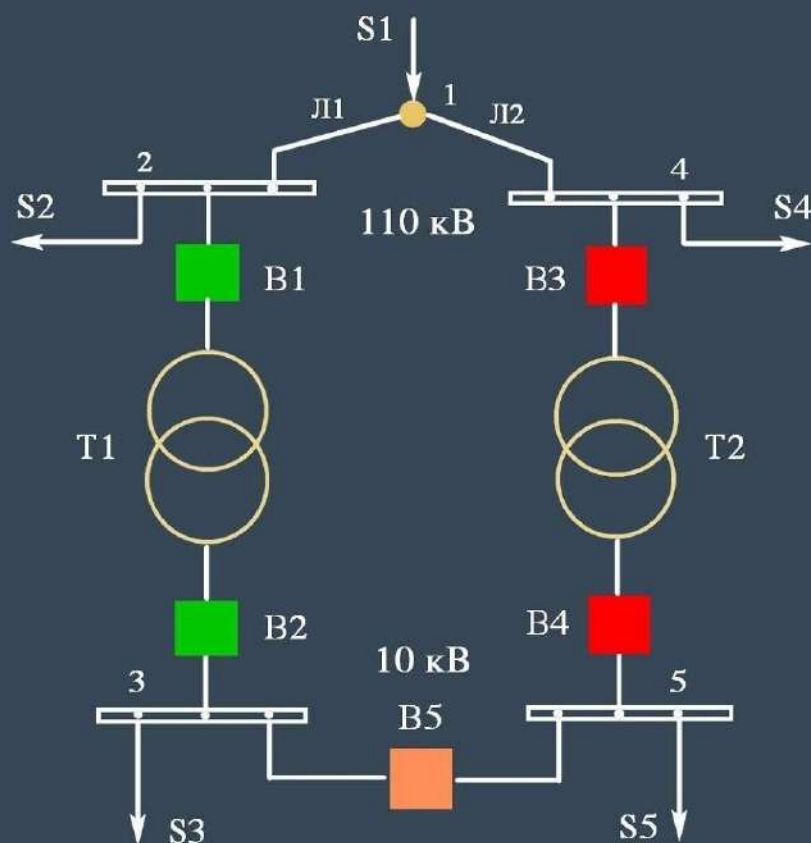


В.А. Попов, В.В. Ткаченко, О.С. Ярмолюк

МОДЕЛЮВАННЯ РЕЖИМІВ СИСТЕМ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ СПОЖИВАЧІВ ЕЛЕКТРИЧНОЮ ЕНЕРГІЄЮ



МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ
НАЦІОНАЛЬНИЙ ТЕХНІЧНИЙ УНІВЕРСИТЕТ УКРАЇНИ
«КИЇВСЬКИЙ ПОЛІТЕХНІЧНИЙ ІНСТИТУТ
імені ІГОРЯ СІКОРСЬКОГО»

В. А. Попов, В. В. Ткаченко, О. С. Ярмолук

МОДЕЛЮВАННЯ РЕЖИМІВ СИСТЕМ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ СПОЖИВАЧІВ ЕЛЕКТРИЧНОЮ ЕНЕРГІЄЮ

*Рекомендовано Методичною радою КПІ ім. Ігоря Сікорського
як навчальний посібник для студентів,
які навчаються за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та
електромеханіка»,
освітніх програм «Системи забезпечення споживачів електричною енергією»
та «Енергетичний менеджмент та енергоефективні технології»*

Київ
КПІ ім. Ігоря Сікорського
2021

Рецензент: *Дешко Валерій Іванович*, д-р техн. наук, проф.
Відповідальний редактор *Федосенко Микола Миколайович*, канд. техн. наук, доц.

*Гриф надано Методичною радою КПІ ім. Ігоря Сікорського (протокол № 8 від 24.06.2021 р.)
за поданням Вченої ради інституту (протокол № 13 від 24.06.2021 р.)*

Електронне мережне навчальне видання

Попов Володимир Андрійович, д-р техн. наук, проф.
Ткаченко Вадим Владиславович, канд. техн. наук, доц.
Ярмолюк Олена Сергіївна, канд. техн. наук, доц.

МОДЕЛЮВАННЯ РЕЖИМІВ СИСТЕМ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ СПОЖИВАЧІВ ЕЛЕКТРИЧНОЮ ЕНЕРГІЄЮ

МОДЕЛЮВАННЯ РЕЖИМІВ СИСТЕМ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ СПОЖИВАЧІВ ЕЛЕКТРИЧНОЮ ЕНЕРГІЄЮ [Електронний ресурс]: навч. посіб. для студ. спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», освітніх програм «Системи забезпечення споживачів електричною енергією» та «Енергетичний менеджмент та енергоефективні технології» / В. А. Попов, В. В. Ткаченко, О. С. Ярмолюк ; КПІ ім. Ігоря Сікорського. – Електронні текстові дані (1 файл: 2,3 Мбайт). – Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2021. – 104 с.

У навчальному посібнику розглянуто теоретичні та практичні аспекти моделювання топології та режимів розімкнених і замкнених електричних мереж номінальною напругою 0,38...220 кВ, що включають у себе питання визначення параметрів елементів схем заміщення електричних мереж, ознайомлення з методами розрахунку поточкорозподілу та значень напруги у вузлах мереж різноманітної топології. Особлива увага приділяється особливостям вирішення зазначених питань у мережах систем забезпечення споживачів електричною енергією. Окрім цього, у посібнику аналізуються задачі розрахунку втрат електричної енергії у принципових елементах електричних мереж при різноманітному характері інформаційного забезпечення, що у подальшому дасть змогу визначити оптимальну стратегію їх мінімізації. Представлені в посібнику матеріали можуть бути використані студентами електротехнічних спеціальностей вищих навчальних закладів для кращого розуміння матеріалів лекційних і практичних занять, з дисциплін «Електричні системи та мережі» та «Системи електропостачання», при виконанні курсового та дипломного проектування.

© В. А. Попов, В. В. Ткаченко, О. С. Ярмолюк, 2021
© КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2021

ПЕРЕДМОВА

Однією з основних причин, що спонукала авторів до підготовки даного навчального посібника, є поширення в останній час дистанційної форми навчання студентів. В умовах обмежених можливостей безпосереднього спілкування з викладачами при вивченні теоретичних матеріалів та виконанні практичних розрахунків, у процесі підготовки фахівців згідно освітніх програм «Системи забезпечення споживачів електричною енергією» та «Енергетичний менеджмент та енергоефективні технології» виникає потреба у систематизації матеріалу, який подається в курсі «Системи електропостачання», його прив'язці до знань та компетенцій, які отримують студенти при вивченні низки безпосередньо пов'язаною з ним інших фахових дисциплін, що повинно сприяти підвищенню загальній ефективності навчального процесу та якості підготовці майбутніх фахівців у відповідній галузі.

Структура навчального посібника, зміст й методика подання матеріалу відповідають багаторічному досвіду викладання на кафедрі електропостачання Інституту енергозбереження та енергоменеджменту КПІ ім. Ігоря Сікорського таких дисциплін як «Електричні системи та мережі» та «Системи електропостачання» і знайшли позитивний відгук від студентів та їх принципівих роботодавців.

Навчальний посібник складається з трьох розділів.

У першому розділі вивчаються питання розрахунку параметрів схем заміщення елементів електроенергетичних систем; розглядається низка найбільш поширених загальних методів визначення пототокорозподілу та моделювання сталих режимів розімкнених мереж, мереж із двостороннім живленням та складнозамкнених електричних мереж.

У другому розділі розглянуті питання пов'язані з особливістю визначення навантажень та моделювання режимів в системах забезпечення

споживачів електричною енергією за умов обмеженості наявної вихідної інформації. Спеціальна увага приділяється процедурі залучення інформації щодо електроспоживання в процесі моделювання електричних навантажень. Наводяться відомості відносно найбільш поширених алгоритмічних форм завдання топології електричних як замкнених, так і розімкнених мереж. Демонструється можливість використання матричних методів розрахунку режимів електричних мереж.

Третій розділ присвячено питанням використання найбільш поширених методів розрахунку втрат електричної енергії в елементах електричних мереж. Особлива увага звертається на виконання зазначених розрахунків у розподільних мережах та мережах низької напруги на підставі використання низки їх узагальнених показників.

Наведені в навчальному посібнику матеріали будуть також корисні при виконанні курсового та дипломного проєктів, а також для студентів інших електротехнічних спеціальностей, зокрема, які здійснюють підготовку згідно освітніх програм «Системи забезпечення споживачів електричною енергією», та «Енергетичний менеджмент та енергоефективні технології» тощо, під час вивчення відповідних фахових дисциплін.

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ.....	6
ВСТУП	7
1 СХЕМИ ЗАМІЩЕННЯ ТА ЗАГАЛЬНІ ПРИНЦИПИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ.....	9
1.1 Схеми заміщення ліній і трансформаторів	9
1.2 Основні принципи розрахунку сталих режимів розімкнених електричних мереж.....	23
1.3 Основні принципи розрахунку сталих режимів замкнених електричних мереж.....	37
2 ОСОБЛИВОСТІ МОДЕЛЮВАННЯ РЕЖИМІВ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ	56
2.1 Визначення поточкорозподілу у розподільних мережах за умов різного інформаційного забезпечення	56
2.2 Використання даних щодо електроспоживання при моделюванні режимів розподільних мереж	66
2.3 Завдання топології електричних мереж при моделюванні їх режимів ..	70
3 ВИЗНАЧЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В СИСТЕМАХ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ СПОЖИВАЧІВ ЕЛЕКТРИЧНОЮ ЕНЕРГІЄЮ	80
3.1 Загальна характеристика методів розрахунку втрат електричної енергії в елементах систем електропостачання.....	80
3.2 Особливості визначення втрат електричної енергії в розподільних мережах та мережах низької напруги	92
ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ	104

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

АСОЕ – автоматизована система обліку електроспоживання;

ВН – висока напруга;

ЕП – електроприймач;

ЕРС – електрорушійна сила;

КЛ – кабельна лінія;

КПІ ім. Ігоря Сікорського – Національний технічний університет України
«Київський політехнічний інститут імені Ігоря Сікорського»;

ЛЕП – лінія електропередачі;

НН – низька напруга;

ПЛ – повітряна лінія;

СЕП – системи електропостачання;

СН – середня напруга;

ТП – трансформаторна підстанція.

ВСТУП

Попри всю різноманітність типів електричних мереж, як за призначенням, так і за величиною номінальної напруги, існують багато закономірностей, загальних для всіх типів мереж. Ці закономірності характеризують режим електричної мережі. Розрізняють перехідні та сталі режими. Перші відповідають роботі електричної мережі в умовах зміни навантаження або величини напруги на передавальному кінці лінії. Перехідні режими електричних мереж вивчаються у спеціальних курсах і не є предметом даного навчального посібника. Нижче розглядаються сталі режими роботи, для яких приймається, що напруга на кінці живлення та величина навантаження на приймальному кінці незмінні або швидкість їх зміни достатньо мала. Внутрішньодобові зміни електроспоживання та генерації розглядаються як послідовність сталих електричних режимів.

Визначення параметрів режиму слугує для перевірки їх допустимості з точки зору нагріву струмоведучих частин, контролю рівнів завантаження джерел активної та реактивної потужностей, оцінки режиму напруги на відповідність вимогам діючим стандартам, аналізу економічності роботи мережі на основі результатів розрахунку втрат потужності й електричної енергії.

Метою розрахунку режиму електричної мережі у найбільш загальному випадку є визначення: 1) потужностей на кінцях поздовжніх і поперечних гілок; 2) струмів у всіх гілках; 3) напруги у всіх вузлах. Надалі, якщо відсутні спеціальні застереження, мова буде йти відносно сумарної потужності трьох фаз («трифазної» потужності) і лінійних напруг. Перше положення є природним для аналізу режимів трифазних мереж, а друге пов'язано з тим, що у якості номінальної напруги електричних мереж прийнято лінійні (міжфазні) значення.

В електричній мережі прийнято виділяти її початок та її кінець. Початком будь-якої електричної мережі є джерело електричної енергії, а кінцем – споживач цієї енергії. У зв'язку з цим, початок електричної мережі є її передавальним кінцем, а місце підключення споживача – кінцем приймання. Принципово розрахунки електричних мереж базуються на тих же законах, що і розрахунки будь-якого іншого ланцюга змінного струму. Однак специфіка електричних мереж в електроенергетичних системах і системах забезпечення споживачів електричною енергією така, що безпосереднє використання прийомів розрахунку електричних ланцюгів, відомих із електротехніки, є досить складним.

Отже, виникає об'єктивна необхідність застосувати заміщення реальних електричних мереж їх розрахунковими схемами. У схемах заміщення як власне лінії електропередачі, так і трансформатори (автотрансформатори) замінюють набором активних і реактивних опорів та провідностей. Величини цих опорів і провідностей, очевидно, повинні бути такими, щоб забезпечувати достовірні результати розрахунку режимів електричних мереж і систем.

Крім того, введення будь-якого елементу в схему заміщення має бути переконливо обґрунтовано, виходячи з фізичних процесів, які супроводжують передачу та перетворення електричної енергії. Поряд із очевидним розходженням між лініями електропередачі, призначеними лише для транспортування та розподілу електроенергії, та трансформаторами, які крім передачі електроенергії ще забезпечують перетворення її параметрів, можна виявити досить ознак, загальних для обох категорій. Ця остання обставина певною мірою забезпечує уніфікований підхід при заміщенні у розрахункових схемах електричних мереж як власне ліній електропередачі, так і трансформаторів (автотрансформаторів), які є неодмінними ланками на шляху транспортування електроенергії від її виробника до споживача.

1 СХЕМИ ЗАМІЩЕННЯ ТА ЗАГАЛЬНІ ПРИНЦИПИ РОЗРАХУНКУ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

1.1 Схеми заміщення ліній і трансформаторів

У загальному випадку при розрахунку режимів розглядаються трифазні електричні мережі змінного струму при симетричних і синусоїдальних струмах і напругах (рис. 1.1).

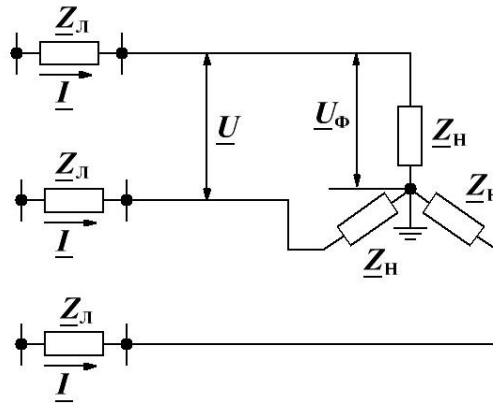


Рисунок 1.1 – Трифазна схема заміщення лінії й умовного навантаження

У наведених на рис. 1.1 схемі: \underline{Z}_L , \underline{Z}_N – відповідно комплексні опори лінії й однієї фази навантаження, по яким протікає струм \underline{I} , \underline{U} , \underline{U}_Φ – комплексні лінійна та фазна напруги, пов'язані залежністю $U = \sqrt{3}U_\Phi$.

Враховуючи те, що трифазна мережа є симетричною, при її моделюванні, зазвичай, розглядаються схеми заміщення та параметри режиму лише однієї фази (рис. 1.2).

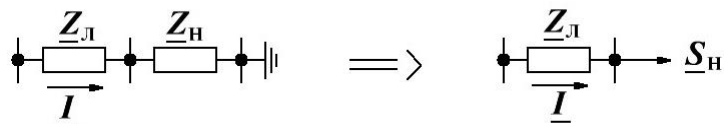


Рисунок 1.2 – Однофазна схема заміщення лінії і навантаження

У загальному випадку комплекс лінійної напруги у вузлі визначається наступним чином:

$$\underline{U} = U_A + jU_P,$$

де \underline{U}_A й \underline{U}_P – відповідно активна та реактивна складові напруги.

У той же час для мереж напругою до 150 кВ, які є типовими для систем забезпечення споживачів електричною енергією, реактивною складовою напруги нехтують, і тому приймають

$$\underline{U} = U_A = U.$$

За аналогією з напругою, комплекс струму має наступний вигляд:

$$\underline{I} = I_A + jI_P,$$

де \underline{I}_A , \underline{I}_P – відповідно активна та реактивна складові струму.

На рис. 1.3 наведено векторні діаграми напруг, струмів і потужностей для активно-індуктивного й активно-ємнісного елементів мережі, де φ – кут між комплексами напруги та струму.

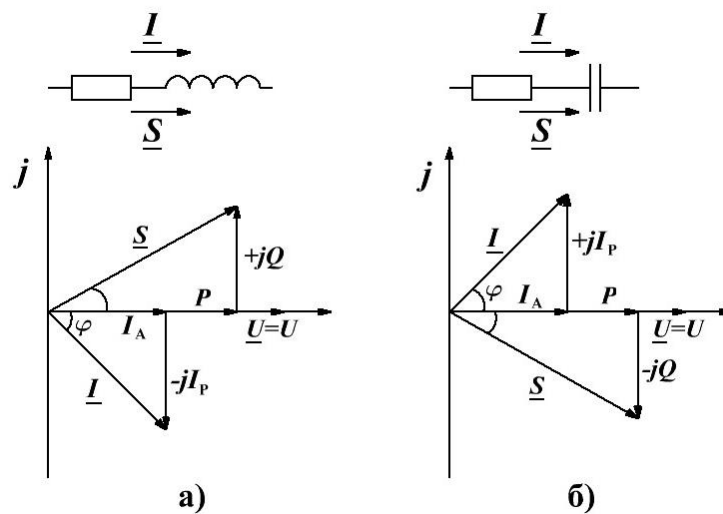


Рисунок 1.3 – Векторні діаграми напруг, струмів і потужностей активно-індуктивного (а) й активно-ємнісного (б) елементів мережі

У переважній більшості випадків при розрахунках режимів електричних мереж маємо справу з активно-індуктивними опорами елементів мереж

$$\underline{Z} = R + jX,$$

де R – активний опір;

X – реактивний (індуктивний) опір.

При розрахунках ustalених режимів використовуються математичні моделі ліній електропередачі (ЛЕП), трансформаторів та інших елементів, які отримали назву схем заміщення [1]. Для ЛЕП довжиною до 400 км, використовуються П-подібні схеми заміщення з зосередженими параметрами (рис. 1.4).

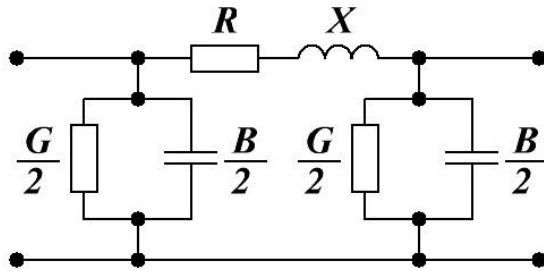


Рисунок 1.4 – П-подібна схема заміщення лінії електропередачі:

R – активний опір; X – реактивний опір;
 G – активна провідність; B – реактивна провідність

Активний опір лінії (у Ом) обумовлено втратами потужності і енергії на нагрів проводів

$$R = r_0 L,$$

де r_0 – погонний активний опір лінії, значення якого наведено у довідниках при $t = 20^\circ\text{C}$, Ом/км;

$$r_0 = \frac{\rho}{F},$$

ρ – питомий опір матеріалу дроту або кабелю, наприклад, для алюмінію - $\rho = 26,2\text{--}29,5$ Ом/км·мм², для міді – $\rho = 17,24\text{--}18$ Ом/км·мм²;

F – площа перерізу, мм²;

L – довжина лінії, км.

У загальному випадку

$$r_0 = r_0^{20^\circ\text{C}} [1 + \alpha_t (t - 20)],$$

де α_t – температурний коефіцієнт, $\alpha_t \approx 0,004$;

t – температура навколишнього середовища, °С.

Реактивний опір (у Ом) обумовлено магнітними потоками взаємної індукції фазних проводів

$$X = x_0 L,$$

де x_0 – погонний реактивний опір лінії, Ом/км;

$$x_0 = 0,144 \lg \frac{D_{\text{cp}}}{r_{\text{пр}}} + 0,016,$$

де D_{cp} – середньо геометрична відстань між фазами лінії, м;

$r_{\text{пр}}$ – радіус проводу, м;

L – довжина лінії.

Середньо геометрична відстань визначається:

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

де D_{12} , D_{23} , D_{13} – відстані між фазами лінії.

Активна провідність (у См) визначається наступним чином

$$G = g_0 L,$$

де g_0 – погонна активна провідність лінії, См/км;

$$g_0 = \frac{\Delta P_{\text{к0}}}{U_{\text{н}}^2} 10^{-3},$$

$\Delta P_{\text{к0}}$ – погонні втрати активної потужності на корону, Вт/км;

$U_{\text{н}}$ – номінальна напруга мережі, кВ;

L – довжина лінії, км.

Активна провідність обумовлена двома видами втрат активної потужності: втрати від струму витоку через ізоляцію та втрати на коронний розряд. Так як для ізоляції проводів ЛЕП використовуються матеріали з високою ізоляційною здатністю, то втрати від струмів витоку малі та ними можна знехтувати. Для ліній напругою 110–220 кВ втрати від коронного розряду також малі та ними можна знехтувати.

Реактивна провідність (y См) обумовлена ємностями між фазними проводами та між проводами і землею

$$B = b_0 L,$$

де b_0 – погонна реактивна провідність лінії, См/км;

$$b_0 = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg \frac{D_{\text{сер}}}{r_{\text{пр}}}},$$

$D_{\text{сер}}$ – середньо геометрична відстань між фазами лінії, м;

$r_{\text{пр}}$ – радіус проводу, м;

L – довжина лінії, км.

У той же час, конкретний вигляд схеми заміщення ЛЕП, яка застосовується під час розрахунку режимів електричних мереж, залежить від номінальної напруги мережі, що розглядається.

У випадку мережі з номінальною напругою 110–220 кВ, коли активною провідністю нехтують, схема заміщення ЛЕП має вигляд, наведений на рис. 1.5.

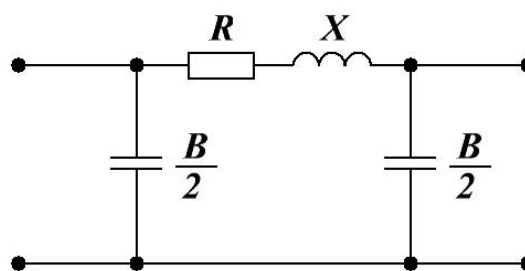


Рисунок 1.5 – Схема заміщення ЛЕП напругою 110–220 кВ

Наявність у схемі заміщення ЛЕП реактивної провідності, яка має ємнісний характер, є причиною появи у лінії так званої «зарядної» потужності ($Q_c = \frac{B}{2} U^2$, вар), яка направлена у бік лінії. Тому під час розрахунків режимів у схемі заміщення лінії замість реактивної провідності застосовують зарядну потужність. Схема заміщення в цьому випадку буде мати вигляд, наведений на рис. 1.6.

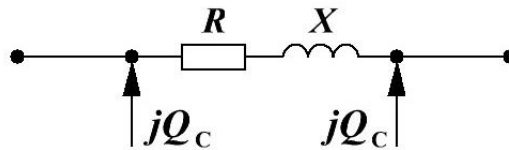


Рисунок 1.6 – Схема заміщення ЛЕП напругою 110–220 кВ з зарядною потужністю

Якщо ми маємо справу з лінією номінальна напруга якої становить 0,38–35 кВ, то, як правило, зарядною потужністю нехтують [2] та в цьому випадку схема матиме вигляд, наведений на рис. 1.7.

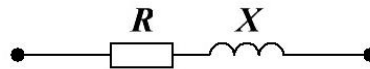


Рисунок 1.7 – Схема заміщення ЛЕП напругою 0,38–35 кВ

Кабельні ЛЕП представляються також П-подібна схемою заміщення. Оскільки для кабельних ліній (КЛ) $D_{сер}$ приблизно в 100 разів менше, ніж для повітряних ліній (ПЛ), реактивний опір кабелю значно менший за активний і тому при розрахунках його не враховують. Незважаючи на те, що ємнісна провідність КЛ більше, ніж ПЛ, але для КЛ напругою 6–10 кВ зарядна потужність Q_c все одно буде незначною, тому при відповідних розрахунках її також можна не враховувати.

Під час моделювання режимів електричних мереж для двообмоткових трансформаторів застосовується так звана Г-подібна схема заміщення (рис. 1.8).

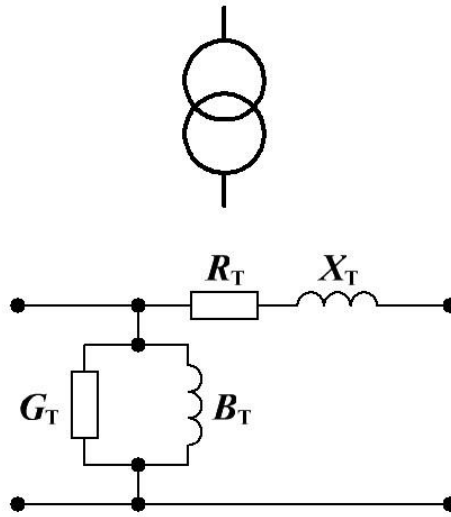


Рисунок 1.8 – Умовне позначення та Г-подібна схема заміщення двообмоткового трансформатора:

R_T – активний опір; X_T – реактивний опір;
 G_T – активна провідність; B_T – реактивна провідність

Для розрахунку параметрів схеми заміщення двообмоткового трансформатора необхідно наступні дані:

- 1) номінальна потужність S_n , кВ·А;
- 2) номінальні напруги обмоток високої (ВН) та низької напруг (НН):
 $U_{ВН}$ та $U_{НН}$, кВ;
- 3) втрати активної потужності короткого замикання $\Delta P_{кз}$, кВт;
- 4) втрати активної потужності холостого ходу $\Delta P_{хх}$, кВт;
- 5) напруга короткого замикання $u_{кз}$, %;
- 6) струм холостого ходу $I_{хх}$, %.

Активний опір трансформатора (у Ом) визначається наступним чином:

$$R_T = \Delta P_{кз} \frac{U_{ВН}^2}{S_n^2} 10^3.$$

Реактивний опір трансформатора (у Ом) визначається за наступною формулою:

$$X_T = u_{кз} \frac{U_{ВН}^2}{S_n} 10.$$

Між величинами активного та реактивного опорів трансформаторів завжди існує наступне співвідношення:

$$R_T \ll X_T.$$

Активна та реактивна провідності трансформатора (у См) визначаються наступним чином:

$$G_T = \frac{\Delta P_{XX}}{U_{BH}^2} 10^{-3}, \quad Y_T = I_{XX} \frac{S_H}{U_{BH}^2} 10^{-5}, \quad B_T = \sqrt{Y_T^2 - G_T^2},$$

де Y_T – повна провідність трансформатора.

Наявність у схемі заміщення трансформатора активної та реактивної провідностей призводить до втрат потужності холостого ходу. Ці втрати мають місце на стороні первинної обмотки трансформатора весь той час поки на цю обмотку подається напруга. Тому, під час розрахунків режимів, у схемах заміщення трансформатора провідності заміняють на втрати потужності холостого ходу та схема заміщення трансформатора набуває наступного вигляду (рис. 1.9).

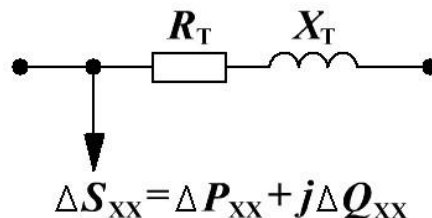


Рисунок 1.9 – Спрощена Г-подібна схема заміщення двообмоткового трансформатора

Втрати потужності в трансформаторі можна розділити на дві складові:

1) втрати потужності залежні від навантаження трансформатора, які мають місце в опорах трансформатора

$$\Delta \underline{S}_{\text{наб}} = \Delta P_{\text{наб}} + j \Delta Q_{\text{наб}};$$

2) втрати потужності холостого ходу, які мають місце в провідностях трансформатора

$$\Delta \underline{S}_{XX} = \Delta P_{XX} + j\Delta Q_{XX}.$$

Повні втрати потужності в трансформаторі визначаються наступним чином:

$$\Delta P_T = \Delta P_{\text{наб}} + \Delta P_{XX}, \quad \Delta Q_T = \Delta Q_{\text{наб}} + \Delta Q_{XX}, \quad \Delta \underline{S}_T = \Delta P_T + j\Delta Q_T.$$

Активна складова втрат потужності холостого ходу визначається за довідковими або каталожними даними трансформатору.

Реактивна складова втрат потужності холостого ходу (у квар) визначається наступним чином

$$\Delta Q_{XX} = \frac{I_{XX}}{100} S_H.$$

Втрати потужності (у кВт та квар), які залежать від навантаження S , часто визначають за так званими спрощеними формулами

$$\Delta P_{\text{наб}} = 3I^2 R_T = 3 \frac{S^2}{3U^2} \Delta P_{K3} \frac{U_{BH}^2}{S_H^2} = \Delta P_{K3} \frac{S^2}{S_H^2} = \Delta P_{K3} \left(\frac{S}{S_H} \right)^2 = \Delta P_{K3} \beta^2,$$

$$\Delta Q_{\text{наб}} = 3I^2 X_T = 3 \frac{S^2}{3U^2} \frac{u_{K3}}{100} \frac{U_{BH}^2}{S_H} = \frac{u_{K3}}{100} \frac{S^2}{S_H},$$

де β – коефіцієнт завантаження трансформатора, $\beta = \frac{S}{S_H}$.

Якщо маємо n трансформаторів однакової потужності, які працюють паралельно, то еквівалентні втрати потужності визначаються наступним чином:

$$\Delta P_T = \frac{1}{n} \Delta P_{\text{наб}} + n \Delta P_{XX}, \quad \Delta Q_T = \frac{1}{n} \Delta Q_{\text{наб}} + n \Delta Q_{XX}, \quad \Delta \underline{S}_T = \Delta P_T + j\Delta Q_T.$$

Для триобмоткових трансформаторів застосовується наступна схема заміщення (рис. 1.10)

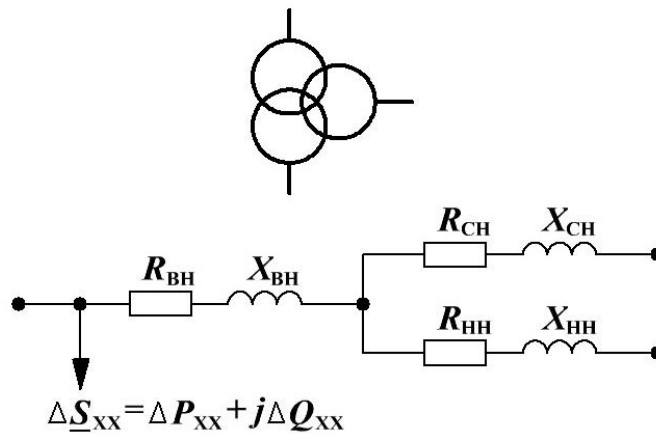


Рисунок 1.10 – Умовне позначення та Г-подібна схема заміщення триобмоткового трансформатора:
СН – середня напруга

Відомі наступні довідкові або каталожні дані триобмоткового трансформатора:

- 1) номінальна потужність S_n , кВ·А;
- 2) номінальні напруги обмоток ВН, СН і НН: $U_{ВН}$, $U_{СН}$ та $U_{НН}$, кВ;
- 3) втрати активної потужності холостого ходу ΔP_{xx} , кВт;
- 4) втрати активної потужності короткого замикання, які можуть бути задано у вигляді або одного значення $\Delta P_{кз}$, кВт, або трьох значень втрат потужності між парами обмоток: $\Delta P_{кз}^{В-С}$, $\Delta P_{кз}^{В-Н}$ та $\Delta P_{кз}^{С-Н}$, кВт;
- 5) струм холостого ходу I_{xx} , %;
- 6) три значення напруг короткого замикання між парами обмоток: $u_{кз}^{В-С}$, $u_{кз}^{В-Н}$ та $u_{кз}^{С-Н}$, %;
- 7) пропускна здатність обмоток ВН, СН та НН: $S_{ВН}$, $S_{СН}$ та $S_{НН}$, %.

Можливо два випадки завдання пропускної здатності обмоток:

1. Пропускні здатності всіх трьох обмоток однакові, кожна з обмоток може пропустити 100 % від номінальної потужності трансформатора:

$$S_{ВН} = S_{СН} = S_{НН} = S_n (\%) = 100 \% .$$

2. Пропускні здатності обмоток ВН і СН однакові, кожна з цих обмоток може пропустити 100 % від номінальної потужності

трансформатора. Пропускна здатність обмотки НН менша 100 % від номінальної потужності трансформатора:

$$S_{BH} = S_{CH} = S_H (\%) = 100 \% , \quad S_{HH} = K_S S_H (\%) , \quad K_S < 1.$$

Активна та реактивна провідності трифазного трансформатора визначається за тими ж виразами, що і для двообмоткового трансформатора. Втрати активної потужності холостого ходу задаються в довідниках і каталогах, а втрати реактивної потужності (у квар) визначаються за тією ж формулою, що і для двообмоткового трансформатора:

$$\Delta Q_{xx} = \frac{I_{xx}}{100} S_H.$$

При визначенні реактивних опорів спочатку розраховують напруги короткого замикання кожної з обмоток:

$$u_{K3}^B = 0,5(u_{K3}^{B-C} + u_{K3}^{B-H} - u_{K3}^{C-H}), \quad u_{K3}^C = 0,5(u_{K3}^{B-C} + u_{K3}^{C-H} - u_{K3}^{B-H}), \\ u_{K3}^H = 0,5(u_{K3}^{B-H} + u_{K3}^{C-H} - u_{K3}^{B-C}).$$

Конструктивно трифазні трансформатори виконані таким чином, що одна з обмоток знаходиться між двома іншими. Реактивний опір цієї обмотки компенсується електромагнітними полями двох інших обмоток. Тому значення напруг короткого замикання між парами обмоток підібрано таким чином, що при розрахунку напруг короткого замикання обмоток одне зі значень буде дорівнювати нулю

$$u_{K3}^B = 0 \quad \text{або} \quad u_{K3}^C = 0 \quad \text{або} \quad u_{K3}^H = 0.$$

Після визначення напруг короткого замикання кожної з обмоток розраховуються реактивні опори обмоток (у Ом)

$$X_{BH} = u_{K3}^B \frac{U_{BH}^2}{S_H} 10, \quad X_{CH} = u_{K3}^C \frac{U_{BH}^2}{S_H} 10, \quad X_{HH} = u_{K3}^H \frac{U_{BH}^2}{S_H} 10.$$

У випадку, якщо задано три значення втрат короткого замикання між парами обмоток, активні опори (у Ом) розраховуються наступним чином

$$\begin{aligned} R_{\text{ВН}} &= \frac{1}{2} \left(\Delta P_{\text{КЗ}}^{\text{В-С}} + \frac{\Delta P_{\text{КЗ}}^{\text{В-Н}}}{K_{\text{С}}^2} - \frac{\Delta P_{\text{КЗ}}^{\text{С-Н}}}{K_{\text{С}}^2} \right) \frac{U_{\text{ВН}}^2}{S_{\text{Н}}^2} 10^3, \\ R_{\text{СН}} &= \frac{1}{2} \left(\Delta P_{\text{КЗ}}^{\text{В-С}} + \frac{\Delta P_{\text{КЗ}}^{\text{С-Н}}}{K_{\text{С}}^2} - \frac{\Delta P_{\text{КЗ}}^{\text{В-Н}}}{K_{\text{С}}^2} \right) \frac{U_{\text{ВН}}^2}{S_{\text{Н}}^2} 10^3, \\ R_{\text{НН}} &= \frac{1}{2} \left(\frac{\Delta P_{\text{КЗ}}^{\text{В-Н}}}{K_{\text{С}}^2} + \frac{\Delta P_{\text{КЗ}}^{\text{С-Н}}}{K_{\text{С}}^2} - \Delta P_{\text{КЗ}}^{\text{В-С}} \right) \frac{U_{\text{ВН}}^2}{S_{\text{Н}}^2} 10^3. \end{aligned}$$

У випадку, якщо задано одне значення втрат короткого замикання, то активний опір (у Ом) визначається так:

- якщо пропускні здатності трьох обмоток однакові

$$R_{\text{ВН}} = R_{\text{СН}} = R_{\text{НН}} = \frac{1}{2} \Delta P_{\text{КЗ}} \frac{U_{\text{ВН}}^2}{S_{\text{Н}}^2} 10^3;$$

- якщо пропускна здатність обмотки НН менша 100 % від номінальної потужності трансформатора

$$R_{\text{ВН}} = R_{\text{СН}} = \frac{1}{2} \Delta P_{\text{КЗ}} \frac{U_{\text{ВН}}^2}{S_{\text{Н}}^2} 10^3, \quad R_{\text{НН}} = \frac{1}{K_{\text{С}}} R_{\text{ВН}}.$$

Під трансформатором з розщепленої обмоткою розуміють такий трансформатор, одна з обмоток якого має дві (іноді більш) частини. Ці частини є електрично нез'єднаними та мають роздільні виводи. Це дає змогу використовувати кожен частину незалежно від інших.

Трансформатори з розщепленою обмоткою НН застосовуються в електричних мережах, як правило, з метою зниження струмів короткого замикання. У порівнянні з двообмотковим трансформатором такої ж потужності, опір трансформатора наскрізним струмам короткого замикання при розщепленні обмотки збільшується майже в 1,6 рази.

Конструктивно трансформатори з розщепленою обмоткою НН мають такі особливості:

- обмотка ВН знаходиться між обмотками НН;
- пропускна здатність кожної з обмоток НН менша 100 % від номінальної потужності трансформатора.

Під час розрахунків режимів електричних мереж застосовується так звана Г-подібна схема заміщення трансформатора з розщепленою обмоткою НН (рис. 1.11).

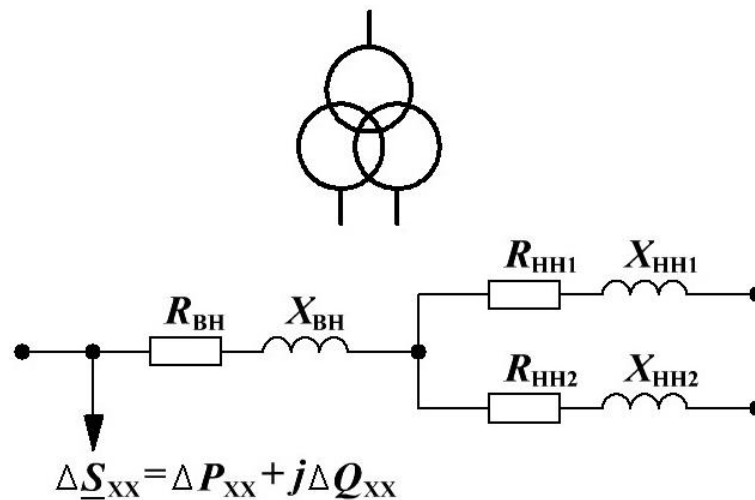


Рисунок 1.11 – Умовне позначення та Г-подібна схема заміщення трансформатора з розщепленою обмоткою НН

Відомі наступні довідкові дані трансформатора:

- 1) номінальна потужність S_n , кВ·А;
- 2) номінальні напруги обмоток ВН і НН: $U_{ВН}$, $U_{НН1}$ та $U_{НН2}$, кВ;
- 3) втрати активної потужності короткого замикання $\Delta P_{кз}$, кВт;
- 4) втрати активної потужності холостого ходу ΔP_{xx} , кВт;
- 5) напруга короткого замикання $u_{кз}$, %;
- 6) струм холостого ходу I_{xx} , %.

Втрати активної потужності холостого ходу задаються в довідниках або каталогах.

Втрати реактивної потужності холостого ходу (у квар) розраховують за тими ж формулам, що і для двообмоткових трансформаторів:

$$\Delta Q_{XX} = \frac{I_{XX}}{100} S_H.$$

Активні опори (у Ом) розраховують наступним чином:

$$R_{BH} = \frac{1}{2} \Delta P_{K3} \frac{U_{BH}^2}{S_H^2} 10^3, \quad R_{HH1} = R_{HH2} = \Delta P_{K3} \frac{U_{BH}^2}{S_H^2} 10^3.$$

Для трансформаторів з розщепленою обмоткою специфічними параметрами є:

– опір розщеплення, який дорівнює опору між виводами двох гілок розщепленої обмотки

$$Z_{роз} = Z_{HH1-HH2} = Z_{HH1} + Z_{HH2};$$

– наскрізний опір, який дорівнює опору між виводами обмотки ВН і об'єднаними (з'єднаними паралельно) гілками розщепленої обмотки НН

$$Z_{нас} = Z_{BH-HH};$$

– коефіцієнт розщеплення, який характеризує електромагнітний зв'язок між вторинними обмотками та дорівнює відношенню опору розщеплення до наскрізного опору

$$K_{роз} = \frac{Z_{роз}}{Z_{нас}} = \frac{Z_{HH1-HH2}}{Z_{BH-HH}}.$$

Для трифазних трансформаторів коефіцієнт розщеплення лежить у межах $K_{роз} = 3,34 \div 3,64$. Якщо точні дані відсутні, то приймають $K_{роз} = 3,5$.

У випадку, коли задане значення коефіцієнта розщеплення, то реактивні опори трансформатора (у Ом) розраховуються наступним чином:

$$X_{BH-HH} = u_{K3} \frac{U_{BH}^2}{S_H} 10, \quad X_{HH1} = X_{HH2} = X_{BH-HH} \frac{K_{роз}}{2}, \quad X_{BH} = X_{BH-HH} \left(1 - \frac{K_{роз}}{4} \right).$$

Струмообмежувальний реактор – високовольтний електричний апарат, різновид електричного реактора послідовного увімкнення, що призначений для обмеження струму короткого замикання та підтримання при цьому достатньої напруги на неушкоджених частинах електроустаткування за реактором у мережах змінного струму. Використання струмообмежувальних реакторів забезпечує умови стійкої роботи електричних генераторів і двигунів споживачів в електричних мережах.

Реактори виготовляються у вигляді котушок індуктивності без осердя з магнітного матеріалу. Завдяки цьому він має сталий індуктивний опір (у Ом), який не залежить від струму, який протікає, і визначається наступним чином

$$X_p = u_{кз} \frac{U_n}{\sqrt{3}I_n} 10,$$

де $u_{кз}$ – напруга короткого замикання, %;

U_n – номінальна напруга реактора, кВ;

I_n – номінальний струм реактора, А.

При розрахунках активним опором реактора нехтують з причини його малої величини.

1.2 Основні принципи розрахунку сталих режимів розімкнених електричних мереж

Завдання розрахунку режиму в електричній мережі полягає у визначенні струмів в гілках, напруги в вузлах і потоків потужності (рис. 1.12).

При розрахунках режиму зазвичай розглядають декілька характерних випадків [1].

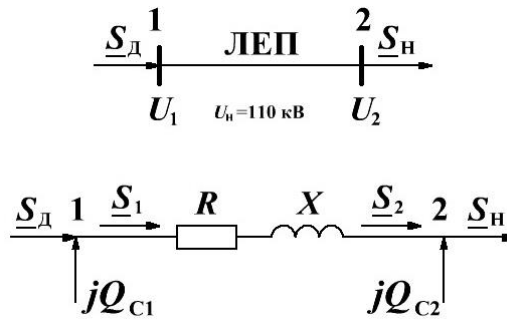


Рисунок 1.12 – ЛЕП та її схема заміщення:

$\underline{S}_д$ – потужність джерела живлення; $\underline{S}_н$ – потужність навантаження;
 Q_{c1} і Q_{c2} – зарядні потужності направлено у бік лінії, які замінюють реактивну провідність лінії

Випадок 1. Відомі потужність навантаження $\underline{S}_н = P_н + jQ_н$ та напруга в кінці лінії U_2 . Потрібно визначити потужність джерела живлення $\underline{S}_д$ та напругу на початку лінії U_1 . Розрахунок будемо виконувати рухаючись від кінця лінії до її початку.

Знайдемо зарядну потужність в кінці лінії

$$Q_{c2} = \frac{B}{2} U_2^2.$$

Розраховуємо потужність в кінці лінії \underline{S}_2

$$\underline{S}_2 = \underline{S}_н - jQ_{c2} = P_н + jQ_н - jQ_{c2} = P_н + j \underbrace{(Q_н - Q_{c2})}_{Q_2} = P_2 + jQ_2.$$

Знайдемо втрати потужності в лінії

$$\Delta \underline{S} = 3I^2 \underline{Z} = \frac{S_2^2}{U_2^2} \underline{Z} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2} (R + jX) = \underbrace{\frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2} R}_{\Delta P} + j \underbrace{\frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2} X}_{\Delta Q} = \Delta P + j\Delta Q,$$

де ΔP – втрати активної потужності;

ΔQ – втрати реактивної потужності.

Розраховуємо потужність на початку лінії \underline{S}_1

$$\underline{S}_1 = \underline{S}_2 + \Delta \underline{S} = P_2 + jQ_2 + \Delta P + j\Delta Q = \underbrace{P_2 + \Delta P}_{P_1} + j \underbrace{(Q_2 + \Delta Q)}_{Q_1} = P_1 + jQ_1.$$

Знайдемо падіння напруги в лінії

$$\begin{aligned} \Delta \underline{U} &= \sqrt{3} \underline{I} \underline{Z} = \frac{\underline{S}_2^* \underline{Z}}{U_2} = \frac{(P_2 - jQ_2)(R + jX)}{U_2} = \\ &= \frac{P_2 R + Q_2 X + j(P_2 X - Q_2 R)}{U_2} = \underbrace{\frac{P_2 R + Q_2 X}{U_2}}_{\Delta U} + j \underbrace{\frac{P_2 X - Q_2 R}{U_2}}_{\delta U} = \Delta U + j\delta U, \end{aligned}$$

де ΔU – повздовжня складова падіння напруги;

δU – поперечна складова падіння напруги.

Тоді напруга на початку лінії буде становити

$$\underline{U}_1 = \underline{U}_2 + \Delta \underline{U} = U_2 + \Delta U + j\delta U.$$

Модуль напруги на початку лінії визначається згідно виразу

$$U_1 = \sqrt{(U_2 + \Delta U)^2 + \delta U^2}.$$

Знайдемо зарядну потужність на початку лінії

$$Q_{C1} = \frac{B}{2} U_1^2.$$

Розраховуємо потужність джерела живлення \underline{S}_D

$$\underline{S}_D = \underline{S}_1 - jQ_{C1} = P_1 + jQ_1 - jQ_{C1} = \underbrace{P_1}_{P_D} + j \underbrace{(Q_1 - Q_{C1})}_{Q_D} = P_D + jQ_D.$$

Випадок 2. Відомі потужність джерела живлення $\underline{S}_D = P_D + jQ_D$ та напруга на початку лінії U_1 . Потрібно визначити потужність навантаження \underline{S}_H та напругу в кінці лінії U_2 . Розрахунок будемо виконувати рухаючись від початку лінії до її кінця.

Знайдемо зарядну потужність на початку лінії

$$Q_{C1} = \frac{B}{2} U_1^2.$$

Розраховуємо потужність на початку лінії \underline{S}_1

$$\underline{S}_1 = \underline{S}_д + jQ_{C1} = P_д + jQ_д + jQ_{C1} = P_д + j \underbrace{(Q_д + Q_{C1})}_{Q_1} = P_1 + jQ_1.$$

Знайдемо втрати потужності в лінії

$$\Delta \underline{S} = 3I^2 \underline{Z} = \frac{S_1^2}{U_1^2} \underline{Z} = \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_1^2} (R + jX) = \underbrace{\frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_1^2} R}_{\Delta P} + j \underbrace{\frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_1^2} X}_{\Delta Q} = \Delta P + j\Delta Q,$$

де ΔP – втрати активної потужності;

ΔQ – втрати реактивної потужності.

Розраховуємо потужність в кінці лінії

$$\underline{S}_2 = \underline{S}_1 - \Delta \underline{S} = P_1 + jQ_1 - \Delta P - j\Delta Q = \underbrace{P_1 - \Delta P}_{P_2} + j \underbrace{(Q_1 - \Delta Q)}_{Q_2} = P_2 + jQ_2.$$

Знайдемо падіння напруги в лінії

$$\begin{aligned} \Delta \underline{U} &= \sqrt{3} I \underline{Z} = \frac{\underline{S}_1^* \underline{Z}}{U_1} = \frac{(P_1 - jQ_1)(R + jX)}{U_1} = \\ &= \frac{P_1 R + Q_1 X + j(P_1 X - Q_1 R)}{U_1} = \underbrace{\frac{P_1 R + Q_1 X}{U_1}}_{\Delta U} + j \underbrace{\frac{P_1 X - Q_1 R}{U_1}}_{\delta U} = \Delta U + j\delta U, \end{aligned}$$

де ΔU – повздовжня складова падіння напруги;

δU – поперечна складова падіння напруги.

Тоді напруга в кінці лінії становить

$$\underline{U}_2 = \underline{U}_1 - \Delta \underline{U} = U_1 - \Delta U - j\delta U.$$

Модуль напруги в кінці лінії визначається згідно виразу

$$U_2 = \sqrt{(U_1 - \Delta U)^2 + \delta U^2}.$$

Знайдемо зарядну потужність в кінці лінії

$$Q_{C2} = \frac{B}{2} U_2^2.$$

Розраховуємо потужність навантаження \underline{S}_H

$$\underline{S}_H = \underline{S}_2 + jQ_{C2} = P_2 + jQ_2 + jQ_{C2} = P_2 + j(\underbrace{Q_2 + Q_{C2}}_{Q_H}) = P_H + jQ_H.$$

Випадок 3. Відомі потужність навантаження $\underline{S}_H = P_H + jQ_H$ та напруга на початку лінії U_1 . Потрібно знайти потужність джерела живлення $\underline{S}_D = P_D + jQ_D$ та напругу в кінці лінії U_2 .

В цьому випадку відразу обчислити напругу в кінці лінії U_2 не уявляється можливим, оскільки не відома потужність на початку лінії. Тому розрахунок ведуть методом послідовних наближень (ітерацій) напруги U_2 . Якщо немає ніяких міркувань щодо вибору початкового наближення величини $U_2^{(0)}$, то її приймають рівною номінальній напрузі мережі ($U_2^{(0)} = U_H$).

Перша ітерація. Знаючи початкове наближення напруги $U_2 = U_2^{(0)} = U_H$, знайдемо перше наближення зарядної потужності в кінці лінії

$$Q_{C2}^{(1)} = \frac{B}{2} (U_2^{(0)})^2 = \frac{B}{2} U_H^2.$$

Розраховуємо перше наближення потужності в кінці лінії

$$\underline{S}_2^{(1)} = \underline{S}_H - jQ_{C2}^{(1)} = P_H + jQ_H - jQ_{C2}^{(1)} = P_H + j(\underbrace{Q_H - Q_{C2}^{(1)}}_{Q_2^{(1)}}) = P_2^{(1)} + jQ_2^{(1)}.$$

Знайдемо перше наближення втрат потужності в лінії

$$\begin{aligned} \Delta \underline{S}^{(1)} &= 3(I^{(1)})^2 \underline{Z} = \frac{(S_2^{(1)})^2}{(U_2^{(0)})^2} \underline{Z} = \frac{(P_2^{(1)})^2 + (Q_2^{(1)})^2}{U_H^2} (R + jX) = \\ &= \underbrace{\frac{(P_2^{(1)})^2 + (Q_2^{(1)})^2}{U_H^2} R}_{\Delta P^{(1)}} + j \underbrace{\frac{(P_2^{(1)})^2 + (Q_2^{(1)})^2}{U_H^2} X}_{\Delta Q^{(1)}} = \Delta P^{(1)} + j\Delta Q^{(1)}, \end{aligned}$$

де $\Delta P^{(1)}$ – перше наближення втрат активної потужності;

$\Delta Q^{(1)}$ – перше наближення втрат реактивної потужності.

Тоді перше наближення потужності на початку лінії

$$\begin{aligned} \underline{S}_1^{(1)} &= \underline{S}_2^{(1)} + \Delta \underline{S}^{(1)} = P_2^{(1)} + jQ_2^{(1)} + \Delta P^{(1)} + j\Delta Q^{(1)} = \\ &= \underbrace{P_2^{(1)} + \Delta P^{(1)}}_{P_1^{(1)}} + j \underbrace{(Q_2^{(1)} + \Delta Q^{(1)})}_{Q_1^{(1)}} = P_1^{(1)} + jQ_1^{(1)}. \end{aligned}$$

Знайдемо перше наближення падіння напруги в лінії

$$\begin{aligned} \Delta \underline{U}^{(1)} &= \sqrt{3} \underline{I}^{(1)} \underline{Z} = \frac{\overset{*}{S}_1^{(1)} \underline{Z}}{U_1} = \frac{(P_1^{(1)} - jQ_1^{(1)})(R + jX)}{U_1} = \\ &= \frac{P_1^{(1)}R + Q_1^{(1)}X + j(P_1^{(1)}X - Q_1^{(1)}R)}{U_1} = \\ &= \underbrace{\frac{P_1^{(1)}R + Q_1^{(1)}X}{U_1}}_{\Delta U^{(1)}} + j \underbrace{\frac{P_1^{(1)}X - Q_1^{(1)}R}{U_1}}_{\delta U^{(1)}} = \Delta U^{(1)} + j\delta U^{(1)}, \end{aligned}$$

де $\Delta U^{(1)}$ – повздовжня складова падіння напруги;

$\delta U^{(1)}$ – поперечна складова падіння напруги.

Тоді перше наближення напруги в кінці лінії дорівнює

$$\underline{U}_2^{(1)} = U_1 - \Delta \underline{U}^{(1)} = U_1 - \Delta U^{(1)} - j\delta U^{(1)}.$$

Модуль першого наближення напруги в кінці лінії визначається згідно виразу

$$U_2^{(1)} = \sqrt{(U_1 - \Delta U^{(1)})^2 + (\delta U^{(1)})^2}.$$

На цьому перша ітерація закінчується.

Друга ітерація. Використовуючи розраховане значення модуля першого наближення напруги в кінці лінії, знайдемо друге наближення зарядної потужності в кінці лінії

$$Q_{C2}^{(2)} = \frac{B}{2} (U_2^{(1)})^2.$$

Розраховуємо друге наближення потужності в кінці лінії

$$\underline{S}_2^{(2)} = \underline{S}_H - jQ_{C2}^{(2)} = P_H + jQ_H - jQ_{C2}^{(2)} = P_H + j(\underbrace{Q_H - Q_{C2}^{(2)}}_{Q_2^{(2)}}) = P_2^{(2)} + jQ_2^{(2)}.$$

І так далі.

Розрахунок наближень напруги U_2 закінчують в тому випадку, якщо різниця між модулями напруги U_2 i -го і $(i-1)$ -го наближень не перевищує заданої точності розрахунку ε :

$$|U_2^{(i)} - U_2^{(i-1)}| \leq \varepsilon.$$

На заключному етапі знаходимо зарядну потужність на початку лінії

$$Q_{C1} = \frac{B}{2} U_1^2$$

та розраховуємо потужність джерела живлення \underline{S}_D

$$\underline{S}_Д = \underline{S}_1^{(i)} - jQ_{C1} = P_1^{(i)} + jQ_1^{(i)} - jQ_{C1} = P_1^{(i)} + j(\underbrace{Q_1^{(i)} - Q_{C1}}_{Q_Д}) = P_Д + jQ_Д.$$

Розглянемо розрахунок режиму розімкненої електричної мережі однієї номінальної напруги (рис. 1.13)

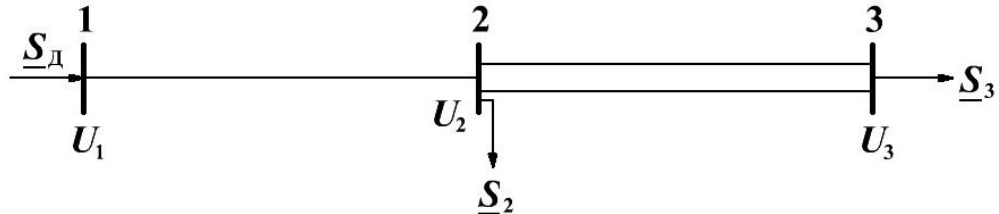


Рисунок 1.13 – Розімкнена електрична мережа однієї номінальної напруги

У цьому випадку при відомих напрузі у вузлі 1 (U_1) і навантаженнях у вузлах 2 та 3 ($\underline{S}_2 = P_2 + jQ_2$, $\underline{S}_3 = P_3 + jQ_3$) необхідно знайти потужність джерела живлення ($\underline{S}_Д = P_Д + jQ_Д$) та значення напруги у вузлах 2 і 3 (U_2 і U_3)

Складемо схему заміщення електричної мережі (рис. 1.14).

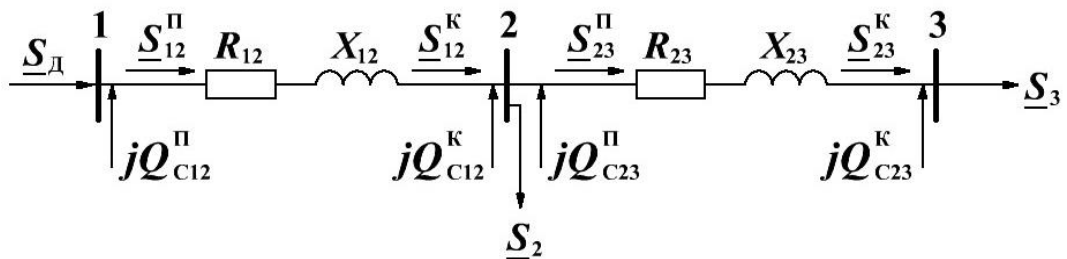


Рисунок 1.14 – Схема заміщення електричної мережі:
індекс «П» – початок ділянки, індекс «К» – кінець ділянки

При виконанні розрахунків знехтуємо поперечною складовою падіння напруги (тобто будемо вважати, що $\delta U = 0$). У цьому випадку подальші розрахунки виконуються наступним чином.

Задамося початковим наближенням напруг у вузлах 2 і 3

$$U_2^{(0)} = U_3^{(0)} = U_H.$$

Розраховуємо параметри схеми заміщення

$$\begin{aligned}
 R_{12} &= r_{012} L_{12} \text{ (Ом)}, & X_{12} &= x_{012} L_{12} \text{ (Ом)}, & B_{12} &= b_{012} L_{12} \text{ (См)}, \\
 Q_{C12}^{\Pi} &= \frac{B_{12}}{2} U_1^2 \text{ (Мвар)}, & Q_{C12}^K &= \frac{B_{12}}{2} U_H^2 \text{ (Мвар)}, \\
 R_{23} &= \frac{1}{2} r_{023} L_{23} \text{ (Ом)}, & X_{23} &= \frac{1}{2} x_{023} L_{23} \text{ (Ом)}, & B_{23} &= 2b_{023} L_{23} \text{ (См)}, \\
 Q_{C23}^{\Pi} &= Q_{C23}^K = \frac{B_{23}}{2} U_H^2 \text{ (Мвар)}.
 \end{aligned}$$

На першому етапі визначаємо потокорозподіл на ділянках мережі (тобто знаходимо потужності \underline{S}_{ij}^K , \underline{S}_{ij}^{Π} і \underline{S}_D).

Крок 1. Визначимо потужність в кінці ділянки 2-3

$$\underline{S}_{23}^K = \underline{S}_3 - jQ_{C23}^K = \underbrace{P_3}_{P_{23}^K} + j \underbrace{(Q_3 - Q_{C23}^K)}_{Q_{23}^K}.$$

Крок 2. Розраховуємо втрати потужності на ділянці 2-3

$$\begin{aligned}
 \Delta \underline{S}_{23} &= \frac{(\underline{S}_{23}^K)^2}{(U_3^{(0)})^2} \underline{Z}_{23} = \frac{(P_{23}^K)^2 + (Q_{23}^K)^2}{U_H^2} (R_{23} + jX_{23}) = \\
 &= \underbrace{\frac{(P_{23}^K)^2 + (Q_{23}^K)^2}{U_H^2} R_{23}}_{\Delta P_{23}} + j \underbrace{\frac{(P_{23}^K)^2 + (Q_{23}^K)^2}{U_H^2} X_{23}}_{\Delta Q_{23}} = \Delta P_{23} + j\Delta Q_{23}.
 \end{aligned}$$

Крок 3. Визначимо потужність на початку ділянки 2-3

$$\begin{aligned}
 \underline{S}_{23}^{\Pi} &= \underline{S}_{23}^K + \Delta \underline{S}_{23} = P_{23}^K + jQ_{23}^K + \Delta P_{23} + j\Delta Q_{23} = \\
 &= \underbrace{P_{23}^K + \Delta P_{23}}_{P_{23}^{\Pi}} + j \underbrace{(Q_{23}^K + \Delta Q_{23})}_{Q_{23}^{\Pi}} = P_{23}^{\Pi} + jQ_{23}^{\Pi}.
 \end{aligned}$$

Крок 4. Розраховуємо потужність в кінці ділянки 1-2

$$\begin{aligned}
 \underline{S}_{12}^K &= \underline{S}_2 + \underline{S}_{23}^{\Pi} - jQ_{C23}^{\Pi} - jQ_{C12}^K = \\
 &= \underbrace{P_2 + P_{23}^{\Pi}}_{P_{12}^K} + j \underbrace{(Q_2 + Q_{23}^{\Pi} - Q_{C23}^{\Pi} - Q_{C12}^K)}_{Q_{12}^K} = P_{12}^K + jQ_{12}^K.
 \end{aligned}$$

Крок 5. Визначимо втрати потужності на ділянці 1-2

$$\begin{aligned}\Delta \underline{S}_{12} &= \frac{(S_{12}^K)^2}{(U_2^{(0)})^2} \underline{Z}_{12} = \frac{(P_{12}^K)^2 + (Q_{12}^K)^2}{U_H^2} (R_{12} + jX_{12}) = \\ &= \underbrace{\frac{(P_{12}^K)^2 + (Q_{12}^K)^2}{U_H^2} R_{12}}_{\Delta P_{12}} + j \underbrace{\frac{(P_{12}^K)^2 + (Q_{12}^K)^2}{U_H^2} X_{12}}_{\Delta Q_{12}} = \Delta P_{12} + j\Delta Q_{12}.\end{aligned}$$

Крок 6. Розрахуємо потужність на початку ділянки 1-2

$$\underline{S}_{12}^{\Pi} = \underline{S}_{12}^K + \Delta \underline{S}_{12} = P_{12}^K + jQ_{12}^K + \Delta P_{12} + j\Delta Q_{12} = \underbrace{P_{12}^K + \Delta P_{12}}_{P_{12}^{\Pi}} + j \underbrace{(Q_{12}^K + \Delta Q_{12})}_{Q_{12}^{\Pi}} = P_{12}^{\Pi} + jQ_{12}^{\Pi}.$$

Крок 7. Визначимо потужність джерела живлення

$$\underline{S}_D = \underline{S}_{12}^{\Pi} - jQ_{C12} = \underbrace{P_{12}^{\Pi}}_{P_D} + j \underbrace{(Q_{12}^{\Pi} - Q_{C23})}_{Q_D} = P_D + jQ_D.$$

На другому етапі здійснюємо розрахунок напруг у вузлах мережі (тобто визначення напруг U_2 і U_3).

При цьому на даному етапі розрахунок будемо проводити рухаючись вже від початку мережі до її кінця.

Крок 1. Визначимо падіння напруги на ділянці 1-2

$$\Delta U_{12} = \frac{P_{12}^{\Pi} R_{12} + Q_{12}^{\Pi} X_{12}}{U_1}.$$

Крок 2. Розраховуємо напругу у вузлі 2

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{12}.$$

Крок 3. Визначимо падіння напруги на ділянці 2-3

$$\Delta U_{23} = \frac{P_{23}^{\Pi} R_{23} + Q_{23}^{\Pi} X_{23}}{U_2}.$$

Крок 4. Розраховуємо напругу у вузлі 3

$$U_3 = U_2 - \Delta U_{23}.$$

На цьому можна вважати розрахунок виконаним.

Розглянемо особливість розрахунку режиму розімкненої електричної мережі двох номінальних напруг (рис. 1.15).

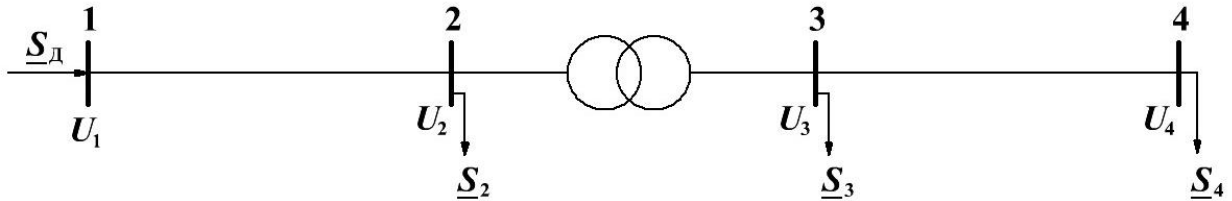


Рисунок 1.15 – Розімкнена електрична мережа двох номінальних напруг

Вважаємо, що $U_H^{12} = 110$ кВ та $U_H^{34} = 10$ кВ.

При цьому нам також відомі напруга у вузлі 1 (U_1) і навантаження у вузлах 2, 3 і 4 ($\underline{S}_2 = P_2 + jQ_2$, $\underline{S}_3 = P_3 + jQ_3$, $\underline{S}_4 = P_4 + jQ_4$).

Потрібно визначити потужність джерела живлення ($\underline{S}_d = P_d + jQ_d$) та рівні напруг у вузлах навантаження (U_2 , U_3 і U_4).

Складемо схему заміщення електричної мережі (рис. 1.16).

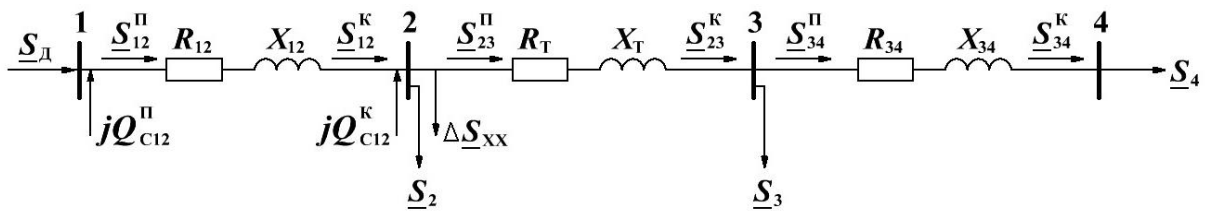


Рисунок 1.16 – Схема заміщення електричної мережі:
індекс «П» – початок ділянки, індекс «К» – кінець ділянки

Задамо початковим наближенням напруг у вузлах 2, 3 і 4 $U_2^{(0)} = U_H^{12}$, $U_3^{(0)} = U_4^{(0)} = U_H^{34}$ та розраховуємо параметри схеми заміщення

$$R_{12} = r_{012} L_{12} \text{ (Ом)}, \quad X_{12} = x_{012} L_{12} \text{ (Ом)}, \quad B_{12} = b_{012} L_{12} \text{ (См)},$$

$$Q_{C12}^P = \frac{B_{12}}{2} U_1^2 \text{ (Мвар)}, \quad Q_{C12}^K = \frac{B_{12}}{2} (U_H^{12})^2 \text{ (Мвар)},$$

$$R_T = \Delta P_{K3} \frac{U_{BH}^2}{S_{HOM}^2} 10^3 \text{ (Ом)}, \quad X_T = u_{K3} \frac{U_{BH}^2}{S_{HOM}} 10 \text{ (Ом)}, \quad \Delta Q_{XX} = \frac{I_{XX}}{100} S_{HOM} \text{ (квар)},$$

$$R_{34} = r_{034} L_{34} \text{ (Ом)}, \quad X_{34} = x_{034} L_{34} \text{ (Ом)}.$$

Розрахунок режиму будемо проводити в два етапи. На першому етапі визначаємо поточкорозподіл на ділянках мережі (тобто розраховуємо потужності \underline{S}_{ij}^K , \underline{S}_{ij}^Π і \underline{S}_D).

Крок 1. Враховуючи те, що потужність в кінці ділянки 3-4 дорівнює навантаженню вузла 4 маємо

$$\underline{S}_{34}^K = \underline{S}_4 = P_4 + jQ_4,$$

$\underbrace{\quad}_{P_{34}^K} \quad \underbrace{\quad}_{Q_{34}^K}$

розраховуємо втрати потужності на ділянці 3-4

$$\begin{aligned} \Delta \underline{S}_{34} &= \frac{(S_{34}^K)^2}{(U_4^{(0)})^2} \underline{Z}_{34} = \frac{(P_{34}^K)^2 + (Q_{34}^K)^2}{(U_H^{34})^2} (R_{34} + jX_{34}) = \\ &= \underbrace{\frac{(P_{34}^K)^2 + (Q_{34}^K)^2}{(U_H^{34})^2} R_{34}}_{\Delta P_{34}} + j \underbrace{\frac{(P_{34}^K)^2 + (Q_{34}^K)^2}{(U_H^{34})^2} X_{34}}_{\Delta Q_{34}} = \Delta P_{34} + j\Delta Q_{34}. \end{aligned}$$

Крок 2. Визначимо потужність на початку ділянки 3-4

$$\begin{aligned} \underline{S}_{34}^\Pi &= \underline{S}_{34}^K + \Delta \underline{S}_{34} = P_{34}^K + jQ_{34}^K + \Delta P_{34} + j\Delta Q_{34} = \\ &= \underbrace{P_{34}^K + \Delta P_{34}}_{P_{34}^\Pi} + j \underbrace{(Q_{34}^K + \Delta Q_{34})}_{Q_{34}^\Pi} = P_{34}^\Pi + jQ_{34}^\Pi. \end{aligned}$$

Крок 3. Розраховуємо потужність в кінці ділянки 2-3

$$\underline{S}_{23}^K = \underline{S}_3 + \underline{S}_{34}^\Pi = P_3 + jQ_3 + P_{34}^\Pi + jQ_{34}^\Pi = \underbrace{P_3 + P_{34}^\Pi}_{P_{23}^K} + j \underbrace{(Q_3 + Q_{34}^\Pi)}_{Q_{23}^K} = P_{23}^K + jQ_{23}^K.$$

Крок 4. Застосовуючи спрощені формули, визначимо втрати потужності залежні від навантаження трансформатору ($\Delta \underline{S}_{\text{наб}} = \Delta P_{\text{наб}} + j\Delta Q_{\text{наб}}$)

$$\Delta P_{\text{наб}} = \Delta P_{\text{КЗ}} \frac{(S_{23}^{\text{К}})^2}{S_{\text{H}}^2} = \Delta P_{\text{КЗ}} \frac{(P_{23}^{\text{К}})^2 + (Q_{23}^{\text{К}})^2}{S_{\text{H}}^2},$$

$$\Delta Q_{\text{наб}} = \frac{u_{\text{КЗ}}}{100} \frac{(S_{23}^{\text{К}})^2}{S_{\text{H}}} = \frac{u_{\text{КЗ}}}{100} \frac{(P_{23}^{\text{К}})^2 + (Q_{23}^{\text{К}})^2}{S_{\text{H}}}.$$

Робимо перевірку правильності розрахунку втрат потужності залежних від навантаження:

$$\frac{\Delta P_{\text{наб}}}{\Delta Q_{\text{наб}}} \approx \frac{R_{\text{T}}}{X_{\text{T}}}.$$

Крок 5. Розраховуємо потужність на початку ділянки 2-3

$$\begin{aligned} \underline{S}_{23}^{\text{П}} &= \underline{S}_{23}^{\text{К}} + \Delta \underline{S}_{\text{наб}} = P_{23}^{\text{К}} + jQ_{23}^{\text{К}} + \Delta P_{\text{наб}} + j\Delta Q_{\text{наб}} = \\ &= \underbrace{P_{23}^{\text{К}} + \Delta P_{\text{наб}}}_{P_{23}^{\text{П}}} + j \underbrace{(Q_{23}^{\text{К}} + \Delta Q_{\text{наб}})}_{Q_{23}^{\text{П}}} = P_{23}^{\text{П}} + jQ_{23}^{\text{П}}. \end{aligned}$$

Крок 6. Розраховуємо потужність в кінці ділянки 1-2

$$\begin{aligned} \underline{S}_{12}^{\text{К}} &= \underline{S}_2 + \underline{S}_{23}^{\text{П}} + \Delta \underline{S}_{\text{XX}} - jQ_{\text{C12}}^{\text{К}} = \\ &= \underbrace{P_2 + P_{23}^{\text{П}} + \Delta P_{\text{XX}}}_{P_{12}^{\text{К}}} + j \underbrace{(Q_2 + Q_{23}^{\text{П}} + \Delta Q_{\text{XX}} - Q_{\text{C12}}^{\text{К}})}_{Q_{12}^{\text{К}}} = P_{12}^{\text{К}} + jQ_{12}^{\text{К}}. \end{aligned}$$

Крок 7. Визначимо втрати потужності на ділянці 1-2

$$\begin{aligned} \Delta \underline{S}_{12} &= \frac{(S_{12}^{\text{К}})^2}{(U_2^{(0)})^2} \underline{Z}_{12} = \frac{(P_{12}^{\text{К}})^2 + (Q_{12}^{\text{К}})^2}{(U_{\text{H}}^{12})^2} (R_{12} + jX_{12}) = \\ &= \underbrace{\frac{(P_{12}^{\text{К}})^2 + (Q_{12}^{\text{К}})^2}{(U_{\text{H}}^{12})^2} R_{12}}_{\Delta P_{12}} + j \underbrace{\frac{(P_{12}^{\text{К}})^2 + (Q_{12}^{\text{К}})^2}{(U_{\text{H}}^{12})^2} X_{12}}_{\Delta Q_{12}} = \Delta P_{12} + j\Delta Q_{12}. \end{aligned}$$

Крок 8. Розраховуємо потужність на початку ділянки 1-2

$$\begin{aligned}\underline{S}_{12}^{\Pi} &= \underline{S}_{12}^K + \Delta \underline{S}_{12} = P_{12}^K + jQ_{12}^K + \Delta P_{12} + j\Delta Q_{12} = \\ &= \underbrace{P_{12}^K + \Delta P_{12}}_{P_{12}^{\Pi}} + j\underbrace{(Q_{12}^K + \Delta Q_{12})}_{Q_{12}^{\Pi}} = P_{12}^{\Pi} + jQ_{12}^{\Pi}.\end{aligned}$$

Крок 9. Визначимо потужність джерела живлення

$$\underline{S}_D = \underline{S}_{12}^{\Pi} - jQ_{C12}^{\Pi} = \underbrace{P_{12}^{\Pi}}_{P_D} + j\underbrace{(Q_{12}^{\Pi} - Q_{C23}^{\Pi})}_{Q_D} = P_D + jQ_D.$$

На другому етапі виконуємо розрахунок значень напруги у вузлах мережі (U_2 , U_3 і U_4).

Розрахунок на цьому етапі будемо проводити рухаючись від початку мережі до її кінця.

Крок 1. Визначимо падіння напруги на ділянці 1-2

$$\Delta U_{12} = \frac{P_{12}^{\Pi} R_{12} + Q_{12}^{\Pi} X_{12}}{U_1}.$$

Крок 2. Розраховуємо напругу у вузлі 2

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{12}.$$

Крок 3. Визначимо падіння напруги на ділянці 2-3

$$\Delta U_{23} = \frac{P_{23}^{\Pi} R_T + Q_{23}^{\Pi} X_T}{U_2}.$$

Крок 4. Розраховуємо напругу у вузлі 3, приведену до номінальної напруги обмотки високої напруги трансформатора

$$U_3' = U_2 - \Delta U_{23}.$$

Крок 5. Розраховуємо напругу у вузлі 3

$$U_3 = U'_3 \frac{U_{HH}}{U_{BH}}.$$

Крок 6. Визначимо падіння напруги на ділянці 3-4

$$\Delta U_{34} = \frac{P_{34}^{\Pi} R_{34} + Q_{34}^{\Pi} X_{34}}{U_3}.$$

Крок 7. Розраховуємо напругу у вузлі 4

$$U_4 = U_3 - \Delta U_{34}.$$

Таким чином усі необхідні параметри режиму мережі визначено.

1.3 Основні принципи розрахунку сталих режимів замкнених електричних мереж

Замкненими електричними мережами називають мережі, у яких електроенергія споживачам може подаватися не менш, ніж з двох сторін. До найпростіших замкнених мереж відносяться мережі, що складаються з одного контуру чи представляють собою лінію, що живиться з двох кінців. До більш складних замкнених мереж відносяться мережі, що містять декілька контурів. Причому в контури можуть входити лінії як однієї, так і декількох номінальних напруг.

До основних переваг замкнених мереж відносяться більш висока надійність електропостачання споживачів і підвищена ефективність через менші втрати активної потужності. Недоліком є ускладнення експлуатації, як правило, за рахунок необхідності застосування більш складних систем релейного захисту і автоматики.

На відміну від розімкнених у замкнених мережах розподіл потужностей по окремим ділянкам не є очевидним і залежить від довжин і перерізів проводів ділянок, величин навантажень вузлів і режимів напруг

джерел живлення. Тому для розрахунку замкнених мереж застосовують спеціальні методи [1].

Лінія з двостороннім живленням (рис. 1.17) є окремим випадком замкненої мережі. У вигляді такої лінії може бути представлена одноконтурна мережа, якщо її розрізати по джерелу живлення. Тоді напруги обох джерел живлення будуть рівні.

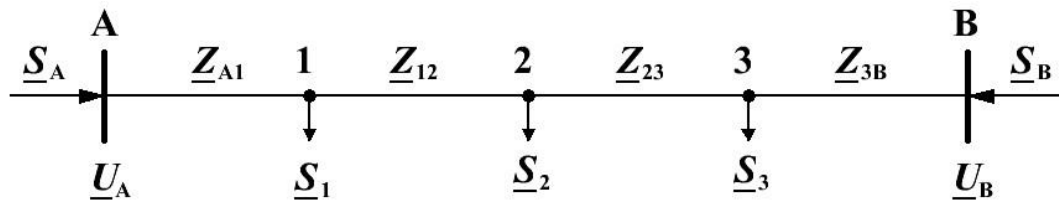


Рисунок 1.17 – Лінія з двостороннім живленням

При розрахунку мереж з двостороннім живленням, як правило, ставиться завдання визначити навантаження на джерелах живлення і напруги в вузлах на підставі даних відносно параметрів мережі, навантажень вузлів, значень напруги на джерелах живлення.

На першому етапі розрахунку визначається точка потокорозділу, тобто такий вузол лінії, який отримує живлення з 2-х і більше сторін. Розрахунок на цьому етапі проводиться нехтуючи втратами потужностей на ділянках лінії.

Припустимо, що напруги в усіх вузлах дорівнює номінальній $U_{ном}$. На підставі 2-го закону Кірхгофа запишемо:

$$\frac{\underline{S}_{A1}^* \underline{Z}_{A1}}{U_H} + \frac{\underline{S}_{12}^* \underline{Z}_{12}}{U_H} + \frac{\underline{S}_{23}^* \underline{Z}_{23}}{U_H} + \frac{\underline{S}_{3B}^* \underline{Z}_{3B}}{U_H} = \underline{U}_A - \underline{U}_B. \quad (1.1)$$

де \underline{Z}^* означає спряжене комплексне значення опору.

Тоді згідно з першим законом Кірхгофа, потоки потужності на ділянках можна визначити через потік на одній з головних ділянок, наприклад, \underline{S}_{A1} і задані потужності навантажень у вузлах $\underline{S}_1, \underline{S}_2, \underline{S}_3$:

$$\begin{cases} \underline{S}_{12} = \underline{S}_{A1} - \underline{S}_1, \\ \underline{S}_{23} = \underline{S}_{A1} - \underline{S}_1 - \underline{S}_2, \\ \underline{S}_{3B} = \underline{S}_{A1} - \underline{S}_1 - \underline{S}_2 - \underline{S}_3. \end{cases} \quad (1.2)$$

На підставі (1.1), (1.2) отримаємо

$$\begin{aligned} & \underline{S}_{A1}^* Z_{A1}^* + (\underline{S}_{A1} - \underline{S}_1)^* Z_{12}^* + (\underline{S}_{A1} - \underline{S}_1 - \underline{S}_2)^* Z_{23}^* + \\ & + (\underline{S}_{A1} - \underline{S}_1 - \underline{S}_2 - \underline{S}_3)^* Z_{3B}^* = (\underline{U}_A - \underline{U}_B) U_H, \\ & \underline{S}_{A1}^* (Z_{A1}^* + Z_{12}^* + Z_{23}^* + Z_{3B}^*) - \underline{S}_1^* (Z_{12}^* + Z_{23}^* + Z_{3B}^*) - \\ & - \underline{S}_2^* (Z_{23}^* + Z_{3B}^*) - \underline{S}_3^* Z_{3B}^* = (\underline{U}_A - \underline{U}_B) U_H. \end{aligned}$$

Це дає змогу визначити навантаження головної ділянки лінії \underline{S}_{A1}

$$\begin{aligned} \underline{S}_{A1} &= \frac{(\underline{U}_A - \underline{U}_B) U_H}{(Z_{A1} + Z_{12} + Z_{23} + Z_{3B})} + \frac{\underline{S}_1 (Z_{12} + Z_{23} + Z_{3B}) + \underline{S}_2 (Z_{23} + Z_{3B}) + \underline{S}_3 Z_{3B}}{(Z_{A1} + Z_{12} + Z_{23} + Z_{3B})}, \\ \underline{S}_{A1} &= \frac{(\underline{U}_A - \underline{U}_B) U_H}{Z_{AB}} + \frac{\underline{S}_1 Z_{1B} + \underline{S}_2 Z_{2B} + \underline{S}_3 Z_{3B}}{Z_{AB}}, \end{aligned}$$

або у загальному вигляді:

$$\underline{S}_{A1} = \frac{(\underline{U}_A - \underline{U}_B) U_H}{Z_{\Sigma}} + \frac{\sum_{i=1}^n \underline{S}_i Z_{iB}}{Z_{\Sigma}}, \quad (1.3)$$

де Z_{Σ}^* – повний сумарний опір усієї лінії;

Z_{iB}^* – сумарний опір від вузла приєднання i -го навантаження до протилежного джерела живлення;

n – кількість вузлів навантаження лінії.

Знайдене значення потужності \underline{S}_{A1} після підстановки в (1.2) дає можливість розраховувати потужності на інших ділянках лінії, наприклад,

$$\begin{cases} \underline{S}_{12} = P_{12} + jQ_{12}, \\ \underline{S}_{23} = P_{23} + jQ_{23}, \\ \underline{S}_{3B} = -P_{3B} - jQ_{3B}. \end{cases}$$

У цьому випадку потоки потужностей на ділянках лінії мають напрямки як показано на Рис. 1.18, а точкою потокорозділу є вузол 3.

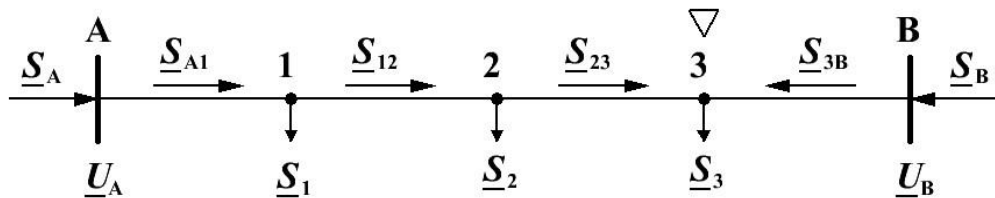


Рисунок 1.18 – Визначення точки потокорозділу

Визначена точка потокорозділу ділить лінію з двостороннім живленням на дві розімкнені лінії з одностороннім живленням (рис. 1.19).

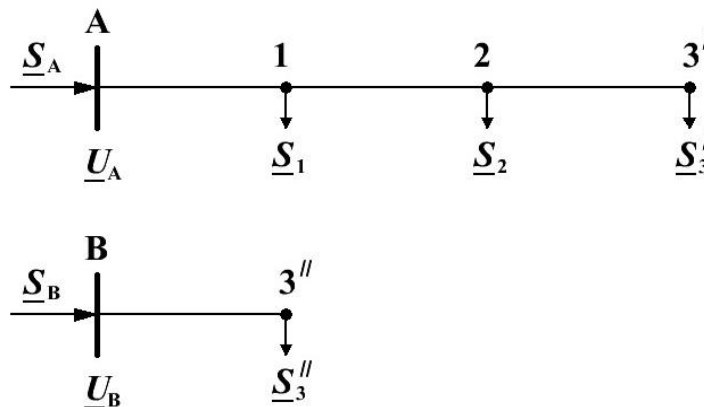


Рисунок 1.19 – Еквівалентні лінії з одностороннім живленням

Далі виконується розрахунок режиму двох розімкнених ліній (у загальному випадку з урахуванням втрат потужності на ділянках).

Якщо напруги джерел живлення рівні ($\underline{U}_A = \underline{U}_B$), то вираз (1.3) приймає вигляд:

$$\underline{S}_{A1} = \frac{\sum_{i=1}^n \underline{S}_i Z_{iB}^*}{Z_{\Sigma}^*}.$$

Якщо на додаток до цього лінія є однорідною (тобто всі її ділянки виконані провідником однієї марки і площини перерізу), то вираз (1.3) приймає наступний вигляд

$$\underline{S}_{A1} = \frac{\sum_{i=1}^n \underline{S}_i L_{iB}}{L_{\Sigma}},$$

де L_i – довжини відповідних ділянок лінії.

Одним з поширених методів розрахунку складнозамкнених мереж (наприклад, відповідно до рис. 1.20) є метод контурних рівнянь, який заснований на використанні першого і другого законів Кірхгофа.

У комплексній формі рівняння відповідно до другого закону Кірхгофа при допущенні, що напруга у всіх точках мережі однакова, має вигляд:

$$\sum_{i=1}^n \underline{S}_i Z_i^* = 0. \quad (1.4)$$

При вирішенні даної задачі відомими вважаються параметри мережі, напруга на шинах джерела живлення \underline{U}_A та навантаження у вузлах, які задано потужностями $\underline{S}_i = P_i + jQ_i$, $i=1,2,3,4$. Необхідно визначити потужність джерела живлення та напруги у вузлах: U_1, U_2, U_3, U_4 .

На першому етапі розрахунку визначаємо точку потокорозділу. Розрахунок на цьому етапі будемо проводити нехтуючи втратами потужностей на ділянках мережі.

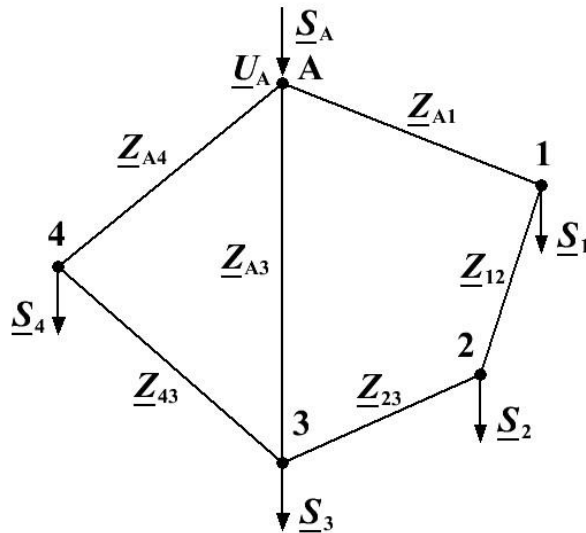


Рисунок 1.20 – Схема електричної мережі

У двох контурах мережі задамо (рис. 1.21): невідомі потужності \underline{S}_x та \underline{S}_y ; довільні напрямки потоків на ділянках схеми; довільні напрямки обходу кожного з контурів.

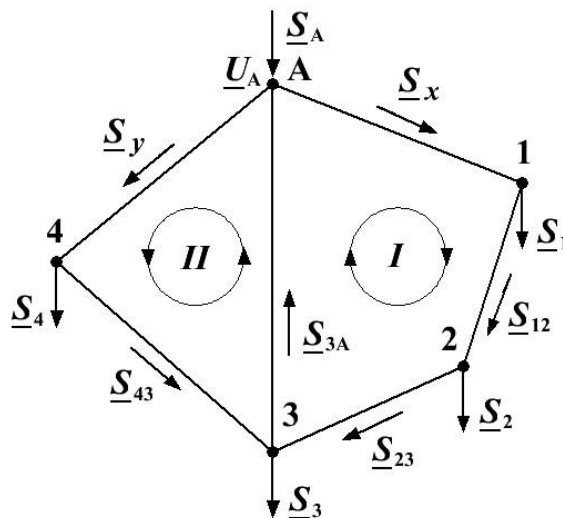


Рисунок 1.21 – Розрахункова схема електричної мережі

Припустимо, що напруги у вузлах 1, 2, 3 та 4 однакові та дорівнюють U_n .

На підставі 2-го закону Кірхгофа запишемо рівняння (1.4) для кожного з двох контурів і об'єднаємо їх в систему:

$$\begin{cases} \underline{S}_x^* Z_{A1} + \underline{S}_{12}^* Z_{12} + \underline{S}_{23}^* Z_{23} + \underline{S}_{3A}^* Z_{A3} = 0, \\ \underline{S}_y^* Z_{A4} + \underline{S}_{43}^* Z_{34} + \underline{S}_{3A}^* Z_{A3} = 0. \end{cases} \quad (1.5)$$

Використовуючи 1-й закон Кірхгофа, виразимо потоки потужності на ділянках мережі через невідомі потужності \underline{S}_x та \underline{S}_y , і відомі потужності навантажень у вузлах

$$\begin{cases} \underline{S}_{12} = \underline{S}_x - \underline{S}_1, \\ \underline{S}_{23} = \underline{S}_x - \underline{S}_1 - \underline{S}_2, \\ \underline{S}_{43} = \underline{S}_y - \underline{S}_4, \\ \underline{S}_{3A} = \underline{S}_x + \underline{S}_y - \underline{S}_1 - \underline{S}_2 - \underline{S}_3 - \underline{S}_4. \end{cases} \quad (1.6)$$

Після підстановки значення потоків потужностей з системи (1.6) у систему (1.5) отримуємо:

$$\begin{cases} \underline{S}_x^* Z_{A1} + (\underline{S}_x - \underline{S}_1)^* Z_{12} + (\underline{S}_x - \underline{S}_1 - \underline{S}_2)^* Z_{23} + (\underline{S}_x + \underline{S}_y - \underline{S}_1 - \underline{S}_2 - \underline{S}_3 - \underline{S}_4)^* Z_{A3} = 0, \\ \underline{S}_y^* Z_{A4} + (\underline{S}_y - \underline{S}_4)^* Z_{34} + (\underline{S}_x + \underline{S}_y - \underline{S}_1 - \underline{S}_2 - \underline{S}_3 - \underline{S}_4)^* Z_{A3} = 0. \end{cases} \quad (1.7)$$

Розв'язавши систему рівнянь (1.7), знайдемо невідомі потужності \underline{S}_x та \underline{S}_y , які після підстановки в (1.6) дають змогу розрахувати потужності на інших ділянках мережі.

Припустимо, що розраховані потужності на ділянках мережі мають наступні значення:

$$\begin{cases} \underline{S}_x = P_x + jQ_x, \\ \underline{S}_{12} = P_{12} + jQ_{12}, \\ \underline{S}_{23} = P_{23} + jQ_{23}, \\ \underline{S}_{3A} = -P_{3A} - jQ_{3A}, \\ \underline{S}_y = P_y + jQ_y, \\ \underline{S}_{43} = P_{43} + jQ_{43}. \end{cases}$$

У цьому випадку потужність на ділянці $(A - 3)$ має напрямок від вузла A у сторону вузла 3, та вузол 3 є точкою потокорозділу (рис. 1.22).

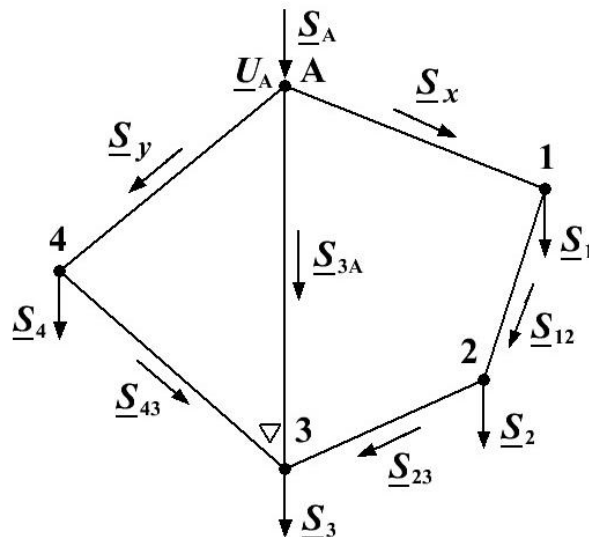


Рисунок 1.22 – Визначення точки потокорозділу

Визначена точка потокорозділу дає змогу замкнену мережу, яка містить два контури представити у вигляді трьох еквівалентних розімкнених ліній із одностороннім живленням (рис. 1.23).

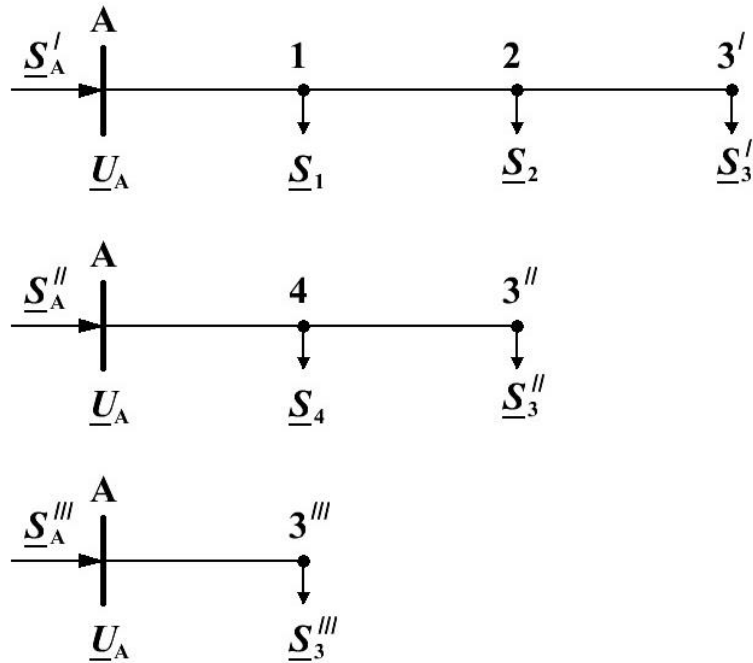


Рисунок 1.23 – Еквівалентні лінії з одностороннім живленням

Для наведених на рис. 1.23 ліній маємо:

$$\begin{aligned}\underline{S}_3' &= \underline{S}_{23}, \\ \underline{S}_3'' &= \underline{S}_{43}, \\ \underline{S}_3''' &= \underline{S}_{A3}, \\ \underline{S}_3' + \underline{S}_3'' + \underline{S}_3''' &= \underline{S}_3,\end{aligned}$$

де \underline{S}_{23} , \underline{S}_{43} , \underline{S}_{A3} – попередньо розраховані значення потужностей на ділянках мережі.

На наступному етапі здійснюємо розрахунок режиму трьох розімкнених ліній (з урахуванням втрат потужності на їх ділянках).

Потужність джерела живлення визначається за формулою

$$\underline{S}_A = \underline{S}_A' + \underline{S}_A'' + \underline{S}_A'''.$$

Перевіркою коректності виконаних розрахунків є виконання умови

$$U_3' = U_3'' = U_3'''.$$

У багатьох випадках при використанні методу контурних рівнянь для розрахунків режимів замкнених мереж простіше оперувати дійсними числами. Для цього запишемо рівняння (1.1) у вигляді:

$$\sum_{i=1}^n (P_i + jQ_i)(R_i - jX_i) = 0. \quad (1.8)$$

Розділяючи та групуючи в (1.8) дійсні й уявні частини, одержимо наступну систему:

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^n (P_i R_i + Q_i X_i) = 0, \\ \sum_{i=1}^n (P_i X_i - Q_i R_i) = 0. \end{cases}$$

Таким чином, рівняння (1.8) з комплексними числами перетворюється на два рівняння з дійсними числами. При цьому число пар таких рівнянь буде дорівнювати кількості контурів у схемі.

Однорідність електричних мереж (що має місце, коли всі ділянки виконані провідником однієї марки та перерізу) дає змогу при використанні методу контурних рівнянь здійснювати усі розрахунки за наступним виразом:

$$\sum_{i=1}^n (P_i L_i \frac{r_0}{x_0} + jQ_i L_i \frac{r_0}{x_0}) = 0. \quad (1.9)$$

де L_i – довжина ділянки схеми;

r_0, x_0 – відповідно активний і реактивний погонні опори ліній.

З виразу (1.9) можна зробити висновок, що в однорідних електричних мережах поточкорозподіли по активній і реактивній потужностям можна визначати незалежно та при розрахунках замість опорів використовувати довжини ділянок:

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^n P_i L_i = 0, \\ \sum_{i=1}^n Q_i L_i = 0. \end{cases}$$

Дещо складніше виконується розрахунок замкнених мереж різної номінальної напруги, зв'язаних між собою трансформаторами (рис. 1.24)

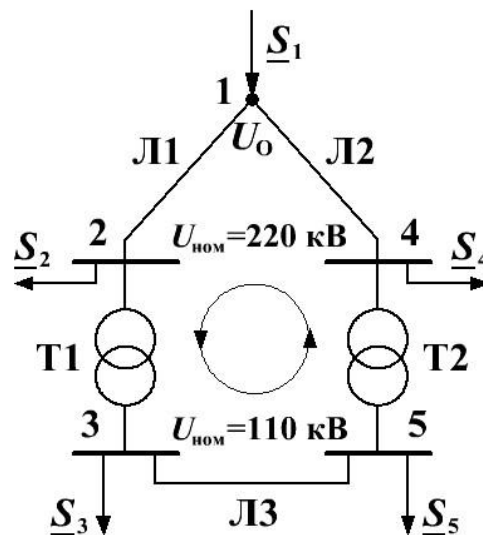


Рисунок 1.24 – Схема електричної мережі з двома номінальними напругами

У цьому випадку окрім номінальних напруг мереж, які з'єднано трансформаторами Т1 і Т2 (наприклад, $U_{\text{н}}^I = 220 \text{ кВ}$, $U_{\text{н}}^{II} = 110 \text{ кВ}$); навантаження у вузлах $\underline{S}_i = P_i + jQ_i$ параметрів ліній $\underline{Z}_{\text{Л}i} = R_{\text{Л}i} + jX_{\text{Л}i}$ та трансформаторів Т1 і Т2 необхідно задатися напругою опорного вузла U_0 . При цьому під опорним вузлом розуміють вузол, напруга якого заздалегідь відома та протягом розрахунку не змінюється.

Перед початком розрахунку опори низки ліній (зокрема лінії ЛЗ рис. 1.24) варто привести до номінальної напруги мережі високої напруги

$$R_{ЛЗ} = R_{ЛЗ} k_T^2, \quad X_{ЛЗ} = X_{ЛЗ} k_T^2, \quad k_T = \frac{220}{110}.$$

Розрахунок проводиться у два етапи. На першому етапі визначається точка потокорозділу. При цьому розглядають два можливих випадки:

- якщо коефіцієнти трансформації трансформаторів рівні $k_{T1} = k_{T2}$, то розрахунок мережі виконується звичайним методом контурних рівнянь;
- якщо коефіцієнти трансформації не рівні $k_{T1} \neq k_{T2}$, то у такій мережі з'являється неврівноважена електрорушійна сила (ЕРС):

$$\underline{E} = U_o (1 - \prod_{i=1}^2 \underline{k}_{Ti}), \quad \prod_{i=1}^2 \underline{k}_{Ti} = \underline{k}_{T1} \underline{k}_{T2}.$$

де $\prod_{i=1}^2 \underline{k}_{Ti}$ – добуток коефіцієнтів трансформації трансформаторів Т1 та Т2, взятий у напрямку обходу контуру.

Наприклад, якщо коефіцієнт трансформації трансформатора Т1 $k_{T1} = \frac{222}{115}$, а трансформації трансформатора Т2 $k_{T2} = \frac{231}{117}$, то добуток коефіцієнтів трансформації, взятий у напрямку обходу контуру, як показано на рис. 1.24, буде розраховуватись як

$$\prod_{i=1}^2 \underline{k}_{Ti} = \underline{k}_{T1} \underline{k}_{T2} = \frac{222}{115} \cdot \frac{117}{231}.$$

Припустимо, що напруги в усіх вузлах дорівнюють U_o .

Тоді контурне рівняння згідно 2-го закону Кірхгофа для мережі (рис. 1.24) прийме наступний вигляд

$$\sum_{i=1}^5 \Delta \underline{U}_i = \underline{E}, \quad \sum_{i=1}^5 \frac{\underline{S}_i^* \underline{Z}_i}{U_o} = U_o (1 - \prod_{i=1}^2 \underline{k}_{Ti}), \quad \sum_{i=1}^5 \underline{S}_i^* \underline{Z}_i = U_o^2 (1 - \prod_{i=1}^2 \underline{k}_{Ti}). \quad (1.10)$$

Замість рівняння (1.10) у комплексній формі можна записати систему рівнянь в дійсними числами

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^5 (P_i R_i + Q_i X_i) = \text{Re}[U_o^2 (1 - \prod_{i=1}^2 \underline{k}_{Ti})], \\ \sum_{i=1}^5 (P_i X_i - Q_i R_i) = \text{Im}[U_o^2 (1 - \prod_{i=1}^2 \underline{k}_{Ti})], \end{cases} \quad (1.11)$$

де у правій частині рівнянь містяться відповідно дійсна ($\text{Re}[\]$) і уявна ($\text{Im}[\]$) частини рівняння.

По ділянкам мережі протікають потужності двох видів:

– потужності, причиною яких є навантаження вузлів мережі ($\underline{S}_i^H = P_i^H + jQ_i^H$);

– потужності, причиною яких є зрівняльна потужність $\underline{S}_{зр} = P_{зр} + jQ_{зр}$, що викликана невірноваженою ЕРС у контурі мережі.

Враховуючи це, система (1.11) може бути перетворена наступним чином

$$\begin{cases} \sum_{i=1}^5 (P_i^H R_i + Q_i^H X_i) = 0, \\ \sum_{i=1}^5 (P_i^H X_i - Q_i^H R_i) = 0, \\ P_{зр} \sum_{i=1}^5 R_i + Q_{зр} \sum_{i=1}^5 X_i = \text{Re}[U_o^2 (1 - \prod_{i=1}^2 \underline{k}_{Ti})], \\ P_{зр} \sum_{i=1}^5 X_i - Q_{зр} \sum_{i=1}^5 R_i = \text{Im}[U_o^2 (1 - \prod_{i=1}^2 \underline{k}_{Ti})]. \end{cases} \quad (1.12)$$

З першої пари рівнянь системи (1.12) знаходять потужності $\underline{S}_i^H = P_i^H + jQ_i^H$. З другої пари рівнянь знаходиться зрівняльна потужність $\underline{S}_{зр} = P_{зр} + jQ_{зр}$. Результуючі потоки потужностей на ділянках мережі розраховуються методом накладання.

Знайдені результуючі потоки потужностей на ділянках мережі дають можливість знайти точку потокорозділу, яка ділить замкнену мережу на дві розімкнені лінії. Далі на другому етапі виконується розрахунок режиму отриманих двох розімкнених ліній.

Досить поширеним методом розрахунку сталих режимів замкнених електричних мереж є метод вузлових напруг, який дозволяє знайти напруги у вузлах мережі, а по них визначити потужності на початку та кінці кожної ділянки мережі.

Розглянемо алгоритм метода вузлових напруг.

Задамо довільні напрями потоків на ділянках мережі (рис. 1.25).

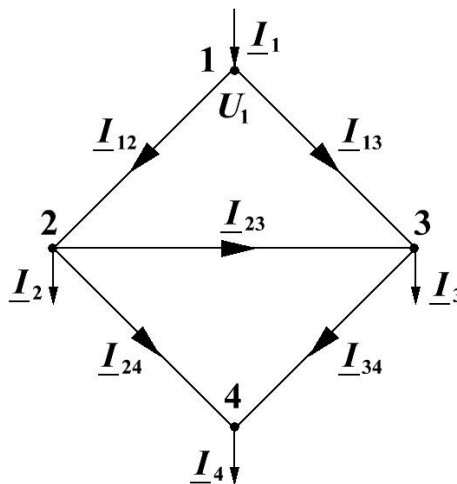


Рисунок 1.25 – Напрями потоків на ділянках мережі

Розраховуємо взаємні провідності вузлів:

$$\underline{Y}_{12} = \frac{1}{\underline{Z}_{12}}, \quad \underline{Y}_{13} = \frac{1}{\underline{Z}_{13}}, \quad \underline{Y}_{23} = \frac{1}{\underline{Z}_{23}}, \quad \underline{Y}_{24} = \frac{1}{\underline{Z}_{24}}, \quad \underline{Y}_{34} = \frac{1}{\underline{Z}_{34}}.$$

Знайдемо власні провідності вузлів 2, 3, 4:

$$\underline{Y}_{22} = \underline{Y}_{12} + \underline{Y}_{23} + \underline{Y}_{24}, \quad \underline{Y}_{33} = \underline{Y}_{13} + \underline{Y}_{23} + \underline{Y}_{34}, \quad \underline{Y}_{44} = \underline{Y}_{24} + \underline{Y}_{34}.$$

На підставі 1-го закону Кірхгофа запишемо векторні суми струмів на ділянках мережі, що підходять до вузлів 2, 3, 4

$$\begin{cases} \underline{I}_2 = \underline{I}_{12} - \underline{I}_{23} - \underline{I}_{24}, \\ \underline{I}_3 = \underline{I}_{13} + \underline{I}_{23} - \underline{I}_{34}, \\ \underline{I}_4 = \underline{I}_{24} + \underline{I}_{34}. \end{cases} \quad (1.13)$$

Виразимо струми на ділянках мережі через вузлові напруги та провідності ділянок:

$$\begin{cases} \underline{I}_{12} = \underline{Y}_{12}(\underline{U}_1 - \underline{U}_2), \\ \underline{I}_{13} = \underline{Y}_{13}(\underline{U}_1 - \underline{U}_3), \\ \underline{I}_{23} = \underline{Y}_{23}(\underline{U}_2 - \underline{U}_3), \\ \underline{I}_{24} = \underline{Y}_{24}(\underline{U}_2 - \underline{U}_4), \\ \underline{I}_{34} = \underline{Y}_{34}(\underline{U}_3 - \underline{U}_4). \end{cases} \quad (1.14)$$

Поміняємо місцями праву та ліву частини рівнянь системи (1.13) і підставивши (1.14) у систему (1.13), отримаємо

$$\begin{cases} \underline{Y}_{12}(\underline{U}_1 - \underline{U}_2) - \underline{Y}_{23}(\underline{U}_2 - \underline{U}_3) - \underline{Y}_{24}(\underline{U}_2 - \underline{U}_4) = \underline{I}_2, \\ \underline{Y}_{13}(\underline{U}_1 - \underline{U}_3) + \underline{Y}_{23}(\underline{U}_2 - \underline{U}_3) - \underline{Y}_{34}(\underline{U}_3 - \underline{U}_4) = \underline{I}_3, \\ \underline{Y}_{24}(\underline{U}_2 - \underline{U}_4) + \underline{Y}_{34}(\underline{U}_3 - \underline{U}_4) = \underline{I}_4. \end{cases} \quad (1.15)$$

Виконавши відповідні арифметичні операції та перебудувавши (1.15) відносно напруг вузлів отримаємо

$$\begin{cases} \underline{Y}_{12}\underline{U}_1 - (\underline{Y}_{12} + \underline{Y}_{23} + \underline{Y}_{24})\underline{U}_2 + \underline{Y}_{23}\underline{U}_3 + \underline{Y}_{24}\underline{U}_4 = \underline{I}_2, \\ \underline{Y}_{13}\underline{U}_1 + \underline{Y}_{23}\underline{U}_2 - (\underline{Y}_{13} + \underline{Y}_{23} + \underline{Y}_{34})\underline{U}_3 + \underline{Y}_{34}\underline{U}_4 = \underline{I}_3, \\ \underline{Y}_{24}\underline{U}_2 + \underline{Y}_{34}\underline{U}_3 - (\underline{Y}_{24} + \underline{Y}_{34})\underline{U}_4 = \underline{I}_4. \end{cases}$$

Або використав провідності вузлів

$$\begin{cases} \underline{Y}_{12}\underline{U}_1 - \underline{Y}_{22}\underline{U}_2 + \underline{Y}_{23}\underline{U}_3 + \underline{Y}_{24}\underline{U}_4 = \underline{I}_2, \\ \underline{Y}_{13}\underline{U}_1 + \underline{Y}_{23}\underline{U}_2 - \underline{Y}_{33}\underline{U}_3 + \underline{Y}_{34}\underline{U}_4 = \underline{I}_3, \\ \underline{Y}_{24}\underline{U}_2 + \underline{Y}_{34}\underline{U}_3 - \underline{Y}_{44}\underline{U}_4 = \underline{I}_4. \end{cases}$$

Перенесемо у праву частину відомі елементи

$$\begin{cases} -\underline{Y}_{22}\underline{U}_2 + \underline{Y}_{23}\underline{U}_3 + \underline{Y}_{24}\underline{U}_4 = \underline{I}_2 - \underline{Y}_{12}\underline{U}_1, \\ \underline{Y}_{23}\underline{U}_2 - \underline{Y}_{33}\underline{U}_3 + \underline{Y}_{34}\underline{U}_4 = \underline{I}_3 - \underline{Y}_{13}\underline{U}_1, \\ \underline{Y}_{24}\underline{U}_2 + \underline{Y}_{34}\underline{U}_3 - \underline{Y}_{44}\underline{U}_4 = \underline{I}_4. \end{cases} \quad (1.16)$$

У той же час необхідно врахувати, що на практиці навантаження у вузлах електричної мережі частіше задаються не струмами, а потужностями. Тоді, враховуючи, що

$$\underline{S}_i = \sqrt{3}\underline{U}_i^* I_i \Rightarrow I_i = \frac{\underline{S}_i}{\sqrt{3}\underline{U}_i} \Rightarrow (I_i)^* = \frac{(\underline{S}_i)^*}{(\sqrt{3}\underline{U}_i)^*} \Rightarrow \underline{I}_i = \frac{\underline{S}_i^*}{\sqrt{3}\underline{U}_i^*},$$

остаточно будемо мати

$$\begin{cases} -\underline{Y}_{22}\underline{U}_2 + \underline{Y}_{23}\underline{U}_3 + \underline{Y}_{24}\underline{U}_4 = \frac{\underline{S}_2^*}{\sqrt{3}\underline{U}_2^*} - \underline{Y}_{12}\underline{U}_1, \\ \underline{Y}_{23}\underline{U}_2 - \underline{Y}_{33}\underline{U}_3 + \underline{Y}_{34}\underline{U}_4 = \frac{\underline{S}_3^*}{\sqrt{3}\underline{U}_3^*} - \underline{Y}_{13}\underline{U}_1, \\ \underline{Y}_{24}\underline{U}_2 + \underline{Y}_{34}\underline{U}_3 - \underline{Y}_{44}\underline{U}_4 = \frac{\underline{S}_4^*}{\sqrt{3}\underline{U}_4^*}. \end{cases} \quad (1.17)$$

Таким чином після розв'язання системи рівнянь (1.17) або (1.16) знаходимо напруги у вузлах \underline{U}_2 , \underline{U}_3 , \underline{U}_4 . Потім на підставі системи (1.12) визначаємо струми на ділянках мережі, що, у свою чергу, дає змогу знайти

потужності на початку та кінці кожної ділянки мережі.

Наприклад, для ділянки 2-3 маємо:

- потужність на початку ділянки $\underline{S}_{23}^H = \sqrt{3} \underline{U}_2^* I_{23}$;
- потужність в кінці ділянки $\underline{S}_{23}^K = \sqrt{3} \underline{U}_3^* I_{23}$.

На практиці рішення системи рівнянь (1.17) представляє значні труднощі, тому що, по-перше, ця система є нелінійною; по-друге, вона містить велике число комплексних і сполучених величин. Тому точні методи рішення такої системи рівнянь не використовують, а рішення знаходять за допомогою ітераційних методів.

Найпростішими з ітераційних методів є методи простої та прискореної (метод Зейделя) ітерації. Для розуміння принципів застосування ітераційних методів при розрахунку сталих режимів електричних систем розглянемо наступний приклад.

Уявимо, що в процесі розрахунків методом вузлових напруг була отримана система рівнянь третього порядку

$$\begin{cases} -\underline{Y}_{22}\underline{U}_2 + \underline{Y}_{23}\underline{U}_3 + \underline{Y}_{24}\underline{U}_4 = \underline{I}_2 - \underline{Y}_{12}\underline{U}_1, \\ \underline{Y}_{23}\underline{U}_2 - \underline{Y}_{33}\underline{U}_3 + \underline{Y}_{34}\underline{U}_4 = \underline{I}_3 - \underline{Y}_{13}\underline{U}_1, \\ \underline{Y}_{24}\underline{U}_2 + \underline{Y}_{34}\underline{U}_3 - \underline{Y}_{44}\underline{U}_4 = \underline{I}_4. \end{cases} \quad (1.18)$$

Припускаючи, що діагональні елементи системи (1.18) не дорівнюють 0 ($\underline{Y}_{22} \neq 0$; $\underline{Y}_{33} \neq 0$; $\underline{Y}_{44} \neq 0$), розв'яжемо перше рівняння системи відносно \underline{U}_2 , друге – відносно \underline{U}_3 , третє – відносно \underline{U}_4

$$\begin{cases} \underline{U}_2 = \frac{\underline{Y}_{23}}{\underline{Y}_{22}}\underline{U}_3 + \frac{\underline{Y}_{24}}{\underline{Y}_{22}}\underline{U}_4 + \frac{\underline{Y}_{12}\underline{U}_1 - \underline{I}_2}{\underline{Y}_{22}}, \\ \underline{U}_3 = \frac{\underline{Y}_{23}}{\underline{Y}_{33}}\underline{U}_2 + \frac{\underline{Y}_{34}}{\underline{Y}_{33}}\underline{U}_4 + \frac{\underline{Y}_{13}\underline{U}_1 - \underline{I}_3}{\underline{Y}_{33}}, \\ \underline{U}_4 = \frac{\underline{Y}_{24}}{\underline{Y}_{44}}\underline{U}_2 + \frac{\underline{Y}_{34}}{\underline{Y}_{44}}\underline{U}_3 - \frac{\underline{I}_4}{\underline{Y}_{44}}. \end{cases} \quad (1.19)$$

З метою спрощення запису системи рівнянь (1.19) введемо відповідні коефіцієнти

$$\begin{aligned} \underline{b}_{23} &= \frac{Y_{23}}{Y_{22}} & \underline{b}_{24} &= \frac{Y_{24}}{Y_{22}}, & \underline{b}_2 &= \frac{Y_{12}U_1 - I_2}{Y_{22}}, & \underline{b}_{32} &= \frac{Y_{23}}{Y_{33}} & \underline{b}_{34} &= \frac{Y_{34}}{Y_{33}}, \\ \underline{b}_3 &= \frac{Y_{13}U_1 - I_3}{Y_{33}}, & \underline{b}_{42} &= \frac{Y_{24}}{Y_{44}}, & \underline{b}_{43} &= \frac{Y_{34}}{Y_{44}}, & \underline{b}_4 &= -\frac{I_4}{Y_{44}}. \end{aligned}$$

Тоді система (1.19) приймає наступний вигляд:

$$\begin{cases} \underline{U}_2 = \underline{b}_{23}\underline{U}_3 + \underline{b}_{24}\underline{U}_4 + \underline{b}_2, \\ \underline{U}_3 = \underline{b}_{32}\underline{U}_2 + \underline{b}_{34}\underline{U}_4 + \underline{b}_3, \\ \underline{U}_4 = \underline{b}_{42}\underline{U}_2 + \underline{b}_{43}\underline{U}_3 + \underline{b}_4. \end{cases} \quad (1.20)$$

Задамося початковим приближенням невідомих напруг $\underline{U}_2^{(0)}$, $\underline{U}_3^{(0)}$, $\underline{U}_4^{(0)}$ (наприклад, приймемо, що вони дорівнюють U_n). Підставляючи їх у праві частини системи (1.20), одержуємо перші наближення $\underline{U}_2^{(1)}$, $\underline{U}_3^{(1)}$, $\underline{U}_4^{(1)}$. Отримані перші наближення можуть бути використані для одержання других, третіх і наступних наближень. Таким чином використовуючи значення напруг, які були отримані на попередньому i -му кроці, можна одержати $(i+1)$ -ті наближення їх значень

$$\begin{cases} \underline{U}_2^{(i+1)} = \underline{b}_{23}\underline{U}_3^{(i)} + \underline{b}_{24}\underline{U}_4^{(i)} + \underline{b}_2, \\ \underline{U}_3^{(i+1)} = \underline{b}_{32}\underline{U}_2^{(i)} + \underline{b}_{34}\underline{U}_4^{(i)} + \underline{b}_3, \\ \underline{U}_4^{(i+1)} = \underline{b}_{42}\underline{U}_2^{(i)} + \underline{b}_{43}\underline{U}_3^{(i)} + \underline{b}_4. \end{cases} \quad (1.21)$$

Ітераційний процес продовжується до тих пір, поки не буде виконана наступна умова:

$$|U_n^{(i+1)} - U_n^{(i)}| \leq \varepsilon,$$

де ε – задана точність розрахунку.

Метод Зейделя являє собою метод прискореної ітерації, що полягає в тому, що знайдене $(i+1)$ -ше наближення напруги $(n-1)$ -го вузла $\underline{U}_{n-1}^{(i+1)}$ відразу ж використовується для обчислення напруги наступного n -го вузла $\underline{U}_n^{(i+1)}$. Для системи (1.21) метод Зейделя має наступний вигляд

$$\begin{cases} \underline{U}_2^{(i+1)} = \underline{b}_{23}\underline{U}_3^{(i)} + \underline{b}_{24}\underline{U}_4^{(i)} + \underline{b}_2, \\ \underline{U}_3^{(i+1)} = \underline{b}_{32}\underline{U}_2^{(i+1)} + \underline{b}_{34}\underline{U}_4^{(i)} + \underline{b}_3, \\ \underline{U}_4^{(i+1)} = \underline{b}_{42}\underline{U}_2^{(i+1)} + \underline{b}_{43}\underline{U}_3^{(i+1)} + \underline{b}_4. \end{cases}$$

У такому випадку ітераційний процес сходиться швидше. При цьому на східимість ітераційного процесу впливають: опори (провідності) ділянок, навантаження у вузлах мережі, напруга опорного вузла.

2 ОСОБЛИВОСТІ МОДЕЛЮВАННЯ РЕЖИМІВ РОЗПОДІЛЬНИХ МЕРЕЖ

2.1 Визначення потокорозподілу у розподільних мережах за умов різного інформаційного забезпечення

На відміну від енергосистем, мережі яких практично завжди будуються як складнозамкнені, мережі систем електропостачання (СЕП) у переважній більшості випадків є розімкненими. Теоретично, методи розрахунку замкнених мереж можуть бути застосовані і для розрахунків розподільних мереж. Однак у силу специфіки схем і параметрів останніх, у даному випадку при розрахунку режимів приймають ряд важливих припущень. Крім цього, з огляду на те, що у даний час моделювання режимів СЕП здійснюється при використанні обчислювальної техніки, важливим елементом даної процедури є раціональне алгоритмічне уявлення топології електричної мережі, що для мереж даного класу також має ряд принципових особливостей.

Визначення електричних навантажень на різних ієрархічних рівнях СЕП при здійсненні керування їх функціонуванням є однією з найбільш важливих, і в той же час досить складних, експлуатаційних задач. Якщо на стадії проектування дане питання, у принципі, вирішується однозначно, спираючись на існуючу нормативно-довідкову базу, то в умовах експлуатації на цей рахунок відсутні будь-які загальноприйняті рекомендації. Тому на практиці використовується ряд альтернативних методів визначення електричних навантажень. Це пов'язано з тим, що кожен із запропонованих для цієї мети алгоритмів орієнтовано на певний склад і обсяг початкової інформації, наявне програмне забезпечення, вимагає різних трудовитрат на збір і підготовку даних [3].

Складність визначення навантажень (навіть на рівні розподільних трансформаторів) пояснюється наявністю в будь-якій системі дуже великої кількості вузлів навантаження та при цьому ще розподілених по великій

території. На додаток практично жодна з трансформаторних підстанцій (ТП) не оснащена стаціонарними вимірювальними приладами.

У зазначених умовах розглядалося кілька концептуальних шляхів вирішення даного завдання. Зокрема, пропонувалося різко збільшити обсяг встановлюваних у розподільних мережах вимірювальних приладів. При цьому особливий акцент робився на системи телевимірювання. Природно, що вирішити повністю задачу визначення електричних навантажень в усіх вузлах СЕП таким чином у найближчій перспективі неможливо. Обмеженням тут, перш за все, є великий обсяг фінансових ресурсів, необхідних для її реалізації. Практичним результатом даної ідеї на сьогодні є оснащення центрів живлення, ряду розподільних пунктів і низки ТП автономними вимірювальними приладами або вимірювальними системами, зокрема, автоматизованими системами обліку електроспоживання (АСОЕ).

З точки зору доступності одержуваної при цьому інформації, можна виділити три типових ситуації. Існує дуже багато підстанцій, які працюють без постійного обслуговуючого персоналу. У цьому випадку при відсутності системи телевимірювань результати вимірювання навантажень можуть бути зняті лише співробітниками оперативно-диспетчерської служби енергокомпаній. Найчастіше це відбувається 1–2 рази на рік і збігається з проведенням компанії контрольних замірів. Частина підстанцій має постійний обслуговуючий персонал. У цьому випадку диспетчер енергокомпанії має можливість отримати дані про параметри режиму практично в будь-який час, але у «ручному» режимі. Крім того, на сьогоднішній день велика частина підстанцій оснащена телевимірювальними пристроями, які, принаймні, теоретично надають можливість отримання та використання відповідних даних практично у реальному часі.

У зарубіжній практиці крім підстанцій засоби телевимірювань у ряді випадків розміщуються також в окремих проміжних вузлах розподільної мережі. Зокрема, це має місце при установці там телекерованих комутаційних апаратів, які використовуються для секціонування ліній.

Разом із тим, очевидно, що перераховані технічні засоби не дають змоги повністю вирішити проблему інформаційного забезпечення, наприклад, для вирішення комплексу задач моделювання режимів електричних мереж, оцінки економічності, надійності й якості їх роботи.

Аналіз існуючих у вітчизняних СЕП джерел інформації дає можливість зробити висновок, що найбільш доступними даними відносно електричних навантажень вузлів розподільної мережі можна вважати:

- вимірювання навантажень у період характерних режимів, що проводяться оперативним персоналом компаній періодично (1–2 рази на рік) на низьковольтних лініях розподільних трансформаторів;
- типові добові графіки навантаження характерних споживачів;
- вимірювання навантажень і напруг на джерелах живлення по окремим розподільним лініям, що може розглядатися в якості найбільш актуальної інформації;
- номінальна потужність й інші паспортні характеристики розподільних трансформаторів;
- дані про електроспоживання (місячне) окремих споживачів;
- експертні оцінки (наприклад, щодо ступеня завантаження трансформаторів, співвідношення навантажень окремих характерних споживачів в складі комплексної навантаження і т.д.).

Крім цього ряд підстанцій і великих споживачів у даний час вже оснащені АСОЕ, що дає можливість розширити спектр і обсяг вимірювань фактичних значень режимних параметрів.

У найпростішому випадку, при відсутності будь-яких формальних вимірів, максимальне навантаження розподільних трансформаторів може бути орієнтовно визначена на підставі усередненої оцінки їх коефіцієнта завантаження K_z та коефіцієнта потужності $\cos \varphi$. У цьому випадку максимальне навантаження i -го розподільного трансформатора складе

$$P_i = S_{\text{н.тр}i} K_z \cos \varphi, \quad Q_i = S_{\text{н.тр}i} K_z \sin \varphi, \quad i = 1, \dots, n.$$

Безумовно, отримані таким чином результати орієнтовані у першу чергу на оцінку максимальних навантажень та є досить наближеними.

При наявності вимірювань навантажень на шинах джерел живлення або головних ділянках розподільних ліній $(P_{\Sigma t}, Q_{\Sigma t})$, значення сумарного навантаження може бути використано для оцінки навантажень окремих вузлів мережі

$$P_{it} = \frac{P_{\Sigma t} S_{н.тp i}}{\sum_{i=1}^n S_{н.тp i}}, \quad Q_{it} = \frac{Q_{\Sigma t} S_{н.тp i}}{\sum_{i=1}^n S_{н.тp i}}, \quad t = 1, \dots, T.$$

У принципі, цей підхід при наявності відповідної інформації дає можливість оцінити не тільки, скажімо, максимальне навантаження розподільних трансформаторів, а й характер його зміни у часі.

Природно, як і в попередньому випадку, принциповим недоліком даного рішення є вимушене допущення про ідентичне завантаження трансформаторів та однорідність навантажень (графіків навантажень) всіх ТП.

Зазначений недолік може бути, принаймні, частково усунутий за рахунок використання типових графіків навантажень. У принципі типові графіки повинні формуватися для всіх характерних груп споживачів на підставі експериментальних даних. Однак в окремих випадках вони задаються і для розподільного трансформатора у цілому. Важливість такого виду інформації як типові графіки й їх широке використання при моделюванні навантажень призвели до появи великої кількості різноманітних підходів, які застосовувались для їх побудови.

Очевидно, що будь-який типовий графік повинен представлятися у відносних одиницях, оскільки він відображає тільки характер зміни навантаження протягом певного періоду часу (найчастіше доби), а не її конкретне значення.

Різноманіття підходів до побудови типових графіків в основному визначалося трьома чинниками:

- обсягом експериментальних даних, які для цього використовувалися;
- характером технічних засобів, що застосовуються для отримання експериментальних даних;
- вибором параметра по відношенню до якого здійснювалася нормалізація ординат графіка.

Обсяг початкових даних, по суті, визначає, чи будуть ординати графіка представлено у детермінованому вигляді (наприклад, як середня величина знайдена за вибіркою попередньо пронормованих значень кожної ординати), або в ймовірнісній формі (наприклад, задаючи для кожної ординати значення математичного очікування та середньоквадратичного відхилення в припущенні нормального закону розподілу випадкових значень навантаження). Теоретично при цьому може бути реалізовано і більш повний статистичний аналіз (аж до визначення кореляційних зв'язків між окремими ординатами графіків активної та реактивної потужностей і т.д.).

Наявні у розпорядженні технічного персоналу вимірювальні засоби, найчастіше, зумовлюють характер параметрів, які використовуються для завдання графіків навантаження (наприклад, I або P та Q). Однак при формуванні бази типових графіків важливо врахувати не тільки в якій формі вони представлені, але і передбачити, як надалі вони будуть узгоджуватися з результатами фактичних вимірювань навантаження. Найчастіше в якості останніх виступають виміри струму I та дані про електроспоживання A , які шляхом застосування спеціальних процедур можуть бути перераховані в значення активної потужності P .

При нормалізації типових графіків також використовувалися різні підходи. Зокрема, нормалізація ординат графіка здійснювалася щодо максимального значення аналогічної характеристики навантаження, наприклад,

$$I_t^* = \frac{I_t}{\max_t I_t}, \quad P_t^* = \frac{P_t}{\max_t P_t}, \quad Q_t^* = \frac{Q_t}{\max_t Q_t}, \quad t=1, \dots, T.$$

Крім цього, пропонувалося, щоб графіки як по активній, так і по реактивній потужностях нормалізувалися відносно максимального значення загального режимного параметра, наприклад,

$$P_t^* = \frac{P_t}{\max_t S_t}, \quad Q_t^* = \frac{Q_t}{\max_t S_t}, \quad t=1, \dots, T.$$

У такому випадку, якщо типові графіки навантаження визначалися для кожного з характерних днів тижня (робочий день, субота, неділя), то в якості максимального значення повної потужності могли приймати найбільше значення навантаження як аналогічного дня тижня, так і максимальне значення з тих, що мали місце протягом всіх характерних днів тижня.

У будь-якому випадку при перерахуваннях способах нормалізації значення всіх ординат змінювалися у діапазоні від 0 до 1.

Разом із тим в літературі описано алгоритми, коли нормалізація ординат добового графіка навантаження проводилася щодо їх середнього значення

$$I_t^* = \frac{I_t}{I_{\text{сеп}}}, \quad t=1, \dots, T, \quad \text{де} \quad I_{\text{сеп}} = \frac{\sum_{t=1}^T I_t}{T}.$$

Природно, що в цьому випадку окремі ординати типового графіка приймають значення більше одиниці.

Як вже зазначалося, при виборі форми подання типових графіків навантаження важливо врахувати, яким чином вони будуть в подальшому узгоджуватися з результатами вимірів навантажень.

Уявімо, що типові графіки по активній і реактивній потужностях

$$P_{it}^* = \frac{P_{it}}{\max_t P_{it}}, \quad Q_{it}^* = \frac{Q_{it}}{\max_t Q_{it}}, \quad t=1, \dots, T, \quad i=1, \dots, n.$$

задано для кожного i -го розподільного трансформатора номінальною потужністю $S_{н.т.р.i}$ деякої лінії розподільної мережі. При цьому є виміри сумарного навантаження $(P_{\Sigma t}, Q_{\Sigma t})$ даної лінії. У цьому випадку значення t -тої ординати графіка навантаження i -го розподільного трансформатора може бути визначено у такий спосіб

$$P_{it} = \frac{P_{\Sigma t} P_{it}^* S_{н.т.р.i}}{\sum_{i=1}^n (P_{it}^* S_{н.т.р.i})}, \quad Q_{it} = \frac{Q_{\Sigma t} Q_{it}^* S_{н.т.р.i}}{\sum_{i=1}^n (Q_{it}^* S_{н.т.р.i})}, \quad t=1, \dots, T, \quad i=1, \dots, n.$$

У той же час, якщо на головній ділянці лінії вимірювалась не потужність, а струм $I_{\Sigma t}$, то розглянутий підхід до оцінки ординат графіків навантаження розподільних трансформаторів вже не є таким однозначним і вимагає прийняття ряду припущень. Аналогічні труднощі виникають і у тому випадку, якщо типові графіки будувалися на основі вимірів струмового навантаження ($I_{it}^* = \frac{I_{it}}{\max_t I_{it}}$), а на головній ділянці мережі замірялися

активна та реактивна потужності.

Разом із тим, далеко не завжди типові графіки можуть об'єктивно відображати характер зміни навантаження розподільного трансформатора у цілому. Найчастіше вони задаються по окремим низьковольтним лініям, у припущенні, що по кожній з них живиться конкретний споживач або кілька споживачів близьких за своїм характером.

У подібних ситуаціях у складі відповідних початкових даних найчастіше присутні результати періодичних вимірювань навантажень, виконані також за кожною з низьковольтних ліній ТП (наприклад, значення активної потужності у період часу $\tau - P_{j\tau}$). Тоді навантаження будь-якої низьковольтної лінії для довільного t -го інтервалу часу може бути визначено наступним чином

$$P_{jt} = \frac{P_{j\tau} P_{jt}^*}{P_{j\tau}^*}.$$

Якщо у розглянутій вище ситуації на низьковольтній лінії вимірювався струм I_τ , то для визначення інших ординат графіка навантаження логічним було б використовувати наступний шлях

$$I_{jt} = \frac{I_{j\tau} P_{jt}^*}{P_{j\tau}^*}. \quad (2.1)$$

Однак, даний вираз, строго кажучи, буде справедливим лише за незмінності протягом доби величин напруги та коефіцієнтів потужності кожного споживача. Не дивлячись на це, іноді у подібній ситуації все ж робляться спроби оцінки як активної, так і реактивної складових навантаження

$$P_{jt} = \frac{I_{j\tau} P_{jt}^*}{P_{j\tau}^*} U_n \cos \varphi_{\text{сеп}}, \quad Q_{jt} = \frac{I_{j\tau} Q_{jt}^*}{Q_{j\tau}^*} U_n \sin \varphi_{\text{сеп}}.$$

При наявності вимірювань навантажень на головних ділянках розподільних ліній (що логічним є розглядати як більш достовірну й адекватну інформації) отримані оцінки навантажень окремих низьковольтних ліній можуть бути скориговані (актуалізовані) відповідним чином.

У найпростішому випадку процедура корекції може бути виконана так

$$P'_{jt} = P_{jt} + \frac{\left(P_{\Sigma t} - \sum_{j=1}^m P_{jt} \right) P_{jt}}{\sum_{j=1}^m P_{jt}}, \quad (2.2)$$

де m – кількість низьковольтних ліній, які живляться від всіх трансформаторів розподільної лінії з вимірним сумарним навантаженням $P_{\Sigma t}$;

P_j – оцінка навантаження j -тої низьковольтної лінії ТП.

Процедура корекції навантажень має безліч модифікацій, які відрізняються, перш за все, складом чинників, які при цьому враховуються. Більш того, в окремих випадках корекція навантажень розглядається як складова частина задачі моделювання режимів розподільних мереж.

У принципі, вибір конкретного алгоритму моделювання електричних навантажень не тільки залежить від наявної інформації, впливає на достовірність кінцевих результатів, а й визначається тим, які завдання планується вирішувати на їх основі.

Всі завдання, що входять у коло інтересів розподільних енергокомпаній, слід розділити на декілька груп.

До *першої групи* можна віднести завдання довгострокового планування, тобто ті, що орієнтовано на перспективу 10–15 років. У цьому випадку, у принципі, можна опиратися на найзагальніші оцінки навантажень, оскільки у даній ситуації основну роль відіграють процедури, що додатково використовуються з метою їх довгострокового прогнозування. Крім цього для зазначеної групи завдань основний інтерес являє оцінка максимального навантаження.

Друга група включає питання середньострокового планування, що охоплюють період до одного року. Тут найбільш характерними прикладами є завдання оптимізації конфігурації розподільних мереж із метою мінімізації

втрат електричної енергії й оптимізації роботи засобів регулювання напруги. Вибір як місць розміщення нормально відключених комутаційних апаратів у першому випадку, так і положення відгалужень переключення без збудження трансформаторів ТП і законів регулювання напруги в центрах живлення – у другому випадку, проводяться не частіше ніж раз на пів року. При цьому важливо з достатнім ступенем вірогідності визначити характерні значення навантажень ТП, що відображають той чи інший режим «у середньому» за весь розглянутий період. Для вирішення зазначених завдань відсутня необхідність корекції навантажень за результатами оперативних вимірювань, які здійснюються, наприклад, на головних ділянках відповідних розподільних ліній.

Третю групу представляють завдання оперативного керування. Перш за все, це стосується аналізу аварійних ситуацій у мережі та прийняття оперативних рішень щодо їх усунення найбільш раціональним шляхом (наприклад, мінімізуючи час відновлення електропостачання та число відключених електроприймачів (ЕП), забезпечуючи одночасно виконання технічних вимог щодо допустимого завантаження елементів мережі й умов роботи засобів релейного захисту тощо). Очевидно, що за цих умов принципову роль починає відігравати саме процедура корекції навантажень вузлів мережі, що забезпечує їх актуалізацію, тобто, по суті, оцінку в реальному часі.

В якості ще однієї групи можна виділити завдання ретроспективного характеру, коли мова йде про оцінку режиму та визначення ряду його інтегральних показників (втрати електричної енергії, обсягу недовідпущеної споживачам електроенергії тощо) за деякий минулий період часу.

З огляду на наведені міркування, загальна схема моделювання навантажень у системах забезпечення споживачів електричною енергією може бути представлена наступним чином. Базовими початковими даними є: типові графіки навантаження окремих споживачів або прив'язані до низьковольтних ліній ТП, а також періодичні вимірювання відповідних

навантажень. На підставі цих даних відповідно до (2.1) формуються графіки навантажень споживачів (низьковольтних ліній). На наступному етапі будуються графіки навантажень ТП, шляхом безпосереднього підсумовування графіків окремих споживачів або низьковольтних ліній, які живляться від відповідних ТП. Заключним кроком є виконання відповідно до (2.2) або іншим чином корекції отриманих на попередньому етапі графіків на основі вимірів (оперативних) навантажень на підстанціях або в інших точках мережі, де є необхідні вимірювальні прилади.

Необхідно зазначити, що, як демонструє світовий досвід, важливим і досить надійним джерелом інформації відносно навантажень є дані щодо електроспоживання. Але ефективне використання цих даних вимагає створення спеціальних алгоритмів, які дали б можливість коректно перетворити інтегральну величину електроспоживання (у загальному випадку за деяке число N_T днів) у графіки навантажень відповідного споживача.

2.2 Використання даних щодо електроспоживання при моделюванні режимів розподільних мереж

Перетворення даних відносно електроспоживання у значення електричних навантажень, як демонструє досвід, найчастіше здійснюється двома шляхами. Перший підхід полягає у використанні різних регресійних залежностей, які формуються у процесі проведення спеціальних експериментальних досліджень. Найчастіше він орієнтований на визначення максимального активного навантаження, наприклад, у вигляді

$$P_{\max} = a_0 + a_1 A_T + a_2 A_T^2,$$

де A_T – обсяг електроенергії, спожитої за час T .

Другий шлях пов'язаний із застосуванням типових графіків навантажень. Однак у цьому випадку до їх формування пред'являються

спеціальні вимоги. Зокрема, було запропоновано використовувати типові графіки, пронормовані щодо середнього (відповідно, активного та реактивного навантажень). У цьому випадку, знаючи електроспоживання за N_T днів A_T , ординати графіка навантаження визначаються наступним чином

$$P_t = \frac{A_T P_t^*}{N_T \cdot 24}, \quad t = 1, \dots, T,$$

де P_t^* – нормоване (відносно $P_{\text{сер}}$) значення ординат відповідного типового графіка навантаження.

Разом із тим, даний підхід не дає змоги врахувати відмінності в характері зміни навантаження, а, відповідно, і величини електроспоживання у робочі та не робочі дні, які містить розрахунковий період, за який визначалося електроспоживання. Крім того, представлена форма нормалізації типових графіків не знайшла широкого застосування на практиці. У зв'язку з цим нижче представлено алгоритм, який опирається на реально доступну для більшості розподільних компаній інформацію та дає можливість використовувати фактичні дані щодо електроспоживання для формування графіків навантаження як окремих споживачів, так і вузлів навантаження розподільної мережі.

Для зазначеної мети використовуються типові графіки, в яких активне (I_P або P) та реактивне (I_Q або Q) навантаження нормалізуються відносно повного навантаження (відповідно I або S). Зазначені графіки формуються незалежно для окремих сезонів року та характерних днів тижня. Наприклад, ординати типових графіків навантаження робочого дня визначаються наступним чином

$$P_{pt}^* = \frac{P_{pt}}{\max_t S_{pt}}, \quad Q_{pt}^* = \frac{Q_{pt}}{\max_t S_{pt}}, \quad t=1, \dots, 24.$$

Крім типових графіків навантаження, для можливості коректного перетворення даних щодо електроспоживання у погодинні значення навантажень, потрібно знати показники, які відображають співвідношення електроспоживання суботнього A_c та недільного A_n днів до електроспоживання робочого дня A_p , відповідно

$$K_c = \frac{A_c}{A_p}, \quad K_n = \frac{A_n}{A_p}.$$

Формально, в енергокомпаніях акумулюються дані щодо місячного електроспоживання. Однак насправді визначення показників лічильників електричної енергії здійснюється через неоднакові проміжки часу, які природно включають і різну кількість робочих n_p , суботніх n_c та недільних n_n днів. Тому при визначенні електричних навантажень доцільно приймати до уваги фактичну тривалість часового інтервалу, за який визначено інтегральні дані відносно електроспоживання: $N = n_p + n_c + n_n$.

Відповідний алгоритм перерахунку величини електроспоживання в значення електричних навантажень можна представити таким чином:

1. На підставі типових графіків навантаження для характерних днів тижня обчислюємо

$$P_{p \text{ сер}}^* = \frac{\sum_{t=1}^T P_{pt}^*}{T}, \quad P_{c \text{ сер}}^* = \frac{\sum_{t=1}^T P_{ct}^*}{T}, \quad P_{n \text{ сер}}^* = \frac{\sum_{t=1}^T P_{nt}^*}{T}.$$

2. Використовуючи типові графіки навантаження, визначаємо характеристику еквівалентну величині місячного електроспоживання

$$A_m^* = P_{p \text{ сер}}^* \cdot 24n_p + K_c P_{c \text{ сер}}^* \cdot 24n_c + K_n P_{n \text{ сер}}^* \cdot 24n_n,$$

де n_p , n_c , n_n – кількість відповідно робочих, суботніх і недільних днів у інтервалі часу, за який фіксувалася величина електроспоживання.

3. Знаходимо максимальне значення повної потужності для графіка робочого дня

$$S_{p\max} = \frac{A_m}{A_m^*},$$

де A_m – фактична величина електроспоживання (за період N днів).

4. Визначаємо значення інших ординат графіка навантаження робочого дня даного споживача

$$P_{pt} = P_{pt}^* S_{p\max}, \quad Q_{pt} = Q_{pt}^* S_{p\max}, \quad t=1, \dots, T.$$

5. Обчислюємо середні значення активних навантажень суботнього та недільного днів

$$P_{c.\text{сер}} = K_c P_{p.\text{сер}}, \quad P_{n.\text{сер}} = K_n P_{p.\text{сер}}.$$

6. Знаходимо максимальні значення повної потужності для графіків суботнього та недільного днів

$$S_{c\max} = \frac{P_{c.\text{сер}}}{P_{c.\text{сер}}^*}, \quad S_{n\max} = \frac{P_{n.\text{сер}}}{P_{n.\text{сер}}^*},$$

$$\text{де } P_{p.\text{сер}}^* = \frac{\sum_{t=1}^T P_{pt}^*}{T}, \quad P_{c.\text{сер}}^* = \frac{\sum_{t=1}^T P_{ct}^*}{T}, \quad P_{n.\text{сер}}^* = \frac{\sum_{t=1}^T P_{nt}^*}{T}.$$

7. Визначаємо значення всіх ординат графіків навантаження суботнього та недільного днів

$$P_{ct} = P_{ct}^* S_{c\max}, \quad Q_{ct} = Q_{ct}^* S_{c\max}, \quad P_{nt} = P_{nt}^* S_{n\max}, \quad Q_{nt} = Q_{nt}^* S_{n\max}.$$

Отримані тим або іншим чином значення електричних навантажень використовують для моделювання режимів електричних мереж і подальшого визначення ряду інтегральних показників техніко-економічного характеру.

2.3 Завдання топології електричних мереж при моделюванні їх режимів

Універсальним способом опису топології як замкнених, так і розімкнених мереж є застосування так званих матриць інциденцій [1]. Перша матриця інциденцій (**M**) відображає характер з'єднання гілок у вузлах схеми мережі. У загальному випадку вона є прямокутною. Число рядків дорівнює числу вузлів мережі, а кількість стовпців – кількості гілок

$$\mathbf{M} = |M_{ij}|.$$

Елементи матриці $|M_{ij}|$ відображають характер з'єднання вузла i з гілкою j та можуть набувати наступних значень:

- $M_{ij} = 1$, якщо вузол i є початковим для гілки j ;
- $M_{ij} = -1$, якщо вузол i є кінцевим для гілки j ;
- $M_{ij} = 0$, якщо вузол i не має безпосереднього зв'язку з гілкою j .

Таким чином, кожен рядок матриці показує, які гілки j та яким чином (з погляду їх напрямку) з'єднані з вузлом i схеми. Відповідно, кожен стовець показує, між якими вузлами i включена гілка j .

Наприклад, для графа (рис. 2.1) мережі, наведеної на рис. 2.2 Матриця **M** буде мати наступний вигляд [4]

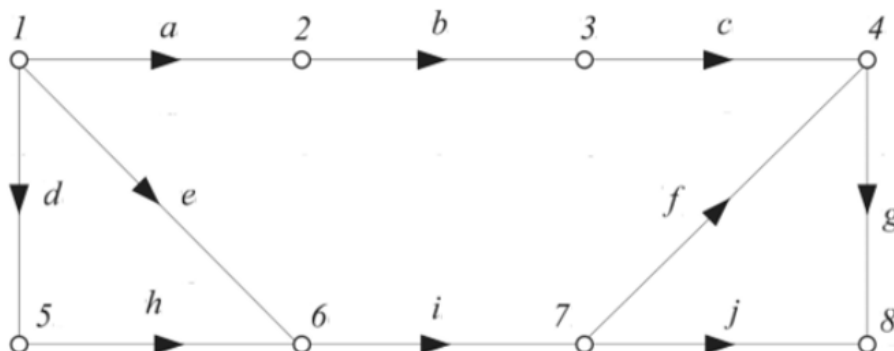


Рисунок 2.1 – Граф електричної мережі

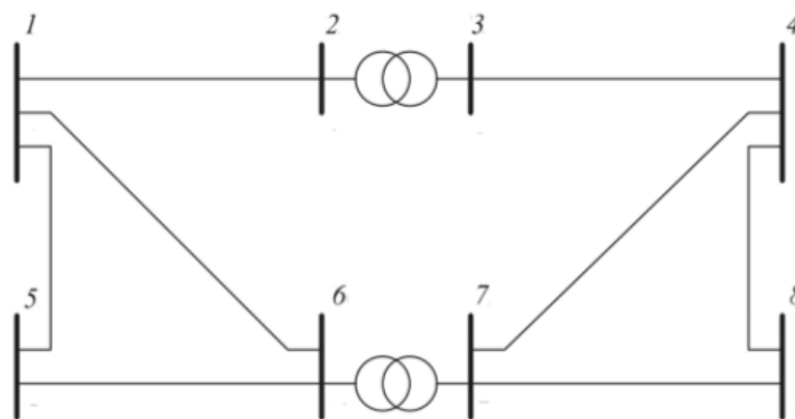


Рисунок 2.2 – Схема електричної мережі

$$\mathbf{M} = \begin{matrix} & \begin{matrix} a & b & c & d & e & f & g & h & i & j \end{matrix} \\ \begin{matrix} 1 \\ 2 \\ 3 \\ 4 \\ 5 \\ 6 \\ 7 \\ 8 \end{matrix} & \left(\begin{array}{cccccccccc} 1 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 0 & 0 & -1 & 1 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 & -1 \end{array} \right) \end{matrix}.$$

Для замкнених мереж крім цього необхідно формувати ще й другу матрицю інциденцій (\mathbf{N}). Дана матриця також, у загальному випадку, може бути прямокутною, з огляду на те, що в ній кількість рядків дорівнює числу незалежних контурів, а кількість стовпців – числу гілок у схемі

$$\mathbf{N} = |\mathbf{N}_{km}|.$$

Елементи даної матриці набувають наступних значень:

- $N_{km} = 1$, якщо гілка m входить до складу контуру k та збігається з вибраним напрямком обходження контуру;
- $N_{km} = -1$, якщо гілка m входить до контуру k , але її напрямок не збігається з вибраним напрямком обходження контуру;
- $N_{km} = 0$, якщо гілка m не пов'язана з контуром k .

При цьому для формування зазначеної матриці необхідно задатися напрямком обходу контурів. Якщо обходити контури (рис. 2.1): I – (d, e, h), II – (a, b, c), III – (f, g, j) за годинниковою стрілкою, то друга матриця інцидентів для розглянутого графа мережі приймає наступний вигляд

$$\mathbf{N} = \begin{matrix} & a & b & c & d & e & f & g & h & i & j \\ \text{I} & \begin{pmatrix} 0 & 0 & 0 & -1 & 1 & 0 & 0 & -1 & 0 & 0 \end{pmatrix} \\ \text{II} & \begin{pmatrix} 1 & 1 & 1 & 0 & -1 & -1 & 0 & 0 & -1 & 0 \end{pmatrix} \\ \text{III} & \begin{pmatrix} 0 & 0 & 0 & 0 & 0 & 1 & 1 & 0 & 0 & -1 \end{pmatrix} \end{matrix}.$$

Наведені матриці безпосередньо служать для розрахунку потокорозподілу в мережі. Зокрема, матриця **M** дає можливість записати систему незалежних рівнянь першого закону Кірхгофа в наступному вигляді [1]

$$|M| \cdot |I_d| = |I_v|, \quad (2.3)$$

де $|I_v|$ – вектор струмових навантажень вузлів мережі, що розглядається у якості початкових даних;

$|I_d|$ – вектор струмових навантажень гілок (ділянок) мережі, який необхідно визначити.

Помноживши праву та ліву частини виразу (2.3) на $|M|^{-1}$ (звернена матриця), одержимо

$$|M|^{-1} \cdot |M| \cdot |I_d| = |M|^{-1} \cdot |I_v|.$$

Звідки

$$|I_d| = |M|^{-1} \cdot |I_v|.$$

Подібним чином задача може бути розв'язана і на основі методу вузлових напруг [38]. Система рівнянь вузлових напруг у матричній формі записується в такий спосіб:

$$|\underline{Y}_B| \cdot |\underline{U}_B| = |\underline{I}_B|,$$

де $|\underline{I}_B|$, $|\underline{U}_B|$ – відповідно вектор стовпці струмів у вузлах і вузлових напруг.

Матрицю вузлових провідностей можна визначити у такий спосіб [39]

$$|\underline{Y}_B| = |\underline{M}| \cdot |\underline{Y}_d| \cdot |\underline{M}|^T,$$

де $|\underline{Y}_d|$ – матриця провідностей гілок (ділянок);

$|\underline{M}|^T$ – транспонована матриця інцидентій.

Завдання моделювання режимів, що включає визначення поточкорозподілу на ділянках, напруги в вузлах мережі та ряду інших режимних параметрів, служить основою для оцінки основних техніко-економічних показників функціонування систем забезпечення споживачів електричною енергією, а у подальшому – для оптимізації її параметрів і режимів роботи. Базою для визначення поточкорозподілу в розподільній мережі є електричні навантаження, задані на рівні шин НН ТП або у точках підключення високовольтних ЕП, топологія електричної мережі та параметри її елементів.

З огляду на розмірність сучасних систем забезпечення споживачів електричною енергією, у даний час моделювання режимів здійснюється в основному з використанням обчислювальної техніки на основі спеціальних програм. У зв'язку з цим завдання розрахунку режиму тісно пов'язано з питанням, яким чином буде алгоритмічно представлено топологію електричних мереж, залежить від прийнятих при моделюванні припущень і форм завдання електричних навантажень.

У цьому плані може розглядатися два принципові підходи. Вони відрізняються як способом завдання топології електричних мереж, так і формою подання електричних навантажень. Першому підходу відповідають методи, які використовують матричну форму завдання інформації. При цьому електричні навантаження представляються в комплексній формі.

Обчислювальні труднощі, що виникають при практичному використанні даного підходу, добре відомі. Зокрема, вони пов'язані зі слабкою наповненістю зазначених матриць. Ще в більшій мірі даний фактор проявляється при моделюванні розімкнених мереж. Крім цього необхідно врахувати, що розмірність розімкнених розподільних мереж СЕП значно вище, ніж замкнених мереж енергосистеми. Перераховані обставини роблять застосування подібного підходу для моделювання режимів розподільних мереж неефективним, перш за все, з обчислювальної точки зору. У зв'язку з цим було розроблено альтернативний підхід, який є більш традиційним у вітчизняній практиці для моделювання режимів розподільних мереж, із огляду на специфіку їх побудови. Важливою перевагою даного методу завдання топології розімкнених мереж є те, що він враховує інформацію тільки відносно фактично існуючих, а не всіх можливих електричних зв'язках у мережі [4].

Для цієї мети формується два масиви. Перший містить перелік ділянок, для кожної з яких задають її рівень у даному масиві α_d , а також рівень ділянки, яка її живить β_d . Другий масив містить перелік вузлів, для кожного з яких задають його рівень в масиві α_v , рівень ділянки (гілки), від якої він отримує живлення β_v , а також значення навантажень даного вузла (наприклад, P_v , Q_v).

Схематично алгоритм розрахунку поточкорозподілу може бути представлено таким чином. Організовується цикл по масиву вузлів. Для кожного вузла по параметру β_v визначаємо рівень, на якому знаходиться інформація відносно ділянки, яка його живить.

Виконуються обчислення

$$P(\alpha_v) + P(\beta_v) \rightarrow P(\beta_v), \quad Q(\alpha_v) + Q(\beta_v) \rightarrow Q(\beta_v).$$

Це означає, що навантаження ділянки, що має рівень β_v збільшується на значення навантаження вузла, що має рівень α_v .

Далі обчислюємо

$$P(\alpha_v) + P[\beta_d(\beta_v)] \rightarrow P[\beta_d(\beta_v)], \quad Q(\alpha_v) + Q[\beta_d(\beta_v)] \rightarrow Q[\beta_d(\beta_v)].$$

При цьому навантаження вузла, що має рівень α_v підсумовується з навантаженням ділянки, яка живить ділянку рівня β_v .

Далі визначаємо

$$P(\alpha_v) + P\{\beta_d[\beta_d(\beta_v)]\} \rightarrow P\{\beta_d[\beta_d(\beta_v)]\},$$

$$Q(\alpha_v) + Q\{\beta_d[\beta_d(\beta_v)]\} \rightarrow Q\{\beta_d[\beta_d(\beta_v)]\}.$$

Аналогічні розрахунки виконуються до тих пір, поки не виявиться, що інформація щодо β_d відсутня. Це є ознакою того, що дана ділянка лінії є головною. Далі переходимо до розгляду наступного вузла мережі. Подібні розрахунки виконуються до завершення циклу, розглядаючи по черзі всі вузли, що містяться у відповідному масиві.

У якості прикладу розглянемо умовну розподільну лінію, наведену на рис. 2.3.

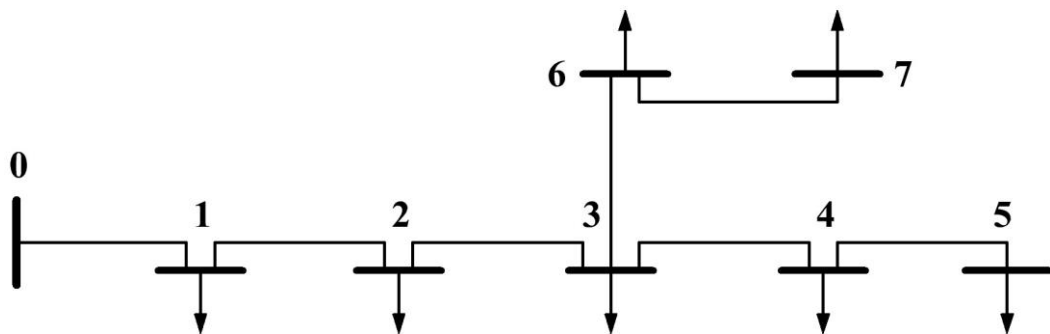


Рисунок 2.3 – Умовна лінія розподільної мережі

Згідно наведених вище правил сформуємо відповідні масиви по гілках і вузлах лінії (таблиці 2.1 та 2.2).

Таблиця 2.1 – Масив гілок мережі

Гілка	α_d	β_d
0 – 1	1	-
1 – 2	2	1
2 – 3	3	2
3 – 4	4	3
4 – 5	5	4
3 – 6	6	3
6 – 7	7	6

Таблиця 2.2 – Масив вузлів мережі

Вузол	α_v	$\beta_v = \alpha_d$	P_v	Q_v
1	1	1	P_1	Q_1
2	2	2	P_2	Q_2
3	3	3	P_3	Q_3
4	4	4	P_4	Q_4
5	5	5	P_5	Q_5
6	6	6	P_6	Q_6
7	7	7	P_7	Q_7

Тоді алгоритм моделювання режиму лінії у процесі організації циклу по масиву вузлів мережі може бути представлено наступним чином

$$\begin{aligned}
 P_1 + P_{0-1} &= P_{0-1}, & Q_1 + Q_{0-1} &= Q_{0-1}, \\
 P_2 + P_{1-2} &= P_{1-2}, & Q_2 + Q_{1-2} &= Q_{1-2}, \\
 P_2 + P_{0-1} &= P_{0-1}, & Q_2 + Q_{0-1} &= Q_{0-1}, \\
 P_3 + P_{2-3} &= P_{2-3}, & Q_3 + Q_{2-3} &= Q_{2-3}, \\
 P_3 + P_{1-2} &= P_{1-2}, & Q_3 + Q_{1-2} &= Q_{1-2}, \\
 P_3 + P_{0-1} &= P_{0-1}, & Q_3 + Q_{0-1} &= Q_{0-1},
 \end{aligned}$$

та т.д.

Реальні алгоритми розрахунку потокорозподілу та моделювання режиму залежать від форми завдання інформації відносно навантажень, її обсягу, а також прийнятих припущень і складу чинників, які мають враховуватися додатково.

На рис. 2.4 наведено фрагмент розімкненої розподільної мережі.

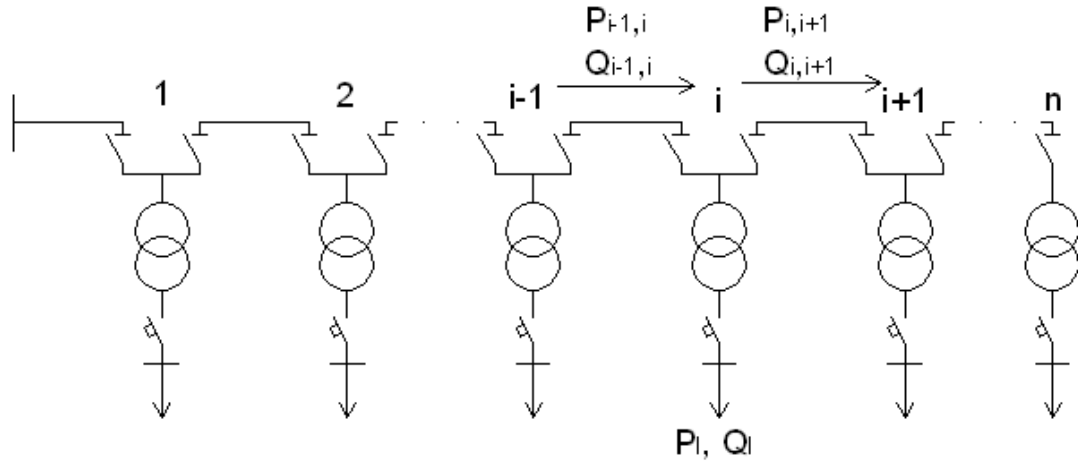


Рисунок 2.4 – Умовна розподільна лінія

Для зручності пронумеруємо вузли мережі, починаючи від джерела живлення. З метою наочності припустимо, що визначення навантажень на ділянках проводять, починаючи з кінцевого вузла мережі. У загальному випадку для будь-якого режиму можна записати

$$P_{i-1,i} = P_{i,i+1} + P_i, \quad Q_{i-1,i} = Q_{i,i+1} + Q_i. \quad (2.4)$$

Для підвищення точності визначення навантажень на ділянках у процесі виконання зазначених розрахунків може бути враховано втрати потужності в розподільних трансформаторах і на відповідних ділянках мережі

$$\Delta P_i = \frac{P_i^2 + Q_i^2}{U_i^2} R_{\text{тп}i} \cdot 10^{-3} + \Delta P_{\text{хх тп}i}, \quad \Delta Q_i = \frac{P_i^2 + Q_i^2}{U_i^2} X_{\text{тп}i} \cdot 10^{-3} + \Delta Q_{\text{хх тп}i}, \quad (2.5)$$

$$\Delta P_{i,i+1} = \frac{P_{i,i+1}^2 + Q_{i,i+1}^2}{U_i^2} R_{i,i+1} \cdot 10^{-3}, \quad \Delta Q_{i,i+1} = \frac{P_{i,i+1}^2 + Q_{i,i+1}^2}{U_i^2} X_{i,i+1} \cdot 10^{-3}. \quad (2.6)$$

На даному етапі розрахунок ведеться при номінальних значеннях напруги. Таким чином

$$\Delta P_{i-1,i} = P_{i,i+1} + P_i + \Delta P_{i,i+1} + \Delta P_i, \quad \Delta Q_{i-1,i} = Q_{i,i+1} + Q_i + \Delta Q_{i,i+1} + \Delta Q_i. \quad (2.7)$$

Після визначення поточкорозподілу на всіх ділянках, може бути послідовно обчислено значення напруги у вузлах мережі

$$U_i = U_{i-1} - \frac{P_{i-1,i}R_{i-1,i} + Q_{i-1,i}X_{i-1,i}}{U_{i-1}} \cdot 10^{-3}. \quad (2.8)$$

У ряді алгоритмів, особливо при наявності достовірної інформації відносно напруги на шинах джерела живлення, для визначення поточкорозподілу на ділянках і рівнях напруги в вузлах мережі використовують ітераційний розрахунок. У цьому випадку після знаходження значень напруги в вузлах мережі (2.8) повторюють розрахунки, пов'язані з визначенням втрат потужності в трансформаторах і на ділянках ліній (2.5)–(2.7), проте, в цьому випадку замість номінальної напруги враховують її фактичні значення. На наступному етапі повторно визначається поточкорозподіл на ділянках мережі. Зазвичай для досягнення прийнятної точності розрахунків досить здійснити кілька ітерацій.

Наявність результатів вимірювань навантажень на головних ділянках розподільних ліній, які у порівнянні з оцінками навантажень розподільних трансформаторів обґрунтовано розглядаються як більш достовірні (й актуальні) інформація, дає можливість підвищити точність моделювання режимів. У зазначеній ситуації алгоритм визначення поточкорозподілу на ділянках і напруги у вузлах мережі автоматично включає в себе процедуру корекції навантажень розподільних трансформаторів.

У цьому випадку після визначення поточкорозподілу (2.4) та обчислення втрат потужності в розподільних трансформаторах і на ділянках мережі, знаходять їх сумарне значення для всіх елементів даної лінії розподільної мережі

$$\Delta P_{\Sigma} = \sum_{j=1}^m \Delta P_j + \sum_{i=1}^n \Delta P_i, \quad \Delta Q_{\Sigma} = \sum_{j=1}^m \Delta Q_j + \sum_{i=1}^n \Delta Q_i,$$

де m – кількість ділянок розподільної лінії;

n – кількість вузлів навантаження в лінії.

На наступному етапі навантаження вузлів мережі може бути скориговано у такий спосіб

$$P_i = P_i + \frac{P_{\text{в}} + P_{0-1} + \Delta P_{\Sigma}}{\sum_{i=1}^n P_i} P_i, \quad Q_i = Q_i + \frac{Q_{\text{в}} + Q_{0-1} + \Delta Q_{\Sigma}}{\sum_{i=1}^n Q_i} Q_i,$$

де $P_{\text{в}}, Q_{\text{в}}$ – виміряні значення навантажень на головній ділянці лінії;

P_{0-1}, Q_{0-1} – навантаження головної ланки лінії отримані розрахунковим шляхом.

3 ВИЗНАЧЕННЯ ВТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В СИСТЕМАХ ЗАБЕЗПЕЧЕННЯ СПОЖИВАЧІВ ЕЛЕКТРИЧНОЮ ЕНЕРГІЄЮ

3.1 Загальна характеристика методів розрахунку втрат електричної енергії в елементах систем електропостачання

Як уже зазначалося, унікальність електричної енергії полягає у тому, що її передача від пристроїв генерації, до місць споживання здійснюється за рахунок часткової витрати самого продукту. Використана для зазначеної цілі електроенергія одержала назву втрат.

Даний показник є найважливішим чинником, що в обов'язковому порядку повинен ураховуватися при прийнятті як більшості проєктних рішень (вибір перерізів провідників; визначення обсягу, параметрів і місць розміщення пристроїв, що компенсують реактивну потужність; обґрунтування номінальної потужності трансформаторів тощо), так і при керуванні функціонуванням систем забезпечення споживачів електричною енергією. В електроенергетиці зниження втрат розглядається в якості одного з найбільш важливих шляхів енергозбереження.

Крім цього, значимість проблеми коректного визначення втрат і контролю за тим, щоб вони підтримувалися енергетичними компаніями на оптимальному рівні, підсилилася у процесі розвитку ринкових відносин в енергетику. У цей час енергопостачальні організації є, у певному змісті, монополістами, оскільки більшість споживачів не має можливості вибору постачальника енергії. Оскільки втрати електроенергії включаються в її тарифи, то враховуючи відсутність конкуренції такий важливий механізм ринкової економіки, як формування цін на основі балансу попиту та пропозиції, у цьому випадку не працює. Це стало підставою для необхідності нормування втрат енергії для окремих структурних підрозділів енергетичного сектора.

Власне кажучи, втрати вбирають у себе складові різної природи: втрати в елементах систем розподілу електричної енергії, що мають чисто фізичну природу, витрати електроенергії на власні потреби енергопостачальних організацій, похибки в системах обліку електроспоживання, а, в окремих випадках, і відсутність обліку, розкрадання електроенергії, недостатня дисципліна при оплаті спожитої електроенергії. У зв'язку з цим, у технічній літературі широко використовується ряд термінів, що характеризують втрати, зокрема: звітні, технічні та комерційні втрати.

Фактичні (або звітні) втрати визначають як різницю між обсягом електроенергії, відпущеної в мережу з шин електричних станцій ($A_{ст}$) і сумарною величиною електроенергії оплаченої споживачами (A_o) та витраченої на виробничі потреби енергосистеми ($A_{вп}$)

$$\Delta A = A_{ст} - (A_o + A_{вп}).$$

Таким чином, очевидно, що величина ΔA містить у собі не тільки втрати, обумовлені технічним станом і режимами електричних мереж ΔA_t , але й ту їхню частину, що обумовлена неточністю знаходження всіх складових. При цьому, якщо неточність оцінки $A_{ст}$ та $A_{вп}$ залежить лише від похибки відповідних систем обліку, то на неточність визначення A_o (так звані комерційні втрати) додатково впливають такі фактори як відсутність обліку споживаної електроенергії, її розкрадання, затримка у часі сплати за спожиту електроенергію тощо.

Технічні втрати електроенергії ΔA_t визначають винятково розрахунковим шляхом. Однак відсутність у повному обсязі необхідної для цієї мети інформації змушує використовувати методи розрахунку, засновані на тих або інших припущеннях, які відповідно у різній степені впливають на адекватність кінцевого результату. Похибки, пов'язані з відсутністю окремих видів інформації, що визначає вибір того або іншого методу розрахунку втрат енергії, одержали назву *методичних*. У той же час додаткова похибка вноситься у розрахунок внаслідок обмеженої точності інформації, яка

використовується у конкретному розрахунковому методі. Дана складова одержала назву *інформаційної* похибки розрахунку.

Наявність зазначених похибок приводить до того, що фактичне значення втрат енергії буде в більшій або меншій степені відрізнятися від їхнього розрахункового значення. Ступінь відмінності визначається випадковим сполученням конкретних значень факторів, що входять у певну розрахункову модель.

Теоретично втрати активної енергії в електричній мережі можна визначити, помноживши втрати активної потужності на час протягом якого навантаження залишалося незмінним. Однак, тому що навантаження споживачів змінюється як протягом доби, так і протягом року, то змінюється й величина втрат потужності. Таким чином, визначення втрат енергії повинне здійснюватися шляхом інтегрування (підсумовування) значень втрат потужності, визначених на нескінченно малих проміжках часу в межах розглянутого (розрахункового) періоду

$$\Delta A = \int_0^T \Delta P(t) dt = \int_0^T \frac{S^2(t)}{U^2} R dt = \frac{R}{U^2} \int_0^T S^2(t) dt .$$

Річний графік навантаження по тривалості при допущенні незмінності коефіцієнта потужності відбиває в деякому масштабі кількість енергії, переданої по мережі за час T , що визначається формулою

$$A = \int_0^T P(t) dt = \cos \varphi_{\text{сеп}} \int_0^T S(t) dt .$$

Якщо початковий графік по тривалості перебудувати таким чином, щоб він відбивав функцію $S^2(t)$, то площа, яку він відокремлює, у деякому масштабі буде характеризувати втрати електричної енергії

$$\Delta A = \frac{R}{U^2} \int_0^T S^2(t) dt .$$

У випадку використання ступінчастого графіка, одержуємо

$$\Delta A = \frac{R}{U^2} \sum_{i=1}^T S_i^2 \Delta t_i. \quad (3.1)$$

У формулі (3.1) можна використати і величину середньоквадратичної потужності

$$S_{\text{ср.кв}} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^T S_i^2 \Delta t_i}{T}}.$$

Тоді остаточно одержимо

$$\Delta A = \frac{R}{U^2} S_{\text{ср.кв}}^2 T.$$

Очевидно, що даний метод може бути застосовано лише при наявності графіків навантаження за весь розрахунковий період. У зв'язку з малою ймовірністю наявності такої інформації у реальних умовах, на практиці він може бути реалізовано у край рідко.

У технічній літературі та діючих нормативних документах передбачається використання декількох базових практичних методів розрахунку втрат електричної енергії [5], кожний з яких вимагає цілком конкретного складу й обсягу початкової інформації та, відповідно, має різну методичну похибку.

Більше того, окремі розподільні енергокомпанії у різній мірі реалізують потенціал наявного інформаційного забезпечення, засобів автоматизації електричних мереж, сучасних інформаційно-обчислювальних систем керування їх режимами. Відповідно, зазначені обставини також повинні враховуватися при виборі конкретного розрахункового методу. При цьому не виключено, що у реальній практиці з метою максимальної об'єктивізації одержуваних результатів для окремих територіальних (райони електричних

мереж) або навіть структурних (підстанція) підрозділів компанії будуть застосовувати різні методи для оцінки технічних втрат електричної енергії з метою одержання максимально об'єктивних результатів.

У розподільній мережі 6...20 кВ при наявності можливості систематичної актуалізації навантажень розподільних трансформаторів (наприклад, координації оцінок навантажень ТП з результатами оперативних вимірів сумарного навантаження на головній ділянці відповідної лінії) та детальної інформації щодо топології та параметрів мережі найбільш доцільним є *метод поелементних розрахунків*. Як вже було показано вище, процедури корекції навантажень побудовано таким чином, що величина втрат потужності для кожного t -го інтервалу часу обчислюється в процесі визначення струморозподілу. Зокрема, втрати активної потужності на ділянках мережі при цьому знаходимо в такий спосіб

$$\Delta P_{i,i+1,t} = 3R_{i,i+1}I_{i,i+1,t}^2 \quad \text{або} \quad \Delta P_{i,i+1,t} = 4R_{i,i+1,t} \frac{P_{i,i+1,t}^2 + Q_{i,i+1,t}^2}{(U_{i,t} + U_{i+1,t})^2}, \quad (3.2)$$

де $I_{i,i+1}$, $P_{i,i+1}$, $Q_{i,i+1}$ – навантаження, що протікають по ділянці i , $i+1$ з опором $R_{i,i+1}$;

U_i , U_{i+1} – напруги у початковому i та кінцевому $i+1$ вузлах розглянутої ділянки розподільної лінії.

Втрати електроенергії для окремих ділянок мережі за якийсь (звітний) період T визначають шляхом послідовного підсумовування отриманих відповідно до (3.2) значень втрат потужності

$$\Delta A_{i,i+1} = \sum_{t=1}^T \Delta P_{i,i+1,t} \cdot$$

Однак, важливо підкреслити наступне. Якщо у процесі моделювання режиму електричної мережі було визначено графіки навантаження по активній і реактивній потужностях для конкретного сезону та навіть для характерних днів тижня для всіх розподільних трансформаторів, то це не є

достатньою підставою для використання методу поелементних розрахунків. Зазначені показники відображають режим мережі «у середньому» та без наявності в СЕП системи телевимірювань (тобто можливості постійної актуалізації навантажень) та телесигналізації або іншої форми контролю поточної топології мережі, не можуть бути використано для оперативних розрахунків втрат.

У зв'язку з цим розглянутий метод скоріше орієнтовано на застосування в електричних мережах більш високих номінальних напруг, де перераховані вимоги виконуються. У розподільних енергокомпаніях метод поелементних розрахунків реально може бути застосовано для розрахунків, у так званому, «квазіреальному» часі. У цьому випадку виміри на підстанціях, дані про зміну топології мережі (поза залежністю від того яким чином вони отримані) акумулюються у базі даних інформаційно-обчислювальної системи та використовуються для моделювання режиму та розрахунку втрат із певною «витримкою часу». Таким чином, наприклад, можуть визначатися втрати енергії за деякий звітний (минулий) період часу.

У цей час у вітчизняних розподільних енергокомпаніях даний метод у чистому вигляді практично не використовується. Це зв'язано, у першу чергу, з відсутністю можливості систематично проводити виміри навантажень на головних ділянках розподільних ліній, передавати результати вимірів у диспетчерську службу, актуалізувати топологію мережі та, відповідно, здійснювати корекцію режиму в реальному часі.

Разом із тим, у ряді випадків всі зазначені процедури можуть бути реалізовано для окремої доби розрахункового періоду. У подібній ситуації при розрахунку втрат електричної енергії в якості основного доцільно орієнтуватися на *метод числа еквівалентних діб*. Принциповими його особливостями є відсутність необхідності постійного моделювання фактичних режимів мережі, але, разом із тим, і неможливість незалежного обчислення величини втрат енергії для кожного елемента розглянутої розподільної лінії.

Відповідно до даного методу

$$\Delta A_{\text{л}} = K_{\text{fm}}^2 \Delta A_d D_{\text{е}}, \quad (3.3)$$

де ΔA_d – добові втрати електроенергії на сукупності ділянок розподільної лінії;

$D_{\text{е}}$ – еквівалентне число діб, що характеризує розрахунковий період T (N_T днів) з позицій нерівномірності добового електроспоживання;

K_{fm} – коефіцієнт форми графіка, сформованого з N_T значень добового відпуску електроенергії в лінію.

У цьому випадку передбачається, що

$$K_{\text{fm}}^2 = \frac{N_T \sum_{k=1}^{N_T} A_k^2}{A_T^2}, \quad (3.4)$$
$$D_{\text{е}} = \frac{A_T^2}{A_d^2 N_T},$$

де A_T – сумарна електроенергії відпущена в розподільну лінію;

A_d – відпуск електроенергії в лінію за добу, розрахункові втрати енергії за які склали величину ΔA_d .

Важливим етапом реалізації даного методу є визначення добових втрат електроенергії. Очевидно, що для цієї мети повинно бути використано підхід, що забезпечує меншу методичну похибку у порівнянні з розглянутим, наприклад, метод поелементних розрахунків. Крім цього, застосування методу числа еквівалентних діб, в ідеалі, припускає наявність інформації щодо добового відпуску електроенергії у розглянутий фрагмент мережі.

У випадку, якщо за розрахунковий період мали місце зміни топології лінії (складу її вузлів навантаження), то необхідно виділити кілька часових інтервалів (у межах яких топологія була постійною) та незалежно для кожного з них проводити розрахунок відповідно до (3.3).

При відсутності даних про добовий відпуск електроенергії, коефіцієнт форми в (3.3) може бути обчислений у такий спосіб

$$K_{fm}^2 = \frac{(n_p + K_c^2 n_c + K_n^2 n_n) N_T}{(n_p + K_c n_c + K_n n_n)^2}, \quad (3.5)$$

де n_p , n_c , n_n – кількість робочих, суботніх, недільних днів у розрахунковому періоді ($N_T = n_p + n_c + n_n$);

K_c , K_n – коефіцієнти, що відбивають відношення середньої величини відпуску електроенергії в мережу відповідно за суботній і недільний дні до аналогічного показника робочого дня.

Використання виразу (3.5), природно, потребує проведення певних вимірів на лінії розподільної мережі або підстанції. Однак їхній обсяг буде значно менше у порівнянні з орієнтацією на розрахунки відповідно до (3.4).

При відсутності перерахованих вище умов, як альтернативний спосіб обчислення втрат енергії, можна розглядати *метод середніх навантажень*. Відповідно до даного методу втрати енергії в сукупності ділянок лінії розподільної мережі за розрахунковий період часу T обчислюються згідно виразу

$$\Delta A_{\text{л}} = \Delta P_{\text{сеп}} T K_f^2, \quad (3.6)$$

де $\Delta P_{\text{сеп}}$ – втрати потужності в лінії при середніх за розрахунковий період T значеннях навантажень;

K_f – коефіцієнт форми графіка навантаження за розрахунковий період.

Очевидно, що даний метод, насамперед, орієнтовано на енергосистеми з розвиткою системою обліку електроспоживання. У цьому випадку не виникає ускладнень із визначенням середніх навантажень у вузлах мережі й обчисленням відповідної величини втрат потужності на основі схемотехнічних розрахунків ($\Delta P_{\text{сеп}}$). У найбільшій мірі цим умовам

відповідають Сеп великих промислових підприємств, що впровадили системи АСОЕ.

Відсутність достовірних даних відносно електроспоживання в необхідному обсязі, тобто для всіх вузлів навантаження розподільної мережі, не дає можливості безпосередньо використати даний метод. Разом із тим, сучасні інформаційно-обчислювальні системи надають можливість реалізувати зазначений підхід за рахунок застосування відповідних алгоритмів моделювання режимів електричних мереж.

Спочатку, на основі сформованих графіків навантажень ТП визначається сумарне споживання електроенергії за розрахунковий період T (N днів, $N_T = n_p + n_c + n_n$) та розраховуються середні навантаження ($P_{i\text{сеп}}$) кожної i -тої ТП

$$A_i = n_p \sum_{t=1}^{24} P_{pit} + n_c \sum_{t=1}^{24} P_{cit} + n_n \sum_{t=1}^{24} P_{nit}, \quad P_{i\text{сеп}} = \frac{A_i}{T},$$

де P_{pit} , P_{cit} , P_{nit} – t -ті ординати графіків навантаження відповідно робочого дня, суботи та неділі i -го вузла мережі.

На наступному етапі за даними фактичного значення обсягу електроенергії, яка була відпущена в мережу за весь розрахунковий період A_T , визначається середнє значення сумарного навантаження ($P_{\text{сеп}} = \frac{A_T}{T}$), яке використовується для корекції (координації) середніх навантажень окремих вузлів мережі. У принципі, для координації навантажень може бути використано будь-який із розглянутих раніше підходів, зокрема,

$$P'_{i\text{сеп}} = P_{i\text{сеп}} + \frac{\sum_{i=1}^m P_{i\text{сеп}} - P_{\text{сеп}}}{\sum_{i=1}^m A_i} A_i,$$

де A_i – розрахункова величина електроспоживання (за час T) i -м розподільним трансформатором, що має середнє навантаження $P_{i\text{сер}}$;

$P_{\text{сер}}$ – середнє сумарне навантаження, обчислене на підставі даних відносно фактичного обсягу електроенергії, що була відпущена в мережу;

m – кількість вузлів навантаження (ТП) фрагмента розподільної мережі, що розглядається.

Після цього, вже скоректовані значення середніх навантажень використовують для формування струмозподілу та розрахунку відповідних значень втрат потужності (й електричної енергії) на окремих ділянках мережі.

З огляду на реальне інформаційне забезпечення, що супроводжує застосування даного розрахункового методу, коефіцієнт форми у виразі (3.6) може бути визначений у такий спосіб

$$K_f^2 = \frac{1 + 2K_3}{3K_3}, \text{ де } K_3 = \frac{P_{\text{сер}}}{P_{\text{max}}} \text{ або } K_f^2 = \left(\frac{1090}{T_{\text{max}}} + 0,876 \right)^2. \quad (3.7)$$

При цьому, такі параметри як максимальне навантаження (P_{max}), обсяг електроенергії, яка відпущена в мережу (A_T), необхідні для розрахунку $P_{\text{сер}}$, T_{max} , визначаються шляхом безпосередніх вимірів, реалізованих на головній ділянці розглянутої лінії розподільної мережі. У той же час, неможливість об'єктивного визначення зазначених параметрів незалежно для кожної ділянки розподільної мережі робить недоцільним застосування даного методу для розрахунку втрат електроенергії по окремих елементах лінії.

Відсутність можливості моделювання графіків навантажень ТП, або визначення даних щодо електроспоживання (відпустку електричної енергії в мережу), автоматично унеможливлюють застосування даного методу для розрахунку втрат електричної енергії. У цих умовах у якості найбільш прийняттого розглядається *метод числа годин максимальних втрат*.

Відповідно до даного методу

$$\Delta A_{\text{л}} = \Delta P_{\text{max}} \tau_{\text{max}}.$$

Величина ΔP_{max} визначається у процесі виконання схемо-технічних розрахунків. При цьому, струмозподіл на ділянках мережі визначається або безпосередньо на підставі (отриманих тим або іншим шляхом) оцінок максимальних навантажень вузлів, або після їхньої корекції, використовуючи результати виміру сумарного максимального навантаження на головній ділянці розглянутої лінії, або шляхом розподілу результатів даного виміру пропорційно номінальним потужностям трансформаторів ТП.

Для визначення значень часу максимальних втрат τ_{max} найчастіше застосовується одна з наступних емпіричних формул

$$\begin{aligned} \tau_{\text{max}} &= \frac{K_3 + 2K_3^2}{3} T, \quad \text{де} \quad K_3 = \frac{P_{\text{сер}}}{P_{\text{max}}} \\ \tau_{\text{max}} &= \left(0,124 + \frac{T_{\text{max}}}{10^4} \right)^2 T, \quad \text{де} \quad T_{\text{max}} = \frac{A}{P_{\text{max}}}. \end{aligned} \quad (3.8)$$

При відсутності даних відносно обсягу електроенергії, яка відпущена в конкретну лінію мережі, значення τ_{max} доводиться обчислювати на підставі відповідних вимірів, реалізованих на шинах підстанції. Очевидно, що при використанні даного методу важко розраховувати, що спроба визначення втрат енергії по кожній з ділянок лінії може забезпечити прийнятну точність результатів.

Даний розрахунковий метод має найбільшу методичну похибку. Разом із тим, він знаходить широке застосування при рішенні проєктних задач, коли важко сподіватися на наявність більшого обсягу інформації.

Аналогічно електричним лініям, передача електричної енергії через трансформатори супроводжується втратами потужності в активному та реактивному опорах обмоток, а також втратами, пов'язаними з намагнічуванням сталі. Втрати, які виникають в обмотках, залежать від

струму, що по них протікає; втрати, що йдуть на намагнічування, визначаються прикладеною напругою та із прийнятною для практичних розрахунків точністю можуть вважатися незмінними та рівними втратам потужності холостого ходу. Відповідно до цього втрати потужності в трансформаторах являють собою суму навантажувальних (або змінних) втрат і втрат (постійних) холостого ходу

$$\Delta P_{\text{тр}} = 3I^2 R_{\text{тр}} + \Delta P_{\text{хх}} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R_{\text{тр}} + \Delta P_{\text{хх}},$$

$$\Delta Q_{\text{тр}} = 3I^2 X_{\text{тр}} + \Delta Q_{\text{хх}} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} X_{\text{тр}} + \Delta Q_{\text{хх}}.$$

Аналогічні розрахунки можна виконати, використовуючи каталожні дані трансформаторів

$$\Delta P_{\text{тр}} = \Delta P_{\text{кз}} \left(\frac{S}{S_{\text{н}}} \right)^2 + \Delta P_{\text{хх}}, \quad \Delta Q_{\text{тр}} = \frac{u_{\text{кз}}}{100} \frac{S^2}{S_{\text{н}}} + \frac{I_{\text{хх}} S_{\text{н}}}{100},$$

де I, P, Q, S – навантаження трансформатора;

$S_{\text{н}}$ – номінальна потужність трансформатора.

При паралельній роботі n однакових трансформаторів їхні навантажувальні втрати зменшуються в n разів, а втрати холостого ходу та намагнічування у n раз збільшуються.

За аналогією з втратами потужності, втрати електричної енергії в трансформаторах мають також дві складові. Втрати електричної енергії, що залежать від навантаження, визначаються аналогічно тому, як це пропонувалося для розподільних ліній.

У той же час втрати енергії холостого ходу залежать лише від часу ($T_{\text{вкл}}$) протягом якого трансформатор перебуває під напругою

$$\Delta A_{\text{хх}} = \Delta P_{\text{хх}} T_{\text{вкл}}.$$

3.2 Особливості визначення втрат електричної енергії в розподільних мережах та мережах низької напруги

Знаючи проблеми з інформаційним забезпеченням, у розподільних мережах для розрахунку навантажувальних втрат електричної енергії можуть використатися й інші методи, зокрема, засновані на розгляді розподільних ліній у вигляді еквівалентних опорів. При цьому еквіваленти мереж будуються так, щоб, принаймні, якимось чином врахувати можливий характер розподілу навантажень у межах кожної лінії 6...20 кВ [3].

Залежно від того, яка інформація про навантаження головної ділянки є в розпорядженні – дані про відпуск електроенергії в мережу або максимальне струмове навантаження, можна використати одну з наступних формул

$$\Delta A_{\text{н}} = \frac{A_P^2 K_{fp}^2 + A_Q^2 K_{fq}^2}{U_{\text{ек}}^2 T} R_{\text{ек}}, \quad (3.9)$$

$$\text{або } \Delta A_{\text{н}} = 3 I_{\text{макс}}^2 \tau_{\text{макс}} R_{\text{ек}},$$

де A_P , A_Q – відповідно відпуск активної та реактивної енергій в мережу за розрахунковий період;

K_{fp} , K_{fq} – відповідно коефіцієнти форми графіків активної та реактивної потужностей;

$U_{\text{ек}}$ – еквівалентне значення напруги на головній ділянці лінії (шинах ЦЖ або розподільного пункту),

$$U_{\text{ек}} = \sqrt{K_1 U_1^2 + (1 - K_1) U_2^2},$$

де U_1 , U_2 – напруги на головній ділянці лінії (шинах центра живлення або розподільного пункту) відповідно в режимах максимальних і мінімальних навантажень.

При цьому рекомендовано приймати $K_1 = 0,9$ – для мереж напругою 6...10 кВ та $K_1 = 0,8$ – для мереж напругою 20...110 кВ.

Якщо графіки навантажень на головній ділянці лінії не реєструються, то коефіцієнт форми в (3.9) можна обчислити по одній із загальноприйнятих формул (3.7).

Еквівалентний опір лінії 6...20 кВ при відсутності інформації про навантаження обчислюють виходячи з припущення про однорідність завантаження трансформаторів

$$R_{\text{ек}} = \frac{\sum_{i=1}^n S_{\text{тp}i}^2 R_{\text{л}i} + \sum_{j=1}^m S_{\text{тp}j}^2 R_{\text{тp}j}}{S_{\Sigma}^2} = R_{\text{ек}}^{\text{л}} + R_{\text{ек}}^{\text{тp}},$$

де $S_{\text{тp}i}$ – сумарна номінальна потужність розподільних трансформаторів, що одержують живлення по i -й ділянці мережі опором $R_{\text{л}i}$;
 n – кількість ділянок розподільної лінії;

$S_{\text{тp}j}$ – номінальна потужність j -го розподільного трансформатора опором $R_{\text{тp}j}$;

m – кількість трансформаторів у лінії;

S_{Σ} – сумарна номінальна потужність розподільних трансформаторів приєднаних до лінії, що розглядається.

Оцінка втрат потужності й особливо електричної енергії в мережах номінальною напругою до 1000 В, у реальних умовах є складною задачею, яка не має однозначного розв'язку. Це в основному пов'язано зі специфікою побудови й інформаційного забезпечення мереж даного класу напруг. Зазначені мережі (особливо у сільській місцевості) мають значну довжину, високий ступінь розгалуженості, велику кількість вузлів навантаження. Окремі ділянки низьковольтних ліній можуть виконуватися як чотирипровідними, так три- та двопровідними. Часто у них мають місце значні відхилення та коливання напруги, їм характерна несиметрія навантажень та наявність вищих гармонік. Зазначені обставини істотно посилюють вимоги до складу й обсягу початкової інформації, необхідної для

виконання коректних розрахунків щодо визначення у зазначених мережах втрат потужності й електричної енергії.

Окрім цього у багатьох випадках відсутні об'єктивні та достовірні дані не тільки про режимні показники низьковольтних мереж, але навіть відомості про їхню топологію та параметри.

Теоретично, розглянуті раніше методи розрахунку втрат електричної енергії можуть бути застосовні для мереж будь-якого класу напруг. Так, наприклад, при орієнтації на метод середніх навантажень, середнє значення втрат потужності на ділянці низьковольтної лінії можна обчислити у такий спосіб

$$\Delta P_{\text{сер}} = \sum_{n=1}^3 I_{\text{ф сер } n}^2 R_{\text{ф}} + I_{0 \text{ сер}}^2 R_0, \quad (3.10)$$

де $I_{\text{ф сер } n}$ – середнє значення струму за розрахунковий період у фазі n ;

$I_{0 \text{ сер}}$ – середнє значення струму в нульовому проводі;

$R_{\text{ф}}, R_0$ – відповідно опори фазного та нульового провідників.

При відсутності всіх необхідних для розрахунку відповідно до (3.10) даних, припустимо скористатися наступними формулами:

– для чотирипровідної ділянки мережі:

$$\Delta P_{\text{сер}} = \frac{1}{3} \frac{P_{\text{сер}}^2 (1 + \text{tg}^2 \varphi_{\text{сер}})}{U_{\text{ф сер}}^2} R_{\text{ф}} K_{\text{нес}},$$

де $K_{\text{нес}}$ – коефіцієнт, що враховує середню за розрахунковий період нерівномірність розподілу навантажень по фазах (несиметрію),

$$K_{\text{нес}} = 3 \frac{\sum_{n=1}^3 I_{\text{ф } n}^2}{\left(\sum_{n=1}^3 I_{\text{ф } n} \right)^2} \left(1 + 1,5 \frac{R_0}{R_{\text{ф}}} \right) - 1,5 \frac{R_0}{R_{\text{ф}}};$$

– для трипровідних (дві фази й нуль) ділянок мережі:

$$\Delta P_{\text{сер}} = \frac{1}{2} \frac{P_{\text{сер}}^2 (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi_{\text{сер}})}{U_{\text{ф сер}}^2} (R_{\text{ф}} + 0,5 R_0) K_{\text{нес}},$$

$$K_{\text{нес}} = 2 \frac{\sum_{n=1}^2 I_{\text{ф}n}^2}{\left(\sum_{n=1}^2 I_{\text{ф}n} \right)^2} \left(1 + 1,5 \frac{R_0}{R_{\text{ф}}} \right) - 1,5 \frac{R_0}{R_{\text{ф}}}.$$

– для двопровідної ділянки мережі:

$$\Delta P_{\text{сер}} = \frac{P_{\text{сер}}^2 (1 + \operatorname{tg}^2 \varphi_{\text{сер}})}{U_{\text{ф сер}}^2} (R_{\text{ф}} + R_0).$$

За відсутності даних для визначення $K_{\text{нес}}$ рекомендується приймати:

$$K_{\text{нес}} = 1,13 \text{ – якщо } \frac{R_0}{R_{\text{ф}}} = 1, \quad K_{\text{нес}} = 1,2 \text{ – якщо } \frac{R_0}{R_{\text{ф}}} = 2.$$

Досвід розрахунків свідчить, що, у принципі, значення коефіцієнта несиметрії лежить у діапазоні 1,05–1,5. При цьому, чим більше обсяг однофазних навантажень (наприклад, житлові будинки), тим вище значення даного коефіцієнта. Зосереджені навантаження, як правило, частіше бувають трифазними. Відповідно, у цьому випадку величина $K_{\text{нес}}$ наближається до нижньої границі його можливих значень.

Разом із тим, на практиці у більшості випадків розрахунок втрат електричної енергії в зазначених мережах пов'язаний із їх еквівалентуванням у тій або іншій формі та використанням ряду узагальнених характеристик.

Інтерес представляє метод, що полягає у визначенні відносного значення втрат потужності на підставі вимірної (або розрахункової) величини втрати напруги від ТП до найбільш віддаленого споживача [3].

Відносна величина втрат потужності може бути обчислена в такий спосіб

$$\Delta P^* = K_{\text{пр}} \Delta U^*, \text{ де } \Delta U^* = \frac{U_1 - U_2}{U_1} 100,$$

де $K_{\text{пр}}$ – коефіцієнт приведення;

U_1 – середньоарифметичне значення фазних напруг на шинах НН ТП;

U_2 – найменше значення фазної напруги в низьковольтній мережі.

Конкретне значення коефіцієнта приведення залежить від ряду факторів і прийнятих у розрахунках допущень. Наприклад, для трифазної лінії опором R та X при зосередженому наприкінці лінії навантаженні з параметрами I та $\cos \varphi$ маємо

$$\Delta P^* = \frac{\Delta P \cdot 100}{P} = \frac{3I^2 R \cdot 100}{\sqrt{3}UI \cos \varphi} = \frac{PR \cdot 100}{U^2 \cos^2 \varphi} = \frac{PR(1 + \operatorname{tg}^2 \varphi) \cdot 100}{U^2},$$

$$\Delta U^* = \frac{\Delta U \cdot 100}{U} = \frac{(\sqrt{3}UI \cos \varphi R + \sqrt{3}UI \sin \varphi X) \cdot 100}{U^2} = \frac{PR \left(1 + \frac{X}{R} \operatorname{tg} \varphi\right) \cdot 100}{U^2}.$$

Отже, у даній ситуації

$$K_{\text{пр}} = \frac{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi}{1 + \frac{X}{R} \operatorname{tg} \varphi}.$$

Однак, якщо аналогічне по величині навантаження буде рівномірно розподілене уздовж розглянутої лінії, то в цьому випадку одержимо наступні результати

$$\Delta P^* = \frac{PR(1 + \operatorname{tg}^2 \varphi) \cdot 100}{3U^2}, \quad \Delta U^* = \frac{PR \left(1 + \frac{X}{R} \operatorname{tg} \varphi\right) \cdot 100}{2U^2}.$$

Звідси отримуємо, що

$$K_{\text{пр}} = \frac{2}{3} \cdot \frac{1 + \operatorname{tg}^2 \varphi}{1 + \frac{X}{R} \operatorname{tg} \varphi}.$$

Таким чином, розходження у значеннях коефіцієнта приведення в розглянутих випадках становить 30 %. Із цього випливає, що будь-яка методика розрахунку втрат потужності в низьковольтній лінії повинна яким-небудь чином ураховувати характер розподілу навантаження. Оскільки найчастіше реальний розподіл навантажень у низьковольтних лініях невідомий, то рекомендується коефіцієнт приведення задавати в діапазоні 0,75–0,8.

Крім цього додатково необхідно врахувати, що при наявності відгалужень втрати енергії в лінії зменшуються, у порівнянні з втратами в лінії аналогічної сумарної довжини, але без відгалужень. Це пояснюється тим, що щільність навантаження у відгалуженнях нижче, ніж у магістралі. Але при одній і тій же величині втрати напруги, втрати потужності в лінії з відгалуженнями буде вище, ніж у лінії без відгалужень.

У зв'язку з цим, деякі автори радять ввести у розрахунок втрат потужності додатковий коригуючий коефіцієнт, що враховує ступінь розгалуженості ліній. Зокрема, для цієї мети запропонована наступна залежність

$$K_{\text{від}} = 1 - 0,75 \frac{L_0}{L_{\Sigma}},$$

де L_0 – сумарна довжина відгалужень;

L_{Σ} – сумарна довжина всієї низьковольтної лінії.

Разом із тим, зазначений фактор у більшості випадків важко врахувати у зв'язку з відсутністю необхідної інформації, особливо при проведенні масових розрахунків.

Таким чином, втрати електроенергії за деякий розрахунковий період N_T днів можна визначити в такий спосіб

$$\Delta A = \Delta P_{\max} \tau = \Delta P_{\max} \cdot 24 N_T \frac{K_3 + 2K_3^2}{3},$$

де K_3 – коефіцієнт заповнення сумарного графіка навантаження.

Природно, що в цьому випадку для обчислення τ може бути також використано вираз (3.8).

У наведеній вище формулі

$$\Delta P_{\max} = \frac{\Delta U_{\max}^*}{100} P_{\max} = \frac{\Delta U_{\max}^*}{100} \frac{A_T}{24 N_T K_3} = \frac{\Delta U_{\max}^*}{100} \frac{A_T}{T_{\max}}.$$

Остаточно, з урахуванням всіх представлених вище коригувальних коефіцієнтів, величина втрат електричної енергії визначиться у такий спосіб

$$\Delta A_{\text{нн}} = \frac{\Delta U_{\max}^*}{100} A_T \frac{1 + 2K_3}{3} \frac{K_{\text{пр}} K_{\text{нес}}}{K_{\text{від}}}.$$

Складність практичного застосування розглянутого підходу пов'язана з проблемою одночасного виміру напруг на шинах ТП та у найбільш віддаленого споживача кожної лінії з метою визначення максимального значення втрати напруги, особливо беручи до уваги обсяг необхідних вимірів.

У зв'язку з цим на практиці часто застосовується метод розрахунку втрат, що орієнтований на використання ряду узагальнених параметрів електричних мереж [5]. Зокрема, запропонована наступна формула для розрахунку втрат електричної енергії в низьковольтних мережах

$$\Delta A_{\text{нн}} = K_{0,38} \frac{A_T^2 (1 + \text{tg}^2 \varphi) L_{\text{екв}}}{F N_T} \frac{1 + 2K_3^2}{3K_3},$$

де $K_{0,38}$ – коефіцієнт, що враховує характер розподілу навантаження по довжині лінії та неоднаковість навантажень фаз;

$L_{\text{екв}}$ – еквівалентна довжина низьковольтної лінії;

F – середнє значення перетину головної ділянки.

При цьому коефіцієнт $K_{0,38}$ запропоновано визначати за емпіричним виразом

$$K_{0,38} = 9,67 + 3,32d_p - 1,84d_p^2,$$

де d_p – відбиває частку електроенергії, що відпускається населенню.

Еквівалентну довжину лінії можна обчислити в такий спосіб

$$L_{\text{екв}} = L_{\text{м}} + 0,44L_{2,3} + 0,22L_1,$$

де $L_{\text{м}}$ – довжина магістралі;

$L_{2,3}$ – довжина двофазних і трифазних відгалужень;

L_1 – довжина однофазних відгалужень.

При складанні балансів електричної енергії, зокрема при визначенні технічних втрат, крім втрат у лініях і трансформаторах, необхідно враховувати ще ряд складових.

Так, до змінних втрат електричної енергії також відносять втрати в струмообмежуючих реакторах

$$\Delta A_j = 3\Delta P_{\text{н}} \left(\frac{I_j}{I_{\text{н}}} \right)^2 \Delta t_j,$$

де $\Delta P_{\text{н}}$ – значення втрат активної потужності у фазі реактора при його номінальному струмі $I_{\text{н}}$;

I_j – значення робочого струму, прийняте на інтервалі часу Δt_j незмінним.

Умовно постійні втрати електричної енергії додатково містять у собі наступні складові.

Втрати на корну, облік яких необхідний тільки для повітряних ліній номінальною напругою 110 кВ і вище.

Втрати енергії від струмів витоку по ізоляторах ПЛ напругою 6 (20) кВ та вище, становлять

$$\Delta A_{\pi} = \sum_{j=1}^{n_{\pi}} \ell_j \sum_i \Delta P_{\pi i} t_{li},$$

де ΔP_{π} – питомі втрати потужності від струмів витоку для i -го виду погоди.

При відсутності необхідних даних, питомі втрати від струмів витоку орієнтовно можна прийняти:

- для ліній напругою 6 кВ – 0,2...0,28 тис. кВт год/км у рік;
- для ліній напругою 10 кВ – 0,34...0,242 тис. кВт год/км у рік;
- для ліній напругою 35 кВ – 0,75...0,85 тис. кВт год/км у рік;
- для ліній напругою 110 кВ – 1,20...1,34 тис. кВт год/км у рік;
- для ліній напругою 220 кВ – 1,5...1,65 тис. кВт год/км у рік.

Втрати в шунтуючих реакторах звичайно враховується у такий спосіб

$$\Delta A_{\text{шп}} = \sum \Delta P_{\text{xx}i} T_i \left(\frac{U_{\text{сер}i}}{U_{\text{н}i}} \right)^2,$$

де $\Delta P_{\text{xx}i}$ – номінальне значення втрат потужності холостого ходу i -го шунтуючого реактора, визначене за його паспортними даними;

$U_{\text{сер}i}$ – середнє значення фактичної напруги;

T – число годин роботи реактора.

При відсутності необхідних даних, зазначені втрати можна приблизно оцінити за узагальненими показниками, прийнявши, що для реакторів номінальною напругою 10 кВ річні втрати енергії становлять порядку

84 тис. кВт год на Мвар, для реакторів напругою 35...110 кВ – порядку 35 тис. кВт год на Мвар.

Втрати в батареях статичних конденсаторів визначають використовуючи вираз

$$\Delta A_{\text{бск}} = \sum_{i=1}^{n_{\text{бск}}} \Delta P_{0i} Q_{\text{ки}} T_{\text{ки}},$$

де ΔP_{0i} – питомі номінальні втрати потужності, прийняті відповідно до паспортних даних батареї

$Q_{\text{ки}}$ – потужність i -тої конденсаторної батареї;

$T_{\text{ки}}$ – число годин використання i -тої конденсаторної батареї;

$n_{\text{бск}}$ – кількість конденсаторних батарей.

При відсутності паспортних даних припустимо орієнтовно приймати питомі втрати для конденсаторів на рівні 0,003 кВт/квар, а для статичних тиристорних компенсаторів – 0,006 кВт/квар.

Втрати у синхронних компенсаторах обчислюються у такий спосіб

$$\Delta A_{\text{ск}} = (0,4 + 0,1\beta_Q^2) \Delta P_{\text{нск}},$$

де β_Q – коефіцієнт максимального завантаження синхронного компенсатора у розрахунковому періоді;

$\Delta P_{\text{н}}$ – втрати потужності у режимі номінального завантаження синхронного компенсатора, визначені на підставі його паспортних характеристик.

Орієнтовно зазначені втрати можуть бути оцінені на підставі даних наведених в таблиці 3.1.

Таблиця 3.1 – Орієнтовні значення втрат потужності в синхронних компенсаторах

Номинальна потужність синхронного компенсатора, Мвар	5	7,5	10	15	30	50	100	160	320
Втрати, тис. кВт год в рік	400	540	675	970	1570	2160	3645	4725	10260

Втрати в ізоляції КЛ напругою 6...10 кВ та вище становлять

$$\Delta A_{\text{кл}} = \sum_{i=1}^{n_{\text{кл}}} Q_{0i} \ell_{\text{кл}i} \operatorname{tg} \delta_i T_i,$$

де Q_{0i} – питома зарядна потужність кабелю відповідно до його паспортних характеристик;

$\operatorname{tg} \delta_i$ – тангенс кута діелектричних втрат, яка звичайно у розрахунках приймається 0,004.

Втрати електроенергії в електричних лічильниках напругою 0,22...0,66 кВ прямого включення (з розрахунку на один лічильник) орієнтовно становлять:

- для однофазних індукційних лічильників – 18,4 кВт год в рік,
- для трифазних індукційних лічильників – 92,0 кВт год в рік,
- для однофазних електронних лічильників – 21,9 кВт год в рік,
- для трифазних електронних лічильників – 73,6 кВт год в рік.

Для визначення втрат у вимірювальних трансформаторах струму, вимірювальних трансформаторах напруги, вентильних розрядниках, обмежувачах перенапруг, пристроях приєднання високочастотного зв'язку можна скористатися даними, представленими у таблиці 3.2.

Таблиця 3.2 – Орієнтовні значення втрат енергії в станційному обладнанні

Вид устаткування	Втрати електричної енергії (тис. кВт год/рік) при номінальній напрузі, кВ					
	6	10	35	110	154	220
Вентильні розрядники	0,009	0,021	0,091	0,6	1,05	1,59
Обмежувач перенапруг	0,001	0,001	0,013	0,22	0,4	0,74
Трансформатор струму	0,06	0,1	0,4	1,1	1,5	2,2
Трансформатор напруги	1,54	1,9	3,6	11,0	11,8	13,1
Пристрої приєднання високочастотного зв'язку	0,01	0,01	0,02	0,22	0,3	0,43

Втрати електроенергії в збірних шинах підстанцій оцінюються величиною 1,3 тис. кВт год/рік для шин номінальною напругою 6...10 кВ, 3 тис. кВт год/рік – для шин номінальною напругою 35 кВ, 11 тис. кВт год/рік – для шин номінальною напругою 110 кВ та 31 тис. кВт год/рік – для шин номінальною напругою 220 кВ.

ПЕРЕЛІК ДЖЕРЕЛ ПОСИЛАННЯ

1. Идельчик В.И. Расчеты и оптимизация режимов электрических сетей и систем. Москва : Энергоатомиздат, 1988. 288 с.
2. Буслова Н.В., Винославский В.Н., Денисенко Г.И., Перхач В.С. Электрические сети и системы. Київ : Вища школа, 1986. 584 с.
3. Зорин В.В., Тисленко В.В. Системы электроснабжения общего назначения. Чернігів : Чернігівський державних технологічний університет, 2005. 341 с.
4. Лыкин А.В. Электроэнергетические системы и сети. Москва : вид-во Юрайт, 2008, 360 с.
5. Воротницкий В.Э., Железко Ю.С., Казанцев В.Н. Потери электроэнергии в электрических сетях энергосистем. Москва : Энергоатомиздат, 1983. 368 с.