

Міністерство освіти і науки України
Вінницький державний технічний університет

Ю.В. Лук'яненко, Ж.І. Остапчук, В.В. Кулик

РОЗРАХУНКИ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ ПРИ ЇХ ПРОЕКТУВАННІ

Навчальний посібник

Затверджено Ученою радою Вінницького державного технічного університету як навчальний посібник для студентів спеціальностей 7.090601 – "Електричні станції", 7.090602 – "Електричні системи і мережі".
Протокол № 7 від 28.02.2002 р.

Вінниця ВДТУ 2002

УДК 621.311.1(075)
Л 45

Рецензенти:

Б.С. Рогальський, доктор технічних наук, професор
В.С. Собчук, кандидат технічних наук, професор
Н.М. Черемісін, кандидат технічних наук, професор кафедри “Електропостачання сільського господарства” Харківського державного технічного університету сільського господарства

Рекомендовано до видання Ученою радою Вінницького державного технічного університету Міністерства освіти та науки України

Лук’яненко Ю.В., Остапчук Ж.І., Кулик В.В.

Л 45 Розрахунки електричних мереж при їх проектуванні. Навчальний посібник. – Вінниця: ВДТУ, 2002. – 116 с.

В посібнику викладено методи розрахунку основних параметрів електричних мереж, формування заступних схем їх елементів та визначення техніко-економічних показників на етапі проектування. Навчальний посібник розроблений у відповідності з планом кафедри та програмою дисципліни "Електричні системи і мережі" і призначається для студентів спеціальностей 7.090601 – «Електричні станції», 7.090602 – «Електричні системи та мережі», 7.090603 – «Електротехнічні системи електроспоживання».

УДК 621.311.1(075)

© Ю.В. Лук’яненко, Ж.І. Остапчук, В.В. Кулик, 2002

ЗМІСТ

Вступ.....	5
1 Параметри і заступні схеми елементів електричних систем і мереж	8
1.1 Вхідні дані.....	8
1.2 Лінії електропередачі.....	8
1.2.1 Загальна характеристика	8
1.2.2 Активний опір	10
1.2.3 Реактивний опір.....	10
1.2.4 Активна провідність	13
1.2.5 Реактивна провідність.....	15
1.2.6 Спрощені заступні схеми	17
1.3 Трансформатори і автотрансформатори	19
1.3.1 Двообмоткові трансформатори.....	19
1.3.2 Триобмоткові трансформатори.....	23
1.3.3 Трансформатори з розщепленими обмотками	25
1.3.4 Автотрансформатори	29
1.4 Навантаження	30
1.5 Джерела живлення	31
1.6 Компенсувальні пристрої	31
1.7 Приведення параметрів заступних схем до базисної напруги	32
2 Розрахунок і аналіз усталених режимів електричних мереж	33
2.1 Загальні відомості	33
2.2 Аналіз режимів розімкнених електричних мереж.....	34
2.2.1 Розрахунок режиму лінії електропередачі	34
2.2.2 Розрахунок режиму магістральної лінії.....	40
2.2.3 Розрахунок режимів розподільних електричних мереж	43
2.2.4 Визначення найбільшої втрати напруги в розподільній електричній мережі.....	46
2.2.5 Визначення напруги на вторинній стороні знижувальної підстанції.....	49
2.2.6. Розрахунок розімкненої мережі з кількома номінальними напругами.....	50
2.3 Розрахунок простих замкнених мереж	52
2.3.1 Розрахунок кільцевих мереж	53
2.3.2 Розрахунок мереж з двостороннім живленням.....	56
3 Техніко-економічні розрахунки в електричних мережах енергосистем	62
3.1 Задачі і методи проектування електричних систем і мереж.....	62
3.2 Визначення технічних параметрів елементів мережі для запропонованих варіантів схем	64

3.2.1	Формування пропозицій для схем електричної мережі. Вибір номінальної напруги	64
3.2.2	Вибір перерізів і марок проводів на ділянках мережі	71
3.2.3	Перевірка перерізів за умовами допустимого нагрівання й оцінка втрат напруги у післяаварійних режимах	73
3.2.4	Вибір кількості та потужності трансформаторів	74
3.2.5	Вибір схем електричних з'єднань підстанцій	77
3.2.6	Визначення втрат напруги у схемі електричної мережі	82
3.2.6	Баланс активної і реактивної потужності в електричних мережах	85
3.3	Показники та критерії економічної ефективності	88
3.4	Порівняння варіантів з різною надійністю	93
3.4.1	Аналіз причин відмов електрообладнання	94
3.4.2	Умовність і непевність оцінки показників надійності	101
3.4.3	Основні показники надійності електричних мереж з різним з'єднанням елементів	103
	Література	111

ВСТУП

Курс “Електричні системи і мережі” є одним з профілюючих курсів для фахівців за спеціальностями: 7.090601 – “Електричні станції”; 7.090602 – “Електричні системи і мережі”; 7.090603 – “Електротехнічні системи електроспоживання” і відіграє важливу роль у підготовці інженерів-електриків.

Мета запропонованого посібника висвітлити наукові, технічні та економічні питання, які постають під час проектування розвитку та в процесі експлуатації електричних мереж.

Якщо становлення науки відбувається вільно без протиріч, то еволюція прийняття технічних рішень в енергетиці безпосередньо пов’язана з оцінкою економічної ефективності. І серед множини технічних рішень здійснюється вибір таких, які спроможні привести до найкращого рішення.

Раніше пошук оптимальних рішень в основному був пов’язаний з особистою інтуїцією інженера чи дослідника. На сьогодні, розвиток комп’ютерної техніки та програмного забезпечення дозволяє створити найкращі проекти на базі системи автоматичного проектування (САПР). Проте, остаточний вибір будь-якого технічного рішення належить людині – інженеру, який має досвід, підтверджений знаннями.

Вибір технічних рішень в електричних мережах пов’язаний з аналізом їх роботи, який опирається на структуру мережі. Дійсно, проект, за яким задумана мережа, визначає можливості її роботи, а обмеження витікають з її структури. Але структура мережі є динамічною, тому що зростання навантажень в електричній мережі чи поява нових вузлів навантаження призводить до її еволюції. Саме вивчення роботи мережі і системи в цілому дозволяє виявити напрямки еволюції, визначити аспекти проектування. Тут важливо зазначити, що на сучасному етапі під проектуванням слід розуміти створення планів щодо розвитку або реконструкції електричних мереж.

Розглядати електричні мережі варто з точки зору різних класів номінальної напруги, оскільки задачі інженерів, що займаються проектуванням та експлуатацією мереж різних типів, значно відрізняються. Логічно також розрізняти методи розрахунку мереж в залежності від призначення і класифікації. З врахуванням зазначеного можна виділити такі сторони діяльності інженера:

– інженер займається експлуатацією системи. Він має цікавитись повсякденною роботою електричної мережі і повинен: вміти розраховувати розподіл напруг, потоків потужності, струмів і потоків короткого замкнення; знати характеристики обладнання, автоматики, яка забезпечує контроль, регулювання та захист мережі, та їх заступні схеми; розбиратись у більш точних розрахунках та програмних комплексах для ЕОМ; вміти планувати режими;

– інженер, що займається забезпеченням споживання електричної енергії. Він має розглядати мережу системи “зовні”, вимагаючи від неї вищого рівня електроенергії відповідної якості. Щоб зрозуміти труднощі при забез-

печенні споживача електроенергією кращої якості, він повинен знати не тільки характеристики обладнання і їх заступні схеми для зовнішніх електричних мереж, але й вміти розраховувати режими “внутрішніх” мереж і проектувати їх;

– інженер, що займається суто проектуванням. Він не тільки має знати роботу електричних мереж і вміти проводити розрахунки параметрів режимів електричних мереж різних типів, але й повинен: мати ідеї щодо зміни структури електричної мережі, які можуть бути реалізовані в рамках вже існуючих систем; володіти методами дослідження розвитку електричних мереж; знати економічні критерії і вміти їх застосовувати для прийняття оптимальних технічних рішень.

Даний посібник складається з трьох розділів, які відповідають: характеристиці обладнання електричних мереж і їх заступних схем; методам розрахунку розподілу напруг, потужностей і струмів в простих мережах різних типів; питанням проектування і основам техніко-економічного аналізу в електричних мережах.

Під час викладання в даному посібнику теоретичних основ розрахунків електричних мереж при проектуванні використовуються загальноприйняті в енергетиці терміни, поняття та визначення. Основні з них такі.

Джерела електричної енергії - це електричні станції, які перетворюють енергію палива, води та нетрадиційних джерел в електричну енергію. Теплофікаційні електричні станції поряд з електричними виробляють теплову енергію.

Електричні станції, розташовані в одному або різних районах, об'єднують за допомогою високовольтних ліній електропередачі для паралельної роботи. Таке об'єднання, призначене для виробництва, передачі і розподілу електричної енергії, називається електроенергетичною системою. До складу електроенергетичної системи (ЕЕС) входять генератори, лінії електропередачі високої та низької напруги, розподільні пункти (РП), підстанції (ПС) і електроприймачі (ЕП). Окремі електроенергетичні системи з'єднуються між собою високовольтними лініями, в результаті чого утворюється об'єднана електроенергетична система.

Сукупність електричних станцій, мереж і споживачів теплової і електричної енергії, об'єднаних між собою спільним режимом з загальним диспетчерським управлінням, називають енергетичною системою (ЕС). Електроенергетична система є частиною енергетичної системи.

Створення об'єднаних енергетичних систем зумовлено їх техніко-економічними перевагами. При централізованому виробництві електричної енергії в об'єднаній енергетичній системі можна значно зменшити необхідний резерв потужності і сумарну установлену потужність електростанцій, сумарні капіталовкладення на їх спорудження і витрати на експлуатацію, а також підвищити надійність електропостачання споживачів і техніко-економічні показники роботи об'єднаної енергосистеми в порівнянні з ізольованою роботою окремих електростанцій. Електричні станції в енергети-

чній системі можна розташовувати незалежно від вузлів навантаження, що дозволяє використовувати місцеві енергетичні ресурси і забезпечувати економічно доцільний розподіл потужності між електростанціями з точки зору найменшої собівартості електричної енергії в системі.

Електричні мережі - це елементи, що призначені для передачі електричної енергії від джерел живлення до споживачів і розподілу її між ними, а також для об'єднання окремих електростанцій на паралельну роботу і створення об'єднаних енергосистем. Електрична мережа складається з повітряних і кабельних ліній електропередачі, підстанцій і розподільних пунктів. Передача електричної енергії на значні відстані здійснюється при підвищеній напрузі. При цьому зменшуються струми, що протікають по лініях, а також втрати напруги і потужності. Для підвищення напруги використовують трансформатори, які встановлюють на підвищувальних трансформаторних підстанціях. На знижувальних трансформаторних підстанціях (ТП) напруга знижується до рівня, при якому здійснюється споживання електричної енергії електроприймачами. На шляху передачі електричної енергії звичайно здійснюється кілька трансформацій напруги. Підстанція, на якій здійснюється перетворення змінного струму в постійний або навпаки, називається перетворювальною підстанцією (ПП).

Розподіл електричної енергії на підстанціях здійснюється за допомогою розподільних пристроїв високої і низької напруги, які включають збірні шини, комутаційні апарати, а також пристрої релейного захисту, автоматики та електровимірювальні прилади. В розподільних пунктах електрична енергія розподіляється на одній напрузі (без трансформації і перетворення).

Приймачами електричної енергії називають електричні установки, в яких електрична енергія перетворюється в інші види енергії або в електричну енергію з іншими параметрами (напругою, частотою або родом струму). Наприклад, приймачами електричної енергії є електродвигуни змінного і постійного струму, в яких електрична енергія перетворюється в механічну, а також електричні, дугові та індукційні печі, в яких здійснюється перетворення електричної енергії в теплову; електроосвітлювальні установки, в яких електрична енергія перетворюється в світлову та інші.

Більш ширшим є поняття споживача електричної енергії. Споживачем називають один або групу електроприймачів, які одержують живлення від однієї або кількох ТП чи РП. Наприклад, споживачами електричної енергії є нагрівальні і перетворювальні установки, окремі цехи, будинки, мікрорайони, заводи та інші об'єкти. До споживачів електричної енергії відносять також підстанції, від яких здійснюється електропостачання окремих промислових підприємств, житлових районів та інших об'єктів.

Центрами живлення (ЦЖ) споживачів є шини нижчої напруги районних підстанцій, на яких здійснюється регулювання напруги під навантаженням. В розрахунках електричних мереж і під час їх проектування широко використовуються моделі і заступні схеми ліній електропередачі, трансформаторів, а також вузлів споживання.

1 ПАРАМЕТРИ І ЗАСТУПНІ СХЕМИ ЕЛЕМЕНТІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ СИСТЕМ І МЕРЕЖ

1.1 Вхідні дані

Вивчення процесів, що відбуваються в електричних системах і мережах, дозволяє усвідомити і оцінити поведінку окремих елементів і системи в цілому, а зрештою визначити для них напрямки впливу і керування за певними критеріями.

Інформацію про явища, процеси і режими електричних систем не завжди можна отримати безпосереднім дослідженням оригіналу. Тут на допомогу приходять різного роду моделі, які знаходяться у відповідному співвідношенні з реальними об'єктами ЕС і є більш зручними для розв'язування різноманітних задач.

Для математичної моделі, тобто математичного опису процесів має бути введена система координат, якій відповідає система рівнянь, що пов'язує параметри процесів і системи. Наочною фізичною інтеграцією математичного опису є схема заміщення.

Заступні схеми, зазвичай, дозволяють виділити лише один аспект явища і, як правило, відображають співвідношення характерні і суттєві лише для одного локального процесу.

Заступні схеми електричної мережі [1] або системи в цілому складаються з заступних схем окремих елементів (ЛЕП, трансформаторів, автотрансформаторів, реакторів, батарей конденсаторів (БК), навантажень, джерел живлення (ДЖ)) і укладаються на одну фазу.

У заступних схемах розрізняють повздовжні і поперечні елементи. До перших відносять елементи мережі, по яких протікає струм навантаження, до других – елементи, включені на повну напругу.

Повздовжнім і поперечним елементам заступних схем мережі відповідають повздовжні і поперечні параметри, що відображають властивості мережі і фізичної сутності процесів, що відбуваються в ній.

Правильні якісна і кількісна оцінка параметрів мереж, використання раціональних заступних схем є необхідними умовами створення розрахункової моделі реальної мережі, що дозволяє одержати достовірні результати аналізу режимів її роботи і керування ними.

1.2 Лінії електропередачі

1.2.1 Загальна характеристика

Лінії електропередачі (ЛЕП) характеризуються такими параметрами: активним опором $r_{л}$, Ом; реактивним опором $x_{л}$, Ом; активною провідністю $g_{л}$, См; реактивною провідністю $b_{л}$, См.

Повний опір ЛЕП (Ом)

$$z_{л} = r_{л} + jx_{л} = z_{л} \exp(j\psi_{z_{л}}),$$

де

$$z_{\text{л}} = \sqrt{r_{\text{л}}^2 + x_{\text{л}}^2}; \quad \psi_{z_{\text{л}}} = \arctg(x_{\text{л}} / r_{\text{л}}). \quad (1.1)$$

Повна провідність ЛЕП (См)

$$y_{\text{л}} = g_{\text{л}} + jb_{\text{л}} = y_{\text{л}} \exp(j\psi_{y_{\text{л}}}),$$

де

$$y_{\text{л}} = \sqrt{g_{\text{л}}^2 + b_{\text{л}}^2}; \quad \psi_{y_{\text{л}}} = \arctg(b_{\text{л}} / g_{\text{л}}). \quad (1.2)$$

Приймається, що опори і провідності рівномірно розподілені уздовж ЛЕП і незмінні. Їхні значення (Ом/км і См/км відповідно) складають:

$$z = r + jx; \quad y = g + jb. \quad (1.3)$$

У загальному випадку ЛЕП подають симетричними П- і Г-подібними заступними схемами (рис.1.1), у яких опори є повздовжніми параметрами, провідності – поперечними. Вважають, що опір і провідності для ЛЕП до 330 кВ являють собою зосереджені параметри, що визначаються виразами:

$$z_{\text{л}} = z_0 l; \quad y_{\text{л}} = y_0 l, \quad (1.4)$$

де l – довжина лінії, км.

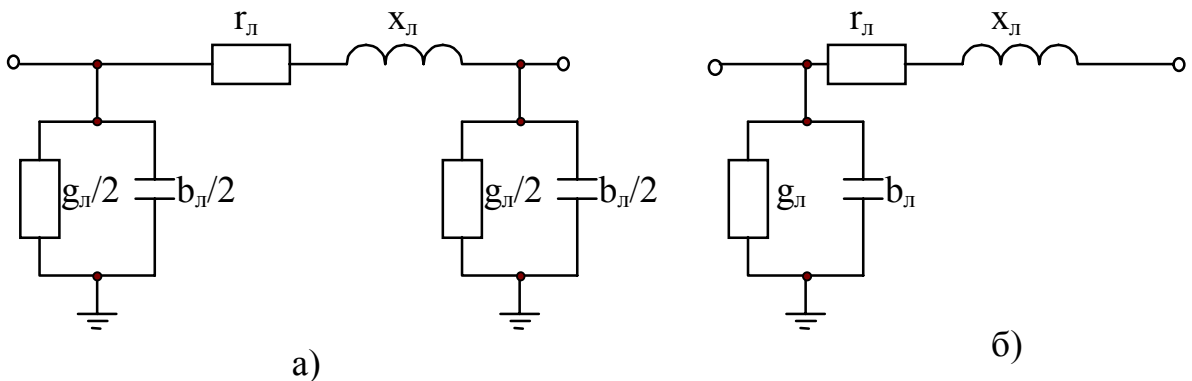


Рисунок 1.1 - П-подібна (а) і Г-подібна (б) заступні схеми ЛЕП

Це припущення вносить незначну похибку в розрахунки при порівняно коротких ЛЕП і неприпустиму похибку у випадку довгих ЛЕП, у зв'язку з чим параметри заступних схем повітряних ліній (ПЛ) довжиною більше ніж 300 км і кабельних ліній (КЛ) довжиною більше ніж 50 км необхідно визначати з урахуванням поправкових коефіцієнтів k_r , k_x , k_b до параметрів, розрахованих за (1.4).

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

$$k_x = 1 - \frac{l^2}{6} (x_0 b_0) \left[1 - \left(\frac{r_0}{x_0} \right)^2 \right];$$

$$k_b = 0.5 \frac{3 + k_r}{1 + k_r} = 1 + \frac{l^2 x_0 b_0}{12}.$$

1.2.2 Активний опір

Активний опір є опір змінному струму, який протікає по проводу. Внаслідок нерівномірного розподілу змінного струму по площі перерізу проводу його активний опір змінному струму більший, ніж постійному. Для електричних мереж, виконаних проводами з кольорового металу, при промисловій частоті і перерізах, менших 500 мм^2 , ця різниця несуттєва. Для мереж із проводами перерізом 500 мм^2 вона дорівнює 5 %, що складає вже помітну величину. Проте проводи великих перерізів виготовляють сталевими, у яких явище поверхневого ефекту проявляється незначно.

Активний опір у заступній схемі ЛЕП введено для врахування втрат активної потужності та втрат напруги.

Активний опір (Ом) ЛЕП довжиною l (км) визначається виразом:

$$r_{\text{л}} = r_0 l, \quad (1.5)$$

де

$$r_0 = \rho / F, \quad (1.6)$$

а ρ – розрахунковий питомий опір матеріалу провідника, $\text{Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{км}$; F – площа перерізу проводу, в подальшому – переріз проводу, мм^2 .

У практичних розрахунках значення r_0 визначають не за (1.6), а за відповідними таблицями, де вони зазначені для розрахункової температури $+20 \text{ }^\circ\text{C}$. Коли температура θ відрізняється від розрахункової, то фактичний опір визначається:

$$r_{0\text{ф}} = r_0 (1 + 0.004 \cdot (\theta - 20)). \quad (1.7)$$

У зв'язку з тим, що в розрахунках мереж урахування температури здійснити важко, активні опори проводів і кабелів звичайно відносять до $+20 \text{ }^\circ\text{C}$.

Активний опір змінному струму ЛЕП із сталевих проводів значно більший ніж постійному і більший за активний опір проводів того ж перерізу з міді або алюмінію. Крім того, активний опір сталевих проводів залежить від струму, що протікає в них, а також хімічного складу сталі і конструкції проводу.

Для визначення активних опорів сталевих проводів використовують спеціальні таблиці, складені на основі вимірювань для різних марок і перерізів проводів у залежності від роду струму. Таким чином, активний опір ЛЕП залежить від матеріалу, перерізу і температури проводу. Залежність $r_0 = f(F)$ яскраво відображена при малих перерізах, коли r має великі значення, і мало помітна при великих перерізах проводів (рис.1.2).

1.2.3 Реактивний опір

Реактивний опір ЛЕП – це індуктивний опір, обумовлений електромагнітним полем, що виникає навколо й усередині проводу при протіканні в ньому змінного струму. Він дозволяє врахувати розсіювання електромагнітного поля в процесі передачі електричної енергії по ЛЕП.

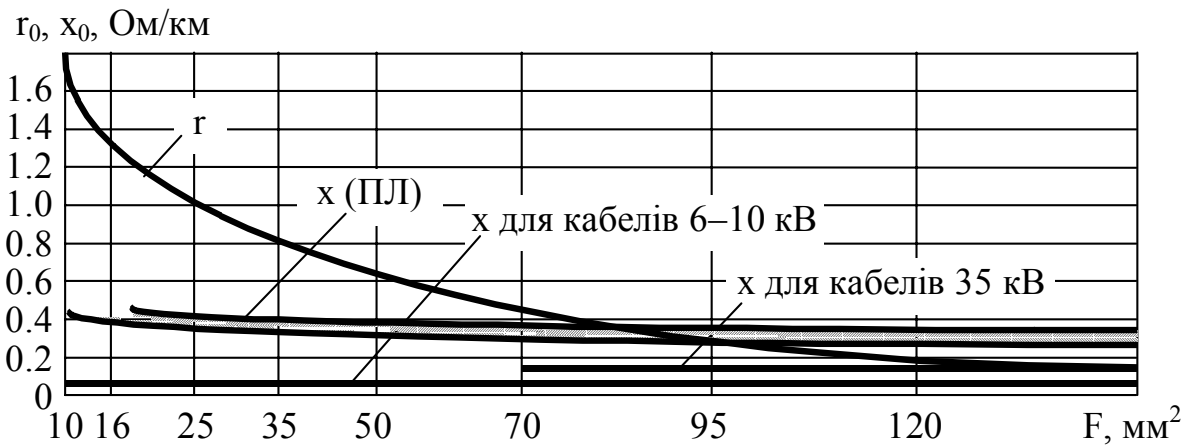


Рисунок 1.2 - Зміна r_0 і x_0 в залежності від перерізів проводів і жил кабелів з кольорових металів

Індуктивний опір (Ом) ЛЕП довжиною 1 (км) визначається за виразом:

$$x_{л} = x_0 l, \quad (1.8)$$

де

$$x_0 = 0.144 \cdot \lg(D_{cp}/R) + 0.016 \cdot \mu, \quad (1.9)$$

при частоті струму 50 Гц, D_{cp} – середньгеометрична відстань між проводами; R – радіус проводу; μ – відносна магнітна проникність матеріалу провідника.

Середньгеометрична відстань між проводами одноланцюгової трифазної ЛЕП

$$D_{cp} = \sqrt[3]{D_{12} D_{23} D_{31}}, \quad (1.10)$$

де D_{12}, D_{23}, D_{31} – відстані між проводами окремих фаз (рис.1.3,а).

При розташуванні проводів у вершинах рівностороннього трикутника (рис.1.3,б):

$$D_{cp} = D_{12} = D_{23} = D_{31} = D. \quad (1.11)$$

Якщо проводи розташовані горизонтально (рис.1.3,в), то

$$D_{cp} = \sqrt[3]{2D^3} = 1.26D. \quad (1.12)$$

Якщо ВЛ має два ланцюги, то індуктивність кожного ланцюга залежить як від магнітного потоку, утвореного даним ланцюгом, так і від магнітного потоку іншого ланцюга. Оскільки урахування останнього дає уточнення усього на 1 – 3 %, у практичних розрахунках ним нехтують.

Відносна магнітна проникність проводів із кольорових металів $\mu = 1$, сталевих $\mu \gg 1$ і залежить від струму, який протікає проводом, та фізичних і хімічних властивостей сталі.

Індуктивний опір ЛЕП можна розглядати як суму двох опорів - зовнішнього x_0' і внутрішнього x_0'' , тобто

$$x_0 = x_0' + x_0''. \quad (1.13)$$

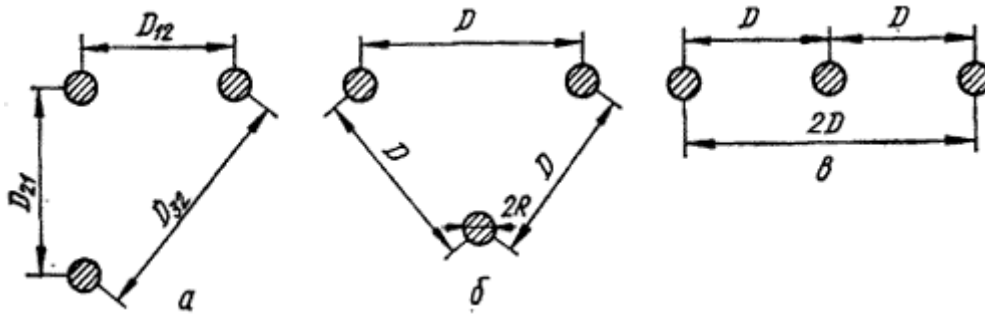


Рисунок 1.3 - Розташування проводів на опорах ПЛ в вершинах трикутників (а, б) і горизонтальне (в)

Зовнішній індуктивний опір обумовлений магнітним потоком, який замикається навколо проводу, і залежить від геометричних розмірів ЛЕП:

$$x'_0 = 0.144 \lg(D_{cp} / R). \quad (1.14)$$

Цей опір мало змінюється зі зміною як відстані між проводами, так і перерізу проводу. Для ЛЕП із нерозщепленими проводами $x' = 0.35 - 0.4$ Ом/км.

Внутрішній індуктивний опір обумовлений магнітним потоком усередині проводу і залежить від μ :

$$x'' = 0.016 \cdot \mu. \quad (1.15)$$

Для проводів із кольорових металів $x_0'' = 0.016$ Ом/км, що набагато менше, ніж x_0' . Тому x_0'' часто не враховують і індуктивний опір ЛЕП x_0 приймають рівним $0.35 - 0.4$ Ом/км (див. рис.1.2).

Для ЛЕП із сталевими проводами $x_0'' \gg x_0'$. Значення x_0'' визначають за допомогою спеціальних таблиць, складених для проводів різноманітних перерізів у залежності від струму, що в них протікає.

Індуктивний опір ЛЕП із розщепленими фазами розраховують з урахуванням еквівалентного радіуса фази $R_{ек}$:

$$x_{0p} = 0.144 \cdot \lg(D_{cp}/R_{ек}) + 0.016 \cdot \mu/n, \quad (1.16)$$

де n – кількість проводів у фазі. У загальному випадку

$$R_{ек} = \sqrt[n]{A^{n-1} R_n}, \quad (1.17)$$

де $A = a / \left(2 \sin \frac{\pi}{n} \right)$; a – крок розщеплення (середньгеометрична відстань між проводами у фазі); R – дійсний радіус проводу.

Зокрема, при розщепленні фази на 2 – 4 проводи відповідно маємо:

$$\begin{aligned} R_{ек} &= \sqrt{Ra}; \\ R_{ек} &= \sqrt[3]{Ra^2}; \\ R_{ек} &= \sqrt[4]{R\sqrt{2}a^3}. \end{aligned} \quad (1.18)$$

Еквівалентний радіус розщепленої фази набагато більший за дійсний радіус проводу нерозщепленої фази ($R_{ек} \gg R$) і індуктивний опір ЛЕП при

розщепленні фаз зменшується ($x_{op} < x_0$). У цьому одна з причин конструктивного виконання розщеплених ЛЕП, оскільки зменшення індуктивного опору обумовлює зниження втрат потужності, підвищення пропускної спроможності лінії й стійкості систем при паралельній роботі.

Індуктивний опір КЛ значно менший ніж ПЛ. Це дозволяє нехтувати індуктивним опором кабелю. Нижче приведені усереднені значення індуктивних опорів (Ом/км) різних ліній:

КЛ напругою до 1 кВ	0.06;
те ж, 6–10 кВ	0.08;
те ж, 20 кВ	0.11;
те ж, 35 кВ	0.125;
ізольовані проводи внутрішньої проводки	0.22;
ПЛ напругою до 1 кВ	0.31;
те ж, 6–10 кВ	0.38;
те ж, 20–35–110 кВ	0.40;
те ж, 220 кВ	0.41;
те ж, 330 кВ (два проводи у фазі)	0.32;
те ж, 500 кВ (три проводи у фазі)	0.29;
те ж, 750 кВ (чотири проводи у фазі)	0.28;
те ж, 1150 кВ (вісім проводів у фазі)	0.255.

1.2.4 Активна провідність

Активна провідність ЛЕП зумовлена втратами активної потужності в діелектриках. У ПЛ ці втрати пов'язані з коронуванням проводів і недосконалістю ізоляторів. Стікання струму через ізолятори незначні навіть у районах із сильно забрудненою атмосферою, тому втрати потужності в ізоляторах не враховують.

Втрати на корону більш значні. Вони обумовлені іонізацією повітря навколо проводів, що виникає в тому випадку, коли напруженість електричного поля на поверхні проводів перевищує електричну міцність повітря. При цьому спостерігаються блакитнувате світіння і потріскування, звідки і з'явилася назва «корона».

Особливо інтенсивно коронують проводи у вологу погоду, при різноманітних атмосферних опадах; у цей час втрати на корону значно зростають. Так, на ВЛ напругою 330 – 750 кВ втрати на корону при снігу збільшуються до 14 %, при дощі – до 47 %, при морозі – до 107 % у порівнянні з втратами на корону за гарної погоди.

Крім втрат активної потужності й енергії, корона викликає корозію проводів, створює перешкоди на лініях зв'язку, а також радіоперешкоди. У зв'язку з цим повинні прийматися відповідні заходи, щоб у нормальних умовах ЛЕП не коронували. Ці заходи в основному зводяться до підвищення напруги ЛЕП, при якій починається корона. Ця напруга (кВ) визначається виразом:

$$U_{кор} = U_e \cdot E_0 / E, \quad (1.19)$$

де U_e – середня експлуатаційна напруга, кВ; E_0 – початкова напруженість електричного поля на поверхні проводу, що відповідає появі загальної корони в гарну погоду, кВ/см; E – робоча напруженість електричного поля (кВ/см) на поверхні проводу.

Значення початкової напруженості електричного поля можна розрахувати за емпіричною формулою:

$$E_0 = 30.3m\delta(1 + 0.3 / \sqrt{R\delta}), \quad (1.20)$$

де m – коефіцієнт гладкості проводів, рівний одиниці для однодротових проводів і 0.82 – 0.92 для багатодрових; $\delta = 0.386p/(273 + \theta)$ – відносна щільність повітря при температурі θ , К (при атмосферному тиску $p \cong 100$ кПа і температурі повітря $\theta = 293$ К $\delta = 1$); R – радіус проводу, см.

Робоча напруженість електричного поля на поверхні проводу для ЛЕП з нерозщепленими фазами визначається за формулою:

$$E = 0.355 \cdot U_e / (R \cdot \lg(D_{cp}/R)), \quad (1.21)$$

а для ЛЕП із розщепленими фазами – формулою:

$$E = 0.355 \cdot U_e / (n \cdot R \cdot \lg(D_{cp}/R_{ек})). \quad (1.22)$$

З виразу (1.19) випливає, що для підвищення напруги $U_{кор}$ необхідно зменшувати робочу напруженість електричного поля E . Цього можна досягти збільшенням діаметра проводу або відстані між проводами. Останнє веде до подорожчання ЛЕП і цей захід малоефективний, оскільки D_{cp} знаходиться під знаком логарифма. У зв'язку з цим виникненню корони запобігають збільшенням діаметра проводів, що для суцільних проводів відповідає збільшенню їхніх перерізів.

Втрати потужності на корону починають істотно позначатися при напругах 110 кВ і вище (до 110 кВ втрати на корону не враховують). Мінімальний діаметр проводу за умовами корони на ПЛ напругою 110 кВ складає 11.4 мм, що відповідає перерізу 70 мм² (провід АС–70/11), тобто це той переріз, менше якого провід на ЛЕП напругою 110 кВ використовувати не можна. Для ЛЕП напругою 150 кВ мінімальним перерізом за умовами корони є 120 мм², а 220 кВ – 240 мм². Виконання розщеплених фаз на ЛЕП для 330 кВ і вище приводить до фіктивного збільшення діаметра фази, що є діючим засобом боротьби з короною. При цьому, як було показано в п. 1.2.3, відбувається і зменшення індуктивного опору лінії.

Застосування проводів мінімальних перерізів з урахуванням умов коронування дозволяє знизити втрати потужності на корону у ЛЕП напругою 110 – 220 кВ до декількох кВт на 1 км лінії, у результаті чого ці втрати в розрахунках не враховують, а активну провідність лінії приймають рівною нулю.

Втрати на корону істотно залежать від фактичного значення напруги ЛЕП. Як приклад, нижче наводяться значення втрат на корону в ЛЕП напругою класу 750 кВ:

Напруга, кВ	715	730	750	770	787
Втрати на корону, кВт/км	10.	11.6	13.5	15.7	18

З наведених даних випливає, що при підвищенні напруги на 5 % втрати на корону збільшуються приблизно на 31 %, при зниженні напруги майже на 5 % втрати відповідно знижуються на 24 % у порівнянні з втратами при номінальній напрузі ЛЕП, рівній 750 кВ. Отже, одним з можливих заходів зниження втрат на корону в ЛЕП 330 кВ і вище за поганої погоди є деяке зниження рівня напруги в порівнянні з його номінальним значенням.

Відповідна втратам потужності на корону ΔP і напрузі U активна провідність ЛЕП дорівнює (См/км):

$$g_0 = \Delta P_{\text{кор}} / U^2. \quad (1.23)$$

Активну провідність варто враховувати в основному в розрахунках ЛЕП 330 кВ і вище. Це роблять, виходячи з втрат потужності на корону на 1 км даної лінії.

Для кабелів (КЛ) діелектричні втрати на 1 км лінії надаються заводом-виготовлювачем; за ними активну провідність КЛ визначають так само, як і повітряної лінії (ПЛ). Діелектричні втрати в кабелях враховують при напругах 35 кВ і вище.

1.2.5 Реактивна провідність

Реактивна провідність ЛЕП обумовлена наявністю ємності між фазами і між фазами і землею (рис. 1.4).

Проводи ПЛ розташовані не симетрично один відносно іншого і землі. При цьому заряди окремих проводів не пропорційні їхнім потенціалам, а залежать також і від потенціалів проводів інших фаз. Якщо врахувати наявність повного циклу транспозиції проводів і нехтувати впливом землі, то робочу ємність ПЛ трифазного струму з допустимою для інженерних розрахунків похибкою в межах 5%, можна визначити за формулою:

$$C_0 = 0.02415 / \lg(D_{\text{cp}}/R), \quad (1.24)$$

де D_{cp} – середньгеометрична відстань між проводами; R – радіус проводу.

Для ЛЕП з розщепленими фазами уточнене значення робочої ємності

$$C_{0p} = 0.02415 \cdot \xi / \lg(D_{\text{cp}}/R_{\text{ек}}), \quad (1.25)$$

де ξ – коефіцієнт, яким враховують вплив землі і тросів ($\xi = 1,05$ для одноланцюгових ЛЕП з двома тросами); $R_{\text{ек}}$ – еквівалентний радіус фази, який визначається за виразом (1.17).

Для кабелів значення робочої ємності беруть за даними заводу-виготовлювача, оскільки для її розрахунку треба знати діелектричну проникність ізоляції, геометричні розміри й інші конструктивні дані кабелю.

Реактивну (ємнісну) провідність ПЛ і КЛ визначають так:

$$b_0 = \omega \cdot C_0,$$

причому для кабелів ємнісна провідність вища, ніж для ПЛ через малі відстані між жилами, а також жилами і заземленими оболонками і через високу діелектричну проникність ізоляції. Для ПЛ з нерозщепленими фазами при частоті змінного струму 50 Гц (См/км):

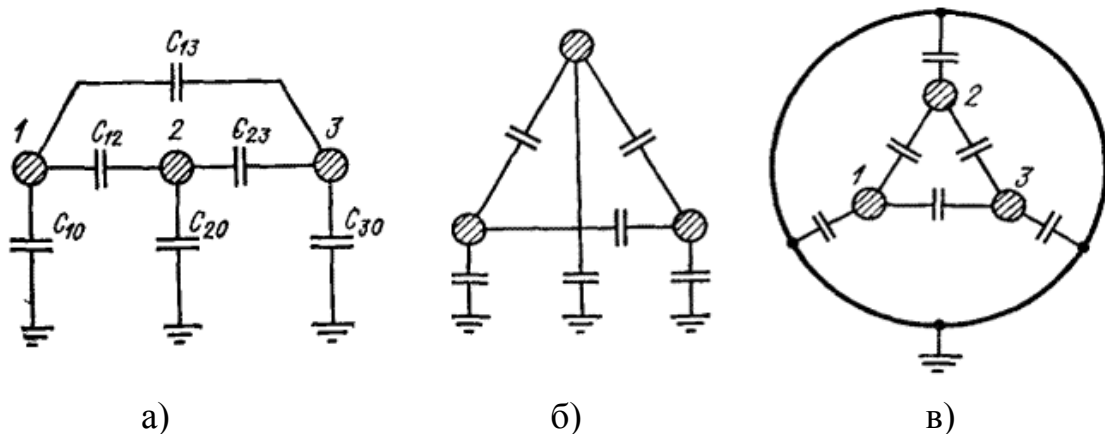


Рисунок 1.4 - Часткові ємності ПЛ (а, б) і КЛ (в)

$$b_0 = 7.58 \cdot 10^{-6} / \lg(D_{cp}/R), \quad (1.26)$$

а для ПЛ з розщепленими фазами:

$$b_0 = 7.58 \cdot \xi \cdot 10^{-6} / \lg(D_{cp}/R_{ек}).$$

У середньому ємнісна провідність ВЛ складає:

Напруга лінії, кВ	110 – 220	330 – 500	750	1150
b_0 , См/км	$2.7 \cdot 10^{-6}$	$3.7 \cdot 10^{-6}$	$4.2 \cdot 10^{-6}$	$4.6 \cdot 10^{-6}$

Ємнісна провідність (См) ЛЕП довжиною l (км)

$$b_l = b_0 \cdot l. \quad (1.27)$$

Наявність ємнісної провідності в лінії обумовлює проходження ємнісного струму (струму витoku) і ємнісної потужності, що називаються зарядним струмом і зарядною потужністю лінії.

Зарядний струм:

$$I_c = b_l \cdot U_\phi, \quad (1.28)$$

де U_ϕ – фазна напруга лінії.

Зарядна потужність:

$$Q_c = \sqrt{3} U I_c = b_l U^2, \quad (1.29)$$

де U – лінійна напруга.

Зарядна потужність – реактивна (ємнісна) потужність, що генерується лінією, визначається в основному напругою лінії і приймає суттєві значення у ПЛ напругою 110 кВ і вище.

При напругах вище 330 кВ і значних протяжностях ЛЕП зарядна потужність сягає такої величини, що її треба компенсувати (для ПЛ напругою 750 кВ, виконаної проводом 4×АС–500, довжиною 400 км вона складає 1 тис. Мвар), це означає, що рівні напруги в особливих режимах лінії будуть неприпустимо високі. Для компенсації зарядної потужності використовують шунтувальні реактори.

Ємнісні струми КЛ варто враховувати в розрахунках мереж напругою 20 кВ і вище.

1.2.6 Спрощені заступні схеми

Як було показано вище, у ЛЕП напругою до 330 кВ за певних умов можна не враховувати ті або інші параметри, якщо їхній вплив на роботу мережі несуттєвий. У зв'язку з цим заступні схеми лінії, показані на рис. 1.1, у ряді випадків можуть бути спрощені.

У ПЛ напругою до 110 кВ втрати потужності на корону, а в КЛ напругою до 35 кВ діелектричні втрати незначні. Тому в розрахунках ними нехтують і відповідно приймають рівною нулю активну провідність. У ЛЕП напругою 110 – 220 кВ врахування корони при виборі перерізів проводів обов'язковий. Проводи, вибрані по мінімальних перерізах (див. п. 1.2.4), у нормальних умовах не коронують, їхня активна провідність мізерно мала і її також можна не враховувати.

При вирішенні питання, коли варто враховувати ємність і зарядну потужність, крім протяжності мереж, треба брати до уваги співрозмірність зарядної і навантажувальної потужностей. У місцевих мережах невеликої протяжності при номінальних напругах до 35 кВ зарядні струми і потужності значно менше навантажувальних. Тому ємнісну провідність КЛ враховують тільки при напругах 20 і 35 кВ, а у ПЛ її взагалі не враховують.

У районних мережах із значними довжинами ліній і напругами зарядні потужності можуть виявитися співрозмірними з навантаженнями і тому зарядні потужності підлягають обов'язковому врахуванню або безпосередньо (рис. 1.5, а), або введенням ємнісних провідностей (рис. 1.5, б).

Що стосується співвідношення між активними та індуктивними опорами, то в проводах ПЛ при малих перерізах переважають активні опори, а при великих перерізах (у районних мережах напругою 220 кВ і вище) властивості мереж визначаються їхніми індуктивностями. Активні й індуктивні опори проводів середніх перерізів (50 – 185 мм²) близькі один до одного. В КЛ напругою до 10 кВ визначальним є активний опір.

Виходячи з зазначених співвідношень між активними та індуктивними опорами і провідностями, у заступній схемі ПЛ напругою 110–220 кВ не враховують активну провідність (рис. 1.5, а, б), а при напругах до 35 кВ – взагалі поперечну вітку (рис. 1.5, в).

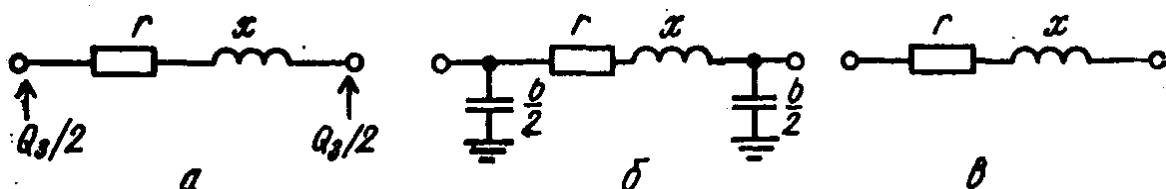


Рисунок 1.5 - Спрощені заступні схеми ВЛ напругою 110 – 220 кВ (а, б) і 35 кВ (в)

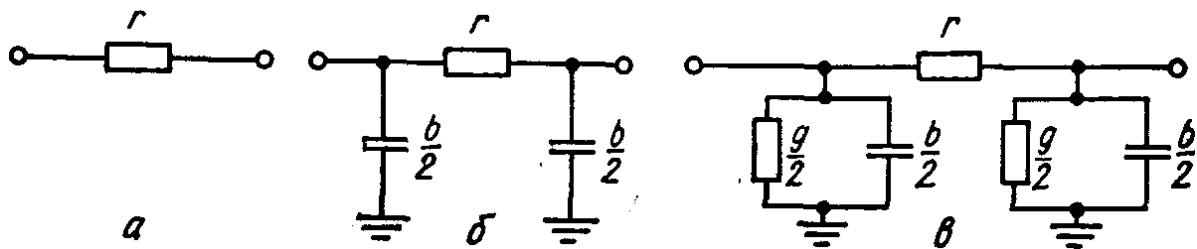


Рисунок 1.6 - Спрощені заступні схеми КЛ напругою до 10 кВ (а), 20 кВ (б) і 35 кВ (в)

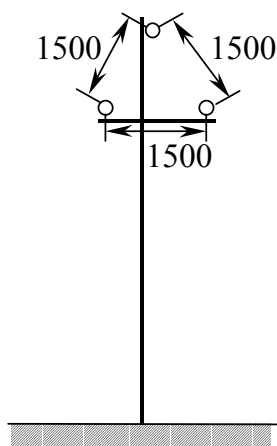
Заступні схеми КЛ напругою до 10 кВ містять тільки активний опір (рис. 1.6, а); при 20 кВ додають ємнісну провідність (рис. 1.6, б); при 35 кВ додатково вводять індуктивний опір у повздовжній вітці й активну провідність в поперечній (рис. 1.6, в).

В окремих випадках при розрахунку місцевих мереж із незначними навантаженнями (і відповідно перерізами) у заступну схему реактивний опір не вводять, а при аналізі роботи ЛЕП напругою 220 кВ і вище активними опорами нехтують.

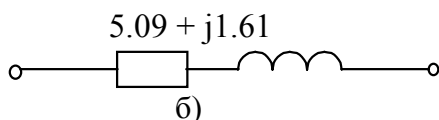
Заступні схеми ЛЕП постійного струму можуть розглядатися як окремий випадок заступних схем ЛЕП змінного струму при $x_0 = 0$ і $b_0 = 0$.

Приклад 1.1. Визначення параметрів заступної схеми ПЛ 6 кВ

Необхідно визначити питомі параметри ПЛ довжиною 4 км з номінальною напругою 6 кВ, виконаної проводом А-25, і обчислити параметри заступної схеми цієї лінії. Проводи лінії розташовані на опорах по вершинах рівностороннього трикутника (рис. 1.7, а), відстань між проводами 1.5 м.



а)



б)
Рисунок 1.7

Розв'язування

Знаходимо з [4] питомий активний опір проводу А-25 $r_0 = 1.27$ Ом/км і його розрахунковий діаметр $d = 6.3$ мм. Обчислюємо питомий індуктивний опір

$$x_0 = 0.144 \cdot \lg \frac{1500}{0.5 \cdot 6.3} + 0.0157 = 0.144 \cdot 2.678 + 0.0157 = 0.386 + 0.0157 = 0.402 \text{ Ом/км}$$

і ємнісну провідність

$$b_0 = \frac{7.58}{\lg \frac{1500}{0.5 \cdot 6.3}} 10^{-6} = \frac{7.58}{2.678} 10^{-6} \text{ 1/(Ом}\cdot\text{км)}.$$

Зарядна потужність повітряної лінії даного класу напруги буде незначною. Відповідно, і в заступній схемі ПЛ цим впливом можна знехтувати. Індуктивний опір ПЛ є співзмірним з активним опором

$$\frac{x_0}{r_0} = \frac{0.402 \cdot 100}{1.27} = 31.6\%,$$

тому він повинен враховуватись в заступній схемі, яка представляється в умовах, що розглядаються

(рис. 1.7, б), повздовжніми активним та індуктивним опорами

$$r = 1.27 \cdot 4 = 5.09 \text{ Ом};$$

$$x = 0.402 \cdot 4 = 1.61 \text{ Ом}.$$

Приклад 1.2. Визначення параметрів заступної схеми ПЛ 500 кВ

Необхідно визначити питомі параметри ПЛ 500 кВ, виконаної розщепленими проводами $3 \times \text{АСО } 500$, прокладеними на П-подібних опорах. Проводи розташовані в горизонтальній площині з відстанню між фазами 12 м; відстань між проводами в фазі 40 см.

Розв'язування

Для одного проводу марки АСО–500 у відповідності з табл.[Л. 4] маємо $r_0 = 0.065 \text{ Ом/км}$ при розрахунковому діаметрі проводу 30.2 мм. Для розщепленого проводу

$$r_0 = \frac{1}{3} \cdot 0.065 = 0.0216 \text{ Ом/км},$$

при еквівалентному радіусі

$$R_e = \sqrt[3]{15.1 \cdot 400^2} = 134 \text{ мм}.$$

Тому при середній геометричній відстані між фазними проводами $D_{\text{ср}} = 1.26 \cdot 12 = 15.1 \text{ м} = 15100 \text{ мм}$

$$x_0 = 0.144 \cdot \lg \frac{15100}{134} + \frac{0.0157}{3} = 0.295 + 0.0052 = 0.30 \text{ Ом/км};$$

$$b_0 = \frac{7.58}{\lg \frac{15100}{134}} 10^{-6} = 3.68 \cdot 10^{-6} \text{ 1/(Ом}\cdot\text{км)}.$$

На відміну від місцевих мереж (див. приклад 1.1) для електропередачі 500 кВ характерним є співвідношення

$$\frac{x_0}{r_0} = \frac{0.30}{0.0216} = 13.9 \gg 1.$$

1.3 Трансформатори і автотрансформатори

1.3.1 Двообмоткові трансформатори

Найбільш точною заступною схемою двообмоткового трансформатора [1,4] є Т-подібна схема (рис. 1.8,а), в якій надані активні й індуктивні опори однієї фази первинної обмотки r_{T1} і x_{T1} і приведені вторинної обмотки r'_{T2} і x'_{T2} , також активна й індуктивна провідності g_T, b_T .

Опори обмоток трансформаторів приводять до однієї напруги (звичайно вищої), і в заступній схемі приймають:

$$r_{T1} = r'_{T2} = r_T/2; \quad x_{T1} = x'_{T2} = x_T/2. \quad (1.30)$$

Оскільки Т-подібна заступна схема для практичних розрахунків незручна, двообмоткові трансформатори з достатнім ступенем точності заміщають Т-подібними заступними схемами – прямою й оберненою в залежності від підключення провідності (рис. 1.8, б, в). Провідності звичайно підключають із первинної сторони, тобто, для трансформаторів, що підвищують напругу – із боку обмотки нижньої напруги (НН), для тих, що знижують – з боку обмотки вищої напруги (ВН). Активний й реактивний опори при цьому дорівнюють сумі опору первинної обмотки і приведенного до

неї опору вторинної обмотки:

$$r_T = r_{T1} + r'_{T2}; \quad x_T = x_{T1} + x'_{T2}. \quad (1.31)$$

Активна провідність g_T обумовлена втратами активної потужності в сталі трансформатора на перемагнічування і вихрові струми, реактивна провідність b_T – потужністю, що намагнічує осердя трансформатора. Оскільки наявність цих провідностей пов'язано з струмом холостого ходу, в окремих випадках, у Г-подібній заступній схемі провідності заміщують навантаженням, рівним втратам потужності холостого ходу (рис. 1.8, г).

При розрахунках місцевих мереж впливом провідностей трансформаторів нехтують і використовують найпростішу заступну схему, що складається тільки з послідовно з'єднаних активного й індуктивного опорів (рис. 1.8, д).

Опори і провідності двообмоткових трансформаторів визначають за їх паспортними даними. Для двообмоткових трансформаторів у паспорті вказуються: $S_{ном}$ – номінальна потужність, МВ·А; $U_{вн}$, $U_{нн}$ – номінальні напруги обмоток ВН і НН, кВ; ΔP_k – втрати короткого замикання, кВт; ΔP_0 – втрати холостого ходу, кВт; u_k – напруга короткого замикання, % від $U_{ном}$; I_0 – струм холостого ходу, % від $I_{ном}$.

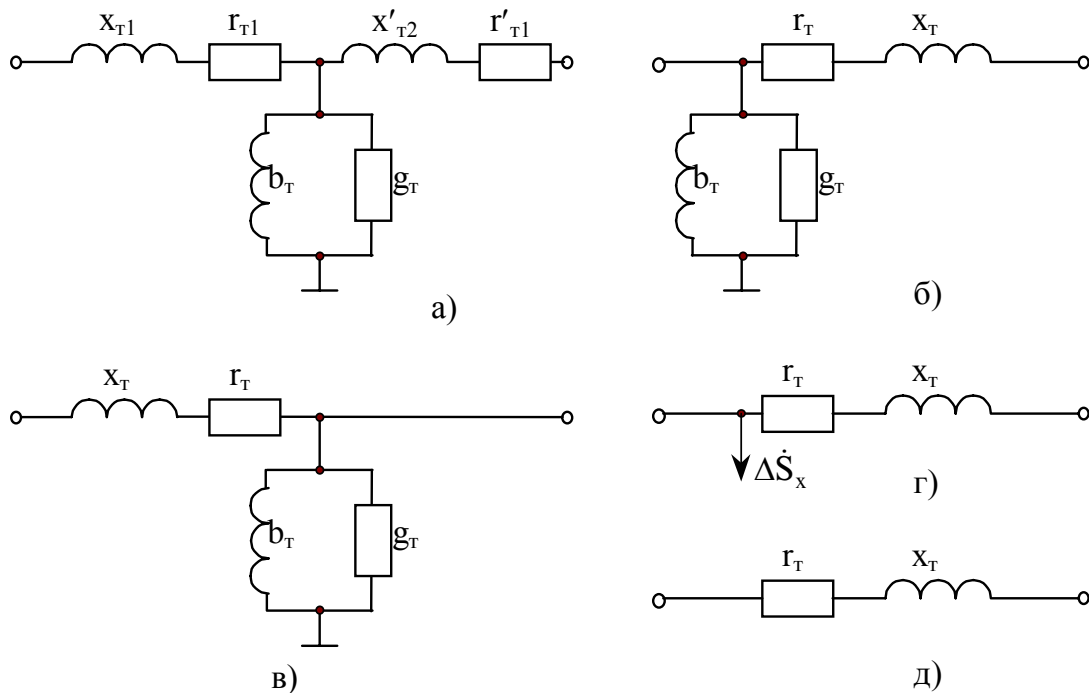


Рисунок 1.8 - Заступні схеми двообмоткових трансформаторів

Активний й індуктивний опори однієї фази трансформатора визначають із досліду короткого замикання, коли вторинну обмотку трансформатора навантажують нульовим опором, а до первинної обмотки підводять таку напругу, щоб струми в обох обмотках трансформатора були рівні номінальним. Ця напруга і буде напругою короткого замикання.

Активна потужність, що споживається трансформатором у досліді короткого замикання, практично цілком витрачається на нагрівання його обмоток, тобто втрати короткого замикання можна прирівняти до втрат у міді $\Delta P_{\text{м.н}}$ при номінальному навантаженні трансформатора:

$$\Delta P_{\text{к}} = \Delta P_{\text{м.н}} = 3r_{\text{т}} I_{\text{ном}}^2 = r_{\text{т}} S_{\text{т.ном}}^2 / U_{\text{ном}}^2, \quad (1.32)$$

де $I_{\text{ном}}$, $S_{\text{т.ном}}$, $U_{\text{ном}}$ – номінальні значення струму, потужності і напруги обмотки трансформатора, до якої приводиться опір ($U_{\text{ном}}$ – номінальна напруга основного виводу трансформатора).

З виразу (1.32) випливає, що активний опір однієї фази трансформатора:

$$r_{\text{т}} = \Delta P_{\text{к}} U_{\text{ном}}^2 / S_{\text{ном}}^2. \quad (1.33)$$

Індуктивний опір $x_{\text{т}}$ трансформатора визначається напругою короткого замикання $u_{\text{к}}$ (%), що складається з двох складових: падіння напруги в активному ($u_{\text{а}}$, %) і індуктивному ($u_{\text{р}}$, %) опорах від струму, що протікає в режимі короткого замикання:

$$u_{\text{а}} = 100\sqrt{3}r_{\text{т}} I_{\text{ном}} / U_{\text{ном}} = 100\Delta P_{\text{к}} / S_{\text{ном}}; \quad (1.34)$$

$$u_{\text{р}} = 100\sqrt{3}x_{\text{т}} I_{\text{ном}} / U_{\text{ном}}.$$

Реактивна складова напруги короткого замикання визначається:

$$u_{\text{р}} = \sqrt{u_{\text{к}}^2 - u_{\text{а}}^2}. \quad (1.35)$$

Відповідно до (1.34) індуктивний опір трансформатора

$$x_{\text{т}} = 10^{-2} u_{\text{р}} U_{\text{ном}} / (\sqrt{3} I_{\text{ном}}) = u_{\text{р}} U_{\text{ном}}^2 / (100 S_{\text{ном}}). \quad (1.36)$$

У сучасних потужних трансформаторах $u_{\text{а}} \ll u_{\text{р}}$, так що можна прийняти $u_{\text{р}} \cong u_{\text{к}}$.

Тоді індуктивний опір

$$x_{\text{т}} = u_{\text{к}} U_{\text{ном}}^2 / (100 S_{\text{ном}}). \quad (1.37)$$

Отримані вирази для визначення $r_{\text{т}}$, і $x_{\text{т}}$, дійсні як для трифазних, так і для однофазних трансформаторів, включених у трифазну групу. В останньому випадку в ці вирази треба підставляти номінальну потужність групи трансформаторів.

Провідності заступні схеми визначають з досліду холостого ходу трансформатора (коли при розімкнутій вторинній обмотці до його первинної обмотки підводиться номінальна напруга). При цьому втрати холостого ходу ΔP_0 (кВт) і ΔQ_0 , (квар) будуть:

$$\Delta P_0 = g_{\text{т}} U_{\text{ном}}^2; \quad \Delta Q_0 = b_{\text{т}} U_{\text{ном}}^2, \quad (1.38)$$

звідки активна провідність трансформатора

$$g_{\text{т}} = \Delta P_0 / U_{\text{ном}}^2, \quad (1.39)$$

а реактивна провідність

$$b_{\text{т}} = \Delta Q_0 / U_{\text{ном}}^2 = I_0 S_{\text{ном}} / (100 U_{\text{ном}}^2). \quad (1.40)$$

Приклад 1.3. Визначення параметрів заступної схеми двообмоткових трансформаторів, що працюють паралельно

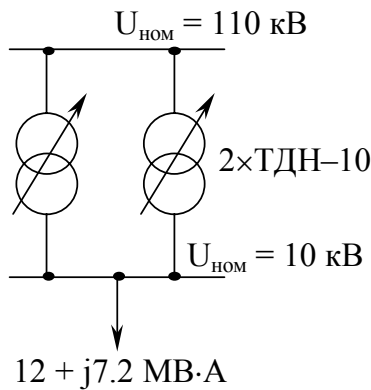


Рисунок 1.9

На підстанції встановлено два понижувальних трансформатори типу ТДН з номінальною потужністю 10 МВ·А (рис. 1.9). Трансформатори трифазні двообмоткові, мають номінальний коефіцієнт трансформації 115/11 кВ. У відповідності до ГОСТ 12965–87 для кожного трансформатора $\Delta P_{x,x} = 18$ кВт; $\Delta P_{к,з} = 60$ кВт; $U_k = 10.5\%$; $I_{x,x} = 0.9\%$.

Необхідно визначити параметри заступної схеми двох трансформаторів, що працюють паралельно, і визначити втрати потужності в них при навантаженні

$$\dot{S}_H = 12 + j7.2 \text{ МВ·А.}$$

Розв'язування

Заступна схема двообмоткового трансформатора показана на рис. 1.10. Її параметри для одного трансформатора:

$$r_{T1} = \frac{60 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{10000^2} = \frac{60 \cdot 115^2}{10^2 \cdot 10^3} = 7.95 \text{ Ом;}$$

$$x_{T1} = \frac{10.5 \cdot 115^2}{100 \cdot 10} = 139 \text{ Ом;}$$

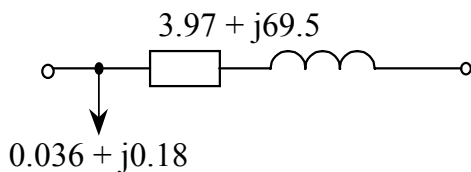


Рисунок 1.10

$$\Delta Q_{x,x1} = \frac{0.9}{100} \cdot 10 = 0.09 \text{ Мвар.}$$

Для двох трансформаторів, які працюють паралельно

$$r_T = \frac{7.95}{2} = 3.97 \text{ Ом;}$$

$$x_T = \frac{139}{2} = 69.5 \text{ Ом;}$$

$$\Delta P_{x,x} + j\Delta Q_{x,x} = 2 \cdot (0.018 + j0.09) = 0.036 + j0.18 \text{ МВ·А.}$$

Визначимо втрати потужності в трансформаторах за знайденими параметрами заступної схеми

$$\Delta P_T = \frac{12^2 + 7.2^2}{115^2} \cdot 3.97 + 0.036 = 0.0588 + 0.036 = 0.0948 \text{ МВт;}$$

$$\Delta Q_T = \frac{12^2 + 7.2^2}{115^2} \cdot 69.5 + 0.18 = 1.03 + 0.18 = 1.21 \text{ Мвар.}$$

Втрати потужності можуть бути визначені також і безпосередньо за каталожними даними:

$$\Delta P_T = \frac{1}{2} \cdot 60 \cdot \left(\frac{12^2 + 7.2^2}{115^2} \right) + 2 \cdot 0.018 = 0.0588 + 0.036 = 0.0948 \text{ МВт;}$$

$$\Delta Q_T = \frac{1}{2} \cdot \frac{10.5}{100} \cdot \left(\frac{12^2 + 7.2^2}{10} \right) + 2 \cdot \frac{0.9}{100} \cdot 10 = 1.03 + 0.18 = 1.21 \text{ Мвар.}$$

По відношенню до номінальної потужності встановлених на підстанції трансформаторів втрати потужності в них складають:

$$\Delta P_{T\%} = \frac{0.0948 \cdot 100}{2 \cdot 10} = 0.474 \%;$$

$$\Delta Q_{T\%} = \frac{1.21 \cdot 100}{2 \cdot 10} = 6.05 \%.$$

Перший результат характеризує високий к.к.д. трансформаторів, відносно велике значення ΔQ_T свідчить про те, що трансформатори є причиною істотних втрат реактивної потужності в електричній мережі.

Визначимо зміну коефіцієнта потужності навантаження мережі внаслідок втрат реактивної потужності в трансформаторах. На шинах нижчої напруги трансформаторів

$$\cos \varphi_H = \frac{12}{\sqrt{12^2 + 7.2^2}} = 0.858,$$

нехтуючи невеликим розміром втрат активної потужності, для навантаження на шинах вищої напруги отримуємо:

$$\cos \varphi'_H = \frac{12}{\sqrt{12^2 + (7.2 + 1.21)^2}} = 0.820.$$

Відповідно, зміна коефіцієнта потужності складає:

$$\Delta \cos \varphi = 0.858 - 0.820 = 0.038.$$

1.3.2 Триобмоткові трансформатори

Заступна схема триобмоткового трансформатора являє собою трипроменеву зірку (рис. 1.11), де $r_{T.B.}$, $x_{T.B.}$, $r_{T.C.}$, $x_{T.C.}$, $r_{T.H.}$, $x_{T.H.}$ – відповідно активні та індуктивні опори обмоток ВН, СН і НН, приведені до напруги первинної обмотки трансформатора.

Відповідно до цієї заступної схеми для триобмоткового трансформатора, на відміну від двообмоткового, потрібно визначати опори кожної обмотки окремо. Активні й індуктивні опори обмоток триобмоткових трансформаторів так само, як і двообмоткових, знаходять за даними досліду короткого замикання, що проводять при замиканні однієї з його обмоток і відсутності навантаження в іншій. Це дозволяє при розрахунку опорів розглядати заступну схему триобмоткового трансформатора як два послідовно з'єднаних промені.

Розглядаючи дві обмотки триобмоткового трансформатора, кожна з яких розрахована на 100% номінальну потужність, як двообмотковий трансформатор, відповідно до (1.33) можна розрахувати опір кожної обмотки:

$$r_{T(100)} = \Delta P_K U_{НОМ}^2 / (2S_{НОМ}^2), \quad (1.41)$$

При визначенні індуктивних опорів обмоток трансформатора варто мати на увазі, що в паспортних даних для триобмоткових трансформаторів, на відміну від двообмоткових, напруги короткого замикання вказуються для трьох обмоток: $u_{K(B-C)}$; $u_{K(B-H)}$; $u_{K(C-H)}$ і залежать від взаємного розташування обмоток. Напруга $u_{K(B-C)}$ визначається при короткому замиканні обмотки СН і живленні зі сторони ВН; $u_{K(B-H)}$ – при замиканні обмотки НН і живленні з боку ВН; $u_{K(C-H)}$ – при замиканні обмотки НН і живленні з боку СН.

При цьому

$$\begin{aligned} u_{к(В-С)} &= u_{к.В} + u_{к.С}; \\ u_{к(В-Н)} &= u_{к.В} + u_{к.Н}; \\ u_{к(С-Н)} &= u_{к.С} + u_{к.Н}. \end{aligned} \quad (1.42)$$

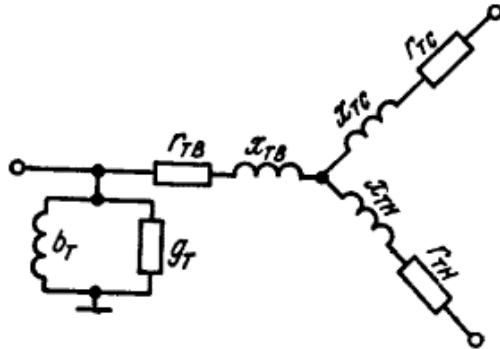


Рисунок 1.11 – Заступна схема триобмоткового трансформатора

Розв'язання системи рівнянь (1.42) щодо $u_{к.В}$, $u_{к.С}$, $u_{к.Н}$ дає:

$$\begin{aligned} u_{к.В} &= 0.5 \cdot (u_{к.(В-С)} + u_{к.(В-Н)} - u_{к.(С-Н)}); \\ u_{к.С} &= 0.5 \cdot (u_{к.(В-С)} + u_{к.(С-Н)} - u_{к.(В-Н)}); \\ u_{к.Н} &= 0.5 \cdot (u_{к.(В-Н)} + u_{к.(С-Н)} - u_{к.(В-С)}). \end{aligned} \quad (1.43)$$

Індуктивні опори обмоток триобмоткового трансформатора відповідно до (1.37)

$$\begin{aligned} x_{Т.В} &= u_{к.В} U_{НОМ}^2 / (100S_{НОМ}); \\ x_{Т.С} &= u_{к.С} U_{НОМ}^2 / (100S_{НОМ}); \\ x_{Т.Н} &= u_{к.Н} U_{НОМ}^2 / (100S_{НОМ}). \end{aligned} \quad (1.44)$$

Оскільки триобмоткові трансформатори мають значну потужність, приймають $u_p = u_k$.

Реактивний опір $x_{Т.С}$ або $x_{Т.Н}$ триобмоткового трансформатора, що відповідає обмотці, яка розташована в середині між двома його іншими обмотками, через взаємний вплив сусідніх обмоток звичайно близький до нуля, і в практичних розрахунках його не враховують.

Провідності триобмоткових трансформаторів визначають так само, як і двообмоткових – за (1.39) і (1.40).

Приклад 1.4. Визначення параметрів заступної схеми триобмоткового трансформатора

Необхідно визначити параметри заступної схеми трифазного триобмоткового трансформатора типу ТДТН-40 з номінальними коефіцієнтами трансформації 115/38.5/11 кВ.

Розв'язування

Для трансформатора ТДТН потужністю 40 МВ·А у відповідності з ГОСТ 12965-87

$$\Delta P_{x,x} = 63 \text{ кВт}; \Delta P_{кз} = 230 \text{ кВт}; U_{к.В-С} = 10.5\%;$$

$$U_{к.В-Н} = 17\%; U_{к.С-Н} = 6\%; I_{x,x} = 0.9\%,$$

співвідношення потужностей обмоток 100/100/100%.

Активні опори заступної схеми трансформатора (рис. 1.12) приведені до номінальної напруги обмотки високої напруги,

$$r_1 = r_2 = r_3 = \frac{230 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{2 \cdot 40000^2} = \frac{230 \cdot 115^2}{2 \cdot 40^2 \cdot 10^3} = 0.953 \text{ Ом.}$$

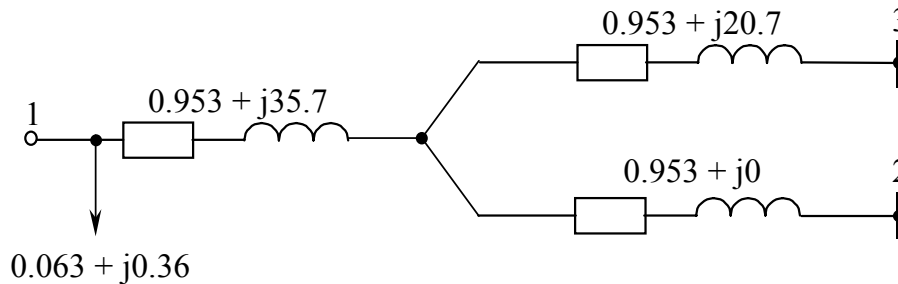


Рисунок 1.12

Сумарні індуктивні опори кожних двох променів заступної схеми при цьому визначаються рівними

$$X_{12} = X_{B-C} = \frac{10.5}{100} \cdot \frac{115^2}{40} = 34.8 \text{ Ом;}$$

$$X_{13} = X_{B-H} = \frac{17}{100} \cdot \frac{115^2}{40} = 56.4 \text{ Ом;}$$

$$X_{23} = X_{C-H} = \frac{6}{100} \cdot \frac{115^2}{40} = 19.8 \text{ Ом.}$$

Звідки для індуктивних опорів кожного променя заступної схеми

$$x_1 = \frac{34.8 + 56.4 - 19.8}{2} = 35.7 \text{ Ом;}$$

$$x_2 = \frac{34.8 + 19.8 - 56.4}{2} \approx 0 \text{ Ом;}$$

$$x_3 = \frac{56.4 + 19.8 - 34.8}{2} = 20.7 \text{ Ом.}$$

Втрати холостого ходу трансформатора дорівнюють:

$$\Delta P_{x,x} + j\Delta Q_{x,x} = 0.063 + j \frac{0.9}{100} \cdot 40 = 0.063 + j0.360 \text{ МВ}\cdot\text{А.}$$

1.3.3 Трансформатори з розщепленими обмотками

Виходячи з будови трансформатора з розщепленими обмотками, його заступна схема має вид трипроменевої зірки (рис. 1.13), де r_{H1} , r_{H2} , x_{H1} , x_{H2} – активні й індуктивні опори розщеплених обмоток НН, приведені до напруги первинної обмотки. З достатньою для практичних розрахунків точністю такий трансформатор можна розглядати як два незалежних трансформатори, що живляться від загальної мережі ВН. Потужність кожної обмотки НН дорівнює половині потужності обмотки ВН, тобто половині номінальної потужності трансформатора. Відповідно опори:

$$r_{H1} = r_{H2} = 2 \cdot r_B. \quad (1.45)$$

При паралельному з'єднанні обмоток НН трансформатор із розщепленими обмотками буде працювати як звичайний двообмотковий. При

цьому опори трансформатора між виводами ВН і загальним виводом обмоток Н1 і Н2 будуть дорівнювати опорам $r_{заг}$ і $x_{заг}$, віднесеним до номінальної потужності трансформатора, тобто

$$\begin{aligned} r_{заг} &= r_B + r_{Н1} \cdot r_{Н2} / (r_{Н1} + r_{Н2}); \\ x_{заг} &= x_B + x_{Н1} \cdot x_{Н2} / (x_{Н1} + x_{Н2}). \end{aligned} \quad (1.46)$$

З урахуванням (1.45) маємо:

$$r_B = 0.5 \cdot r_{заг}. \quad (1.47)$$

Індуктивний опір обмотки ВН $x_B = 0$, тобто можна вважати $x_{заг}$ цілком зосередженим в обмотках НН, включених паралельно. З огляду на те, що $x_{Н1} = x_{Н2}$, із (1.46) знаходимо:

$$x_{Н1} = x_{Н2} = 2 \cdot x_{заг}. \quad (1.48)$$

Приведені співвідношення дійсні для груп однофазних трансформаторів, розщеплені обмотки яких можна розглядати як обмотки окремих трансформаторів. Коефіцієнт розщеплення (відношення опорів короткого замикання між розщепленими обмотками до опору короткого замикання між обмоткою ВН і паралельно з'єднаними розщепленими обмотками) для однофазних трансформаторів дорівнює 4. У той же час у трифазних трансформаторах ступінь магнітного зв'язку між розщепленими обмотками відрізняється від однофазних і залежить від розташування обмоток на магнітопроводі. При розташуванні розщеплених обмоток одна над іншою коефіцієнт розщеплення дорівнює 3.5 і опори обмоток трифазних трансформаторів складають:

$$x_{Н1} = x_{Н2} = 1.8 x_{заг}. \quad (1.49)$$

Основна мета застосування трансформаторів із розщепленими обмотками полягає в можливості одержання підвищених значень індуктивних опорів на стороні НН (див. (1.48) і (1.49)). За рахунок цього потужність короткого замикання на шинах НН знижується майже вдвічі, що дозволяє в багатьох випадках обійтися без струмообмежувальних реакторів.

Провідності трансформаторів із розщепленими обмотками визначають так само, як і двообмоткових: за формулами (1.39) і (1.40).

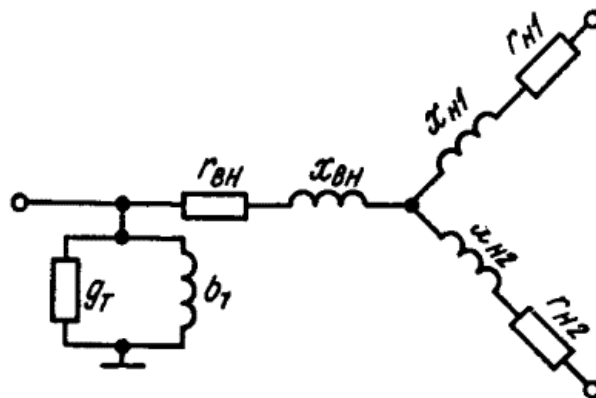


Рисунок 1.13 – Заступна схема трансформатора з розщепленими обмотками

Приклад 1.6. Визначення параметрів заступної схеми двообмоткових трансформаторів з розщепленими обмотками низької напруги, що працюють паралельно

На підстанції встановлено два двообмоткових трансформатори типу ТРДН з розщепленими обмотками нижчої напруги (рис. 1.14). Номінальна потужність кожного трансформатора дорівнює 32 МВ·А, номінальний коефіцієнт трансформації 115/10.5/10.5 кВ.

Необхідно: 1) визначити параметри заступної схеми двох трансформаторів, що працюють паралельно; 2) обчислити втрати потужності в трансформаторах в двох випадках: а) при $S_1 = S_2 = 20$ МВ·А, б) при $S_1 = 10$ МВ·А, $S_2 = 30$ МВ·А, приймаючи в обох випадках рівними коефіцієнти потужності навантажень обох обмоток.

Розв'язування

Для трансформаторів ТРДН–32 у відповідності з ГОСТ 12965–87 $\Delta P_{x.x} = 44$ кВт; $\Delta P_{к.з} = 145$ кВт; $U_k = 10.5\%$; $I_{x.x} = 0.75\%$, потужність обмоток нижчої напруги складає 50% номінальної потужності трансформатора. З дослідження к.з. такого трансформатора можна знайти:

$$r_{T\Sigma} = \frac{145 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{32000^2} = \frac{145 \cdot 115^2}{32^2 \cdot 10^3} = 1.87 \text{ Ом};$$

$$x_{T\Sigma} = \frac{10.5}{100} \cdot \frac{115^2}{32} = 43.5 \text{ Ом}.$$

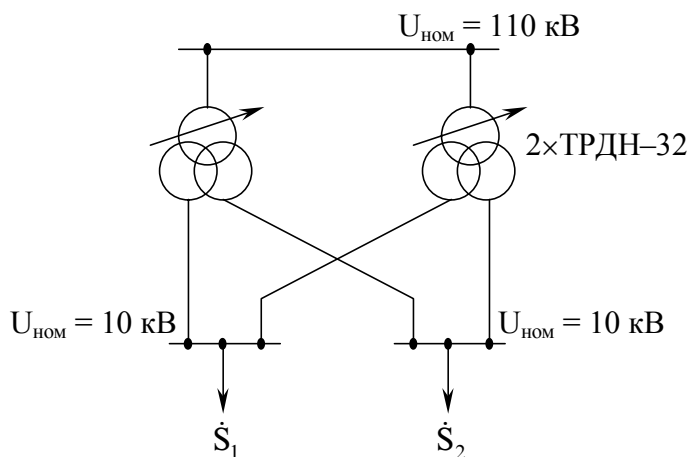


Рисунок 1.14

При цьому опір кожної вітки заступної схеми одного трансформатора

$$r_{T1} = 2 \cdot r_{T\Sigma} = 2 \cdot 1.87 = 3.74 \text{ Ом};$$

$$x_{T1} = 2 \cdot x_{T\Sigma} = 2 \cdot 43.5 = 87.0 \text{ Ом}.$$

Для віток заступної схеми двох трансформаторів, що працюють паралельно, (рис. П.1.15):

$$r_T = 1.87 \text{ Ом}; \quad x_T = 43.5 \text{ Ом},$$

втрати х.х. в цій схемі

$$\Delta P_{x.x} + j\Delta Q_{x.x} = 2 \cdot \left(0.044 + j \frac{0.75}{100} \cdot 32 \right) = 0.088 + j0.480 \text{ МВ·А}.$$

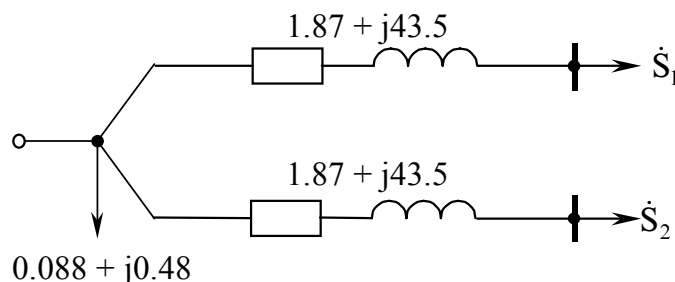


Рисунок 1.15

Визначимо втрати потужності на основі заступної схеми. При $S_1 = S_2 = 20$ МВ·А

і рівних $\cos\varphi$

$$\Delta P_T = 2 \cdot \frac{20^2}{115^2} \cdot 1.87 + 0.088 = 0.113 + 0.088 = 0.201 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_T = 2 \cdot \frac{20^2}{115^2} \cdot 43.5 + 0.480 = 2.63 + 0.480 = 3.11 \text{ Мвар},$$

у випадку різного навантаження секцій шин нижчої напруги

$$\Delta P_T = \frac{10^2}{115^2} \cdot 1.87 + \frac{30^2}{115^2} \cdot 1.87 + 0.088 = 0.0141 + 0.127 + 0.088 = 0.229 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_T = \frac{10^2}{115^2} \cdot 43.5 + \frac{30^2}{115^2} \cdot 43.5 + 0.480 = 0.329 + 2.955 + 0.480 = 3.76 \text{ Мвар}.$$

У разі використання для визначення втрат потужності в обох трансформаторах каталожних даних, якщо $S_1 = S_2 = 20 \text{ МВ}\cdot\text{А}$

$$\Delta P_T = \frac{0.145}{2} \cdot \left(\frac{40}{32}\right)^2 + 2 \cdot 0.044 = 0.13 + 2 \cdot 0.044 = 0.201 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_T = \frac{10.5}{2 \cdot 100} \cdot \left(\frac{40}{32}\right)^2 + 2 \cdot \frac{0.75}{100} \cdot 32 = 2.63 + 0.48 = 3.11 \text{ Мвар}.$$

Якщо $S_1 = 10 \text{ МВ}\cdot\text{А}$, а $S_2 = 30 \text{ МВ}\cdot\text{А}$, розрахунок ведемо окремо для кожної розщепленої обмотки

$$\Delta P_T = \frac{0.145}{2 \cdot 2} \cdot \left(\frac{10}{16}\right)^2 + \frac{0.145}{2 \cdot 2} \cdot \left(\frac{30}{16}\right)^2 + 0.088 = 0.141 + 0.088 = 0.229 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_T = \frac{10.5}{2 \cdot 100} \cdot \left(\frac{10^2}{16} + \frac{30^2}{16}\right)^2 + 2 \cdot \frac{0.75}{100} \cdot 32 = 3.29 + 0.48 = 3.77 \text{ Мвар}.$$

По відношенню до номінальної потужності трансформаторів втрати потужності складають:

– за однакового навантаження обмоток нижчої напруги

$$\Delta P_{T\%} = \frac{0.201 \cdot 100}{64} = 0.314 \text{ \%};$$

$$\Delta Q_{T\%} = \frac{3.11 \cdot 100}{64} = 4.85 \text{ \%};$$

– за різного навантаження цих обмоток

$$\Delta P_{T\%} = \frac{0.229 \cdot 100}{64} = 0.318 \text{ \%};$$

$$\Delta Q_{T\%} = \frac{3.76 \cdot 100}{64} = 5.9 \text{ \%}.$$

В останньому випадку втрати активної і реактивної потужності збільшуються. Відповідно, при застосуванні трансформаторів з розщепленими обмотками нижчої напруги необхідно звертати увагу на розподіл навантаження між обмотками і вживати заходи до його зрівнювання.

1.3.4 Автотрансформатори

Заступна схема триобмоткового трансформатора являє собою трипроменеву зірку з опорами обмоток ВН – $r_{ат.в}$, $x_{ат.в}$, СН – $r_{ат.с}$, $x_{ат.с}$, НН – $r_{ат.н}$, $x_{ат.н}$ (рис. 1.16) і провідностями $b_{ат}$, $g_{ат}$. Активні й індуктивні опори обмоток автотрансформаторів так само, як і трансформаторів, визначають за даними досліду короткого замикання. Проте при короткому замиканні обмотки НН, розрахованої на типову потужність, напруга піднімається до значення, яке визначає в цій обмотці струм, що відповідає типовій, а не номінальній потужності автотрансформатора. При короткому замиканні на стороні СН напруга на стороні ВН може підніматися до значення, при якому струм у послідовній обмотці досягає значення, що визначає номінальну потужність автотрансформатора.

У зв'язку з цим у паспортні дані автотрансформаторів, на відміну від триобмоткових трансформаторів, входять втрати короткого замикання на пару обмоток, причому значення $\Delta P_{к(в-с)}$ приводиться віднесенням до номінальної потужності автотрансформатора, два інших значення ($\Delta P_{к(в-н)}$ і $\Delta P_{к(с-н)}$) у ряді випадків вказуються віднесеними до його типової потужності S_T . Так само приводяться і значення напруг короткого замикання (%): одне з них – $u_{к(в-с)}$ відносять до номінальної потужності, а два інших – до типової. Тому при обчисленні опорів усі значення втрат і напруг короткого замикання повинні бути приведені до номінальної потужності автотрансформатора:

$$\begin{aligned}\Delta P_{к(в-н)} &= \Delta P'_{к(в-н)} S_{НОМ}^2 / S_T^2; \\ \Delta P_{к(с-н)} &= \Delta P'_{к(с-н)} S_{НОМ}^2 / S_T^2; \\ u_{к(в-н)} &= u'_{к(в-н)} S_{НОМ} / S_T; \\ u_{к(с-н)} &= u'_{к(с-н)} S_{НОМ} / S_T.\end{aligned}\tag{1.50}$$

Тут штрихом відзначені величини, віднесені до типової потужності. Втрати короткого замикання обмоток автотрансформатора визначаються за виразами, аналогічними (1.43):

$$\begin{aligned}\Delta P_{к.в} &= 0.5 \cdot (\Delta P_{к.(в-с)} + \Delta P_{к.(в-н)} - \Delta P_{к.(с-н)}); \\ \Delta P_{к.с} &= 0.5 \cdot (\Delta P_{к.(в-с)} + \Delta P_{к.(с-н)} - \Delta P_{к.(в-н)}); \\ \Delta P_{к.н} &= 0.5 \cdot (\Delta P_{к.(в-н)} + \Delta P_{к.(с-н)} - \Delta P_{к.(в-с)}).\end{aligned}\tag{1.51}$$

Активні опори обмоток автотрансформатора обчислюють за (1.33), з урахуванням втрат короткого замикання – за (1.51), а індуктивні опори – за (1.44), причому значення $u_{к.в}$, $u_{к.с}$ і $u_{к.н}$ попередньо розраховують по (1.43) із використанням значень u_k із (1.50).

Провідності автотрансформаторів, як і трансформаторів, обчислюють за формулами (1.39) і (1.40).

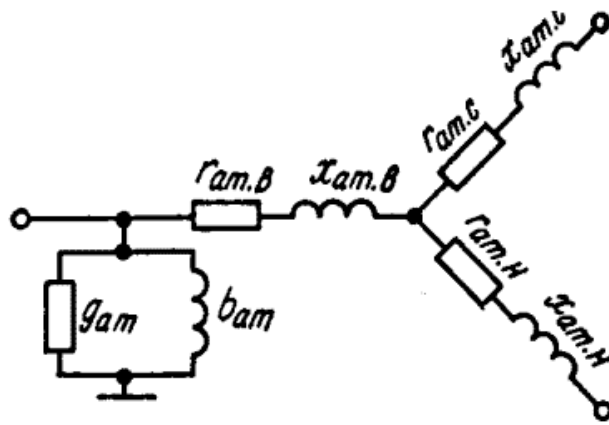


Рис. 1.16. Заступна схема автотрансформатора

1.4 Навантаження

Навантаження в розрахункових схемах електричних мереж можуть бути подані потужностями, струмами або провідностями [1,3]. Якщо навантаження подані потужностями, то при аналізі режимів ЕЕС, потужності навантажень можна приймати незмінними, що не залежать від напруг у точках прикладення навантажень. Це справедливо для районних мереж, забезпечених пристроями регулювання, за допомогою яких напруги на навантаженнях підтримуються практично незмінними. В іншому випадку допущення незмінності потужності навантаження викликає похибки в розрахунках – невеликі, якщо мережа завантажена помірно, і неприпустимі – у перевантажених мережах, що працюють із значними відхиленнями напруги від номінального значення. Такі відхилення змінюються в залежності від прикладених напруг, і тоді залежність відбивається у статичних характеристиках і є найбільш точним способом задання навантажень. Проте урахування статичних характеристик ускладнює розрахунки режимів мереж.

При використанні в розрахункових схемах струмів навантажень, вони приймаються незмінними за амплітудою і фазою, щодо вихідної напруги. Таке припущення можливе при розрахунках місцевих мереж. У районних мережах через істотну розбіжність напруг за амплітудою і фазою це може призвести до значних похибок.

При заданні навантажень струмами, струм визначається по заданому значенню потужності навантаження і прикладеної напруги у вихідному режимі:

$$\dot{J} = \dot{S} / (\sqrt{3} U)^* \quad (1.52)$$

де U^* – спряжений комплекс напруги.

У процесі розрахунку напруга уточнюється, якщо ведеться розрахунок районної мережі, і може прийматися номінальною при розрахунках місцевих мереж.

Задання навантажень постійними провідностями (опорами), що включаються в точках приєднання навантажень, відповідає їх статичним характеристикам у вигляді квадратичних парабол, але не забезпечує достатньої точності результатів, оскільки провідності й опори навантажень самі залежать від прикладених напруг. Проте урахування навантажень електричних мереж у вигляді постійних провідностей дає більш точні результати, чим їхнє врахування у вигляді потужностей, що не залежать від дійсних рівнів напруги.

1.5 Джерела живлення

Джерела живлення (електричні станції або генератори електричних станцій) можуть бути задані у розрахункових схемах потужністю або статичними характеристиками. При цьому, для одного з пунктів живлення, потужність не конкретизується, тому що заздалегідь невідомі втрати потужності в мережі, що попередньо оцінюються лише приблизно. Такий пункт мережі відносять до, так званих, балансувальних вузлів. В якості балансувального вузла звичайно приймають одну з найбільш потужних у схемі електростанцій.

Джерела живлення можуть бути задані і струмами.

1.6 Компенсувальні пристрої

Синхронні компенсатори (СК), батареї статичних конденсаторів поперечного вмикання (БК), шунтуючі реактори представляються в розрахунковій схемі як джерела живлення – у загальному випадку у вигляді їх статичних характеристик $Q(U)$, $P(U)$ [1–5].

Батареї конденсаторів можуть бути представлені в схемі в вигляді реактивних опорів

$$x_c = U_{\text{ном}}^2 / Q_6, \quad (1.53)$$

де Q_6 – потужність батарей при номінальній напрузі мережі.

Активна потужність, яка споживається БК, істотного впливу на результати розрахунку режиму роботи мережі не додає. У випадку наближених розрахунків її в заступній схемі не включають, а враховують тільки при оцінці економічності роботи мережі.

Конденсатори послідовного вмикання і струмообмежувальні реактори, подають у заступній схемі їхніми реактивними опорами. При повздовжньо-ємнісній компенсації:

$$x_c = 1/(\omega C) = U_{\text{н.б}}^2 / Q_6, \quad (1.54)$$

де ω – кутова частота; C – ємність батарей; $Q_{\text{н.б}}$, $U_{\text{н.б}}$ – номінальні значення реактивної потужності і напруги БК відповідно (з урахуванням схеми з'єднання конденсаторів).

При вмиканні струмообмежувального реактора його індуктивний

опір визначається:

$$x_p = U_{\text{ном}}^2 u_p / (100 S_p) = U_{\text{ном}} u_p / (100 \sqrt{3} I_{\text{ном}}), \quad (1.55)$$

де $U_{\text{ном}}$, $I_{\text{ном}}$, S_p – номінальні значення напруги, струму і потужності реактора; u_p – падіння напруги в реакторі відносно $U_{\text{ном}}$ при протіканні струму $I_{\text{ном}}$, % (вказується в паспортних даних реактора).

Для наближених розрахунків шунтуючі реактори включають у точці їхнього приєднання навантаженням, яке дорівнює номінальній потужності реактора, або подають у заступній схемі індуктивним опором (1.55) при $u_p = 100$ %. Крім того, вони можуть бути подані індуктивною провідністю:

$$b = Q_{\text{ном}} / U_{\text{ном}}^2, \quad (1.56)$$

де $Q_{\text{ном}}$ і $U_{\text{ном}}$ – номінальні значення реактивної потужності і напруги реактора відповідно.

1.7 Приведення параметрів заступних схем до базисної напруги

Якщо схема мережі містить елементи трансформації, то в ряді випадків параметри схеми доцільно приводити до однієї базисної напруги [1,3]. При цьому приймаються рівність значень повної потужності для будь-якої мережі і рівність значень відносних падінь напруги на будь-якій ділянці мережі.

За базисну, теоретично, може бути прийнята будь-яка напруга. Практично, щоб скоротити обчислення, за базисну приймається одна з напруг, для якої виконуються розрахунки мережі.

Приведені до базисної напруги U_6 параметри вихідних заступних схем мережі з номінальною напругою $U_{\text{ном}}$ визначаються такими залежностями:

$$\text{струм} \quad I_{\text{пр}} = I U_{\text{ном}} / U_6; \quad (1.57)$$

$$\text{напруга} \quad U_{\text{пр}} = U U_6 / U_{\text{ном}}; \quad (1.58)$$

$$\text{опір} \quad z_{\text{пр}} = z U_6^2 / U_{\text{ном}}^2; \quad (1.59)$$

$$\text{провідність} \quad y_{\text{пр}} = y U_{\text{ном}}^2 / U_6^2. \quad (1.60)$$

2 РОЗРАХУНОК І АНАЛІЗ УСТАЛЕНИХ РЕЖИМІВ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

2.1 Загальні відомості

Розрахунок усталених режимів електричних мереж виконують з метою оцінки технічних умов та визначення економічної ефективності їх роботи. Він включає розрахунок параметрів режиму: струмів і потужностей, що протікають на окремих ділянках мережі, а також напругу у вузлових точках мережі.

Параметри режиму визначають на основі розрахункової схеми електричної мережі (її заступні схеми). Ряд параметрів заступних схем, таких як активна провідність лінії, а також активна і реактивна провідності трансформаторів, опори і провідності електроприймачів та параметри інших елементів електричної мережі залежать від параметрів режиму мережі, тобто є нелінійними. Однак в багатьох практичних розрахунках нелінійністю параметрів схеми нехтують і вважають схему мережі лінійною.

Методи розрахунку режимів електричних мереж можна поділити на традиційні і формалізовані. Традиційні методи базуються на простому використанні основних законів електричних кіл і методів еквівалентних перетворень схем електричних мереж. Перевагою цих методів, які склалися і вдосконалювалися протягом багатьох років, є їх простота і наочність. Оволодівши даними методами, можна перейти до більш досконалих універсальних методів розрахунку. Традиційними методами користуються при розрахунку простих розімкнених і замкнених електричних мереж.

Формалізовані методи розрахунку побудовані на основі теорії графів і матричної алгебри. Конфігурація електричної мережі (її геометрична схема або граф) аналітично описується матрицею з'єднань, яка враховує всі зв'язки між вузлами (вершинами) схеми. За допомогою цієї матриці автоматично за допомогою ЕОМ формуються рівняння стану мережі (математична модель), після чого ці рівняння розв'язують одним із чисельних методів. Таким чином, формалізація складання рівнянь стану (у векторній або координатній формах) дає можливість повністю автоматизувати на ЕОМ розрахунок електричних мереж будь-якої конфігурації. За допомогою формалізованих методів, як правило, здійснюють розрахунок складно-замкнених мереж. Детально ці методи розглядаються в курсі "Математичне моделювання в електротехніці".

Розрахунки режимів здійснюють як на стадії проектування, так і на стадії експлуатації електричних мереж. Точність розрахунків залежить від точності вихідних даних, методики розрахунку і припущень, що приймаються при розрахунку. У багатьох практичних випадках обмежуються наближеним розрахунком, особливо на стадії проектування, коли вихідні дані про навантаження задані наближено. В умовах експлуатації при оптимі-

зації параметрів режимів електричної мережі точність розрахунку повинна бути достатньо високою.

Для розрахунку режиму задається однолінійна схема електричної мережі, значення активних і реактивних потужностей навантаження у вузлах, а також величина напруги в одному з вузлів. На основі заданої однолінійної схеми у відповідності з послідовністю з'єднання елементів мережі складають розрахункову схему і визначають її параметри (опори і провідності елементів), а також розрахункові навантаження вузлів, після чого розраховують параметри режиму.

2.2 Аналіз режимів розімкнених електричних мереж

2.2.1 Розрахунок режиму лінії електропередачі

Методи розрахунку режиму ЛЕП розрізняються в залежності від типу електричної мережі, класу номінальної напруги та способу надання навантаження. Визначимо напругу \dot{U}_1 і потужність \dot{S}_1 на початку радіальної трифазної лінії електропередачі за відомими значеннями напруги \dot{U}_2 і потужності навантаження \dot{S}_2 в кінці цієї лінії (рис.2.1,а). Параметри режиму розрахуємо для лінії місцевої мережі, схема заміщення якої приведена на рис.2.1,б. Фазну напругу $\dot{U}_{1\phi}$ на початку лінії визначимо за другим законом Кірхгофа

$$\dot{U}_{1\phi} = \dot{U}_{2\phi} + \dot{I}_2 z_{12}, \quad \text{або} \quad \dot{U}_{1\phi} = \dot{U}_{2\phi} + \dot{I}_2 r_{12} + j\dot{I}_2 x_{12}, \quad (2.1)$$

де $\dot{U}_{2\phi}$ – фазна напруга в кінці лінії; \dot{I}_2 – розрахунковий струм навантаження. При активно-індуктивному характері навантаження вектор струму \dot{I}_2 відстає за фазою від вектора напруги $\dot{U}_{2\phi}$ на деякий кут зсуву фаз φ_2 , причому модуль струму і його фаза визначаються за даними параметрами режиму кінця лінії так:

$$\dot{I}_2 = \frac{\dot{S}_2^*}{\sqrt{3}\dot{U}_2^*}; \quad \varphi_2 = \arctg \frac{Q_2}{P_2}.$$

Векторна діаграма лінії надана на рис.2.1,в, де вектор $\dot{U}_{2\phi}$ суміщений з віссю дійсних величин.

Спад напруги $\dot{I}_2 r_{12}$ в активному опорі лінії збігається з фазою струму навантаження \dot{I}_2 , а спад напруги $j\dot{I}_2 x_{12}$ в індуктивному опорі – випереджає цей струм на 90° . Спади напруг в активному та індуктивному опорах в сумі з вектором $\dot{U}_{2\phi}$ згідно з (2.1), дадуть фазну напругу на початку лінії $\dot{U}_{1\phi}$.

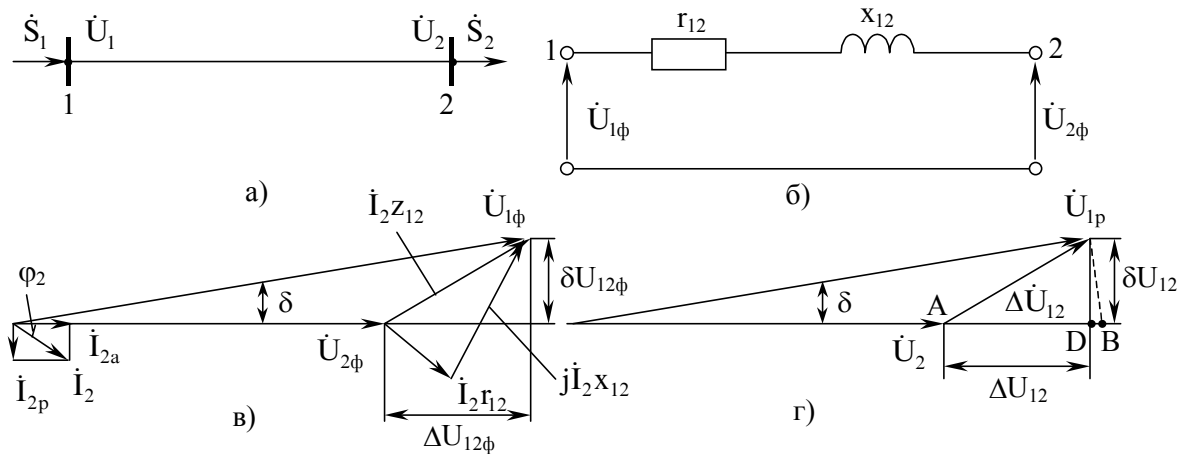


Рисунок 2.1 - Схеми і векторні діаграми лінії місцевої мережі
 а – однолінійна схема; б – заступна схема; в – векторна діаграма фазних напруг;
 г – векторна діаграма лінійних напруг

Як видно з векторної діаграми, напруги $\dot{U}_{1\phi}$ та $\dot{U}_{2\phi}$ зміщені у фазі на кут δ , величина якого залежить від модуля і фази вектора спаду напруги $\dot{I}_2 z_{12}$ в лінії. Вектор спаду напруги на комплексній площині розкладається на його повздовжню $\Delta U_{12\phi}$ та поперечну $\delta U_{12\phi}$ складові

$$\dot{I}_2 z_{12} = (I_{2a} - jI_{2p}) \cdot (r_{12} + jx_{12}) = \Delta U_{12\phi} + j\delta U_{12\phi}, \quad (2.2)$$

де

$$\Delta U_{12\phi} = I_{2a} \cdot r_{12} + I_{2p} \cdot x_{12} = I_2 (r_{12} \cdot \cos\varphi_2 + x_{12} \cdot \sin\varphi_2); \quad (2.3)$$

$$\delta U_{12\phi} = I_{2a} \cdot x_{12} - I_{2p} \cdot r_{12} = I_2 (x_{12} \cdot \cos\varphi_2 - r_{12} \cdot \sin\varphi_2). \quad (2.4)$$

З врахуванням (2.2) комплексне значення фазної напруги на початку лінії можна виразити таким чином

$$\dot{U}_{1\phi} = \dot{U}_{2\phi} + \Delta U_{12\phi} + j\delta U_{12\phi}, \quad (2.5)$$

звідки модуль фазної напруги на початку лінії буде визначений:

$$U_{1\phi} = \sqrt{(U_{2\phi} + \Delta U_{12\phi})^2 + (\delta U_{12\phi})^2}. \quad (2.6)$$

Як відомо, фазні напруги відрізняються від лінійних в $\sqrt{3}$ рази. Відповідна векторна діаграма лінійних напруг зображена на рис.2.1,г. За цією діаграмою, напруга на початку лінії

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_2 + \sqrt{3}\dot{I}_2 z_{12} = \dot{U}_2 + \Delta U_{12} + j\delta U_{12}, \quad (2.7)$$

де $\Delta U_{12} = \sqrt{3}\Delta U_{12\phi}$; $\delta U_{12} = \sqrt{3}\delta U_{12\phi}$.

Модуль і фаза лінійної напруги U_1 на початку лінії

$$U_1 = \sqrt{(U_2 + \Delta U_{12})^2 + (\delta U_{12})^2}; \quad (2.8)$$

$$\delta = \arctg \frac{\delta U_{12}}{U_2 + \Delta U_{12}}. \quad (2.9)$$

Оскільки розрахунок режиму переважно виконується в потужностях, то складові ΔU і δU вектора спаду напруги зручно виразити через потужність навантаження. Тоді матимемо

$$\Delta U_{12} = \frac{S_2}{U_2} (r_{12} \cdot \cos \varphi_2 + x_{12} \cdot \sin \varphi_2) = \frac{P_2 r_{12} + Q_2 x_{12}}{U_2}; \quad (2.10)$$

$$\delta U_{12} = \frac{S_2}{U_2} (x_{12} \cdot \cos \varphi_2 - r_{12} \cdot \sin \varphi_2) = \frac{P_2 x_{12} - Q_2 r_{12}}{U_2}. \quad (2.11)$$

З рис.2.1,г видно, що спад напруги в лінії є геометричною (векторною) різницею напруг на початку і в кінці лінії

$$\sqrt{3}\dot{I}_2 z_{12} = \dot{U}_1 - \dot{U}_2. \quad (2.12)$$

На практиці часто користуються поняттям втрати напруги, яка визначається як алгебраїчна різниця модулів напруг початку і кінця лінії. Втрата напруги на рис.2.1,г відповідає довжині відрізка $AB = U_1 - U_2$.

У лініях номінальною напругою $U \leq 110$ кВ поперечна складова спаду напруги δU невелика (кут зсуву фаз δ між напругами \dot{U}_1 і \dot{U}_2 малий), тому втрату напруги приблизно прирівнюють до повздовжньої складової спаду напруги ΔU . Тоді модуль напруги на початку лінії

$$U_1 \approx U_2 + \Delta U_{12}, \quad (2.13)$$

а кут зсуву фаз між напругами \dot{U}_1 і \dot{U}_2 прирівнюють до нуля.

Для визначення решти параметрів режиму необхідно розрахувати втрати активної і реактивної потужності в лінії

$$\Delta P_{12} = 3\dot{I}_2^2 r_{12} = \frac{S_2^2}{U_2^2} r_{12} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2} r_{12}; \quad (2.14)$$

$$\Delta Q_{12} = 3\dot{I}_2^2 x_{12} = \frac{S_2^2}{U_2^2} x_{12} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2} x_{12}. \quad (2.15)$$

З врахуванням втрат потужності в лінії визначимо потужність на початку лінії:

$$\dot{S}_1 = \dot{S}_2 + \Delta P_{12} + jQ_{12}. \quad (2.16)$$

Аналогічно проводиться розрахунок параметрів режиму в кінці лінії за даними на початку. Напруга в кінці лінії, визначена за другим законом Кірхгофа,

$$\dot{U}_2 = \dot{U}_1 - \sqrt{3}\dot{I}_1 z_{12} = \dot{U}_1 - \Delta U_{12} - j\delta U_{12}, \quad (2.17)$$

де $\dot{I}_1 = \frac{S_1^*}{\sqrt{3}U_1^*} = \frac{P_1 - jQ_1}{\sqrt{3}U_1^*}$.

Векторна діаграма напруг лінії для даного випадку показана на рис.2.2.

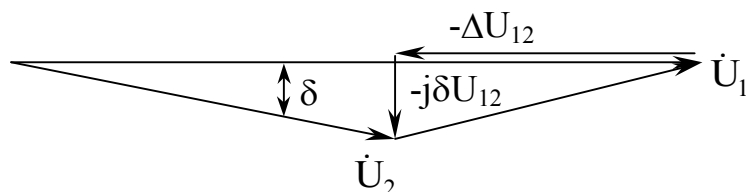


Рисунок 2.2 - Визначення напруги на початку лінії

У відповідності з діаграмою напруг рис.2.2 і виразом (2.17) модуль напруги в кінці лінії

$$U_2 = \sqrt{(U_1 - \Delta U_{12})^2 + (\delta U_{12})^2}. \quad (2.18)$$

Тут

$$\Delta U_{12} = \frac{P_1 r_{12} + Q_1 x_{12}}{U_1}; \quad \delta U_{12} = \frac{P_1 x_{12} - Q_1 r_{12}}{U_1},$$

а фаза напруги \dot{U}_2

$$\delta = \arctg \frac{-\delta U_{12}}{U_1 - \Delta U_{12}}. \quad (2.19)$$

Потужність в кінці лінії визначають з балансу потужностей як

$$\dot{S}_2 = \dot{S}_1 - \Delta P_{12} - j\Delta Q_{12}, \quad (2.20)$$

де втрати ΔP_{12} , ΔQ_{12} визначають за формулами, аналогічними (2.14), (2.15) за даними параметрами режиму на початку лінії.

Повітряна лінія напругою 110 кВ, схема заміщення якої, крім активного і реактивного опорів, містить ємнісну провідність (рис.2.3,а), має струми витоку \dot{I}_{c1} та \dot{I}_{c2} . При розрахунку режиму лінії з врахуванням ємнісної провідності потрібно врахувати вплив струмів витоку (ємнісних струмів) \dot{I}_{c1} , \dot{I}_{c2}

$$\dot{I}_{c1} = \dot{U}_{1\phi} \frac{b_{12}}{2}; \quad \dot{I}_{c2} = \dot{U}_{2\phi} \frac{b_{12}}{2}. \quad (2.21)$$

При визначенні напруги на початку лінії за даними кінця потрібно визначити спад напруги в опорах r_{12} , x_{12} від сумарного струму \dot{I}_{12} , який дорівнює геометричній сумі струмів \dot{I}_2 і \dot{I}_{c2} (див. рис.2.3,а). На векторній діаграмі (рис.2.3,б) спади напруг в опорах r_{12} , x_{12} враховані окремо від кожної із складових струму \dot{I}_{12} .

Як видно з векторної діаграми, ємнісна складова струму \dot{I}_{12} зменшує втрату напруги в лінії, причому повздовжня складова спаду напруги $\Delta U_{12\phi}$ зменшується, а поперечна складова $\delta U_{12\phi}$ – збільшується, що призводить до збільшення кута зсуву фаз δ між напругами початку і кінця лінії.

В режимі холостого ходу струм навантаження $\dot{I}_2 = 0$, і по лінії протікає ємнісний струм \dot{I}_{c2} . З векторної діаграми, побудованої для режиму холостого (неробочого) ходу (рис.2.3,в), видно, що напруга $\dot{U}_{2\phi}$ в кінці лінії є більшою, ніж напруга $\dot{U}_{1\phi}$ на початку. У повітряних лініях напругою $U_{ном} \geq 220$ кВ і кабельних лініях напругою $U_{ном} \geq 110$ кВ можливі значні підвищення напруги в режимах холостого ходу і малих навантажень. З метою обмеження рівнів напруг в цих режимах в лініях напругою 500 – 750 кВ здійснюється компенсація ємнісних струмів за допомогою шунтових

реакторів – котушок індуктивності, підключених до відповідних приєднань відкритих розподільчих пристроїв (ВРП) на кінцях ліній (рис.2.4).

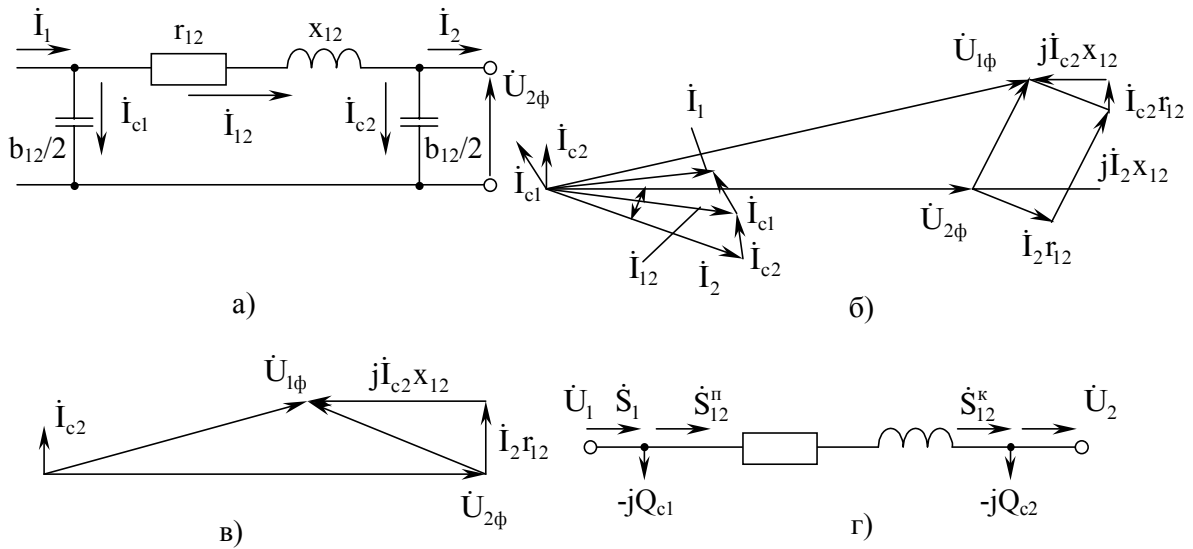


Рисунок 2.3 - Заступні схеми і векторні діаграми лінії районної мережі
 а, г – заступні схеми, б – векторна діаграма напруг лінії в режимі навантаження;
 в – векторна діаграма напруг лінії в режимі холостого ходу

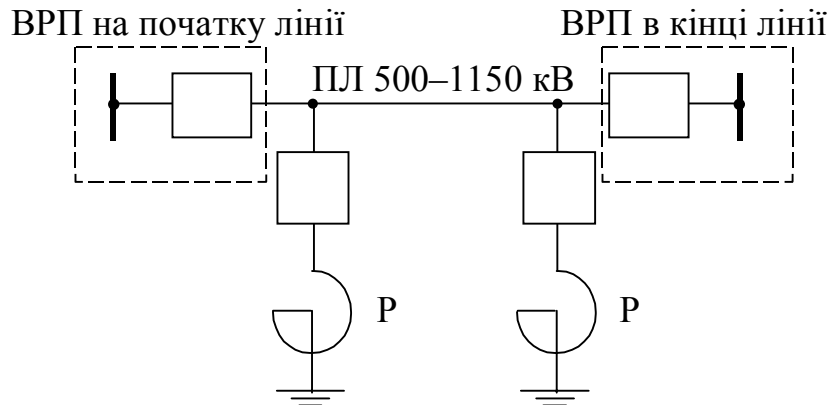


Рисунок 2.4 - Компенсація ємнісних струмів лінії 330 кВ і вище

Розрахунок режиму лінії за потужністю з врахуванням її зарядної потужності виконують на основі розрахункової схеми, приведеної на рис.2.3,г. при цьому послідовно, починаючи з кінця лінії, визначають потужності на окремих ділянках і напругу на початку лінії.

Зарядна потужність в кінці лінії

$$Q_{c2} = U_2^2 \frac{b}{2}. \quad (2.22)$$

Потужність в кінці послідовної ланки 1 – 2 розрахункової схеми

$$\dot{S}_{12}^k = \dot{S}_2 - jQ_{c2}. \quad (2.23)$$

Втрати потужності в лінії, визначені за кінцевими параметрами,

$$\Delta \dot{S}_{12} = \left(\frac{S_{12}^k}{U_2} \right)^2 (r_{12} + jx_{12}) = \Delta P_{12} + jQ_{12}. \quad (2.24)$$

Потужність на початку послідовної ланки 1 – 2 розрахункової схеми

$$\dot{S}_{12}^n = \dot{S}_{12}^k + \Delta P_{12} + j\Delta Q_{c2}. \quad (2.25)$$

Модуль напруги на початку лінії визначають згідно з (2.8), де по-здовжня і поперечна складові спаду напруги дорівнюють

$$\Delta U_{12} = \frac{P_{12}^k r_{12} + Q_{12}^k x_{12}}{U_2}; \quad \delta U_{12} = \frac{P_{12}^k x_{12} - Q_{12}^k r_{12}}{U_2}. \quad (2.26)$$

Зарядна і повна потужності на початку лінії відповідно приймають значення:

$$Q_{c1} = U_1^2 \frac{b_{12}}{2}; \quad (2.27)$$

$$S_1 = S_{12}^n - jQ_{c1}. \quad (2.28)$$

Аналогічно розраховують параметри режиму в кінці лінії за даними на початку.

Аналіз режимів показує, що зарядна потужність ліній напругою до 220 кВ включно позитивно впливає на їх роботу в нормальних режимах, оскільки в результаті компенсації реактивного навантаження зменшуються втрати потужності і напруги в лінії. Потрібно зазначити, що потужності \dot{S}_{12}^n і \dot{S}_{12}^k на відміну від \dot{S}_1 і \dot{S}_2 є чисто розрахунковими величинами і фізичного змісту не мають.

При заданій напрузі U_1 на початку і потужності навантаження \dot{S}_2 в кінці лінії розрахунок режиму можна виконати методом послідовних наближень (ітерацій) в два етапи. На першому етапі розрахунку визначають розподіл потужностей у відповідностями з виразами (2.22) – (2.25) в припущенні, що $U_2 = U_{ном}$. На другому етапі за даними на початку розраховують в першому наближенні модуль напруги в кінці лінії

$$U_{2(1)} = \sqrt{\left(U_1 - \frac{P_{12(1)}^n r_{12} - Q_{12(1)}^n x_{12}}{U_1} \right)^2 + \left(\frac{P_{12(1)}^n x_{12} - Q_{12(1)}^n r_{12}}{U_1} \right)^2}, \quad (2.29)$$

де $P_{12(1)}^n$, $Q_{12(1)}^n$ – активна та реактивна потужності на початку послідовної ланки 1 – 2 розрахункової схеми, визначені на першому етапі в першому наближенні.

Далі розрахунок повторюють, тобто уточнюють потоки потужностей і напругу в кінці лінії, причому при розрахунку поточкорозподілу в другому наближенні приймають $U_2 = U_{2(1)}$. Розрахунковий процес закінчують при виконанні умови

$$|U_{2(k)} - U_{2(k-1)}| \leq \xi, \quad (2.30)$$

де k – порядковий номер ітерації; ξ – задана точність розрахунку. Далі, за виразами (2.27), (2.28) визначають зарядну потужність Q_{c1} і повну потуж-

ність \dot{S}_1 на початку лінії.

При проведенні традиційного розрахунку без ЕОМ зазвичай обмежуються першим наближенням, тобто розрахунок параметрів режиму лінії виконують в два етапи без наступних наближень, при цьому практично досягається необхідна точність розрахунку. Для розрахунку режиму в даному випадку можна використати також відомий метод вузлових напруг.

2.2.2 Розрахунок режиму магістральної лінії

Магістральні лінії – термін, який несе зміст магістральних електричних мереж. Це – найчастіше місцеві та промислові мережі 35 кВ і нижче, та міжсистемні зв'язки 330 – 500 кВ. На рис.2.5 приведені однолінійна схема та заступна схема магістральної мережі з розрахунковими навантаженнями $\dot{S}_2, \dot{S}_3, \dots, \dot{S}_n$. В заступній схемі на рис.2.5,б, крім опорів ділянок $Z_{12}, Z_{23}, \dots, Z_{n-1, n}$, показана зарядна потужність Q_{c1}^n , яка не була врахована при визначенні розрахункових навантажень вузлів. Для ЛЕП 330 кВ і вище зарядна потужність обов'язково враховується в складі розрахункових навантажень, за умов використання такого спрощеного методу розрахунку.

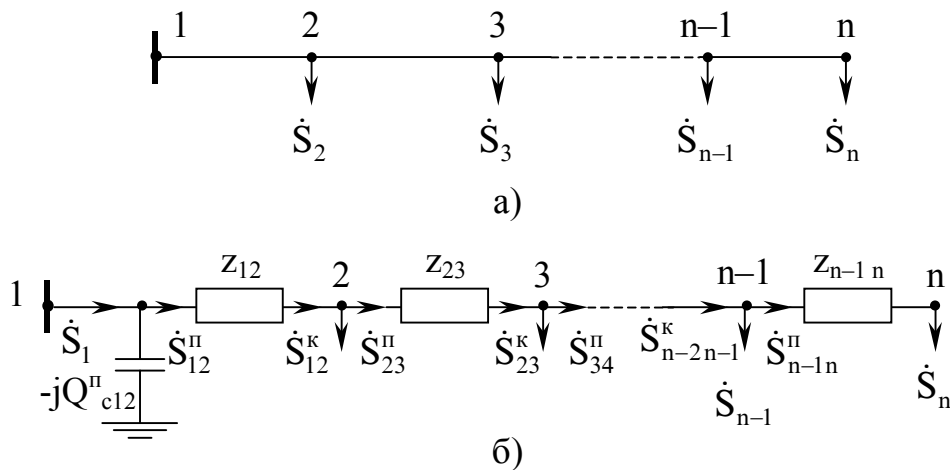


Рисунок 2.5 - Магістральна електрична мережа
а – однолінійні схеми; б – розрахункові схеми

Розглянемо два випадки розрахунку режиму мережі: при заданій напрузі \dot{U}_n в кінці магістральної лінії і при заданій напрузі \dot{U}_1 на початку.

Якщо задана напруга \dot{U}_n в кінці магістральної лінії, то розрахунок режиму зводиться до послідовного визначення потужностей на всіх ділянках і напруг у вузлових точках, починаючи з кінця лінії.

Втрати потужності в опорі $z_{n-1, n}$ останньої ділянки дорівнюють

$$\Delta P_{n-1n} = \frac{P_{n-1n}^2 + Q_{n-1n}^2}{U_n^2} r_{n-1n}; \quad \Delta Q_{n-1n} = \frac{P_{n-1n}^2 + Q_{n-1n}^2}{U_n^2} x_{n-1n}. \quad (2.31)$$

Потужність на початку останньої ділянки

$$\dot{S}_{n-1n}^n = S_{n-1n}^k + \Delta P_{n-1n} + jQ_{n-1n} = \dot{S}_n + \Delta P_{n-1n} + jQ_{n-1n}. \quad (2.32)$$

Напряга у вузлі $n - 1$

$$\dot{U}_{n-1} = \dot{U}_n + \Delta U_{n-1n} + j\delta U_{n-1n}, \quad (2.33)$$

$$\text{де } \Delta U_{n-1n} = \frac{P_n r_{n-1n} + Q_n x_{n-1n}}{U_n}; \quad \delta U_{n-1n} = \frac{P_n x_{n-1n} - Q_n r_{n-1n}}{U_n}.$$

Модуль напруги у вузлі $n - 1$

$$U_{n-1} = \sqrt{(U_n + \Delta U_{n-1n})^2 + (\delta U_{n-1n})^2}. \quad (2.34)$$

Далі визначають потужність в кінці попередньої ділянки

$$\dot{S}_{n-2n-1}^k = \dot{S}_{n-1n}^n + \dot{S}_{n-1} \quad (2.35)$$

і розраховують параметри режиму на початку цієї ділянки так само, як для останньої ділянки. Після серії аналогічних розрахунків визначають потужність \dot{S}_{12}^n і напругу \dot{U}_1 на початку магістральної лінії. Потужність, що надходить в мережу з пункту 1,

$$\dot{S}_1 = \dot{S}_{12}^n - jQ_{cl2}, \quad (2.36)$$

$$\text{де } Q_{cl2} = U_1^2 \frac{b_{12}}{2}.$$

Векторна діаграма напруг магістральної лінії подана на рис.2.6. При визначенні напруги на початку кожної ділянки вектор напруги в кінці цієї ділянки суміщають з віссю дійсних величин.

Кут зсуву фаз між напругами початку і кінця k_j -ї ділянки

$$\delta_{k_j} = \arctg \frac{\delta U_{k_j}}{U_{k_j} + \Delta U_{k_j}}, \quad (2.37)$$

де U_j – модуль напруги в кінці k_j -ї ділянки.

Сумарний зсув фаз між напругами \dot{U}_1 і \dot{U}_n згідно з рис.2.6

$$\delta = \sum_{\substack{k=1 \\ j=2}}^{n-1n} \delta_{k_j}. \quad (2.38)$$

Якщо задана напруга \dot{U}_1 в пункті живлення, то розрахунок режиму виконують методом послідовних наближень в два етапи.

На першому етапі розрахунку припускають, що напруги в усіх точках мережі дорівнюють номінальному значенню, і визначають розподіл потужностей, починаючи з кінця.

Втрати потужності в опорі z_{n-1n} останньої ділянки

$$\Delta P_{n-1n} = \frac{P_n^2 + Q_n^2}{U_{\text{ном}}^2} r_{n-1n}; \quad \Delta Q_{n-1n} = \frac{P_n^2 + Q_n^2}{U_{\text{ном}}^2} x_{n-1n}. \quad (2.39)$$

Потужність \dot{S}_{n-1n}^n на початку останньої ділянки розраховують у відповідності з виразом (2.32). Далі за балансом потужностей згідно з (2.35)

визначають потужність \dot{S}_{n-2n-1}^n в кінці попередньої ділянки. Аналогічно проводиться розрахунок для всіх інших ділянок мережі.

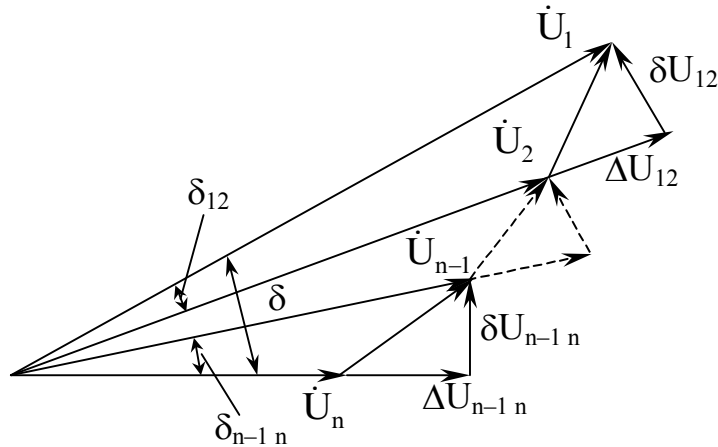


Рисунок 2.6 - Векторна діаграма напруг магістральної мережі при заданій напрузі в кінці лінії

На другому етапі розрахунку визначають напруги у вузлових точках мережі. Вихідним цього етапу є напруга \dot{U}_1 і потужності на початку кожної ділянки, визначені на попередньому етапі розрахунку.

Напруга в кінці першої ділянки, тобто у вузлі 2:

$$\dot{U}_2 = \dot{U}_1 - \Delta U_{12} - j\delta U_{12}, \quad (2.40)$$

тут

$$\Delta U_{12} = \frac{P_{12}^n \cdot r_{12} + Q_{12}^n \cdot x_{12}}{U_1}; \quad \delta U_{12} = \frac{P_{12}^n \cdot x_{12} - Q_{12}^n \cdot r_{12}}{U_1}.$$

Модуль напруги

$$\dot{U}_2 = \sqrt{(U_1 - \Delta U_{12})^2 + (\delta U_{12})^2}. \quad (2.41)$$

Аналогічно розраховують напруги в інших вузлових точках мережі. Напруга в кінці магістральної лінії

$$\dot{U}_n = \sqrt{\left(U_{n-1} - \frac{P_{n-1n}^n \cdot r_{n-1n} + Q_{n-1n}^n \cdot x_{n-1n}}{U_{n-1}} \right)^2 + \left(\frac{P_{n-1n}^n \cdot x_{n-1n} - Q_{n-1n}^n \cdot r_{n-1n}}{U_{n-1}} \right)^2}. \quad (2.42)$$

При необхідності розрахунок можна уточнити. Для цього за визначеними в першому наближенні напругами у вузлових точках розраховують новий поточкорозподіл і уточнюють напруги у вузлах. Далі розрахунковий цикл повторюється до досягнення заданої точності. У практичних розрахунках звичайно обмежуються першим наближенням.

На рис.2.7 приведена векторна діаграма напруг магістральної мережі для випадку розрахунку режиму при заданій напрузі на початку. При визначенні напруги в кінці кожної ділянки вектор напруги на початку цієї ділянки суміщають з віссю дійсних величин.

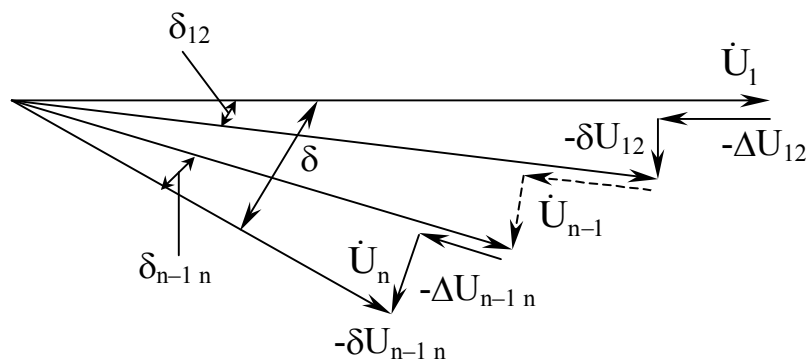


Рисунок 2.7 - Векторна діаграма напруг магістральної мережі при заданій напрузі на початку

Згідно з рис.2.7 кут зсуву фаз між напругами початку і кінця k_j -ї ділянки

$$\delta_{k_j} = \arctg \frac{-\delta U_{k_j}}{U_k - \Delta U_{k_j}}, \quad (2.43)$$

де U_k – модуль напруги на початку k_j -ї ділянки.

Сумарний кут зсуву фаз між напругами \dot{U}_1 і \dot{U}_n визначають за виразом (2.38).

Як бачимо, алгоритм розрахунку магістральної мережі послідовно включає алгоритми розрахунку радіальної лінії.

2.2.3 Розрахунок режимів розподільних електричних мереж

При розрахунку розподільних електричних мереж приймають ряд припущень:

- в заступних схемах повітряних ліній напругою до 35 кВ включно не враховують ємнісну провідність;
- в заступних схемах кабельних ліній не враховують індуктивний опір кабелів, оскільки його величина набагато менша від величини активного опору;
- при розрахунку електричних мереж напругою 110 кВ і нижче не враховують поперечну складову спаду напруги, при цьому втрата напруги прирівнюється до його повздовжньої складової;
- в місцевих мережах відхилення напруги від номінальної незначні, тому втрату напруги розраховують за номінальною напругою мережі;
- при визначенні розподілу потужностей в місцевих електричних мережах втратами потужності в лініях нехтують (якщо за умовою задачі не потрібно оцінювати їх величину).

Таким чином, розрахунок режимів розподільних мереж можна значно спростити. Наприклад, для схеми магістральної мережі, приведеної на рис.2.5, при $U \leq 110$ кВ вирази (2.34), (2.42) для визначення напруг спрощуються. Нехтуючи поперечною складовою спаду напруги при розрахунку режиму за даними кінця, маємо згідно (2.34)

$$U_{n-1} = U_n + \frac{P_n \cdot r_{n-1n} + Q_n \cdot X_{n-1n}}{U_{\text{НОМ}}}, \quad (2.44)$$

а при розрахунку режиму за даними початку згідно з (2.42)

$$U_n = U_{n-1} + \frac{P_n \cdot r_{n-1n} - Q_n \cdot X_{n-1n}}{U_{\text{НОМ}}}. \quad (2.45)$$

Потужність на головній ділянці магістральної мережі

$$\dot{S}_1 = \dot{S}_{12} = \sum_{i=1}^n \dot{S}_i, \quad (2.46)$$

а потужність на інших ділянках визначають за балансом потужностей без врахування втрат потужності. Щодо початкових і кінцевих значень потужності кожної ділянки, то вони приймаються однаковими.

Приклад 2.1. Визначення потужності навантаження та напруги в кінці лінії

Навантаження $\dot{S}_2 = 15 + j10$ МВ·А живиться від шин електростанції одноланцюговою лінією 110 кВ довжиною 80 км. Заступна схема лінії показана на рис. 2.8, її параметри: $r_{\text{л}} = 26.4$ Ом; $x_{\text{л}} = 33.9$ Ом; $B_{\text{л}} = 219 \cdot 10^{-6}$ 1/Ом. Напруга на шинах електростанції $U_1 = 116$ кВ.

Потрібно визначити потужність, яка споживається навантаженням від електростанції, і напругу в кінці лінії.

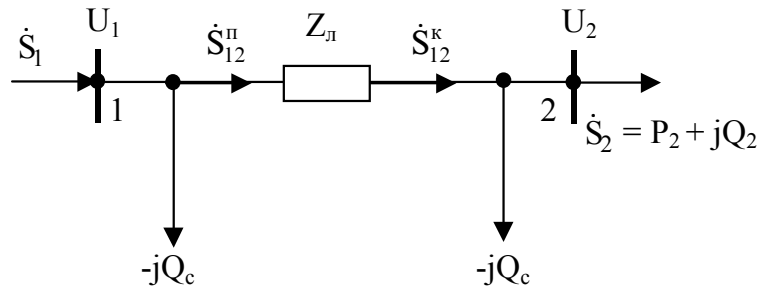


Рисунок.2.8 - Розрахункова схема

Розв'язування

Зарядну потужність лінії і втрати потужності в ній знайдемо за номінальною напругою. При цьому:

$$Q_c = \frac{1}{2} 110^2 \cdot 219 \cdot 10^{-6} = 1.27 \text{ Мвар.}$$

Потужність у кінці лінії

$$\dot{S}_{12}^{\text{к}} = \dot{S}_2 - jQ_c = 15 + j10 - j1.27 = 15 + j8.73 \text{ МВ·А.}$$

Втрати потужності в лінії

$$\Delta P_{12} = \frac{15^2 + 8.73^2}{110^2} \cdot 26.4 = 0.666 \text{ МВт;}$$

$$\Delta Q_{12} = \frac{15^2 + 8.73^2}{110^2} \cdot 33.9 = 0.855 \text{ Мвар.}$$

Потужність на початку лінії

$$\dot{S}_{12}^{\text{п}} = \dot{S}_{12}^{\text{к}} + \Delta P_{12} + j\Delta Q_{12} = 15 + j8.73 + 0.664 + j0.855 = 15.66 + j9.58 \text{ МВ·А.}$$

Потужність, що споживається з шин електростанції,

$$\dot{S}_1 = \dot{S}_{12}^n - jQ_c = 15.66 + j9.58 - j1.27 = 15.66 + j8.31 \text{ МВ}\cdot\text{А.}$$

Напругу в кінці лінії визначимо з рівняння

$$116 = U_2 + \frac{15 \cdot 26.4 + 8.73 \cdot 33.9}{U_2}$$

або

$$U_2^2 - 116U_2 + 690 = 0,$$

звідки

$$U_2 = 58 \pm \sqrt{58^2 - 690} = 58 \pm 51.6 \text{ кВ.}$$

Напруга в кінці лінії дорівнює:

$$U_2 = 58 + 51.6 = 109.6 \text{ кВ.}$$

Приклад 2.2. Визначення коефіцієнта потужності на початку лінії

По дволанцюговій лінії напругою 220 кВ довжиною 200 км та перерізом проводів АСО–400 в приймальну систему від віддаленої станції передається активна потужність $P_2 = 220$ МВт.

В поданій схемі напруги на шинах 220 кВ віддаленої електростанції U_1 і підстанції приймальної системи U_2 відповідно рівні 248 і 220 кВ. Параметри П-подібної заступної схеми лінії (рис.2.9) такі: ($r_{12} = 8$ Ом; $x_{12} = 40$ Ом; $b_{12}/2 = 5.5 \cdot 10^{-4}$ 1/Ом).

Потрібно визначити коефіцієнт потужності на шинах 220 кВ підстанції приймальної системи.

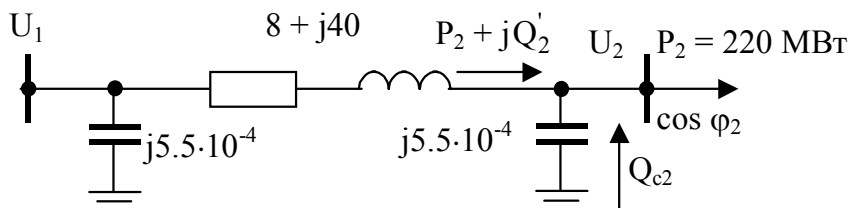


Рисунок 2.9

Розв'язування

Потік потужності в кінці лінії і напруги U_1 і U_2 зв'язані між собою відомим співвідношенням

$$U_1 = \sqrt{\left(U_2 + \frac{P_{12}^k r_{12} + Q_{12}^k x_{12}}{U_2} \right)^2 + \left(\frac{P_{12} x_{12} - Q_{12}^k r_{12}}{U_2} \right)^2}.$$

В цьому рівнянні відомі усі параметри заступної схеми і режиму лінії окрім величини реактивної потужності в її кінці Q_{12}^k (рис. 2.9).

Підставимо усі відомі величини у приведену вище рівність, одержимо:

$$248^2 = \left(220 + \frac{220 \cdot 8 + Q_{12}^k \cdot 40}{220} \right)^2 + \left(\frac{220 \cdot 40 - Q_{12}^k \cdot 80}{220} \right)^2.$$

Розв'язування рівняння відносно Q_{12}^k дає її величину 88 Мвар.

Щоб знайти потік реактивної потужності у приймальну систему, визначимо реактивну потужність, що відповідає ємнісній провідності у кінці лінії:

$$Q_{c2} = 220^2 \cdot 5.5 \cdot 10^{-4} = 26.6 \text{ Мвар.}$$

Отже, з шин підстанції видається реактивна потужність

$$Q_2 = Q_{12}^k + Q_{c2} = 88 + 26.6 = 114.6 \text{ Мвар.}$$

При цьому коефіцієнт потужності на шинах підстанції приймальної системи буде рівний:

$$\cos \varphi_2 = \frac{220}{\sqrt{220^2 + 114.6^2}} = \frac{220}{248} = 0.887.$$

2.2.4 Визначення найбільшої втрати напруги в розподільній електричній мережі

Розподільні мережі напругою 35 кВ і нижче є розімкненими або працюють в розімкненому режимі. Вони є достатньо розгалуженими і мають велику кількість споживачів. З метою оцінки технічних умов роботи розподільної мережі визначають найбільшу втрату напруги, тобто різницю напруг між центром живлення і вузлом з найнижчою напругою.

Визначимо найбільшу втрату напруги в магістральній лінії з двома навантаженнями (рис.2.10,а). У вузлі 3 напруга буде найнижчою. Тому найбільшою буде сумарна втрата напруги від центру живлення 1 до вузла 3

$$\Delta U_{\text{нб}} = \Delta U_{12} + \Delta U_{23} = \frac{P_{12} \cdot r_{12} + Q_{12} \cdot x_{12}}{U_{\text{ном}}} + \frac{P_{23} \cdot r_{23} + Q_{23} \cdot x_{23}}{U_{\text{ном}}}, \quad (2.47)$$

де

$$P_{12} = P_2 + P_3; \quad Q_{12} = Q_2 + Q_3; \quad P_{23} = P_3; \quad Q_{23} = Q_3. \quad (2.48)$$

У загальному випадку при n навантаженнях

$$\Delta U_{\text{нб}} = \frac{1}{U_{\text{ном}}} \sum (P_{kj} r_{kj} + Q_{kj} x_{kj}), \quad (2.49)$$

де P_{kj} , Q_{kj} – активна і реактивна потужності навантаження k_j -ї ділянки.

Найбільшу втрату напруги в магістральній лінії можна виразити безпосередньо через потужності навантаження. Якщо потоки потужності записати згідно з (2.48) у вираз (2.49), то одержимо

$$\begin{aligned} \Delta U_{\text{нб}} &= \frac{(P_2 + P_3)r_{12} + (Q_2 + Q_3)x_{12}}{U_{\text{ном}}} + \frac{P_3 r_{23} + Q_3 x_{23}}{U_{\text{ном}}} = \\ &= \frac{P_2 r_{12} + Q_2 x_{12}}{U_{\text{ном}}} + \frac{P_3 (r_{12} + r_{23}) + Q_3 (x_{12} + x_{23})}{U_{\text{ном}}}. \end{aligned} \quad (2.50)$$

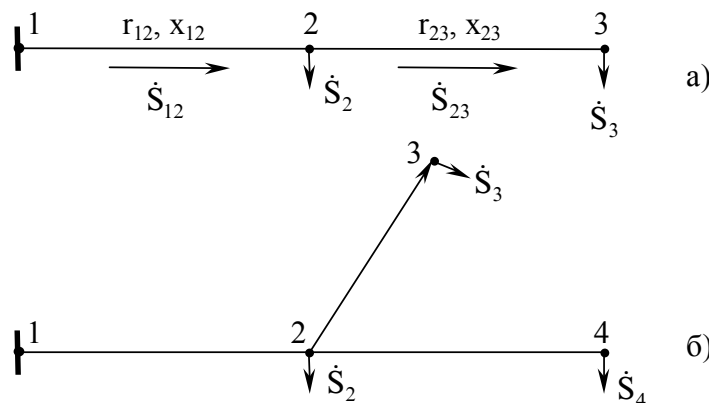


Рисунок 2.10 - Схеми розподільних мереж
 а – магістральна мережа; б – розгалужена магістральна мережа

При введенні значень $r_2 = r_{12}$; $x_2 = x_{12}$; $r_3 = r_{12} + r_{23}$; $x_3 = x_{12} + x_{23}$ останній вираз буде мати вигляд

$$\Delta U_{нб} = \frac{P_2 r_2 + Q_2 x_2}{U_{ном}} + \frac{P_3 r_3 + Q_3 x_3}{U_{ном}} = .$$

У загальному вигляді при n навантаженнях

$$U_{нб} = \frac{1}{U_{ном}} \sum_{i=2}^n (P_i r_i + Q_i x_i), \quad (2.51)$$

де P_i , Q_i – активна і реактивна потужності навантаження i -го вузла; r_i , x_i – активний і реактивний опори від центру живлення до i -го вузла; n – кількість вузлів.

Розглянемо, як визначається найбільша втрата напруги в розгалуженій магістральній мережі (рис.2.10,б). Для цього потрібно визначити втрату напруги до вузлів 3 і 4:

$$\Delta U_{13} = \Delta U_{12} + \Delta U_{23}; \quad \Delta U_{14} = \Delta U_{12} + \Delta U_{24}.$$

Якщо $\Delta U_{23} > \Delta U_{24}$, то $\Delta U_{13} > \Delta U_{14}$ і найбільшою є втрата напруги ΔU_{13} .

В окремих випадках вираз для $\Delta U_{нб}$ спрощується. Наприклад, при чисто активному навантаженні ($\cos\phi = 1$) формула (2.49) зводиться до вигляду

$$U_{нб} = \frac{1}{U_{ном}} \sum_{i=2}^n P_i r_i. \quad (2.52)$$

За формулою (2.52) визначають допустиму втрату напруги в кабельних мережах, індуктивним опором яких можна знехтувати.

Приклад 2.3. Визначення найбільшої втрати напруги у мережі 35 кВ

Мережа 35 кВ виконана сталев алюмінієвими проводами, підвішеними на дерев'яних П-подібних опорах із відстанню між проводами 3 м. Довжини ділянок мережі в кілометрах, марки проводів, навантаження (МВ·А) і їх коефіцієнти потужності приведені на схемі мережі рис.2.11. Опори 1 км лінії складають: для проводу АС–35 $r_0 = 0.91$ Ом/км, $x_0 = 0.442$ Ом/км; для проводу АС–95 $r_0 = 0.33$ Ом/км, $x_0 = 0.41$ Ом/км.

Потрібно визначити найбільшу втрату напруги в мережі.

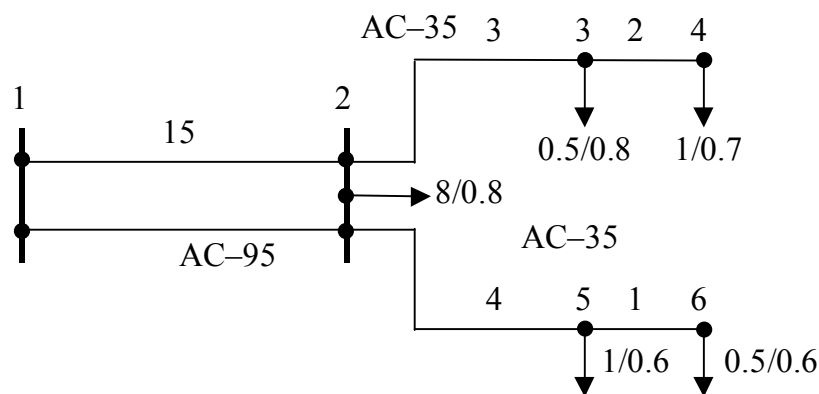


Рисунок 2.11 - Схема електричної мережі 35 кВ

Розв'язування

Визначимо активну та реактивну потужності навантажень мережі:

$$\dot{S}_2 = S_2(\cos\varphi + j\sin\varphi) = 8(0.8 + j0.6) = 6.4 + j4.8 \text{ МВ}\cdot\text{А};$$

$$\dot{S}_4 = 1(0.7 + j0.713) = 0.7 + j0.713 \text{ МВ}\cdot\text{А};$$

$$\dot{S}_6 = 0.5(0.6 + j0.8) = 0.3 + j0.4 \text{ МВ}\cdot\text{А};$$

$$\dot{S}_3 = 0.5(0.8 + j0.6) = 0.4 + j0.3 \text{ МВ}\cdot\text{А};$$

$$\dot{S}_5 = 1(0.6 + j0.8) = 0.6 + j0.8 \text{ МВ}\cdot\text{А}.$$

Потужність на головній ділянці 1–2

$$\dot{S}_{12} = P_{12} + jQ_{12} = 8.4 + j7.01 \text{ МВ}\cdot\text{А};$$

втрати напруги на цій ділянці

$$\Delta U_{12} = \frac{(8.4 \cdot 0.33 + 7.01 \cdot 0.41) \cdot 15}{2 \cdot 35} = 1.21 \text{ кВ};$$

втрати напруги на ділянках 2–3 і 2–6

$$\Delta U_{23} = \frac{(0.7 \cdot 5 + 0.4 \cdot 3) \cdot 0.91 + (0.713 \cdot 5 + 0.3 \cdot 3) \cdot 0.442}{35} = 0.178 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{26} = \frac{(0.3 \cdot 5 + 0.6 \cdot 4) \cdot 0.91 + (0.4 \cdot 5 + 0.8 \cdot 4) \cdot 0.442}{35} = 0.167 \text{ кВ}.$$

Найбільша втрата напруги в мережі

$$\Delta U_{\text{нб}} = \Delta U_{12} + \Delta U_{23} = 1.21 + 0.178 = 1.39 \text{ кВ}$$

або

$$\Delta U_{\text{нб}} = \frac{1.39}{35} \cdot 100 = 3.96 \text{ \%}.$$

Приклад 2.4. Визначення найбільшої втрати напруги у мережі 10 кВ

Мережа 10 кВ виконана проводом марки А–16. Проводи розміщені у вершинах рівностороннього трикутника зі стороною 1 м. Навантаження у амперах і довжини ліній в кілометрах вказані на схемі мережі рис.2.12. Коефіцієнт потужності всіх навантажень однаковий і рівний 0.8. Опір 1 км лінії складає $r_0 = 1.96 \text{ Ом/км}$, $x_0 = 0.391 \text{ Ом/км}$.

Потрібно знайти втрату напруги до точок 4 і 6 мережі.

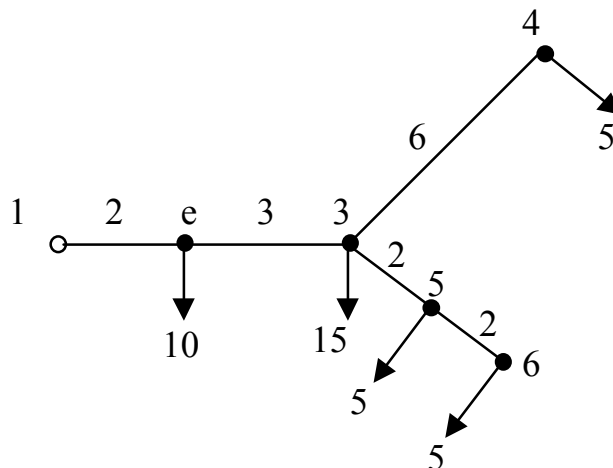


Рисунок 2.12 - Схема електричної мережі 10 кВ

Розв'язування

Втрата напруги до точки 4

$$\Delta U_{14} = \sqrt{3} [(5 \cdot 11 + 25 \cdot 5 + 10 \cdot 2) \cdot 0.8 \cdot 1.96 + (5 \cdot 11 + 25 \cdot 5 + 10 \cdot 2) \cdot 0.6 \cdot 0.391] \cdot 10^{-3} = 0.645 \text{ кВ.}$$

Втрата напруги до точки 6

$$\begin{aligned} \Delta U_{16} = \sqrt{3} [(5 \cdot 9 + 5 \cdot 7 + 20 \cdot 5 + 10 \cdot 2) \cdot 0.8 \cdot 1.96 + \\ + (5 \cdot 9 + 5 \cdot 7 + 20 \cdot 5 + 10 \cdot 2) \cdot 0.6 \cdot 0.391] \cdot 10^{-3} = 0.645 \text{ кВ.} \end{aligned}$$

Втрата напруги може бути визначена і так:

$$\Delta U_{14} = \sqrt{3} [(5 \cdot 6 + 30 \cdot 3 + 40 \cdot 2) \cdot 0.8 \cdot 1.96 + (5 \cdot 6 + 30 \cdot 3 + 40 \cdot 2) \cdot 0.6 \cdot 0.391] \cdot 10^{-3} = 0.645 \text{ кВ.}$$

$$\begin{aligned} \Delta U_{16} = \sqrt{3} [(5 \cdot 2 + 10 \cdot 2 + 30 \cdot 3 + 40 \cdot 2) \cdot 0.8 \cdot 1.96 + \\ + (5 \cdot 2 + 10 \cdot 2 + 30 \cdot 3 + 40 \cdot 2) \cdot 0.6 \cdot 0.391] \cdot 10^{-3} = 0.645 \text{ кВ.} \end{aligned}$$

Таким чином, втрати напруги до точок 4 і 6 однакові і складають:

$$\Delta U_{14} = \Delta U_{16} = \frac{0.645}{10} \cdot 100 = 6.45 \text{ \%}.$$

2.2.5 Визначення напруги на вторинній стороні знижувальної підстанції

Якщо метою розрахунку є визначення напруг на шинах нижчої напруги знижувальних підстанцій, то розрахунок режиму електричної мережі доповнюється ще одним етапом.

На рис. 2.13 приведені однолінійна схема (а) і заступна схема (б) проміжної знижувальної підстанції з двообмотковим трансформатором. У заступну схему ввімкнений ідеальний трансформатор, за допомогою якого враховується коефіцієнт трансформації.

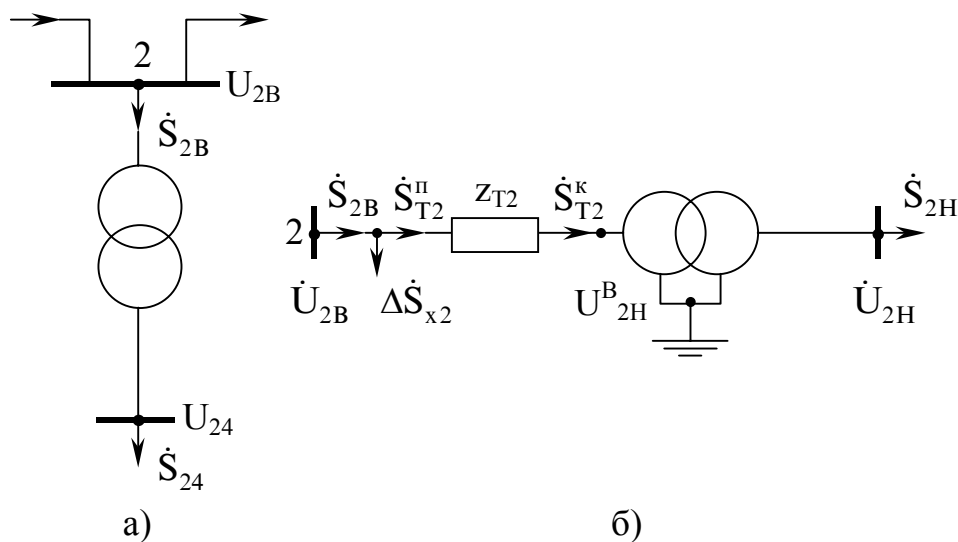


Рисунок 2.13 - Схеми знижувальної підстанції

а – однолінійна схема; б – заступна схема

Припустимо, що напруга U_{2B} на шинах ВН деякої підстанції 2 відома з попереднього розрахунку режиму електричної мережі. Потрібно на базі потужності навантаження \dot{S}_{2H} і заданого значення коефіцієнта трансформації трансформатора K_{T2} визначити напругу U_{2H} на шинах НН підстанції 2.

Визначимо потужність \dot{S}_{T2}^n на початку послідовної ділянки заступні схеми трансформатора

$$\dot{S}_{T2}^n = \dot{S}_{T2}^k + \Delta\dot{S}_{T2} = P_{T2}^n + jQ_{T2}^n, \quad (2.53)$$

де $\dot{S}_{T2}^k = \dot{S}_{2H}$ (при переході через ідеальний трансформатор потужність не змінюється); $\Delta\dot{S}_{T2}$ – втрати потужності в опорі трансформатора Z_{T2} .

Потужність \dot{S}_{T2}^n можна також визначити через потужність \dot{S}_{2B} , віднявши від розрахункової потужності \dot{S}_{2B} на вході трансформатора втрати холостого ходу $\Delta\dot{S}_{x2}$

$$\dot{S}_{T2}^n = \dot{S}_{2B} - \Delta\dot{S}_{x2}. \quad (2.54)$$

Враховавши втрату напруги в опорі Z_{T2} , визначимо за формулою, аналогічною (2.18), напругу U_{2H}^B на шинах нижчої напруги трансформатора, приведену до шин вищої напруги,

$$U_{2H}^B = \sqrt{(U_{2B} - \Delta U_{T2})^2 + (\delta U_{T2})^2}, \quad (2.55)$$

де

$$\Delta U_{T2} = \frac{P_{T2}^n \cdot r_{T2} + Q_{T2}^n \cdot x_{T2}}{U_{2B}}; \quad \delta U_{T2} = \frac{P_{T2}^n \cdot x_{T2} + Q_{T2}^n \cdot r_{T2}}{U_{2B}}. \quad (2.56)$$

Дійсна напруга на шинах нижчої напруги підстанції

$$U_{2H} = \frac{U_{2H}^B}{K_{T2}}. \quad (2.57)$$

Якщо на підстанції 2 установлені триобмоткові трансформатори, то спочатку у відповідності з заступною схемою триобмоткового трансформатора при заданих навантаження \dot{S}_{2C} і \dot{S}_{2H} визначають розподіл потужностей, після чого розраховують напругу в нейтральній точці заступної схеми трансформатора і приведені напруги U_{2C}^B і U_{2H}^B на шинах середньої і нижчої напруги за формулами, аналогічними (2.55), (2.56). Дійсні напруги на шинах середньої і нижчої напруги

$$U_{2C} = \frac{U_{2C}^B}{K_{T2(B-C)}}; \quad U_{2H} = \frac{U_{2H}^B}{K_{T2(B-H)}}, \quad (2.58)$$

де $K_{T2(B-C)}$, $K_{T2(B-H)}$ – коефіцієнти трансформації між відповідними обмотками трансформатора.

2.2.6. Розрахунок розімкненої мережі з кількома номінальними напругами

Для електричних мереж, підпорядкованих обленерго, характерна спільна робота електропередач різних напруг. Тому для розрахунку параметрів режимів таких мереж потрібно враховувати відповідні трансформації. На рис.2.14,а показана схема розімкненої місцевої мережі з двома номінальними напругами, а на рис.2.14,б – заступна схема цієї мережі з ідеа-

льним трансформатором, який враховує трансформацію напруг.

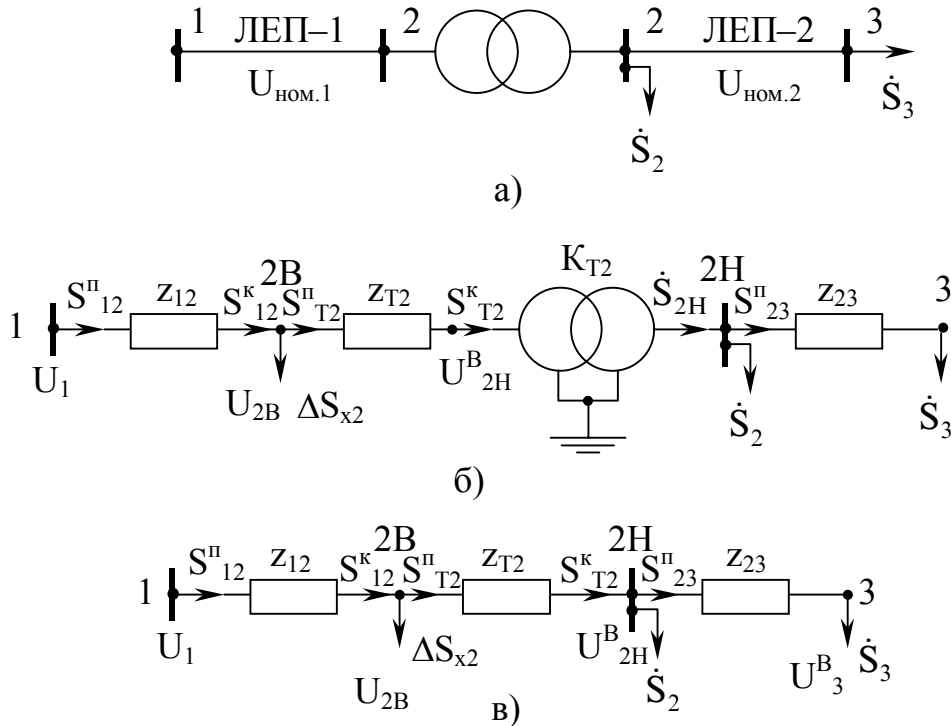


Рисунок 2.14 - Розімкнена мережа з двома номінальними напругами
а – схема мережі; б, в – заступні схеми

Існують два способи розрахунку таких мереж. Розглянемо перший з них.

При заданій напрузі в центрі живлення розрахунок виконують в два етапи, аналогічно випадку розрахунку мережі однієї номінальної напруги.

На першому етапі розрахунку визначають потужкорозподіл в схемі, при цьому втрати потужності в окремих елементах розраховують в припущенні, що напруги в усіх точках мережі дорівнюють номінальним значенням (потоки потужності позначені на заступній схемі).

На другому етапі за даними початку, тобто напругою U_1 і потужністю S_{12}^n , розраховують напругу U_{2B} в кінці лінії ЛЕП-1 і приведену напругу U_{2H}^B на шинах вторинної обмотки трансформатора. Дійсну напругу на шинах цієї обмотки при заданому значенні K_{T2} визначають так:

$$U_{2H} = \frac{U_{2H}^B}{K_{T2}}. \quad (2.59)$$

Далі розраховують напругу в кінці лінії Л2

$$U_3 = U_{2H} - \frac{P_{23}^n \cdot r_{23} + Q_{23}^n \cdot x_{23}}{U_{2H}}. \quad (2.60)$$

Другий спосіб розрахунку передбачає приведення параметрів схеми до одного ступеня напруги. Якщо, наприклад, привести опір ЛЕП-2 z_{23} до напруги первинної обмотки трансформатора, то ідеальний трансформатор із заступної схеми вилучається (рис.2.14,в). Приведений опір лінії ЛЕП-2

визначають за формулою

$$z'_{23} = z_{23} \cdot K_{T2}. \quad (2.61)$$

Розрахунок режиму виконують так, як для мережі однієї номінальної напруги. Визначені в результаті розрахунку напруги U_{2H}^B і U_3^B будуть приведені до напруги первинної обмотки трансформатора. Дійсна напруга в точці 2 (див. рис. 2.14,а) визначається за формулою (2.59), а в точці 3 – за аналогічною формулою:

$$U_3 = \frac{U_3^B}{z_{T2}}. \quad (2.62)$$

Так само враховується трансформація напруг і в схемах з триобмотковими трансформаторами.

Якщо напруга задана в кінці або в одному з проміжних вузлів мережі, то розрахунок зводиться до послідовного визначення потоків потужності і напруг у вузлових точках схеми одним із розглянутих вище способів, які є практично рівноцінними. При розрахунку усталених режимів електричних мереж використовують переважно перший спосіб.

2.3 Розрахунок простих замкнених мереж

До простих замкнених мереж відносяться кільцеві мережі і мережі з двостороннім живленням (рис.2.15). У таких мережах електроенергія до споживачів надається з двох сторін, завдяки чому забезпечується підвищена надійність електропостачання. Найбільш поширені замкнені мережі в тому випадку, коли споживачі потребують обов'язкового схемного резервування.

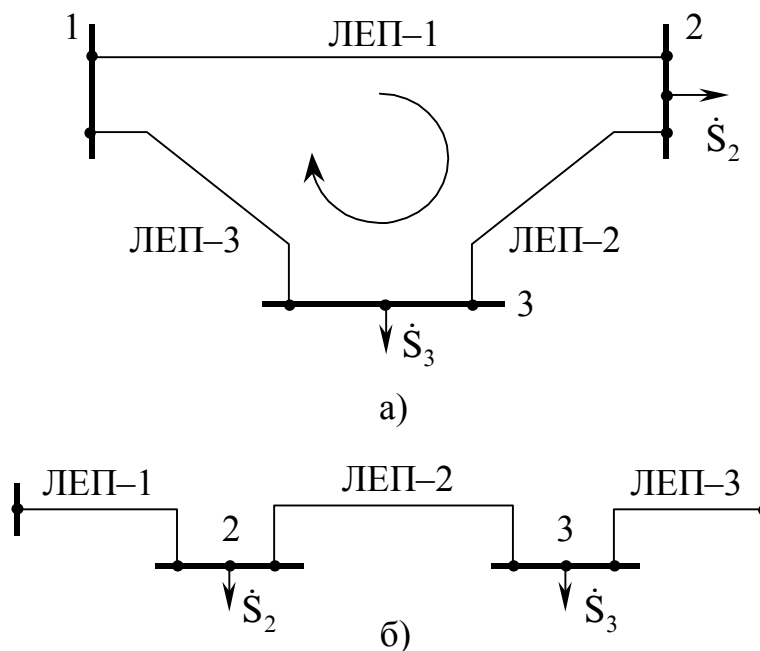


Рисунок 2.15 - Схеми простих замкнених мереж
а – кільцева мережа; б – мережа з двостороннім живленням

2.3.1 Розрахунок кільцевих мереж

Кільцеву мережу (рис.2.15,а) можна класифікувати як мережу з двостороннім живленням з однаковими напругами в центрах живлення, умовно розрізавши її в точці 1. На рис.2.16 приведені розрахункові схеми такої мережі.

Заданими параметрами режиму для розрахунку кільцевої мережі є напруга в центрі живлення \dot{U}_1 і розрахункові навантаження \dot{S}_2 і \dot{S}_3 .

На першому етапі розрахунку режиму визначимо розподіл потужностей в лініях. У першому наближенні напруги в усіх точках мережі приймаємо рівними номінальному значенню:

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_2 = \dot{U}_3 = U_{\text{ном}}$$

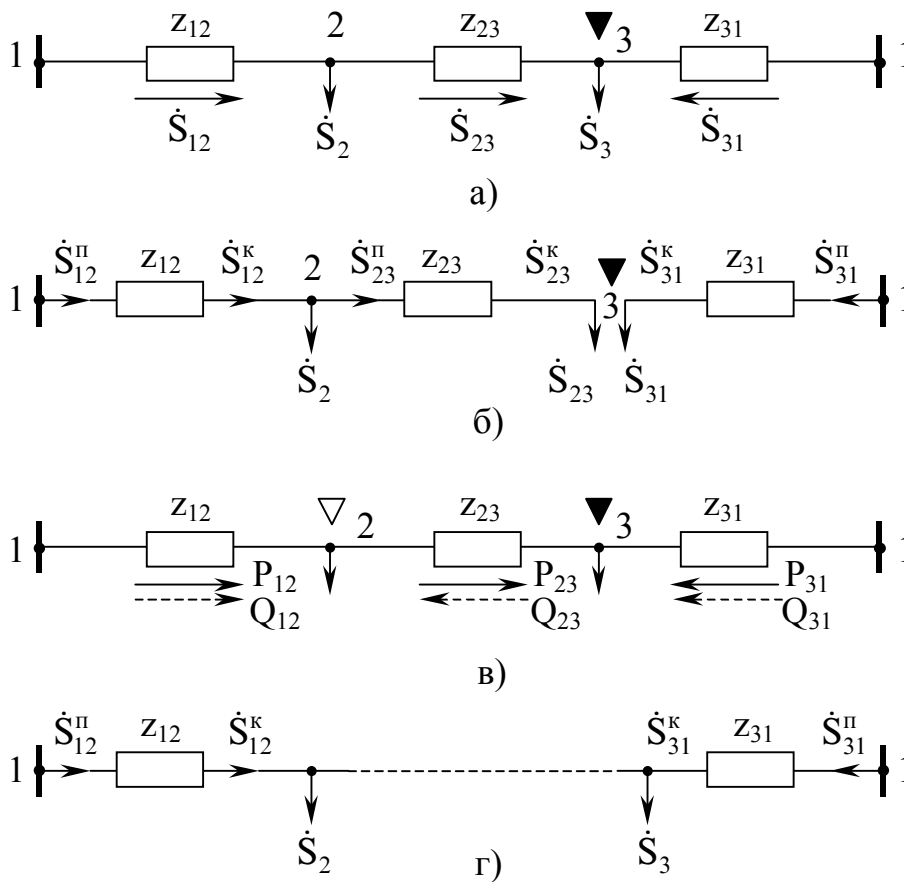


Рисунок 2.16 - Розрахункові схеми кільцевої електричної мережі

а – наближений розподіл потужностей; б – схема для розрахунку потокорозподілу з врахуванням втрат потужності; в – незбігання точок поділу активних і реактивних потужностей; г – розрахункова схема для випадку незбігання точок поділу потужностей

Струми, що протікають на окремих k_j -их ділянках схеми, визначаються за відомою формулою

$$\dot{i}_{k_j} = \frac{S_{k_j}^*}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}^*},$$

де $\dot{S}_{k_j}^*$ – спряжена комплексна потужність k_j -ї ділянки.

Якщо задати напрямки потужностей в замкненій мережі (рис.2.16,а), то з врахуванням прийнятого напрямку обходу контуру рівняння на основі другого закону Кірхгофа можна записати:

$$\frac{S_{12}^*}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}^*}z_{12} + \frac{S_{23}^*}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}^*}z_{23} - \frac{S_{31}^*}{\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}^*}z_{31} = 0. \quad (2.63)$$

Після заміни в (2.63) усіх комплексних величин на спряжені і скорочення членів рівняння на $\sqrt{3}U_{\text{НОМ}}^*$, одержимо

$$\dot{S}_{12}z_{12}^* + \dot{S}_{23}z_{23}^* - \dot{S}_{31}z_{31}^* = 0. \quad (2.64)$$

Виразимо потужності \dot{S}_{23} і \dot{S}_{31} через потужність \dot{S}_{12} і відомі розрахункові навантаження \dot{S}_2 і \dot{S}_3 на основі першого закону Кірхгофа для потужностей, або, інакше кажучи, на основі балансу потужностей для відповідного вузла схеми

$$\dot{S}_{23} = \dot{S}_{12} - \dot{S}_2; \quad -\dot{S}_{31} = \dot{S}_{23} - \dot{S}_3 = \dot{S}_{12} - \dot{S}_2 - \dot{S}_3; \quad \dot{S}_{31} = \dot{S}_2 + \dot{S}_3 - \dot{S}_{12}. \quad (2.65)$$

Підставивши вирази потужностей (2.65) в рівняння (2.64), після перетворення одержимо

$$\dot{S}_{12} = (z_{12}^* + z_{23}^* + z_{31}^*) - \dot{S}_2(z_{23}^* + z_{31}^*) - \dot{S}_3z_{31}^* = 0, \quad (2.66)$$

звідки

$$\dot{S}_{12} = \frac{\dot{S}_2(z_{23}^* + z_{31}^*) + \dot{S}_3z_{31}^*}{z_{12}^* + z_{23}^* + z_{31}^*}. \quad (2.67)$$

Аналогічно можна одержати

$$\dot{S}_{31} = \frac{\dot{S}_2z_{12}^* + \dot{S}_3(z_{12}^* + z_{23}^*)}{z_{12}^* + z_{23}^* + z_{31}^*}. \quad (2.68)$$

У загальному випадку при n навантаженнях потужності на головних ділянках кільцевої мережі визначають за “правилом моментів”

$$\dot{S}_{12} = \frac{\sum_{i=2}^n \dot{S}_i z_i^*}{z_{\Sigma}^*}; \quad (2.69)$$

$$\dot{S}_{n1} = \frac{\sum_{i=2}^n \dot{S}_i \tilde{z}_i^*}{z_{\Sigma}^*}, \quad (2.70)$$

де \dot{S}_i – розрахункове навантаження i -го вузла; z_i^* , \tilde{z}_i^* – спряжені комплексні опори ліній на ділянках від i -го вузла навантаження до вузла живлення, отримані за “правилом моментів”; z_{Σ}^* – сумарний спряжений комплексний опір кільцевої лінії.

Потужності на інших ділянках розраховуються за балансом потужностей у вузлових точках мережі. Оскільки втрати потужності в лініях не

враховувались, то визначений поточкорозподіл буде наближеним, при цьому для мережі в цілому повинен виконуватись баланс потужностей

$$\dot{S}_{12} + \dot{S}_{31} = \dot{S}_2 + \dot{S}_3. \quad (2.71)$$

Припустимо, що розрахункові значення потужностей відповідають заданим на схемі рис.2.16,а напрямкам. Точка 3, потужність навантаження якої отримується з двох сторін, називається точкою поділу потужностей. На рис.2.16,а ця точка позначена затушованим трикутником, може виявитись, що точки поділу активних і реактивних потужностей незбігаються. Наприклад, на рис.2.16,в, точка 3 є точкою поділу активних потужностей, а точка 2 – реактивних потужностей.

На другому етапі розрахунку мережу умовно роз'єднують в точках поділу потужностей так, як це показано на рис.2.16,б,г, і переходять до розрахунку режиму її окремих частин, який виконується так само, як для розімкнених мереж за даними на початку. При цьому для районних мереж поточкорозподіл, визначений на першому етапі розрахунку, уточнюють з врахуванням втрат потужності в лініях, після чого розраховують напруги у вузлових точках мережі, а для місцевих мереж розрахунок напруг виконується наближено без врахування втрат потужності в лініях.

При незбіганні точок поділу потужностей (рис.2.16,г) потужності \dot{S}_{12}^k і \dot{S}_{31}^k визначають з врахуванням втрат потужності на ділянці 2 – 3

$$\begin{aligned} \dot{S}_{12}^k &= \dot{S}_2 + \Delta P_{23} = P_2 + \Delta P_{23} + jQ_2; \\ \dot{S}_{31}^k &= \dot{S}_3 + j\Delta Q_{23} = P_3 + j(Q_3 + \Delta Q_{23}), \end{aligned} \quad (2.72)$$

$$\text{де } \Delta P_{23} = \frac{P_{23}^2 + Q_{23}^2}{U_{\text{ном}}^2} r_{23}; \quad \Delta Q_{23} = \frac{P_{23}^2 + Q_{23}^2}{U_{\text{ном}}^2} x_{23}.$$

Далі розрахунок виконують так само, як для мережі з однією точкою поділу потужностей.

Для однорідних мереж співвідношення між активними і реактивними опорами на всіх k_j -их ділянках однакові

$$\frac{r_{k_j}}{x_{k_j}} = \frac{x}{r} = \text{const}. \quad (2.73)$$

При розрахунку таких мереж формула (2.69) для визначення потужності \dot{S}_{12} зводиться до такого вигляду:

$$\dot{S}_{12} = \frac{\sum_{i=2}^n (P_i + jQ_i) \left(1 - j \frac{x_i}{r_i}\right) r_i}{\left(1 - j \frac{x_i}{r_i}\right) r_{\Sigma}} = \frac{\sum_{i=2}^n P_i r_i}{r_{\Sigma}} + j \frac{\sum_{i=2}^n Q_i r_i}{r_{\Sigma}}. \quad (2.74)$$

Аналогічно визначають потужність \dot{S}_{31} .

Таким чином, при розрахунку однорідних мереж розподіл активних і реактивних потужностей можна визначити незалежно один від одного. В

однорідних кільцевих мережах, всі ділянки яких виконані проводом однакового поперечного перерізу при однаковій середньгеометричній відстані між фазами, поточкорозподіл згідно з (2.69), (2.70) можна визначити через відповідні довжини ділянок

$$\dot{S}_{12} = \frac{\sum_{i=2}^n \dot{S}_i l_i}{l_{\Sigma}}; \quad (2.75)$$

$$\dot{S}_{nl} = \frac{\sum_{i=2}^n \dot{S}_i \tilde{l}_i}{l_{\Sigma}}. \quad (2.76)$$

Розрахунок параметрів режиму кільцевих мереж виконують методом послідовних наближень. Практично обмежуються однією ітерацією, при цьому необхідна точність досягається вже на другому етапі розрахунку. Після визначення напруг на шинах ВН трансформаторних підстанцій розраховують напруги на шинах НН підстанцій.

2.3.2 Розрахунок мереж з двостороннім живленням

На рис.2.15,б приведена схема електричної мережі з двостороннім живленням. Розрахункова схема такої мережі показана на рис.2.17,а. Вона відрізняється від аналогічної схеми кільцевої мережі (див. рис.2.16,а) неоднаковими напругами джерел живлення ($\dot{U}_1 \neq \dot{U}_4$).

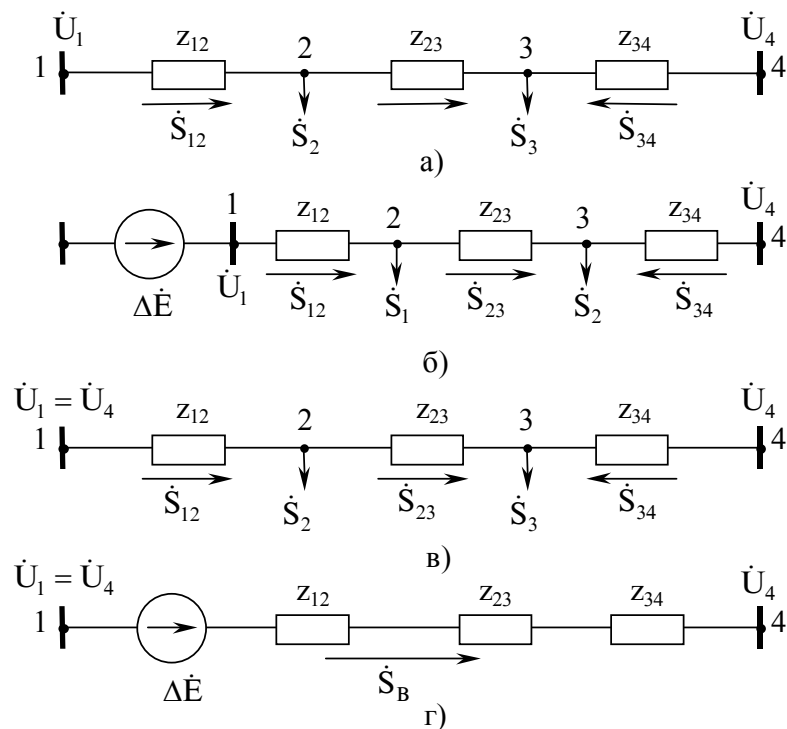


Рисунок 2.17 - Розрахункові схеми мережі з двостороннім живленням
 а – вихідна розрахункова схема; б – еквівалентна схема для визначення поточкорозподілу при $\dot{U}_4 < \dot{U}_1$; в, г – реалізація принципу накладання

Для розрахунку режиму мережі можна застосувати принцип накладання. Напругу \dot{U}_1 замінимо двома складовими \dot{U}_4 і $\Delta\dot{E}$ (рис.2.17,б)

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_4 + \Delta\dot{E}, \quad (2.77)$$

де $\Delta\dot{E}$ – вирівнювальна е.р.с., яка визначається різницею напруг джерел.

Тоді, у відповідності з принципом накладання, потужності на окремих ділянках розрахункової схеми (рис.2.17,а) можна визначити, визначивши суму потоків потужностей на відповідних ділянках двох розрахункових схем (рис.2.17,в,г).

Для визначення розподілу потужностей в схемі, зображеній на рис.2.17,в, можна використати формули (2.69), (2.70) для кільцевих мереж, оскільки напруги джерел живлення в цій схемі однакові ($\dot{U}_1 = \dot{U}_4$).

У схемі, приведеній на рис.2.17,г, протікає вирівнювальний струм, зумовлений дією вирівнювальної е.р.с.,

$$\dot{I}_B = \frac{\Delta\dot{E}}{\sqrt{3}(z_{12} + z_{23} + z_{34})} = \frac{U_1 - U_4}{\sqrt{3}z_\Sigma} \quad (2.78)$$

і вирівнювальна потужність

$$\dot{S}_B = \sqrt{3}U_{\text{ном}}\dot{I}_B^* = U_{\text{ном}} \frac{U_1^* - U_4^*}{z_\Sigma^*}. \quad (2.79)$$

В результаті накладання потужностей, визначених за формулами (2.69), (2.70) і (2.79) для схем рис.2.17,в,г, одержимо потокорозподіл у вихідній розрахунковій схемі

$$\dot{S}_{12} = \frac{\sum_{i=2}^3 \dot{S}_i z_i^*}{z_\Sigma^*} + \dot{S}_B; \quad (2.80)$$

$$\dot{S}_{34} = \frac{\sum_{i=2}^3 \dot{S}_i \tilde{z}_i}{z_\Sigma^*} - \dot{S}_B. \quad (2.81)$$

Потужність на ділянці 2 – 3 визначимо з балансу потужностей. На цьому закінчується перший етап розрахунку. Далі розрахунок мережі з двостороннім живленням виконується так само, як для кільцевої мережі.

Для мережі з однаковим перерізом проводів ліній вирази (2.80), (2.81) зводяться до вигляду

$$\dot{S}_{12} = \frac{\sum_{i=2}^3 \dot{S}_i l_i}{l_\Sigma} + \dot{S}_B; \quad (2.82)$$

$$\dot{S}_{34} = \frac{\sum_{i=2}^3 \dot{S}_i \tilde{l}_i}{l_\Sigma} - \dot{S}_B. \quad (2.83)$$

Метод накладання можна застосувати для розрахунку режиму мере-

жі з двостороннім живленням також у звичайній його формі. Розглянемо цей метод на прикладі схеми мережі з одним проміжним навантаженням \dot{S}_H (рис.2.18,а).

Оскільки метод накладання в загальному випадку застосовується для лінійних кіл, то навантаження \dot{S}_H задамо постійним опором $Z_H = \text{const}$. Розрахункова схема мережі, яка відповідає заданій однолінійній схемі, зображена на рис.2.18,б.

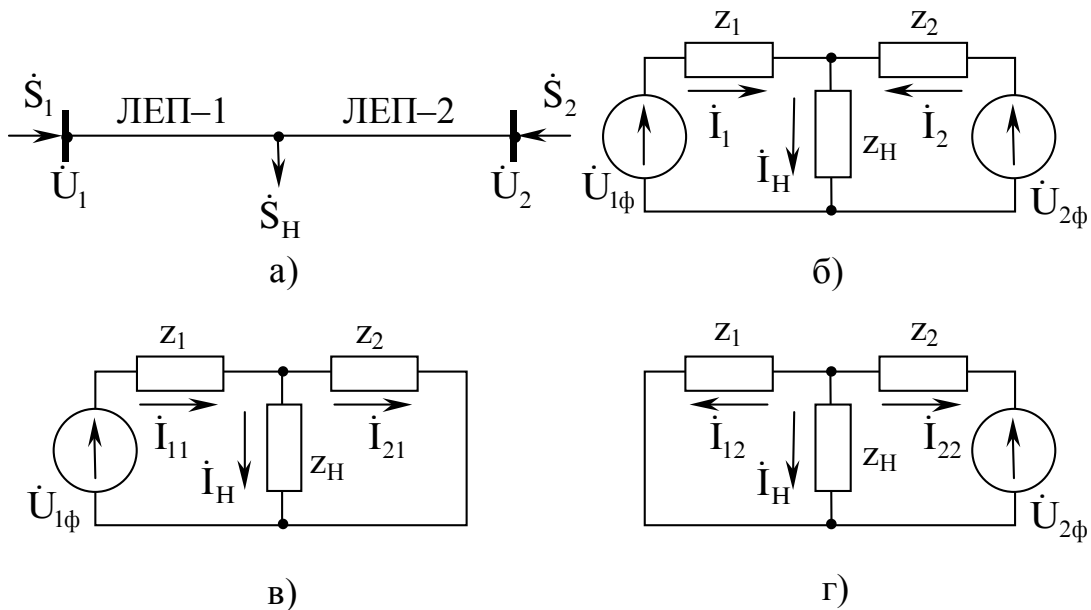


Рисунок 2.18 - Застосування принципу накладання для розрахунку режиму мережі з двостороннім живленням
а – однолінійна схема мережі; б–г – розрахункові схеми

За принципом накладання струми в схемі рис.2.18,б можна визначити, визначивши суму струмів двох незалежних режимів, один з яких зумовлений дією фазної напруги $\dot{U}_{1\phi}$ при $\dot{U}_{2\phi} = 0$ (рис.2.18,в), а другий – дією фазної напруги $\dot{U}_{2\phi}$ при $\dot{U}_{1\phi} = 0$ (рис.2.18,г)

$$\dot{I}_1 = \dot{I}_{11} - \dot{I}_{12}; \quad \dot{I}_2 = -\dot{I}_{21} + \dot{I}_{22}. \quad (2.84)$$

Складові струмів \dot{I}_1, \dot{I}_2 пропорційні відповідним значенням напруг $\dot{U}_{1\phi}$ і $\dot{U}_{2\phi}$

$$\dot{I}_{11} = \dot{U}_{1\phi} Y_{11}; \quad \dot{I}_{21} = \dot{U}_{1\phi} Y_{21}; \quad \dot{I}_{22} = \dot{U}_{2\phi} Y_{22}; \quad \dot{I}_{12} = \dot{U}_{2\phi} Y_{12}, \quad (2.85)$$

де Y_{11}, Y_{22} – власні (вхідні) провідності віток; Y_{12}, Y_{21} – взаємні провідності віток.

Власна провідність вітки визначає величину і фазу струму у вітці, зумовленого дією е.р.с. даної вітки при відсутності е.р.с. в інших вітках. Для схем рис.2.18,в,г маємо

$$Y_{11} = \frac{1}{z_{11}} = \frac{1}{z_1 + \frac{z_2 \cdot z_H}{z_2 + z_H}}; \quad (2.86)$$

$$Y_{22} = \frac{1}{z_{22}} = \frac{1}{z_2 + \frac{z_1 \cdot z_H}{z_1 + z_H}}, \quad (2.87)$$

де z_{11}, z_{22} – власні (вхідні) опори віток.

Взаємна провідність характеризує величину і фазу струму у вітці при дії е.р.с. іншої вітки. В результаті простих перетворень схем рис.2.18,в,г одержимо

$$Y_{12} = \frac{1}{z_{12}} = \frac{1}{z_1 + z_2 + \frac{z_1 \cdot z_2}{z_H}}; \quad (2.88)$$

$$Y_{21} = \frac{1}{z_{21}} = Y_{12}, \quad (2.89)$$

де z_{12}, z_{21} – взаємні опори віток, причому $z_{21} = z_{12}$.

Повні потужності, що передаються в мережу від джерел живлення, дорівнюють

$$\dot{S}_1 = 3\dot{U}_{1\phi} I_1^* = 3\dot{U}_{1\phi} (\dot{U}_{1\phi}^* Y_{11}^* - \dot{U}_{2\phi}^* Y_{21}^*); \quad (2.90)$$

$$\dot{S}_2 = 3\dot{U}_{2\phi}^* I_2^* = 3\dot{U}_{2\phi}^* (-\dot{U}_{1\phi}^* Y_{21}^* + \dot{U}_{2\phi}^* Y_{22}^*). \quad (2.91)$$

Виразимо комплексні величини виразів (2.90), (2.91) в показниковій формі

$$\dot{U}_{2\phi} = U_{2\phi}; \quad \dot{U}_{1\phi} = U_{2\phi} e^{j\delta}; \quad Y_{11} = y_{11} e^{-j\psi_{11}}; \quad Y_{22} = y_{22} e^{-j\psi_{22}}; \quad Y_{12} = y_{12} e^{-j\psi_{12}},$$

де δ – відносний кут зсуву фаз між векторами напруг $\dot{U}_{1\phi}$ і $\dot{U}_{2\phi}$; $\psi_{11}, \psi_{22}, \psi_{12}$ – аргументи відповідних комплексних провідностей (опорів).

Після підстановки комплексних величин в (2.90), (2.91) і переходу до міжфазних напруг одержимо вирази складових потужностей \dot{S}_1 і \dot{S}_2 в тригонометричній формі

$$\begin{cases} P_1 = U_1^2 y_{11} \sin \alpha_{11} + U_1 U_2 y_{12} \sin(\delta - \alpha_{12}) \\ Q_1 = U_1^2 y_{11} \cos \alpha_{11} + U_1 U_2 y_{12} \cos(\delta - \alpha_{12}) \\ P_2 = U_2^2 y_{22} \sin \alpha_{22} - U_1 U_2 y_{12} \sin(\delta + \alpha_{12}) \\ Q_2 = U_2^2 y_{22} \cos \alpha_{22} - U_1 U_2 y_{12} \cos(\delta + \alpha_{12}) \end{cases}, \quad (2.92)$$

де $\alpha_{11} = 90^\circ - \psi_{11}$; $\alpha_{22} = 90^\circ - \psi_{22}$; $\alpha_{12} = 90^\circ - \psi_{12}$.

Вирази (2.92) є загальними і можуть бути використані для розрахунку мереж з двостороннім живленням з будь-якою кількістю проміжних навантажень при врахуванні їх постійними опорами. При цьому змінюються тільки величини власних та взаємних провідностей.

Частковим випадком, для якого можна використати узагальнені ви-

рази (2.92), є розрахунок режимів міжсистемних електропередач без проміжних відборів потужності (рис.2.19,а). Для заданого на схемі напрямку транзиту потужності від системи С–1 до системи С–2 потрібно у формулах для визначення P_2 , Q_2 змінити знаки на протилежні.

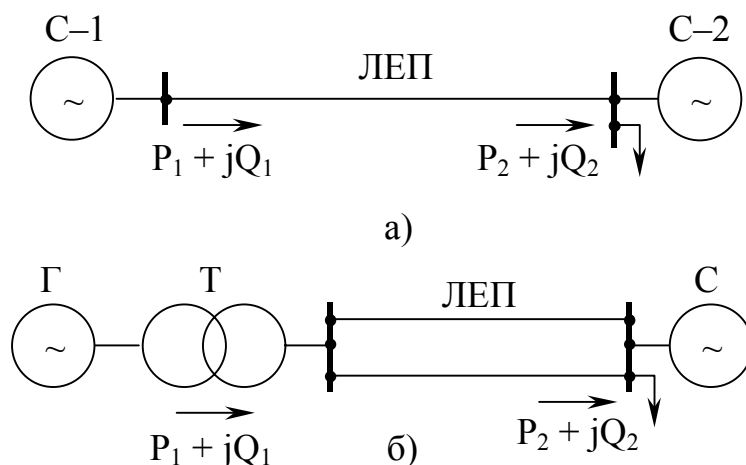


Рисунок 2.19 - Схеми електричних мереж з двостороннім живленням
а – міжсистемна лінія електропередачі; б – передача електричної енергії від генераторів електростанції в систему С

Узагальнені вирази (2.92) можуть бути використані також при визначенні потужності генераторів електричної станції, з'єднаною лінією електропередачі з шинами приймальної системи С (рис.2.19,б). Знехтувавши активними опорами схеми, одержимо

$$P_1 = E_{\Gamma} \cdot U \cdot y_{12} \cdot \sin \delta, \quad (2.93)$$

де E_{Γ} – еквівалентна е.р.с. генераторів; U – напруга на шинах приймальної системи; δ – кут зсуву між векторами е.р.с. генераторів \dot{E}_{Γ} і напруги \dot{U} на шинах системи; $y_{12} = 1/x_{12}$ – взаємна провідність схеми.

Для розрахунку режиму мережі з двостороннім живленням за допомогою (2.92) потрібно задавати три параметри, наприклад, напруги U_1 , U_2 і потужністю P_1 або P_2 .

Приклад 2.5. Визначення потокорозподілу та найбільшої втрати напруги у замкненій мережі 35 кВ

Схема мережі 35 кВ, за якою здійснюється електропостачання понижувальних підстанцій А, В, С від електростанції ЕС, зображена на рис.2.20. Вся мережа виконана сталелегалюмінієвими проводами марки АС–120 ($r_0 = 0.27$ Ом/км, $x_0 = 0.405$ Ом/км). Довжини ділянок мережі (км) навантаження підстанцій (МВ·А) вказані на схемі мережі.

Потрібно знайти потокорозподіл та найбільшу втрату напруги в нормальному режимі роботи мережі.

Розв'язування

Знаходимо розподіл потужностей у кільцевій частині мережі (рис.2.20).
Потужність на ділянці 12

$$\dot{S}_{12} = \frac{(8 + j8) \cdot 8 + (9 + j4) \cdot 12}{20} = 8.6 + j5.6 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Потужність на ділянці 31

$$\dot{S}_{31} = \frac{(9 + j4) \cdot 8 + (8 + j8) \cdot 12}{20} = 8.4 + j6.4 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

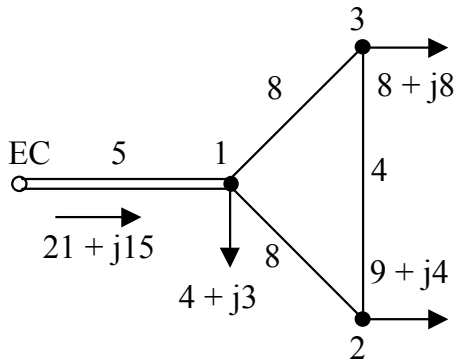


Рисунок 2.20 - Схема ЕМ 35 кВ

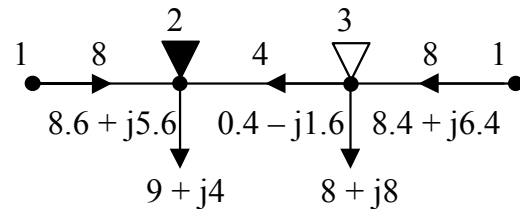


Рисунок 2.21 - Розгорнута схема ЕМ 35 кВ

Сума потужностей головних ділянок дорівнює сумі потужностей навантажень, що підтверджує правильність зроблених обчислень:

$$8.6 + j5.6 + 8.4 + j6.4 = 9 + j4 + 8 + j8 = 17 + j12 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Знайдений поточкорозподіл наносимо на схему рис. 2.21. Точка 2 є точкою поточкорозподілу для активної, точка 3 – для реактивної потужності.

Визначимо, в якій точці (2 або 3) буде більш низька напруга, для цього порівняємо втрати напруги ΔU_{12} і ΔU_{31} :

$$\Delta U_{12} = \frac{(8.6 \cdot 0.27 + 5.6 \cdot 0.405) \cdot 8}{35} = 1.05 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{31} = \frac{(8.4 \cdot 0.27 + 6.4 \cdot 0.405) \cdot 8}{35} = 1.11 \text{ кВ}.$$

Втрата напруги $\Delta U_{31} > \Delta U_{12}$. Тому найбільша втрата напруги в розглянутій мережі повинна визначатися до точки 3

$$\Delta U_{EC-3} = \Delta U_{нб} = \frac{(21 \cdot 0.27 + 15 \cdot 0.405) \cdot 5}{2 \cdot 35} + 1.11 = 0.84 + 1.11 = 1.95 \text{ кВ}$$

або

$$\Delta U_{нб} = \frac{1.95}{35} \cdot 100 = 5.6 \text{ \%}.$$

3 ТЕХНІКО-ЕКОНОМІЧНІ РОЗРАХУНКИ В ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖАХ ЕНЕРГОСИСТЕМ

3.1 Задачі і методи проектування електричних систем і мереж

Задачі проектування енергетичних систем полягають в розробці і техніко-економічному обґрунтуванні рішень, що визначають розвиток енергетичних систем, та забезпечують, з найменшими витратами, постачання споживачів електричною і тепловою енергією при виконанні технічних обмежень з надійності електропостачання і якості електроенергії.

Проектування енергетичних систем і електричних мереж починається з виконання комплексу позастанційних проектних робіт, у результаті виконання яких розробляються матеріали, які дозволяють обґрунтувати економічну ефективність і доцільність проектування, будівництва або реконструкції і розширення об'єктів електроенергетики.

Комплекс позастанційних проектних робіт включає схеми розвитку енергетичних систем і електричних мереж, розробки енергетичних розділів у складі проектів електростанції, а також схеми зовнішнього електропостачання об'єктів народного господарства, що електрифікуються, тобто ділянок залізниць, нафто- і газопроводів, промислових вузлів і окремих підприємств. Після затвердження відповідних матеріалів починається стадійне проектування об'єктів електричних мереж.

Проект розвитку електричних мереж може виконуватися як самостійна робота, що називається “Схемою розвитку електричної мережі енергосистеми” (об'єднаної, районної, міста, промислового вузла і т.д.) або як складова частина схеми розвитку енергосистеми. При проектуванні електричних мереж узгоджуються рішення з розвитку мереж різних призначень і напруг. На різних етапах проектування електричних мереж вирішуються різні за складом і об'ємом задачі, що мають такий зміст:

- аналіз існуючої мережі енергосистеми (району, міста, об'єкта), що включає визначення її завантаження, умов регулювання напруги, необхідності розвитку, або реконструкції;
- визначення електричних навантажень споживачів і умов забезпечення балансів активної потужності по окремих підстанціях і енерговузлах та обґрунтування спорудження нових понижувальних підстанцій;
- вибір розрахункових режимів роботи електростанцій (якщо до розглянутої мережі приєднані електростанції) і визначення завантаження електричної мережі, яка має проектуватись;
- електричні розрахунки різних режимів роботи мережі й обґрунтування схеми побудови мережі на розрахункові рівні;
- проведення розрахунків статичної і динамічної стійкості паралельної роботи електростанцій (виконуються, як правило, тільки при проектуванні електричних мереж об'єднаних або досить потужних окремих енергосистем); виявлення основних вимог до системи протиаварійної автома-

тики;

- забезпечення балансу реактивної потужності і виявлення умов регулювання напруги в електричній мережі; обґрунтування пунктів розташування компенсувальних пристроїв, їхнього типу і потужності;

- розрахунки струмів КЗ в електричній мережі на рівні проекту і забезпечення необхідної технічної спроможності комутаційної апаратури, що проектується; розробка пропозицій для обмеження потужності і струмів короткого замикання (КЗ);

- вибір і обґрунтування кількості, потужності та місць установки дугогасильних реакторів для компенсації ємнісних струмів (як правило, робиться тільки для мереж 35 кВ і нижче);

- формування зведених даних про об'єми розвитку електричної мережі, натуральні і грошові показники, черговість розвитку [1].

Зміст задач окремих проектів розвитку електричних мереж свідчить про, те що проектування охоплює дуже широке коло питань. З точки зору системного підходу потрібно здійснювати проектування для всієї мережі електроенергетичної системи, починаючи від шин електростанцій і включаючи всіх споживачів. При цьому необхідно розглядати схеми електростанцій і підстанцій, вирішувати питання захисту від перенапруг, вибирати пристрої захисту та автоматики для автоматичного керування і регулювання режиму роботи електричної системи, включаючи мережі всіх напруг. Така задача надмірно громіздка, практично її можна вирішувати тільки розбиваючи на взаємопов'язані підзадачі; проектувати окремо мережі різних призначень, електростанції і підстанції, захист від перенапруг, релейний захист, пристрої автоматики і т.ін. При розв'язанні кожної із цих підзадач окремі частини енергосистеми подаються наближено, в них враховуються лише елементи, що суттєво впливають на проектні рішення. Надалі отримані при проектуванні рішення уточнюються і узгоджуються. Наприклад, при проектуванні мережі, що живить іншу, враховуються принципові схеми підстанцій і електростанцій, Навпаки, при проектуванні електростанції і підстанцій повинні бути враховані кількість ліній, що комутовуються на станції, і їх режими роботи.

Застосування систем автоматизації проектування енергосистем (САПР ЕС) має важливе значення при проектуванні енергосистем і електричних мереж. Основні параметри при проектуванні електричної мережі – номінальна напруга, переріз проводів ліній, кількість ліній, їх пропускна спроможність, кількість і потужності трансформаторів – змінюються дискретно. Кількість невідомих величин і параметрів, що визначаються в проекті, виявляється надто великою, і формулювання задачі проектування у вигляді математичної задачі досить складне. Розв'язування задачі проектування електричної мережі (а ще більше проектування енергосистеми) без участі проектувальника неможливе. Система автоматизації проектування ЕС виконує функції порадника проектувальника і не призначена для його повної заміни, тобто для повного виконання проекту. За допомогою САПР

ЕС можна одержати рішення деяких часткових задач, а також автоматизувати етапи багатьох задач, що розв'язуються при проектуванні енергосистем і електричних мереж.

Отже, кожна окрема задача проектування є частковою реалізацією системного підходу і її розв'язання буде залежати від об'єму інформації, області прийнятних для реальних умов обмежень та забезпеченості програмними комплексами САПР ЕС. Для заданих потужностей споживачів і їх графіків навантажень, для відомих умов розташування і роботи споживачів, а також джерел електроенергії (електричних станцій) задача проектування електричної мережі складається з таких питань:

- створення математичних моделей пошуку оптимального варіанта електричної мережі;
 - вибір методу пошуку оптимального варіанта розвитку електричної мережі (на першому етапі застосовується метод поваріантного порівняння);
 - визначення технічних параметрів елементів електричної мережі.
- Цей процес є також оптимізаційним і здійснюється в межах вибраного методу, а по суті, у вказаному питанні для кожного варіанта розглядаються:
- вибір критеріїв економічної ефективності;
 - визначення показників економічної ефективності;
 - прийняття рішень щодо оптимального варіанта електричної мережі.

3.2 Визначення технічних параметрів елементів мережі для запропонованих варіантів схем

3.2.1 Формування пропозицій для схем електричної мережі. Вибір номінальної напруги

Вибір оптимального варіанта схеми електричної мережі складається з ряду послідовних етапів, першим з яких є етап розробки пропозицій щодо схем електричної мережі. Пропонуючи схеми, що надалі будуть порівнюватись за техніко-економічними показниками, з метою вибору оптимальної, варто мати на увазі, що структура зв'язків пунктів споживання з джерелами живлення, тобто конфігурація мережі, знаходиться в тісному взаємозв'язку з номінальною напругою її окремих ділянок. Тому, досліджуючи конфігурацію схеми, доцільно одночасно виконувати оцінку номінальної напруги її ділянок.

У енергосистемах України найбільше поширення одержала система напруг 10–35–110–330–750 кВ. Однак сучасна тенденція перспективного розвитку електричних мереж зорієнтована на виключенні проміжної між 110 і 10 кВ напруги 35 кВ у схемах електропостачання міст і промислових підприємств. Напруга 35 кВ використовується лише для електропостачання дрібних (із навантаженням 5–10 МВт) промислових підприємств і сіль-

ськогосподарських споживачів.

Для попередньої оцінки економічно доцільної номінальної напруги тієї або іншої ділянки мережі можна використовувати “області застосування електричних мереж різних номінальних напруг” [1] у координатах активної потужності P та довжини L лінії. При їхньому використанні варто пам’ятати, що:

– границі економічних областей отримані при розгляді схеми видачі потужності електростанції в приймальну систему з врахуванням витрат на спорудження й експлуатацію кінцевих підстанцій;

– побудова границь областей проведена для деякого визначеного сполучення умов, до числа яких відносять район спорудження, райони кліматичних умов, кількість годин використання максимального навантаження $T_{\text{нб}}$, коефіцієнт потужності $\cos\phi$, тип і матеріал опор та інші;

– отримані області є незамкнутими, тобто не мають обмежень як за потужністю, так і за протяжністю лінії, хоча такі обмеження існують і мають технічний і економічний характер.

Таким чином, лише в тих випадках, коли певному сполученню значень P і L відповідає точка, що розташована близько до середини області доцільного застосування відповідної номінальної напруги, можна впевнено вибирати цю напругу. Якщо ж точка потрапляє в зону поблизу границі областей двох суміжних за шкалою номінальних напруг, варто розглянути варіанти використання як однієї, так і іншої номінальної напруги.

Для попереднього визначення величини економічно доцільної напруги лінії електропередачі $U_{\text{ек}}$, можна скористатися такою емпіричною формулою [1,4]:

$$U_{\text{ек}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}}, \quad (3.1)$$

де L виражена в км, а P – у МВт.

Водночас необхідно контролювати діапазони фактичних потужностей, що передаються по одному ланцюгу при тій або іншій номінальній напрузі, а також граничні і середні довжини ліній. Так, наприклад, для ліній 110 кВ, споруджених у Європейській частині СНД, при діапазоні перерізів проводів від 70 до 240 мм² потужність лежить у межах від 13 до 45 МВт при середній довжині лінії 25 км і граничній довжині 80 км. Для ліній 220 кВ при перерізах 240 – 400 мм² аналогічні величини складають: діапазон потужностей – 90–150 МВт, гранична і середня довжини – відповідно 400 і 100 км [4,5].

Критерієм прийнятності номінальної напруги $U_{\text{ном}}$ є умова, що потужність P знаходиться в діапазоні економічних потужностей $P_{\text{ек}}$, [4], визначених для застосованих перерізів проводів F для відповідних номінальних напруг.

Кількість ланцюгів на будь-якій ділянці електричної мережі визнача-

ється, умовами забезпечення необхідної надійності електропостачання споживачів. У зв'язку з тим, що відповідно до завдання на курсове проектування більшість вузлів навантаження містять споживачі 1-й категорії, для їхнього електропостачання можуть бути використані радіальні і магістрально-радіальні схеми з дволанцюговими лініями, замкнуті, або складно-замкнуті схеми з одноланцюговими лініями. При виборі кількості ланцюгів варто враховувати рекомендації ПУЭ про те, що збільшення кількості ліній або ланцюгів, понад необхідну за умовами надійності електропостачання, повинно бути обгрунтовано техніко-економічним розрахунком. Щоб уникнути збільшення кількості ліній або ланцюгів допускається двократне перевищення економічної потужності у варіанті з меншою кількістю ліній або ланцюгів [2].

Крім того, при виборі кількості ланцюгів на ділянках мережі варто враховувати обмеження за допустимим нагріванням проводів у тих післяаварійних режимах, коли по розглянутій ділянці протікає максимальний потік потужності. На стадії створення варіантів, для орієнтовної оцінки відповідності кількості ланцюгів або ліній на ділянках мережі умовам допустимого нагрівання можна керуватись такими міркуваннями:

При аварійному відключенні одного з ланцюгів дволанцюгової лінії або однієї з головних ділянок кільцевої мережі ланцюгом, що залишився в роботі протікає сумарне навантаження режиму, який існував до аварії. Якщо вважати, що вказане навантаження відповідало граничній економічній потужності $P_{ек}$, то лінія, що залишилася в роботі, буде навантажена потужністю, яка приблизно рівна $2S_{ек} = 2P_{ек}/\cos\phi$. Ця потужність не повинна перевищувати допустимої за умовами нагрівання $S_{доп}$, що визначається виразом:

$$S_{доп} = \sqrt{3}U_{ном}I_{доп}, \quad (3.2)$$

де $I_{доп}$ – тривало допустимий струм за умовами нагрівання, що відповідає допустимій температурі нагріву проводу $+70^{\circ}$ при температурі повітря $+25^{\circ}$.

Таким чином, з прийнятих припущень повинна виконуватися умова

$$2S_{ек} \leq S_{доп}. \quad (3.3)$$

Аналізуючи співвідношення між допустимими і економічними величинами, можна зробити висновок, що для ліній електропередачі 35 кВ умова прийнятності виконується для всіх перерізів ($70 - 150 \text{ мм}^2$), а для ліній 110 кВ – при перерізах $70 - 240 \text{ мм}^2$, та все ж, якщо не виконується умова 3.3, варто вирішувати питання про розвантаження відповідної ділянки у післяаварійному режимі шляхом спорудження додаткових ліній або, якщо це можливо, про збільшення перерізу проводу.

Створення варіантів схеми електричної мережі повинно підкорятися певній стратегії. По-перше, передача потужності від підстанції А до пунктів споживання повинна виконуватися найкоротшими трасами, орієнтуючись на зберігання напрямків потоків потужності від джерела живлення до найбільш віддалених пунктів.

По-друге, варто починати розробку варіантів із найбільш простих схем – радіальних, магістрально-радіальних і кільцевих. Скорочення довжин ліній можливе при переході від дволанцюгових радіальних ліній до одноланцюгових, що з'єднуються у вигляді кільця.

Однак кільцеві схеми вимагають використання на підстанціях схем із вимикачами на стороні вищої напруги (у найпростішому випадку одного вимикача в схемі “місток”. Таким чином, перехід до кільцевих схем зв'язаний із деякою економією капіталовкладень на спорудження ліній і з подорожчанням підстанцій. Який з цих конкуруючих ефектів переважає – буде в'явлено при порівнянні варіантів за техніко-економічними показниками.

Як правило, кільцеві мережі, що забезпечують електропостачання 4–5 підстанцій, характеризуються недопустимо великими втратами напруги у післяаварійних режимах, що виникають при відключенні однієї з головних ділянок кільця. Цього недоліку можна уникнути введенням в кільце на двох-трьох взаємопов'язаних контурів. У результаті утворюються найпростіші мережі складнозамкненого типу, причому в ряді випадків деякі лінії в контурах можуть мати різні номінальні напруги. Інший шлях полягає в переході на більшу за стандартом номінальну напругу.

Для навчальних проектів, як правило, завдання орієнтовані на проектування мережі 2–3 номінальних напруг. При створенні варіантів схем варто прагнути до мінімально можливої кількості підстанцій, що з'єднують ділянки різних номінальних напруг, у зв'язку з тим, що підстанції з автотрансформаторами (220/110/10 кВ) або з триобмотковими трансформаторами (220/35/10 кВ, 110/35/10 кВ) є досить дорогими елементами мережі, бажано орієнтуватись на застосування лише однієї підстанції, що буде пов'язувати мережі 220 і 110 кВ або 110 і 35 кВ.

Крім того, на стадії створення варіантів у більшості випадків варто обмежитись розглядом схем лише з двома номінальними напругами, маючи на увазі, що доцільність переведення окремих ділянок мережі на іншу номінальну напругу повинна з'ясовуватися на кінцевому етапі вибору варіанта за техніко-економічними показниками.

Наявність таких пунктів споживання, що не містять споживачів першої категорії, вимагає забезпечення однакового рівня надійності на стадії створення варіантів електропостачання. Наприклад, якщо таких пунктів два і в одному з варіантів пропонується використовувати для них схему кільця, то в інших варіантах також необхідно передбачити резервування їх живлення, тобто використовувати дволанцюгові лінії. Доцільність відмови від резервування буде з'ясовуватися на стадії остаточного вибору оптимального варіанта.

Для ілюстрації зазначених положень на рис.3.1 наведено послідовність створення варіантів для одного з можливих характерних випадків концентрованого розташування пунктів споживання, тобто коли відстані між п. 1–6 співрозмірні і істотно менші відстані від джерела живлення (підстанції А) до найближчого пункту 1. Передбачається, що навантаження

пунктів 1–6 і відстані такі, що на ділянці А–1 необхідно спорудити дволанцюгову лінію 220 кВ, а для електропостачання пунктів 2 – 6 можна використовувати лінії 110 кВ. Пункти 5 і 6, які мають навантаження до 10 МВт і не мають споживачів 1-ї категорії, на стадії створення варіантів можуть бути забезпечені електроенергією за резервованими схемами, але в подальшому потрібно розглянути питання доцільності резервування і електропостачання лініями 35 кВ.

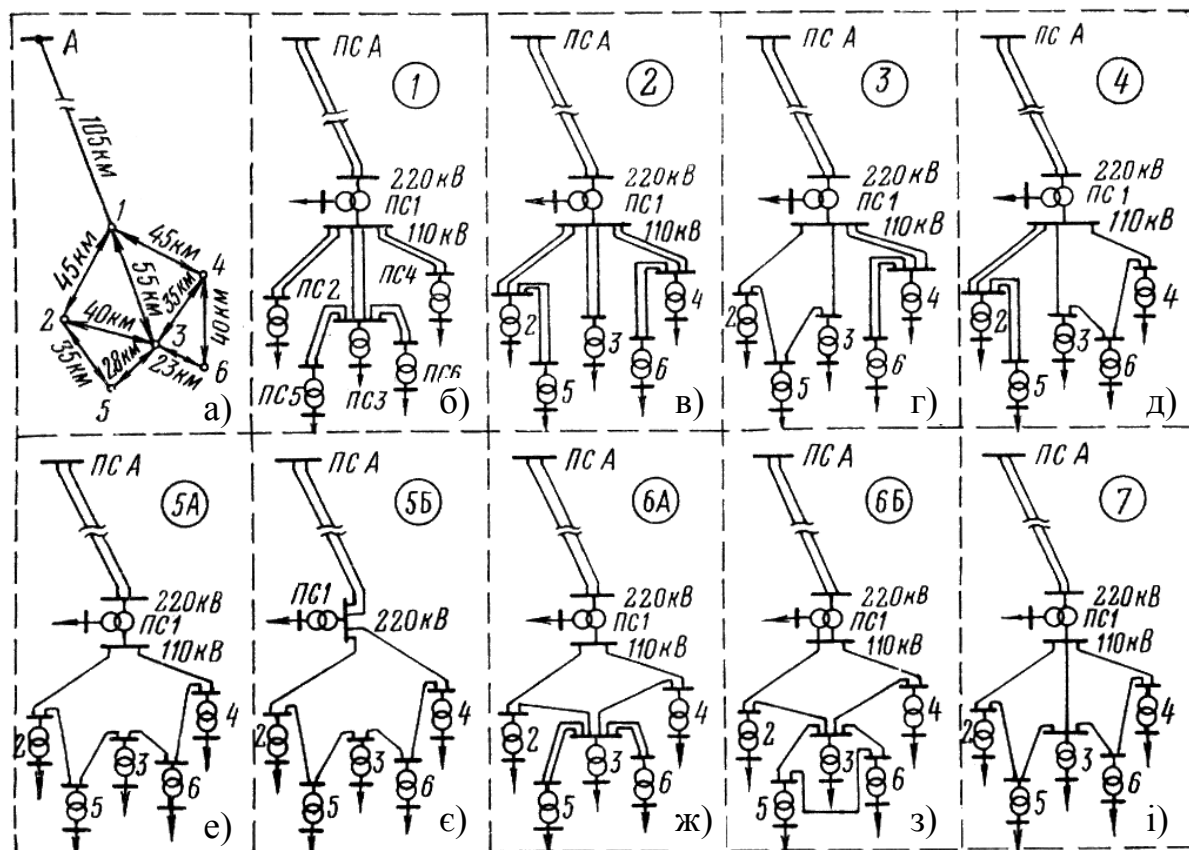


Рисунок 3.1 - Варіанти схеми мережі 220/110 кВ:

- а) взаємне розташування пунктів живлення і підстанції; б) варіант 1;
 в) варіант 2; г) варіант 3; д) варіант 4; е) варіант 5а; є) варіант 5б;
 ж) варіант 6а; з) варіант 6б; і) варіант 7

Варіант 1 (рис.3.1) на стороні 110 кВ є радіально-магістральною мережею, що характеризується мінімальною протяжністю трас і можливістю виконання підстанцій 2, 4, 5 і 6 без вимикачів або з одним вимикачем на стороні ВН. Однак він має значну протяжність ліній 110 кВ (в одноланцюговому обчисленні), і підстанція 3 є вузловою, що вимагає використання для неї на стороні 110 кВ схеми підвищеної надійності (з вимикачами), тому вартість підстанції 3 виявляється значною. Уникнути останнього недоліку можна, у варіанті 2 (рис.3.1), де підстанції 5 і 6 одержують живлення від пунктів 2 і 4 відповідно, що приводить до деякого збільшення довжини ліній і одночасно до здешевлення підстанції 3, виконаної вже спрощено,

так само, як і всі інші підстанції 110 кВ. Зменшити сумарну довжину ліній дозволяє перехід до варіантів 3 і 4 (рис.3.1), де частина мережі 110 кВ виконана як кільцева схема. Однак при цьому підстанції, з'єднані в кільце, є більш дорогими, тому що вимагають застосування схеми “місток” з вимикачем у перемичці.

Подальшим розвитком ідеї кільцевої мережі є замикання в кільце всіх підстанцій 110 кВ (варіант 5, а) з наслідками характерними для варіантів 3 і 4. Однак у цьому випадку є небезпека, що при аварійному відключенні головних ділянок (наприклад, лінії 1–2) втрати напруги в мережі 110 кВ (на ділянках 1 – 4 – 6 – 3 – 5 – 2) будуть недопустимі. Якщо в результаті розрахунку післяаварійних режимів це підтвердиться, то варто додатково включити в розгляд варіанти 5, б; 6, а; 6, б; 7.

Варіант 5, б (рис.3.1) при однаковій конфігурації відрізняється від варіанта 5, а виконанням кільця 1 – 4 – 6 – 3 – 5 – 2 – 1 на вищій номінальній напрузі (220 кВ). Це приводить до подорожчання всіх ліній і до здешевлення підстанції 1, на якій тепер повинні бути встановлені двообмоткові трансформатори значно меншої потужності в порівнянні з автотрансформаторами у варіанті 5, а. Крім того, істотно знижуються річні втрати електроенергії.

Уникнути значних втрат напруги можна і завдяки зменшенню кільця 110 кВ у варіантах 6, а і 6, б у частині електропостачання пунктів 5 і 6. Неважко побачити, що варіант 6, а є модифікацією варіанта 1 і відрізняється від нього економією витрат на спорудження ліній, що утворюють кільце, і збільшенням вартості підстанцій 2 і 4. Крім того, як і у варіанті 1 підстанція 3 є значно дорожчою в порівнянні з варіантами 2 – 5.

Можливість деякого здешевлення схеми і водночас забезпечення післяаварійних режимів у мережі 110 кВ з точки зору зменшення втрат напруги реалізується побудовою мережі за варіантом 7 (рис.3.1). Спорудження лінії 1-3 розбиває кільце на два взаємозалежних контури, створюючи найпростішу складно-замкнену мережу.

На закінчення слід зазначити, що етап створення варіантів є багатосторонньою і трудомісткою задачею, розв'язування якої потребує від студента, що не володіє досвідом проектування, необхідності виконання певних оцінних розрахунків, висунення гіпотез про можливі властивості, переваги і недоліки різних схем, як з точки зору їх технічних, так і економічних характеристик. Кількість, запропонованих для подальшого розгляду, варіантів на основі аргументованих міркувань, обов'язково відображених у розрахунково-пояснювальній записці, остаточно узгоджується з експертом, після чого можна переходити до визначення технічних характеристик елементів мережі в кожному з варіантів. До їхнього числа відносяться марки проводів повітряних ліній, типи і номінальні потужності трансформаторного устаткування, типи схем і види комутаційної апаратури розподільних пристроїв вищої і середньої напруг понижувальних підстанцій. В результаті розв'язування задач вибору вказаних параметрів формується сукупність

вихідної інформації, необхідної для порівняння розглянутих варіантів за техніко-економічними показниками і вибору з них оптимального.

Приклад 3.1. Вибір номінальної напруги для варіантів схем ЕМ (рис. 3.2)

Для вибору номінальної напруги потрібно користуватись співвідношенням (3.1). Тому, спочатку для відповідної схеми розраховують потужність в лініях.

Радіально-магістральні мережі розраховуються починаючи з найбільш віддалених вузлів, наближаючись до вузла живлення, виходячи з балансу потужності вузла. Виконаємо це на прикладі схеми поданої на рис. 3.2:

$$\dot{S}_{31} = 14 + j 7.17 \quad S_{31} = 15.17 \text{ МВт.}$$

$$\dot{S}'_1 = \dot{S}_1 + \dot{S}_{31} = 14 + j 7.17 + 12 + j 6.14 = 26 + j 13.31; \quad \dot{S}'_1 = 29.2 \text{ МВт.}$$

Запропоновану схему ЕМ потрібно розглядати як лінію з двостороннім живленням. Розрахунок проводиться так:

1) Мережа розгортається по вузлу балансування – А .

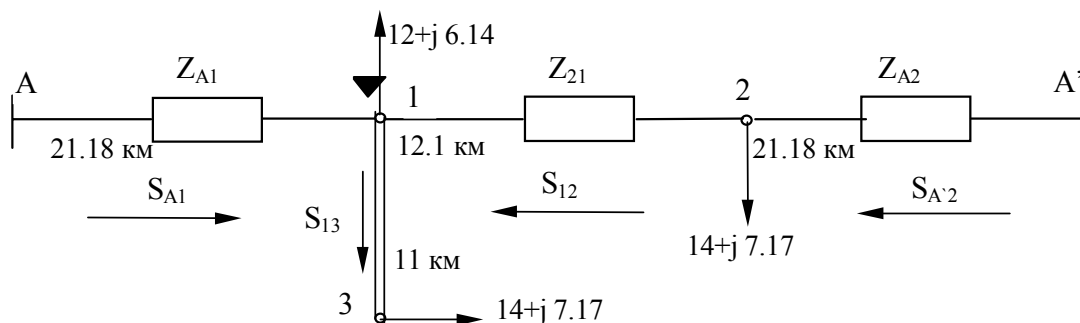


Рисунок.3.2 - Схема ЕМ для вибору номінальної напруги

2) Розраховуємо потужності головних ділянок за формулами:

$$\dot{S}_{A1} = \frac{\dot{S}'_1 \cdot (l_{12} + l_{2A}) + \dot{S}_2 \cdot l_{2A}}{l_{A1} + l_{12} + l_{2A}};$$

$$\dot{S}_{A1} = \frac{(26 + j13.31) \cdot (12.1 + 21.18) + (14 + j7.17) \cdot 21.18}{21.18 + 12.1 + 21.18} = 22.6 + j11.57 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{A'2} = \frac{\dot{S}_2 \cdot (l_{12} + l_{1A}) + \dot{S}'_1 \cdot l_{1A}}{l_{A1} + l_{12} + l_{2A}};$$

$$\dot{S}_{A'2} = \frac{(14 + j7.17) \cdot (12.1 + 21.18) + (26 + j13.31) \cdot 21.18}{21.18 + 12.1 + 21.18} = 17.4 + j8.91 \text{ МВА.}$$

3) Для перевірки розрахунків складаємо формулу балансу:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{A'2} + \dot{S}_{A1} &= S_2 + S'_1; \\ 22.6 + j11.57 + 17.4 + j8.91 &= 26 + j13.31 + 14 + j7.17; \\ 40 + j20.48 &= 40 + j20.48. \end{aligned}$$

Отже, для схеми, що розділяється, баланс потужності існує.

4) Для ланки 1-2 розрахунок потужності також проводиться з точки зору балансу відносно вузла 2.

$$\dot{S}_{12} = \dot{S}_{A'2} - \dot{S}_2 = 17.4 + j8.91 - 14 - j7.17 = 3.4 + j1.74.$$

5) Отриманий розподіл потужності може бути використаний для вибору напруги. Так, економічно доцільні напруги на відповідних ділянках ЕМ (рис. 3.2):

$$U_{\text{ек.13}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{I_{13}} + \frac{2500}{P_{13}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{11} + \frac{2500}{7}}} = 49.88 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{ек.А1}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{I_{\text{А1}}} + \frac{2500}{P_{\text{А1}}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{21.18} + \frac{2500}{22.6}}} = 86.36 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{ек.12}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{I_{12}} + \frac{2500}{P_{12}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{12.1} + \frac{2500}{3.4}}} = 35.93 \text{ кВ};$$

$$U'_{\text{ек.А2}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{I_{\text{А'2}}} + \frac{2500}{P_{\text{А'2}}}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{21.18} + \frac{2500}{17.4}}} = 77.35 \text{ кВ}.$$

На підставі економічно доцільних напруг здійснюється вибір стандартів [4, 6]. Тобто, номінальні напруги приймаються такими:

$$U_{13} - 110 \text{ кВ}; \quad U_{\text{А1}} - 110 \text{ кВ}; \quad U_{12} - 110 \text{ кВ}; \quad U'_{\text{А2}} - 110 \text{ кВ}.$$

Хоча на лінії 1–2 більш відповідною напругою є стандарт 35 кВ, для замкнутої ЕМ рекомендують приймати однакову напругу на всіх ділянках.

3.2.2 Вибір перерізів і марок проводів на ділянках мережі

В умовах масового будівництва повітряних ліній 35–220 кВ вибір перерізів проводів при проектуванні протягом декількох останніх десятиліть проводився не на основі порівняльних техніко-економічних розрахунків, а за нормованим узагальненим показником, в якості якого була прийнята економічна густина струму $J_{\text{ек}}$, що приблизно відповідає мінімуму приведених народногосподарських витрат на спорудження і експлуатацію лінії. Для вказаних ліній значення $J_{\text{ек}}$ були встановлені з припущення про пряmolінійність залежності вартості спорудження 1 км лінії від перерізу проводу.

Перехід до спорудження повітряних ліній на уніфікованих опорах істотно змінив це співвідношення у вартості ліній із різними перерізами. Це в свою чергу означає, що апроксимація залежності вартості лінії від перерізу проводу прямою лінією вже не відображає реальної нелінійної залежності і вносить у ряді випадків істотну похибку при виборі перерізів проводів за нормованою економічною густиною струму.

В цих умовах більш правильно нормувати не $J_{\text{ек}}$, а економічні струмові інтервали кожної марки проводу, визначені з врахуванням уніфікації конструкцій повітряних ліній.

Метод вибору перерізів проводів ліній 35–750 кВ за економічними інтервалами був рекомендований науково-технічною радою Міненерго СРСР і досі залишається найкращим методом для вибору проводів вказаних ЛЕП.

Відповідно до цього методу вибір перерізу здійснюється за розрахунковим струмовим навантаженням одного ланцюга лінії $I_{\text{розр}}$, що визнача-

ється за виразом

$$I_{\text{розр}} = \alpha_1 \alpha_T I_{\Sigma(5)} / n_{\text{л}}. \quad (3.4)$$

Тут α_1 – коефіцієнт, що враховує зміну навантаження лінії за роки її експлуатації; α_T – коефіцієнт, що враховує число годин використання максимального навантаження лінії $T_{\text{нб}}$ і коефіцієнт його попадання в максимум навантаження енергосистеми (k_M); $I_{\Sigma(5)}$ – сумарний струм, що відповідає максимальному навантаженню лінії в 5-й рік її експлуатації; $n_{\text{л}}$ – число ланцюгів лінії.

Відповідно до рекомендацій [4] для ліній 35–220 кВ значення α_1 може бути рівними 1,05, що відповідає математичному сподіванню цього коефіцієнта в області темпів росту навантаження, що найбільш часто зустрічаються. Значення коефіцієнта α_T для ліній 35–220 кВ при $k_M = 1$ складають: при $T_{\text{нб}} < 4000$ год. – 0,8; при $4000 \leq T_{\text{нб}} < 6000$ год. – 1,0; при $T_{\text{нб}} > 6000$ год. – 1,3.

Отримане з (3.4) значення $I_{\text{розр}}$ порівнюється зі значеннями граничних економічних навантажень ($I_{\text{пр,ек},i}$) [4] для різних перерізів проводів F_i . Виконання умови $I_{\text{розр}} \leq I_{\text{пр,ек},i}$ означає необхідність вибору перерізу F_i , оскільки в інтервалі струмових навантажень від $I_{\text{пр,ек},i-1}$ до $I_{\text{пр,ек},i}$ лінія з перерізом проводу F_i , характеризується меншими значеннями приведених витрат на її спорудження та експлуатацію, ніж лінії із суміжними перерізами $F_{i-1} < F_i$ і $F_{i+1} > F_i$.

Значення $I_{\text{пр,ек},i}$ подано в [4] в залежності від номінальної напруги лінії, типу опор (одно- або дволанцюгові), матеріалу опор (залізобетон, сталь) і району кліматичних умов за ожеледдю (I – IV) для трьох великих регіонів СНД, куди однією із складових входить Європейська частина СНД. Оскільки в складі вихідних даних проекту відсутні відомості про умови вибору типу і матеріалу опор, то рекомендується для всіх ліній мережі, що проектується, використовувати опори з того ж самого матеріалу (або залізобетонні, або металеві; дерев'яні опори в даний час застосовуються рідко). У випадках, коли дві лінії (ланцюги) передбачається споруджувати по одній трасі, рекомендується використовувати дволанцюгові опори, в інших випадках – одноланцюгові.

Якщо для певної ділянки електричної мережі значення $I_{\text{розр}}$ перевищує граничний економічний струм для максимального перерізу проводу F_{max} лінії даної номінальної напруги $I_{\text{пр,ек,max}}$, то варто виявити доцільність варіанта спорудження цієї лінії з перерізом F_{max} і її експлуатації з погіршеними техніко-економічними показниками (тобто при $I_{\text{розр}} > I_{\text{пр,ек,max}}$) у порівнянні з варіантами її підсилення – переведенням на підвищену напругу або спорудженням додаткового ланцюга.

Водночас при виконанні навчального проектування внаслідок обмеженості часу розглядати варіанти з кількістю ланцюгів на окремих ділянках більше двох не рекомендується, якщо є інші варіанти, де на таких ділянках при тій же номінальній напрузі умова $I_{\text{розр}} < I_{\text{пр,ек,max}}$ виконується.

Для магістральних ліній із проміжними відборами потужності вибір перерізу проводу на кожній із ділянок між підстанціями виконується за відповідним розрахунковим струмом. Однак у випадках, коли розрахункові струми суміжних ділянок потрапляють у сусідні економічні інтервали, допускається вибір однакового перерізу для цих ділянок, причому такого, що відповідає більш протяжній ділянці.

Оскільки механічний розрахунок сталелегатурних проводів не входить у число задач даного проекту, то марка проводу вибирається у відповідності з проектною практикою, прийнятою при відсутності достатньої інформації для більш точного рішення. Так, для проводів із перерізом до 185 мм² приймається марка АС нормального виконання (із співвідношенням перерізів алюмінієвої і сталеві частин приблизно рівним 6), наприклад, АС 185/29. Проводи з перерізом 240 – 500 мм² приймаються полегшеного виконання (із співвідношенням перерізів алюмінієвої і сталеві частин приблизно рівним 8), наприклад, АС 500/64.

Приклад 3.2. Вибір марок і площі перерізу проводів ПЛ для схем ЕМ (рис. 3.2)

Площа перерізу проводів вибирається за методом економічних інтервалів, за величинами економічних граничних потужностей або економічних струмів. З цією метою потрібно знайти струми в лініях і їх розрахункові значення.

Так, струм в лінії 3-1 відповідно:

$$I_{31} = \frac{15.17 \cdot 10^3}{110 \cdot \sqrt{3}} = 79.7 \text{ А.}$$

Далі розрахунковий струм на один ланцюг лінії 3-1:

$$I_{\text{розр}31} = 1.05 \cdot 1 \cdot 79.7 / 2 = 41.84 \text{ А.}$$

За отриманим значенням $I_{\text{розр}31}$ вибираємо переріз проводу, що має стандарт:

$$F_{31} = 70/11 \text{ (мм}^2\text{)}.$$

Для інших ліній мережі вибір марки та перерізу проводу вибираємо аналогічно.

3.2.3 Перевірка перерізів за умовами допустимого нагрівання й оцінка втрат напруги у післяаварійних режимах

Як було зазначено, для кожної з ділянок мережі необхідно визначити той післяаварійний режим при найбільших навантаженнях підстанцій, в якому має місце максимальний потік потужності. За визначених умов потрібно виконати перевірку перерізу за допустимим нагріванням здійснюючи порівняння значень струму в максимальному режимі з $I_{\text{доп}}$, прийнятне для вибраної марки проводу. Особливу увагу при цьому варто звернути на слабко завантажені в нормальних режимах ділянки кільцевих мереж, де досить часто перерізи прийняті мінімальними за умовами відсутності коронування проводів.

У зв'язку з тим, що в більшості випадків розрахункові схеми для післяаварійних режимів у мережі, що проектується, відрізняються від схеми для нормального режиму лише параметрами ділянки, де розглядається аварія (випадок відключення одного ланцюга дволанцюгової лінії), або відсутністю зв'язку між двома вузлами (випадок відключення однієї з головних

ділянок кільцевої або двоконтурної мережі), то розрахунок поточкорозподілу в них робиться досить просто і не потребує ЕОМ.

Для розрахунку післяаварійних режимів можна замінити ємнісі провідності П-подібних заступних схем ліній електропередачі половинами їхньої зарядної потужності Q_c , розрахованої за номінальною напругою, і замінити навантаження підстанції “розрахунковими навантаженнями”, що визначаються за виразом

$$\dot{S}_{\text{розрі}} = \dot{S}_{\text{приві}} - j \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^k Q_{Cij} / 2, \quad (3.5)$$

де $j = 1, \dots, k$ – номери вузлів, безпосередньо зв’язаних із вузлом і лініями електропередачі.

Параметри режиму (потоки потужності на початку і на кінці кожної ділянки розрахункової схеми, напруги в її вузлах) визначаються методом розрахунку в два етапи при відомих з лекційного курсу припущеннях. Мережі з двома номінальними напругами розраховуються з припущенням, що пристрої РПН триобмоткових трансформаторів або автотрансформаторів забезпечують на стороні середньої напруги рівень на 5–10% вище номінальної.

Після визначення напруг у вузлах необхідно оцінити максимальну величину втрати напруги у відсотках від номінальної. Якщо мережа має ділянки з двома номінальними напругами, то ці втрати визначаються лише для того рівня, де розглядається аварія. Отримані значення втрат напруги не повинні перевищувати 20% від номінальної. Якщо ця умова задовольняється, то умовно передбачається, що пристрої РПН двообмоткових трансформаторів можуть забезпечити на шинах 10 кВ напругу відповідно за принципом зустрічного регулювання. Якщо ж вона не задовольняється, то розглянутий варіант схеми мережі може бути вилучений із подальшого розгляду як технічно не доцільний.

3.2.4 Вибір кількості та потужності трансформаторів

В практиці проектування електричних мереж (ЕМ) вибір трансформаторів відносять до вибору основного обладнання трансформаторних підстанцій (ПС) і його здійснюють на основі детального аналізу можливостей систематичних перевантажень трансформаторного обладнання понижувальних підстанцій в нормальних режимах з врахуванням реального графіка, коефіцієнта початкового навантаження, а також температури навколишнього середовища. Проте, в курсовому проектуванні, потужність трансформаторного обладнання на понижувальних підстанціях може бути вибрана з умови допустимого перевантаження в післяаварійних режимах на 40 % на термін максимального навантаження загальною добовою тривалістю не більше 6 годин протягом не більше 5 діб. Коефіцієнт заповнення добового графіка навантаження трансформатора (коефіцієнт навантаження) k_n в вказаних режимах не повинен бути більшим 0,75, а коефіцієнт початкового

навантаження $k_{н.н}$ не повинен перевищувати 0,93. Оскільки виникнення післяаварійного режиму розглядається в період проходження абсолютного річного максимуму навантаження, то аналіз заданого зимового добового графіка навантаження споживачів (рис.3.3) дозволяє встановити відповідність заданих умов вищевказаним (тривалість добового максимуму 2 год. < 6 год., $k_n = 0.69 < 0.75$ та $k_{н.н} = 0.805 < 0.93$) та можливість використання принципу 40-відсоткового перевантаження при виборі трансформаторів на підстанціях мережі, яка проектується, тобто за умовою

$$S_{т.ном} \geq P_{н.мах}/1.4(n_T - 1)\cos\varphi_n, \quad (3.6)$$

де $n_T \geq 2$ – кількість однотипних трансформаторів, які встановлюються на підстанції за умов забезпечення надійності.

Умова (3.6) в такому вигляді використовується у разі вибору потужності двообмоткових трансформаторів. У випадку встановлення триобмоткових трансформаторів або автотрансформаторів (АТ) вона перетворюється до виду

$$S_{т.ном} \geq (S_{сн.мах} + S_{нн.мах})/1.4(n_T - 1), \quad (3.7)$$

де $S_{сн.мах}$, $S_{нн.мах}$ – максимальні повні потужності навантаження відповідно на стороні середньої (СН) та нижчої (НН) напруг.

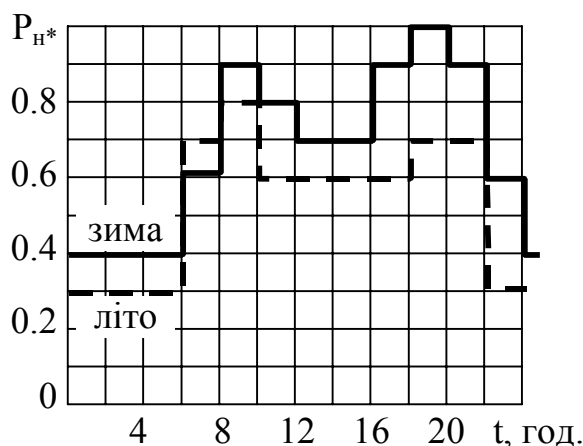


Рисунок 3.3 - Добові графіки навантаження пунктів 1–6 і А

Крім того, у випадку встановлення автотрансформаторів, номінальна потужність обмотки нижчої напруги яких $S_{нн.ном}$ відрізняється від номінальної потужності автотрансформатора $S_{ат.ном}$ в α разів ($S_{нн.ном} = \alpha S_{ат.ном}$; $\alpha < 1$), умова (3.7) повинна бути доповнена наступним:

$$S_{ат.ном} \geq S_{нн.мах}/\alpha. \quad (3.8)$$

Перевірка за умовою (3.6) здійснюється повторно у тих випадках, коли в результаті розрахунку режиму з'являється необхідність встановлення на стороні НН компенсувальних пристроїв.

Якщо в складі навантаження підстанції є споживачі першої категорії,

то кількість трансформаторів, які встановлюються, повинна бути не менше двох. Встановлення трьох та більше трансформаторів дозволяє помітно знизити їх сумарну потужність порівняно з встановленням двох трансформаторів, але приведені витрати на підстанцію в цілому виявляються перевищеними внаслідок зростання питомих витрат (на 1 кВА) при зменшенні одиничної потужності трансформаторного обладнання. Тому встановлення на підстанціях більше двох трансформаторів або АТ застосовується лише в спеціальних випадках.

На підстанціях, які здійснюють електропостачання споживачів другої та третьої категорій, допускається встановлення одного трансформатора за наявності в районі мережі централізованого пересувного трансформаторного резерву та можливості заміни пошкодженого трансформатора за час не більше двох діб. Якщо відповідно до завдання лише 1 – 2 пункти споживання не мають споживачів першої категорії, то на стадії порівняння варіантів доцільно керуватися тими ж міркуваннями, що і у випадку проектування ліній електропередачі, тобто забезпеченням того ж рівня надійності електропостачання. Так, якщо прийнято рішення про живлення таких підстанцій за резервованою схемою, то доцільне встановлення на них двох трансформаторів. Остаточне рішення про встановлення одного або двох трансформаторів приймається на основі результатів порівняння варіантів за техніко-економічними показниками. Потужність трансформатора на однотрансформаторній підстанції вибирається за максимальним навантаженням пункту споживання.

Приклад 3.3. Вибір трансформаторів для варіантів схем ЕМ (рис. 3.2)

Для третього вузла схеми ЕМ, поданої на рис. 3.2, розрахункова потужність трансформатора:

$$S_{Т1} = \frac{15.17}{2 \cdot 0.7} = 10.84, \text{ МВА.}$$

У відповідності із цим значенням вибираємо з [4] стандартний трифазний двообмотковий трансформатор з номінальною потужністю 16 МВА.

Оскільки в третьому вузлі присутній споживач першої та другої категорій, то кількість трансформаторів вибираємо рівною двом. Аналогічно вибираємо трансформатори для інших вузлів.

Розраховуємо коефіцієнт перевантаження

$$K_{нз} = \frac{15.17}{16(2-1)} = 0.948.$$

Вибрані трансформатори та їх номінальні параметри зводимо в табл. 3.1.

Таблиця 3.1 - Каталогні дані вибраних трансформаторів

№	Тип Трансформатора	S _{ном} , МВА	Межі регулювання	Каталожні дані					Розрахункові дані		
				U _{вн}	U _{нп}	U _к	ΔP _к	ΔP _х	R _Т	X _Т	ΔQ _х
1	ТРДН 10000/110	10	±9·1.78%	115	11	10.5	60	14	7.95	139	70
2	ТРДН 25000/110	25	±9·1.78%	115	10.5	10.5	120	27	2.54	55.9	175
3	ТРДН 25000/110	25	±9·1.78%	115	10.5	10.5	120	27	2.54	55.9	175
4	ТДН 16000/110	16	±9·1.78%	115	10.5	10.5	85	19	4.38	86.7	112

3.2.5 Вибір схем електричних з'єднань підстанцій

Тип схеми на стороні вищої напруги (ВН) підстанції ПС визначається її категорією, призначенням та місцем розташування в електричній системі. Згідно із сучасною класифікацією всі ПС діляться на три категорії:

I – ПС 35–330 кВ, які споруджуються по спрощених схемах на стороні ВН (як правило, без вимикачів або з їх малою кількістю), одно- та двотрансформаторні з кількістю високовольтних ліній (ВЛ) на ВН до 2 і на СН (якщо така є в наявності) – до 6;

II – прохідні (транзитні) ПС 110-500 кВ, переважно двотрансформаторні (можливе встановлення до 4 трансформаторів) з кількістю ВЛ на ВН до 4, на СН – до 10, з кількістю вимикачів на стороні ВН до 9 (в окремих випадках до 12);

III – потужні вузлові ПС системного призначення 330–750 кВ з числом АТ до 4, з числом ВЛ на ВН до 8, на СН – до 14 (в окремих випадках 2 СН).

На рівні курсового проектування, як правило, підстанції електричної мережі, що проектується, відносяться в основному до перших двох категорій. Обґрунтований вибір їх схем в загальному випадку є складною техніко-економічною задачею, розв'язування якої в кожному конкретному випадку вимагає врахування багатьох факторів, що виходить за рамки проекту. На сьогодні розроблено перелік типових схем підстанцій різних категорій [4, 7], з числа яких потрібно зробити вибір доцільних за технічними міркуваннями схем, без детальних техніко-економічних обґрунтувань. Нижче надається коротка характеристика тих схем, ПС які можуть бути використані в варіантах схем електричної мережі, що проектується, а також на ВН конденсаційних електричних станцій (КЕС) та системних підстанцій.

В тих варіантах, де розглядається повністю або частково нерезервоване електропостачання пунктів з споживачами 2-ї та 3-ї категорій, на стороні ВН можуть бути використані схеми, представлені на рис. 3.4 (схеми на стороні НН будуть розглянуті далі). Всі схеми відносяться до типу блочних і отримують живлення від тупикових повітряних ліній або по відгалуженню від ПЛ транзитних.

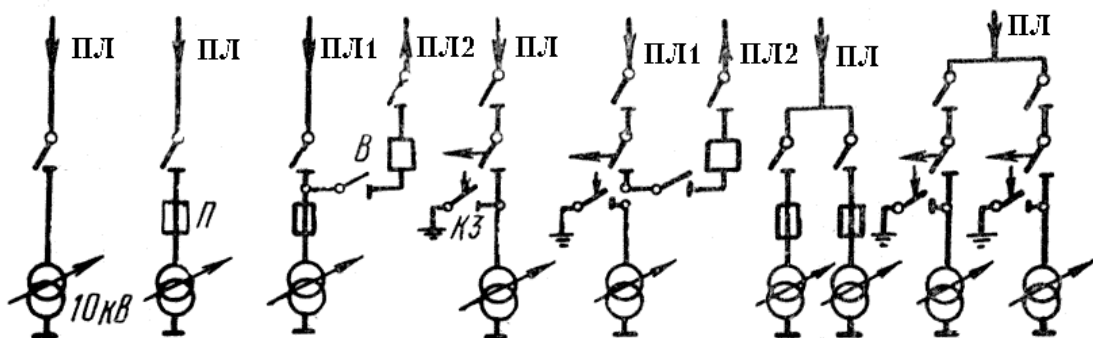


Рисунок 3.4 - Схеми одно- та двотрансформаторних підстанцій, що приєднуються до одноланцюгових ПЛ 35–110 кВ

При електропостачанні двотрансформаторних підстанцій по резервованих схемах можуть бути рекомендовані схеми, показані на рис. 3.5. Для тупикових підстанцій, використовується схема “два блоки з вимикачами та автоматичною перемичкою зі сторони трансформаторів” – схема – а), в якій встановлюється вимикач з приводом двосторонньої дії. Відомо, що аварійність ПЛ вища, ніж в трансформаторах, тому така схема дозволяє підключити трансформатор, який працює в блоці з пошкодженою лінією, до лінії, яка залишилася в роботі – схема – б).

Аналогічна схема застосовується для підключення підстанції “на відпайках” до магістральної дволанцюгової лінії. Секціонування ділянок цієї лінії здійснюється за рахунок встановлення на вході ВЛ роз’єднувачів. В цьому випадку при виході в ремонт будь-якого з ланцюгів на будь-якій з ділянок можна зберегти нормальну схему на інших ділянках.

На підстанціях кільцевої мережі використовується схема містка з вимикачем в перемичці і з вимикачами в ланцюгах трансформаторів – схема – в). При ревізії або ремонті вимикача він шунтується “ремонтною перемичкою” з двох роз’єднувачів, яка дозволяє зберегти кільце в замкненому стані. Якщо від підстанції, яка живиться по двох ПЛ, відходить одна радіальна лінія, то вона комутується за схемою подвійного містка – схема – г). Подальшим розвитком останньої схеми є потрійний місток (з трьома вимикачами в перемичці), який використовується в тих випадках, коли на шини підстанції є транзитний перетік потужності і від неї відходить дволанцюгова тупикова ПЛ – схема – д).

Для потужних підстанцій 220–500 кВ, які віддають потужність в мережі СН та НН, рекомендується схема чотирикутника, а за наявності транзитної потужності (4 ПЛ ВН) – схема розширеного чотирикутника (режими - ж), д).

За кількості приєднань на стороні ВН більше 6 при напругах 110–220 кВ використовується типова схема з одною робочою системою шин, що секціонована вимикачем (СВ), і обхідною – схема - і. Подання напруги на останню систему шин здійснюється при увімкненні обхідного вимикача (ОВ) при аварійному відключенні або виведенні в ремонт однієї із секцій робочої системи шин.

Для відкритих розподільчих пристроїв ВРП 500 кВ КЕС рекомендується використовувати схему "3/2", а на системних підстанціях схеми з’єднань умовно подаються у вигляді подвійної системи шин з приєднанням кожної ПЛ через 2 вимикачі.

Схеми підстанцій з автотрансформаторами і триобмотковими трансформаторами на стороні СН визначаються кількістю ПЛ, які відходять. Так, наприклад, при двох ПЛ на стороні 220 кВ доцільно використовувати схему чотирикутника. При парній кількості ліній, які відходять (від 4 до 10) в проекті на стороні СН таких підстанцій рекомендується застосовувати одинарну секціоновану систему шин з вимикачами в ланцюгах автотрансформаторів (триобмоткових трансформаторів).

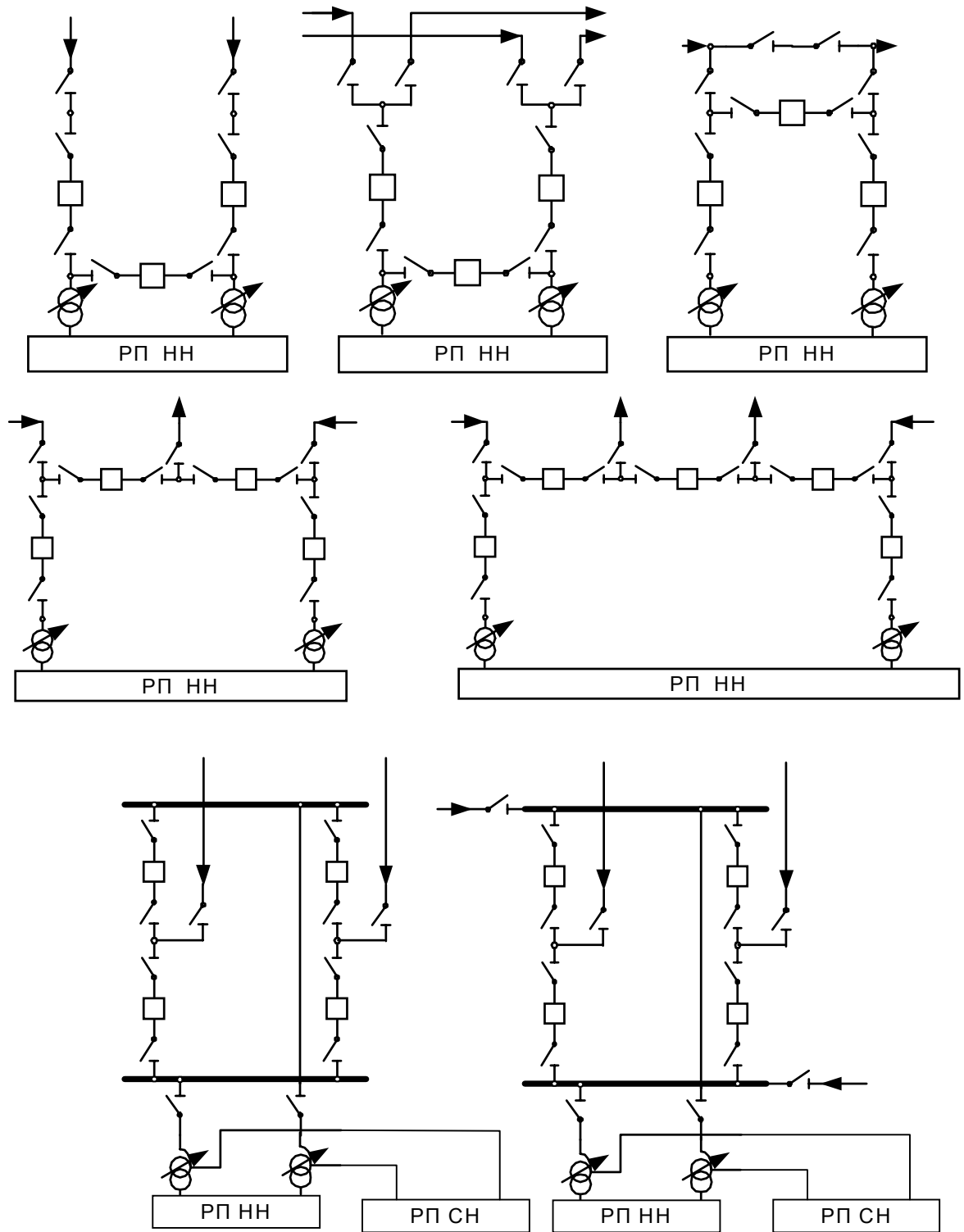


Рисунок 3.5 - Схеми двотрансформаторних підстанцій, що приєднуються до двох та більше ПЛ 35–110 кВ

Така ж схема рекомендується і на стороні НН всіх підстанцій, оскільки питання обмеження струмів к.з. (застосування одинарних або подвійних реакторів, трансформаторів з розщепленою обмоткою НН) в проекті електричної мережі детально не розглядаються. В тих випадках, коли вибрані трансформатори мають розщеплену обмотку НН (наприклад, трансформатори типу ТРДН), на схемах вони умовно подаються увімкненими паралельно. При зображенні схем на стороні 10 кВ слід мати на увазі, що всі комплектні трансформаторні підстанції блочного типу (КТПБ) обов'язково комплектуються комплектними розподільними пристроями (КРП).

Наявність в автотрансформаторах регулювальних пристроїв під навантаженням (РПН) на стороні СН в деяких випадках необхідна для забезпечення незалежності регулювання напруги на шинах СН і НН при установці лінійних регулювальних трансформаторів (ЛРТ), які вмикаються в блоці з обмоткою НН автотрансформатора.

При встановленні на потужних підстанціях синхронних компенсаторів (СК), які мають автоматичні регулятори збудження, останні забезпечують підтримку напруги на шинах 10 кВ у відповідності з принципом зустрічного регулювання, у зв'язку з чим у застосуванні лінійних регулювальних трансформаторів (ЛРТ) немає необхідності. При увімкненні на шини 10 кВ комплектних конденсаторних установок (ККУ), які забезпечують, як правило, компенсацію лише частини реактивного навантаження даної підстанції, необхідність застосування ЛРТ зберігається.

Для завершення слід відзначити, що існуюча в світовій практиці, прогресивна тенденція полягає в заміні відокремлювачів в ланцюгах трансформаторів і в схемах підстанцій на вимикачі навантаження, розраховані на відключення робочих струмів, а не тільки струмів холостого ходу. Окрім цього, все більше в ланцюгах ПЛ і трансформаторах починають застосовувати роз'єднувачі з дистанційним приводом, які включені в цикл автоматики. Застосування цих комутаційних апаратів в ряді схем, слід виконувати у відповідності з рекомендаціями, викладеними в [7].

Варіанти, що підлягають порівнянню з метою вибору з них оптимального, повинні задовольняти умову економічного зіставлення. Стосовно до варіантів мережі, що проектується, це означає, що вони повинні забезпечувати однаковий корисний відпуск електроенергії споживачам. Оскільки вихідними даними для проектування є максимальні значення і добові графіки навантаження підстанцій (а відповідно, кількість годин їх використання), то всі заплановані на попередньому етапі варіанти схем повинні задовольняти вказану умову.

Вибір оптимального варіанта проводиться, як і раніше, за критерієм мінімуму приведених народногосподарських затрат Z_{Σ} , хоча останнім часом вибір варіантів господарювання здійснюється за критерієм ефективності [8]. Оцінка економічної ефективності інвестицій по річних результатах і на сьогодні є продуктивною на етапі попереднього проектування. Тому

приведені витрати Z_{Σ} можна визначити:

$$Z_{\Sigma} = E_n K_{\Sigma k} + V_{\Sigma k} + V_{\Delta w} + Z_6, \quad (3.8)$$

де $E_n = 0,12$ – нормативний коефіцієнт порівняльної ефективності капіталовкладень; також може бути використаний коефіцієнт дисконтування E , що дорівнює $0,1-0,2$; $K_{\Sigma k}$ – сумарні одночасові капітальні вкладення; $V_{\Sigma k}$ – сумарні щорічні відрахування на амортизацію, поточний ремонт та обслуговування; $V_{\Delta w}$ – сумарні витрати на відшкодування втрат потужності та електроенергії; Z_6 – сумарний імовірний народногосподарський збиток від аварійних і планових перерв в електропостачанні споживачів.

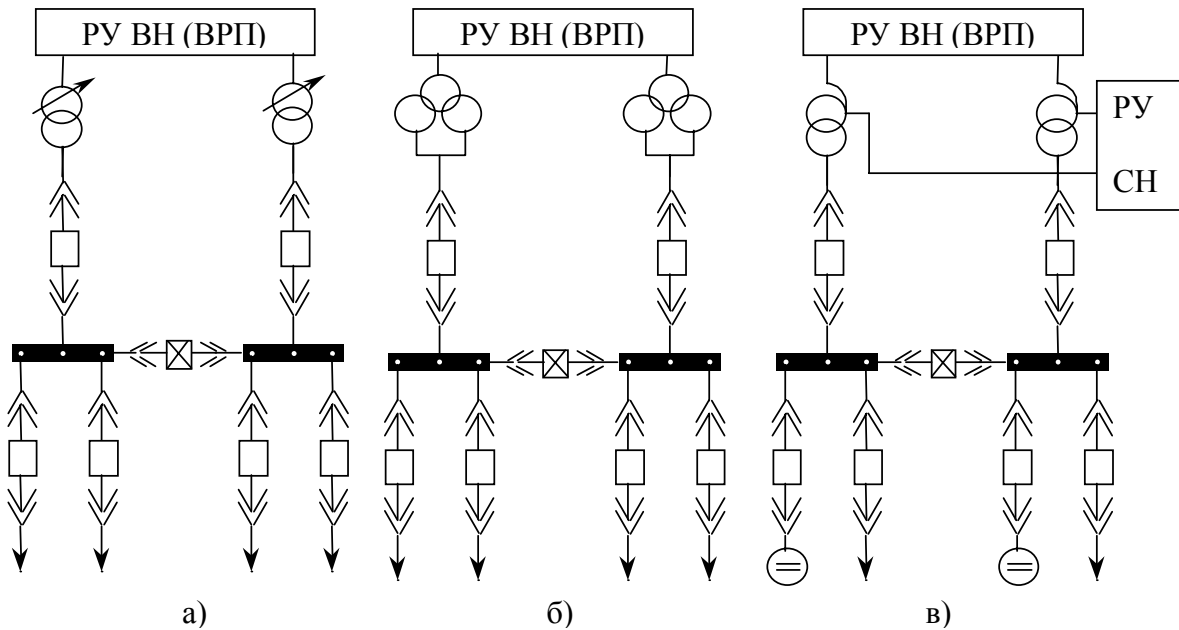


Рис. 3.6. Схеми підстанцій на стороні нижчої та середньої напруг
 а) з двообмотковими трансформаторами; б) з трансформаторами з розщепленою обмоткою НН; в) з автотрансформаторами та синхронними компенсаторами

Використання виразу (3.8) припускає, що спорудження мережі, яка проектується, проводиться протягом року, тобто не враховується розподіл затрат в часі. При визначенні сумарних приведених затрат (3.8) обов'язковою умовою є виключення тих складових в кожному із варіантів, які відповідають однаковим за своїми технічними характеристиками об'єктам в тих варіантах, які порівнюються.

При зіставленні варіантів таких невеликих об'єктів, якими є мережа, що проектується, рівноеконічними вважаються варіанти, значення приведених затрат для яких відрізняються не більше ніж на 5%. Вибір варіанта з числа рівноеконічних проводиться з урахуванням низки додаткових характеристик, які звичайно не мають економічних еквівалентів. До них відноситься простота, надійність та оперативна гнучкість схеми, можливість її подальшого розвитку (розширення) при зростанні навантажень, зручність в експлуатації, витрати кольорового металу на проводи, кількість необхідного електрообладнання і т.п. Рішення з врахуванням цих характе-

ристик приймається при обов'язковому погодженні з умовами забезпечення надійного і якісного електропостачання споживачів.

Якщо спорудження електричної мережі, що проектується, відбувається з врахуванням розподілу затрат в часі, то вибір оптимального варіанта проводиться за критерієм динамічних затрат $Z_{\Sigma t}$, які визначаються:

$$Z_{\Sigma t} = \sum_{t=1}^T [(E \cdot K_t + \Delta B_t + \Delta Z_{от}) \cdot (1 + E)^{t-1}], \quad (3.9)$$

де K_t , ΔB_t , $\Delta Z_{от}$ – відповідно капітальні вкладення у t -поточний рік спорудження ЕМ; зміна щорічних поточних відрахувань та вартості втрат електричної енергії; зміна поточного збитку; t – поточний рік спорудження; T – період спорудження ЕМ.

Проте яким би критерієм вибору кращого варіанта розвитку ЕМ не користувались для методу поваріантного порівняння необхідно підготувати технічно доцільні варіанти. Для визначення технічно доцільних варіантів визначають цілий ряд показників, до яких відносять, в тому числі, і втрати напруги для більш віддаленого вузла.

Приклад 3.4. Вибір схем підстанцій для варіантів схем ЕМ (рис. 3.2)

Вибір схем підстанцій проводиться за методикою викладеною в [4], в основу якої покладений критерій надійності і економічності.

Враховуючи вказані положення для 1, 2 та 3 підстанцій ЕМ можна запропонувати схеми, подані у табл. 3.2 (рис. 3.5).

Для закритих розподільних пристроїв (ЗРП) кожної підстанції можна застосувати будь-яку з запропонованих нижче схем (рис. 3.6). ЗРП комплектуються комплектними установками (КРУ), тобто комплектними розподільними пристроями (КПП).

Таблиця 3.2 - Схеми ВРП підстанцій для ЕМ, що проектується

№ вузла	Назва схеми	Область використання			Додаткові умови Застосування
		U, кВ	Сторона	К-ть ліній	
1	Одна секціонована система шин з обхідною	110	ВН	4	Можливість поділу ВРП на час ремонту будь-якого вимикача
2	Місток з вимикачем в перемикачів та вимикачів в ланцюгах трансформаторів	35–220	ВН	2	Прохідна підстанція, потужність трансформаторів не більше 125 МВА
3	Блок (лінія – трансформатор) з вимикачем	35–220	ВН	1	(2 блоки) Тупикова підстанція

3.2.6 Визначення втрат напруги у схемі електричної мережі

Розглянемо схему заміщення розподільної мережі, приведену на рис. 3.7. При електричному розрахунку відомі потужності у вузлах S_k , напруга на початку лінії U_1 , опір ділянок лінії Z_{kj} , де k – номер вузла початку лінії ($k = 1, 2$); j – номер вузла кінця ділянки лінії ($j = 2, 3$). Необхідно визначити напруги у вузлах та потужності на ділянках лінії S_{ij} .

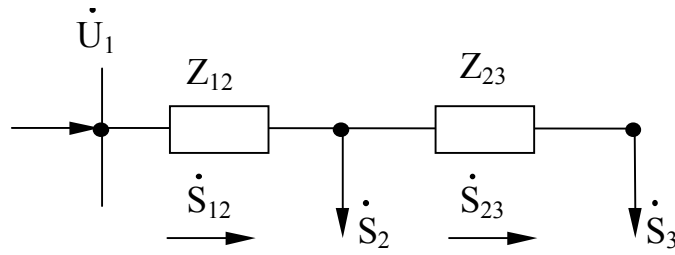


Рисунок 3.7 – Заступна схема розподільної мережі

Потужності \dot{S}_{kj} визначаються з врахуванням балансу потужності відносно відповідних вузлів:

$$\dot{S}_{23} = \dot{S}_3; \quad \dot{S}_{12} = \dot{S}_2 + \dot{S}_3. \quad (3.10)$$

При цьому активні і реактивні потужності на ділянках лінії рівні:

$$P_{23} = P_3; \quad P_{12} = P_2 + P_3. \quad (3.11)$$

$$Q_{23} = Q_3; \quad Q_{12} = Q_2 + Q_3. \quad (3.12)$$

При розрахунку напруг необхідно перевірити, щоб найнижчий рівень напруги у вузлах був не менше допустимого. Замість визначення найнижчого рівня напруги для певних вузлів звичайно оцінюють найбільшу втрату напруги до цих вузлів. Різниця між напругами джерела живлення і вузла з найнижчим рівнем напруги називається найбільшою втратою напруги у схемі ЕМ. Для мережі на рис. 3.7 $\Delta U_{нб} = U_1 - U_3$.

Найбільша втрата напруги в загальному випадку:

$$\Delta U_{нб} = \sum_m \Delta U_{kj}, \quad (3.13)$$

де ΔU_{kj} – втрати напруги на ділянці лінії; m – кількість ділянок лінії. Для схеми електричної мережі з визначеними потужностями на ділянках ліній втрати напруги розраховуються:

$$\Delta U_{нб} = \sum_m (P_{kj} r_{kj} + Q_{kj} x_{kj}) / U_{ном}, \quad (3.14)$$

де r_{kj} – активний опір ділянки лінії; x_{kj} – реактивний опір на ділянці лінії; P_{kj} , Q_{kj} – активна та реактивна потужності на розглянутих ділянках лінії.

Для схеми електричної мережі, поданої на рис.3.5

$$\Delta U_{нб} = \frac{P_{12} r_{12} + Q_{12} x_{12}}{U_{ном}} + \frac{P_{23} r_{23} + Q_{23} x_{23}}{U_{ном}}. \quad (3.15)$$

Надамо цій формулі інший вид, врахувавши (3.11) – (3.12) і позначивши:

$$r_2 = r_{12}; \quad (3.16)$$

$$r_3 = r_{12} + r_{23}; \quad (3.17)$$

$$x_2 = x_{12}; \quad (3.18)$$

$$x_3 = x_{12} + x_{23}. \quad (3.19)$$

Для цього підставимо вирази (3.16) – (3.19) в (3.15) і використаємо (3.11) – (3.12). Тоді

$$\Delta U_{нб} = \frac{(P_2 + P_3) r_2 + (Q_2 + Q_3) x_2}{U_{ном}} + \frac{P_3 (r_3 - r_2) + Q_3 (x_3 - x_2)}{U_{ном}}, \quad (3.20)$$

або

$$\Delta U_{\text{нб}} = \frac{P_2 r_2 + Q_2 x_2}{U_{\text{ном}}} + \frac{P_3 r_3 + Q_3 x_3}{U_{\text{ном}}} = \frac{\sum_{k=2}^n (P_k r_k + Q_k x_k)}{U_{\text{ном}}}, \quad (3.21)$$

де r_k, x_k – опір від вузла 1 до вузла k ; P_k, Q_k – потужність навантаження k -го вузла; n – кількість вузлів.

Формула (3.21) справедлива для будь-якої кількості вузлів.

Якщо перерізи проводів F_{kj} на всіх ділянках лінії однакові, тоді

$$\Delta U_{\text{нб}} = \frac{1}{U_{\text{ном}}} \left(r_0 \sum_{k=2}^n P_k l_k + x_0 \sum_{k=2}^n Q_k l_k \right), \quad (3.22)$$

де l_k - опір від вузла 1 до вузла k .

Приклади визначення втрат потужності в ЕМ запропоновані у 2-ому розділі.

Розглянемо як визначається найбільша втрата напруги в розгалуженій мережі (рис.3.8). Для цього визначимо втрати напруги $\Delta U_{13}, \Delta U_{15}$:

$$\Delta U_{13} = \Delta U_{12} + \Delta U_{23};$$

$$\Delta U_{15} = \Delta U_{12} + \Delta U_{24} + \Delta U_{45}.$$

Якщо $\Delta U_{24} + \Delta U_{45} > \Delta U_{23}$, тоді $\Delta U_{15} > \Delta U_{13}$ і ΔU_{15} – найбільша втрата напруги.

Таким чином, найбільша втрата напруги у відповідних варіантах схем ЕМ дозволяє оцінити схеми з точки зору якості напруги, і визначити склад варіантів до техніко-економічного аналізу (ТЕА). Слід пам'ятати, що при визначенні складу варіантів до ТЕА враховуються також такі показники як сумарна довжина ліній ЕМ в одно та дволанцюговому виконанні, кількість та потужність трансформаторів, кількість вимакачів на споживальних підстанціях і, нарешті, кількість та потужність ККУ, які вибираються з балансу потужностей.

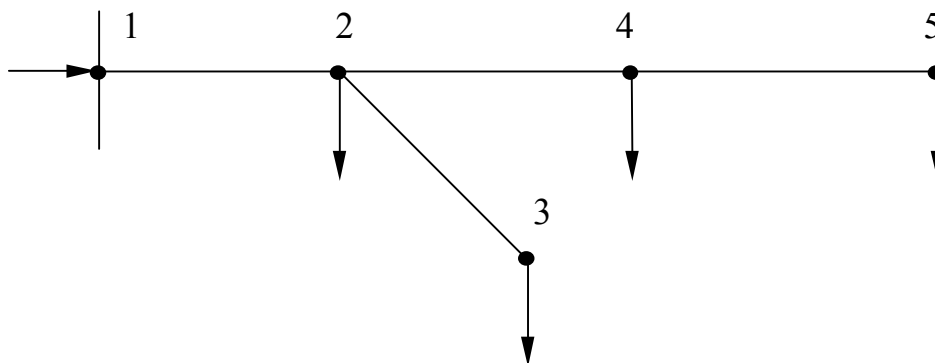


Рисунок 3.8 - Конфігурація розгалуженої розподільчої мережі

3.2.6 Баланс активної і реактивної потужності в електричних мережах

Джерела активної потужності в кожному мить усталеного режиму повинні віддавати у систему таку потужність, яка необхідна всім споживачам, враховуючи втрати активної потужності в усіх елементах. Тобто, баланс активної потужності за умов незмінної частоти має вигляд

$$P_{\Sigma\Gamma} = P_{\Sigma C}, \quad (3.23)$$

де $P_{\Sigma\Gamma}$ – сумарна активна потужність всіх джерел, задіяних у процесі виробництва електричної енергії; $P_{\Sigma C}$ – сумарна активна потужність споживання електричної енергії.

$$P_{\Sigma C} = \sum_{i=1}^n K_{pi} P_{ni} + \sum \Delta P_{em}, \quad (3.24)$$

де n – кількість вузлів навантаження у схемі електричної системи; K_{pi} – коефіцієнт одночасності максимального активного навантаження (якщо величина K_{pi} не надана, то вона приймається 0.9); P_{ni} – активна потужність i -того вузла навантаження; $\sum \Delta P_{em}$ – сумарні витрати активної потужності в лініях і трансформаторах електричної мережі (на етапі порівняльної оцінки варіантів схем електричних мереж. $\sum \Delta P_{em}$ можна приймати 5% від $\sum_{i=1}^n P_{ni}$).

Балансу активної потужності в залежності від коефіцієнтів потужності відповідає баланс реактивної потужності.

Рівняння балансу реактивної потужності може бути записане:

$$Q_{\Sigma\Gamma} = Q_{\Sigma C}, \quad (3.25)$$

де $Q_{\Sigma\Gamma}$ – сумарна генерація реактивної потужності; $Q_{\Sigma C}$ – сумарна реактивна потужність споживання.

Реактивна потужність, що генерується в електричній мережі, відповідає такому співвідношенню:

$$Q_{\Sigma\Gamma} = \sum_{j=1}^m P_j \operatorname{tg}(\arccos \varphi_j) + \sum_{\substack{i=1 \\ j=1 \\ i \neq j}}^{n+m} Q_{ij} \cdot \sum_{\substack{k=1 \\ kei}}^{n_{кп}} Q_{kkn}, \quad (3.26)$$

де m – кількість джерел активної потужності; P_j – активна потужність j -го джерела; $\cos \varphi_j$ – коефіцієнт потужності j -того джерела; ($\cos \varphi_j = 0,85$ – для електричних станцій; $\cos \varphi_j = 0,9-0,92$ – для системних підстанцій;) Q_{Cij} – зарядна потужність відповідних i, j -ліній, що з'єднують джерела і вузли споживання; $n_{кп}$ – кількість компенсувальних пристроїв для підтримання необхідного балансу реактивної потужності; Q_{kkn} – реактивна потужність k -го компенсувального пристрою.

Зарядна потужність на етапі порівняльних оцінок прийнятних до розгляду варіантів електричної мережі можна визначити наближено за таких умов:

Питома зарядна потужність приймається як усереднене значення в залежності від номінальної напруги і становить для 110 кВ – 30, кВАр/км;

150 кВ – (50-55), кВАр/км; 220 кВ – 120, кВАр/км.

Сумарна потужність компенсувальних пристроїв в $-\sum_{k=1}^{n_{\text{КП}}} Q_{\text{Ккп}}$ визначається як результат з рівняння (3.26).

Сумарна реактивна потужність споживання, в свою чергу, визначається за рівнянням:

$$Q_{\Sigma C} = \sum_{i=1}^n K_{Q_i} Q_{\text{нi}} + \sum_{i=1}^n \Delta Q_{\text{Тi}} + \sum \Delta Q_{\text{Л}}, \quad (3.27)$$

де K_{Q_i} – коефіцієнт одночасності максимального реактивного і-го навантаження; $Q_{\text{нi}}$ – реактивне навантаження і-го вузла електричної мережі ($Q_{\text{нi}} = P_{\text{нi}} \text{tg}(\arccos \phi_i)$); $\cos \phi_i$ – коефіцієнт потужності і-го навантаження; $\Delta Q_{\text{Тi}}$ – витрати реактивної потужності в трансформаторах і-го вузла навантаження (на етапі попередніх розрахунків приймається 8–12% від повної потужності і-го навантаження); $\sum \Delta Q_{\text{Л}}$ – сумарні витрати реактивної потужності в лініях електропередачі від повної потужності становить: 1–2% – для ЛЕП 35 кВ; 4–6% – для ЛЕП 110 кВ; 15–20% – для ЛЕП 220 кВ.

На підставі рівняння (3.25) балансу потужності визначається величина $\sum_{\substack{k=1 \\ \text{кеi}}}^{n_{\text{КП}}} Q_{\text{Ккп}}$. Основними типами компенсувальних пристроїв є синхронні

компенсатори та батареї статичних конденсаторів. В залежності від реактивної сумарної потужності: $\sum_{\substack{k=1 \\ \text{кеi}}}^{n_{\text{КП}}} Q_{\text{Ккп}}$ – можуть бути вибрані синхронні

компенсатори, якщо $\sum_{\substack{k=1 \\ \text{кеi}}}^{n_{\text{КП}}} Q_{\text{Ккп}} > 10 \text{ МВ} \cdot \text{Ар}$, або батареї статичних конденса-

торів при $\sum_{\substack{k=1 \\ \text{кеi}}}^{n_{\text{КП}}} Q_{\text{Ккп}} < 10 \text{ МВ} \cdot \text{Ар}$. Розташування компенсувальних пристроїв

залежить від схеми електричної мережі і в загальному випадку має здійснюватись на підставі розв'язування оптимізаційної задачі компенсації реактивної потужності. На проектному рівні компенсувальні пристрої можна розташовувати у вузлах з найменшим рівнем напруги, або з найменшим коефіцієнтом потужності.

Якщо за величиною реактивної потужності потрібно декілька батарей статичних конденсаторів, то їх рекомендовано [1, 4] розташовувати у вузлах з найнижчою напругою та у вузлах з найменшими коефіцієнтами потужності.

Для вибору компенсувальних пристроїв можна скористатись довідниковою літературою [4, 5], вибірка з якої подана у табл.3.3.

Приклад 3.5. Визначення балансу активних і реактивних потужностей в мережі, вибір і розташування компенсувальних пристроїв

Складемо баланс активної потужності для схеми ЕМ, що надана на рис.3.3.

$$P_{\Sigma \Gamma} = 0.9 \cdot (12 + 14 + 14) + 0.05 \cdot 40 = 38 \text{ МВт.}$$

Реактивна потужність $Q_{\Sigma T}$ від системної підстанції А визначається:

$$Q_{\Sigma T} = 38 \cdot \text{tg}(\arccos 0.92) = 12.54 \text{ МВАр.}$$

Балансу реактивної потужності в системі повинно відповідати рівняння:

$$12.54 + \sum_{i=1}^{n+m} Q_{cij} + \sum_{k=1}^{n_{kn}} Q_{Kkn} = 0.95(6.14 + 7.17 + 7.17) + 0.1(43.74) + 0.05(43.74).$$

Зарядна потужність лінії ЕМ залежить від їх довжини, тому:

$$\sum_{i=1}^{n+m} Q_{cij} = 0.03(21.18 + 12.1 + 21.18) = 1.63 \text{ МВАр.}$$

Зіставлення сумарної потужності споживачів із потужністю, що надходить від джерела електропостачання, дозволяє зробити висновок про необхідність установки компенсувальних пристроїв в електричній мережі.

Потреба в сумарній потужності КП визначається за формулою:

$$\sum_{k=1}^{n_{kn}} Q_{kn} = 0.95 \cdot 20.48 + 4.37 + 2.16 - 12.54 - 1.63 = 11.82, \text{ МВАр.}$$

Для компенсації реактивного навантаження споживачів і втрат реактивної потужності в мережах використовуються синхронні компенсатори та батареї статичних конденсаторів [4].

В запропонованій електричній мережі можна встановити 1 компенсувальний пристрій потужністю 10.5 мВ·Ар (табл.3.3). Тоді в електричній мережі буде спостерігатись дефіцит реактивної потужності приблизно в 4 мВ·Ар, що приведе до погіршення режиму за величинами напруг.

Якщо в точці поточкорозподілу, в точці 1, встановити два КП, потужностями 10.5 і 5 мВ·Ар, то буде мати місце надлишок реактивної потужності в 0.5 мВ·Ар. Умови регулювання напруги в такому випадку будуть найкращими, але вартість схеми збільшиться на 30 тис.у.о.

Для остаточного прийняття рішення щодо компенсації реактивної потужності необхідно виконати аналіз режиму і визначити економічні характеристики.

Таблиця 3.3 - Шунтові батареї статичних конденсаторів

Номінальна напруга, кВ	3 конденсаторами КС2-1.05-60			3 конденсаторами КС2-1.05-125		
	Потужність, МВАр		Розрахун. вартість, тис.у.о.	Потужність, МВАр		Розрах. вартість, тис.у.о.
	Установлена	Розпоряджув.		Установлена	Розпоряджув.	
6	2.9	2.4	18	6	4.9	24
10	5.0	3.8	30	10.5	7.9	40
35	17.3	13.5	100	36.0	28.0	130
110	52.0	44.5	290	108	93	390

3.3 Показники та критерії економічної ефективності

Методика оцінки економічної ефективності є складовою ТЕА і розроблена на основі загальних методичних положень визначення економічної ефективності інвестицій в енергетику (ГЛ 340.001–95), затверджених Міненерго України за погодженням з Мінекономіки України [7].

Методика [3, 9] призначена для визначення економічної ефективності інвестицій в розвиток енергосистем та електричних мереж, у тому числі в нове будівництво, розширення і реконструкцію ліній електропередачі та підстанцій.

У найбільш загальному вигляді критерієм економічної ефективності є додатне значення економічного ефекту

$$E = P - Z, \quad (3.28)$$

де P – результат (дохід); Z – одночасні та щорічні затрати за весь розрахунковий період будівництва та експлуатації електричної мережі.

Показники та критерії економічної ефективності інвестицій поділяються на інтегральні та елементарні. *Інтегральні показники* враховують сумарні дисконтовані доходи та затрати за розрахунковий період, приведені до початкової вартості, а *елементарні показники* визначають за окремі роки розрахункового періоду без дисконтування. Нагадуємо, що дисконт – це процентна банківська справка для регулювання попиту і пропозицій капіталів та стану платіжних балансів.

Для розрахунку критеріальних показників ефективності за кожний рік розрахункового періоду визначають такі вартісні показники:

1. *Капітальні вкладення або витрати* приймають на основі кошторисно-фінансових розрахунків в діючих цінах. На початковій стадії проектування розміри капітальних вкладень визначають за базовими показниками вартості елементів електричних мереж окремо для ліній $K_{лт}$ і підстанцій $K_{пст}$ [4]:

$$K_{лт} = \sum_{i,j}^{n+m} K_{Oij} l_{ij}; \quad (3.29)$$

$$K_{пст} = \sum_i^n (K_{тp,i} + K_{квi} + K_{кпi} + K_{постi} + K_{зрп}), \quad (3.30)$$

де K_{Oij} – розрахункова вартість 1 км лінії на i,j -й ділянці; l_{ij} – довжина i,j -ї ділянки; $K_{тp,i}$, $K_{квi}$, $K_{кпi}$ – розрахункові вартості трансформаторів, вимикачів та компенсувальних пристроїв, встановлених на i -й підстанції; $K_{постi}$ – постійна складова затрат для i -ї підстанції; $K_{зрп}$ – вартість ЗРП; $n+m$ – кількість ліній в ЕМ; m – кількість підстанцій.

Сумарні капітальні вкладення за рік t

$$K_t = K_{лт} + K_{пст}, \quad (3.31)$$

В умовах нестабільної економіки країни капітальні вкладення рекомендується визначати у твердій вільно конвертованій валюті. У даний час

прийнято, що ціни 1984 року в карбованцях [4] відповідають сучасним цінам в доларах США [7]. Для переходу до національної валюти необхідно приведені в довідниках показники вартості помножити на офіційний курс долара США на момент виконання розрахунків.

2. *Витрати на експлуатацію електричної мережі, що проектується* (річні витрати на технічне обслуговування та ремонт), розраховують в залежності від вартості основних виробничих фондів:

$$V_{et} = \frac{a_{e.л.}}{100} K_{лт} + \frac{a_{e.пс}}{100} K_{пс}, \quad (3.32)$$

де $a_{e.л.}$, $a_{e.пс}$ – норми витрат на технічне обслуговування і ремонт ліній та підстанцій, %.

Вартість основних фондів або інвестицій в t році рекомендується приймати рівною сумі інвестицій за попередні роки розрахункового періоду за вирахуванням сумарної початкової, тобто балансової вартості демонтованого за цей час обладнання. Норми [9] щорічних витрат на технічне обслуговування та ремонт приведені в табл.3.3.

3. *Амортизаційні відрахування на реновацію, тобто заміну зношеного обладнання за кожний рік розрахункового періоду визначають* в залежності від вартості основних виробничих фондів:

$$A_{pt} = \frac{a_{p.л.}}{100} K_{лт} + \frac{a_{p.л.с}}{100} K_{л.с}, \quad (3.33)$$

де $a_{p.л.}$, $a_{p.л.с}$ – норми [9] амортизаційних відрахувань на реновацію обладнання ліній і підстанцій приведені в табл.3.4.

4. *Вартість втрат електроенергії в мережі визначають* за формулою

$$V_{втрt} = \Delta W_t \Pi_{вх}, \quad (3.34)$$

де ΔW_t – втрати електроенергії; $\Pi_{вх}$ – тариф на вході в мережу (купівельна ціна). Втрати холостого ходу оцінюють з коефіцієнтом 0.78 – 0.8 до тарифу на вході.

5. *Дохід енергетичної компанії від транспортування електричної енергії без врахування ПДВ* (в даний час ПДВ на електроенергію відмінений)

$$D_{trpt} = W_t (\Pi_{вих} + \Pi_{вх}), \quad (3.35)$$

де W_t – кількість переданої споживачу електроенергії; $\Pi_{вих}$, $\Pi_{вх}$ – відповідно тарифи на виході і вході в електричну мережу, по якій здійснюється транспортування електричної енергії.

На даний час тарифи на електроенергію для всіх споживачів (крім населення) встановлені в доларах США. Перерахунок в національну валюту проводиться за офіційним курсом Національного банку України на момент купівлі (продажу) електричної енергії.

б. *Ліквідну (залишкову) вартість демонтованого в році t обладнання, термін служби якого не вийшов при заміні основних фондів, визначають* як різницю між початковою вартістю і сумою визначеного зносу

$$L_t = K_{\text{п}} - a_{\text{p}} t_e K_0 / 100, \quad (3.36)$$

де $K_{\text{п}}$ – початкова вартість обладнання, що демонтується; a_{p} – норма відрахувань на реновацію, % (табл.3.3); t_e – тривалість експлуатації обладнання до його демонтажу.

Для визначення економічної ефективності інвестицій розраховуємо показники, що характеризують результати діяльності енергопостачальних підприємств, такі як: балансовий прибуток; чистий прибуток; грошовий потік.

Балансовий прибуток, з якого сплачується податок, дорівнює різниці валового доходу за транспортування електроенергії і поточних річних витрат ($V_{\text{ет}}$ $V_{\text{втрп}}$) та амортизаційних відрахувань на реновацію:

$$\Pi_{\text{бт}} = D_{\text{трп}} - V_{\text{ет}} - V_{\text{втрп}} - A_{\text{пт}}. \quad (3.37)$$

Податок на прибуток

$$H_{\text{пт}} = p \Pi_{\text{бт}},$$

де p – ставка податку на прибуток (в даний час $p = 0.3$).

Поточний річний чистий прибуток

$$\Pi_{\text{пт}} = \Pi_{\text{бт}} - H_{\text{пт}} - V_{\text{кпт}}, \quad (3.38)$$

де $V_{\text{кпт}}$ – оплата процентів за кредит (якщо фінансування будівництва здійснюється за рахунок отримання кредиту).

Чистий грошовий потік дорівнює алгебричній сумі всіх доходів і затрат за рік, включаючи амортизаційні відрахування:

$$\Gamma \Pi_t = \Pi_{\text{пт}} + A_{\text{пт}}. \quad (3.39)$$

Основним інтегральним показником ефективності інвестицій є *дисконтований чистий прибуток (інтегральний ефект)* за період експлуатації електричної мережі, що проектується:

$$\Pi_{\text{дс}} = \sum_{t=1}^{T_e} \Gamma \Pi_t / (1 + E)^t - \sum_{t=1}^{T_6} (K_t - L_t) / (1 + E)^t, \quad (3.40)$$

де T_e – період експлуатації мережі, який рекомендується приймати рівним 20 років; T_6 – період будівництва мережі; E – норма дисконту, яка прирівнюється до процентної ставки Національного банку України за довготерміновими вкладеннями.

Реальну норму дисконту E визначають з врахуванням інфляції. У розрахунках на перспективу рекомендується приймати реальну норму дисконту $E=0,1$, що приблизно відповідає її рівню в країнах з розвинутою ринковою економікою. Інтегральний ефект використовують як основний критеріальний показник загальної та порівняльної ефективності інвестицій в динамічних задачах, коли будівництво електричної мережі ведеться більше одного року чи почергово, і поточні показники змінюються протягом розрахункового періоду, а також для статичних задач, коли інвестиції здійснюють протягом одного року, а поточні показники не змінюються протягом всього періоду експлуатації.

Критерієм загальної ефективності інвестицій є додатне значення інтегрального ефекту

$$\Pi_{\text{дс}} > 0.$$

При порівнянні альтернативних варіантів інвестиційних проектів критерієм порівняльної ефективності є умова:

$$\Pi_{\text{дс}} \rightarrow \max.$$

Для статичних задач при $T_6 = 1$, $T_e \rightarrow \infty$ та $\Gamma\Pi_t = \text{const}$ формула спрощується:

$$\Pi_{\text{дс}} = \Gamma\Pi_t/E - (K - L), \quad (3.41)$$

де K , L – відповідно капітальні вкладення в межах одного року та ліквідна вартість демонтованого та реалізованого обладнання.

Для оцінки загальної ефективності в статичних задачах застосовують додаткові елементарні показники ефективності — *рентабельність інвестицій та термін їх окупності*.

Рентабельність інвестицій (проста норма прибутку) характеризує частку капітальних вкладень, яка повертається щорічно у вигляді прибутку,

$$R_i = (\Pi_{\text{pt}} + A_{\text{pt}})/(K - L). \quad (3.42)$$

Критерієм загальної ефективності інвестицій є умова

$$R_i > E. \quad (3.43)$$

Термін окупності інвестицій дорівнює зворотній величині рентабельності інвестицій

$$T_{\text{oki}} = 1/R_i, \quad (3.44)$$

Критерієм загальної ефективності інвестицій є умова

$$T_{\text{ok}} < 1/E. \quad (3.45)$$

При порівнянні варіантів схем електропостачання промислових об'єктів, для яких неможливо визначити долю прибутку енергетичних служб, можна використати затратну частину інтегрального ефекту, порівнюючи сумарні дисконтовані затрати без врахування амортизаційних відрахувань на реновацію,

$$Z_{\text{дс}} = \sum_{t=1}^{T_e} (B_{\text{ет}} + B_{\text{вгпт}})/(1+E)^t + \sum_{t=1}^{T_e} (K_t - L_t)/(1+E)^t. \quad (3.46)$$

Для статичних задач при $T_6 = 1$, $T_e \rightarrow \infty$ та $B_{\text{ет}} + B_{\text{ампт}} = \text{const}$ формула спрощується:

$$Z_{\text{дс}} = (B_{\text{ет}} + B_{\text{ампт}})/E + (K - L). \quad (3.47)$$

Критерієм порівняльної ефективності інвестицій є умова

$$Z_{\text{дс}} \rightarrow \min. \quad (3.48)$$

Критерій можна використовувати при техніко-економічному порівнянні варіантів схем електропостачання промислових підприємств та інших об'єктів. При цьому втрати потужності приймають на основі розрахунків режимів роботи мережі. Електроенергію, що передається за рік, рекомендується визначати як добуток максимального навантаження $P_{\text{нб}}$ на тривалість використання максимуму $T_{\text{нб}}$, а річні втрати електроенергії – як суму добутоків навантажувальних втрат потужності $\Delta P_{\text{н}}$, визначених при $P_{\text{нб}}$, на час максимальних втрат τ і втрат холостого ходу – на 8760 год.

При виконанні техніко-економічних розрахунків значна частина початкової інформації, наприклад, ціни (тарифи), норма дисконту E та інші показники, не можуть бути детерміновані однозначно. Тому, для остаточного прийняття рішень про ефективність інвестицій при виборі варіанта, рекомендується оцінити ступінь ризику інвестора, зумовленого неоднозначністю початкової інформації. Вважається, що розрахункова рентабельність інвестицій повинна в 1.2 – 1.5 разів перевищувати реальну норму дисконту E . Можна проаналізувати сукупність очікуваних значень критерію ефективності інвестицій при зміні початкових показників. Критерій ефективності є стійким, якщо при порівнянні варіантів один і той самий варіант виявиться оптимальним. Якщо значення критерію для різних показників змінюють свій зміст, тобто інвестиції при одних вихідних показниках (сценаріях) ефективні, а при інших – ні, або оптимальними виявляються різні варіанти, то рекомендується визначити математичне сподівання даного критерію, за яким оцінюють ефективність інвестицій або вибирають оптимальний варіант.

Якщо критерієм вибору оптимального варіанта прийняти мінімум дисконтованих затрат, то при однаковій імовірності сценаріїв математичне сподівання затрат для j -го варіанта визначають за формулою:

$$Z_j = \frac{1}{m_c} \sum_{i=1}^{m_c} Z_{ij},$$

де m_c – кількість можливих сценаріїв; Z_{ij} – значення критерію для j -го варіанту при i -му сценарії.

При порівнянні варіантів оптимальним вважається варіант j , для якого математичне сподівання затрат Z_j мінімальне.

Таблиця 3.3 - Щорічні витрати на обслуговування і поточний ремонт

Напруга, кВ	Норми витрат в % від вартості основних фондів	
	ПЛ	Електрообладнання ПС
До 20	0.3	4
35 – 110	0.3	3
220 – 750	0.2	2
10, КЛ	1.5	-

Таблиця 3.4 - Норми амортизаційних відрахувань електричних мереж

Назва елементів ЕМ	Норма відрахувань
ПЛ. до 20 кВ на з.б.опорах	6
ПЛ 35 – 750 кВ	5.64
Кл 6 – 10 кВ	5.5
ПС в цілому	18

3.4 Порівняння варіантів з різною надійністю

Електрична мережа повинна забезпечити необхідну надійність електропостачання відповідно до категорії споживачів. Так, наприклад, споживачі першої категорії повинні одержувати живлення від двох незалежних джерел, а перерва електропостачання для них допускається тільки на час автоматичного введення резервного живлення. Для споживачів другої категорії допускається перерва електропостачання на час вмикання резервного живлення черговим персоналом, а при живленні їх однією лінією або від однострансформаторної підстанції – на час проведення ремонту чи заміни пошкодженого трансформатора протягом доби. Живлення споживачів третьої категорії може здійснюватися від одного джерела живлення, при цьому перерва електропостачання не повинна перевищувати однієї доби. Таким чином, схеми електропостачання споживачів можуть характеризуватися різною надійністю.

При перервах електропостачання споживачів виникають збитки в результаті недовідпуску та браку продукції, псування сировини та матеріалів, виходу з ладу обладнання та інструментів, порушення технологічних процесів, простоїв механізмів та інших небажаних наслідків. Ці збитки можна оцінити кількісно для споживачів другої та третьої категорій в залежності від тривалості перерви електропостачання. Для споживачів першої категорії перерва електропостачання може привести до наслідків, пов'язаних з загрозою для життя людей, вибухів, пожеж, порушення функціонування особливо важливих об'єктів державного значення, тому збитки від них не можна привести до економічного еквіваленту.

На рис.3.9 показано два варіанти схеми електричної мережі з різною надійністю електропостачання. При порівнянні цих варіантів збитки від перерви електропостачання повинні враховуватися при визначенні приведених затрат разом з щорічними витратами на експлуатацію мережі.

Варіант схеми живлення споживачів дволанцюговою лінією є більш надійним, але вимагає більших капіталовкладень порівняно з варіантом схеми живлення одноланцюговою лінією. Тому при виборі оптимального варіанта схеми живлення розраховують затрати (3.47) для кожного з них з врахуванням очікуваних середньорічних збитків Z_6 від перерви електропостачання і вибирають варіант з меншими затратами:

$$Z = K + V/E + Z_6, \quad (3.47)$$

де $V = V_e + V_{атп}$, а капітальні витрати визначаються без ліквідної вартості.

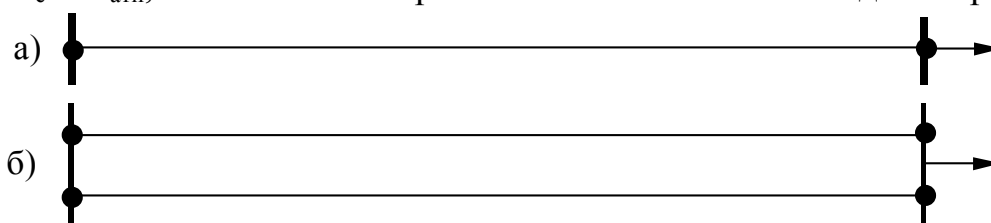


Рисунок 3.9 - Варіанти електричної мережі.
а – одноланцюгова лінія; б – дволанцюгова лінія.

Надійність електричної мережі залежить від конфігурації її схеми та ступеня резервування, а також від надійності окремих елементів мережі (ліній, трансформаторів, вимикачів та іншого обладнання). Імовірну тривалість перерви електропостачання споживачів можна оцінити на підставі показників надійності окремих елементів електричної мережі. Проте, постійно треба пам'ятати, що надійність – це властивість елемента, об'єкта або їх сукупності виконувати свої задані функції в заданому об'ємі на заданому інтервалі часу.

3.4.1 Аналіз причин відмов електрообладнання

Причини відмов енергетичних блоків. Відмови енергоблоків електростанцій визначаються в основному відмовами теплосилового, гідромеханічного устаткування і генераторів (табл. 3.5). Середні оцінки показників надійності блоків ТЕС пропонуються в роботах [4, 11]. Період припрацювання потужних енергоблоків залежить від номінальної потужності, від ступеня освоєння у виробництві. Головні блоки мають період припрацювання від п'яти до десяти, серійні – від двох до п'яти років. У процесі припрацювання коефіцієнт простою блоків знижується з 20–40 до 5–8 % у СНД, США і ФРН і з 6 до 1% у Японії.

Значну роль у забезпеченні надійності генерації енергії відіграє надійність комплексу устаткування і механізмів власних потреб, що, в свою чергу, залежить в основному від ступеня резервування механізмів паливоподачі і паливостачання, циркуляційного водопостачання, живильних насосів і вентиляторів, а також від умов успішного вмикання і самозапуску електродвигунів і механізмів при роботі АВР.

Таблиця 3.5 - Показники надійності генеруючих блоків

Причина Відмов/показники	λ , рік ⁻¹	t_b , год	$t_{пл}$, год/рік	$\lambda_{пл}$, рік ⁻¹
Відмова генератора	0.1 – 1.5	50 – 180	—	—
Відмова системи збудження	0.01 – 0.05	2	—	—
Відмова гідротурбіни та іншого гідросилового та гідротехнічного обладнання	0.03 – 0.05	200 – 300	200 – 800	1 – 2
Відмова парової турбіни та обладнання машинного залу	0.5 – 3.5	20 – 100	900 – 1600	5 – 20
Відмова парогенератора та іншого обладнання котельного цеху	2 – 8	36 – 100	300 – 1000	5 – 20
Хибне спрацювання РЗ	0.01 – 0.05	0.1 – 12	—	—
Помилка персоналу	0.02 – 0.06	0.1 – 12	—	—

Істотний внесок у відповідний рівень надійності генерації надає надійність електричних машин, генераторів, трансформаторів і електродвигунів власних потреб. Знання причин відмов електричних машин необхідне для побудови системи профілактичних заходів, контролю, іспитів, діаг-

ностики, планово-попереджувальних і капітальних ремонтів, що забезпечує високий рівень безвідмовності.

Причини відмов синхронних генераторів. Відмови синхронних машин через пошкодження обмотки статора відбуваються в два рази частіше, а через пошкодження активної сталі – у десять разів рідше ніж через пошкодження обмотки ротора. Пошкодження системи збудження співрозмірні за частотою з пошкодженнями ротора. Частота відмов через пошкодження підшипників, підп'ятників і системи охолодження вдвічі менша, ніж через пошкодження обмотки ротора [11].

Пошкодження обмотки статора відбувається, як правило, внаслідок електричного пробоя ізоляції. Ділянки зі зниженою міцністю ізоляції з'являються через дефекти виготовлення і монтажу і розвитку їх у процесі експлуатації, ремонтів [11]. Ізоляція руйнується в пазах за рахунок вібрації активної сталі при її слабкому запресовуванні. Недостатнє кріплення лобових частин приводить до їхньої деформації і тріщин в ізоляції. Лобові частини обмоток піддаються додатковим динамічним впливам при коротких замиканнях, несинхронних вмиканнях і вібраціях. Переміщення обмотки при ослабленні кріплення приводить до стирання ізоляції й пошкоджень, втоми міді.

Електрична міцність мікастрічкової компаундованої ізоляції істотно знижується в результаті теплових перевантажень, що можуть бути викликані місцевими замиканнями сегментів активної сталі, витковими замиканнями і погіршенням умов охолодження.

Пошкодження ізоляції обмотки статора може бути викликано також появою витоків у повітря- або газоохолоджувачах і потраплянням води або масла на обмотку.

Найчастіша причина пошкодження активної сталі – ослаблення її запресування. У процесі роботи зусилля від магнітного тяжіння, моменту обертання, маси осердя і вібрацій приводять до розхитування циліндра активної сталі, зношування брусків несучих ребер, контактної корозії і подальшого ослаблення кріплення сталі. Через місцеві порушення цілості ізоляційної плівки на поверхні листів виникають контури циркуляційних струмів, що приводить до місцевого розігріву, вигорання плівки на сусідніх місцях, виплавлення сталі та руйнації корпусної ізоляції.

Значне число ушкоджень у турбогенераторах приходить на бандажний вузол ротора, де розвиваються тріщини втоми і корозія. Заклинювання ротора при розриві бандажа, а також температурні напруги в тілі ротора можуть привести до важких аварій із поломкою вала.

Одна з головних причин ушкоджень обмотки ротора турбогенератора - зсув її при зміні температури і як наслідок - виткові замикання і перекриття каналів безпосереднього охолодження. До 40% причин відмов роторів припадає на пошкодження струмопідводів та струмознімного вузла, особливо в гідрогенераторах, де при тривалих і частих форсуваннях збудження спостерігаються розриви і розплавлення паянь міжполюсних з'єд-

нань.

Так само як і на обмотку статора, на обмотку ротора діє волога, частинки металу та іржа. Замикання обмотки ротора на корпус само по собі не представляє небезпеки для машин і не приводить до відмови. Однак друге замикання може викликати проходження через тіло ротора великих струмів і сильної вібрації внаслідок магнітної асиметрії, а це означає і аварійне відключення.

Основні пошкодження підшипників і підп'ятників, що приводять до відмови генераторів: виплавлення бабіту, пошкодження вкладишів і цапф підшипниковими струмами, витікання масла. Частіше усього підшипникові струми викликані асиметрією магнітної системи машини: нерівномірним зазором, несиметричним розміщенням сегментів активної сталі і наявністю осьових вентиляційних каналів. Пульсуючий магнітний потік, що пронизує контур із дуже малим активним опором (із вала, підшипників і фундаментної плити), викликає ЕРС від 3 до 15 В та відповідний струм в ланцюгу цього контуру. Струми в підшипниках виникають також у результаті поздовжнього намагнічування вала при виткових замиканнях в обмотці ротора і коротких замикань в обмотці статора, при замиканні на корпус у ланцюгу збудження в сполученні з замиканням на землю в зовнішньому ланцюгу ротора.

Тривале протікання навіть невеликих підшипникових струмів приводить до розкладання масла та електроерозії вкладишів. З метою боротьби з цим явищем звичайно підшипник генератора ізолюється з боку збуджувача за допомогою шару гетинакса або текстоліту товщиною 2-5 мм [11]. Маслопроводи оснащуються ізолюючими вставками. На гідрогенераторах ізолюються верхній і нижній направляючі підшипники, підп'ятник, підшипники регуляторного генератора і маслоприймач турбіни. Опір ізоляції повинен бути не менше 1 МОм і безперервно контролюватися спеціальним приладом.

Найбільше поширені відмови підшипників внаслідок витікання масла і відмови підп'ятників гідрогенераторів внаслідок зносу сегментів. Припрацьовувальні відмови підп'ятників і підшипників припиняються через півроку після пуску агрегату, а зношувальні відмови починаються після 4-5 років експлуатації.

Надійність роботи машини в значній мірі залежить від рівня вібрації. Раптове збільшення вібрації майже завжди свідчити про пошкодження. Припустима амплітуда вібрації підшипників для турбогенераторів не більше 40 мкм, для гідрогенераторів не більше 100-180 мкм.

Причини відмов силових трансформаторів. Частота відмов трансформаторів у значній мірі залежить від габаритів, класу напруги й умов експлуатації (табл. 3.6), однак навіть у трансформаторів 330 – 500 кВ вона не перевищує 0.03 – 0.05 у стаціонарному режимі [11]. Верхні межі зазначених у таблиці діапазонів відносяться до трансформаторів більшої потужності з РПН.

Таблиця 3.6 - Показники надійності трансформаторів

U_n , кВ	λ , рік ⁻¹	t_b , год	$t_{пл}$, год/рік	$\lambda_{пл}$, рік ⁻¹
6 – 20	0.008 – 0.08	60 – 100	10 – 15	0.25
35	0.005 – 0.02	90 – 150	25 – 30	0.3 – 0.7
110 – 154	0.005 – 0.05	100 – 200	30 – 40	0.3 – 1.0
220	0.02 – 0.08	150 – 250	40 – 50	0.4 – 1.0
330	0.05 – 0.1	200 – 300	50 – 60	0.5 – 1.5
500 – 750	0.05 – 0.15	250 – 350	60 – 80	0.5 – 2.0

Розподіл числа відмов (у відсотках) між елементами конструкції трансформаторів із різною вищою напругою подані у табл.3.7.

Таблиця 3.7 - Показники надійності елементів конструкції трансформаторів

Виткова та повздовжня ізоляція	6 – 25%
Вводи	1 – 13%
Перемикачі	до 27%
Баки, прокладки, система охолодження	1 – 2%
Головна ізоляція	19 – 16%
Відводи, контакти	до 6%
Магнітопроводи	16 – 11%

Пошкодження повздовжньої ізоляції відбувається через порушення електродинамічної стійкості обмоток і недостатньої електричної міцності виткової ізоляції в початковій частині обмоток, а також через дефекти, допущені при виготовленні. Зменшення електродинамічної стійкості обмоток трансформаторів малої і середньої потужності зумовлене тим, що опресування їх робиться за допомогою клинців. У процесі експлуатації внаслідок усадки картону та клинців опресування слабшає.

У трансформаторів третього габариту і вище опресування обмотки робиться за допомогою болтів та кілець. Однак і в них за рахунок усадки картону стягуюче зусилля зменшується. При проходженні наскрізного струму короткого замикання обмотка зміщується, з'являються тріщини у витковій ізоляції, внаслідок чого зменшується електрична міцність ізоляції. Пробій ізоляції відбувається частіше усього під час грози через неефективність захисту від перенапруг.

Можливе також розбухання додаткової котушкової ізоляції обмоток вищої і середньої напруги і як наслідок поломка конструктивних елементів обмотки.

Крім механічних і процесів втоми в обмотці відбувається і теплове старіння ізоляції як результат підвищення температури навколишнього середовища при планових і аварійних перевантаженнях (Держстандарт 14209-85). Відмови високовольтних ввідів трансформаторів в основному викликані забрудненням від хімічних нанесень, а відмови перемикачів - механічним зношенням.

Всі вищевказані процеси, розвиваючись у часі, поступово приводять трансформатор до такого стану, коли черговий зовнішній вплив (наскрізне коротке замикання або перенапруга) викликає механічне або електричне пошкодження ізоляції, що переходить у внутрішнє коротке або виткове замикання. Трансформатор відключається релейним захистом, і його виводять в аварійний ремонт.

Приблизний розподіл причин відмов [11] трансформаторів і автотрансформаторів (у відсотках) [11]: заводські дефекти – 35, грозові пошкодження – 25, неправильна експлуатація – 20, незадовільний ремонт – 10, старіння ізоляції – 10.

Причини відмов високовольтної апаратури. Показники надійності вимикачів та іншої апаратури наведені в табл.3.8 – 3.9. Розподіл причин відмов змінюється від типу обладнання, так: для масляних вимикачів (у відсотках): відмови приводу – 33, перекриття ізоляції – 23, пошкодження дугогасильної камери через непогашення дуги – 20, перегрівання або зварювання контактів – 10, поломка тяг – 8, інші – 6; для повітряних вимикачів: поломка ізоляторів – 27, пошкодження дугогасильної камери через непогашення дуги (при відключенні КЗ і малих струмів) – 20, відмови приводу і ланцюгів керування – 20, перекриття опорних ізоляторів і повітрядувних труб – 10, пошкодження контактної системи – 9, дефекти гумових ущільнень – 4, інші – 9.

На сьогодні значна (17–33%) частина відмов масляних вимикачів відбувається при виконанні основної їхньої функції – відключенні струмів КЗ і в переважній більшості випадків (66–100%) відмова супроводжується коротким замиканням в комірці, а отже, і на шинах. У повітряних вимикачів кількість відмов, пов'язаних із відключенням струмів КЗ, лежить у межах 14–25%, однак кількість відмов, що супроводжуються коротким замиканням в комірці, теж достатньо висока (20–100%).

У табл. 3.9 приведені показники надійності роз'єднувачів, короткозамикачів, відокремлювачів і запобіжників, а в табл.3.10 – збірних шин РП.

Відмови роз'єднувачів виявляються як короткі замикання, викликані електричними і механічними пошкодженнями; відмови короткозамикача, крім того, – як самовільне вмикання і відмова у вмиканні. До відмов відокремлювача крім перерахованих відноситься також відмова у відключенні в безструмову паузу. Відмовами високовольтних запобіжників є не тільки КЗ, але в основному (до 80%) неселективні та помилкові спрацьовування. Приведемо приблизний розподіл причин відмов у відсотках [11].

Для роз'єднувачів: розрегулювання – 40, пробій або пошкодження ізоляції – 20, відмова приводу – 20, несправність механізму – 10, дефекти контактних з'єднань – 5, помилки персоналу – 5.

Для короткозамикачів: пошкодження ізоляції – 60, відмова приводу – 10, відмова релейного захисту – 9, низька якість ремонту – 8, деформація включаючої пружини – 5, замерзання мастила – 4, ожеледь – 4. Для відокремлювачів: відмова приводу – 27, деформація відключаючої пружини –

20, пошкодження ізоляції – 10, замерзання мастила – 10, ожеледь – 10, низька якість ремонту – 8, відмова релейного захисту – 7, низька якість виготовлення – 5, помилки персоналу – 3.

Таблиця 3.8 - Показники надійності високовольтної апаратури

Вид апаратури\ Показники	λ , рік ⁻¹	t_b , год	$t_{пл}$, год/рік	$\lambda_{пл}$, рік ⁻¹
Роз'єднувач	0.001 – 0.015	6 – 14	2 – 8	0.2 – 0.5
Короткозамикач	0.01 – 0.02	4 – 6	2 – 10	0.02 – 1.00
Відокремлювач	0.010 – 0.050	2 – 4	2 – 10	0.2 – 1.0
Запобіжник ПСМ	0.02 – 0.25	2 – 4	—	—

Таблиця 3.9 - Показники надійності збірних шин (на одне приєднання)

U_n , кВ.\ Показники	λ , рік ⁻¹	t_b , год	$t_{пл}$, год/рік	$\lambda_{пл}$, рік ⁻¹
6 – 10	0.01 – 0.05	2 – 7	2 – 4	0.2 – 0.5
20 – 35	0.001 – 0.025	2 – 7	2 – 4	0.2 – 0.5
110 – 154	0.005 – 0.015	3 – 8	3 – 5	0.33 – 1.00
220	0.005 – 0.015	4 – 8	4 – 8	0.33 – 1.00
330	0.01 – 0.05	5 – 10	5 – 10	0.5 – 2.0
500 – 750	0.01 – 0.02	6 – 12	6 – 12	0.5 – 2.0

Причини відмов ліній електропередачі. У табл. 3.10 – 3.12 наведені показники надійності ліній електропередачі та пристроїв релейного захисту. Показники відносяться до стійких відключень лінії електропередачі, що не ліквідуються дією АПВ. Частка стійких відключень у відсотках для повітряних ліній (ПЛ) складає: 35 кВ – 14; 110–154 кВ – 7.7; 220–330 кВ – 10; 500–750 кВ – 12.8.

Аналіз причин відмов ПЛ проводиться регулярно службою ПЛ і службами енергосистеми [6]. Найважливіші причини відмов ВП: грозове перекриття ізоляції і перепалювання проводів, пошкодження опор транспортом і стихійними силами, падіння дерев, руйнування ізоляторів; перекриття повітряних проміжків на будівельні і сільськогосподарські машини.

Таблиця 3.10 - Показники надійності ліній електропередачі

Тип лінії/ Показники	U_n , кВ	λ , рік ⁻¹ на 100 км.	t_b , год.	$t_{пл}$, год./рік на один ланцюг	$\lambda_{пл}$, рік ⁻¹ на один ланцюг
Кабельна	< 1	2 – 20	8 – 24	2 – 8	0.5 – 1.0
	< 10	0.5 – 5.0	12 – 10	4 – 12	0.5 – 1.0
Повітряна	< 1	10 – 30	2 – 5	10 – 30	0.2 – 0.5
	6 – 10	2 – 20	5 – 12	–	–
	35	1.0 – 2.5	6 – 12	10 – 40	0.5 – 2.0
	110 – 154	0.5 – 2.0	7 – 14	15 – 50	0.5 – 3.0
	220	0.25 – 0.50	8 – 15	20 – 60	0.5 – 3.0
	330	0.2 – 0.8	9 – 15	30 – 70	0.5 – 4.0
	500	0.15 – 0.40	12 – 16	40 – 80	1 – 2
750	0.10 – 0.05	20	20 – 100	0.3 – 0.5	

Відзначається залежність параметра потоку відмов ПЛ від часу року і терміну експлуатації. Зростання параметра потоку відмов при несприятливій погоді дуже значне [11].

Таблиця 3.11 - Інтенсивність комутацій струмів КЗ на повітряних лініях

Число відключень КЗ на одній лінії		Номинальна напруга, кВ			
		110	220	330	500
За рік	Середнє	6.8	3.5	2.5	1.8
	Максимальне	40	29	26	20
У грозний період	Середнє за місяць	1.20	1.00	0.75	0.45
	Максимальне за місяць	20	10	8	5
	Максимальне за день	12	9	7	3
У період ожеледі	Середнє за місяць	1.6	1.2	1.0	0.8
	Максимальне за місяць	25	20	18	15
	Максимальне за день	14	10	8	14

Таблиця 3.12 - Показники надійності пристроїв релейного захисту та автоматики

Пристрій \ показники	Частота спрацювань $\times 10^{-2}$, рік ⁻¹		Імовірність, $\times 10^{-2}$	
	хибних	Надлишкових	Відмови спрацювання	Надлишкового спрацювання
1	2	3	4	5
Максимальний струмовий захист	0.1	0.3	0.2 – 1	0.05
Диференціально-фазовий високочастотний захист типу ДФЗ-2	1.0	1.9	0.2	0.2
Фільтровий високочастотний спрямований захист типу ПЗ-162, ПЗ-164, ПЗ-164А	4.0	1.8	0.8	0.2
Дистанційний захист: типу ПЗ-156, ПЗ-157, ПЗ-158 з високочастотним блокуванням	0.7	2.7	0.6	0.3
типу ПЗ-156, ПЗ-157, ПЗ-158 без високочастотного блокування	0.8	0.7	0.6	0.1
типу ПЗ-151, ПЗ-152, ПЗ-153	0.8	0.2	0.8	0.02
Диференційний захист шин 110 кВ і вище	0.4	1.1	2.9	0.1
Пристрій резервування вимикача, що відмовив	0.3	0.3	6.3	0.03
Диференційний захист трансформаторів	0.1	0.6	2.2	0.03
Газовий захист трансформаторів із дією на відключення	0.4	0.1	0.3	–
Поздовжній диференційний захист генераторів	0.05	0.1	0.01	0.1
Автомат повторного вмикання	–	–	0.7	–
Автомат вмикання резерву	0.7	–	12.0	–
Автоматичне частотне розвантаження	0.2	0.2	0.2	–
Автоматичне відключення навантаження	–	–	0.03	–

3.4.2 Умовність і невпевність оцінки показників надійності

Аналізуючи надійність будь-якого об'єкта в конкретний момент часу в минулому, за оперативною документацією можна точно встановити, виконував чи не виконував він задані функції. Маючи сучасну інформаційну техніку можна встановити стан об'єкта в досить близький до дійсності момент часу. Мірою надійності як властивості конкретного об'єкта виконувати задані функції буде послідовність напрацювань на відмову $\{t_i\}$.

Усереднюючи оцінку напрацювань на відмову за множиною реалізації та оцінюючи розсіювання і тенденцію до зміни t , можна встановити певну оцінку щодо виконання заданих функцій даним об'єктом у найближчому майбутньому. Мірою впевненості може бути прийнята імовірність безвідмовної роботи або відмови за майбутній інтервал часу. Імовірність ця буде умовною мірою впевненості, оскільки передбачається, що ні умови функціонування, ні стан об'єкта істотно не зміняться.

Визначення імовірності відмови або безвідмовної роботи статистичним шляхом вимагає великої кількості тестів об'єкта при заданих умовах протягом необхідного напрацювання, але дає можливість об'єктивної (для заданих умов) оцінки надійності. Усереднюючи оцінку напрацювань на відмову за множиною реалізації на множині об'єктів, можна говорити про впевненість у результатах функціонування множини об'єктів даного класу. Однак у відношенні до конкретного об'єкта імовірнісні міри будуть ще більш умовними, тому що результати спостережень об'єднуються в припущенні про однаковість всіх об'єктів і умов їхньої роботи.

Для оцінки імовірності відмови або безвідмовної роботи розрахунковим шляхом висуваються гіпотези про закони розподілу, перевіряються на відповідність даних спостережень і оцінюються параметри цих законів за умови однорідності статистичних даних.

Частотні міри надійності для множини об'єктів:

Параметр потоку відмов $\omega(t)$, інтенсивність відмов $\lambda(t)$ і середній параметр потоку відмов λ , обумовлені статистично, так само як і параметри законів розподілу випадкової величини t_i , є умовними мірами. Довірчі межі для цих частотних мір, як і для часових, ще більш умовні, ніж вибіркові середні оцінки.

Умовність частотних та імовірнісних мір є причиною невпевності в оцінках показників надійності для елементів електроенергетичних установок. Межа інтервалу, у який потрапляють значення λ , відрізняються на один–два порядки.

Розглядаючи надійність такого класу об'єктів як система, можна говорити про умови її функціонування при відмовах окремих елементів, при зміні вимог до неї і зовнішніх впливів, тобто про якісну міру впевненості у виконанні або невиконанні усіх або частини функцій системи. Перехід від якісної до імовірнісної міри впевненості можливий при наявності оцінок імовірностей відмов елементів. Тим самим імовірна міра надійності системи стає істотно умовною, тому що умовні імовірності міри надійності еле-

ментів.

При розгляді надійності системи визначеного класу в першу чергу необхідно визначити якісну міру впевненості в працездатності або непрацездатності у вигляді умов безвідмовної роботи або відмови. Наступний перехід до імовірнісної міри впевненості приводить до умовної оцінки з деяким рівнем непевності. Перехід від імовірнісної міри впевненості до частотної міри надійності для множини систем даного класу або до тимчасової міри для множини реалізації процесу функціонування систем цього класу, тобто до прогнозування надійності, зв'язаний із введенням допущень про однорідність об'єктів, стабільності законів розподілу, повторюваності умов функціонування, адекватності моделей і т.ін.

У залежності від форми уявлення логічних зв'язків визначається вид математичних моделей для одержання чисельних оцінок показників надійності. Рішення систем диференціальних і алгебраїчних рівнянь марковських моделей для переходів об'єкта із стану в стан дає можливість оцінити показники аналітично або методом чисельного інтегрування. У випадку послідовно-паралельного з'єднання елементів системи можливе поетапне еквівалентування ланок з обчисленням показників за формулами марковських моделей. У випадку представлення логічних зв'язків у формі кон'юнкцій та диз'юнкцій висловлень розв'язок може бути знайдений за допомогою логіко-імовірнісних методів.

Виявлення масиву кон'юнкцій, що відбивають умови виникнення в системі відмов із різним зниженням працездатності, формалізується таблично-логічним методом або за допомогою дерева відмов.

Оцінки імовірнісних, частотних та тимчасових показників надійності системи мають широкий інтервал непевності, обумовлений непевністю оцінок показників надійності елементів і умовністю моделі.

Вихідні дані про надійність елементів системи можуть бути подані точковими оцінками середніх значень показників. У таких випадках результати розрахунку надійності системи також представляються у виді точкових оцінок показників. А при наявності середньоквадратичних відхилень статистичних оцінок можна використовувати формули теорії точності для виміру непевності результату за допомогою середньоквадратичної похибки.

При прогнозуванні на експертній основі показників надійності нового обладнання оцінки можуть бути подані верхньою і нижньою межами інтервалу непевності. Верхня і нижня межі визначаються також для довірчого інтервалу у випадку використання статистичних даних іспитів і експлуатації. У цих умовах непевність показників надійності системи оцінюється за допомогою песимістичної й оптимістичної оцінок, одержуваних при підстановці відповідних граничних значень вихідних даних у розрахункові формули.

Експертно-факторний підхід дозволяє оцінити інтервал можливих значень показників надійності елементів і систем за допомогою рівнянь

множинної регресії у випадку опрацювання як експлуатаційної статистики, так і даних розрахункових експериментів, виконуваних фахівцями-експертами. Використання рівняння регресії для оцінки показників надійності у функції рівня значимих чинників є способом розкриття непевності в умовах неможливості побудови логічної моделі об'єкта.

Для практичних оцінок надійності елементів електричної мережі як в процесі проектування, так і в експлуатації існують основні показники надійності [4,11].

Параметр потоку відмов ω :

$$\omega = \frac{m_o}{n_o T}, \quad (3.50)$$

де m_o – кількість однотипних елементів, що відмовили; n_o – загальна кількість однотипних елементів, що досліджуються; T – період досліджень.

Час відновлення \bar{T}_B :

$$\bar{T}_B = \sum_{i=1}^{m_o} t_{Bi}, \quad (3.51)$$

де t_{Bi} – час відновлення після i -ої відмови.

Коефіцієнт планових ремонтів K_n :

$$K_n = \omega_n \bar{T}_n, \quad (3.52)$$

де ω_n – інтенсивність планових ремонтів; \bar{T}_n – час планових ремонтів.

Показники надійності електричних мереж залежать від схем ЕМ і основних показників окремих елементів.

3.4.3 Основні показники надійності електричних мереж з різним з'єднанням елементів

Послідовне з'єднання елементів характерно для одноланцюгової електропередачі.

Імовірність безвідмовної роботи для послідовного з'єднання елементів, що відновлюються визначається як імовірність збігу безвідмовної роботи всіх елементів:

$$P(t) = \prod_{i=1}^n P_i(t). \quad (3.53)$$

Імовірність відмовного стану

$$q(t) = 1 - P(t) = 1 - \prod_{i=1}^n P_i(t). \quad (3.54)$$

Середня імовірність відмов при послідовному з'єднанні елементів може бути визначена з достатньою точністю за формулою:

$$q_c = \sum_{s=1}^n q_s = \sum_{i=1}^n \omega_i \bar{T}_{Bi}. \quad (3.55)$$

(Тут імовірність відмов відповідає коефіцієнту вимушених простоювань – K_B)

Таким чином параметр потоку відмов для системи послідовно з'єднаних елементів дорівнює сумі параметрів потоків відмов окремих елементів. Але оскільки в енергетичних розрахунках прийнято, що потік подій (відмов і відновлень) пуасонівський і ординарний, то параметр потоку відмов для системи послідовно з'єднаних елементів приймається рівним інтенсивності відмов:

$$\omega(t)=\lambda(t)=\sum_{i=1}^n \lambda_i(t); \quad (3.56)$$

у цьому випадку час напрацювань на відмову визначається:

$$\bar{T}_c = \frac{1}{\lambda_c},$$

а час відновлення,

$$\bar{T}_{bc} = \frac{q_c}{\lambda_c} = \frac{\sum_{i=1}^n \lambda_i T_{bi}}{\sum_{i=1}^n \lambda_i}, \quad (3.57)$$

причому, якщо всі елементи однакові, тоді

$$\bar{T}_{bi} = \bar{T}_b = \text{const} \text{ та } \lambda_i = \text{const}$$

і таким чином $\bar{T}_{bc} = \bar{T}_b$.

Якщо врахувати навмисні відключення елементів (планові ремонти) із параметром потоку ω_n і середнього часу \bar{T}_n , то інтенсивність потоку відмов і відновлень для послідовного з'єднання елементів можна визначити таким чином:

$$\lambda_c = \sum_{i=1}^n \lambda_i + (\omega_n)_{нб}, \quad (3.58)$$

а імовірність відмовного стану

$$q_c = \sum_{i=1}^n \lambda_i \bar{T}_{bi} + (\omega_{ni} T_{ni})_{нб}, \quad (3.59)$$

де ω_{ni} та $(\omega_{ni} T_{ni})_{нб}$ – відповідно найбільше значення параметра потоку й імовірності навмисних відключень для послідовно з'єднаних елементів.

Паралельне з'єднання елементів можна розглядати у випадку дволанцюгових ліній електропередач, двотрансформаторних підстанцій і т.п. Варто пам'ятати, що при цьому не враховуються обмеження за пропускною спроможністю елементів. Під відмовою системи розуміється відсутність напруги на шинах вузла навантаження в схемі з паралельним з'єднанням елементів.

Імовірність безвідмовної роботи системи паралельно з'єднаних n елементів:

$$P_c = 1 - \prod_{i=1}^n q_i. \quad (3.60)$$

Імовірність відмовного стану системи паралельно з'єднаних п елементів

$$q_c = \prod_{i=1}^n q_i = \prod_{i=1}^n \lambda_i \bar{T}_{vi}, \quad (3.61)$$

Інтенсивність потоку відмов системи паралельно з'єднаних елементів:

$$\lambda_c = \sum_{i=1}^n \lambda_i \prod_{j=1}^{n-1} q_j = \sum_{i=1}^n \lambda_i \prod_{j \neq i}^{n-1} \omega_j \bar{T}_{vj}, \quad (3.62)$$

де i та j – індекси елементів відповідних паралельних ланцюгів.

Час напрацювання на відмову:

$$\bar{T}_c = \frac{1}{\lambda_c} \left[\sum_{i=1}^n \lambda_i \prod_{j \neq i}^{n-1} q_j \bar{T}_{vj} \right]^{-1}. \quad (3.63)$$

Довільне з'єднання елементів. Тут розглядають різні сполучення паралельно-послідовних з'єднань. У даному випадку можна розглянути електричні схеми будь-якої конфігурації, де відмова системи в цілому не має буквального значення, однак має сенс відмова системи щодо будь-якого вузла навантаження (тобто відсутність напруги на шинах вузла навантаження з врахуванням планових ремонтів). Інтенсивність потоку відмов у такому випадку може бути визначена за формулою:

$$\lambda = \sum_{i=1}^g \lambda_i Q(M_i) + \omega_{ni} K_{ni} Q(M_i), \quad (3.64)$$

де $Q(M_i)$ – імовірність відмови частини схеми, що залишилася, щодо вузла навантаження після вилучення з неї i -го елемента. Слід зазначити, що спосіб визначення величини $Q(M_i)$ буде залежати від способу представлення розрахункової схеми мережі.

Розрахункова еквівалентна схема мережі може бути подана у вигляді мінімальних шляхів або мінімальних перетинів.

Мінімальний шлях – це така мінімальна сукупність елементів, одночасний роботоздатний стан яких забезпечує роботоздатний стан системи незалежно від стану інших елементів.

Мінімальний перетин – це така мінімальна сукупність елементів, одночасний неробочий стан яких приводить до неробочого стану системи незалежно від стану інших елементів.

Приклад 3.7. Визначення показників надійності для одноланцюгової лінії електропередачі

Споживач Н одержує електричну енергію від системи «С». Система передачі електроенергії перебуває з послідовно з'єднаних: підвищуваьного трансформатора Т1, вимикача В1, лінії електропередач довжиною 20 км вимикача В2, підвищувального трансформатора Т2 (рис. 3.5).

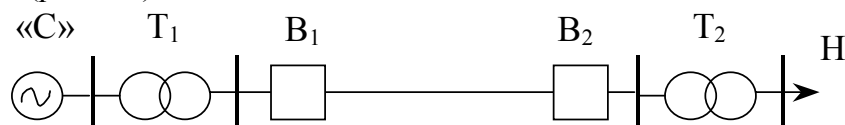


Рисунок 3.5 - Схема одноланцюгової електропередачі

Показники надійності (параметр потоку відмов і середній час відновлення) окремих елементів приведені в табл.3.3.

Таблиця 3.3 - Показники надійності елементів мережі

Показник надійності	Елемент мережі				
	T ₁	B ₁	Л	B ₂	T ₂
$\lambda_i, \text{рік}^{-1}$	0.015	0.016	0.2	0.016	0.02
T _в , год	200	50	14	50	150

Розв'язування

Параметр потоку відмов системи з послідовно з'єднаними елементами можна визначити за виразом:

$$\begin{aligned} \lambda_c &= \lambda_{T1} + \lambda_{B1} + \lambda_L + \lambda_{B2} + \lambda_{T2} = \\ &= 0.015 + 0.016 + 0.2 + 0.016 + 0.02 = 0.247 \text{рік}^{-1}. \end{aligned}$$

Середня імовірність відмови дорівнює сумі імовірностей відмов елементів, при цьому варто врахувати, що T – 8760 год:

$$\begin{aligned} q_c &= q_{T1} + q_{B1} + q_L + q_{T2} + q_{B2} = \\ &= (\lambda_{T1} \bar{T}_{BT1} + \lambda_{B1} \bar{T}_{BB1} + \lambda_L \bar{T}_{BL} + \lambda_{T2} \bar{T}_{BT2} + \lambda_{B2} \bar{T}_{BB2}) \frac{1}{T} = 0.55 \cdot 10^{-3}. \end{aligned}$$

Середня імовірність роботи для системи:

$$P_c = 1 - q_c = 1 - 0.55 \cdot 10^{-3} = 0.99945.$$

Середній час відновлення для системи визначається відповідно:

$$\bar{T}_{bc} = \frac{q_c}{\lambda_c} = \frac{0.55 \cdot 10^{-3}}{0.247} = 2.05 \cdot 10^{-3} \text{ рік} = 18 \text{ год.}$$

Приклад 3.7. Математичне сподівання невідпуску електроенергії споживачам, що живляться дволанцюговими лініями

Стан дволанцюгової лінії електропередач являє собою сукупність простих випадкових подій. Причому спільними подіями можуть бути: одночасне аварійне відключення двох ланцюгів; плановий ремонт одного й аварійне відключення іншого ланцюга; одночасна безаварійна робота двох ланцюгів.

Важливо відзначити, що аварійний стан двох ланцюгів на дволанцюгових опорах або на дволанцюгових, але які проходять однією трасою, варто віднести до групи залежних подій. Несумісними подіями можна вважати одночасний плановий ремонт двох ланцюгів.

Нехай споживач Н одержує живлення від системи дволанцюговою лінією, виконаною на дволанцюгових опорах (рис. П.3.6) Для відмов лінії, що приводить до відключення двох ланцюгів з однієї причини $\omega = 0.3$ 1/рік.

Пропускна спроможність кожного ланцюга – 100% необхідної потужності. Показники надійності для дволанцюгової лінії приведені в табл. 3.4.

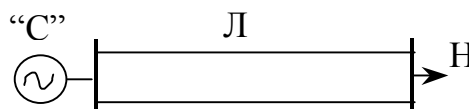


Рисунок 3.8 - Схема дволанцюгової електропередачі

Таблиця 3.4 - Показники надійності дволанцюгової лінії

Показник	Елемент мережі	
	Лінія (один ланцюг)	Лінія (обидва ланцюги)
Параметр потоку відмов λ_B	0.01	–
Довжина L , км.	80	80
Середній час відновлення T_B , год	15	100
Тривалість планових відключень T_n , год/рік	140	-
Параметр потоку планових ремонтів ω , рік ⁻¹	4	-

Середня споживана потужність за рік – 40 МВт.

Розв'язування

Відмови дволанцюгових ЛЕП поділяються на дві групи:

1. Відмови одного ланцюга;
2. Відмови двох ланцюгів разом, обумовлені однією і тією ж причиною.

У зв'язку з цим в розрахунковій схемі за надійністю, зображеною на рис.310, елементи 1 і 2 характеризують відмови кожного ланцюга. Елемент 3 характеризує одночасно відмову двох ланцюгів, обумовлену однією і тією ж причиною.

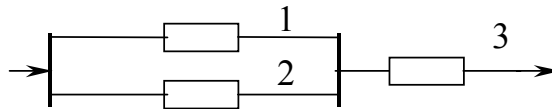


Рисунок 3.9 - Розрахункова схема за надійністю

Параметр потоку відмов кожного ланцюга:

$$\lambda_1 = \lambda_2 = (1 - \nu)\lambda_B = (1 - 0.3) \cdot 0.01 = 0.56, \text{ рік}^{-1}.$$

Параметр потоку відмов двох ланцюгів разом:

$$\lambda_3 = \nu\lambda_B = 0.3 \cdot 0.01 = 0.003, \text{ рік}^{-1}.$$

Імовірність відмовного стану кожного ланцюга і двох разом:

$$q_1 = q_2 = \lambda_1 \bar{T}_{B1} = 0.56 \cdot 15 \cdot \frac{1}{8716} = 0.96 \cdot 10^{-3};$$

$$q_3 = \lambda_3 \bar{T}_{B2} = 0.003 \cdot 100 \cdot \frac{1}{8716} = 2.74 \cdot 10^{-3}.$$

Імовірність навмисного (планового) відключення кожного ланцюга:

$$q_n = \omega_n \frac{\bar{T}_n}{T} = 4 \cdot \frac{140}{4} \cdot \frac{1}{8760} = 16 \cdot 10^{-3}.$$

Параметр потоку відмов дволанцюгової ЛЕП:

$$\lambda = \lambda_3 + 2(\lambda_1(\lambda_2 \bar{T}_{B2}) + K_n q) = 2(0.56 \cdot (0.96) + 16 \cdot 0.913) \cdot 10^{-3} = 0.2574, \text{ рік}^{-1},$$

де K_n – коефіцієнт планових ремонтів, який для кожного ланцюга може бути прийнятим 0.913.

Імовірність відмовного стану двох ланцюгів разом визначається як імовірність не-сумісних подій:

$$q = q_1 q_2 + 2K_n q_1 q_n + q_3 = 0.96^2 + 2 \cdot 0.913 \cdot 0.96 \cdot 16 \cdot 10^{-6} + 2.74 \cdot 10^{-3} = 2.77 \cdot 10^{-3}.$$

Таким чином, імовірність відмови дволанцюгової лінії за даних умов визначається імовірністю одночасної відмови двох ланцюгів, викликаній однією і тією ж причиною.

Середній час відновлення:

$$\bar{T}_B = \frac{q}{\lambda} = \frac{2.77 \cdot 10^{-3}}{0.2574} = 10.8 \cdot 10^{-3} = 94.6 \text{ год.}$$

За відомими показниками надійності можна визначити математичне сподівання недовідпуску електроенергії:

$$M(\Delta E) = \bar{P}_B \bar{T}_B \lambda = 40 \cdot 10^3 \cdot 8760 \cdot 10.8 \cdot 10^{-3} \cdot 0.2574 = 0.974 \cdot 10^6 \text{ кВтгод.}$$

Приклад 3.8. Сумарний недовідпуск електроенергії для систем простої конфігурації

Споживачі Н1 і Н2 одержують живлення від системи «С» (рис. П.3.7).

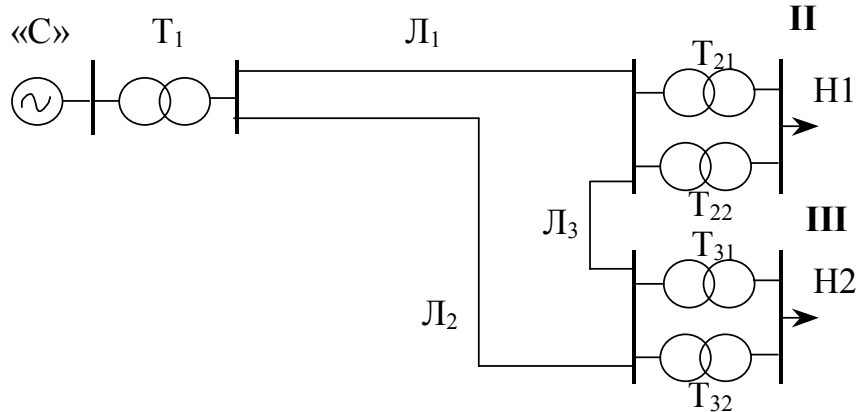


Рисунок 3.7 - Схема системи простої конфігурації

Середньорічна споживча потужність кожної підстанції (II та III) дорівнює 100 МВт. Пропускна спроможність кожного елемента системи достатня для передачі всієї необхідної потужності відповідним споживачам навіть за умов аварійних ситуацій по іншій частині системи.

Показники надійності елементів системи наведені в табл. 3.5.

Таблиця 3.5 - Показники надійності простої системи

Показники надійності	Елемент мережі					
	Т ₁	Л ₁	Л ₂	Л ₃	Т ₂	Т ₃
Параметр потоку відмов $\lambda_{в, км'рік}^{-1}$	0.1	0.02	0.02	0.02	0.1	0.1
Довжина лінії l, км.	—	150	180	120	—	—
Середній час відновлення T _в , год.	100	10	10	10	60	100

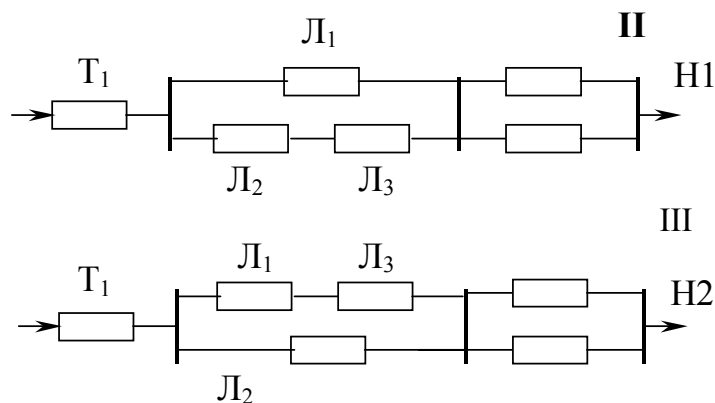


Рисунок 3.8 - Розрахункові схеми з надійності

Розв'язування

Для системи з декількома навантаженнями показники надійності і недовідпуск електроенергії визначаються для шин кожного навантаження, при цьому для кожного випадку складається відповідна розрахункова схема з надійності.

Розрахункові схеми з надійності системи щодо шин нижчої напруги II та III підстанцій представлені на рис. 3.8.

Розрахункові схеми, подані на рис. 3.8, можна спростити, тобто привести до схеми з послідовним з'єднанням елементів (рис. 3.9).

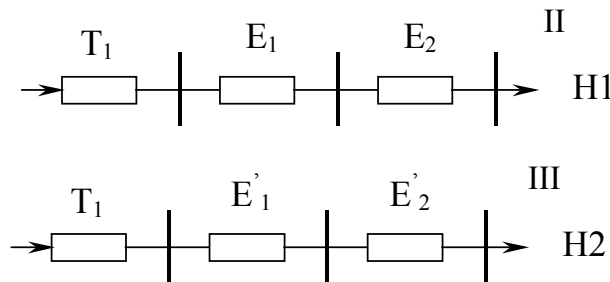


Рисунок 3.9 - Спрощені розрахункові схеми з надійності

Елементи E_1 та E'_1 – це елементи, за допомогою яких враховується надійність ліній у відповідній схемі з'єднань; елементи E_2 та E'_2 елементи, за допомогою яких враховують відповідні схеми з'єднань трансформаторів. У даному випадку показники надійності для елементів будуть ідентичними.

Перерва електропостачання споживача Н1 настане при відмові хоча б одного елемента відповідно до розрахункових схеми надійності (рис. 3.9), тобто перерва електропостачання споживача Н1 може бути розглянута як складна подія, що відбувається в результаті спільної появи незалежних і несумісних простих подій. У розрахунковій схемі надійності це явище реалізовано послідовним з'єднанням елементів (рис. 3.9)

Таким чином, параметр потоку відмов для Н1:

$$\lambda_{сП} = \lambda_{T1} + \lambda_{E1} + \lambda_{E2},$$

а імовірність відмов:

$$q_{сП} = q_{T1} + q_{E1} + q_{E2}.$$

Однак відмова елементів E_1 та E_2 являє собою складну подію, що відбувається в результаті спільної появи незалежних і несумісних подій (відмова Л1 або спільна відмова ліній Л2 і Л3 приведе до втрати електропостачання споживачем Н1, причому події незалежні). У розрахунковій схемі (рис.3.8) надійності цей факт поданий паралельним з'єднанням елементів.

Параметри потоків відмов для елементів E_1 та E_2 визначаються так:

$$\lambda_{E1} = \lambda_{Л1} (\lambda_{Л2} \bar{T}_{ВЛ2} + \lambda_{Л3} \bar{T}_{ВЛ3}) \frac{1}{T} + (\lambda_{Л2} + \lambda_{Л3}) (\lambda_{Л1} \bar{T}_{ВЛ1}) \frac{1}{T},$$

$$\lambda_{E2} = \lambda_{T2} (\lambda_{T22} \bar{T}_{ВТ22}) \frac{1}{T} + \lambda_{T22} (\lambda_{ВТ1} \bar{T}_{ВТ21}) \frac{1}{T}.$$

Імовірність відмов для елементів:

$$q_{E1} = q_{Л1} (q_{Л2} + q_{Л3}) = \lambda_{Л1} \bar{T}_{ВЛ1} (\lambda_{Л2} \bar{T}_{ВЛ2} + \lambda_{Л3} \bar{T}_{ВЛ3}) \frac{1}{T},$$

$$q_{E2} = q_{T2} = (\lambda_{T2} \bar{T}_{ВТ2})^2 \frac{1}{T^2}.$$

Тут $\lambda_{T21} = \lambda_{T22} = \lambda_{T2}$ і $\bar{T}_{ВТ21} = \bar{T}_{ВТ22} = \bar{T}_{ВТ2}$.

З врахуванням вищевикладеного показники надійності шин споживача Н1 визначають таким способом.

Параметр потоку відмов:

$$\begin{aligned}\lambda_{сII} &= \lambda_{T1} + [\lambda_{Л1} (\lambda_{Л2} \bar{T}_{ВЛ2} + \lambda_{Л3} \bar{T}_{ВЛ3}) + (\lambda_{Л2} + \lambda_{Л3})(\lambda_{Л1} \bar{T}_{ВЛ1}) + 2\lambda_{Т2}^2 \bar{T}_{ВТ2}] \frac{1}{T} = \\ &= 0.1 + [0.02 \cdot 150 \cdot (0.02 \cdot 180 \cdot 10 + 0.02 \cdot 120 \cdot 10) + (0.02 \cdot 180 + 0.02 \cdot 120)(0.02 \cdot 150 \cdot 10) + \\ &\quad + 2 \cdot 0.01 \cdot 60] / 8760 = 0.1412 \text{ рік}^{-1}.\end{aligned}$$

Відомо, що параметр потоку відмов для ліній приводиться в довідковій літературі як питома величина на одиницю довжини лінії. Тому для лінії в цілому необхідно врахувати її довжину, тобто, імовірність відмов:

$$\begin{aligned}q_{сII} &= q_{T1} + q_{Л1}(q_{Л2} + q_{Л3}) + q_{Т}^2 = \\ \lambda_{Т1} \bar{T}_{ВТ1} \frac{1}{T} &+ [\lambda_{Л1} \bar{T}_{ВЛ1} (\lambda_{Л2} \bar{T}_{ВЛ2} + \lambda_{Л3} \bar{T}_{ВЛ3})] + (\lambda_{Т2} \bar{T}_{ВТ2})^2 \frac{1}{T^2} = \\ &= 0.1 \cdot 100 \cdot \frac{1}{8760} + [0.02 \cdot 150 \cdot 10 \cdot (0.02 \cdot 180 \cdot 10 + 0.02 \cdot 120 \cdot 10)] + \\ &\quad + (0.1 \cdot 60)^2 \cdot 1 / 8760^2 = 1.164 \cdot 10^{-3};\end{aligned}$$

час відновлення:

$$\bar{T}_{ВСII} = \frac{q_{сII}}{\lambda_{сII}} = \frac{1.164 \cdot 10^{-3}}{0.142} = 8.25 \cdot 10^{-3} \text{ рік; } 72.3 \text{ год.}$$

За відомими показниками надійності і величинами середньорічної потужності із шин II можна визначити і математичне сподівання недовідпущеної електроенергії відносно споживача Н1:

$$M(\Delta E_{II}) = P \bar{T}_{ВСII} \lambda_{сII} = 100 \cdot 10^3 \cdot 8760 \cdot 8.25 \cdot 10^{-3} \cdot 0.142 = 1.02 \cdot 10^6 \text{ кВтГод.}$$

Аналогічно визначають показники надійності системи відносно шин нижчої напруги підстанції III (розрахункова схема рис. 3.9):

$$\begin{aligned}\lambda_{сIII} &= 0.1446; \\ \bar{T}_{всIII} &= 8.07 \cdot 10^{-3} \text{ рік; } 70.7 \text{ год.}; \\ M(\Delta E_{III}) &= 1.02 \cdot 10^6 \text{ кВтГод.}\end{aligned}$$

Сумарний недовідпуск електроенергії:

$$M(\Delta E_{\Sigma}) = M(\Delta E_{II}) + M(\Delta E_{III}) = 2.04 \cdot 10^6 \text{ кВтГод.}$$

Таким чином, на показники надійності та величину недовідпуску електроенергії в основному впливають нерезервовані мережі. Тому для попередньої оцінки надійності можна не враховувати резервовані елементи мережі.

ЛІТЕРАТУРА

1. Идельчик В.И.. Электрические системы и сети. – М.: Энергоатомиздат, 1989.
2. Зуев Э.Н., Лисеев М.С., Шульженко С.В.. Проектирование системы электроснабжения промышленного района. – М.:МЭИ, 1988.
3. Романюк Ю.І. Електричні системи та мережі. – Івано-Франківськ, 1997.
4. Справочник по проектированию электрических сетей и систем. / Под ред. Рототяна С.С.-М.: ВШ, 1985.
5. Электротехнический справочник. / Под общ. ред. проф. МЭИ В.Г. Герасимова, П.Г. Грудинского, Л.А. Жукова и др.-6-е изд., испр. и доп. – М.: Энергоиздат, 1981.
6. Правила устройств электроустановок. – М.: Энергоиздат, 1985.
7. Методика определения экономической эффективности капитальных вложений в энергетику. – К.: Минэнерго Украины, 1997.
8. Сборник “Укрконсалтинг”. Серия 5.
9. М. Михайлів, Ю. Романюк, Т. Кулик. Методичні вказівки до визначення економічної ефективності інвестицій в енергетику. – Івано-Франківськ, 1999.
10. Білоусов В.С., Остапчук Ж.І., Пауткіна Л.Р. Методичні вказівки до курсового проекту з дисципліни “Передача і розподіл електричної енергії”: – Вінниця, ВПІ, 1997.
11. Гук Ю.Б. Анализ надежности электроэнергетических установок. – М: Энергоатомиздат, 1988.
12. П.К. Белокур, С.В. Куленко. Методические указания к выполнению курсовой работы по курсу “Организация, планирование и управление энергетическим предприятием. – Винница, ВПИ, 1985.