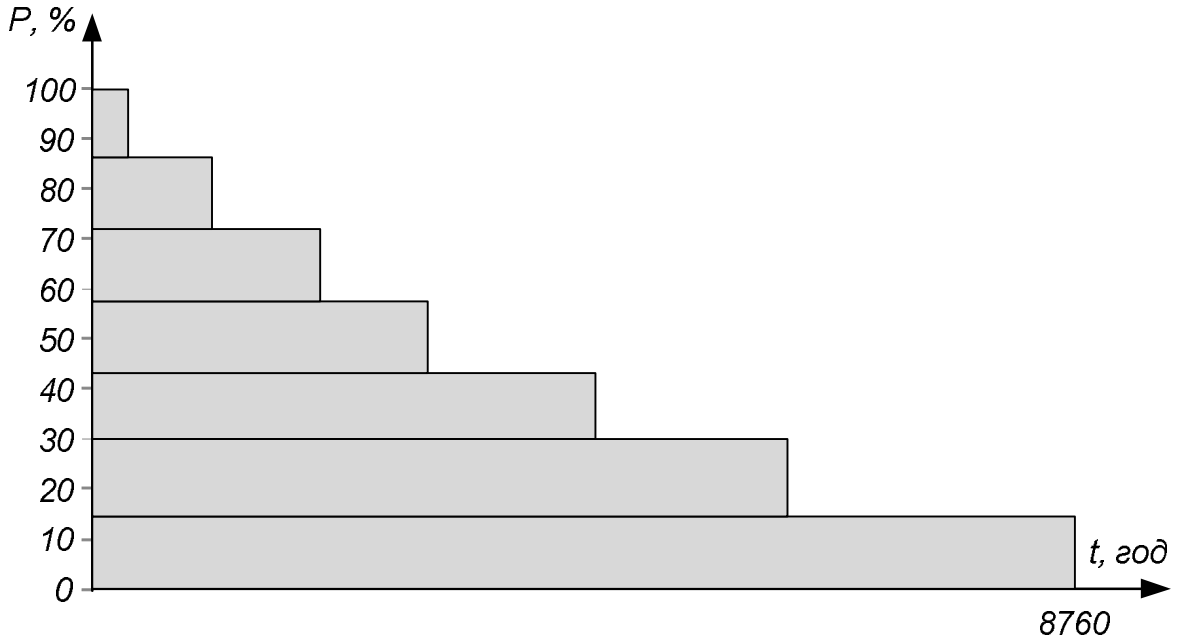


Рис. 2.14. Річний графік навантажень за тривалістю

Річні графіки навантаження за тривалістю представляють собою діаграми потужностей навантажень, ранжованих за зниженням із відповідними періодами, протягом яких споживачі працюють протягом року.

Для річних графіків навантажень визначають такі самі характеристики, що й для добових графіків.

Зауваження. Графіки навантаження споживачів електричних мереж можуть бути отримані за даними безпосередніх вимірів потужності, що отримують споживачі. Такі графіки будуть відображати умови роботи споживачів в деякий випадково обраний період часу, та точно характеризувати споживання потужності саме в цей період. Цінність такого графіку визначається його відповідністю реальним умовам роботи споживача, але в той же час на обриси такого графіка впливають випадкові чинники, що з`являються в період часу, що розглядається, та зникають в подальші 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, при розв`язанні яких мають бути використані графіки навантаження. Слід відрізняти дві задачі: проектування нової електричної мережі та визначення передбачуваного навантаження існуючої мережі на деякий період в майбутньому.

В першому випадку навантаження мають враховуватись очікуваними графіками, які можуть вважатись типовими для того чи іншого споживача, наприклад для машинобудівного або металургійного заводу, текстильної фабрики і т.п. Такі графіки можуть бути отримані на підставі вимірів потужності у великої кількості споживачів, однотипних з тим, для якого визначається типовий графік. Виміри, що виконуються в подібні періоди часу, дозволяють провести статистичну обробку експериментальних даних, знайти середнє по споживачам, що розглядались, значення потужності в кожну годину доби, а потім отримати усереднений графік. Цей графік з тим більшою підставою може вважатись типовим, чим більша кількість споживачів обстежується. Розглядаючи навантаження цих споживачів в одні й ті самі години доби як випадкові незалежні величини, можливо знайти не лише середні значення потужностей в ці години, але також інші числові характеристики випадкових величин (дисперсію і т.п.).

На відміну від розглянутого випадку, експлуатаційні графіки навантаження необхідно отримувати для конкретних існуючих споживачів, враховуючи можливі випадкові зміни умов їх роботи в деякий період часу. Для отримання таких графіків застосовується також статистична обробка графіків попередніх періодів, що цікавлять споживачів, причому для кожного з них аналізуються графіки, що характеризують роботу саме цього споживача.

Для роботи споживачів електричної енергії необхідна передача по мережі не лише активної, а й реактивної потужності. Тому для повної характеристики навантаження по потужності, що споживається, необхідно також і дані графіків зміни реактивної потужності. Ці графіки можуть бути отримані тими же методами, що й графіки активної потужності. Конфігурації графіків активного та реактивного навантаження в загальному випадку не співпадають.

При проектуванні в ряді випадків потрібна споживачам реактивна потужність враховується приблизно. При цьому для характеристики величини необхідної реактивної потужності використовується коефіцієнт потужності ($\cos\varphi_{\text{н}}$), значення якого або приймається незмінним, або задається стосовно до періодів найбільшої та найменшої активної потужності навантаження, причому в ці періоди для коефіцієнта потужності приймаються числові значення. В якості прикладів нижче наведені значення $\cos\varphi_{\text{н}}$ та $\text{tg}\varphi_{\text{н}}$ для деяких промислових підприємств, що відповідають періоду P_{max} (максимум активного навантаження).

Середні значення коефіцієнта потужності промислових підприємств.

Підприємства	$\cos\varphi_{\text{н(нб)}}$	$\text{tg}\varphi_{\text{н(нб)}}$
Нафтопереробні	0,9	0,484
Металообробні	0,87	0,567
Електротехнічного обладнання	0,82	0,698
Автотракторні 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

При перспективному проектуванні електричних мереж реактивну потужність вузла навантаження, тобто групи споживачів, що живляться від загальних шин, визначають шляхом множення максимального розрахункового навантаження на усереднені значення $\text{tg}\varphi_{\text{н(нб)}}$, які враховують компенсуючи пристрої, що встановлені у споживачів, та втрати реактивної потужності в мережах попередніх ступенів навантаження. Так, наприклад, для навантаження, приведеного до шин 6÷20 кВ понижувальних підстанцій $\text{tg}\varphi_{\text{н}(max)}$=0,4 ($\cos\varphi_{\text{н}(max)} = 0{,}93$). Для навантаження, приведеного до шин 110 та 220 кВ, ці орієнтовні значення $\text{tg}\varphi_{\text{н}(max)}$ приймаються рівними відповідно 0,55 ($\cos\varphi_{\text{н}(max)} = 0{,}88$) та 0,6 ($\cos\varphi_{\text{н}(max)} = 0{,}86$).

Зіставлення цих даних показує, що чим вище ступінь напруги, до якої приведене 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 понижуючих підстанцій.

Споживання потужності в електричних системах вимірюється при зміні параметрів режиму, тобто при зміні значення та частоти напруги, що живить споживачів. Ці зміни відображаються в зміні потоків потужності в лініях, що, в свою чергу, впливає на розподіл напруги в мережі і, відповідно, на напругу на затискачах електроприймачів. Тому при розрахунках режимів мереж істотне значення має врахування характеристик, що відображають зміну потужності, що споживається навантаженням, при змінах підведеної до неї напруги за величиною та частотою. Такі характеристики, що відповідають усталеному режиму, називаються статичними характеристиками навантаження по напрузі ($P_{\text{н}} = f_{\text{р}}(U)$, $Q_{\text{н}} = f_q(U)$) та по частоті ($P_{\text{н}} = \varphi_p(f)$, $Q_H = \varphi_q(f)$).

Аналогічні характеристики, але такі, що відповідають тому чи іншому перехідному режиму, називаються динамічними. Це, наприклад, характеристики, що отримані при швидких змінах напруги та частоти, коли викликані цими змінами перехідні процеси не встигають згаснути при переході від однієї точки статичної характеристики навантаження до іншої. Динамічні характеристики $P_H = f_p(U,t)$, $Q_H = f_q(U,t)$ та відповідно $P_H = \varphi_p(f,t)$, $Q_H = \varphi_q(f,t)$ на відміну від статичних є функціями часу. На статичній характеристиці кожну її точку можна вважати відповідною усталеному режиму.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

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],*стор. 9-11*; [2], *стор. 54-56*; [15], *стор. 40-50*; [16], *стор. 102-105*; [17], *стор. 146-149*.

2.5 ВИЗНАЧЕННЯ КІЛЬКОСТІ ЕНЕРГІЇ, ЩО ПЕРЕДАЄТЬСЯ ПО ЕЛЕКТРИЧНІЙ МЕРЕЖІ 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 по електричній мережі за відповідний період. Це означає, що для визначення кількості енергії, переданої через електричну мережу протягом певного періоду слід скористатися одним з наступних виразів:

$$A_{\text{рік}} = \int_0^T P(t)\,dt \qquad (2.1)$$

для графіків у вигляді безперервної кривої, або

$$A_{\text{рік}} = \sum_{0}^{T} P\left(t\right)\Delta t \qquad (2.2)$$

для ступінчастих графіків. У виразах (2.1) та (2.2) $P\left(t\right)$ визначає потужність навантаження електричної мережі у відповідний момент або період часу відповідно до графіків навантаження, або 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 формування математичних залежностей потужностей навантаження (зміни струму в часі) від часу. Тому в 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 електричної мережі за реальним графіком, то абсциса такого графіку визначить фіктивний час максимального навантаження (рис. 2.15).

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 електричну мережу протягом року можна визначити за виразом

$$A_{\text{рік}} = P_{\max} T_{\max},$$

де $P_{\max}$ – потужність максимального навантаження електричної мережі; $T_{\max}$ – час максимального навантаження.

У свою чергу час максимального навантаження визначають за виразом

$$T_{\max} = \frac{A_{\text{рік}}}{P_{\max}} = \frac{\int_{0}^{8760} P\left(t\right) dt}{P_{\max}} = \frac{\sum_{0}^{8760} P\left(t\right)\Delta t}{P_{\max}}.$$

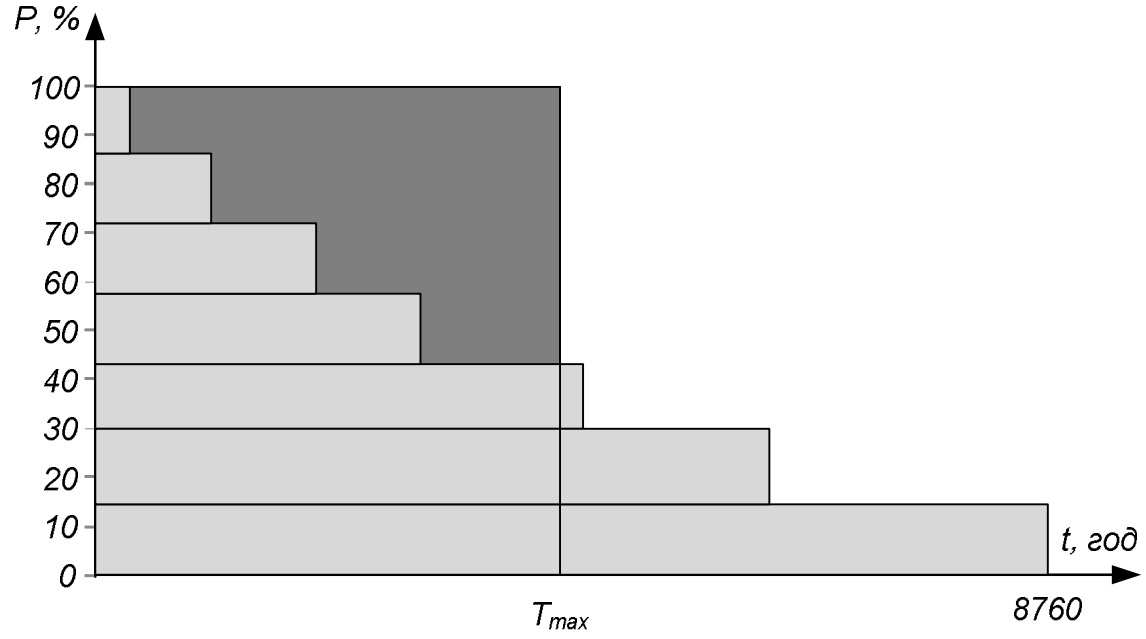


Рис. 2.15. Графічна інтерпретація часу максимального навантаження

Очевидно, що величина часу максимального навантаження відображає щільність річного графіку навантаження:

$$T_{\max} = \beta_{\text{рік}} 8760.$$

Споживачі електричної енергії є досить різноманітними за своїми типами, характеристиками, властивостями та тривалістю споживання електричної енергії. Це означає, що кожен тип електричного навантаження характеризується відповідними значеннями часу максимального навантаження. Орієнтовні значення часу максимального навантаження для типових споживачів складають:

- освітлення – 1500-2000 год/рік;
- комунально-побутове нватаження – 2500-3000 год/рік;
- однозмінні піпприємства – 1800-2500 год/рік;
- двозмінні підприємства – 3900-4500 год/рік;
- тризмінні підприємства – 5900-6200 год/рік.

Якщо навантаження електричної системи є неоднорідними та характеризуються різними значеннями часу максимального навантаження, для визначення кількості енергії, переданої через електричну мережу протягом року, використовують середньозважене значення часу максимального навантаження. Останнє визначають за виразом

$$T_{\max \text{сер}} = \frac{\sum_{i=1}^{N} P_{max\,i} T_{max\,i}}{\sum_{i=1}^{N} P_{max\,i}},$$

де P_{maxi}, T_{maxi} – потужність та час використання максимального навантаження *i*-го споживача електричної системи; N – загальна кількість споживачів електричної системи.

Інший спосіб визначення кількості енергії в електричній мережі протягом року полягає у заміщенні реального графіку навантаження прямокутником, абсциса якого дорівнює 8760 (кількість годин у році), а площа прямокутника дорівнює площі фігури під реальним графіком. Ординату такого прямокутного графіку називають середнім значенням навантаження електричної системи (рис.2.16).

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 електричну мережу протягом року, визначають за виразом

$$A_{\text{рік}} = P_{\text{сер}} 8760 .$$

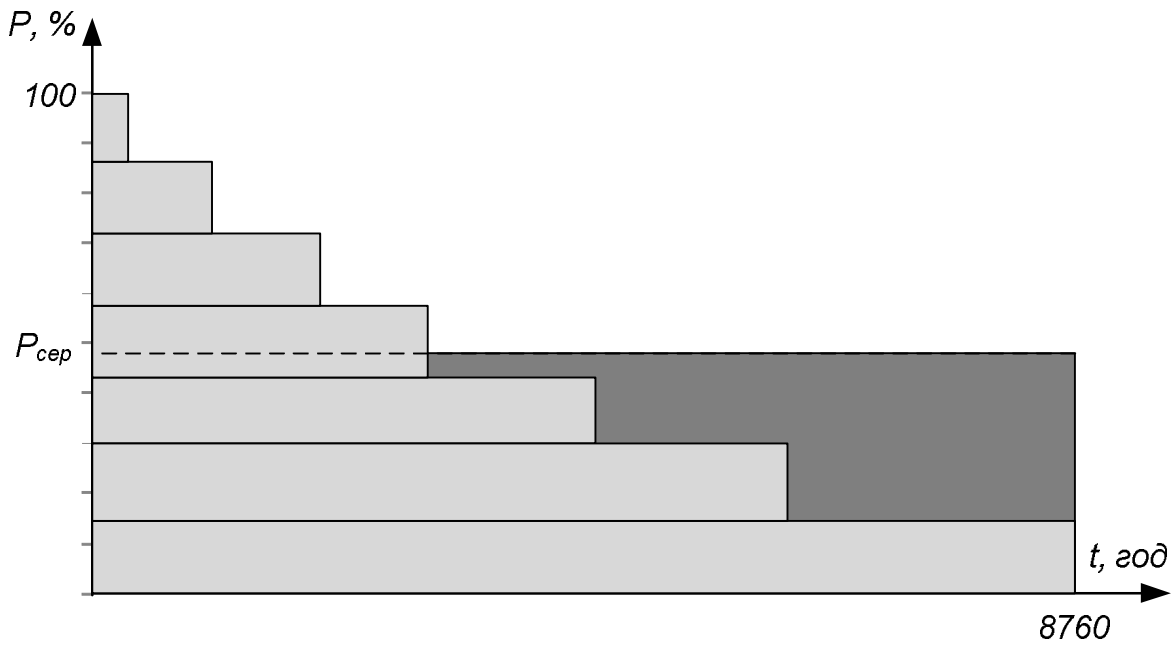


Рис. 2.16. Графічна інтерпретація середнього навантаження

У свою чергу, потужність середнього навантаження визначають за виразом

$$P_{\text{сер}} = \frac{A_{\text{рік}}}{8760} = \frac{\int_0^{8760} P(t)\,dt}{8760} = \frac{\sum_0^{8760} P(t)\,\Delta t}{8760} .$$

Зазначимо, що в практиці електротехнічних розрахунків найбільшого поширення набув перший спосіб, через потужність максимального навантаження та час максимального навантаження.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. *Що являють собою графіки навантаження за тривалістю?*
2. *Наведіть вирази для визначення кількості енергії, переданої по електричній мережі 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 по електричній мережі 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 по електричній мережі протягом року, із застосуванням потужності середнього навантаження.*

ЛІТЕРАТУРА

[6], *стор. 46-51*; [8], *стор. 165-168*; [10], *стор. 71-73*; [15], *стор. 404*;
[16], *стор. 102-108*; [17], *стор. 146-153*.

2.6 УЧАСТЬ ЕЛЕКТРОСТАНЦІЙ РІЗНИХ ТИПІВ У ПОКРИТТІ ГРАФІКІВ НАВАНТАЖЕННЯ

На рис. 2.17 наведено типовий добовий графік навантаження електричної системи у цілому. 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 піковим відносять до пікової частини графіку.

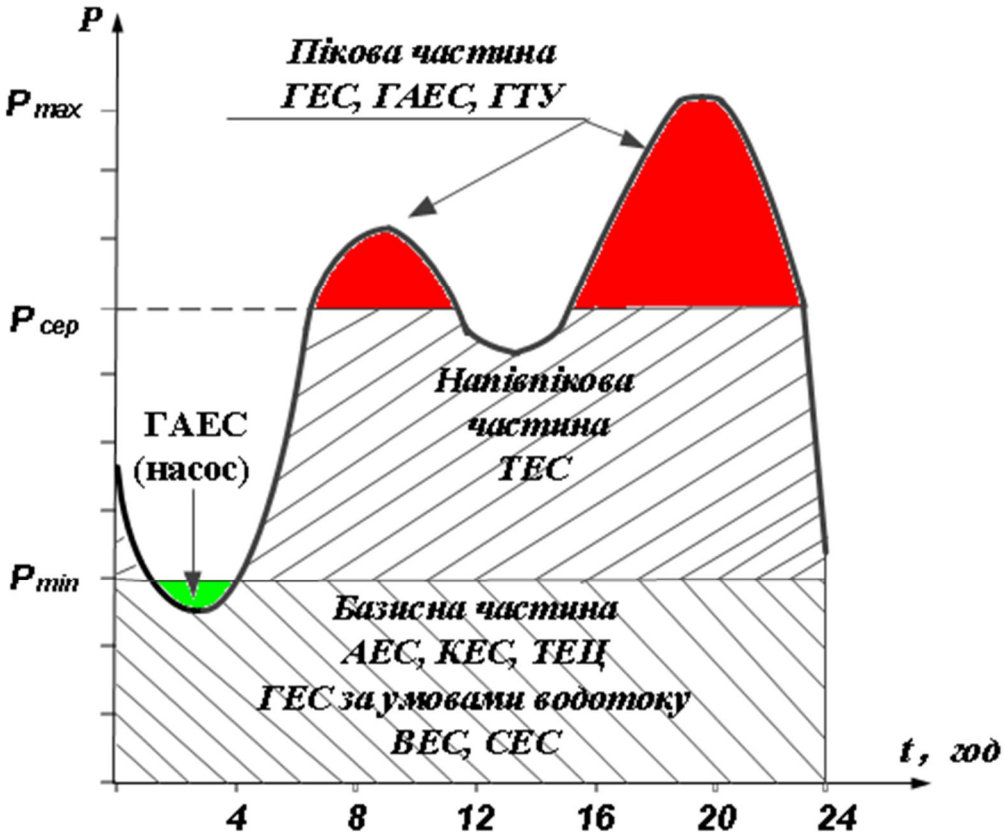


Рис. 2.17. Покриття добового графіку навантаження
електростанціями різних типів

З метою мінімізації витрат палива на електростанціях енергосистеми для покриття річних частин графіку навантаження використовують електричні станції різних типів.

Так, для покриття базисної частини графіку застосовують електричні станції 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 визначаються метеорологічними умовами.

Напівпікову частину графіку розподіляють між ТЕС відповідно до їх економічності та маневреності.

Пікову частину графіку покривають маневровими електростанціями – ГЕС та ГАЕС, ГТУ тощо.

З метою вирівнювання добових графіків навантаження під час нічних провалів штучно збільшують за рахунок увімкнення ГАЕС у насосний режим.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. *Назвіть та охарактеризуйте основні зони добових графіків навантаження.*
2. *Поясніть принципи розподілу навантаження електричної системи між електростанціями різних типів.*

ЛІТЕРАТУРА

[8], *стор. 34-36*; [15], *стор. 50-53*.

Тема 9 ВТРАТИ ПОТУЖНОСТІ ТА ЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНІЙ СИСТЕМІ

2.7 ЗАГАЛЬНА ХАРАКТЕРИСТИКА ВТРАТ ПОТУЖНОСТІ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

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

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

1. Втрати енергії на нагрівання проводів ліній та обмоток трансформаторів. Такі втрати визначаються робочими струмами в лініях і трансформаторах та мають місце лише під час протікання робочих струмів.
2. Втрати енергії на корону в лініях електропередавання, діелектричні втрати в кабельних лініях, втрати на перемагнічування осереддя трансформаторів. Такі втрати визначаються робочою напругою на елементах електричних мереж та мають місце весь час, протягом якого устаткування знаходиться під напругою.

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

По аналогії з втратами активної потужності визначають також втрати реактивної потужності. Такі втрати обумовлені протіканням струмів

навантаження та струмів витоку через реактивні елементи схем заміщення устаткування електричних мереж.

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

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

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

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

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. *Наведіть місця локалізації втрат енергії в електричних мережах.*
2. *Сформулюйте правила визначення втрат реактивної потужності за київською електротехнічною школою.*
3. *Поясніть принцип поділення втрат потужності в електричних мережах на змінні та незмінні.*

ЛІТЕРАТУРА

[4], *стор. 71*; [6], *стор. 186*; [9], *стор. 111-113*; [10], *стор. 69*;
[14], *стор. 50-51*.

2.8 ВИЗНАЧЕННЯ ВТРАТ ПОТУЖНОСТІ В ЛІНІЯХ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ

Втрати потужності в лініях електропередавання мають місце в поздовжніх та поперечних елементах схем заміщення ліній. Позначимо втрати повної потужності в поздовжніх елементах схем заміщення ліній через $\Delta\dot{S}_Z$. Такі втрати визначаються робочими струмами лінії. Втрати повної потужності в гілках поперечних провідностей схеми заміщення лінії позначимо через $\Delta\dot{S}_Y$. Такі втрати визначаються дією робочої напруги.

Відповідно до схеми заміщення ліній електропередавання, втрати потужності від протікання робочих струмів спостерігаються в активному та індуктивному поздовжніх опорах схеми заміщення. Такі втрати можна визначити за виразом

$$\Delta\dot{S}_Z = \Delta\hat{U}I = \left(\hat{I}\hat{Z}\right)I = I^2\hat{Z} = I^2\left(r - jx\right), \qquad (2.3)$$

де I^2– квадрат модуля вектора робочого струму лінії електропередавання; $\hat{Z} = r - jx$ – спряжений комплекс поздовжнього опору схеми заміщення лінії електропередавання.

Аналіз виразу (2.3) 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

$$\Delta\dot{S}_Z = I^2\left(r - jx\right) = \frac{P^2 + Q^2}{U^2}\left(r - jx\right), \qquad (2.4)$$

де P, Q – потоки активної та реактивної потужності по лінії електропередавання; U – модуль вектора робочої напруги.

Для визначення втрат потужності у вираз (2.4) 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 ліній електропередавання такі втрати складаються з втрат на початку та на кінці схеми заміщення лінії і визначаються за виразом

$$\Delta\dot{S}_Y = \hat{U}_1\dot{I}_{10} + \hat{U}_2\dot{I}_{20} = \hat{U}_1\dot{U}_1\frac{\underline{Y}}{2} + \hat{U}_2\dot{U}_2\frac{\underline{Y}}{2} = \frac{1}{2}\left(U_1^2 + U_2^2\right)\underline{Y} = U_{\text{сер}}^2\left(g + jb\right), \qquad (2.5)$$

де $\dot{U}_1, \dot{I}_{10}, \dot{U}_2, \dot{I}_{20}$ – вектори напруги та струмів витоку на початку та кінці лінії відповідно; $U_{\text{сер}} = \sqrt{\frac{1}{2}\left(U_1^2 + U_2^2\right)}$ – середньоквадратична робоча напруга в лінії електропередавання; U_1^2, U_2^2 – квадрати модулів векторів напруги на початку та кінці лінії відповідно; $\underline{Y} = g + jb$ – повна поперечна провідність лінії електропередавання (без поділу навпіл згідно П-подібної схеми заміщення).

В оціночних розрахунках втрати потужності в поперечних елементах схеми заміщення лінії електропередавання можна визначати за номінальною напругою за виразом

$$\Delta\dot{S}_Y = U_{\text{н}}^2\left(g + jb\right), \tag{2.6}$$

де $U_{\text{н}}$ – номінальна напруга лінії електропередавання.

Аналіз виразів (2.5) та (2.6) 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 кабельних ліній:

$\Delta P_Y = \Delta P_{\text{к}}$ для повітряних ліній;
$\Delta P_Y = \Delta Q_{\text{зар}} \operatorname{tg}\delta$ для кабельних ліній,

де $\Delta P_{\text{к}}$ – втрати активної потужності на корону в повітряних лініях електропередавання; $\Delta Q_{\text{зар}}$ – зарядна потужність кабельної лінії; tgδ – тангенс кута діелектричних втрат кабельних ліній.

Ємнісні втрати в поперечних провідностях ліній електропередавання зазвичай називають зарядною потужністю лінії. Такі втрати, відповідно до київської електротехнічної школи, мають додатній знак. Тому гілки поперечних провідностей схем заміщення ліній електропередавання можна розглядати як джерела реактивної потужності в електричних системах.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. *Наведіть місця локалізації змінних втрат потужності в лініях електропередавання.*
2. *Наведіть місця локалізації незмінних втрат потужності в повітряних та кабельних лініях електропередавання.*
3. *Наведіть вирази для визначення втрат потужності в лініях електропередавання, обумовлених робочими струмами.*
4. *Наведіть вирази для визначення втрат потужності в лініях електропередавання, обумовлених робочою напругою.*

ЛІТЕРАТУРА

[2], *стор. 96-99*; [3], *стор. 70-71*; [4], *стор. 71-73*; [9], *стор. 113-114*; [10], *стор. 69-70*; [14], *стор. 51-53*.

2.9 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 в гілках повздовжніх опорів, а втрати від робочої напруги у контурі намагнічування силового трансформатора. Втрати потужності в силових трансформаторах 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 досліді неробочого ходу:

$$\begin{aligned} \Delta P_Y &= \Delta P_{\text{н.х}}; \\ \Delta Q_Y &= -\Delta Q_{\text{н.х}} = -\frac{i_{\text{н.х}}}{100} S_{\text{т}}. \end{aligned} \tag{2.7}$$

Для визначення втрат реактивної потужності в контурі намагнічування потрібно на попередньому етапі 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 носять індуктивний характер. Саме тому у виразі (2.7) такі втрати представлені з від'ємним знаком.

Втрати потужності в обмотках трансформаторів від протікання струмів навантаження визначаються за даними дослідів короткого замикання відповідно до типу конструктивного виконання трансформатора.

Так, для двообмоткового трансформатора для визначення втрат потужності у поздовжній гілці схеми заміщення застосовують вирази:

$$\begin{aligned} \Delta P_Z &= \Delta P_{\text{к.з}} \left(\frac{S}{S_{\text{т}}} \right)^2 = \Delta P_{\text{к.з}} \beta^2; \\ \Delta Q_Z &= -\Delta Q_{\text{к.з}} \left(\frac{S}{S_{\text{т}}} \right)^2 = -\frac{u_{\text{к.з}}}{100} S_{\text{т}} \left(\frac{S}{S_{\text{т}}} \right)^2 = -\frac{u_{\text{к.з}}}{100} S_{\text{т}} \beta^2. \end{aligned} \tag{2.8}$$

У виразах (2.8) $\beta = \dfrac{S}{S_{\text{т}}}$ – коефіцієнт завантаження обмоток трансформатора; S – модуль потужності навантаження трансформатора; $S_{\text{т}}$ – номінальна потужність трансформатора.

Введення коефіцієнта завантаження обмоток у вирази (2.8) пояснюється наступними міркуваннями. Справа в тому, що характеристики досліду короткого замкнення визначають виходячи з номінального завантаження

вторинної обмотки силового трансформатора. В дійсності навантаження обмоток трансформатора відрізняється від номінального та визначається стохастичними процесами виробництва та споживання електричної енергії. Тому під час визначення втрат потужності в обмотках силового трансформатора від протікання робочих струмів необхідно враховувати зміну втрат відносно даних досліду короткого замкнення пропорційно квадрату струму навантаження, що і враховує квадрат коефіцієнта завантаження обмоток трансформатора.

Зазначимо, що для визначення втрат реактивної потужності в обмотках силового трансформатора потрібно на попередньому етапі визначити реактивну складову напруги короткого замкнення. Проте для сучасних потужних трансформаторів активна складова напруги незначна і нею можна знехтувати.

Для триобмоткових силових трансформаторів та автотрансформаторів втрати потужності від протікання робочих струмів по обмотках визначають окремо для кожної обмотки за виразами:

$$\begin{aligned} \Delta P_Z &= \Delta P_{\text{к.в}}\beta_{\text{в}}^2 + \Delta P_{\text{к.с}}\beta_{\text{с}}^2 + \Delta P_{\text{к.н}}\beta_{\text{н}}^2; \\ \Delta Q_Z &= -\frac{S_{\text{т}}}{100}\left(u_{\text{к.в}}\beta_{\text{в}}^2 + u_{\text{к.с}}\beta_{\text{с}}^2 + u_{\text{к.н}}\beta_{\text{н}}^2\right), \end{aligned} \tag{2.9}$$

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 дослідів короткого замкнення, 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 відрізняються. Відповідно до першого закону Кірхгофа потужність навантаження первинної обмотки високої напруги дорівнює геометричній сумі потужностей навантажень вторинних обмоток середньої та низької напруг. Тому коефіцієнт завантаження первинної обмотки зазвичай не дорівнює алгебраїчній 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 виконаний із скороченими обмотками, то перед визначенням втрат потужностей, на попередньому етапі, характеристики дослідів короткого замкнення необхідно перерахувати до номінальної потужності трансформатора (до умов первинної обмотки трансформатора).

Втрати реактивної потужності в обмотках силового трансформатора носять індуктивний характер, тому у виразах (2.8) та (2.9) вони записані зі знаком мінус.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. *Наведіть місця локалізації змінних втрат потужності в силових трансформаторах та автотрансформаторах.*
2. *Наведіть місця локалізації незмінних втрат потужності в силових трансформаторах та автотрансформаторах.*
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 алгебраїчна сума коефіцієнтів завантаження вторинних обмоток триобмоткового трансформатора зазвичай не дорівнює коефіцієнту завантаження первинної обмотки.*

ЛІТЕРАТУРА

[2], *стор. 99-100*; [3], *стор. 234-236*; [4], *стор. 77-78*; [7], *стор. 92-93*; [9], *стор. 114-116*; [10], *стор. 70-71*; [14], *стор. 52-53*.

2.10 ВТРАТИ ЕНЕРГІЇ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ

Втрати енергії в електричних мережах можна визначити як добуток втрат активної потужності на час, протягом якого електрична система працювала з відповідним навантаженням. Оскільки навантаження електричної системи постійно змінюється, то для визначення втрат енергії протягом певного періоду слід обчислити інтеграл вигляду:

$$\Delta A = \int_0^T \Delta P\left(t\right) dt\,, \tag{2.10}$$

де $\Delta P\left(t\right)$ – функція зміни втрат активної потужності протягом часу; T – термін часу, протягом якого визначають втрати енергії (для визначення втрат енергії протягом року $T = 8760$ год).

Як зазначалося раніше, 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 визначають за виразом:

$$\Delta A_{\text{рік}} = \Delta P_Y T_{\text{рік}}\,,$$

де ΔP_Y – втрати активної потужності в гілках поперечних провідностей схем заміщення устаткування електричних мереж; $T_{\text{рік}}$ – час знаходження устаткування під напругою протягом року.

Для визначення втрат енергії, обумовлених протіканням робочого струму в устаткуванні, безпосереднє використання виразу (2.10), є невиправданим, оскільки потребує величезних обсягів розрахунків втрат активної потужності в устаткуванні електричних мереж за кожного поточного значення навантаження системи. Тому в практиці електротехнічних розрахунків зазвичай використовують інші підходи, які базуються на використанні інтегральних показників функціонування електричної системи.

Втрати потужності в повздовжніх елементах схем заміщення устаткування електричних мереж визначаються 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 електричних мереж.

Таким чином вираз (2.10) для визначення втрат енергії в електричній мережі набуває вигляду

$$\Delta A = \int_0^T \frac{R_i}{U^2 cos^2 \varphi_{\text{сер}i}} P_i^2(t) dt,$$

де i – індекс поточного елемента електричної мережі; $P_i(t)$ – поточне значення навантаження i-го елемента електричної мережі відповідно до графіку навантаження; $\cos\varphi_{\text{сер}i}$ – середньозважене значення коефіцієнта потужності i-го елемента електричної мережі.

Графік навантаження електричної мережі за тривалістю можна перерахувати до квадратичних координат (квадрат потужності – час), як представлено на рис. 2.18. Такі графіки можуть бути безперервними, або ступінчастими.

Очевидно, що площа фігури, обмежена квадратичним графіком навантаження за тривалістю пропорційна втратам енергії протягом відповідного терміну:

$\Delta A \equiv \int_0^T P^2(t)\, dt$ для безперервного графіку;

$\Delta A \equiv \sum_0^T P_i^2\, \Delta t$ для ступінчатого графіку.

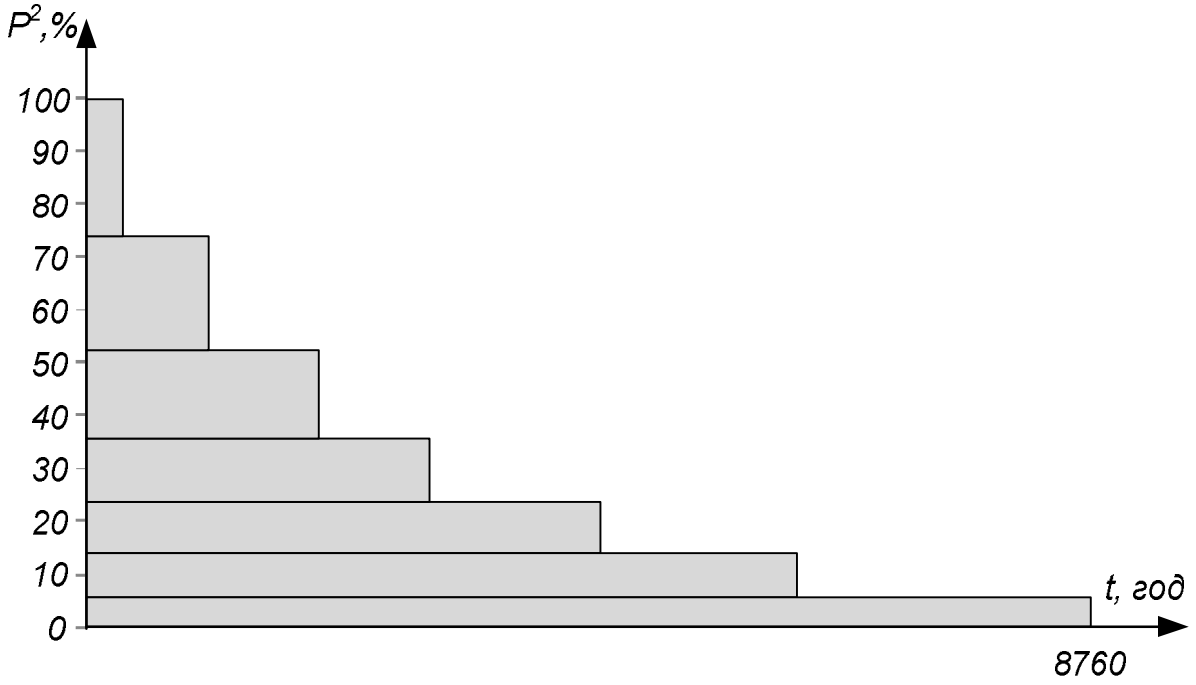


Рис. 2.18. Квадратичний графік навантаження за тривалістю

Отриманий квадратичний графік навантаження за тривалістю можна замістити прямокутним графіком, ордината якого дорівнює квадрату максимального навантаження, а площа – така само, як під реальним графіком. Абсциса такого графіку визначає час максимальних втрат (рис. 2.19).

Час максимальних втрат – це такий фіктивний час, протягом якого електрична система працює з максимальним навантаженням та втратами енергії, такими самими, що і за реальним графіком. В практиці електротехнічних розрахунків час максимальних втрат зазвичай позначають грецькою літерою τ та розраховують за формулами:

$$\tau = \frac{\int_0^{8760} P^2(t)\,dt}{P_{\max}^2}$$ для безперервного графіку;

$$\tau = \frac{\sum_0^{8760} P_i^2 \Delta t}{P_{\max}^2}$$ для ступінчастого графіку.

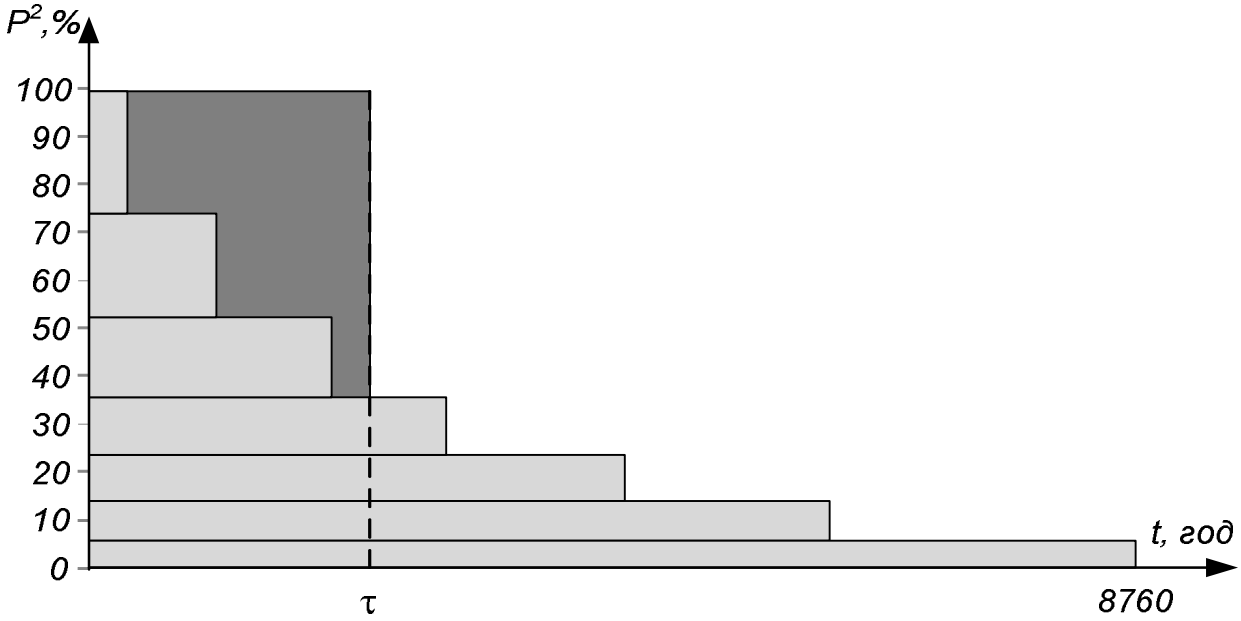


Рис. 2.19. Графічна інтерпретація часу максимальних втрат

У свою чергу втрати енергії протягом року визначають 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 графіку та приводити розрахунок лише для режиму максимальних навантажень.

Часто графіки навантаження відсутні, а відомі лише максимальні навантаження та час максимального навантаження. Тут час максимальних втрат визначають за емпіричною формулою:

$$\tau = \left(0{,}124 + \frac{T_{\max}}{10000} \right)^2 8760 . \qquad (2.11)$$

Формула (2.11) дає наближені, але досить прийнятні результати.

В устаткуванні електричних мереж для визначення втрат енергії при відсутності графіка навантаження використовують також підхід на основі середньоквадратичної потужності навантаження. Квадратичний графік навантаження за тривалістю заміщують прямокутним графіком тієї самої площі, абсциса якого дорівнює 8760 год. Ордината такого прямокутного графіку визначає середньоквадратичну потужність навантаження (рис. 2.20).

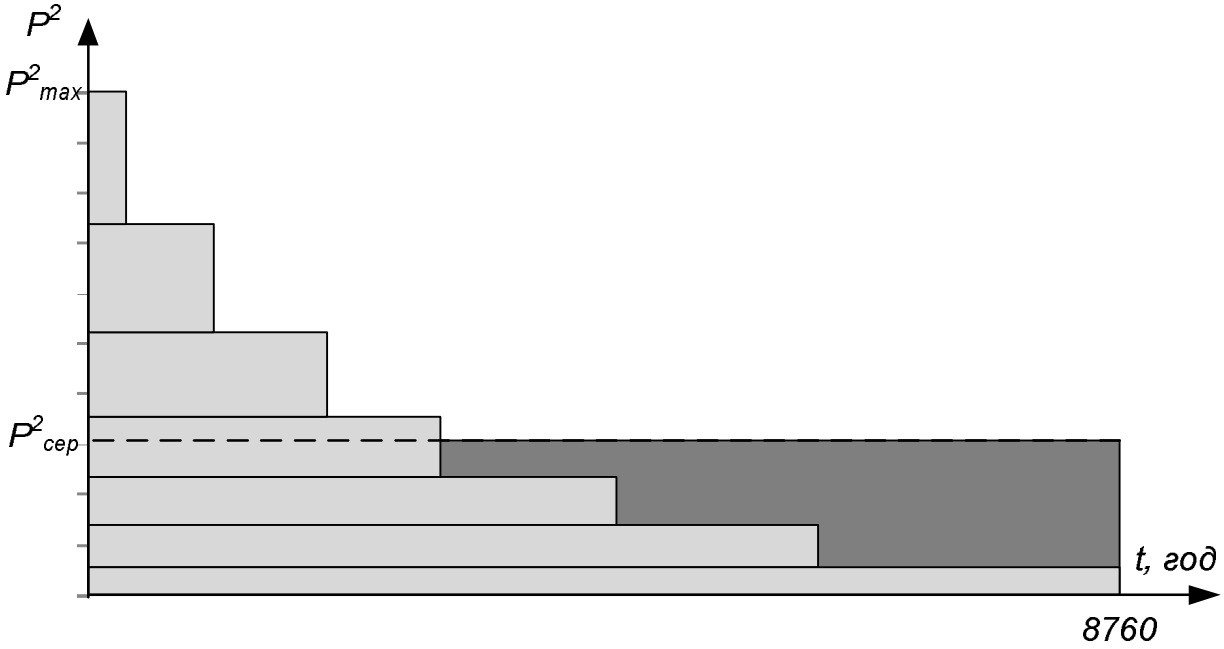


Рис. 2.20. Графічна інтерпретація середньоквадратичного навантаження

Середньоквадратичне навантаження устаткування електричних мереж – це таке навантаження з яким устаткування працює протягом року з втратами енергії, такими самими, що й за реальним графіком.

$$P_{\text{сер}} = \sqrt{\frac{\int_0^{8760} P^2(t)\,dt}{8760}}$$ для безперервного графіку;

$$P_{\text{сер}} = \sqrt{\frac{\sum_0^{8760} P_t^2 \Delta t}{8760}}$$ для ступінчастого графіку.

Тут втрати енергії протягом року визначають за виразом

$$\Delta A = \left(\frac{P_{\text{сер}}}{U_{\text{н}} \cos \varphi_{\text{сер}}} \right)^2 R \cdot 8760,$$

де $U_{\text{н}}$ – номінальна напруга устаткування; $\cos\varphi_{\text{сер}}$ – середньозважене значення коефіцієнта потужності.

Таким чином для визначення сумарних втрат енергії необхідно скласти втрати енергії в поперечних і повздовжніх елементах схеми заміщення. Так, для визначення втрат енергії в лінії електропередач, яка була ввімкнена під напругу протягом всього року необхідно скористатися виразами:

$$\Delta A = \Delta P_{\text{к}} l \cdot 8760 + \frac{P_{\max}^2 + Q_{\max}^2}{U^2} \cdot r_0 l \cdot \tau \cdot 10^3,$$

або

$$\Delta A = \left(\Delta P_{\text{к}} l + \frac{S_{\text{сер}}^2}{U_{\text{н}}^2} r_0 l \cdot 10^3 \right) 8760,$$

де $\Delta P_{\text{к}}$ – питомі втрати активної потужності на корону; r_0 – питомий активний опір лінії; l – довжина лінії.

Множник 10^3 в другій складовій формули призначений для переведення втрат активної потужності з МВт до кВт.

Для двообмоткового трансформатора втрати енергії визначають за виразами:

$$\Delta A = \Delta P_{\text{н.х}} \cdot 8760 + \Delta P_{\text{к.з}} \beta^2 \cdot \tau,$$

або

$$\Delta A = \left(\Delta P_{\text{н.х}} + \Delta P_{\text{к.з}} \beta_{\text{сер}}^2 \right) \cdot 8760,$$

де $\beta_{\text{сер}} = \frac{S_{\text{сер}}}{S_{\text{т}}}$ – 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

$$\Delta A = \left(\Delta P_{\text{н.х}} + \Delta P_{\text{к.в}} \beta_{\text{сер.в}}^2 + \Delta P_{\text{к.с}} \beta_{\text{сер.с}}^2 + \Delta P_{\text{к.н}} \beta_{\text{сер.н}}^2 \right) \cdot 8760,$$

де $\beta_{\text{сер.в}} = \frac{S_{\text{сер.в}}}{S_{\text{т}}}$, $\beta_{\text{сер.с}} = \frac{S_{\text{сер.с}}}{S_{\text{т}}}$, $\beta_{\text{сер.в}} = \frac{S_{\text{сер.в}}}{S_{\text{т}}}$ – коефіцієнти завантаження обмоток високої, середньої та низької напруги трансформатора за середньоквадратичних навантажень відповідних обмоток.

У ряді випадків може виявитися доцільним визначати роздільно втрати електроенергії від потоків активної та реактивної потужностей:

$$\Delta A = \frac{\text{P}_{\text{макс}}^2}{U_{\text{макс}}^2} R\tau_a + \frac{Q_{\text{макс}}^2}{U_{\text{макс}}^2} R\tau_p$$

де τ_{a} і τ_{p} визначаються відповідно через час використання максимуму T_{a} і T_{p} відповідно активної та реактивної складових потоку потужності; число годин використання максимуму реактивної складової потоку потужності повинно визначатися по площі річних графіків реактивної потужності. Для мереж 35 кВ та 110 кВ у більшості випадків $\text{T}_{\text{p}} = (0{,}7 \div 0{,}8)\text{T}_{\text{a}}$. 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 в загальній кількості втрат в мережах загального користування приблизно розподіляються так, як представлено в таблиці 2.1.

Втрати енергії в трансформаторах і автотрансформаторах становлять близько 30% сумарних втрат у мережі відповідного ступеня напруги.

Таблиця 2.1. Структура втрат електроенергії по класам напруг

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

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. *Наведіть загальний вираз для визначення втрат енергії в електричній мережі.*
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 лінії електропередавання.*
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], *стор. 100-106*; [3], *стор. 71-75*; [4], *стор. 73-78*; [6], *стор. 182-186*;
[7], *стор. 237-244*; [8], *стор. 168-173*; [9], *стор. 116-128*; [10], *стор. 73-79*;
[14], *стор. 55-60*; [15], *стор. 405-407*; [16], *стор. 285-288*;
[17], *стор. 362-367*.

Тема 10 РОЗРАХУНОК РЕЖИМІВ РОБОТИ РОЗІМКНЕНИХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

2.11 РОЗРАХУНОК НАВАНТАЖЕНЬ ПІДСТАНЦІЇ ТА ЕЛЕКТРОСТАНЦІЇ НА ШИНАХ ВИСОКОЇ НАПРУГИ

У наближених (оціночних) розрахунках режимів роботи електричних мереж, 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 високої напруги підстанції з урахуванням втрат потужності в поздовжніх опорах і поперечних провідностях схем заміщення силових трансформаторів.

Таким чином, на шинах ВН підстанції формується ***приведене*** навантаження, що являє собою *алгебраїчну* суму заданих навантажень, прикладених до шин СН і НН підстанції та втрат потужності в поздовжніх опорах і поперечних провідностях силових трансформаторів (рис. 2.21)

$$\dot{S}_{\text{п/ст}}^{\text{прив}} = \dot{S}_{\text{сн}} + \dot{S}_{\text{нн}} + \Delta\dot{S}_{\text{тz}} + \Delta\dot{S}_{\text{ту}}, \qquad (2.12)$$

де $\Delta S_{\text{тz}}=\Delta P_{\text{тz}}+j\Delta Q_{\text{тz}}$ - втрати потужності в поздовжніх опорах обмоток одного (або блоку) силових трансформаторів; $\Delta S_{\text{ту}}=\Delta P_{\text{ту}}+j\Delta Q_{\text{ту}}$ - втрати потужності в поперечних провідностях одного (або блоку) силових трансформаторів.

Для блоку з n паралельно працюючих дво- або триобмоткових трансформаторів втрати активної та реактивної потужностей у поперечних провідностях блоку визначають за однаковими виразами:

$$\Delta P_{\text{ту}}= n\Delta P_{\text{нх}};\ \ \Delta Q_{\text{ту}}= -(nS_{\text{т}}/100)I_{\text{нх}}\ \%\ , \qquad (2.13)$$

де n – число паралельно включених трансформаторів на підстанції; $\Delta P_{\text{нх}}$, $S_{\text{н}}$, $I_{\text{нх}}\%$ - паспортні дані одного із силових трансформаторів блоку, в якому паралельно працюють силові трансформатори одного типу і відповідно однакової номінальної потужності.

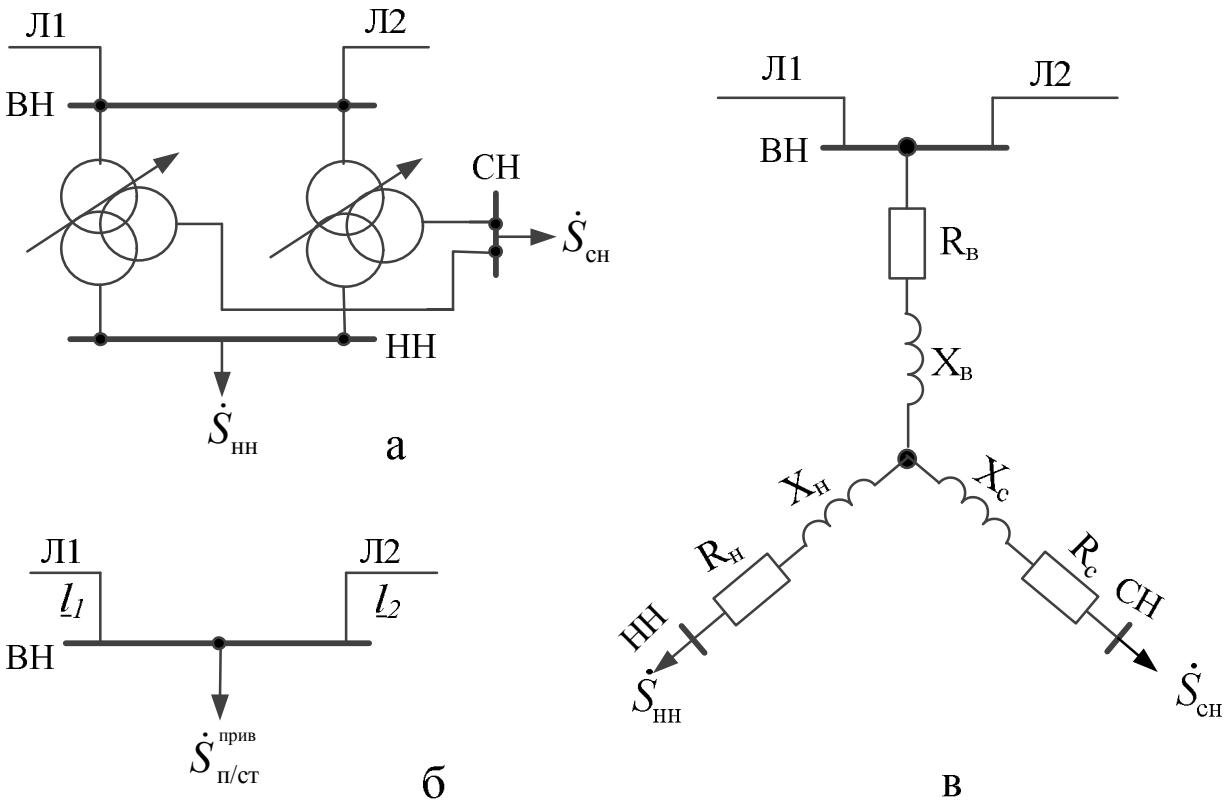


Рис.2.21. Приведене навантаження підстанції: а- схема електрична принципова; б- схема розрахункова; в- схема заміщення

Втрати потужності в поздовжніх опорах схеми заміщення трансформатора залежать від його конструктивного виконання. Зокрема, для блоку з n паралельно працюючих двообмоткових трансформаторів використовують залежність

$$\Delta P_{\text{тz}}=n\Delta P_{\text{кз}}\beta^2,$$

де $\beta = S / nS_{\text{т}}$ - коефіцієнт завантаження блоку силових двообмоткових трансформаторів; S – *модуль* повної потужності, що проходить через блок n паралельно включених двообмоткових трансформаторів.

При наявності одного силового трансформатора його коефіцієнт завантаження β визначають за виразом

$$\beta = \frac{S}{S_{\text{т}}},$$

де S – *модуль* повної потужності, що проходить по обмотках ВН і НН двообмоткового трансформатора.

Втрати реактивної потужності в обмотках блоку двообмоткових трансформаторів дорівнюють

$$\Delta Q_{\text{тz}} = -\frac{nS_{\text{т}}}{100}\beta^2 U_{\text{кз}}\%.$$

Для блоку з n паралельно працюючих силових триобмоткових трансформаторів для розрахунку втрат потужності в їхніх обмотках використовують співвідношення

$$\Delta P_{\text{тz}} = \frac{n\Delta P_{\text{кз}}}{2}\left(\beta_1^2 + \beta_2^2 + \beta_3^2\right), \qquad (2.14)$$

де β_1, β_2, β_3 – коефіцієнти завантаження обмоток ВН, СН і НН блоку силових триобмоткових трансформаторів, які визначають згідно виразів:

$$\beta_1 = \beta_{\text{вн}} = \frac{S}{nS_{\text{т}}} = \frac{\sqrt{(P_{\text{сн}} + P_{\text{нн}})^2 + (Q_{\text{сн}} + Q_{\text{нн}})^2}}{nS_{\text{т}}},$$

$$\beta_2 = \beta_{\text{сн}} = \frac{\sqrt{P_{\text{сн}}{}^2 + Q_{\text{сн}}{}^2}}{nS_{\text{т}}}, \qquad (2.15)$$

$$\beta_3 = \beta_{\text{нн}} = \frac{\sqrt{P_{\text{нн}}{}^2 + Q_{\text{нн}}{}^2}}{nS_{\text{т}}}.$$

Коефіцієнти завантаження обмоток силових трансформаторів завжди *дійсні* величини.

Втрати реактивної потужності $\Delta Q_{\text{тz}}$ в обмотках блоку триобмоткових трансформаторів визначають згідно виразу

$$\Delta Q_{\text{тz}} = -\frac{nS_{\text{т}}}{100}\left(\beta_1^2 U_{1\text{кз}}\% + \beta_2^2 U_{2\text{кз}}\% + \beta_3^2 U_{3\text{кз}}\%\right), \qquad (2.16)$$

де $U_{1\text{кз}}\%$, $U_{2\text{кз}}\%$, $U_{3\text{кз}}\%$ - фіктивні значення напруг короткого замикання в %, що визначаються за виразами для кожної з обмоток блоку паралельно працюючих трансформаторів.

Приведене навантаження електростанції являє собою *алгебраїчну* суму потужностей всіх її генераторів ($\dot{S}_{\Sigma\Gamma}$), навантаження власних потреб ($\dot{S}_{\text{влп}}$), навантаження місцевого району енергопостачання ($\dot{S}_{\text{м}}$) і втрат потужності в поздовжніх опорах і поперечних провідностях підвищувальних силових трансформаторів, тобто

$$\dot{S}_{\text{е/ст}}^{\text{прив}} = \dot{S}_{\Sigma\Gamma} + \dot{S}_{\text{влп}} + \dot{S}_{\text{м}} + \Delta\dot{S}_{\text{тz}} + \Delta\dot{S}_{\text{ту}}, \qquad (2.17)$$

де величину $\dot{S}_{\text{влп}}$, як правило, приймають у межах 8-12% від установленої потужності електростанції.

Розрахункове навантаження підстанції (електростанції) представляє собою *алгебраїчну* суму приведеного навантаження підстанції (електростанції) і половини втрат потужностей у поперечних провідностях *всіх* ліній, що відходять від шин ВН даної підстанції (електростанції).

У мережах напругою до 220 кВ включно поперечною активною провідністю ліній нехтують і тому в таких випадках до приведеного навантаження підстанції (електростанції) слід алгебраїчно додавати лише половину суми зарядних потужностей всіх ліній, що відходять у схему від шин ВН конкретної підстанції (електростанції).

Таким чином, ***розрахункове*** навантаження підстанції визначають виразом

$$\dot{S}_{\text{п/ст}}^{\text{розр}} = \dot{S}_{\text{п/ст}}^{\text{прив}} + j0,5Q_{\text{зар}} = \dot{S}_{\text{п/ст}}^{\text{прив}} + j0,5B_{\text{л}}U_{\text{н}}^2 = \dot{S}_{\text{п/ст}}^{\text{прив}} + j0,5\sum_i b_{0i}l_iU_{\text{н}}^2 \text{ , (2.18)}$$

де $B_{\text{л}}$ – ємнісна поперечна провідність всіх *i-х* ліній, що відходять у схему від шин ВН підстанції; b_{0i} - погонна ємнісна провідність *i*-ої лінії, яка характеризується довжиною l_i; $\dot{S}_{\text{п/ст}}^{\text{прив}}$ - приведене навантаження підстанції, що розраховують згідно виразу (2.12).

Для електростанції ***розрахункове*** навантаження визначають по аналогічному виразу

$$\dot{S}_{\text{е/ ст}}^{\text{розр}} = \dot{S}_{\text{е/ ст}}^{\text{прив}} + j0,5Q_{\text{зар}} = \dot{S}_{\text{е/ ст}}^{\text{прив}} + j0,5\sum_i b_{0i}l_iU_{\text{н}}^2 \text{ ,}$$

де $\dot{S}_{\text{е/ст}}^{\text{прив}}$ - приведене навантаження електростанції (2.12).

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. *Як знаходиться розрахункове навантаження підстанції?*
2. *Як знаходиться приведене навантаження підстанції?*
3. *Як визначається приведене навантаження електростанції?*
4. *Що таке розрахункове навантаження електростанції?*
5. *Чим відрізняються втрати активної (реактивної потужностей) у поперечних провідностях дво- або триобмоткових трансформаторів і як вони визначаються?*
6. *Як визначається розрахункове навантаження підстанції з лініями напругою вище 220 кВ?*

ЛІТЕРАТУРА

[2], *стор. 119-121*; [15], *стор. 173-174*; [16], *стор. 170-175;*
[36], *стор. 45-48.*

2.12 ПОТУЖНОСТІ ПОЧАТКІВ, КІНЦІВ ТА СЕРЕДНЬОЛІНІЙНА ПОТУЖНІСТЬ ДІЛЯНОК ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

При передачі по *i*-й ділянці схеми мережі деякої потужності $\dot{S}_i$ завжди мають місце повні втрати потужності на цій ділянці $\Delta\dot{S}_i$. Саме тому розрізняють ***потужність початку*** *i*-ої ділянки $\dot{S}_{iП}$, ***потужність кінця*** ділянки $\dot{S}_{i\text{к}}$ і її ***середньо-лінійну потужність*** $\dot{S}_i$ (рис. 4.2).

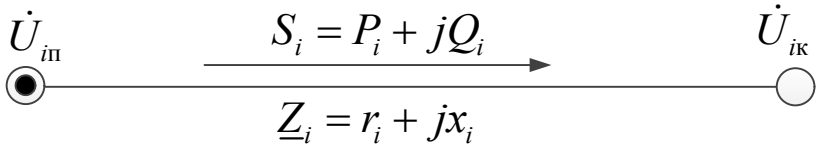


Рис. 2.22. Середньолінійна потужність *i*-ої ділянки

Потужності початку і кінця ділянки відрізняються одна від одної *тільки* на величину повних втрат потужності $\Delta\dot{S}_i$ на цій ділянці:

$$\dot{S}_{iП} = \dot{S}_{i\text{к}} + \Delta\dot{S}_i, \tag{2.19}$$

$$\dot{S}_{i\text{к}} = \dot{S}_{iП} - \Delta\dot{S}_i \ . \tag{2.20}$$

Середньолінійна потужність ділянки $\dot{S}_i$ відрізняється від потужностей початку та кінця *i*-ої ділянки мережі *тільки* на половину повних втрат потужності на цій ділянці, тобто:

$$\dot{S}_i = \dot{S}_{iП} - 0,5\Delta\dot{S}_i,$$

$$\dot{S}_i = \dot{S}_{i\text{к}} + 0,5\Delta\dot{S}_i.$$

Потужності початків ділянок $\dot{S}_{iП}$ завжди визначаються напругами початків ділянок $\dot{U}_{iП}$, а потужності кінців ділянок $\dot{S}_{i\text{к}}$ – напругами кінців ділянок $\dot{U}_{i\text{к}}$. Для середньолінійної потужності ділянки, що є фіктивною розрахунковою величиною, вводять поняття фіктивної напруги середини *i*-ої ділянки, модуль якої визначають згідно виразу середньоквадратичного значення напруги

$$U_{i\text{с}} = \sqrt{0,5\left(U_{iП}^2 + U_{i\text{к}}^2\right)}. \tag{2.21}$$

Потокорозподіл потужностей по ділянках схеми мережі, знайдений по *заданих* електричних навантаженнях пунктів схеми (тобто *без врахування* втрат потужності в поздовжніх елементах схеми заміщення) можна розглядати як потокорозподіл *середньолінійних* потужностей.

2.13 РОЗРАХУНОК РЕЖИМУ НАПРУГИ В ЕЛЕКТРИЧНІЙ МЕРЕЖІ

Розрізняють розрахунки режиму напруги в пунктах схеми ***за умовами початку*** **або** ***кінця.*** При розрахунку за умовами початку або кінця ділянки мережі завжди відомі рівні напруги на початку $\dot{U}_{i\text{п}}$ або кінці $\dot{U}_{i\text{к}}$ ділянки. Визначенню підлягають рівні напруги, відповідно, на кінці $\dot{U}_{i\text{к}}$ або початку $\dot{U}_{i\text{п}}$ ділянки мережі (рис. 2.23 і рис.2.24).

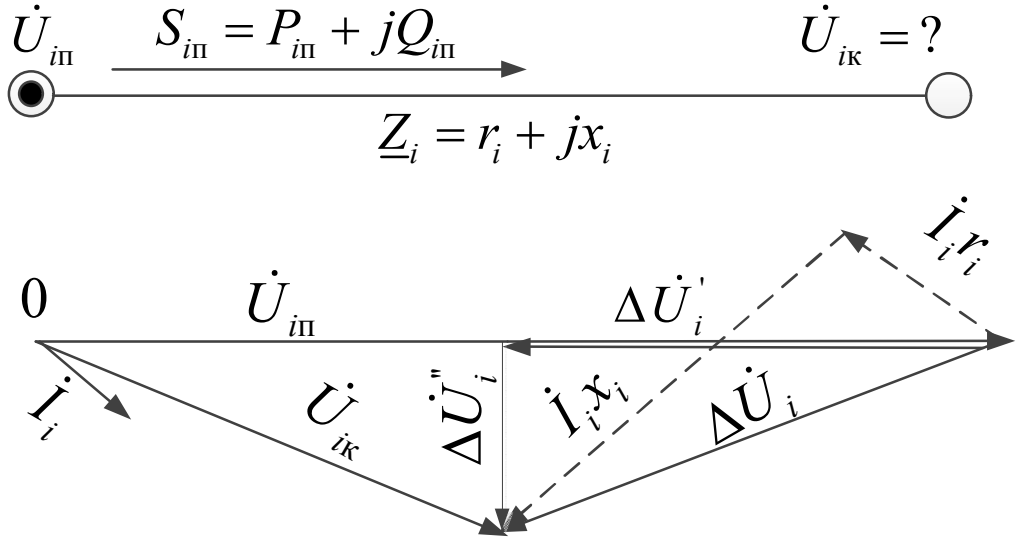


Рис. 2.23. Векторна діаграма розрахунку напруги за умовами початку

При розрахунку за умовами початку (припустимо, що вектор напруги $U_{i\text{п}}$ збігається з віссю дійсних значень величин), отримуємо (рис. 2.23)

$$\dot{U}_{i\text{к}} = U_{i\text{п}} - \Delta\dot{U}_i = U_{i\text{п}} - \sqrt{3}\dot{I}_i \underline{z}_i = U_{i\text{п}} - \frac{\dot{S}_i}{U_{i\text{п}}}\underline{z}_i =$$
$$= U_{i\text{п}} - \frac{P_{i\text{п}} r_i - Q_{i\text{п}} x_i}{U_{i\text{п}}} - j\frac{P_{i\text{п}} x_i + Q_{i\text{п}} r_i}{U_{i\text{п}}} = U_{i\text{п}} - \Delta U_i' - j\Delta U_i'' \quad , \quad (2.22)$$

де $P_{i\text{п}}$, $Q_{i\text{п}}$ – активна (МВт) і реактивна (МВАр) потужності на початку *i*-ої ділянки мережі.

Вираз (2.22) інтерпретують векторною діаграмою, що представлена на рис.2.23. Тут величина $\Delta U_i' = (P_{i\text{п}} r_i - Q_{i\text{п}} x_i)/U_{i\text{п}}$ (кВ) представляє собою *поздовжню* складову падіння напруги на *i*-й ділянці мережі; $\Delta U_i'' = (P_{i\text{п}} x_i + Q_{i\text{п}} r_i)/U_{i\text{п}}$ (кВ) – *поперечну* складову падіння напруги на *i*-й ділянці мережі; $\Delta\dot{U}_i$- падіння напруги на *i*-й ділянці мережі, що являє собою *геометричну різницю* векторів напруги на початку та в кінці *i*-ої ділянки мережі, тобто геометрична різниця напруги на почату та кінці лінії є падіння напруги. Алгебраїчну різницю напруги на початку та кінці лінії називають втратою напруги падіння напруги

При розрахунку за умовами кінця (припустимо, що вектор напруги $U_{i\text{к}}$ збігається з віссю дійсних значень величин), одержуємо (рис. 2.24)

$$\begin{aligned}\dot{U}_{i\text{п}} &= U_{i\text{к}} + \Delta\dot{U}_i = U_{i\text{к}} + \sqrt{3}\dot{I}_i \underline{z}_i = \\ &= U_{i\text{к}} + \frac{P_{i\text{к}} r_i - Q_{i\text{к}} x_i}{U_{i\text{к}}} + j\frac{P_{i\text{к}} x_i + Q_{i\text{к}} r_i}{U_{i\text{к}}} = U_{i\text{к}} + \Delta U_i' + j\Delta U_i'',\end{aligned} \quad (2.23)$$

де $P_{i\text{к}}$, $Q_{i\text{к}}$ – активна (МВт) і реактивна (МВАр) потужності в кінці i-ої ділянки мережі.

Вираз (2.23) інтерпретують за допомогою векторної діаграми, що представлена на рис. 2.24. Тут аналогічно величина $\Delta U_i' = (P_{i\text{к}} r_i - Q_{i\text{к}} x_i) / U_{i\text{к}}$ (кВ) - *поздовжня* складова падіння напруги на i-й ділянці мережі; $\Delta U_i'' = (P_{i\text{к}} x_i + Q_{i\text{к}} r_i) / U_{i\text{к}}$ (кВ) – *поперечна* складова падіння напруги на i-й ділянці мережі; $\Delta\dot{U}_i$ - падіння напруги на i-й ділянці мережі, що також представляє собою *геометричну різницю* векторів на початку та в кінці ділянки мережі.

При розрахунку за середньолінійними потужностями i-ої ділянки за умовами початку або кінця вирази (2.22) і (2.23) набувають вигляду:

$$\dot{U}_{i\text{к}} = U_{i\text{п}} - \frac{P_i r_i - Q_i x_i}{U_{i\text{с}}} - j\frac{P_i x_i + Q_i r_i}{U_{i\text{с}}} \text{ - за умовами початку,}$$

$$\dot{U}_{i\text{п}} = U_{i\text{к}} + \frac{P_i r_i - Q_i x_i}{U_{i\text{с}}} + j\frac{P_i x_i + Q_i r_i}{U_{i\text{с}}} \text{ - за умовами кінця,}$$

де величину $U_{i\text{с}}$ визначають згідно виразу (2.21); P_i, Q_i – середньолінійна активна (МВт) і реактивна (МВАр) потужності i-ої ділянки мережі.

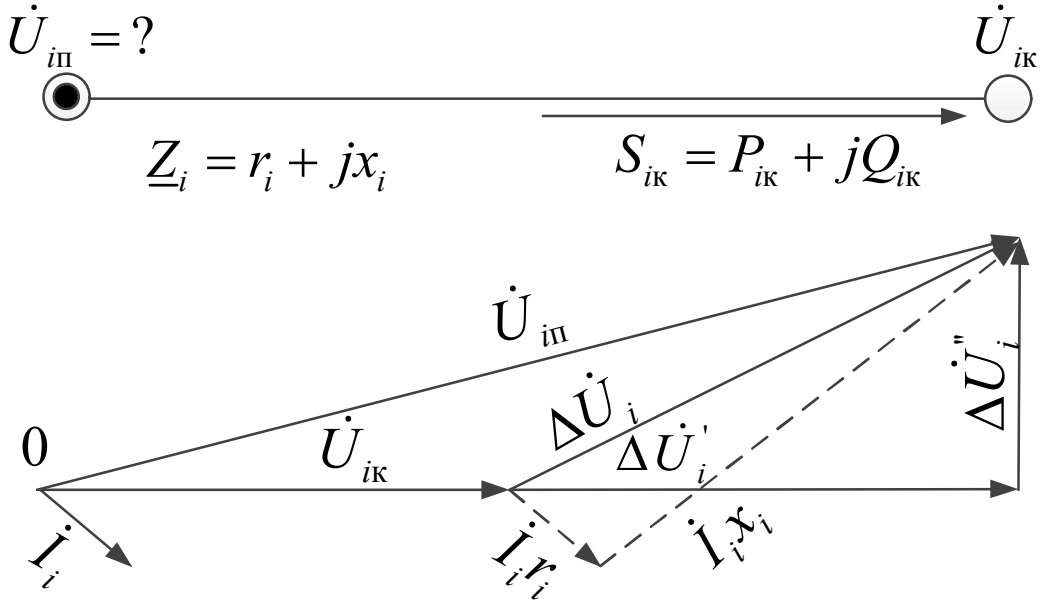


Рис. 2.24. Векторна діаграма розрахунку напруги за умовами кінця

Після перетворень приведених виразів (2.22) і (2.23), записаних для умов початку та кінця, для розрахунку *модулів* напруги (кВ) у кожному *f*-му пункті схеми мережі або в середині ділянки мережі, що примикає до *f*-го пункту схеми (при переміщенні від ДЖ до кінця мережі), одержуємо наступні вирази:

- для умов початку у *f*-му пункті

$$\left|\dot{U}_f\right| = \sqrt{U_{\text{дж}}^2 - 2\sum_{\text{дж}}^{f}\left(P_{i\text{п}} r_i - Q_{i\text{п}} x_i\right)}, \qquad (2.24)$$

- для умов кінця у *f*-му пункті

$$\left|\dot{U}_f\right| = \sqrt{U_{\text{дж}}^2 + 2\sum_{\text{дж}}^{f}\left(P_{i\text{к}} r_i - Q_{i\text{к}} x_i\right)}, \qquad (2.25)$$

- для умов початку в середині ділянки

$$\left|\dot{U}_{f\text{c}}\right| = \sqrt{U_{i\text{п}}^2 - \left(P_i r_i - Q_i x_i\right)}, \qquad (2.26)$$

- для умов кінця в середині ділянки

$$\left|\dot{U}_{f\text{c}}\right| = \sqrt{U_{i\text{к}}^2 + \left(P_i r_i - Q_i x_i\right)}, \qquad (2.27)$$

де $\sum_{\text{ДЖ}}^{f}(.....)$ - *алгебраїчна* сума величин, зазначених у дужках, взята *по трасі мережі* від джерела живлення до *f*-го пункту схеми, $U_{\text{дж}}$ – заданий рівень напруги на шинах джерела живлення, кВ. Індекс *f*c характеризує середину ділянки мережі, що примикає до *f*-го пункту схеми. Таким чином вирази (2.26) і (2.27) використовують для розрахунку значень модулів фіктивних величин напруг $U_{f\text{c}}$ у середині *i*-х ділянок мережі.

У всіх виразах (2.24)-(2.27) під символом букви *Q* розуміють числову величину відповідної реактивної потужності разом *з її знаком.*

При використанні всіх приведених вище виразів потужності $P_{i\text{п}}$, $Q_{i\text{п}}$, $P_{i\text{к}}$, $Q_{i\text{к}}$, і P_i, Q_i, - це потужності початків, кінців і середньолінійні потужності, що протікають в ділянках мережі і їх потокорозподіл обов'язково слід визначити перед початком розрахунку режиму напруги в пунктах схеми мережі.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. *Як знаходиться фіктивне значення напруги середини і-ої ділянки мережі?*
2. *За якими умовами розрізняють розрахунки режиму напруги в пунктах схеми?*
3. *Що таке втрати напруги?*
4. *Як визначається падіння напруги?*

ЛІТЕРАТУРА

[2], *стор. 119-121*; [15], *стор. 174-180*; [36], *стор. 52-55.*

2.14 ВИЗНАЧЕННЯ НАПРУГИ НА ДІЛЯНКАХ СХЕМИ МЕРЕЖІ В ЕЛЕКТРОТЕХНІЧНИХ РОЗРАХУНКАХ

Розглянемо практичне застосування виразів для визначення зниження напруги на ділянках схеми мережі в найпоширеніших оціночних електротехнічних розрахунках. Наприклад, якщо потужності, що протікають в ділянках схеми мережі, задані не в мегаодиницях, а у кВт і кВАр, то вирази для розрахунку поздовжніх та поперечних складових падіння напруги набувають вигляду:

$$\Delta U_i' = \frac{(P_{i\text{к}} r_i - Q_{i\text{к}} x_i)10^{-3}}{U_{i\text{к}}},$$

$$\Delta U_i'' = \frac{(P_{iП} x_i + Q_{iП} r_i)10^{-3}}{U_{iП}}, \qquad (2.28)$$

$$\Delta U_i'' = \frac{(P_i x_i + Q_i r_i)10^{-3}}{U_{i\text{с}}}.$$

У наближених розрахунках у приведених виразах (2.28) величини $U_{iп}$, $U_{iк}$ і U_{ic} заміняють на величину номінальної напруги мережі $U_{\text{н}}$.

Якщо ж величини $\Delta U_i'$ і $\Delta U_i''$ необхідно оцінити у відсотковому відношенні від номінальної напруги $U_{\text{н}}$ мережі, то слід використовувати наступні вирази:

$$\Delta U_i'[\%] = \frac{\Delta U_i'}{U_{\text{н}}}100 = \frac{1}{10U_{\text{н}}^2}(P_i r_i - Q_i x_i),$$

$$\Delta U_i''[\%] = \frac{\Delta U_i''}{U_{\text{н}}}100 = \frac{1}{10U_{\text{н}}^2}(P_i x_i + Q_i r_i). \qquad (2.29)$$

Якщо ж потужності ділянок, задані в мегаодиницях, вирази (2.29) набувають вигляду:

$$\Delta U_i'[\%] = \frac{100}{U_{\text{н}}^2}(P_i r_i - Q_i x_i), \qquad (2.30)$$

$$\Delta U_i''[\%] = \frac{100}{U_{\text{н}}^2}(P_i x_i + Q_i r_i).$$

При розрахунку електричної мережі, виконаної на всіх ділянках проводами однієї марки, *однакового* перетину та з *однаковим* розташуванням проводів на опорах, тобто при дотриманні умов $r_{0i} = \text{const}$ і $x_{0i} = \text{const}$, вирази (2.28) і (2.30) можна записати як:

$$\Delta U_i' = \frac{1}{U_{i\text{к}}}\left(r_{0i}P_{i\text{к}} - x_{0i}Q_{i\text{к}}\right)l_i 10^{-3};$$

$$\Delta U_i' = \frac{1}{U_{i\Pi}}\left(r_{0i}P_{i\Pi} - x_{0i}Q_{i\Pi}\right)l_i 10^{-3}$$

у відсотковому відношенні від номінальної напруги $U_{\text{н}}$

$$\Delta U_i'[\%] = \frac{1}{10U_{\text{н}}^{\,2}}\left(r_{0i}P_i - x_{0i}Q_i\right)l_i; \qquad (2.31)$$

$$\Delta U_i''[\%] = \frac{1}{10U_{\text{н}}^{\,2}}\left(x_{0i}P_i + r_{0i}Q_i\right)l_i;$$

при потужності ділянок, заданих в мегаодиницях

$$\Delta U_i'[\%] = \frac{100}{U_{\text{н}}^{\,2}}\left(r_{0i}P_i - x_{0i}Q_i\right)l_i;$$

$$\Delta U_i''[\%] = \frac{100}{U_{\text{н}}^{\,2}}\left(x_{0i}P_i + r_{0i}Q_i\right)l_i.$$

Аналіз виразів (2.31) показує, що в електричних мережах, виконаних з *однаковим* перетином проводів, розрахунок режиму їхньої роботи можна проводити *безпосередньо по довжинах ділянок мережі.*

При розрахунку падіння напруги $\Delta\dot{U}_f$ до довільного *f*-го пункту схеми, очевидно, необхідно просумувати всі окремі падіння напруг на ділянках мережі, що входять у *трасу* від джерела живлення до *f*-го пункту схеми.

Таким чином, для наближеної оцінки за середньолінійними потужностями ділянок, наприклад, поздовжньої складової спаду напруги в мережі до довільного *f*-го пункту схеми, маємо:

$$\Delta U_f' = \frac{1}{U_{\text{н}}}\left(r_{0i}\sum_{\text{дж}}^{f} P_i l_i - x_{0i}\sum_{\text{дж}}^{f} Q_i l_i\right);$$

у відсотковому відношенні від номінальної напруги $U_{\text{н}}$

$$\Delta U_f'[\%] = \frac{1}{10U_{\text{н}}^{\,2}}\left(r_{0i}\sum_{\text{дж}}^{f} P_i l_i - x_{0i}\sum_{\text{дж}}^{f} Q_i l_i\right); \qquad (2.32)$$

при потужності ділянок, заданих в мегаодиницях

$$\Delta U_f'[\%] = \frac{100}{U_{\text{н}}^{\,2}}\left(r_{0i}\sum_{\text{дж}}^{f} P_i l_i - x_{0i}\sum_{\text{дж}}^{f} Q_i l_i\right).$$

При наявності в мережі споживачів, які характеризуються однаковими коефіцієнтами потужності (cosφ=const), вирази (2.32) набувають вигляду:

$$\Delta U_f' = \frac{1}{U_{\text{н}}}\left(r_{0i} - x_{0i}\text{tg}\varphi\right)\sum_{\text{дж}}^{f} P_i l_i;$$

у відсотковому відношенні від номінальної напруги $U_{\text{н}}$

$$\Delta U'_f\,[\%] = \frac{1}{10U_{\text{н}}^{\,2}}\left(r_{0i} - x_{0i}\text{tg}\varphi\right)\sum_{\text{дж}}^{f} P_i l_i\,;$$

при потужності ділянок, задані в мегаодиницях

$$\Delta U'_f\,[\%] = \frac{100}{U_{\text{н}}^{\,2}}\left(r_{0i} - x_{0i}\text{tg}\varphi\right)\sum_{\text{дж}}^{f} P_i l_i\,.$$

Для електричних мереж з чисто активним навантаження (Q_i=0) або мереж кабельного виконання (x_{0i} = 0), вирази (2.32) мають вигляд:

$$\Delta U'_f = \frac{r_{0i}}{U_{\text{н}}}\sum_{\text{дж}}^{f} P_i l_i\,;$$

у відсотковому відношенні від номінальної напруги $U_{\text{н}}$

$$\Delta U'_f\,[\%] = \frac{r_{0i}}{10U_{\text{н}}^{\,2}}\sum_{\text{дж}}^{f} P_i l_i\,;$$

при потужності ділянок, задані в мегаодиницях

$$\Delta U'_f\,[\%] = \frac{100r_{0i}}{U_{\text{н}}^{\,2}}\sum_{\text{дж}}^{f} P_i l_i\,.$$

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. *Як знаходиться поздовжні та поперечні складові падіння напруги?*
2. *Як знаходиться поздовжні та поперечні складові падіння напруги у відсотковому відношенні до номінальної напруги?*
3. *За якими умовами можливо виконати розрахунок режиму безпосередньо по довжинах ділянок мережі?*
4. *Як визначається падіння напруги при наявності в мережі споживачів, які характеризуються однаковими коефіцієнтами потужності?*

ЛІТЕРАТУРА

[2], *стор. 119-121*; [15], *стор. 174-180*; [36], *стор. 55-57.*

2.15 АЛГОРИТМ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМУ РОБОТИ РОЗІМКНЕНОЇ СХЕМИ МЕРЕЖІ

Розрахунок режиму роботи будь-якої схеми електричної мережі (у тому числі, і розімкненої схеми) полягає в виконанні послідовності наступних процедур:

1) в***изначення потокорозподілу потужностей на ділянках схеми мережі по заданих або приведених навантаженнях пунктів схеми;***
2) ***визначення режиму напруги в пунктах схеми мережі;***
3) ***визначення сумарних втрат повних потужностей у поздовжніх опорах ділянок і поперечних провідностях пунктів схеми мережі.***

Розрахунок потокорозподілу в розімкненій схемі мережі завжди здійснюють від кінцевих пунктів мережі, послідовно переміщуючись до джерела живлення, ***при строгому дотриманні вимог першого закону Кірхгофа***.

Тут необхідно враховувати наступну обставину. Якщо в пунктах схеми мережі, крім електричних навантажень пунктів (також і наведених навантажень), додатково задані поперечні провідності, то *перед початком* розрахунку потокорозподілу потужностей необхідно визначити величини потужностей, які відтікають із пунктів мережі в ці поперечні провідності, по співвідношенню

$$\Delta\dot{S}_{s\text{y}} = \underline{Y}_s U_{\text{н}}^2, \tag{2.33}$$

де $\underline{Y}_s$ - задана поперечна провідність *s*-го пункту мережі.

Потім здійснюють *алгебраїчне* підсумовування знайдених потужностей $\Delta\dot{S}_{sy}$ із заданими (або приведеними) значеннями потужностей навантаження *s*-тих пунктів і *тільки* після цієї процедури, (тобто після одержання *нових* значень потужностей *s*-тих пунктів), приступають до визначення потокорозподілу потужностей на ділянках розімкненої мережі.

Розрахунок режиму напруги в розімкненій схемі мережі здійснюють, спираючись на заданий рівень напруги на шинах джерела живлення $U_{\text{дж}}$ (*за умовами початку*). При цьому послідовно переміщуються *від джерела живлення* до кінцевих пунктів розімкненої схеми, реалізуючи співвідношення

$$U_f = \sqrt{U_{\text{дж}}^2 - 2\sum_{\text{дж}}^{f}\left(P_i r_i - Q_i x_i\right)}. \tag{2.34}$$

Наближений розрахунок повних втрат потужностей у поздовжніх опорах ділянок та поперечних провідніостях пунктів здійснюють за відомими залежностями (використовуючи величини $U_{\text{н}}$ або $U_{i\text{c}}$):

$$\Delta\dot{S}_{iz} = \frac{P_i^2 + Q_i^2}{U_{\text{н}}^2}(r_i - jx_i), \tag{2.35}$$

$$\Delta\dot{S}_{sy} = \dot{Y}_s U_{\text{н}}^2.$$

(у цьому випадку величини $\Delta\dot{S}_{sy}$ були розраховані нами раніше).

Сумарні повні втрати потужності у всій мережі дорівнюють

$$\Delta \dot{S}_{\Sigma} = \sum_{i=1}^{i=N} \Delta S_{iz} + \sum_{s=1}^{i=M} \Delta S_{sy},$$

де N - повна кількість ділянок схеми мережі; M – повна кількість пунктів схеми мережі (без врахування джерела живлення).

При необхідності визначення річних втрат активної енергії (МВт·год) в електричній мережі необхідно використовувати 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 по емпіричній залежності (2.11) у функції від величини $T_{\max}$.

Сумарні річні втрати енергії у всій мережі (МВт·год) дорівнюють

$$\Delta A_{\text{год}} = \Delta A_{sy} + \Delta A_{iz}. \qquad (2.36)$$

Розрахунок режиму роботи розімкненої мережі завершують визначенням потужностей початків і кінців всіх ділянок схеми мережі. При цьому необхідно враховувати, що потужності кінців ділянок, які підходять до кінцевих пунктів розімкненої мережі, повинні відповідно до першого закону Кірхгофа строго відповідати значенням відкоригованих електричних навантажень кінцевих пунктів схеми. Потужності початків кінцевих ділянок повинні визначатися відповідно до виразу (2.19), тобто шляхом *алгебраїчного* підсумовування повних втрат потужності на кінцевих ділянках з потужностями кінців цих ділянок. Зазначена процедура повинна бути повторена для всіх інших ділянок мережі шляхом послідовного переміщення від кінців мережі до джерела живлення при строгому дотриманні вимог першого закону Кірхгофа.

Використовуючи розрахункову величину потоку потужності на початку головної ділянки схеми $\dot{S}_{i\text{н}}^{\text{гол}}$, яка примикає до джерела живлення, можливо перевірити правильність розрахунку сумарних втрат потужності в поздовжніх опорах схеми заміщення, враховуючи те, що втрати потужності в поперечних провідностях пунктів, які розраховані нами раніше по номінальній напрузі мережі, уведені до складу навантажень *s*-х пунктів мережі схеми.

Для цієї мети використовують вираз

$$\Delta \dot{S}_{iz\Sigma} = \dot{S}_{i\text{н}}^{\text{гол}} - \sum_{s=1}^{s=M} \dot{S}_{s}, \qquad (2.37)$$

де $\dot{S}_{s}$ - задане навантаження *s*-го пункту схеми мережі з урахуванням втрат потужності в поперечній провідності цього ж *s*-го пункту, знайдених раніше по номінальній напрузі мережі.

Результати режимного розрахунку наносять на однолінійну схему заміщення електричної мережі, у якій повинні бути відображені повні опори

всіх ділянок у вигляді $\underline{z}_i = r_i + jx_i$ (числові величини - з точністю не більше двох знаків після коми); задані електричні навантаження пунктів (або приведені значення навантажень пунктів), потоки активних і реактивних потужностей по ділянках схеми мережі (числові величини - не більше двох знаків після коми).

Напрямок потоків потужностей по ділянках при використанні *середньолінійних потужностей* завжди вказується *довгою* стрілкою, яка розміщена *над* ділянками і спрямована *від джерела живлення до кінцевого пункту схеми.* Над стрілками вказують числові величини потоків активної та реактивної потужностей (не більше двох знаків після коми).

При використанні потужностей початків і кінців ділянок *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. 2.25). Вимоги до напрямків стрілок і чисельних величин потоків потужностей повністю відповідають розглянутим вище.

Потім на схемі приводять розрахункові значення модулів напруги в пунктах мережі (числова величина - з точністю не більше одного знака після коми; без вказівки символів напруги і розмірності, цифри підкреслюються знизу).

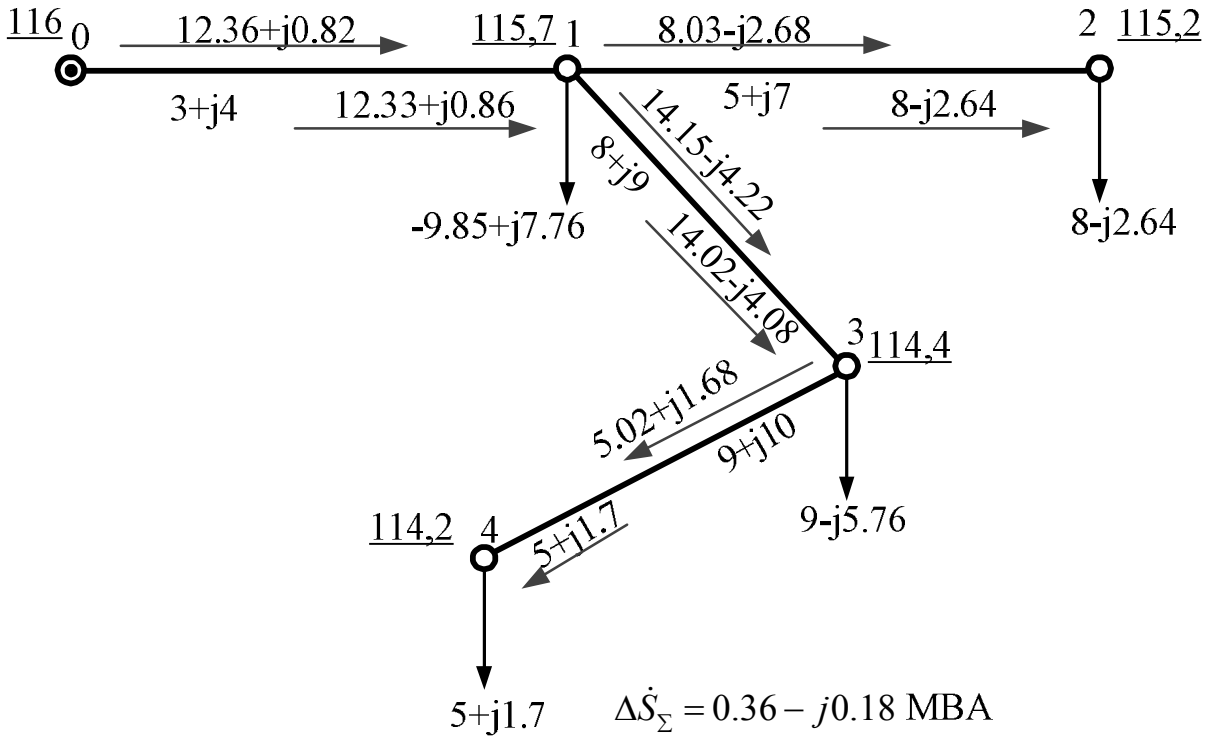


Рис. 2.25. Потужності початків і кінців ділянок схеми мережі

Унизу 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'язковою вказівкою розмірності величини сумарних втрат потужності МВА).

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. *Перерахуйте послідовності процедур для виконання розрахунку режиму роботи схеми електричної мережі?*
2. *Як позначаються параметри потокорозподілу на схемі мережі?*
3. *Як позначається на схемі потокорозподіл* при використанні *середньолінійних потужностей?*

ЛІТЕРАТУРА

[2], *стор. 119-121*; [15], *стор. 174-180*; [36], *стор. 58-61.*

СПИСОК РЕКОМЕНДОВАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

Основна література

1. Баркан Я. Д. Эксплуатация электрических систем: Учеб. пособие для электроэнергет. спец. вузов. – М.: Высш. шк., 1990. – 304 с. – ISBN5-06-000448-1
2. Блок В. М. Электрические сети и системы: Учебное пособие для электроэнергет. спец. вузов / В. М. Блок. – Москва: Высш. шк., 1986. – 430 с.
3. Боровиков В. А. Электрические сети и системы. Учеб. пособие для техникумов / В. А. Боровиков, В. К. Косарев , Г. А. Ходот. – Москва: Энергия, 1968. – 431 с.
4. Глазунов А. А. Электрические сети и системы: Учебное пособие для вузов / А. А. Глазунов, А. А. Глазунов. – Москва, Ленинград: Государственное энергетическое издательство, 1960. – 368 с.
5. Идельчик В. И. Электрические системы и сети: Учебник для вузов / В. И. Идельчик. – Москва: Энергоатомиздат, 1989. – 592 с. – ISBN 5-283-01012-0.
6. Лыкин А. В. Электрические системы и сети. Учеб. пособие / А. В. Лыкин. – Москва: Университетская книга; Логос, 2008. – 254 с. – ISBN 978-5-98704-055-8.
7. Мельников Н. А. Электрические сети и системы. Учеб. пособие для вузов / Н. А. Мельников. – Москва: Энергия, 1975. – 464 с.
8. Петренко Л. И. Электрические сети и системы: учеб. пособие для студентов вузов / Л. И. Петренко. – Киев: Вища шк., 1981. – 320 с.
9. Рябков А. Я. Электрическиесети и системы / А. Я. Рябков. – Москва, Ленинград: Государственное энергетическое издательство, 1960. – 511 с.
10. Сегеда М. С. Електричні мережі та системи: Підручник / М. С. Сегеда. – Львів: Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2007. – 488 с. – ISBN 978-966-553-602-4.
11. Солдаткина Л. А. Электрические сети и системы / Л. А. Солдаткина. – Москва: Энергия, 1972. – 272 с.
12. Сулейманов В. М. Електричні мережі та системи: підручн. / В. М. Сулейманов, Т. Л. Кацадзе. – Киев: НТУУ «КПІ», 2008. – 456 с. – ISBN 978-966-622-300-8.
13. 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.

14. Федин В. Т. Электрические сети энергетических систем: Учеб. пособие / Лычев П. В., Федин В. Т. – Минск: Універсітэцкае, 1999. – 255 с. – ISBN 985-09-0189-6.
15. 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.
16. Электрические системы. Т. 2. Электрические сети: Учебное пособие для электроэнергетич. вузов / В. А. Веников, А. А. Глазунов, Л. А. Жуков, Л. А. Солдаткина. Под ред. В. А. Веникова. – Москва: Высшая школа, 1971. – 440 с.
17. Электрические системы. Электрические сети: Учеб. для электроэнерг. спец. вузов / В. А. Веников, А. А. Глазунов, Л. А. Жуков и др.; Под ред. В. А. Веникова, В. А. Строева. – Москва: Высш. шк., 1998. – 511 с. – ISBN 5-06-001031-7.

Додаткова література

18. Веников В. А. Введение в специальность / В. А. Веников, Е. В. Путятин; под ред. В. А. Веникова. – М.: Высшая школа, 1973. – 294 с.
19. Глазунов А. А. Задачник по сетям электрических систем / А. А. Глазунов, А. А. Глазунов, Г. М. Розанов. – Москва, Ленинград: Государственное энергетическое издательство, 1953. – 160 с.
20. Городецкий Г. М. Расчет электрических сетей / Г. М. Городецкий. – Киев: Государственное издательство технической литературы, 1953. – 334 с.
21. Имшенецкий В. Н. Сельские электрические сети / В. Н. Имшенецкий, С. М. Рожавский. – М.: Колос, 1970. – 392 с.
22. Караев Р. И. Электрические сети и энергосистемы. Учебник для вузов ж.-д. транспорта / Р. И. Караев, С. Д. Волобринский, И. Н. Ковалев. – М.: Транспорт, 1988. – 326 с. – ISBN 5-277-00012-7.
23. Костин В.Н. Электропитающие системы и электрические сети: учебно-методические комплекс (учебное пособие) / В. Н. Костин. – СПб.: Изд-во СЗТУ, 2007. – 154 с.
24. Крюков К.П., Новгородцев Б.П. Конструкции и механический расчет линий электропередачи. – Л.: Энергия, 1970. – 392 с.
25. Пелисье Рене. Энергетические системы / Рене Пелисье. Пер. с франц. – Москва: Высш. Школа, 1982. – 568 с.
26. 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.
27. Правила устройств электроустановок. – Харьков: Из-во «Форт», 2009. – 704с.
28. Расчеты и анализ режимов работы сетей: Учебное пособие для вузов/ Под ред. В. А. Веникова. – Москва: Энергия, 1974. – 336 с.
29. Справочник по проектированию линий электропередачи / Под ред. М.А. Реута и С.С. Рокотяна. – М.: Энергия, 1980. – 296 с.

30. Справочник по проектированию электрических сетей / Под ред. Д. Л. Файбисовича. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2005. – 320 с.
31. Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. – М.: Энергоатомиздат, 1985. – 352 с.
32. Теоретические основы электротехники. Том 2 / К. С. Демирчян, Л.Р. Нейман, Н.В. Коровкин, В.Л. Чечурин. – СПб.: Питер, 2006. – 576 с.
33. Электрические сети: сборник задач / Л. И. Петренко. – Киев: Вища шк., 1985. – 271 с.
34. 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. – Москва: Высш. шк., 1999. – 352 с. – ISBN 5-06-003329-5.
35. Электрические системы. Т.3. Передача энергии переменным и постоянным током высокого напряжения / Под ред. В.А. Веникова. – М.: Высшая школа, 1972. – 368 с.
36. Електричні мережі та системи [Текс]: Метод. вказівки до викон. контрольних робіт з дисципліни для студ. усіх форм навчання і студ.-іноземців напрямку підготов. 6.050701 – «Електротехніка та електротехнології» / Уклад.: В.М. Сулейманов, В.О. Гижа, М.М. Лутчин. – К.: НТУУ «КПИ», 2008. – Ч.І .- 68 с.
37. Das D.Electrical power systems. – New Delhi: New Age International Publishers, 2006. – 470 pp. – ISBN 978-81-224-2515-4.
38. El-Hawary M.Electrical energy systems. – CRC Press, 2000. – 364 pp. – ISBN 0-8493-2191-3.
39. El-Hawary M.Introduction to electrical power systems. – John Wiley & Sons, 2008. – 394 pp. – ISBN 978-0470-40863-6.
40. GrigsbyL.L.Electric power generation. Transmission and distribution / L. L. Grigsby. – CRC Press, 2007. – 502 pp. – ISBN 978-0-8493-9292-4.
41. GrigsbyL.L.Power systems / L. L. Grigsby. – CRC Press, 2007. – 452 pp. – ISBN 978-0-8493-9288-7.
42. GrigsbyL.L. The electric power engineering. Handbook / L. L. Grigsby. – CRC Press, 2001. – 950 pp. – ISBN 0-8493-8578-4.
43. Iliadis N. Handbook of power systems I / Iliadis N., Pardalos P., Pereira M., Rebennack S. – Springer, 2010. – 494 pp. – ISBN 978-3-642-02492-4.
44. Iliadis N. Handbook of power systems II / Iliadis N., Pardalos P., Pereira M., Rebennack S. – Springer, 2010. – 492 pp. – ISBN 978-3-642-12685-7.
45. Kirtley J.Electric power principles. – John Wiley & Sons, 2010. – 391 pp. – ISBN 978-0-470-68636-2.
46. Martinez-VelascoJuan A. Power system transients. Parameter determination / Juan A. Martinez-Velasco. – CRC Press, 2010. – 633 pp. – ISBN 978-1-4200-6529-9.
47. Rofalsky K-H. Power system engineering / K-H Rofalsky, J.Schlabbach. – Wiley-VCH, 2008. – 337 pp. – ISBN 978-3-527-40759-0.
48. Yoshihide HaseHandbook of power system engineering / Yoshihide Hase. – John Wiley & Sons, 2007. – 548 pp. – ISBN 978-0-470-02742-4.