

Міністерство освіти і науки України
Національний університет «Чернігівська політехніка»

ЕЛЕКТРИЧНІ СИСТЕМИ І МЕРЕЖІ

Методичні вказівки до виконання курсового проєкту та самостійної роботи
здобувачам першого рівня вищої освіти
за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
галузь знань 14 «Електрична інженерія»

Обговорено і рекомендовано
на засіданні кафедри
електричної інженерії та
інформаційно-вимірювальних технологій
протокол № 13 від 12.12.2023 р.

Чернігів 2023

Електричні системи і мережі. Методичні вказівки до виконання курсового проєкту та самостійної роботи здобувачам першого рівня вищої освіти за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». / Укл.: Буйний Р.О., Бодунов В.М., Кулько Т.В. – Чернігів: НУ «Чернігівська політехніка», 2023. - 78 с.

Укладачі: Буйний Роман Олександрович, кандидат технічних наук, доцент, доцент кафедри електричної інженерії та інформаційно-вимірювальних технологій
Бодунов Вадим Миколайович, кандидат технічних наук, доцент, доцент кафедри електричної інженерії та інформаційно-вимірювальних технологій
Кулько Тетяна Володимирівна, кандидат технічних наук, доцент кафедри електричної інженерії та інформаційно-вимірювальних технологій

Відповідальний

за випуск: Приступа Анатолій Леонідович, завідувач кафедри електричної інженерії та інформаційно-вимірювальних технологій, кандидат технічних наук, доцент

Рецензент: Квицинський Анатолій Олександрович, кандидат технічних наук, доцент, начальник відділу науково-дослідного супроводу нормативного забезпечення НЕК «Укренерго»

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ

- ВН – висока напруга
- КЗ – коротке замикання
- КЛ – кабельна лінія
- ЛЕП – лінія електропередавання
- НН – низька напруга
- ПЛ – повітряна лінія
- ПС – підстанція
- ПУЕ – правила улаштування електроустановок
- РПН – регулювання напруги під навантаженням
- СН – середня напруга

ВСТУП

Електроенергетика України є однією з основних галузей, яка забезпечує потреби нашої держави в електричній енергії, яка з 2019 року є повноцінним товаром, що продається на ринку електричної енергії [1].

Виключні особливості електричної енергії зробили її універсальним видом енергії, найбільш ефективним і поширеним в усіх галузях господарства і сферах життєдіяльності людини. Для безперервної передачі якісної електричної енергії до споживачів необхідно, щоб ефективно працювали різні складові електроенергетичної системи, які повинні задовольняти вимогам, що нормуються державними стандартами і галузевими нормами.

Проектування електричних мереж є складною і відповідальною задачею, оскільки ухвалення проектних рішень безпосередньо впливає на об'єм монтажних робіт, зручність і безпеку експлуатації електричного обладнання. Клас напруги електричних мереж в значній мірі зумовлює величину капітальних вкладень та величину втрат потужності, а також електричної енергії в процесі їх подальшої експлуатації [2].

Під час проектування електричних мереж у якості основних вхідних параметрів виступають значення розрахункових електричних навантажень та структура існуючої електричної мережі, що буде забезпечувати електропостачання. Зазвичай такі параметри видаються оператором систем розподілу (обленерго) у вигляді технічних умов на приєднання. Процес проектування електричних мереж є складною багатокритеріальною ітераційною задачею, яка повинна вирішувати комплекс *топографічних, електротехнічних, механічних, екологічних* проблем.

Перша редакція цих методичних вказівок вийшла в кінці 2008 року. З того часу зазнали суттєвих змін деякі нормативні документи з проектування та експлуатації електричних мереж, зокрема ПУЕ [12]. Тому у даній редакції систематизовані та враховані основні зміни, які допоможуть здобувачам бакалаврського рівня вищої освіти, що навчаються за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка», якісно виконати курсовий проект з дисципліни «Електричні системи і мережі». Також ці методичні вказівки є маленьким посібником для самостійного опанування деяких питань із зазначеної дисципліни, які стосуються:

- вибору потужності та типів силових трансформаторів на підстанціях;
- розрахунку параметрів схем заміщення ЛЕП та трансформаторів;
- розрахунку нормальних та післяаварійних усталених режимів роботи електричної мережі;
- вибору перерізів проводів ЛЕП;
- розрахунку втрат потужності в елементах електричної мережі;
- розрахунку напруги на шинах трансформаторних підстанцій.

Із-за неадекватного законодавства, яке створила публіка, що забула слова Т.Г. Шевченка «І чужому научайтесь, й свого не цурайтесь», автори були вимушені російськомовні літературні джерела [2,5,9,11,16] замінити на схожі, де немає того, на що є посилання у цих методичних вказівках.

1 ВИБІР КЛАСУ НАПРУГИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

Конфігурація електричної мережі залежить від взаємного розташування джерел живлення та знижувальних підстанцій, існуючої системи напруг і вимог до надійності електропостачання споживачів. Вибір схеми мережі і її параметрів виконується одночасно з вибором її номінальної напруги з урахуванням перспективи [3]:

- для системоутворюючої електричної мережі напругою 220-750 кВ основний розрахунковий період повинен дорівнювати 10 років, а перспективний – 15 років;
- для розподільної електричної мережі напругою 10-150 кВ – 5 та 10 років відповідно.

Вибір номінальної напруги є складною техніко-економічною задачею, яка вирішується шляхом порівняння декількох варіантів.

Нижче наведені емпіричні формули, що дозволяють знайти економічно доцільну напругу ЛЕП довжиною L при передачі по ній потужності P .

Формула Стілла:

$$U_{ек} = 4,34 \cdot \sqrt{L + 0,016 \cdot P}, \text{ кВ} \quad (1.1)$$

де P , кВт; L , км.

Ця формула дає прийнятні результати при значеннях $L \leq 250$ км і $P \leq 60$ МВт.

Формула Залеського:

$$U_{ек} = \sqrt{P \cdot (0,1 + 0,15 \cdot \sqrt{L})}, \text{ кВ} \quad (1.2)$$

де P , кВт; L , км.

Справедлива при $L \leq 1000$ км і $P \geq 60$ МВт.

Формула Ілларіонова:

$$U_{ек} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}}, \text{ кВ} \quad (1.3)$$

де P , МВт; L , км.

Формула (1.3) принципово правильно відображає необхідність вибору все більш високої номінальної напруги із збільшенням протяжності лінії, тому вона здобула найбільшого поширення на практиці.

Орієнтовні значення пропускної спроможності та дальності передачі ліній напругою 110-750 кВ наведені в таблиці 1.1.

Для визначення номінальної напруги ЛЕП 110-750 кВ можна користуватися даними таблиці 1.1 [4] або графічними залежностями, зображеними на рисунку 1.1 [5].

Таблиця 1.1 – Пропускна спроможність ліній напругою 110-750 кВ

Напруга, кВ	Потужність, яка передається, МВт	Довжина ЛЕП, км	
		Гранична	Середня
110	13-45	80	25
150	38-77	250	20
220	90-150	400	100
330	270-450	700	130
500	770-1300	1200	280
750	1500-2000	2200	300

Кожна крива рисунку 1.1 відповідає рівності приведених затрат при виконанні електричної мережі двома суміжними номінальними напругами.

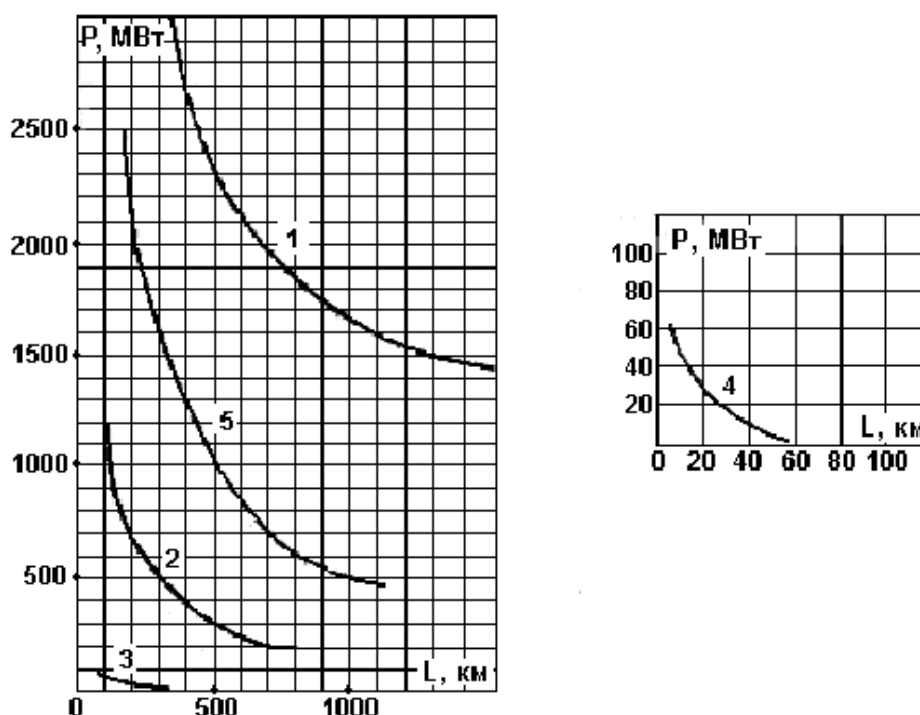


Рисунок 1.1 – Межі рівноекономічності при використанні суміжних номінальних напруг: 1 – 1150 і 500 кВ; 2 – 500 і 220 кВ; 3 – 220 і 110 кВ; 4 – 110 і 35 кВ; 5 – 750 і 330 кВ

Під час вибору номінальної напруги електричної мережі, як правило, необхідно враховувати затрати не тільки на ЛЕП, але і на підстанції. Пояснимо це на прикладі.

Проектується електрична мережа, що складається з двох ділянок, довжиною L_1 і L_2 (рисунок 1.2, а). Попередня оцінка номінальної напруги показала, що для головної ділянки слід прийняти напругу 220 кВ, а для другої ділянки 110 кВ. В цьому випадку необхідно порівняти два варіанти.

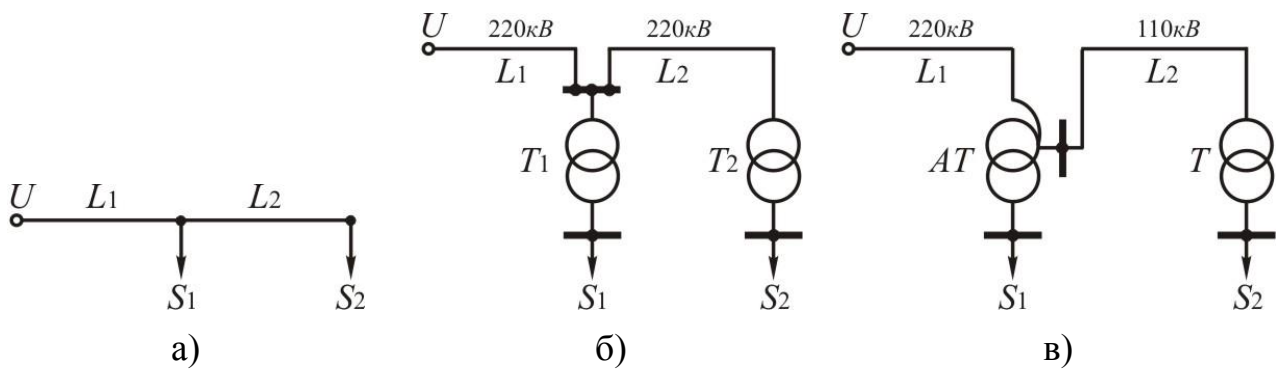


Рисунок 1.2 – Розрахункова схема електричної мережі (а) і два варіанти її виконання різними номінальними напругами (б) і (в)

У першому варіанті (рисунок 1.2, б) вся мережа виконується на напругу 220 кВ. У другому варіанті (рисунок 1.2, в) головна ділянка мережі виконується на напругу 220 кВ, а друга ділянка – на напругу 110 кВ.

При порівнянні капіталовкладень в другому варіанті лінія L_2 напругою 110 кВ і підстанція 110/10 кВ з трансформатором T будуть дешевше, ніж лінія L_2 напругою 220 кВ і підстанції 220/10 кВ з трансформатором T_2 першого варіанту. Проте підстанція 220/110/10 кВ з автотрансформатором AT другого варіанту буде дорожче, ніж підстанції 220/10 кВ з трансформатором T_1 першого варіанту.

Тому остаточний вибір напруги мережі визначиться в результаті порівняння цих варіантів за рядом критеріїв у відповідності до [6]. У разі відмінності затрат по варіантам менш ніж на 10% перевагу слід віддати варіанту з вищою номінальною напругою [7]. Вартості спорудження на допроектних стадіях дозволяється розраховувати за укрупненими показниками вартості [8].

Кількість кіл на будь-якій ділянці мережі, яка проектується, визначається необхідною надійністю електропостачання споживачів. Для споживачів з приймачами першої категорії за надійністю слід використовувати радіальні та магістральні двоколові лінії або кільцеві чи складно замкнуті одноколові лінії.

Під час складання варіантів схем мережі слід забезпечувати передавання потужності найкоротшими трасами, а також починати розробку варіантів від простих схем (радіальних) до більш складних (кільцевих та складнозамкнутих). На рисунку 1.3 показані альтернативні варіанти схеми мережі напругою 110 кВ.

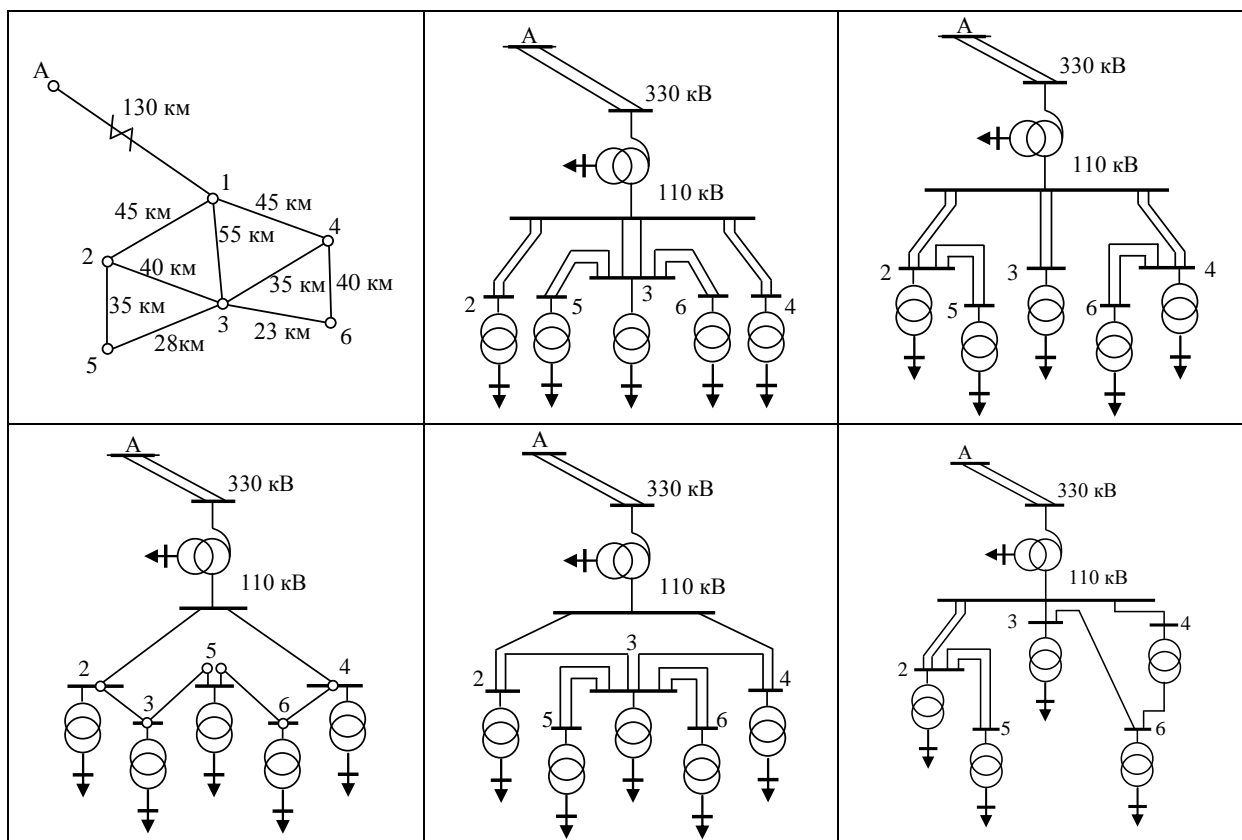


Рисунок 1.3 – Альтернативні варіанти схеми мережі напругою 110 кВ

Приклад 1.1

Розрахувати економічно доцільну напругу ЛЕП, якщо відомо, що її довжина складає 45 км та по ній необхідно передати величину потужності, що дорівнює $15,6 + j9,8$ МВА.

Розв'язок

Знайдемо максимальне розрахункове навантаження за активною потужністю, яке необхідно передати, за формулою:

$$P_{n.max} = \text{Re}(\tilde{S}_{n.max}),$$

де $\tilde{S}_{n.max}$ – максимальна розрахункова повна потужність;

$$P_{n.max} = 15,6 \text{ МВт.}$$

Для розрахунку економічно доцільної напруги ЛЕП скористаємося формулою (1.3):

$$U_{ек} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{45} + \frac{2500}{15,6}}} = 76,4 \text{ кВ.}$$

Найближче більше стандартне значення напруги становить 110 кВ. Аналогічний результат отримуємо і за таблицею 1.1.

2 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТА ТИПУ ТРАНСФОРМАТОРІВ ДЛЯ ПІДСТАНЦІЙ

Силкові трансформатори випускаються з незалежними обмотками (власне трансформатори) і з гальванічно зв'язаними (автотрансформатори). Трансформатори (автотрансформатори) бувають дво-, три- та багатообмотковими. За виконанням трансформатори можуть бути трифазними та однофазними. За видом охолоджуючого середовища розрізняють сухі трансформатори і масляні. Позначення типів трансформаторів зображене на рисунку 2.1.

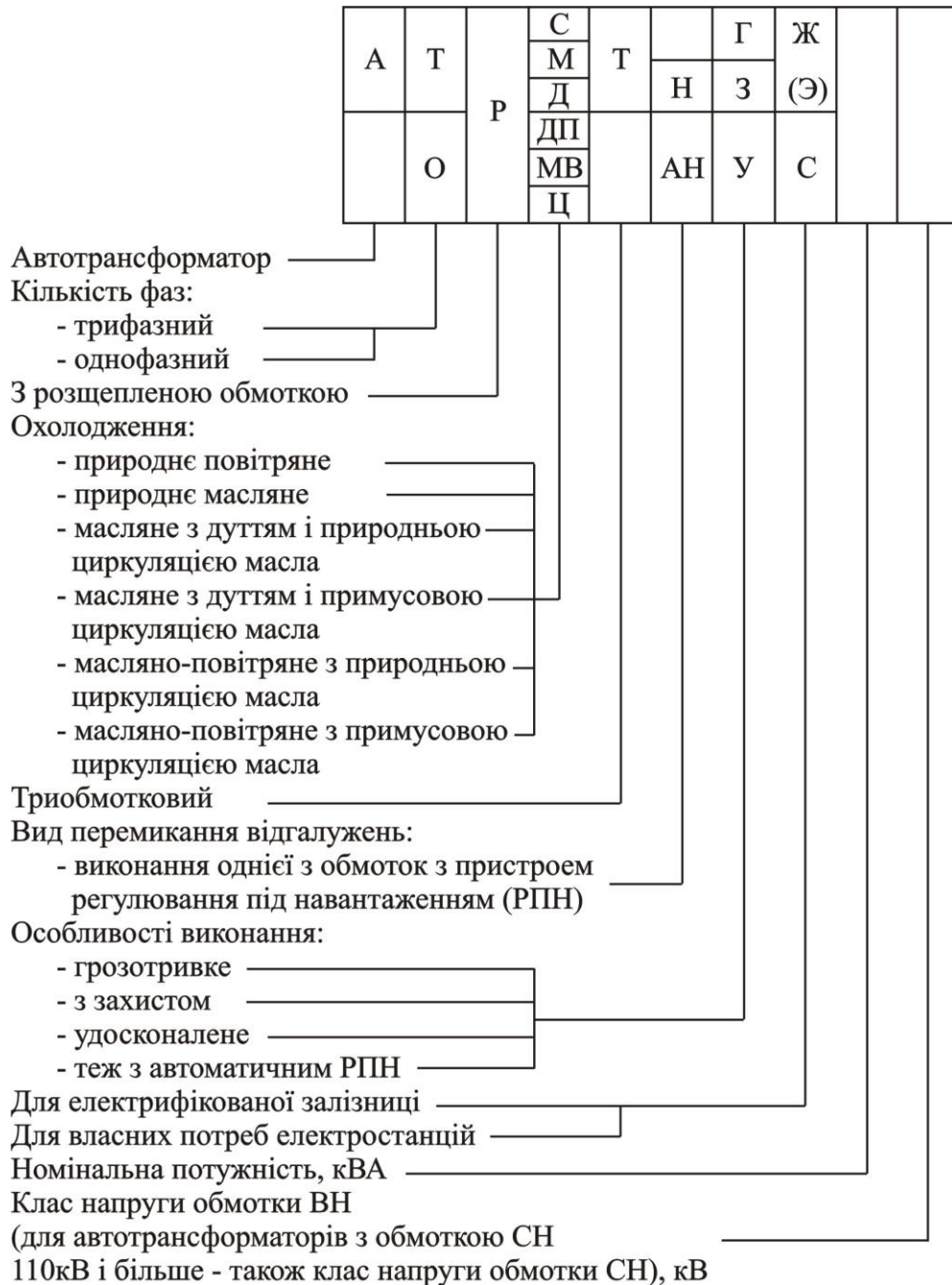


Рисунок 2.1 – Позначення типів трансформаторів

В електричних мережах напругою 6-10кВ з великими навантаженнями і кабельними лініями великих перерізів мають місце значні струми короткого замикання. Під час проектування схеми електричних з'єднань підстанції це призводить до необхідності вибору більш дорожчої комутаційної апаратури. Тому, останнім часом, для зниження величини струмів короткого замикання широкого розповсюдження набули трансформатори з розщепленою обмоткою низької напруги.

Ряди номінальних потужностей регламентуються ГОСТ 9680-77 [9] і приведені в таблиці 2.1.

Таблиця 2.1 – Ряди номінальних потужностей трансформаторів у кВА

10	–	16	–	25
100	–	160	–	250
1000	–	1600	–	2500
10 000	–	16 000	–	25 000
100 000	125 000	160 000	200 000	250 000
1 000 000	1 250 000	1 600 000	2 000 000	2 500 000
–	40	–	63	–
–	400	–	630	–
3200	4000	–	6300	–
32 000	40 000	–	63 000	80 000
–	400 000	500 000	630 000	800 000
3 150 000	4 000 000	5 000 000	6 300 000	8 000 000

Номінальні потужності однофазних трансформаторів, призначених для роботи в трифазній групі, повинні складати одну третину номінальних потужностей, вказаних в таблиці 2.1.

Трансформатори виготовляються, як правило, з пристроями регулювання напруги. Розрізняють трансформатори з регулюванням напруги при відключеному навантаженні (так зване переключення відгалужень обмоток без збудження – ПБЗ) та з регулюванням напруги під навантаженням (РПН). Як правило, регулювальні відгалуження трансформаторів розміщуються на стороні ВН, а автотрансформаторів – на стороні СН або в спільній частині гальванічно зв'язаних обмоток (в “нулі”).

Згідно з [10] допускається перевантаження трансформаторів. Їх величина та тривалість залежать від:

- виду системи охолодження та конструктивних особливостей трансформатора;
- температури навколишнього середовища;
- добового графіка навантаження, яке підключене до трансформатора.

Тому потужність масляних трансформаторів на знижувальних підстанціях може вибиратися за умов нормального та післяаварійного режимів з урахуванням можливості перенавантажень в післяаварійному режимі на 40%. Таке перевантаження допускається під час максимуму навантаження загальною

тривалістю не більше 6 годин, протягом не більше 5 діб, а коефіцієнт заповнення добового графіка навантажень не повинен бути більше 0,75 та коефіцієнт початкового навантаження не повинен перевищувати 0,93. З урахуванням вищезазначеного умови вибору потужності силових трансформаторів мають вигляд:

– для однострансформаторних підстанцій:

$$S_{TH} \geq S_{p.\max} = \frac{P_{p.\max}}{\cos\varphi}, \quad (2.1)$$

– для двотрансформаторних:

$$S_{TH} \geq 0,7 \cdot S_{p.\max} = 0,7 \cdot \frac{P_{p.\max}}{\cos\varphi}, \quad (2.2)$$

де S_{TH} – номінальна потужність трансформатора, МВА;

$S_{p.\max}$ – максимальне розрахункове навантаження на підстанцію, МВА;

$P_{p.\max}$ – активна складова максимального розрахункового навантаження на підстанцію, МВт;

$\cos\varphi$ – коефіцієнт потужності навантаження.

Потужність трансформаторів, розрахована за формулами (2.1), (2.2) округляється до найближчого стандартного значення.

Слід зазначити, що вибір потужності силових трансформаторів необхідно виконувати з урахуванням зростання навантаження за період 5 років після їх введення в роботу [3].

Якщо в складі навантаження підстанції є споживачі з приймачами 1-ї категорії за надійністю електропостачання, то трансформаторів повинно бути не менше двох. На підстанціях, які здійснюють електропостачання споживачів з приймачами 2-ї та 3-ї категорій, дозволяється встановлювати один трансформатор при наявності централізованого рухомого резерву і можливості заміни трансформатора за період часу не більше однієї доби. Установка одного трансформатора допускається також, якщо є можливість резервування споживачів по лініях розподільних мереж напругою 6-10 кВ. Кінцеве рішення про установку одного чи двох трансформаторів приймається на основі техніко-економічного порівняння декількох варіантів. При цьому, в деяких випадках, необхідно враховувати і тип трансформатора.

Типи трансформаторів та їх номінальні параметри приведені в [11].

Приклад 2.1

Вибрати потужність та тип трансформаторів для двотрансформаторної ПС з номінальними напругами 110/35/10 кВ (див. рисунок 2.2). Відомо, що максимальне розрахункове навантаження складає:

- 11,8+j7,5 МВА – на шинах напругою 35 кВ;
- 3,8+j2,3 МВА – на шинах напругою 10 кВ.

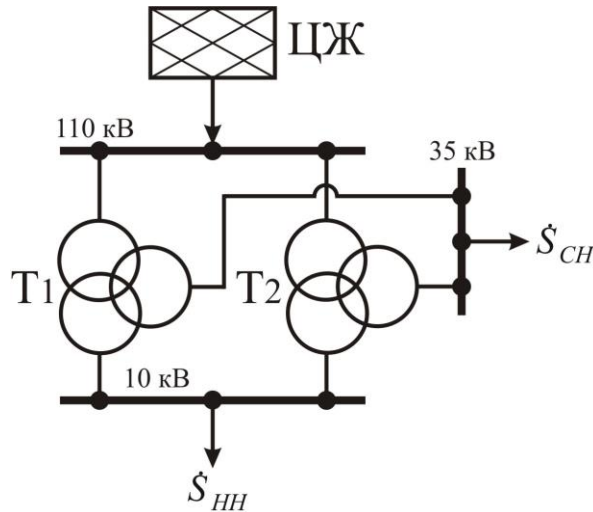


Рисунок 2.2 – Розрахункова схема двотрансформаторної ПС з триобмотковими трансформаторами

Розв'язок

Оскільки ПС має три класи напруги, то для неї необхідно застосовувати триобмоткові трансформатори. У таких трансформаторів найбільш завантаженою буде та обмотка, яка підключається до зовнішнього центру живлення. В нашому випадку такою обмоткою є обмотка високої напруги 110кВ, по якій буде протікати потужність, яка обумовлена навантаженнями обмоток середньої напруги – 35 кВ та низької напруги – 10кВ. Тому максимальне розрахункове навантаження для ПС можна розрахувати за формулою:

$$\dot{S}_{p.\max} = \dot{S}_{CH} + \dot{S}_{HH},$$

де \dot{S}_{CH} , \dot{S}_{HH} – навантаження на стороні середньої та низької напруги трансформаторів відповідно;

$$\dot{S}_{p.\max} = \dot{S}_{CH} + \dot{S}_{HH} = 11,8 + j7,5 + 3,8 + j2,3 = 15,6 + j9,8 \text{ МВА.}$$

Визначимо модуль розрахункового навантаження:

$$S_{p.\max} = |\dot{S}_{p.\max}| = \sqrt{15,6^2 + 9,8^2} = 18,42 \text{ МВА.}$$

У зв'язку з тим, що підстанція є двотрансформаторною, скористаємося умовою (2.2) для вибору потужності трансформаторів:

$$S_{TH} \geq 0,7 \cdot S_{p.\max} = 0,7 \cdot 18,42 = 12,9 \text{ МВА.}$$

Найближче більше стандартне значення потужності складає 16000 кВА (див. таблицю 2.1). Отже з [11] вибираємо трансформатор типу ТДТН-16000/110.

3 ВИБІР ПЕРЕРІЗІВ ПРОВОДІВ ЛЕП ТА ЇХ ПЕРЕВІРКА ЗА ТЕХНІЧНИМИ ОБМЕЖЕННЯМИ

3.1 Загальні поняття

У якості провідникового матеріалу використовують:

- для ПЛ – алюмінієвий або сталевалюмінієвий провід з питомим опором алюмінію $\rho=29,5-31,8 \text{ Ом}\cdot\text{мм}^2/\text{км}$ та граничним опором на розрив $\sigma=150-160 \text{ МПа}$. Рідше на узбережжі морів, солоних озер та на ділянках з хімічно забрудненою атмосферою, застосовують мідні проводи, для яких $\rho=17,8-18,5 \text{ Ом}\cdot\text{мм}^2/\text{км}$, $\sigma=350-360 \text{ МПа}$.
- для КЛ – кабелі з алюмінієвими або мідними жилами. Для алюмінієвих жил питомий опір $\rho=28 \text{ Ом}\cdot\text{мм}^2/\text{км}$, а для мідних – $17,5 \text{ Ом}\cdot\text{мм}^2/\text{км}$. Із-за великої вартості кабелі з мідними жилами застосовуються тільки у випадках, коли перерізи кабелів з алюмінієвими жилами занадто великі.

Далі наведені основні підходи щодо вибору тільки перерізів проводів ПЛ, які відповідають вимог чинних нормативних документів [12-14].

Критерієм вибору перерізів проводів повітряних ліній є мінімум приведених затрат на спорудження та експлуатацію [15]. Як правило перерізи вибираються за одним з основних критеріїв та обов'язково перевіряються за другорядними.

Перерізи проводів ПЛ напругою 6-220кВ необхідно вибирати за **економічною густиною струму** [12] та перевіряти за:

- тривало допустимим струмом навантаження у післяаварійному режимі роботи;
- механічною міцністю;
- допустимою втратою напруги (стосується тільки ПЛ 0,38-10 кВ);
- за умовою відсутності корони (стосується ПЛ напругою 110 кВ і більше);
- термічною стійкістю до струмів КЗ (стосується тільки ізольованих проводів).

Оскільки фази ПЛ напругою 330-750 кВ складаються з декількох проводів і представляють так звану «розщеплену фазу» задля зменшення активних втрат на корону, то вибір перерізів проводів на таких ПЛ виконується за результатами техніко-економічних розрахунків.

Перерізи проводів КЛ усіх класів напруги необхідно вибирати за **тривало допустимим струмом навантаження у нормальному режимі роботи** [12,14] та перевіряти за:

- допустимим нагрівом у післяаварійному режимі;
- термічною стійкістю до струмів КЗ;
- за рівнем напруги в режимі ХХ (для кабелів 110 кВ та більше);
- допустимою втратою напруги (стосується тільки КЛ 0,38-10 кВ);

Алгоритм вибору перерізів жил кабелів та їх екранів не розглядається у даних методичних вказівках.

3.2 Вибір перерізів проводів ПЛ та їх перевірка за технічними обмеженнями

Згідно з [12] критерієм вибору перерізів проводів на повітряних лініях 6-220 кВ є *економічна густина струму*. Знаючи розрахунковий максимальний струм та визначивши з ПУЕ економічну густину струму, економічний переріз можна розрахувати за формулою:

$$F = \frac{I_p}{j_{ек}}, \quad (3.1)$$

де I_p – розрахункове значення струму, що протікає через провід, А;

$j_{ек}$ – економічна густина струму, А/мм².

Таблиця 3.1 – Значення економічної густини струму [12]

Матеріал, з якого виготовлені проводи	Значення густини струму $j_{ек}$, А/мм ² за кількості годин використання максимуму навантаження T_{max} , год/рік		
	(1000-3000]	(3000-5000]	більше 5000
Мідні	2,5	2,5-1,9	1,9-1,5
Алюмінієві	1,3	1,1-0,8	0,8-0,6

Отриманий за формулою (3.1) переріз округляється до найближчого стандартного. Далі вибраний переріз повинен бути перевірений за технічними обмеженнями.

3.2.1 Перевірка перерізів проводів за тривалодопустимим струмом навантаження у післяаварійному режимі роботи

Первинним параметром даного критерію є допустима температура нагріву провідника. Згідно ПУЕ допускається нагрів проводів до температури:

- 70°C – для алюмінієвих та мідних проводів у нормальному режимі роботи;
- 90°C – для алюмінієвих та мідних проводів у післяаварійному режимі роботи;
- 200°C – для алюмінієвих та 300°C – для мідних проводів під час струмів КЗ.

Виходячи з допустимої температури нагріву в ПУЕ визначені граничні, тривалодопустимі струми для проводів різних марок (див. таблицю 3.2).

Значення допустимих струмів за нагрівом для проводів ПЛ, як правило, значно перевищують значення розрахункових струмів навантажень, тому перевірку за умовою нагріву слід виконувати тільки для можливих післяаварійних режимів.

Для післяаварійного режиму роботи повинна виконуватися умова:

$$I_{p.max}^{n/a} \leq I_{дон}^{табл}. \quad (3.2)$$

Під час перевірки за нагрівом за величину розрахункового струму $I_{p,max}^{n/a}$ приймається його максимальна величина за півгодинний інтервал.

Таблиця 3.2 – Значення допустимих струмів за нагрівом для неізольованих проводів за їх прокладання зовні приміщень

Номинальний переріз, мм ²	Значення допустимого струму за нагрівом, А для проводів марок		
	А	АС	М
10	–	84	95
16	105	111	133
25	136	142	183
35	170	175	223
50	215	210	275
70	265	265	337
95	320	330	422
120	375	390	485
150	440	450	570
185	500	520	650
240	590	605	760
300	680	710	880
400	815	830	1050

3.2.2 Перевірка перерізів проводів за умовою механічної міцності

Під час перевірки перерізів проводів за умовою механічної міцності необхідно враховувати додаткові механічні навантаження під час ожеледі, оскільки при значній товщині стінки ожеледі можливі обриви проводів, тросів, руйнування арматури, ізоляторів і навіть опор ПЛ.

По товщині стінки ожеледі територія України ділиться на 6 районів. Район за ожеледдю характеризує максимально допустиму товщину стінки ожеледі, що утворюється на проводі, та її вагу. Повна маса ожеледно-паморозних відкладень приводиться до форми полого циліндра льоду з товщиною стінки, рівною b (див. рисунок 3.1).

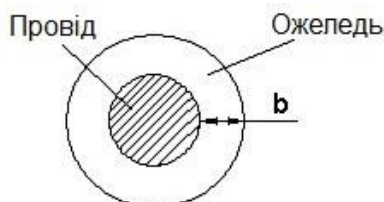


Рисунок 3.1 – Ідеалізоване представлення ожеледі на проводах

Мінімально допустимі перерізи проводів ПЛ напругою більше 1000 В за умовою механічної міцності наведені в таблиці 3.3 [12].

Вибраний переріз проводу повинен задовольняти умові:

$$F \geq F_{\min}^{\text{табл}}. \quad (3.3)$$

Оскільки ПЛ є досить протяжними об'єктами, що експлуатуються у різних кліматичних регіонах, то під час їх проектування слід пам'ятати, що зовнішні механічні навантаження не завжди рівномірно розподілені по довжині.

Таблиця 3.3 – Мінімально допустимі перерізи проводів для ПЛ напругою більше 1000 В за умовами механічної міцності

Характеристика ПЛ	Переріз проводів, мм ²			
	алюмінієвих з нетермообробленого алюмінієвого сплаву	з термообробленого алюмінієвого сплаву	сталеалюмінієвих	сталевих
ПЛ без перетинів у районах за ожеледдю:				
- до 2	70	50	35/6,2	35
- 3-4	95	50	50/8	35
- 5 і вище	-	70	70/11	35
Перетини ПЛ із судноплавними річками та інженерними спорудами в районах за ожеледдю:				
- до 2	70	50	50/8	35
- 3-4	95	70	50/8	50
- 5 і вище	-	70	70/11	50
ПЛ до 20 кВ, які споруджують на двоколових і багатокілових опорах	-	70	70/11	-

В таблиці 3.4 приведено номінальні перерізи проводів, які рекомендуються ПУЕ до використання на ПЛ напругою 35 кВ і більше. Застосовувати проводи, перерізи яких відрізняються від наведених у таблиці 3.4, допускається за умови відповідного обґрунтування.

Таблиця 3.4 – Кількість і переріз проводів ліній напругою 35 кВ і більше

Напруга ліній, кВ	Номінальний переріз проводу за алюмінієм, мм ²	Кількість проводів у фазі
35*	70-95	1
35	120	1
110**	120	1
110, 150	240	1
220***	400	1
330	400	2
400****	400	2
500***	300	3
750	300	5

* Стосується ліній 35 кВ, які є відгалуженням від існуючих магістральних ліній з перерізом проводів 70-95 мм² або є продовженням таких магістралей.
 ** Стосується ліній 110 кВ для живлення електроспоживачів на потужність до 20 МВт або для видачі потужності електростанцій з кількістю годин використання встановленої потужності до 2500 (вітрові, газотурбінні пікові електростанції тощо).
 *** Перспективний розвиток ліній 220 і 500 кВ обмежено.
 **** Розвиток ліній 400 кВ не передбачається.

На нових ПЛ або на ПЛ, що підлягають реконструкції, за відповідного обґрунтування, можна застосовувати проводи, виготовлені за новими технологіями чи з нових матеріалів, фізико-механічні характеристики яких підтверджено відповідними сертифікатами та гарантовано постачальниками, зокрема компактні проводи типу AERO-Z, AFLs та HVCRC (з композитним підсиленням осердя і профільованими дротами).

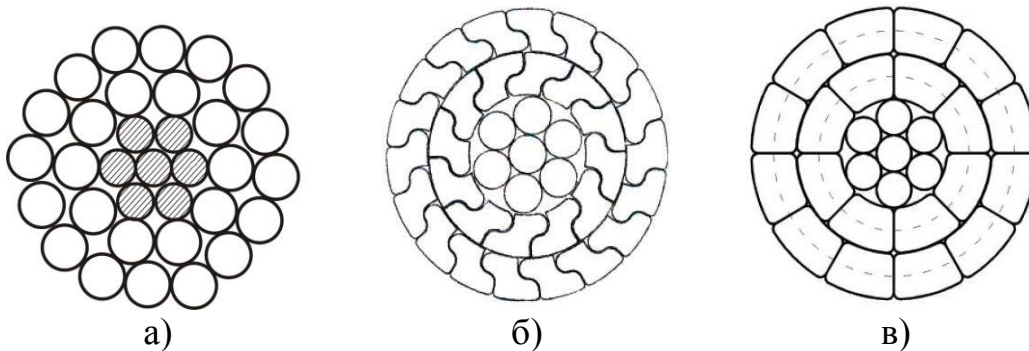


Рисунок 3.2 – Розрізи проводів:

- а) традиційних сталелегуючих марки АС; б) компактних марки Aero-Z;
в) секторних ущільнених марки AFLs

3.2.3 Перевірка перерізів проводів за допустимою втратою напруги

Дана перевірка є обов'язковою для ПЛ напругою 0,38-10 кВ, які є складовими місцевих розподільних електричних мереж і виконується задля забезпечення допустимого відхилення напруги на шинах ТП 10/0,4 кВ – $\pm 5\%$.

У електричній мережі з вибраними перерізами проводів повинна виконуватися умова:

$$\Delta U_{\Sigma} \leq \Delta U_{\text{дон}}, \quad (3.4)$$

де ΔU_{Σ} – втрата напруги на ділянках ПЛ електричної мережі від центру живлення до найвіддаленішого споживача (або ТП) в режимі максимальних електричних навантажень; $\Delta U_{\text{дон}}$ – допустима величина втрати напруги.

Згідно [13] $\Delta U_{\text{дон}}$ не повинна перевищувати:

- 8% – в ЛЕП напругою 10 кВ;
- 6% – в ЛЕП напругою 0,38 кВ (без урахування втрат у внутрішньобудинкових електропроводках).

Втрата напруги розраховується за формулою:

$$\Delta U_{\Sigma} \approx \sum_1^n \frac{P_i \cdot l_i \cdot r_{0i} + Q_i \cdot l_i \cdot x_{0i}}{U_n} = \sum_1^n \frac{P_i \cdot r_i + Q_i \cdot x_i}{U_n}, \quad (3.5)$$

де P_i , Q_i – активне та реактивне розрахункове навантаження на i -й ділянці ПЛ;

U_n – номінальна напруга;

l_i – довжина i -ї ділянки;

r_{0i}, x_{0i} – погонні активний та індуктивний опори i -ї ділянки ПЛ, Ом/км;

r_i, x_i – активний та індуктивний опори i -ї ділянки ПЛ, Ом.

3.2.4 Перевірка перерізів проводів за умовою відсутності корони

Вибрані перерізи проводів ПЛ напругою 110-750 кВ також підлягають перевірці за умовою обмеження активних втрат на корону та допустимого рівня радіоперешкод.

Напруженість електричного поля на поверхні проводу, яка викликає явище корони, залежить від діаметру проводу $d_{\min \text{ кор}}$, напруги лінії U_H , розміщення лінії над рівнем моря, кліматичних умов. Кожному класу напруги повітряної лінії може бути поставлений у відповідність переріз $F_{\min \text{ кор}}$ за умовою обмеження втрат на корону (див. таблицю 3.5).

Таблиця 3.5 – Мінімально необхідні перерізи проводів для мінімізації активних втрат на корону та рівня радіоперешкод

U_H , кВ	Кількість проводів у фазі	$d_{\min \text{ кор}}$, мм	Мінімально можлива марка проводу за перерізом
110	1	11,4	АС-70/11
150	1	15,2	АС-120/19
220	1	21,4	АС-240/39
330	2	21,6	АС-240/39
500	3	24,5	АС-300/66
750	5	27,3	АС-400/87

Також у якості засобу зі зменшення втрат потужності на корону можуть застосовуватися компактні проводи типу AERO-Z, AFLs та HVCRC (див. рисунок 3.2).

Перерізи проводів високовольтних ЛЕП, вибрані та перевірені згідно з [12] перевищують мінімально допустимі за умовою корони. Тому ця перевірка в даний час зазвичай не робиться, проте про неї не треба забувати.

Приклад 3.1

Вибрати переріз проводу ПЛ напругою 35 кВ для живлення промислового підприємства з максимальним розрахунковим навантаженням 15 МВА та тривалості використання максимального навантаження 4500 годин. При виборі перерізу врахувати необхідність резервування споживачів промислового підприємства. Передбачається, що ПЛ буде проходити території, яка відноситься до третього району за ожеледдю та не буде перетинати судноплавні річки та інженерні споруди.

Розв'язок

Оскільки за умовою задачі вимагається забезпечити резервування, то для живлення промислового підприємства необхідно передбачити дві одноколові ПЛ напругою 35 кВ, або одну одноколову.

Розрахункова схема двоколової ПЛ 35 кВ для живлення промислового підприємства зображена на рисунку 3.3.

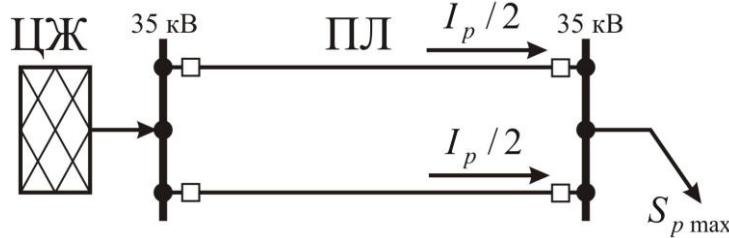


Рисунок 3.3 – Розрахункова схема для нормального режиму роботи

З рисунку 3.3 видно, що сумарний розрахунковий струм, викликаний максимальним розрахунковим навантаженням, буде порівну розподілятися між кожним колом ПЛ 35 кВ.

Максимальний розрахунковий струм навантаження складає:

$$I_p = \frac{S_{p \max}}{\sqrt{3} \cdot U_n} = \frac{15000}{\sqrt{3} \cdot 35} = 247 \text{ А.}$$

За таблицею 3.1 для сталевалюмінієвого проводу при $T = 4500$ годин/рік економічна густина струму знаходиться в діапазоні від 1,1 до 0,8 А/мм². Для її розрахунку скористаємося лінійною інтерполяцією.

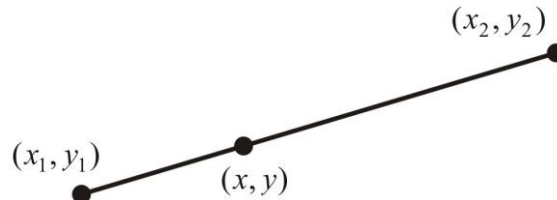


Рисунок 3.4 – Пряма на площині з відомими координатами 2-х точок

З дисципліни «Вища математика» відомо, що рівняння прямої, яка проходить через дві точки на площині, має вигляд:

$$\frac{x - x_1}{x_2 - x_1} = \frac{y - y_1}{y_2 - y_1},$$

де (x_1, y_1) , (x_2, y_2) – відомі координати 2-х точок на площині; (x, y) – координати проміжної точки на прямій, які треба знайти.

Нехай

$$\begin{aligned} x_1 &= T_{\max 1} = 3000 \text{ год/рік}, & y_1 &= j_{ек1} = 1,1 \text{ А/мм}^2; \\ x_2 &= T_{\max 2} = 5000 \text{ год/рік}, & y_2 &= j_{ек2} = 0,8 \text{ А/мм}^2; \\ x &= T_{\max} = 4500 \text{ год/рік}, & y &= j_{ек} \text{ А/мм}^2. \end{aligned}$$

Тому з рівняння прямої можна отримати, що для заданого T_{\max}

$$j_{ек} = j_{ек1} + \frac{j_{ек2} - j_{ек1}}{T_{\max 2} - T_{\max 1}} \cdot (T_{\max} - T_{\max 1}) =$$

$$= 1,1 + \frac{0,8 - 1,1}{5000 - 3000} \cdot (4500 - 3000) = 0,875 \text{ А/мм}^2.$$

За формулою (3.1) розраховуємо економічний переріз для кожного кола двокової ПЛ напругою 35 кВ:

$$F = \frac{I_p / 2}{j_{ек}} = \frac{247 / 2}{0,875} = 141 \text{ мм}^2.$$

Згідно з методом економічної густини струму, даний переріз можна округлити як в більшу, так і в меншу сторону (бажано до найближчого стандартного перерізу). Отже, вибираємо провід марки АС-150/19.

Перевіримо даний переріз за технічними обмеженнями.

У післяаварійному режимі роботи (за відключення одного кола ПЛ 35 кВ) увесь розрахунковий струм буде протікати по колу, що залишилося в роботі (див. рисунок 3.4). Тому $I_{p.макс}^{n/a} = I_p = 247 \text{ А}$.

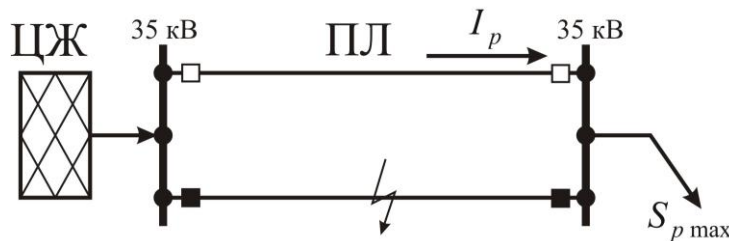


Рисунок 3.4 – Розрахункова схема для післяаварійного режиму роботи

З таблиці 3.2 знаходимо, що допустимий струм за нагрівом для проводу марки АС-150/19 складає $I_{дон}^{мабл} = 450 \text{ А}$, що вказує на те, що умова (3.2) виконується.

З таблиці 3.3 знаходимо, що для третього району за ожеледдю та за умови відсутності перетинів нашою ПЛ судноплавних річок та інженерних споруд мінімально допустимий переріз сталевалюмінієвого проводу повинен складати 50/8, що значно менше вибраного 150/19. Тому умова (3.3) виконується.

Отже вибраний провід марки АС-150/19, для двокової ПЛ напругою 35 кВ, задовольняє технічним обмеженням.

Існують інші методи вибору перерізів проводів ПЛ на напругу понад 1000 В, зокрема «метод економічних інтервалів». Для вибору перерізів проводів ПЛ напругою до 1000 В та протяжних ПЛ напругою 6-10 кВ використовується метод «за допустимою втратою напруги». Суть цих методів та приклади їх застосування викладені в [4].

4 РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ СХЕМ ЗАМІЩЕННЯ ЛЕП ТА ТРАНСФОРМАТОРІВ

4.1 Розрахунок параметрів схем заміщення повітряних ліній з нерозщепленою фазою та кабельних ліній

Повітряні лінії електропередавання з нерозщепленою фазою споруджуються на напругу до 220 кВ включно (кожна фаза виконується одним проводом). Під час розрахунків приймається припущення про симетричність електричної мережі, тобто про рівність параметрів різних фаз.

Розрізняють активний опір та омичний опір проводів. *Активним опором* називають опір проводу змінному струму, з урахуванням впливу поверхневого ефекту, втрат в сталій частині проводу тощо. Вплив сталеної серцевини у сталю-алюмінієвих проводах зазвичай не враховується і опір проводу розраховується тільки за алюмінієвою частиною.

Погонний омичний опір постійному струму за температури навколишнього середовища $+20^{\circ}\text{C}$ розраховується за формулою:

$$r_{0(20^{\circ}\text{C})} = \frac{\rho}{F}, \text{ Ом/км}, \quad (4.1)$$

де ρ – питомий опір матеріалу проводу при $+20^{\circ}\text{C}$, Ом·мм²/км; F – переріз проводу мм².

Активний опір ділянки лінії довжиною l кілометрів буде дорівнювати:

$$r = r_0 \cdot l. \quad (4.2)$$

Якщо дійсна температура проводу відрізняється від $+20^{\circ}\text{C}$ то уточнення погонного опору здійснюється за формулою:

$$r_{0(\Theta)} = r_{0(20^{\circ}\text{C})} \cdot [1 + \alpha_{(\Theta)} (\Theta - 20^{\circ}\text{C})], \quad (4.3)$$

де Θ – дійсна температура проводу, $^{\circ}\text{C}$; $\alpha_{(\Theta)}$ – температурний коефіцієнт збільшення опору за підвищення температури проводу на 1°C . Для алюмінію $\alpha_{(\Theta)}$ складає 0,00403, а для міді 0,00393 ($^{\circ}\text{C}$)⁻¹.

Опір r_0 залежить від перерізу проводу. У разі зміни перерізу алюмінієвого проводу від 50 до 185 мм² опір r_0 змінюється від 0,65 до 0,17 Ом/км.

Для ПЛ, враховуючи неточність вихідних даних, можна нехтувати різницею між активним та омичним опором, та, в більшості випадків, не враховувати вплив реальної температури на опір проводу.

В КЛ вплив поверхневого ефекту більш вагомий, тому активний опір може істотно відрізнитися від омичного. Окрім того, реальні температури нагріву жил кабелів у нормальному режимі роботи можуть сягати $60\text{--}85^{\circ}\text{C}$ та вносити помітну похибку [4].

Індуктивний опір ліній електропередавання визначається магнітними полями навколо та всередині проводу (або жили кабелю), а відповідно залежить від взаємного розташування фаз. Індуктивний опір ЛЕП довжиною l км розраховується за формулою:

$$x = x_0 \cdot l, \quad (4.4)$$

де x_0 – погонний індуктивний опір фази лінії Ом/км, який розраховується за формулами:

– для ПЛ напругою до 220 кВ на частоті 50 Гц:

$$x_0 = 0,1445 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot D_{сер}}{d}\right) + 0,0157 \quad (4.5)$$

де $D_{сер}$ – середньгеометрична відстань між проводами фаз; d – діаметр проводу, мм;

– для КЛ:

$$x_0 = \omega \cdot L_0, \quad (4.6)$$

де ω – кутова частота, рад/с; L_0 – погонна індуктивність фази лінії, Гн/км.

Для ПЛ величина d визначається з довідника для вибраної марки проводу, а середньгеометрична відстань розраховується за формулою:

$$D_{сер} = \sqrt[3]{D_{AB} \cdot D_{BC} \cdot D_{CA}}. \quad (4.7)$$

У разі горизонтального розташування проводів (рисунок 4.1,а) $D = \sqrt[3]{D^2 \cdot 2D} = 1,26 \cdot D$. У разі розташування проводів по вершинах рівностороннього трикутника (рисунок 4.1,б) $D_{сер} = D$.

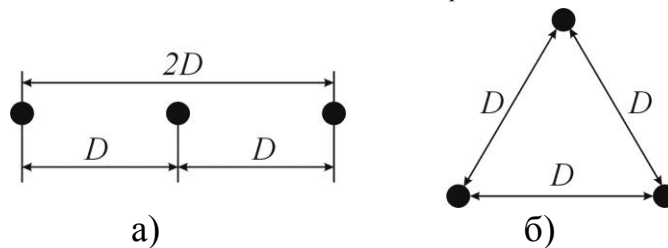


Рисунок 4.1 – Розміщення проводів на повітряних лініях

Середні відстані між фазами ПЛ різних напруг наведені у таблиці 4.1.

Таблиця 4.1 – Середні відстань між фазами ПЛ різних номінальних напруг

Номінальна напруга лінії, кВ	до 1	6÷10	35	110	220	330	500	750
Відстань між фазами лінії, м	0,5	1,0	3,0	4,0	7,0	9,0	12,0	15,0

Для КЛ величина погонної індуктивності фази лінії L_0 наводиться каталогах заводів-виробників кабельної продукції.

Слід зазначити, що погонний активний опір суттєво залежать від перерізу проводу, а погонний реактивний опір змінюється несуттєво. Тому під час розв’язання деяких задач для ПЛ напругою до 110 кВ погонний індуктивний опір може бути прирівняний до $x_0 = 0,4$ Ом/км, а для кабельних ліній напругою 6-10 кВ – $x_0 = 0,08$ Ом/км.

Ємнісна провідність. Під дією електричного поля між фазами ЛЕП, а також між фазами та землею виникають струми зміщення, які називаються **зарядними струмами**. Вони визначаються відповідними, розподіленими по довжині, ємностями ЛЕП (див. рисунок 4.2).

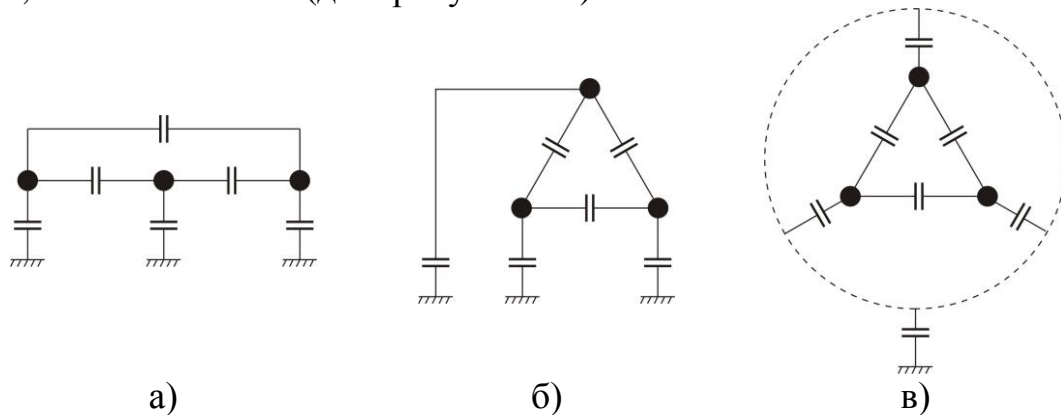


Рисунок 4.2 – Розподілені ємності між фазами та землею:
 а) на ПЛ з горизонтальним розміщенням проводів; б) на ПЛ з розміщенням проводів у вершинах рівностороннього трикутника; в) для КЛ, виконаних трижильним кабелем

Ємнісна провідність ділянки ЛЕП довжиною l км розраховується за формулою:

$$b = b_0 \cdot l, \quad (4.8)$$

де b_0 – погонна ємнісна провідність, См/км, яка, в свою чергу, розраховується за формулами:

– для ПЛ напругою до 220 кВ на частоті 50 Гц:

$$b_0 = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot D_{сеп}}{d}\right)}. \quad (4.9)$$

– для КЛ:

$$b_0 = \omega \cdot C_0 = \omega \cdot \frac{\varepsilon_r}{18 \cdot \ln \frac{D_{зовн}}{d_{внутр}}} \cdot 10^{-6}, \quad (4.10)$$

де C_0 – погонна ємність фази кабелю, Ф/км; ε_r – відносна діелектрична проникність матеріалу ізоляції; $D_{зовн}$, $d_{внутр}$ – зовнішній та внутрішній діаметри основної ізоляції кабелю, мм.

Як правило для КЛ величина погонної ємності фази C_0 наводиться каталогах заводів-виробників кабельної продукції.

Знаючи ємнісну провідність, можна визначити **зарядний струм** $I_{зар}$ та **зарядну потужність** $Q_{зар}$ лінії:

$$I_{зар} = b \cdot U_{\phi}; \quad Q_{зар} = \sqrt{3} \cdot U \cdot I_{зар} = b \cdot U^2, \quad (4.11)$$

а також зарядну потужність 1 км лінії:

$$Q_{0зар} = \frac{Q_{зар}}{l}, \quad (4.12)$$

де U – лінійна напруга.

В таблиці 4.2 наведені наближені значення зарядної потужності для повітряних та кабельних ліній різних номінальних напруг.

Таблиця 4.2 – Наближені значення зарядної потужності ПЛ та КЛ

U_n , кВ	$Q_{0зар}$, кВАр/км	
	ПЛ	КЛ*
10	0,33	7-24
35	4	48-125
110	36	570-1000
220	140	2100-4600
330	430	4400-8900
500	950	10200-17300
750	2450	–

*В залежності від перерізу жили (для кабелів з ізоляцією зі зшитого поліетилену)

У ПЛ напругою до 35 кВ включно в схемах заміщення зарядна потужність може не враховуватися. У кабельних лініях величина погонної ємнісної провідності значно більша цього параметра, ніж у ПЛ, оскільки фази знаходяться значно ближче одна до одної, а також діелектрична проникність ізоляції кабелю у 2-4 рази більше від діелектричної проникності повітря ($\epsilon_r = 1$).

На ПЛ напругою 500-750 кВ величина зарядної потужності настільки велика, що її необхідно компенсувати шунтувальними реакторами у режимах роботи наближених до режиму холостого ходу. Це пов'язано з тим, що рівень напруги в кінці електропередачі буде більшим ніж напруга на її початку, та може перевищити гранично допустиме значення для ізоляції. Шунтувальні ректори включаються між кожною фазою ПЛ та землею через спеціальний вимикач потужності.

Вперше, на перший погляд парадоксальне явище, збільшення напруги в кінці КЛ зафіксував у 1887 році у Лондоні інженер Ферранті. З тих пір воно носить назву явища Ферранті. Оскільки величина зарядної потужності КЛ значно перевищує її величину для ПЛ, то це обмежує область застосування кабелів напругою 110 кВ і більше тільки на порівняно невеликі довжини.

Активна провідність. Якщо на поверхні проводу напруженість електричного поля перевищить деяке критичне значення, виникає явище **корони**, що супроводжується характерним потріскуванням і свіченням. Воно обумовлює активну провідність лінії. Погонне значення активної провідності

g_0 , може бути приблизно визначене за середньорічним значенням втрат потужності на корону $\Delta P_{0к}$ при номінальній напрузі ЛЕП U_n :

$$g_0 \cong \frac{\Delta P_{0к}}{U_n^2}. \quad (4.13)$$

Втрати потужності на корону залежать не тільки від конструктивних особливостей фази ПЛ, але і від погодних умов. Вони є найменшими у ясну погоду і найбільшими під час паморозі (див. таблицю 4.3).

Таблиця 4.3 – Питомі втрати потужності на корону ПЛ

Номінальна напруга ПЛ, кВ	Кількість проводів та їх номінальний переріз за алюмінієм, мм ²	Питомі втрати активної потужності, кВт/км за виду погодних умов			
		ясно	сніг	дощ	паморозь
220	1×240	0,4	1,9	6,8	20,6
	1×300	0,3	1,5	5,4	16,5
330	2×300	1,0	4,5	15,0	44,0
	2×400	0,8	3,3	11,0	33,5
400	2×500	1,3	5,0	18,1	54,4
500	3×300	2,8	11,0	36,0	96,0
	3×400	2,4	9,1	30,2	79,2
	3×500	1,8	6,5	22,0	56,0
750	4×600	4,6	17,5	65,0	130,0
	5×240	3,9	15,5	55,0	115,0

Для розрахунку втрат електричної енергії, викликаних явищем корони, необхідно знати тривалість кожного виду погодних умов вздовж траси ПЛ за розрахунковий період. У більшості випадків дана інформація є недостовірною, або відсутньою. Тому, як правило, користуються середньорічними значеннями втрат потужності на корону (див. таблицю 4.4), які дають наближені прийнятні результати розрахунку.

Таблиця 4.4 – Середньорічні питомі втрати потужності на корону ПЛ

Номінальна напруга ПЛ, кВ	Кількість проводів та їх номінальний переріз за алюмінієм, мм ²	Питомі середньорічні втрати потужності, кВт/км
220	1×240	1,5
	1×300	1,2
330	2×240	4,8
	2×300	3,8
	2×400	2,9
400	2×500	5,7
500	3×300	11,5
	3×400	8,5
	3×500	5,5
750	4×500	19,0
	4×600	15,0
	5×240	13,0

Також слід зазначити, що втрати потужності на корону залежать від рівня напруги на електропередачі (див. таблицю 4.5).

Таблиця 4.5 – Наближені значення втрат на корону при різних напругах для ПЛ з номінальною напругою 750 кВ

U, кВ	715	730	750	770	787
$\Delta P_{0к}$, кВт/км	10,40	11,36	13,75	15,70	18,00

З таблиці 4.3 видно, що у разі збільшення кількості проводів у розщепленій фазі питомі втрати потужності на корону зменшуються. Тому основним способом їх зменшення є розщеплення фази на декілька проводів. Також у якості засобу зі зменшення втрат потужності на корону можуть застосовуватися компактні проводи типу AERO-Z, AFLs та HVCRC (див. рисунок 3.2).

Для мінімізації втрат потужності на корону на ПЛ необхідно застосовувати перерізи проводів, які будуть більше або дорівнювати тим, що наведені в таблиці 3.5. В розрахунках втрати на корону повинні враховуватися для ПЛ, починаючи з напруги 220 кВ.

Активна провідність ділянки ЛЕП довжиною l км розраховується за формулою:

$$g = g_0 \cdot l, \quad (4.14)$$

В КЛ також мають місце активні втрати потужності, які обумовлені неідеальністю діелектрика основної ізоляції кабелю. Їх погонне значення для трьох фаз КЛ можна розрахувати за формулою:

$$\Delta P_0 = \omega \cdot C_0 \cdot U^2 \cdot \operatorname{tg} \delta, \quad (4.15)$$

де U – лінійна напруга;

$\operatorname{tg} \delta$ – тангенс кута діелектричних втрат в ізоляції кабелю (для кабелів з ізоляцією зі зшитого поліетилену $\operatorname{tg} \delta = 0,0003$).

Діелектричні втрати потужності необхідно враховувати для КЛ напругою 35 кВ та більше.

4.2 Особливості розрахунку параметрів схем заміщення повітряних ліній з розщепленою фазою

Повітряні лінії електропередавання з розщепленою фазою споруджуються на напругу 330-750 кВ включно (кожна фаза виконується з декількома проводами). Це дозволяє не тільки зменшити втрати потужності на корону, але і зменшити рівень радіоперешкод.

Згідно з ПУЕ у ПЛ напругою 330 кВ кожна фаза розщеплюється на два проводи з відстанню між ними 40 см. Для ПЛ 500 кВ розщеплення фази виконується на три проводи з аналогічною відстанню між проводами, а для ПЛ 750 кВ може застосовуватися розщеплення на чотири або п'ять проводів з відстанню між ними 40-60 см (див. рисунок 4.3).

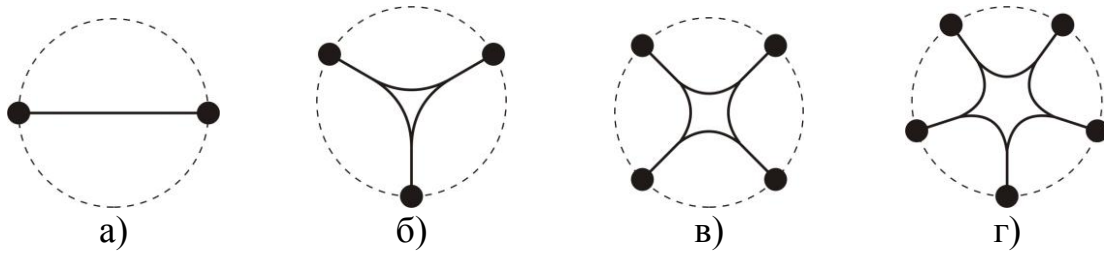


Рисунок 4.3 – Зображення розщеплених фаз ПЛ:
а) 330 кВ; б) 500 кВ; в-г) 750 кВ

Тоді **погонний активний опір** розщепленої фази, $r_{0\phi}$ розраховується за формулою:

$$r_{0\phi} = \frac{r_{0np}}{N}, \quad (4.16)$$

де r_{0np} – погонний активний опір одного проводу у фазі, який визначається з довідника для вибраної марки проводу, або може бути розрахований за формулою (4.1);

N – кількість проводів у розщепленій фазі.

Під час розрахунку погонних індуктивного опору та ємнісної провідності фази також здійснюється врахування розщеплення за рахунок заміни радіусу одиничного проводу, еквівалентним радіусом R_E (див. рисунок 4.4).

Еквівалентний радіус розщепленої фази розраховується за формулою:

$$R_E = \sqrt[N]{R_{np} \cdot N \cdot R_p^{N-1}} = \sqrt[N]{\frac{R_{np} \cdot N}{R_p}} \cdot R_p, \quad (4.17)$$

де R_{np} – радіус проводу (розраховується за відомим з довідника діаметром вибраного проводу, як $R_{np} = d/2$);

R_p – радіус розщеплення, який дорівнює радіусу кола, описаного навколо правильного багатокутника:

$$R_p = \frac{a}{2 \cdot \sin\left(\frac{\pi}{N}\right)}, \quad (4.18)$$

де a – відстань між проводами у розщепленій фазі.

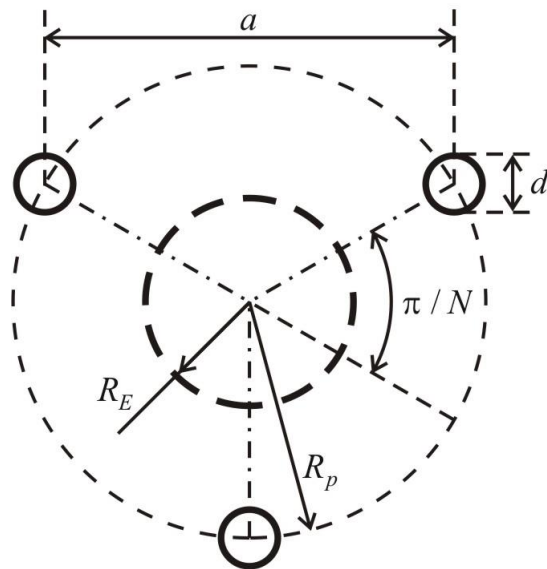


Рисунок 4.4 – Взаємне розміщення проводів у розщепленій фазі ПЛ 330 кВ

Погонний індуктивний опір фази ПЛ напругою 330-750 кВ розраховують за формулою:

$$x_{0\phi} = 0,1445 \cdot \lg\left(\frac{D_{cep}}{R_E}\right) + \frac{0,0157}{N}, \quad (4.19)$$

а **погонну ємнісну провідність** – за формулою:

$$b_{0\phi} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{D_{cep}}{R_E}\right)}, \quad (4.20)$$

Розщеплювання фази на ПЛ 330-750 кВ також дозволяє:

- знизити погонний індуктивний опір на 20-40% і збільшити погонну ємнісну провідність на 25-60% в порівнянні з лінією з нерозщепленими фазами;
- збільшити пропускну здатність ПЛ.

4.3 Схеми заміщення ліній електропередавання

Для розрахунку режимів роботи ЛЕП напругою до 220 кВ знайшли застосування схеми заміщення, які дозволяють знехтувати розподілом параметрів ЛЕП вздовж їх довжини та замінити їх зосередженими параметрами.

Проведений вище аналіз параметрів повітряних та кабельних ліній дозволяє рекомендувати варіанти схем заміщення ліній різних класів напруг, які зображені на рисунку 4.5.

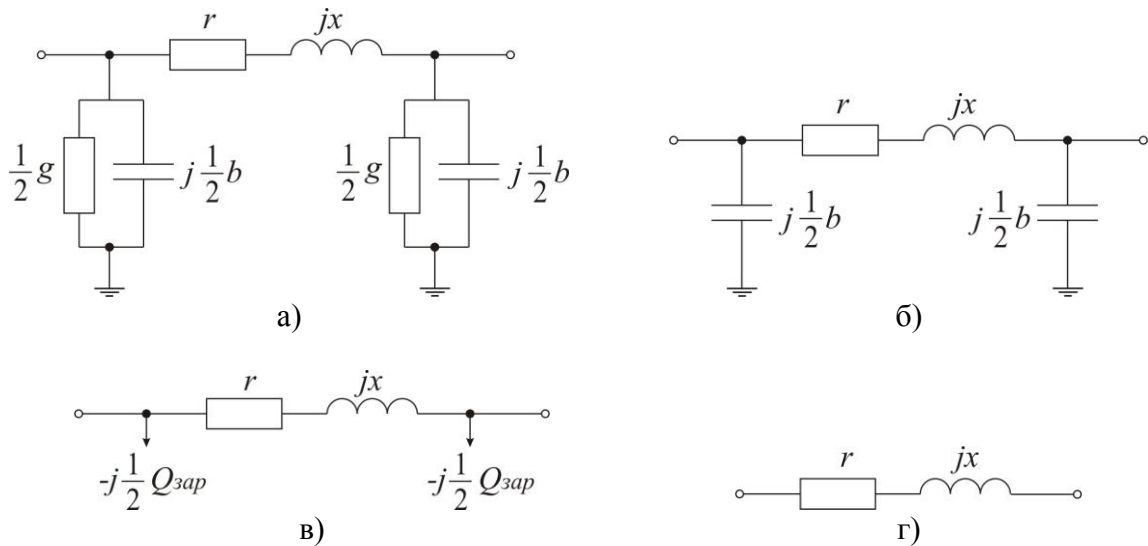


Рисунок 4.5 – Схеми заміщення лінії різних номінальних напруг

На рисунку 4.5,а приведена П-подібна схема заміщення загального типу для ПЛ напругою 220 кВ і більше, де необхідно врахування не тільки зарядну потужність, але і втрати на корону.

Дана схема заміщення враховує як поздовжні параметри r та x , так і поперечні – g та b . Для спрощення розрахунків режимів роботи поперечні активна та реактивна провідності вводяться в схему заміщення по її кінцям з половинними значеннями.

Цю схему заміщення також інколи застосовують для КЛ напругою 35-330 кВ у випадку необхідності врахування активних діелектричних втрат в основній ізоляції кабелю.

Схеми заміщення, зображені на рисунках 4.5,б-в застосовуються для ПЛ напругою 110-150 кВ та КЛ ліній – 35 кВ та більше, де обов'язково необхідно враховувати зарядну потужність, величина якої суттєво впливає на параметри режиму. Слід також зазначити, що дана схема заміщення повинна також застосовуватися для КЛ напругою 6-20кВ, які виконані кабелем з ізоляцією зі зшитого поліетилену та мають переріз жили 300мм^2 та більше. Схеми, зображені на рисунках «б» та «в», є ідентичними, друга з яких знайшла більшого поширення під час розрахунків режимів роботи, коли розрахунки виконуються з потужностями.

Схема заміщення, зображена на рисунку 4.5,г характерна для ПЛ напругою 6-35 кВ та КЛ 6-20 кВ, для яких поперечними параметрами g та b можна знехтувати із-за їх малого впливу на режими роботи.

Параметри схем заміщення ЛЕП різних напруг для спільних розрахунків режимів повинні бути приведені до однієї **базисної напруги** $U_б$. Таке приведення виконується за загальновідомими з електротехніки формулами:

$$\begin{cases} I^* = I \cdot \frac{U_n}{U_{\delta}}; \\ U^* = U \cdot \frac{U_{\delta}}{U_n}; \\ Z^* = Z \cdot \frac{U_{\delta}^2}{U_n^2}; \\ Y^* = Y \cdot \frac{U_n^2}{U_{\delta}^2}. \end{cases} \quad (4.21)$$

Приклад 4.1

Повітряну лінію напругою 10 кВ довжиною 5,4 км планується збудувати на одиночних опорах з розміщенням проводів марки АС-50/8 по вершинах рівностороннього трикутника. Відстань між фазами $D=1$ м. Розрахувати параметри схеми заміщення ПЛ.

Розв'язок

Схема заміщення ПЛ напругою 10 кВ зображена на рисунку 4.5, г.

З [11] для проводу марки АС-50/8: $d=9,6$ мм; $r_0=0,603$ Ом/км. У зв'язку з тим, що проводи ПЛ розміщені по вершинах рівностороннього трикутника $D_{сер}=D=1$ м. За формулою (4.5) розраховуємо погонний індуктивний опір фази лінії:

$$x_0 = 0,1445 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot D_{сер}}{d}\right) + 0,0157 = 0,1445 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot 1}{9,6 \cdot 10^{-3}}\right) + 0,0157 = 0,35 \text{ Ом/км.}$$

Активний опір лінії довжиною в 5,4 км розраховуємо за формулою (4.2), а індуктивний – за формулою (4.4):

$$r = r_0 \cdot l = 0,603 \cdot 5,4 = 3,26 \text{ Ом;}$$

$$x = x_0 \cdot l = 0,35 \cdot 5,4 = 1,89 \text{ Ом.}$$

Для наочності подальших розрахунків режимів роботи електричних мереж розраховані параметри заносяться на схему заміщення (див. рисунок 4.6).

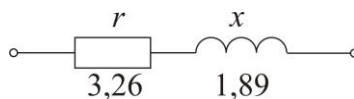


Рисунок 4.6 – Схема заміщення ПЛ напругою 10 кВ з розрахованими параметрами

Приклад 4.2

Рахувати параметри схеми заміщення двоколової ПЛ напругою 220 кВ, яка виконана на П-подібних опорах проводом марки АС-240/32. Відстань між фазами у кожному колі ПЛ складає $D=7$ м, а довжина ПЛ – $l=57$ км.

Розв'язок

Схема заміщення ПЛ напругою 220 кВ зображена на рисунку 2.5, а. З [11] для проводу марки АС-240/32: $d = 21,6$ мм; $r_0 = 0,121$ Ом/км.

Розрахуємо погонні параметри схеми заміщення одного кола ПЛ:

1) у якості погонного активного опору фази одного кола ПЛ 220 кВ приймаємо погонний омичний опір проводу марки АС-240/32:

$$r_0 = 0,121 \text{ Ом/км};$$

2) у зв'язку з тим, що на П-подібних опорах проводи розміщені у одну горизонталь, то $D_{cep} = 1,26 \cdot D = 1,26 \cdot 7 = 8,82$ м. За формулою (4.5) розраховуємо погонний індуктивний опір фази одного кола ПЛ:

$$x_0 = 0,1445 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot D_{cep}}{d}\right) + 0,0157 = 0,1445 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot 8,82}{21,6 \cdot 10^{-3}}\right) + 0,0157 = 0,436 \text{ Ом/км};$$

3) за формулою (4.9) розраховуємо погонну ємнісну провідність фази одного кола ПЛ:

$$b_0 = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot D_{cep}}{d}\right)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot 8,82}{21,6 \cdot 10^{-3}}\right)} = 2,6 \cdot 10^{-6} \text{ См/км};$$

4) оскільки невідома тривалість різних видів погоди, які будуть мати місце вздовж траси ПЛ 220 кВ, то для розрахунку погонної активної провідності скористаємося середньорічними питомими втратами потужності на корону, наведеними в таблиці 4.4. З таблиці 4.4 для одноколової ПЛ 220 кВ, яка виконана проводом марки АС-240/32 $\Delta P_{0к} = 1,5$ кВт/км. За формулою (4.13) розраховуємо погонну активну провідність фази одного кола ПЛ:

$$g_0 \cong \frac{\Delta P_{0к}}{U_n^2} = \frac{1,5 \cdot 10^3}{(220 \cdot 10^3)^2} = 3,1 \cdot 10^{-8} \text{ См/км}.$$

Схема заміщення з розрахованими погонними параметрами одного кола ПЛ напругою 220 кВ зображена на рисунку 4.7.

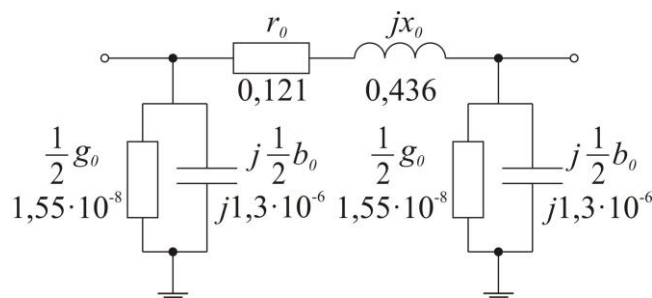


Рисунок 4.7 – Схема заміщення одного кола ПЛ напругою 220 кВ з розрахованими погонними параметрами

Параметри схеми заміщення одного кола ПЛ напругою 220 кВ, довжиною 57 км, розраховуємо за формулами (4.2), (4.4), (4.8), (4.14):

$$r = r_0 \cdot l = 0,121 \cdot 57 = 6,9 \text{ Ом};$$

$$x = x_0 \cdot l = 0,436 \cdot 57 = 24,85 \text{ Ом};$$

$$b = b_0 \cdot l = 2,6 \cdot 10^{-6} \cdot 57 = 1,48 \cdot 10^{-4} \text{ См};$$

$$g = g_0 \cdot l = 3,1 \cdot 10^{-8} \cdot 57 = 1,77 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Оскільки ПЛ 220 кВ двоколова, то можна розрахувати параметри еквівалентної схеми заміщення двох кіл цієї ПЛ, для цього поздовжні параметри схеми заміщення (активний та індуктивний опори) необхідно зменшити у два рази, а поперечні (активну та реактивну провідності) – збільшити у два рази, що відповідає паралельному включенню двох однакових опорів та двох однакових провідностей.

$$r_{екв} = \frac{1}{2} \cdot r = \frac{1}{2} \cdot 6,9 = 3,45 \text{ Ом};$$

$$x_{екв} = \frac{1}{2} \cdot x = \frac{1}{2} \cdot 24,85 = 12,43 \text{ Ом};$$

$$g_{екв} = 2 \cdot g = 2 \cdot 1,77 \cdot 10^{-6} = 3,54 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$b_{екв} = 2 \cdot b = 2 \cdot 1,48 \cdot 10^{-4} = 2,96 \cdot 10^{-4} \text{ См.}$$

Для наочності подальших розрахунків режимів роботи електричних мереж розраховані параметри заносяться на схему заміщення (див. рисунок 4.8).

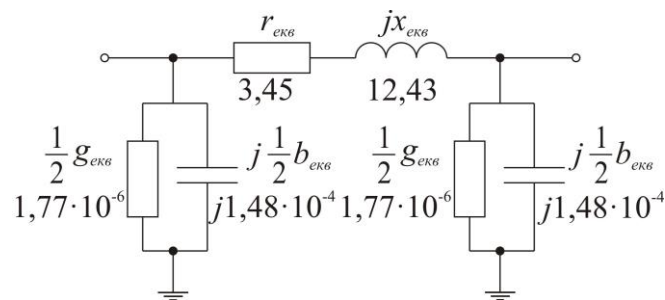


Рисунок 4.8 – Еквівалентна схема заміщення двокової ПЛ напругою 220 кВ з розрахованими параметрами (опори у Омах, а провідності у Сіменсах)

Часто, для зручності розрахунків режимів роботи електричних мереж, на схемах заміщення ПЛ та КЛ, замість активної та реактивної провідностей, показують втрати на корону та зарядну потужність.

Розрахуємо сумарні втрати потужності на корону та зарядну потужність двох кіл ПЛ напругою 220 кВ:

$$\Delta P_k = 2 \cdot \Delta P_{ок} \cdot l = b_{екв} \cdot U^2 = 3,54 \cdot 10^{-6} \cdot 220^2 = 0,171 \text{ МВт.}$$

$$Q_{зар} = b_{екв} \cdot U^2 = 2,96 \cdot 10^{-4} \cdot 220^2 = 14,33 \text{ МВАр.}$$

Розрахункова схема заміщення з втратами на корону та зарядною потужністю зображена на рисунку 4.9.

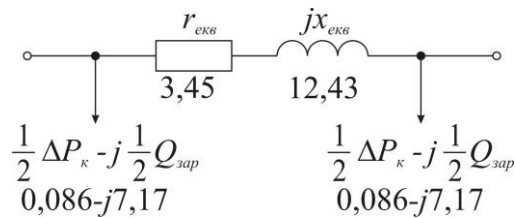


Рисунок 4.9 – Еквівалентна схема заміщення двофазової ПЛ напругою 220 кВ з розрахованими параметрами (опори у Омах, а потужності у МВт та МВАр)

Приклад 4.3

Розрахувати погонні параметри ПЛ напругою 500 кВ, яка виконана на П-подібних опорах з проводами у фазах марки 3×АС-300/48. Відстань між фазами лінії складає $D=12$ м, а відстань між проводами у фазі – $a=40$ см. Зображення фази такою ПЛ приведене на рисунку 4.3,б

Розв'язок

З довідника знаходимо параметри проводу марки АС-300/48:

$$d = 24,1 \text{ мм}; r_0 = 0,099 \text{ Ом/км}; \Delta P_{0к} = 11,5 \text{ кВт/км.}$$

Оскільки кожна фаза ПЛ напругою 500 кВ складається з трьох проводів, то погонний активний опір фази можна розрахувати за формулою (4.16):

$$r_{0ф} = \frac{r_{0np}}{N} = \frac{0,099}{3} = 0,033 \text{ Ом/км.}$$

Радіус розщеплення розраховуємо за формулою (4.18):

$$R_p = \frac{a}{2 \cdot \sin\left(\frac{\pi}{N}\right)} = \frac{400}{2 \cdot \sin\left(\frac{\pi}{3}\right)} = \frac{400}{2 \cdot \frac{\sqrt{3}}{2}} = \frac{400}{\sqrt{3}} = 230,94 \text{ мм.}$$

Еквівалентний радіус фази ПЛ розраховуємо за формулою (4.17):

$$R_E = \sqrt[N]{\frac{R_{np} \cdot N}{R_p}} \cdot R_p = \sqrt[N]{\frac{d \cdot N}{2}} \cdot R_p = \sqrt[3]{\frac{24,1 \cdot 3}{2}} \cdot 230,94 = 124,46 \text{ мм.}$$

Оскільки проводи ПЛ розміщуються горизонтально, то середньгеометрична відстань між фазами складає

$$D_{сер} = 1,26 \cdot D = 1,26 \cdot 12 = 15,1 \text{ м.}$$

Розраховуємо погонний індуктивний опір, погонну активну та ємнісну провідності за формулами (4.19), (4.13) та (4.20) відповідно:

$$x_{0ф} = 0,1445 \cdot \lg \frac{D_{сер}}{R_E} + \frac{0,0157}{N} = 0,1445 \cdot \lg \frac{15,1}{124,46 \cdot 10^{-3}} + \frac{0,0157}{3} = 0,306 \text{ Ом/км};$$

$$g_{0ф} = \frac{\Delta P_{0к}}{U^2} = \frac{11,5 \cdot 10^{-3}}{500^2} = 4,6 \cdot 10^{-8} \text{ СМ/км};$$

$$b_{0ф} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg \frac{D_{сер}}{R_E}} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg \frac{15,1}{124,46 \cdot 10^{-3}}} = 3,64 \cdot 10^{-6} \text{ СМ/км.}$$

Як бачимо для електричних мереж надвисокої напруги характерно:

$$\frac{x_0}{r_0} = \frac{0,306}{0,033} = 9,3 \gg 1.$$

Схема заміщення з розрахованими погонними параметрами ПЛ напругою 500 кВ зображена на рисунку 4.10.

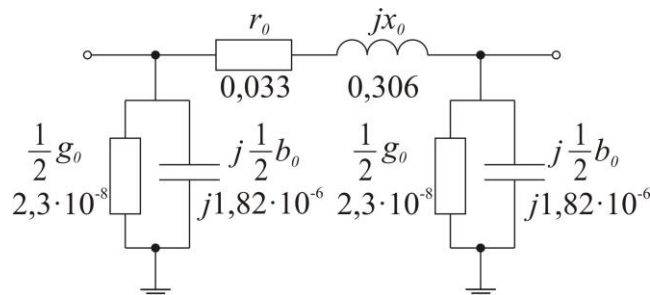


Рисунок 4.10 – Схема заміщення ПЛ напругою 500 кВ з розрахованими погонними параметрами

Розрахуємо погонну зарядну потужність ПЛ:

$$Q_{0зар} = b_0 \cdot U^2 = 3,64 \cdot 10^{-6} \cdot 500^2 = 0,91 \text{ МВАр/км.}$$

Як бачимо, ПЛ надвисокої напруги є потужним джерелом реактивної потужності.

4.4 Параметри та схеми заміщення трансформаторів

4.4.1 Трифазні двообмоткові трансформатори

Трифазні двообмоткові трансформатори характеризуються наступними параметрами, які наводяться в каталогах заводів-виробників:

$S_{ТН}$ – номінальною потужністю, кВА;

$U_{ВН}$ (або U_1), $U_{НН}$ (або U_2) – номінальними лінійними напругами обмоток високої і низької напруги, кВ;

$\Delta P_{кз}$ – втратами потужності в досліді короткого замикання, кВт;

$\Delta P_{хх}$ – втратами потужності в досліді холостого ходу, кВт;

$u_{кз\%}$ – напругою короткого замикання, у % від номінальної;

$I_{хх\%}$ – струмом холостого ходу, у % від номінального;

$N_{відг}$ – кількістю регулювальних відгалужень;

E_T – діапазоном регулювання напруги, у % від номінальної напруги.

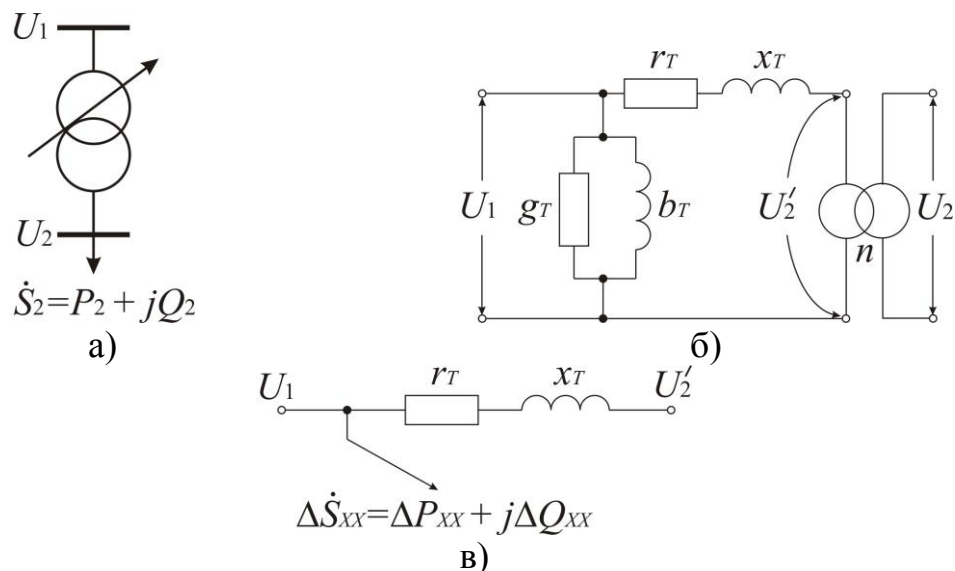


Рисунок 4.11 – Умовне зображення та схеми заміщення двообмоткових трансформаторів

На рисунку 4.11, а показано умовне позначення двообмоткового трансформатора на однолінійних схемах. Стрілка на позначенні вказує на те, що трансформатор обладнаний пристроєм РПН. На рисунку 4.11, б зображена повна Г-подібна схема заміщення двообмоткового трансформатора, яка менш точна, ніж Т-подібна, але значно спрощує розрахунки. Тут $r_T = r_1 + r_2'$ – сума активного опору первинної обмотки та приведеного до неї активного опору вторинної обмотки; $x_T = x_1 + x_2'$ – теж для індуктивного опору. Провідність g_T і b_T визначає активну і реактивну складові струму намагнічення трансформатора, які обумовлені втратами потужності відповідно в сталі трансформатора і магнітним потоком взаємоіндукції обмоток трансформатора. Напряга U_2' – це вторинна напряга U_2 , яка приведена до значення первинної напруги U_1 у відповідності з коефіцієнтом трансформації реального трансформатора в режимі холостого ходу:

$$n = \frac{w_1}{w_2},$$

де w_1 , w_2 – кількість витків первинної і вторинної обмоток трансформатора відповідно.

Схема заміщення може бути представлена у вигляді спрощеної схеми (рисунок 4.11, в), де гілка намагнічення представлена повними втратами холостого ходу $\Delta \dot{S}_{xx} = \Delta P_{xx} + j \Delta Q_{xx}$. Поперечну провідність і, відповідно, втрати $\Delta \dot{S}_{xx}$ підключають до схеми заміщення з боку джерела енергії.

Активний опір схеми заміщення трансформатора розраховується за формулою:

$$r_T = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U_{BH}^2}{S_{TH}^2} \quad (4.22)$$

Напруга короткого замикання $u_{кз\%}$ складається з двох складових: спадів напруги в активному і індуктивному опорах від номінального струму, що протікає в обмотці у досліді короткого замикання. Реактивна складова спаду напруги розраховується за формулою (у % від номінальної):

$$u_{p\%} = \frac{\sqrt{3} \cdot I_{BH} \cdot x_T}{U_{BH}} \cdot 100, \quad (4.23)$$

де I_{BH} – номінальний струм обмотки високої напруги.

Тоді реактивний опір трансформатора, приведений до напруги обмотки високої напруги буде розраховуватися за формулою:

$$x_T = \frac{u_{p\%}}{100} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{TH}}. \quad (4.24)$$

Реактивна складова спаду напруги розраховується за формулою:

$$u_{p\%} = \sqrt{u_{кз\%}^2 - u_{a\%}^2}, \quad (4.25)$$

де $u_{a\%} = \Delta P_{кз\%}$.

Для трансформаторів великої потужності, коли $x_T \gg r_T$, можна прийняти $u_{кз\%} \approx u_{p\%}$.

Під час розрахунку значень r_T і x_T треба пам'ятати, що величини цих опорів залежать від того, до якої – вищої або нижчої напруги вони приводяться. Таке приведення виконується за формулами (4.21).

В практичних розрахунках опори трансформатора зводять до тієї напруги мережі, для якої ведуться розрахунки режимів роботи.

Формули для розрахунку r_T і x_T справедливі як для трифазних, так і для однофазних трансформаторів, включених в трифазну групу. В цьому випадку у якості S_{TH} слід підставляти номінальну потужність групи з трьох однофазних трансформаторів.

Активну та індуктивну провідності трансформатора розраховують за формулами:

$$g_T = \frac{\Delta P_{xx}}{U_{BH}^2}, \quad (4.26)$$

$$b_T = \frac{I_{xx\%}}{100} \cdot \frac{S_{TH}}{U_{BH}^2}, \quad (4.27)$$

а реактивну потужність холостого ходу:

$$\Delta Q_{xx} \approx \frac{I_{xx\%}}{100} \cdot S_{TH} \quad (4.28)$$

Слід зазначити, що в 2019 році постановою Кабінету Міністрів України від 27 лютого 2019 р. № 152 затверджено «технічний регламент щодо вимог до екодизайну трансформаторів» [15], який регламентує використання спеціальних енергоефективних силових трансформаторів з пониженими

значенням втрат короткого замикання та холостого ходу. У випадку використання деяких таких трансформаторів може виявитися, що реактивні втрати холостого ходу будуть сумірними із активними. Тому в такому випадку за формулою (4.28) слід розраховувати повні втрати холостого ходу ΔS_{xx} , а реактивні втрати визначати за формулою:

$$\Delta Q_{xx} = \sqrt{\Delta S_{xx}^2 - \Delta P_{xx}^2}. \quad (4.28a)$$

Приклад 4.4

Розрахувати параметри схеми заміщення двообмоткового трансформатора типу ТМН-10000/35.

Розв'язок

З [11] трансформатор типу ТМН-10000/35 має наступні параметри:

$$S_{TH} = 10000 \text{ кВА}, \quad U_{BH} = 36,75 \text{ кВ}, \quad U_{HH} = 10,5 \text{ кВ}, \quad \Delta P_{кз} = 65 \text{ кВт}, \\ \Delta P_{xx} = 14,5 \text{ кВт}, \quad u_{кз\%} = 7,5\%, \quad I_{xx\%} = 0,8\%, \quad E_T = \pm 9 \times 1,3\%.$$

Розрахуємо активні та індуктивні опори обмоток трансформатора, приведені до напруги обмотки високої напруги за формулами (4.22) та (4.24). Оскільки трансформатор має велику потужність у формулі (4.22) можна прийняти $u_{p\%} \approx u_{кз\%}$.

$$r_T = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U_{BH}^2}{S_{TH}^2} = \frac{65 \cdot 10^3 \cdot (36,75 \cdot 10^3)^2}{(10 \cdot 10^6)^2} = 0,88 \text{ Ом}; \\ x_T = \frac{u_{p\%}}{100} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{TH}} \approx \frac{u_{кз\%}}{100} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{TH}} = \frac{7,5}{100} \cdot \frac{(36,75 \cdot 10^3)^2}{10 \cdot 10^6} = 10,1 \text{ Ом}.$$

Активну та індуктивну провідності трансформатора розраховуємо за формулами (4.26) та (4.27) відповідно:

$$g_T = \frac{\Delta P_{xx}}{U_{BH}^2} = \frac{14,5 \cdot 10^3}{(36,75 \cdot 10^3)^2} = 10,74 \cdot 10^{-6} \text{ См}; \\ b_T = \frac{I_{xx\%}}{100} \cdot \frac{S_{TH}}{U_{BH}^2} = \frac{0,8}{100} \cdot \frac{10 \cdot 10^6}{(36,75 \cdot 10^3)^2} = 59,23 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Реактивні втрати потужності холостого ходу знаходимо за формулою (4.28):

$$\Delta Q_{xx} = \frac{I_{xx\%}}{100} \cdot S_{TH} = \frac{0,8}{100} \cdot 10000 = 80 \text{ кВАр}.$$

Схеми заміщення трансформатора типу ТМН-10000/35 з розрахованими параметрами приведені на рисунку 4.12: на рисунку 4.12, а – з опорами в омах та провідностями в сименсах, а на рисунку 4.12, б – з опорами в омах та активними і реактивним втратами потужності холостого ходу в мегавольтамперах.

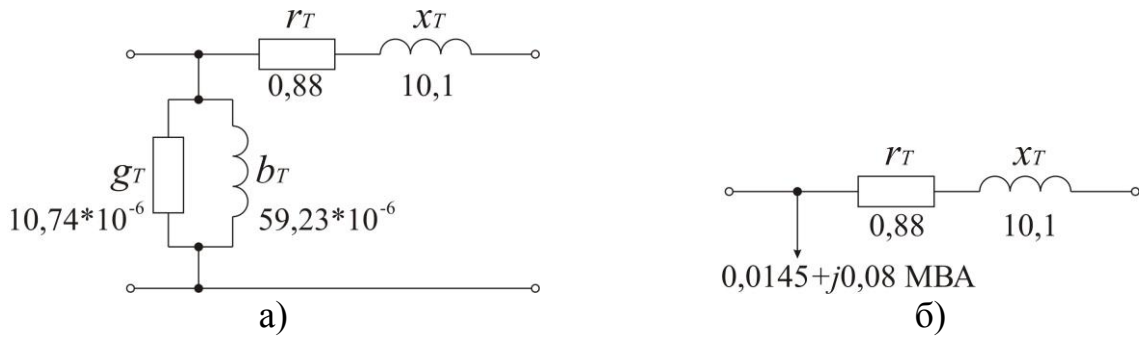


Рисунок 4.11 – Схеми заміщення трансформатора типу ТМН-10000/35 з розрахованими параметрами

4.4.2 Трифазні триобмоткові трансформатори

На рисунку 4.9, а показане умовне позначення триобмоткового трансформатора на однолінійних схемах, а на рисунку 4.9, б наведена повна Г-подібна схема його заміщення. Тут r_{T1} , x_{T1} , r_{T2} , x_{T2} , r_{T3} , x_{T3} – активні і реактивні опори обмоток вищої, середньої і низької напруги відповідно.

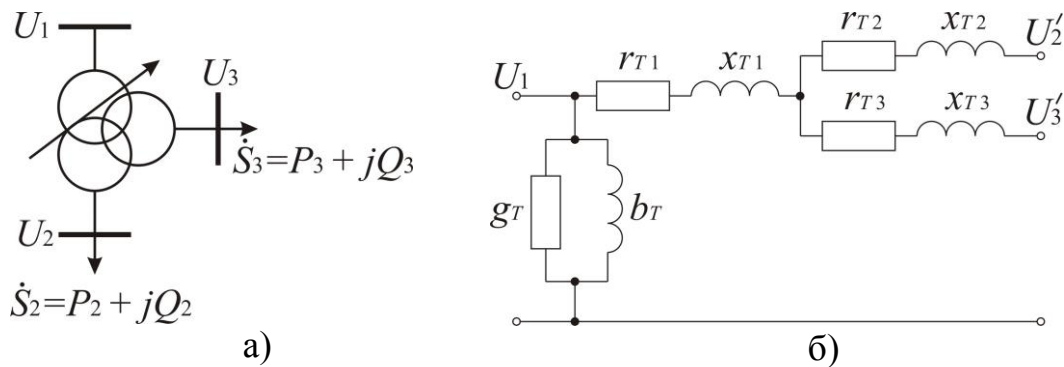


Рисунок 4.12 – Умовне зображення та схема заміщення триобмоткового трансформатора

Сучасні триобмоткові трансформатори випускаються на наступні номінальні напруги: 220/35/10(6); 110(150)/35/10(6); 35/10/6кВ. Вони мають однакові номінальні потужності обмоток всіх напруг. У експлуатації подекуди ще знаходяться трансформатори із співвідношенням потужностей обмоток ВН, СН і НН: 100/100/66,7%; 100/66,7/100%.

Довідкові дані для триобмоткових трансформаторів відрізняються від двообмоткових тим, що в каталогах заводів-виробників (або довідниках) додатково вказується номінальна напруга обмотки середньої напруги U_{CH} і замість одного наводяться три значення напруг короткого замикання $u_{кзВ-С\%}$, $u_{кзВ-Н\%}$, $u_{кзС-Н\%}$ для трьох пар обмоток.

Для варіанту виконання трансформатора зі співвідношенням потужностей обмоток: 100/100/100% маємо:

$$r_{заг} = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U_{ВН}^2}{S_{ТН}^2}; \quad r_{T1} = r_{T2} = r_{T3} = 0,5 \cdot r_{заг}. \quad (4.29)$$

Для варіанту виконання 100/100/66,7% :

$$r_{T1} = r_{T2} = 0,5 \cdot r_{заг}; \quad r_{T3} = \frac{100}{66,7} \cdot r_{T1} = 1,5 \cdot r_{T1} = 0,75 \cdot r_{заг}. \quad (4.30)$$

Для варіанту виконання 100/66,7/100%:

$$r_{T1} = r_{T3} = 0,5 \cdot r_{заг}; \quad r_{T2} = 0,75 \cdot r_{заг}. \quad (4.31)$$

Вважаючи $u_{кз\%} \approx u_{p\%}$ для кожної пари обмоток можна розрахувати напругу короткого замикання однієї обмотки:

$$\left. \begin{aligned} u_{кзB\%} &= \frac{1}{2} \cdot (u_{кзB-C\%} + u_{кзB-H\%} - u_{кзC-H\%}); \\ u_{кзC\%} &= \frac{1}{2} \cdot (u_{кзB-C\%} - u_{кзB-H\%} + u_{кзC-H\%}); \\ u_{кзH\%} &= \frac{1}{2} \cdot (-u_{кзB-C\%} + u_{кзB-H\%} + u_{кзC-H\%}). \end{aligned} \right\} \quad (4.32)$$

Індуктивні опори обмоток розраховуються за формулами:

$$x_{T1} = \frac{u_{кзB\%}}{100} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{TH}}; \quad x_{T2} = \frac{u_{кзC\%}}{100} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{TH}}; \quad x_{T3} = \frac{u_{кзH\%}}{100} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{TH}}. \quad (4.33)$$

Опір x_{T2} схеми заміщення зазвичай має величину, близьку до нуля, або невелике від'ємне значення. В практичних розрахунках його, як правило, приймають рівним нулю.

Одержані реактивні опори є фіктивними величинами, що вводяться у схему заміщення для зручності розрахунку.

Для співвідношень потужностей обмоток трансформатора, відмінних від 100/100/100% у паспортних даних можуть наводитись три значення потужностей короткого замикання для пар обмоток: $\Delta P_{кзB-C}$, $\Delta P_{кзB-H}$, $\Delta P_{кзC-H}$. Тому розрахунок активних опорів схеми заміщення трансформаторів можливий через попередньо розраховані значення потужностей короткого замикання для кожної з обмоток за формулами:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{кзB} &= \frac{1}{2} \cdot (\Delta P_{кзB-C} + \Delta P_{кзB-H} - \Delta P_{кзC-H}); \\ \Delta P_{кзC} &= \frac{1}{2} \cdot (\Delta P_{кзB-C} - \Delta P_{кзB-H} + \Delta P_{кзC-H}); \\ \Delta P_{кзH} &= \frac{1}{2} \cdot (-\Delta P_{кзB-C} + \Delta P_{кзB-H} + \Delta P_{кзC-H}). \end{aligned} \right\} \quad (4.34)$$

Активний опір кожної з обмоток у такому випадку розраховується за формулою:

$$r_{Ti} = \frac{\Delta P_{кзи} \cdot U_{BH}^2}{S_{TH}^2}. \quad (4.35)$$

Активна і реактивна провідність триобмоткових трансформаторів розраховується аналогічно випадку двообмоткових трансформаторів.

Приклад 4.5

Розрахувати параметри схеми заміщення триобмоткового трансформатора типу ТДТН-16000/110.

Розв'язок

З [11] трансформатор типу ТДТН-16000/110 має наступні параметри:

$$S_{TH} = 16000 \text{ кВА}, \quad U_{BH} = 115 \text{ кВ}, \quad U_{CH} = 38,5 \text{ кВ} \quad U_{HH} = 11 \text{ кВ}, \\ \Delta P_{\kappa 3} = 100 \text{ кВт}, \quad \Delta P_{xx} = 23 \text{ кВт}, \quad u_{\kappa 3B-C\%} = 10,5\%, \quad u_{\kappa 3B-H\%} = 17\%, \quad u_{\kappa 3C-H\%} = 6\%, \\ I_{xx\%} = 1,0\%, \quad E_T = \pm 9 \times 1,78\%.$$

За формулою (4.29) розраховуємо загальний опір обмоток триобмоткового трансформатора та опори його обмоток, що зведені до напруги обмотки високої напруги:

$$r_{заг} = \frac{\Delta P_{\kappa 3} \cdot U_{BH}^2}{S_{TH}^2} = \frac{100 \cdot 10^3 \cdot (115 \cdot 10^3)^2}{(16 \cdot 10^6)^2} = 5,2 \text{ Ом};$$

$$r_{T1} = r_{T2} = r_{T3} = 0,5 \cdot r_{заг} = 0,5 \cdot 5,17 = 2,6 \text{ Ом}.$$

За формулою (4.32) розраховуємо напруги короткого замикання для кожної з обмоток:

$$u_{\kappa 3B\%} = \frac{1}{2} \cdot (u_{\kappa 3B-C\%} + u_{\kappa 3B-H\%} - u_{\kappa 3C-H\%}) = \frac{1}{2} \cdot (10,5 + 17 - 6) = 10,75\%;$$

$$u_{\kappa 3C\%} = \frac{1}{2} \cdot (u_{\kappa 3B-C\%} - u_{\kappa 3B-H\%} + u_{\kappa 3C-H\%}) = \frac{1}{2} \cdot (10,5 - 17 + 6) \approx 0\%;$$

$$u_{\kappa 3H\%} = \frac{1}{2} \cdot (-u_{\kappa 3B-C\%} + u_{\kappa 3B-H\%} + u_{\kappa 3C-H\%}) = \frac{1}{2} \cdot (-10,5 + 17 + 6) = 6,25\%.$$

За формулою (4.33) розраховуємо індуктивні опори обмоток трансформатора, зведені до напруги обмотки високої напруги:

$$x_{T1} = \frac{u_{\kappa 3B\%}}{100} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{TH}} = \frac{10,75}{100} \cdot \frac{(115 \cdot 10^3)^2}{16 \cdot 10^6} = 88,9 \text{ Ом};$$

$$x_{T2} = \frac{u_{\kappa 3C\%}}{100} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{TH}} = 0 \text{ Ом};$$

$$x_{T3} = \frac{u_{\kappa 3H\%}}{100} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{TH}} = \frac{6,25}{100} \cdot \frac{(115 \cdot 10^3)^2}{16 \cdot 10^6} = 51,7 \text{ Ом}.$$

Активну та індуктивну провідності трансформатора розраховуємо за формулами (4.26) та (4.27) відповідно:

$$g_T = \frac{\Delta P_{xx}}{U_{BH}^2} = \frac{23 \cdot 10^3}{(115 \cdot 10^3)^2} = 1,74 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$b_T = \frac{I_{xx\%}}{100} \cdot \frac{S_{TH}}{U_{BH}^2} = \frac{1,0}{100} \cdot \frac{16 \cdot 10^6}{(115 \cdot 10^3)^2} = 12,1 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Реактивні втрати потужності холостого ходу знаходимо за формулою (4.28):

$$\Delta Q_{xx} = \frac{I_{xx\%}}{100} \cdot S_{TH} = \frac{1,0}{100} \cdot 16000 = 160 \text{ кВАр.}$$

Схеми заміщення трансформатора типу ТДТН-16000/110 з розрахованими параметрами зображені на рисунку 4.13: на рисунку 4.13, а – з опорами в омах та провідностями в сименсах, а на рисунку 4.13, б – з опорами в омах та активними і реактивним втратами потужності холостого ходу в мегавольтамперах.

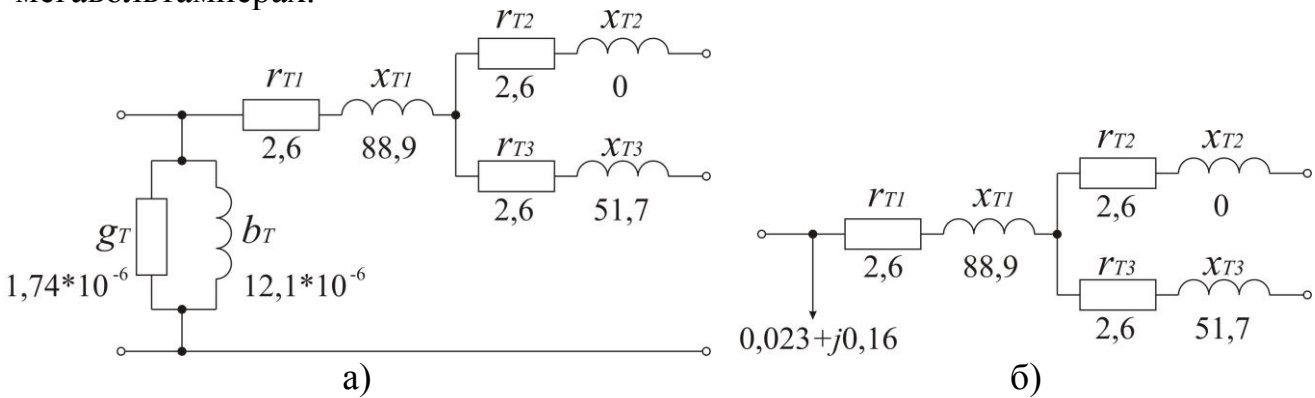


Рисунок 4.13 – Схеми заміщення трансформатора типу ТДТН-16000/110 з розрахованими параметрами

4.4.3 Трансформатори з розщепленими обмотками низької напруги

Для зменшення струмів короткого замикання знижувальні двообмоткові трансформатори потужністю 25 МВА і більше виготовляються, зазвичай, з розщепленими обмотками низької напруги.

Потужність кожної з обмоток складає 50%, від потужності обмотки високої напруги, а їх номінальні напруги складають: 6,3/6,3 кВ, 10,5/10,5 кВ, 21/21 кВ.

Паспортні дані таких трансформаторів такі ж, як і у двообмоткових трансформаторів.

На рисунку 4.14 показано: а) умовне позначення трансформатора на однолінійних схемах; б) схема заміщення. Остання аналогічна схемі заміщення триобмоткового трансформатора.

Загальні активний r_T та реактивний x_T опори трансформатора розраховуються за формулами (4.22) та (4.24).

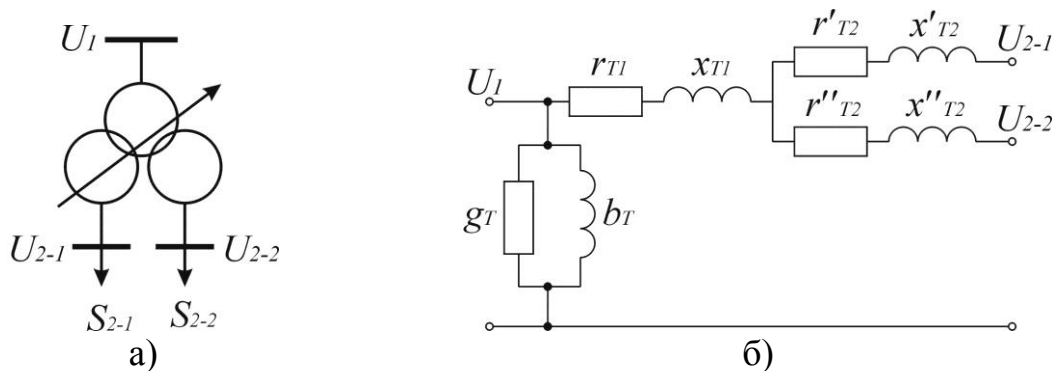


Рисунок 4.14 – Умове зображення та схема заміщення трансформатора з розщепленою обмоткою низької напруги

У трифазних трансформаторах з розщепленою обмоткою низької напруги величина магнітного зв'язку між гілками розщепленої обмотки залежить від конструкції та розміщення обмоток на магнітопроводі.

Для спрощених інженерних розрахунків з достатньою точністю можна вважати, що:

$$r_{T1} = x_{T1} \cong 0.$$

Тоді

$$\left. \begin{aligned} r'_{T2} = r''_{T2} = 2 \cdot r_T; \\ x'_{T2} = x''_{T2} = 2 \cdot x_T. \end{aligned} \right\} \quad (4.36)$$

Всі величини вказаних опорів віднесені до номінальної потужності трансформатора, що дорівнює сумарній потужності гілок розщепленої обмотки.

Активна і реактивна провідність трансформатора з розщепленою обмоткою розраховується аналогічно двообмотковим трансформаторам.

Більш точна модель таких трансформаторів описана у [16].

Приклад 4.6

Розрахувати параметри схеми заміщення трансформатора типу ТРДН-25000/110 у якого обмотка низької напруги розщеплена.

Розв'язок

З [11] трансформатор типу ТРДН-25000/110 має наступні параметри:

$$S_{TH} = 25000 \text{ кВА}, \quad U_{BH} = 115 \text{ кВ}, \quad U'_{HH} = 10,5 \text{ кВ}, \quad U''_{HH} = 10,5 \text{ кВ}, \\ \Delta P_{кз} = 120 \text{ кВт}, \quad \Delta P_{xx} = 27 \text{ кВт}, \quad u_{кз\%} = 10,5\%, \quad I_{xx\%} = 0,7\%, \quad E_T = \pm 9 \times 1,78\%.$$

Розрахуємо активні та індуктивні опори обмоток трансформатора, зведені до напруги обмотки високої напруги за формулами (4.22) та (4.24). Оскільки трансформатор має велику потужність у формулі (4.24) можна прийняти

$$u_{p\%} \approx u_{кз\%}.$$

$$r_T = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U_{BH}^2}{S_{TH}^2} = \frac{120 \cdot 10^3 \cdot (115 \cdot 10^3)^2}{(25 \cdot 10^6)^2} = 2,54 \text{ Ом};$$

$$x_T = \frac{u_{p\%}}{100} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{TH}} \approx \frac{u_{кз\%}}{100} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{TH}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{(115 \cdot 10^3)^2}{25 \cdot 10^6} = 55,5 \text{ Ом}.$$

Активний і індуктивний опори обмотки високої напруги:

$$r_{T1} = x_{T1} \cong 0 \text{ Ом}.$$

Активний і індуктивний опори обмоток низької напруги розраховуємо за формулою (4.36):

$$r'_{T2} = r''_{T2} = 2 \cdot r_T = 2 \cdot 2,54 = 5,08 \text{ Ом};$$

$$x'_{T2} = x''_{T2} = 2 \cdot x_T = 2 \cdot 55,5 = 111 \text{ Ом}.$$

Активну та індуктивну провідності трансформатора розраховуємо за формулами (4.26) та (4.27) відповідно:

$$g_T = \frac{\Delta P_{xx}}{U_{BH}^2} = \frac{27 \cdot 10^3}{(115 \cdot 10^3)^2} = 2,04 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$b_T = \frac{I_{xx\%}}{100} \cdot \frac{S_{TH}}{U_{BH}^2} = \frac{0,7}{100} \cdot \frac{25 \cdot 10^6}{(115 \cdot 10^3)^2} = 13,2 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Реактивні втрати потужності холостого ходу знаходимо за формулою (4.28):

$$\Delta Q_{xx} = \frac{I_{xx\%}}{100} \cdot S_{TH} = \frac{0,7}{100} \cdot 25000 = 175 \text{ кВАр}.$$

Схеми заміщення трансформатора типу ТРДН-25000/110 з розрахованими параметрами зображені на рисунку 4.15: на рисунку 4.15, а – з опорами в омах та провідностями в сименсах, а на рисунку 4.15, б – з опорами в омах та активними і реактивним втратами потужності холостого ходу в мегавольтамперах.

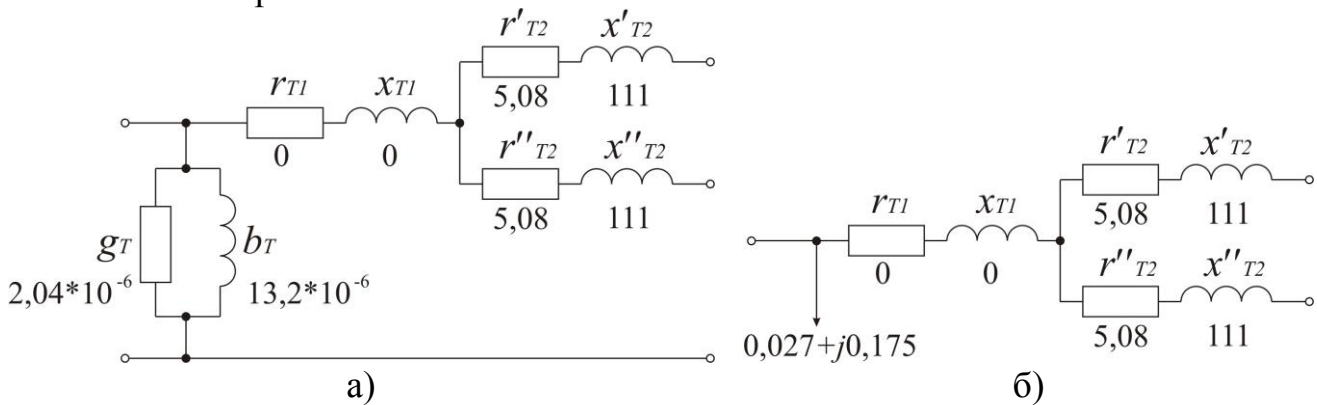


Рисунок 4.15 – Схеми заміщення трансформатора типу ТРДН-25000/110 з розрахованими параметрами

4.4.4 Автотрансформатори

В електричних мережах напругою 220кВ і більше широкого розповсюдження набули автотрансформатори, які зазвичай встановлюються на потужних підстанціях системоутворюючих і районних електричних мереж.

Автотрансформатори мають три обмотки: високої, середньої та низької напруги.

На рисунку 4.16, а показано умовне позначення автотрансформатора на однолінійних схемах, а на рисунку 4.16, б зображена електрична схема однієї фази автотрансформатора.

Схема заміщення автотрансформатора має вигляд, аналогічний триобмотковому трансформатору (рисунок 4.12, б).

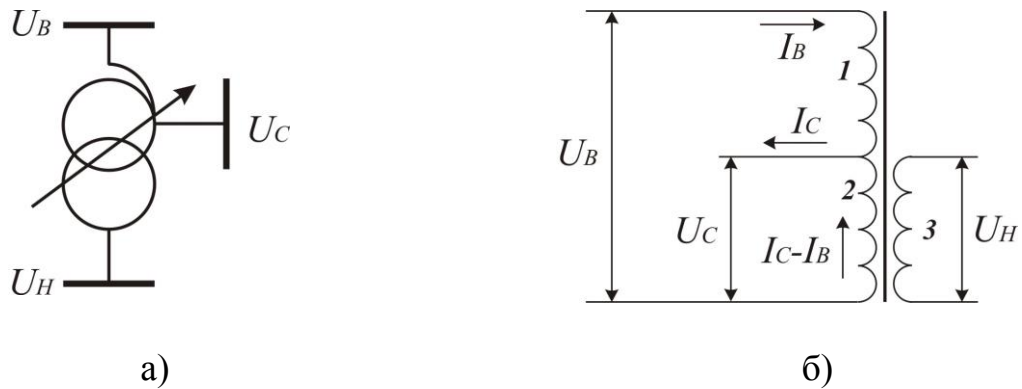


Рисунок 4.16 – Умовне зображення та принципова схема однієї фази автотрансформатора

Особливістю АТ є наявність електричного зв'язку між обмотками високої і середньої напруги. Зв'язок цих обмоток з обмоткою низької напруги – електромагнітний. Частина обмотки високої напруги, суміщена з обмоткою середньої напруги, називається **спільною обмоткою 2**, інша частина обмотки **високої напруги** – **послідовною обмоткою 1** (рисунок 4.16, б).

Під **номінальною потужністю** автотрансформатора розуміють таку потужність, яку можна передати через обмотку високої напруги:

$$S_{TH} = \sqrt{3} \cdot U_{BH} \cdot I_{BH}, \quad (4.37)$$

де I_{BH} , U_{BH} – номінальні струм і напруга обмотки високої напруги.

Через спільну обмотку проходять два струми: з обмоток високої та середньої напруг, які направлені один на зустріч іншому. Завдяки цьому потужність, на яку розрахована обмотка середньої напруги, менша за номінальну. Послідовна обмотка включена на різницю напруг: високої та середньої. Це також дає можливість виконати послідовну обмотку на потужність меншу, ніж номінальна.

Потужність, на яку розрахована послідовна обмотка 1 носить назву **типової** потужності і розраховується за формулою:

$$S_1 = S_T = \sqrt{3} \cdot I_{BH} \cdot (U_{BH} - U_{CH}) = \sqrt{3} \cdot U_{BH} \cdot I_{BH} \cdot \left(\frac{U_{BH} - U_{CH}}{U_{BH}} \right) = \alpha \cdot S_{TH} \quad (4.38)$$

де α – коефіцієнт вигідності, який показує у скільки разів S_T менше за S_{TH} .

$$\alpha = \frac{U_{BH} - U_{CH}}{U_{BH}} = 1 - \frac{U_{CH}}{U_{BH}} = \frac{S_T}{S_{TH}} \quad (4.39)$$

Аналогічно можна розрахувати потужність загальної обмотки 2, яка також розраховується на типову потужність.

Обмотка низької напруги завжди виконується на потужність меншу ніж номінальна, тому що до неї, зазвичай, приєднують додаткові джерела реактивної потужності та власні потреби підстанції.

$$S_3 = \alpha_{HH} \cdot S_H \quad (4.40)$$

де α_{HH} – частка потужності обмотки низької напруги по відношенню до номінальної потужності автотрансформатора (для сучасних автотрансформаторів величина $\alpha_{HH} = 0,25; 0,4$ або $0,5$).

Таким чином, на відміну від триобмоткового трансформатора, автотрансформатор має можливість передавати номінальну потужність незважаючи на те, що жодна з його обмоток не розрахована на номінальну потужність.

Паспортні дані автотрансформатора аналогічні даним триобмоткового трансформатора. У цих даних додатково вказується потужність обмотки низької напруги, або величина коефіцієнта α_{HH} .

Активна g_T і реактивна b_T провідність автотрансформатора розраховуються аналогічно двообмотковим трансформаторам.

Поздовжні параметри схеми заміщення розраховуються аналогічно триобмотковим трансформаторам з урахуванням нижченаведеного.

Слід не забувати про те, що у довіднику для автотрансформаторів наводяться параметри $\Delta P'_{k3(B-H)}$, $\Delta P'_{k3(C-H)}$, $u'_{k3(B-H)}$, $u'_{k3(C-H)}$, які зведені до номінальної потужності обмотки низької напруги. Тому перед розрахунком поздовжніх параметрів схеми заміщення їх необхідно звести до номінальної потужності автотрансформатора за формулами:

$$\left. \begin{aligned} u_{k3(B-H)} &= \frac{u'_{k3(B-H)}}{\alpha_{HH}}; \\ u_{k3(C-H)} &= \frac{u'_{k3(C-H)}}{\alpha_{HH}}; \\ \Delta P_{k3(B-H)} &= \frac{\Delta P'_{k3(B-H)}}{\alpha_{HH}^2}; \\ \Delta P_{k3(C-H)} &= \frac{\Delta P'_{k3(C-H)}}{\alpha_{HH}^2}. \end{aligned} \right\} \quad (4.41)$$

У випадку, коли у паспорті наведено лише одне значення $\Delta P_{k3(B-C)}$, активні опори обмоток високої і середньої напруги автотрансформатора рівні між собою:

$$r_{T1} = r_{T2} = \frac{1}{2} \cdot r_{заг}, \quad (4.42)$$

де $r_{заг}$ – загальний активний опір обмоток високої і середньої напруг автотрансформатора, який розраховується за формулою (4.22).

Активний опір обмотки низької напруги розраховується за формулою:

$$r_{T3} = \frac{1}{2} \cdot \frac{r_{заг}}{\alpha_{HH}}. \quad (4.43)$$

Приклад 4.7

Розрахувати параметри схеми заміщення автотрансформатора типу АТДЦТН-125000/330/110.

Розв'язок

З [11] автотрансформатор типу АТДЦТН-125000/330/110 має наступні параметри:

$$S_{TH} = 125000 \text{ кВА}, \quad U_{BH} = 330 \text{ кВ}, \quad U_{CH} = 115 \text{ кВ} \quad U_{HH} = 10,5 \text{ кВ}, \\ \Delta P_{кз} = 370 \text{ кВт}, \quad \Delta P_{xx} = 115 \text{ кВт}, \quad u_{кзB-C\%} = 10\%, \quad u_{кзB-H\%} = 35\%, \quad u_{кзC-H\%} = 24\%, \\ I_{xx\%} = 0,5\%, \quad E_T = \pm 6 \times 2\%, \quad \alpha_{HH} = 0,5.$$

За формулою (4.22) розраховуємо загальний опір обмоток автотрансформатора, а за формулами (4.42)-(4.43) опори його обмоток, зведені до напруги обмотки високої напруги:

$$r_{заг} = \frac{\Delta P_{кз} \cdot U_{BH}^2}{S_{TH}^2} = \frac{370 \cdot 10^3 \cdot (330 \cdot 10^3)^2}{(125 \cdot 10^6)^2} = 2,58 \text{ Ом}; \\ r_{T1} = r_{T2} = 0,5 \cdot r_{заг} = 0,5 \cdot 2,58 = 1,29 \text{ Ом}; \\ r_{T3} = \frac{0,5 \cdot r_{заг}}{\alpha_{HH}} = \frac{0,5 \cdot 2,58}{0,5} = 2,58 \text{ Ом}.$$

За формулою (4.32) розраховуємо напруги короткого замикання для кожної з обмоток:

$$u_{кзB\%} = \frac{1}{2} \cdot (u_{кзB-C\%} + u_{кзB-H\%} - u_{кзC-H\%}) = \frac{1}{2} \cdot (10 + 35 - 24) = 10,5\%; \\ u_{кзC\%} = \frac{1}{2} \cdot (u_{кзB-C\%} - u_{кзB-H\%} + u_{кзC-H\%}) = \frac{1}{2} \cdot (10 - 35 + 24) \approx 0\%; \\ u_{кзH\%} = \frac{1}{2} \cdot (-u_{кзB-C\%} + u_{кзB-H\%} + u_{кзC-H\%}) = \frac{1}{2} \cdot (-10 + 35 + 24) = 24,5\%.$$

За формулою (4.33) розраховуємо індуктивні опори обмоток трансформатора, зведені до напруги обмотки високої напруги:

$$x_{T1} = \frac{u_{кзB\%}}{100} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{TH}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{(330 \cdot 10^3)^2}{125 \cdot 10^6} = 91,5 \text{ Ом}; \\ x_{T2} = \frac{u_{кзC\%}}{100} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{TH}} = 0 \text{ Ом}; \\ x_{T3} = \frac{u_{кзH\%}}{100} \cdot \frac{U_{BH}^2}{S_{TH}} = \frac{24,5}{100} \cdot \frac{(330 \cdot 10^3)^2}{125 \cdot 10^6} = 213,4 \text{ Ом}.$$

Активну та індуктивну провідності трансформатора розраховуємо за формулами (4.26) та (4.27) відповідно:

$$g_T = \frac{\Delta P_{xx}}{U_{BH}^2} = \frac{115 \cdot 10^3}{(330 \cdot 10^3)^2} = 1,06 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$b_T = \frac{I_{xx\%}}{100} \cdot \frac{S_{TH}}{U_{BH}^2} = \frac{0,5}{100} \cdot \frac{125 \cdot 10^6}{(330 \cdot 10^3)^2} = 5,74 \cdot 10^{-6} \text{ См.}$$

Реактивні втрати потужності холостого ходу розраховуємо за формулою (4.28):

$$\Delta Q_{xx} = \frac{I_{xx\%}}{100} \cdot S_{TH} = \frac{0,5}{100} \cdot 125000 = 625 \text{ кВАр.}$$

Схеми заміщення автотрансформатора типу АТДЦТН-125000/330/110 з розрахованими параметрами зображені на рисунку 4.17: на рисунку 4.17, а – з опорами в омах та провідностями в сименсах, а на рисунку 4.17, б – з опорами в омах та активними і реактивним втратами потужності холостого ходу в мегавольтамперах.

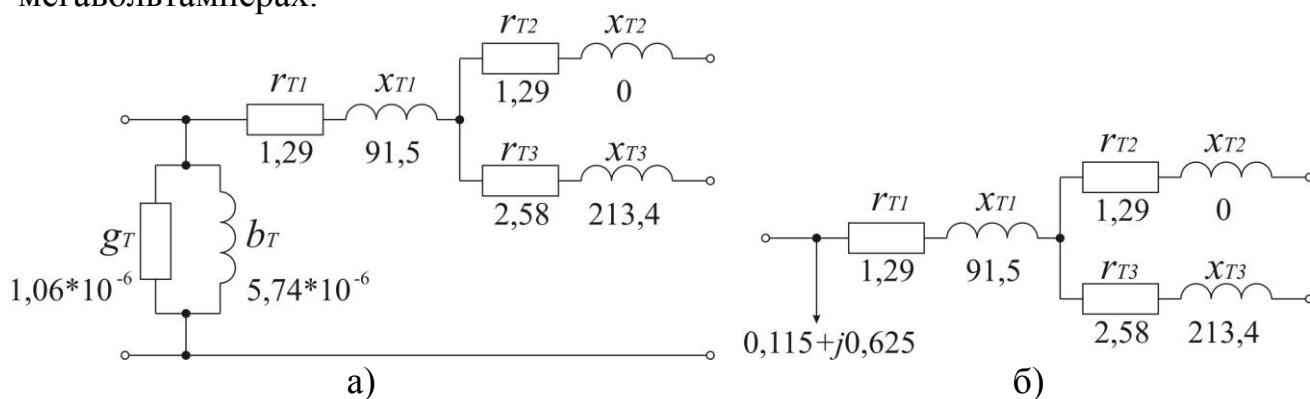


Рисунок 4.17 – Схеми заміщення автотрансформатора типу АТДЦТН-125000/330/110 з розрахованими параметрами

5 РОЗРАХУНОК ВТРАТ ПОТУЖНОСТІ ТА ТЕХНОЛОГІЧНИХ ВИТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В ЕЛЕМЕНТАХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ

Передача електричної енергії від джерел живлення до споживачів супроводжується частковою втратою активних і реактивних потужностей в ЛЕП та трансформаторах, а, як наслідок, втратою електричної енергії.

У загальному випадку технологічні витрати електричної енергії можна представити як різницю між кількістю електричної енергії, яка відпущена з шин джерел живлення, і кількістю електричної енергії, яка корисно відпущена споживачам.

Передача реактивної потужності по ЛЕП та через трансформатори викликає збільшення повного струму, а, отже, збільшення втрат активної потужності. Уміння правильно розраховувати та оцінювати величини втрат потужності та витрат електроенергії в елементах електричної мережі необхідні для вирішення такої важливої задачі як енергозбереження.

5.1 Втрати потужності та технологічні витрати електричної енергії в лініях електропередавання

Втрати активної потужності на ділянці трифазної ЛЕП з активним опором R розраховуються за формулою:

$$\Delta P = 3I^2 \cdot R, \quad (5.1)$$

де I – діюче значення струму, що протікає по фазам ЛЕП.

Цей струм обумовлюється передачею повної потужності, яка розраховується за відомою з теоретичних основ електротехніки формулою:

$$S = \sqrt{P^2 + Q^2}, \quad (5.2)$$

де P – активна потужність, що перетворюється в споживачів у механічну, хімічну, теплову чи світлову енергію; Q – реактивна потужність, що йде на створення електромагнітних полів у електродвигунах, трансформаторах і ЛЕП.

Підставляючи у формулу (5.1) значення струму, виражене співвідношенням:

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U},$$

де U – лінійна напруга, одержуємо втрати активної потужності:

$$\Delta P = 3 \left(\frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} \right)^2 \cdot R = \frac{S^2}{U^2} \cdot R = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot R. \quad (5.3)$$

Аналогічно знаходяться втрати реактивної потужності в ЛЕП:

$$\Delta Q = 3 \left(\frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} \right)^2 \cdot X = \frac{S^2}{U^2} \cdot X = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot X. \quad (5.4)$$

Як видно з формули (5.3), втрати активної потужності залежать не тільки від активної потужності, що передається по ЛЕП, але й від реактивної потужності. Реактивні втрати (див. формулу (5.4)) також залежать як від активної, так і від реактивної потужності, що протікає через ЛЕП.

Технологічні витрати активної енергії в ЛЕП розраховуються за формулою:

$$\Delta W = \Delta P \cdot t, \quad (5.5)$$

де t – час, за який розраховуються втрати електричної енергії.

Оскільки навантаження споживачів змінюється протягом доби і періоду року, тому буде зазнавати змін і величина втрат потужності.

Тому, технологічні витрати електричної енергії для кожної ЛЕП розраховується наступним чином:

$$\Delta W = \int_0^t \Delta P \cdot dt, \quad (5.6)$$

Підставляючи значення ΔP з формули (5.3), одержуємо:

$$\Delta W = \int_0^t \frac{S^2}{U^2} \cdot R \cdot dt = \frac{R}{U^2} \cdot \int_0^t S^2 \cdot dt, \quad (5.7)$$

де S – повна потужність, що передається по лінії (є функцією часу t).

Цю функцію звичайно зображують у виді графіка навантаження. На рисунку 5.1 представлений річний графік навантаження за тривалістю. Він показує тривалість роботи ЛЕП з даним навантаженням (крива 1). При незмінному коефіцієнті потужності навантаження площа, обмежена цією кривою, представляє собою кількість енергії, передану по ЛЕП протягом року:

$$W = \int_0^t P \cdot dt = \cos \varphi_{\text{сеп}} \int_0^{t=8760} S \cdot dt, \quad (5.8)$$

де $\cos \varphi_{\text{сеп}}$ – середній коефіцієнт потужності, прийнятий постійним протягом року.

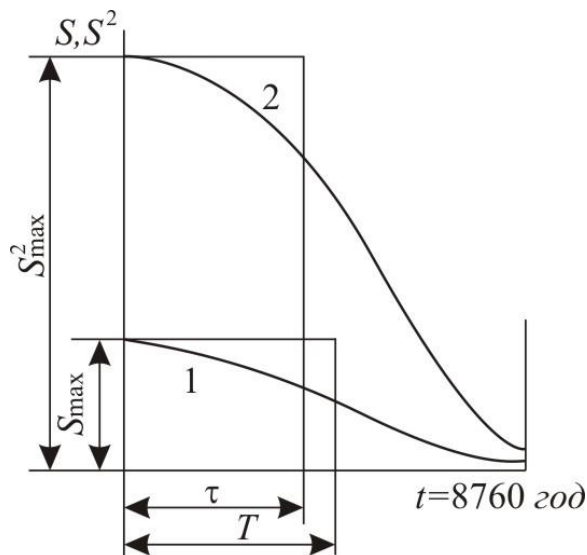


Рисунок 5.1 – Річний графік навантаження за тривалістю

Якщо криву 1 графіка на рисунку 5.1 перебудувати в квадратичну криву 2, що виражає функцію $S^2 = f(t)$, то втрати електричної енергії легко визначити в деякому масштабі за площею, обмеженої цією кривою за формулою (5.7).

Замінивши графік навантаження за тривалістю, ступінчастим графіком з досить малими відрізками часу $t_1, t_2, t_3 \dots$ і відповідними значеннями навантажень $S_1, S_2, S_3 \dots$ можна отримати:

$$\Delta W = \frac{R}{U^2} \cdot (S_1^2 \cdot t_1 + S_2^2 \cdot t_2 + S_3^2 \cdot t_3 + \dots + S_n^2 \cdot t_n). \quad (5.9)$$

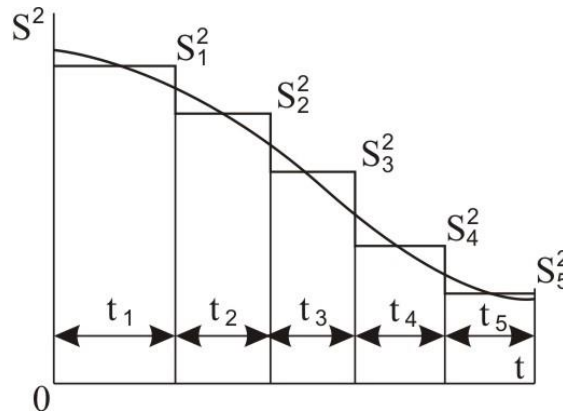


Рисунок 5.2 – Ступінчастий графік навантаження за тривалістю

Введемо поняття середньоквадратичної потужності:

$$S_{cp.kв} = \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot t_1 + S_2^2 \cdot t_2 + S_3^2 \cdot t_3 + \dots}{8760}}. \quad (5.10)$$

Тоді

$$\Delta W = \frac{R}{U^2} \cdot S_{cp.kв}^2 \cdot 8760. \quad (5.11)$$

Метод розрахунку технологічних витрат електричної енергії через середньоквадратичну потужність є наближеним і застосовується тільки при наявності графіка навантаження. Більшого розповсюдження набув метод їх розрахунку за тривалістю максимальних витрат, що значно спрощує розрахунки.

Для річного графіка навантаження за тривалістю (рисунок 5.1, крива 1) можна знайти такий час T , протягом якого по ЛЕП, що працює з максимальним навантаженням S_{max} , передавалася б така ж кількість енергії, яка передається по ній у дійсності протягом року, при навантаженні, що змінюється у часі, $S = f(t)$.

$$W = P_{max} \cdot T = S_{max} \cos \varphi_{cep} \cdot T = \cos \varphi_{cep} \int_0^{t=8760} S dt, \quad (5.12)$$

звідси

$$T = \frac{\int_0^{t=8760} S dt}{S_{max}} \quad (5.13)$$

Величина T отримала назву **тривалості використання максимального навантаження**.

Знаючи річну кількість енергії W , що передається по ЛЕП, і максимальне активне навантаження P_{max} :

$$T = \frac{W}{P_{\max}} = \frac{W}{S_{\max} \cos \varphi_{\text{сер}}} \quad (5.14)$$

Для кожного споживача характерна своя величина тривалості використання максимального навантаження. Під час розрахунків цю величину приймають на підставі статистичних і довідкових даних. Так, T складає: для споживачів з освітлювальним навантаженням – від 1500 до 2000 год, для однозмінних підприємств – від 1800 до 2500 год, для двозмінних – від 3000 до 4500 год, для трьохзмінних – від 5000 до 7500 год.

За відсутності необхідної інформації для розрахунку величини T за формулою (5.14) можна скористатися наближеними її значеннями, наведеними в [11] для різних споживачів.

Величину тривалості використання максимального навантаження треба знати, щоб розрахувати технологічні витрати електроенергії. Для цього використовують величину **тривалості максимальних витрат** τ – це такий умовний час протягом якого ЛЕП, працюючи з незмінним максимальним навантаженням, має такі витрати електроенергії, які дорівнюють дійсним річним витратам електроенергії при роботі за реальним графіком навантаження.

$$\Delta W = \frac{R}{U^2} \int_0^t S^2 dt = \frac{R}{U^2} \cdot S_{\max}^2 \cdot \tau. \quad (5.15)$$

Звідси тривалість максимальних витрат розраховують за формулою:

$$\tau = \frac{\int_0^t S^2 dt}{S_{\max}^2}. \quad (5.16)$$

На практиці величину τ одержують з величини T , оскільки між ними існує певна залежність.

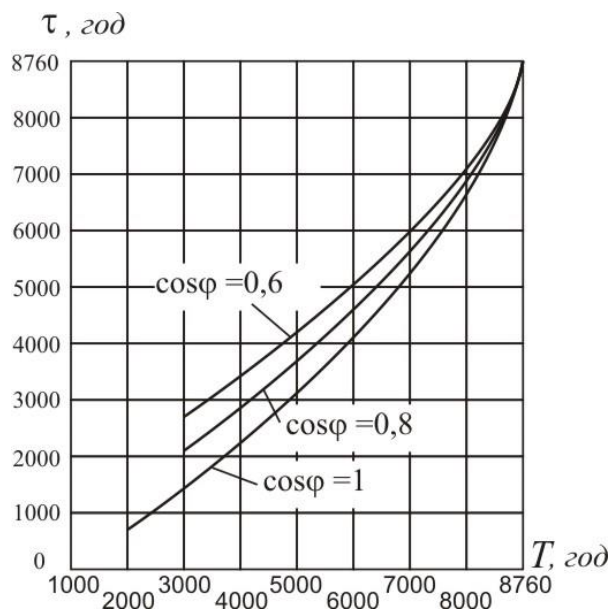


Рисунок 5.3 – Залежність $\tau = f(T)$ для різних коефіцієнтах потужності

При наближених розрахунках для визначення $\tau = f(T)$ дозволяється користуватися емпіричною формулою:

$$\tau \approx \left(0,124 + \frac{T}{10^4} \right)^2 \cdot 8760. \quad (5.17)$$

У випадку, якщо по ділянці ЛЕП передається потужність до споживачів $P_{1\max}, P_{2\max}, P_{3\max}$ і т.д., з тривалістю використання максимального навантаження відповідно T_1, T_2, T_3 і т.д., то для розрахунку технологічних витрат електричної енергії необхідно приймати середню величину тривалості використання максимального навантаження:

$$T_{cp} = \frac{W}{P_{\max}} = \frac{P_{1\max} T_1 + P_{2\max} T_2 + P_{3\max} T_3 + \dots}{k_0 (P_{1\max} + P_{2\max} + P_{3\max} + \dots)} = \frac{\sum_1^n P_{i\max} T_i}{k_0 \sum_1^n P_{i\max}}, \quad (5.18)$$

де k_0 – коефіцієнт одночасності роботи приймачів електричної енергії.

Приклад 5.1

Розрахувати втрати активної та реактивної потужності у двоколовій ПЛ напругою 35 кВ довжиною 15 км, яка виконана проводом марки АС-120/19. Навантаження в кінці ПЛ складає $9,16 + j5,1$ МВА.

Розв'язок

Припустимо, що навантаження, яка задане в кінці ПЛ, розподілене рівномірно між двома її колами.

З [11] для проводу марки АС-120/19: $d = 15,2 \text{ мм}$; $r_0 = 0,249 \text{ Ом/км}$. Оскільки провідники двоколової ПЛ розміщені по вершинах рівностороннього трикутника, то середньгеометрична відстань між фазами складає $D_{cep} = D = 3 \text{ м}$. За формулою (4.5) розраховуємо погонний індуктивний опір:

$$x_0 = 0,1445 \cdot \lg \left(\frac{2 \cdot D_{cep}}{d} \right) + 0,0157 = 0,1445 \cdot \lg \frac{2 \cdot 3}{15,2 \cdot 10^{-3}} + 0,0157 = 0,39 \text{ Ом/км}.$$

За формулами (4.2) і (4.4) розраховуємо активний та індуктивний опір лінії одного кола ПЛ 35 кВ:

$$r = r_0 \cdot l = 0,249 \cdot 15 = 3,74 \text{ Ом};$$

$$x = x_0 \cdot l = 0,39 \cdot 15 = 5,85 \text{ Ом}.$$

Оскільки наша ПЛ 35 кВ двоколова, то еквівалентні активний і індуктивний опори дорівнюють половині від розрахованих:

$$r_{екв} = \frac{1}{2} \cdot r = \frac{1}{2} \cdot 3,74 = 1,87 \text{ Ом};$$

$$x_{екв} = \frac{1}{2} \cdot x = \frac{1}{2} \cdot 5,85 = 2,93 \text{ Ом}.$$

Еквівалентна схема заміщення двоколової ПЛ 35 кВ з розрахованими параметрами зображена на рисунку 5.4.

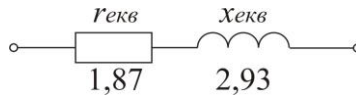


Рисунок 5.4 – Еквівалентна схема заміщення з параметрами двоколової ПЛ напругою 35 кВ

За формулами (5.3) і (5.4) розраховуємо втрати активної та реактивної потужності в двоколовій ПЛ 35 кВ:

$$\Delta P_{л} = \frac{P^2 + Q^2}{U_n^2} \cdot r_{екв} = \frac{9,16^2 + j5,1^2}{35^2} \cdot 1,87 = 0,168 \text{ МВт.}$$

$$\Delta Q_{л} = \frac{P^2 + Q^2}{U_n^2} \cdot x_{екв} = \frac{9,16^2 + j5,1^2}{35^2} \cdot 2,93 = 0,263 \text{ МВАр.}$$

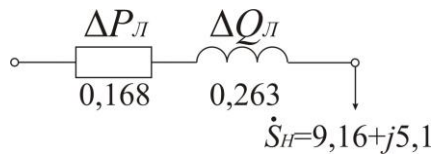


Рисунок 5.5 – Еквівалентна схема заміщення двоколової ПЛ 35 кВ з втратами активної та реактивної потужностей в МВт та МВАр

Приклад 5.2

Розрахувати втрати активної та реактивної потужності в ПЛ напругою 110 кВ довжиною 38,5 км, яка виконана проводом марки АС-120/19. Навантаження в кінці лінії складає $18,13 + j12,53$ МВА.

Розв'язок

З [11] для проводу марки АС-120/19: $d = 15,2 \text{ мм}$; $r_0 = 0,249 \text{ Ом/км}$. Оскільки на ПЛ напругою 110 кВ провідники розміщуються по вершинах рівностороннього трикутника, а середньгеометрична відстань між фазами складає $D_{сер} = D = 4 \text{ м}$ за формулою (4.5) розраховуємо погонний індуктивний опір:

$$x_0 = 0,1445 \cdot \lg\left(\frac{2 \cdot D_{сер}}{d}\right) + 0,0157 = 0,1445 \cdot \lg\frac{2 \cdot 4}{15,2 \cdot 10^{-3}} + 0,0157 = 0,41 \text{ Ом/км.}$$

Погонну ємнісну провідність ПЛ розраховуємо за формулою (4.9):

$$b_0 = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot D_{сер}}{d}\right)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg\left(\frac{2 \cdot 4}{15,2 \cdot 10^{-3}}\right)} = 2,785 \cdot 10^{-6} \text{ См/км.}$$

За формулами (4.2) і (4.4) розраховуємо активний і індуктивний опір лінії, а за формулою (4.8) її ємнісну провідність:

$$r = r_0 \cdot l = 0,249 \cdot 38,5 = 9,59 \text{ Ом;}$$

$$x = x_0 \cdot l = 0,41 \cdot 38,5 = 15,79 \text{ Ом;}$$

$$b = b_0 \cdot l = 2,785 \cdot 10^{-6} \cdot 38,5 = 1,072 \cdot 10^{-4} \text{ См.}$$

За формулою (4.11) знаходимо зарядну потужність лінії:

$$Q_{зар} = b \cdot U_n^2 = 1,072 \cdot 10^{-4} \cdot (110 \cdot 10^3)^2 = 1297392 \text{ ВАр} \approx 1,3 \text{ МВАр.}$$

Схема заміщення ПЛ 110 кВ з розрахованими параметрами зображена на рисунку 5.6.

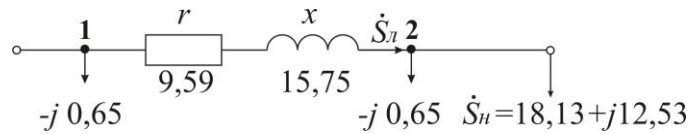


Рисунок 5.6 – Схема заміщення ПЛ 110 кВ з розрахованими параметрами

Розрахуємо потужність, яка буде протікати по активному та реактивному опорах лінії:

$$\begin{aligned} \dot{S}_л &= \dot{S}_н - j \frac{1}{2} \cdot Q_{зар} = P_n + jQ_n - j \frac{1}{2} \cdot Q_{зар} = \\ &= 18,13 + j12,53 - j0,65 = 18,13 + j11,88 \text{ МВ} \cdot \text{А.} \end{aligned}$$

За формулами (5.3) і (5.4) розраховуємо втрати активної та реактивної потужності в ПЛ 110 кВ:

$$\begin{aligned} \Delta P_л &= \frac{P_л^2 + Q_л^2}{U_n^2} \cdot r = \frac{18,13^2 + j11,88^2}{110^2} \cdot 9,59 = 0,37 \text{ МВт.} \\ \Delta Q_л &= \frac{P_л^2 + Q_л^2}{U_n^2} \cdot x = \frac{18,13^2 + j11,88^2}{110^2} \cdot 15,79 = 0,61 \text{ МВАр.} \end{aligned}$$

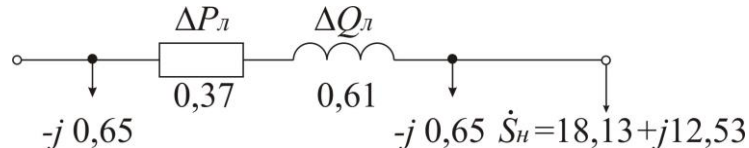


Рисунок 5.7 – Схема заміщення ПЛ напругою 110 кВ з втратами активної та реактивної потужності

Приклад 5.3

Визначити максимальні втрати активної потужності і річні втрати електричної енергії в лінії напругою 35 кВ довжиною 20 км, яка виконана проводом марки АС-70. Відомо, що лінія живить двозмінне промислове підприємство, що має середній коефіцієнт потужності $\cos \varphi_{cp} = 0,9$. Річний графік навантаження підприємства за тривалістю зображений на рисунку 5.7. Задачу розв'язати методом середньоквадратичної потужності і методом тривалості максимальних втрат.

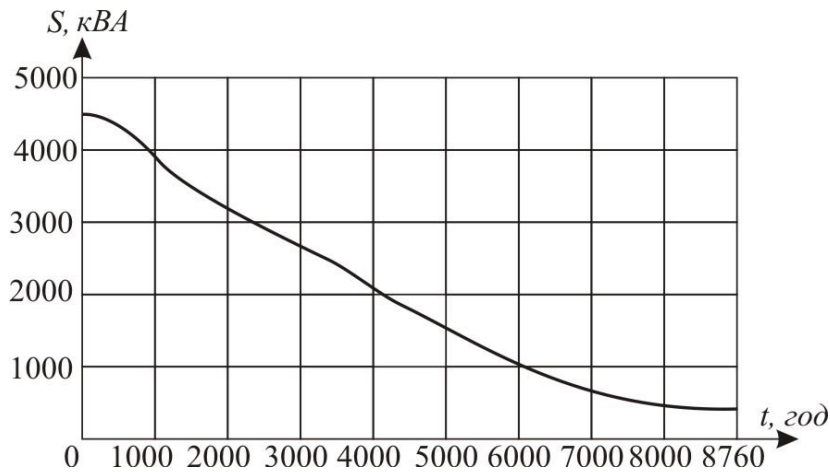


Рисунок 5.7 – Річний графік навантаження підприємства за тривалістю

Розв'язок

З [11] для проводу марки АС-70/11 знаходимо $r_0 = 0,429 \text{ Ом/км}$. За формулою (4.2) знаходимо активний опір лінії:

$$r = r_0 \cdot l = 0,429 \cdot 20 = 8,58 \text{ Ом.}$$

З графіка навантаження за тривалістю (див. рисунок 5.7) видно, що $S_{\max} = 4,5 \text{ МВА}$.

За формулою (5.3) знаходимо максимальні втрати активної потужності в лінії:

$$\Delta P_{\max} = \frac{S_{\max}^2}{U_n^2} \cdot r = \frac{4,5^2}{35^2} \cdot 8,58 \cdot 10^3 = 141,8 \text{ кВт.}$$

Визначимо втрати електричної енергії в лінії методом середньоквадратичної потужності. Для цього річний графік навантаження за тривалістю представимо у виді ступінчастого графіка з ординатами: $S_1 = 4,5$; $S_2 = 3,5$; $S_3 = 3,0$; $S_4 = 2,5$; $S_5 = 1,5$; $S_6 = 0,5 \text{ МВА}$, яким відповідають відрізки часу $t_1 = t_2 = t_3 = t_4 = 1000 \text{ год}$, $t_5 = 2000 \text{ год}$, $t_6 = 2760 \text{ год}$ (див. рисунок 5.8).

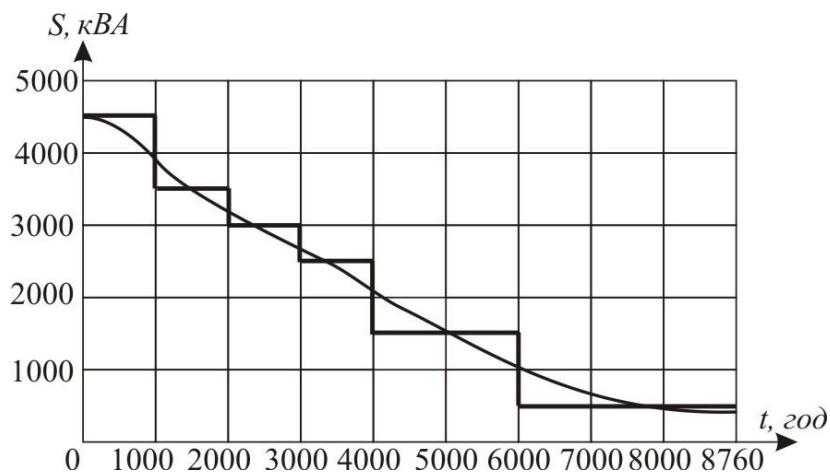


Рисунок 5.8 – Ступінчастий графік навантаження за тривалістю

За формулою (5.10) знаходимо середньоквадратичну потужність:

$$S_{cp.kв} = \sqrt{\frac{S_1^2 \cdot t_1 + S_2^2 \cdot t_2 + S_3^2 \cdot t_3 + S_4^2 \cdot t_4 + S_5^2 \cdot t_5 + S_6^2 \cdot t_6}{8760}} =$$

$$= \sqrt{\frac{4,5^2 \cdot 1000 + 3,5^2 \cdot 1000 + 3^2 \cdot 1000 + 2,5^2 \cdot 1000 + 1,5^2 \cdot 2000 + 0,5^2 \cdot 2760}{8760}} = 2,46 \text{ МВА.}$$

За формулою (5.11) знаходимо річні втрати електричної енергії в лінії:

$$\Delta W = \frac{r}{U_n^2} \cdot S_{cp.kв}^2 \cdot 8760 = \frac{8,58}{35^2} \cdot 2,46^2 \cdot 10^3 \cdot 8760 = 371300 \text{ кВт·год.}$$

Визначимо втрати електричної енергії в лінії методом тривалості максимальних втрат. Для цього за формулою (5.13) за ступінчастим графіком навантаження визначаємо тривалість використання максимального навантаження:

$$T = \frac{\sum_1^n S_i \cdot t_i}{S_{max}} = \frac{4,5 \cdot 1000 + 3,5 \cdot 1000 + 3 \cdot 1000 + 2,5 \cdot 1000 + 1,5 \cdot 2000 + 0,5 \cdot 2760}{4,5} = 3973 \text{ год.}$$

При $\cos\phi = 0,9$ по кривій рисунку 5.3 шляхом інтерполяції знаходимо, що такій тривалості використання максимального навантаження відповідає тривалість максимальних втрат $\tau = 2600$ год.

За формулою (5.15) знаходимо річні втрати електричної енергії в лінії:

$$\Delta W = \frac{r}{U_n^2} \cdot S_{max}^2 \cdot \tau = \frac{8,58}{35^2} \cdot 4,5^2 \cdot 10^3 \cdot 2600 = 368765 \text{ кВт·год.}$$

Як бачимо, втрати електричної енергії, знайдені двома методами, відрізняються несуттєво.

5.2 Втрати потужності та електричної енергії у трансформаторах

Втрати активної потужності в двообмотковому трансформаторі складаються з **змінних втрат** (втрат в обмотках), що залежать від навантаження та умовно **постійних втрат** (втрати в сталі), які не залежать від навантаження.

$$\Delta P_T = \frac{S^2}{U_{BH}^2} \cdot r_T + \Delta P_{xx} \text{ або } \Delta P_T = \Delta P_{кз} \cdot \beta^2 + \Delta P_{xx}, \quad (5.19)$$

де $\Delta P_{кз}, \Delta P_{xx}$ – втрати потужності короткого замикання і холостого ходу трансформатора відповідно; β – завантаження трансформатора (відношення розрахункової потужності S до номінальної потужності трансформатора S_{TH}):

$$\beta = \frac{S}{S_{TH}}. \quad (5.20)$$

Втрати реактивної потужності в двообмотковому трансформаторі складаються з втрат на розсіяння в обмотках трансформатора (пропорційні квадрату навантаження) і втрат на намагнічення, які не залежних від величини навантаження:

$$\Delta Q_T = \frac{S^2}{U_{BH}^2} \cdot x_T + \Delta Q_{xx} \quad \text{або} \quad \Delta Q_T = \frac{u_{кз\%}}{100} \cdot S_{TH} \cdot \beta^2 + \frac{I_{xx\%}}{100} \cdot S_{TH}. \quad (5.21)$$

При N паралельно працюючих трансформаторах:

$$\Delta P_T = \frac{\Delta P_{кз}}{N} \cdot \left(\frac{S}{S_{TH}} \right)^2 + N \cdot \Delta P_{xx} \quad \text{і} \quad \Delta Q_T = \frac{u_{кз\%}}{100} \cdot \frac{S^2}{N \cdot S_{TH}} + N \cdot \Delta Q_{xx}. \quad (5.22)$$

Для триобмоткових трансформаторів:

$$\Delta P_T = \frac{S_1^2}{U_{BH}^2} \cdot r_{T1} + \frac{S_2^2}{U_{BH}^2} \cdot r_{T2} + \frac{S_3^2}{U_{BH}^2} \cdot r_{T3} + \Delta P_{xx}; \quad (5.23)$$

$$\Delta Q_T = \frac{S_1^2}{U_{BH}^2} \cdot x_{T1} + \frac{S_2^2}{U_{BH}^2} \cdot x_{T2} + \frac{S_3^2}{U_{BH}^2} \cdot x_{T3} + \Delta Q_{xx}, \quad (5.24)$$

де S_1, S_2, S_3 – навантаження, які протікають через обмотку високої, середньої та низької напруги трансформатора.

Втрати електроенергії в трансформаторі (за рік експлуатації) визначаються за формулою:

$$\Delta W_T = \Delta P_{кз} \cdot \beta^2 \cdot \tau + \Delta P_{xx} \cdot 8760, \quad (5.25)$$

а при N паралельно включених і постійно працюючих протягом всього року трансформаторах:

$$\Delta W_T = \frac{1}{N} \cdot \Delta P_{кз} \cdot \beta^2 \cdot \tau + N \cdot \Delta P_{xx} \cdot 8760. \quad (5.26)$$

Приклад 5.4

Визначити втрати активної та реактивної потужності в трансформаторі типу ТМН-10000/35 за навантаження на вторинній обмотці $9,1 + j4,5$ МВА та потужність, що буде втікати в трансформатор з джерела живлення.

Розв'язок

У прикладі 4.4 для трансформатора типу ТМН-10000/35 розраховані параметри його схеми заміщення (див. рисунок 4.8, б).

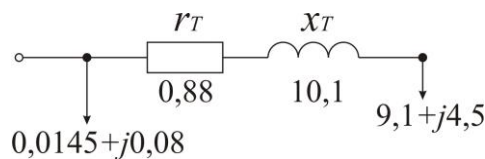


Рисунок 5.9 – Схема заміщення трансформатора типу ТМН-10000/35 з параметрами

За формулами (5.19) та (5.21) знайдемо втрати активної та реактивної потужності в опорах схеми заміщення трансформатора:

$$\Delta P_r = \frac{S^2}{U_{BH}^2} \cdot r_T = \frac{9,1^2 + 4,5^2}{36,75^2} \cdot 0,88 = 0,067 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_x = \frac{S^2}{U_{BH}^2} \cdot x_T = \frac{9,1^2 + 4,5^2}{36,75^2} \cdot 10,1 = 0,77 \text{ МВАр.}$$

Сумарні втрати активної та реактивної потужності в трансформаторі складають:

$$\Delta P_T = \Delta P_r + \Delta P_{xx} = 0,067 + 0,0145 = 0,0815 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_T = \Delta Q_x + \Delta Q_{xx} = 0,77 + 0,08 = 0,85 \text{ МВАр.}$$

Тоді активна і реактивна потужності, що будуть втікати в трансформатор з джерела живлення будуть дорівнювати:

$$P_1 = P + \Delta P_T = 9,1 + 0,0815 = 9,1815 \text{ МВт};$$

$$Q_1 = Q + \Delta Q_T = 4,5 + 0,85 = 5,35 \text{ МВАр.}$$

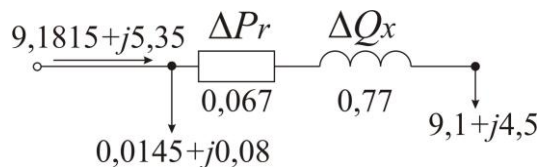


Рисунок 5.10 – Схема заміщення трансформатора типу ТМН-10000/35 з втратами активної та реактивної потужності

Приклад 5.5

Визначити втрати активної та реактивної потужності в трансформаторах типу ТДТН-16000/110 на двотрансформаторній підстанції та потужність, що буде втікати в трансформатор з джерела живлення. Відомо, що навантаження на шини 35 кВ складає $11,8 + j7,5$ МВА, а на шини 10 кВ – $3,8 + j2,3$ МВА.

Розв'язок

У прикладі 4.5 для трансформатора типу ТДТН-16000/110 розраховані параметри його схеми заміщення (див. рисунок 4.10, б). У зв'язку з тим, що підстанція двотрансформаторна, необхідно знайти її еквівалентну схему заміщення. При паралельному включенні двох трансформаторів їх активні та індуктивні опори в еквівалентній схемі заміщення необхідно зменшити в два рази, а активні та реактивні втрати потужності холостого ходу збільшити в два рази. Тому еквівалентна схема заміщення двотрансформаторної підстанції буде мати вигляд, зображений на рисунку 5.11.

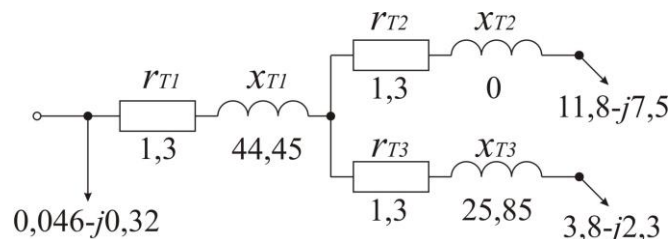


Рисунок 5.11 – Еквівалентна схема заміщення трансформаторів типу ТДТН-16000/110 з параметрами на двотрансформаторній підстанції

За формулами (5.19) та (5.21) знайдемо втрати активної та реактивної потужності в опорах схеми заміщення трансформатора на стороні 10 і 35 кВ:

$$\Delta P_{r10} = \frac{S_{p10}^2}{U_{BH}^2} \cdot r_{T3} = \frac{3,8^2 + 2,3^2}{115^2} \cdot 1,3 = 0,002 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{x10} = \frac{S_{p10}^2}{U_{BH}^2} \cdot x_{T3} = \frac{3,8^2 + 2,3^2}{115^2} \cdot 25,85 = 0,039 \text{ МВАр};$$

$$\Delta P_{r35} = \frac{S_{p35}^2}{U_{BH}^2} \cdot r_{T2} = \frac{11,8^2 + 7,5^2}{115^2} \cdot 1,3 = 0,019 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{x35} = \frac{S_{p35}^2}{U_{BH}^2} \cdot x_{T2} = 0 \text{ МВАр}.$$

Знайдемо потужності, які будуть протікати на початку обмоток 10 і 35 кВ.

$$\dot{S}_{n10} = P_{p10} + jQ_{p10} + \Delta P_{r10} + j\Delta Q_{x10} = 3,8 + j2,3 + 0,002 + j0,039 = 3,802 + j2,339 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{n35} = P_{p35} + jQ_{p35} + \Delta P_{r35} + j\Delta Q_{x35} = 11,8 + j7,5 + 0,019 + j0 = 11,819 + j7,5 \text{ МВА}.$$

Знайдемо потужність, яка буде протікати в кінці обмотки 110 кВ:

$$\dot{S}_{\kappa110} = \dot{S}_{n10} + \dot{S}_{n35} = 3,802 + j2,339 + 11,819 + j7,5 = 15,621 + j9,839 \text{ МВА}.$$

Знайдемо втрати активної та реактивної потужності в опорах схеми заміщення трансформатора на стороні 110 кВ:

$$\Delta P_{r110} = \frac{S_{\kappa110}^2}{U_{BH}^2} \cdot r_{T1} = \frac{15,621^2 + 9,839^2}{115^2} \cdot 1,3 = 0,034 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{x110} = \frac{S_{\kappa110}^2}{U_{BH}^2} \cdot x_{T1} = \frac{15,621^2 + 9,839^2}{115^2} \cdot 44,45 = 1,146 \text{ МВАр}.$$

Знайдемо потужність, приведену до шин 110 кВ двотрансформаторної підстанції:

$$P_1 = P_{\kappa110} + \Delta P_{r110} + \Delta P_{xx} = 15,621 + 0,034 + 0,046 = 15,701 \text{ МВт};$$

$$Q_1 = Q_{\kappa110} + \Delta Q_{x110} + \Delta Q_{xx} = 9,839 + 1,146 + 0,32 = 11,305 \text{ МВАр}.$$

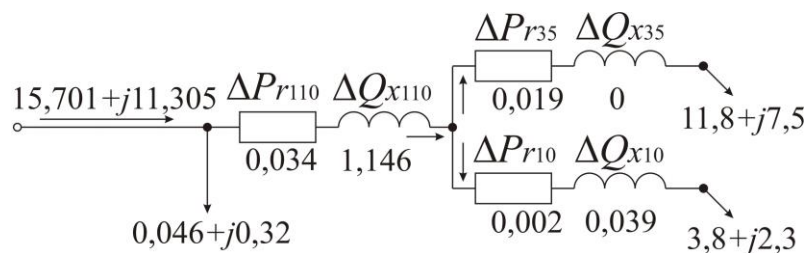


Рисунок 5.12 – Еквівалентна схема заміщення трансформаторів ТДТН-16000/110 з втратами активної та реактивної потужності

6 РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ НОРМАЛЬНОГО ТА ПІСЛЯВАРІЙНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ

До параметрів режиму роботи електричної мережі відносяться:

- потужності на ділянках мережі;
- напруги у вузлах;
- втрати потужності та електричної енергії в ЛЕП та трансформаторах;
- спад та втрата напруги на ділянках ЛЕП та в трансформаторах тощо.

Режим напруги характеризує ефективність роботи як електричної мережі, так і споживачів електричної енергії. У разі прийняття економічно обґрунтованих технічних рішень, слід прагнути, щоб основна маса споживачів працювала при оптимальних рівнях напруги на її затискачах. В першому наближенні можна прийняти в якості оптимальної номінальну напругу U_H згідно ДСТУ EN 50160:2014 [17]. У нормальному режимі роботи відхилення напруги не повинно перевищувати $\pm 10\%$ від величини номінальної напруги U_H . В умовах, коли електричну енергію постачають електромережі без зв'язку з об'єднаною енергосистемою України відхилення напруги не повинно перевищувати $+ 10\% / - 15\%$ від U_H . Відхилення напруги розраховується за формулою:

$$\delta U_y = \frac{U - U_H}{U_H} \cdot 100, \% \quad (6.1)$$

Вказані норми є менш жорсткими ніж ті, що були регламентовані міждержавним стандартом ГОСТ 13109-97, який втратив чинність.

Забезпечення вищезазначених відхилень напруги може бути досягнуте лише у разі використання відповідних методів розрахунку режиму напруги, вибору основних параметрів електричних мереж та застосуванням необхідних засобів регулювання напруги.

6.1 Спад і втрата напруги в лініях, напругою до 35 кВ включно, з навантаженням зосередженим в кінці

Під час розрахунку ліній з одним навантаженням в кінці лінії справедливе припущення, що $U = U_H$, $g = 0$ та $b = 0$.

Розглянемо випадок розрахунку лінії напругою до 35 кВ *за даними кінця лінії*, коли напруга в кінці лінії U_2 і навантаження S_2 (або I_2) відомі, а потрібно визначити напругу на початку лінії U_1 (рисунок 6.1, б).

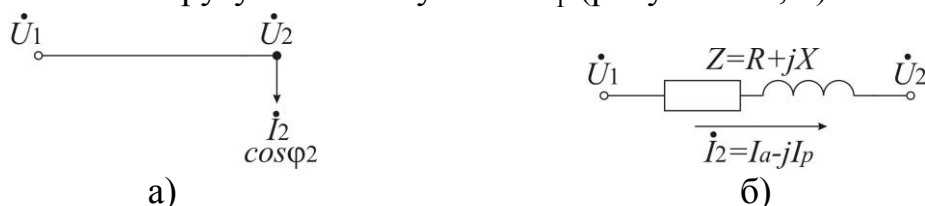


Рисунок 6.1 – Однолінійна електрична схема і схема заміщення ЛЕП напругою 35 кВ

Згідно із другим законом Кірхгофа можна записати:

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_2 + \Delta\dot{U} = \dot{U}_2 + \sqrt{3} \cdot \dot{I} \cdot Z = \dot{U}_2 + \sqrt{3} \cdot (I_a - jI_p) \cdot (R + jX) \quad (6.2)$$

де I_a, I_p – відповідно активна і реактивна складові повного струму.

Провівши необхідні обчислення, одержимо:

$$\dot{U}_1 = U_2 + \sqrt{3} \cdot [(I_a \cdot R + I_p \cdot X) + j(I_a \cdot X - I_p \cdot R)] = U_2 + \Delta U_{noz} + j\Delta U_{non}, \quad (6.3)$$

де ΔU_{noz} – поздовжня складова вектора спаду напруги; ΔU_{non} – поперечна складова вектора спаду напруги.

Векторні діаграми напруг лінії з навантаженням в кінці показані на рисунку 6.2.

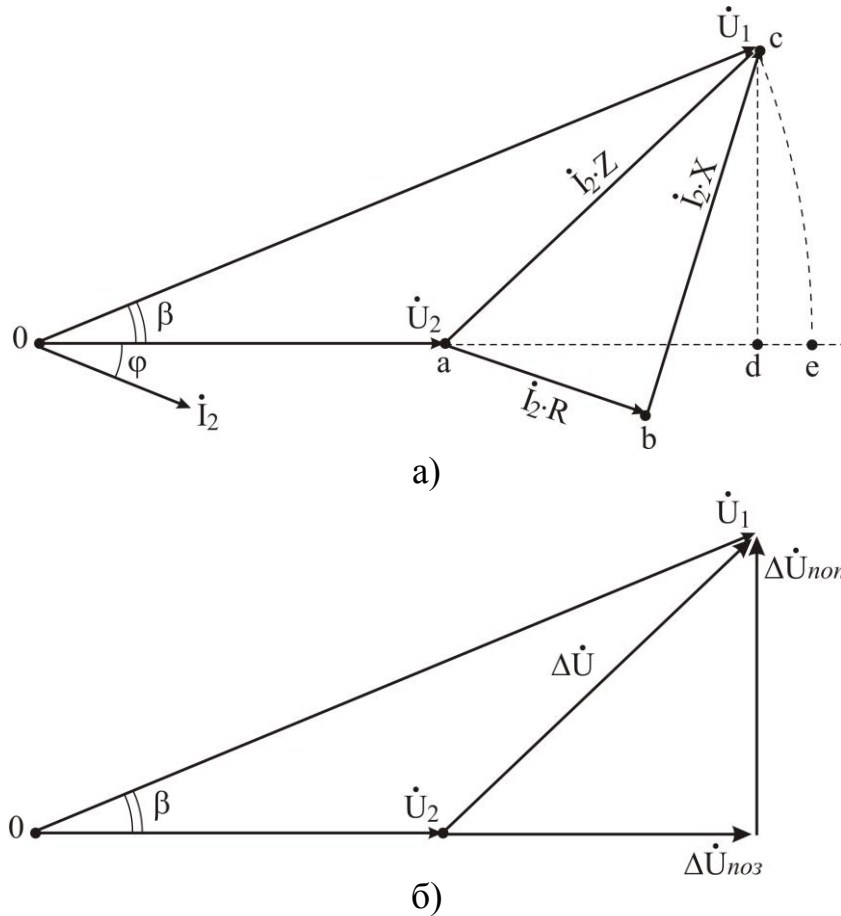


Рисунок 6.2 – Векторна діаграма напруг лінії напругою до 35 кВ за умовами кінця

Вектор \overline{ac} , чисельно рівний $\dot{I} \cdot Z$, називається **спадом напруги** $\Delta\dot{U}$. Цей вектор є геометричною різницею між векторами напруги на початку лінії \dot{U}_1 і в кінці лінії \dot{U}_2 . Спад напруги в лінії може бути розкладений на дві складові: поздовжню \overline{ad} і поперечну \overline{cd} :

$$\Delta\dot{U} = \dot{U}_1 - \dot{U}_2 = \dot{I} \cdot Z = \Delta U_{noz} + j\Delta U_{non} = \overline{ac}. \quad (6.4)$$

Модуль спаду напруги дорівнює:

$$\Delta U = \sqrt{\Delta U_{noz}^2 + \Delta U_{non}^2}. \quad (6.5)$$

Під час розрахунків місцевих електричних мереж користуються поняттям втрати напруги. **Втратою напруги** називають алгебраїчну різницю між напругою на початку та напругою в кінці лінії, яка при певному наближенні може розраховуватися за поздовжньою складовою вектора спаду напруги:

$$\Delta U = |\overline{ae}| \cong |\overline{ad}| = \sqrt{3} \cdot (I_a \cdot R + I_p \cdot X) = \sqrt{3} \cdot I \cdot (R \cdot \cos \varphi + X \cdot \sin \varphi). \quad (6.6)$$

Якщо навантаження задане потужностями:

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_2 + \Delta \dot{U} = \dot{U}_2 + \frac{P_2 \cdot R + Q_2 \cdot X}{U_2} + j \frac{P_2 \cdot X - Q_2 \cdot R}{U_2}. \quad (6.7)$$

Спад напруги:

$$\Delta \dot{U} = \frac{P_2 \cdot R + Q_2 \cdot X}{U_2} + j \frac{P_2 \cdot X - Q_2 \cdot R}{U_2}, \quad (6.8)$$

а втрата напруги:

$$\Delta U = \frac{P_2 \cdot R + Q_2 \cdot X}{U_2}. \quad (6.9)$$

Розглянемо випадок розрахунку лінії напругою 35кВ і нижче **за даними початку лінії**, коли відомі напруга U_1 і навантаження S_1 на початку, а потрібно визначити напругу в кінці лінії U_2 . Згідно із другим законом Кірхгофа можна записати:

$$\dot{U}_2 = \dot{U}_1 - \Delta \dot{U} = \dot{U}_1 - \sqrt{3} \cdot \dot{I} \cdot Z = \dot{U}_1 - \sqrt{3} \cdot [(I_a \cdot R + I_p \cdot X) + j(I_a \cdot X - I_p \cdot R)]. \quad (6.10)$$

Векторна діаграма напруг за умовами початку показана на рисунку 6.3.

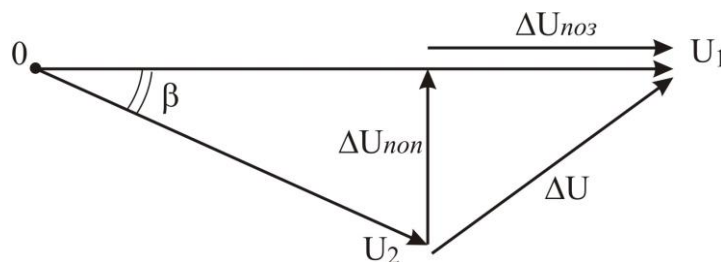


Рисунок 6.3 – Векторна діаграма напруг лінії напругою до 35 кВ за умовами початку

Якщо навантаження задане в потужностях:

$$\dot{U}_2 = \dot{U}_1 - \frac{P_1 \cdot R + Q_1 \cdot X}{U_1} - j \frac{P_1 \cdot X - Q_1 \cdot R}{U_1}. \quad (6.11)$$

В практичних розрахунках для мереж напругою до 110 кВ режим напруги дозволяється розраховувати тільки за поздовжньою складовою вектора спаду напруги. Проте, при переході через трансформатор з вищою напругою 35кВ і більше, необхідно обов'язково враховувати як поздовжню так і поперечну складові.

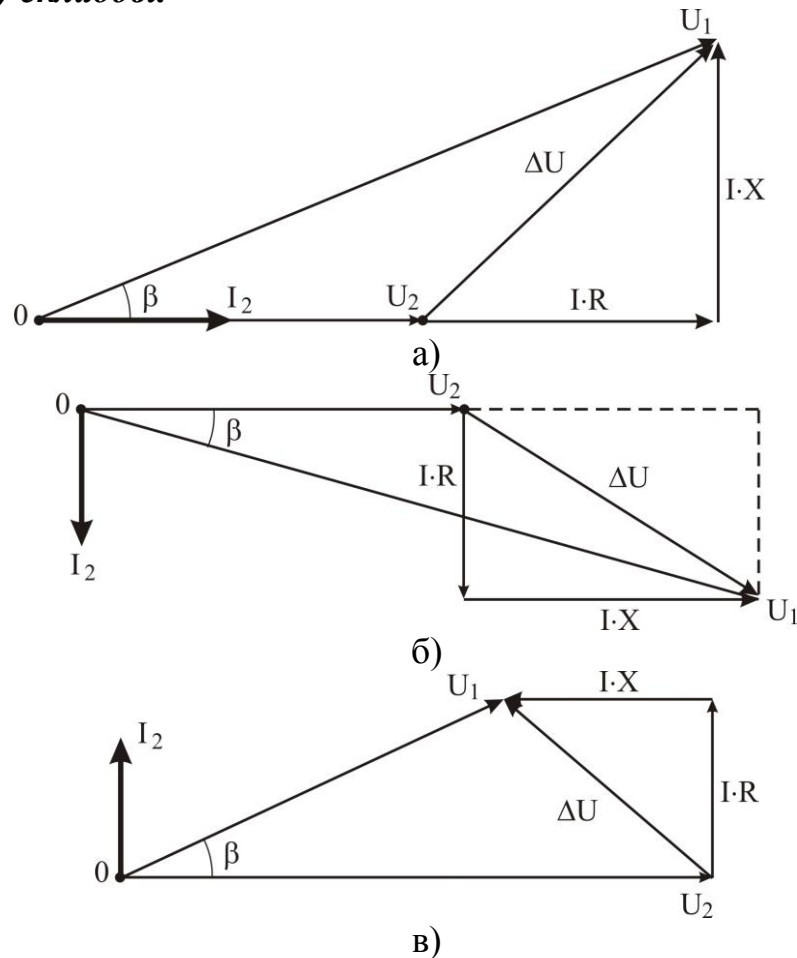


Рисунок 6.4 – Векторна діаграма напруг для часткових випадків навантажень: а) активного, б) індуктивного, в) ємнісного

Приклад 6.1

Визначити спад та втрату напруги в двоколовій лінії електропередавання напругою 35 кВ довжиною 15 км, яка виконана проводом марки АС-120. Відомо, що навантаження в кінці лінії складає $9,16 + j5,1$ МВА, а напруга в кінці лінії – 34,7 кВ.

Розв'язок

У прикладі 4.2 для такої лінії розраховані параметри її схеми заміщення: $r_{екв} = 1,87$ Ом, $x_{екв} = 2,93$ Ом (див. рисунок 4.5). За формулою (6.8) визначимо спад напруги в лінії:

$$\Delta \dot{U} = \frac{P_2 \cdot r_{екв} + Q_2 \cdot x_{екв}}{U_2} + j \frac{P_2 \cdot x_{екв} - Q_2 \cdot r_{екв}}{U_2} =$$

$$\frac{9,16 \cdot 1,87 + 5,1 \cdot 2,93}{34,7} + j \frac{9,16 \cdot 2,93 - 5,1 \cdot 1,87}{34,7} = 0,92 + j0,5 \text{ кВ};$$

$$|\Delta \dot{U}| = \sqrt{\Delta U_{ноз}^2 + \Delta U_{нон}^2} = \sqrt{0,92^2 + 0,5^2} \approx 1,05 \text{ кВ}.$$

За формулою (6.9) знаходимо втрату напруги в лінії:

$$\Delta U = \Delta U_{ноз} = \frac{P_2 \cdot r_{екв} + Q_2 \cdot x_{екв}}{U_2} \approx 0,92 \text{ кВ}.$$

Напруга на початку лінії матиме величину:

$$\dot{U}_1 = \dot{U}_2 + \Delta \dot{U} = 34,7 + 0,92 + j0,5 = 35,62 + j0,5 \text{ кВ};$$

$$|\dot{U}_1| = \sqrt{35,62^2 + 0,5^2} \approx 35,62 \text{ кВ}.$$

Без урахування поперечної складової спаду напруги отримаємо:

$$U_1 = U_2 + \Delta U_{ноз} = 34,7 + 0,92 = 35,62 \text{ кВ}.$$

Як бачимо, результати, отримані за точною та наближеною формулами співпадають.

Приклад 6.2

Визначити спад та втрату напруги в двоколовій лінії електропередавання напругою 35 кВ довжиною 15 км, яка виконана проводом марки АС-120. Відомо, що навантаження на початку лінії складає $9,33 + j5,36$ МВА, а напруга на початку лінії – 35,62 кВ.

Розв'язок

З попереднього прикладу відомо, що $r_{екв} = 1,87$ Ом, $x_{екв} = 2,93$ Ом. Визначимо спад напруги в лінії:

$$\Delta \dot{U} = \frac{P_1 \cdot r_{екв} + Q_1 \cdot x_{екв}}{U_1} + j \frac{P_1 \cdot x_{екв} - Q_1 \cdot r_{екв}}{U_1} =$$

$$\frac{9,33 \cdot 1,87 + 5,36 \cdot 2,93}{35,62} + j \frac{9,33 \cdot 2,93 - 5,36 \cdot 1,87}{35,62} = 0,93 + j0,49 \text{ кВ};$$

$$|\Delta \dot{U}| = \sqrt{\Delta U_{ноз}^2 + \Delta U_{нон}^2} = \sqrt{0,93^2 + 0,49^2} \approx 1,05 \text{ кВ}.$$

Знаходимо втрату напруги в лінії:

$$\Delta U = \Delta U_{ноз} = \frac{P_1 \cdot r_{екв} + Q_1 \cdot x_{екв}}{U_1} \approx 0,93 \text{ кВ}.$$

Напруга в кінці лінії матиме величину:

$$\dot{U}_2 = U_1 - \Delta \dot{U} = 35,62 - 0,93 - j0,49 = 34,69 - j0,49 \text{ кВ};$$

$$|\dot{U}_2| = \sqrt{34,69^2 + 0,49^2} \approx 34,69 \text{ кВ}.$$

6.2 Розрахунок режиму напруги в лінії напругою до 35 кВ включно з декількома навантаженнями

На рисунку 6.5 показані розрахункова схема лінії з декількома навантаженнями і векторна діаграма напруг.

Розрахунок мереж напругою до 35 з декількома навантаженнями ведуть шляхом використання наближених формул, аналогічних формулам для розрахунку ліній з одним навантаженням на кінці.

Загальна величина втрати напруги буде рівна сумі величин втрат напруги на окремих ділянках мережі:

$$\Delta U_{\Sigma} = \Delta U_{01} + \Delta U_{12} \quad (6.12)$$

Під час використання у якості вихідних параметрів розрахункових значень струмів на ділянках (I_1, I_2) і параметрів кожної ділянки (l_i, r_i, x_i), а також припускаючи постійність перерізу проводу по всій довжині лінії, отримаємо формулу для розрахунку сумарних втрат напруги:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot \sum_1^n (I_i \cdot r_{0i} \cdot \cos \varphi_i + I_i \cdot x_{0i} \cdot \sin \varphi_i) \cdot l_i, \quad (6.13)$$

де r_{0i}, x_{0i} – погонні активний і індуктивний опори проводів на ділянках лінії; n – кількість ділянок, до яких приєднане навантаження.

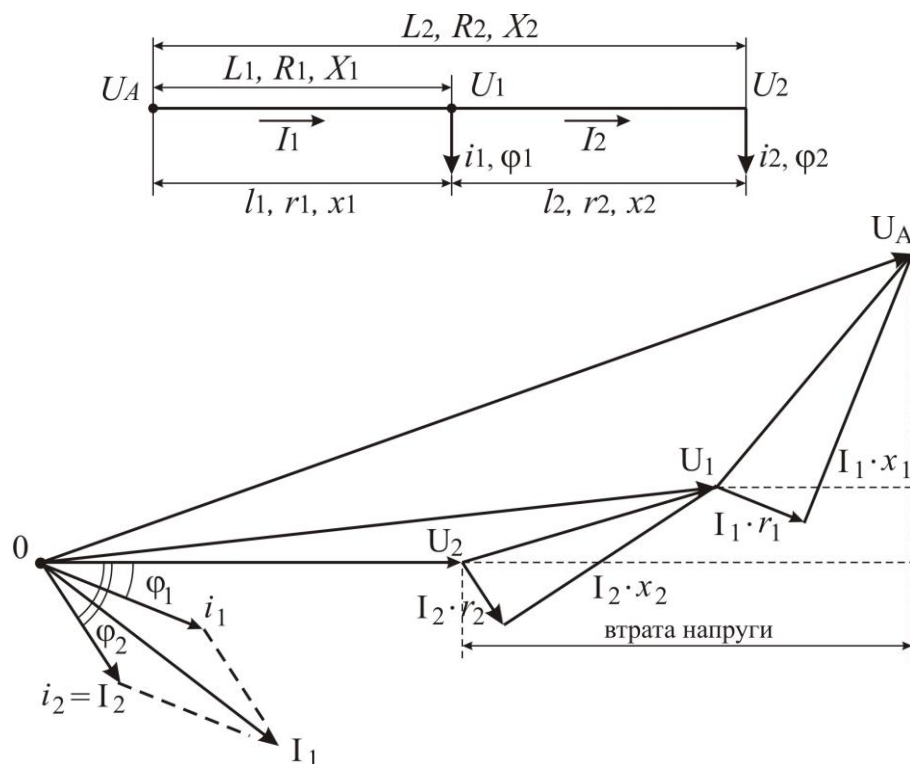


Рисунок 6.5 – Розрахункова схема та векторна діаграма для мережі напругою до 35 кВ з декількома навантаженнями

Якщо навантаження задані потужностями ($P + jQ$), які протікають по ділянках лінії, формула для розрахунку сумарної втрати напруги матиме вид:

$$\Delta U = \sum_1^n \frac{P_i \cdot r_i + Q_i \cdot x_i}{U_H}. \quad (6.14)$$

6.3 Розрахунок режиму напруги в лініях напругою 110 кВ і більше

Розглянемо загальний випадок розрахунку режиму напруги в електричній мережі напругою 220 кВ для якої навантаження задане в кінці лінії (\dot{S}_2), а напруга – на її початку (\dot{U}_1).

Розрахункова схема наведена на рисунку 6.6.

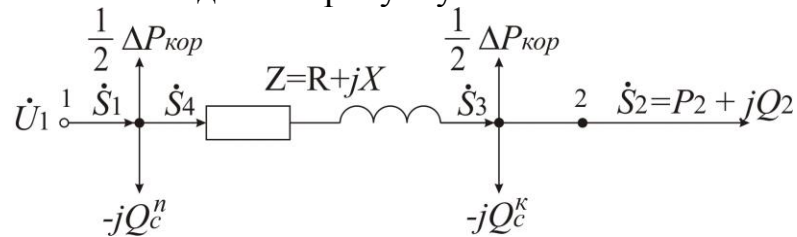


Рисунок 6.6 – Схема заміщення лінії напругою 220 кВ для розрахунку режиму напруги

Розрахунок проводиться ітераційним методом, для нульової ітерації припускається $U_2^{(0)} = U_H$.

Визначаємо втрати на корону ΔP_{kop} і зарядну потужність в кінці лінії

$Q_c^k = \frac{1}{2} \cdot U_H^2 \cdot b_l$. Тоді:

$$\dot{S}_3 = P_3 + jQ_3 = (P_2 + \frac{1}{2} \cdot \Delta P_{kop}) + j(Q_2 - Q_c^k);$$

$$\dot{S}_4 = \dot{S}_3 + \Delta \dot{S}_l = (P_3 + \Delta P_l) + j(Q_3 + \Delta Q_l) = P_4 + jQ_4,$$

$$\text{де } \Delta P_l = \frac{P_3^2 + Q_3^2}{U_H^2} \cdot R; \quad \Delta Q_l = \frac{P_3^2 + Q_3^2}{U_H^2} \cdot X.$$

Зарядна потужність на початку лінії визначається за формулою:

$$Q_c^n = \frac{1}{2} \cdot U_1^2 \cdot b_l;$$

$$\dot{S}_1 = P_1 + jQ_1 = (P_4 + \frac{1}{2} \cdot \Delta P_{kop}) + j(Q_4 - Q_c^n). \quad (6.15)$$

Знаючи розрахункові значення потужностей на характерних ділянках лінії, можна розрахувати режим напруги. Визначаємо напругу на початку лінії (рисунок 6.6, точка 1) для нульової ітерації:

$$\dot{U}_1^{(0)} = U_2^{(0)} + \frac{P_3 \cdot R + Q_3 \cdot X}{U_2^{(0)}} + j \frac{P_3 \cdot X - Q_3 \cdot R}{U_2^{(0)}} = U_2^{(0)} + \Delta U_{noz} + j \Delta U_{non}. \quad (6.16)$$

Тоді модуль напруги в точці 1 буде дорівнювати:

$$U_1^{(0)} = \sqrt{(U_2^{(0)} + \Delta U_{noz})^2 + \Delta U_{non}^2}. \quad (6.17)$$

Порівнюємо отримане значення $U_1^{(0)}$ із заданим U_1 . Якщо вони виявляться

рівними, то припущення про те, що $U_2^{(0)} = U_H$ є справедливим і розрахунок на цьому завершується. У випадку, коли $U_2^{(0)} \neq U_H$ здійснюється перехід до наступного кроку ітерації уточнення значення напруги.

$$\dot{U}_2^{(1)} = U_1 - \frac{P_4 \cdot R + Q_4 \cdot X}{U_1} - j \frac{P_4 \cdot X - Q_4 \cdot R}{U_1} = U_1 - \Delta U_{noz} - j \Delta U_{non}, \quad (6.18)$$

її модуль:

$$U_2^{(1)} = \sqrt{(U_1 - \Delta U_{noz})^2 + \Delta U_{non}^2}. \quad (6.19)$$

Після цього розрахунок повторюється за вищенаведеними формулами, у які замість $U_2^{(0)} = U_H$ підставляється значення $U_2^{(1)}$ і визначається нова уточнена напруга в кінці лінії $U_2^{(2)}$. Ітераційний процес продовжується доти, поки $U_2^{(n)} \cong U_2^{(n-1)}$ з заданою точністю. В більшості випадків для розрахунку достатньо 2-3 ітерації.

Під час розрахунків режиму напруги для ліній 110кВ:

- можна не враховувати втрати на корону $\Delta P_{кор}$;
- розрахунок значень напруг можна вести з урахуванням тільки поздовжньої складової вектора спаду напруги.

Розглянемо випадок розрахунку режиму напруги для *лінії з декількома навантаженнями*. На рисунку 6.7 показані електрична схема з'єднань а) і схема заміщення б).

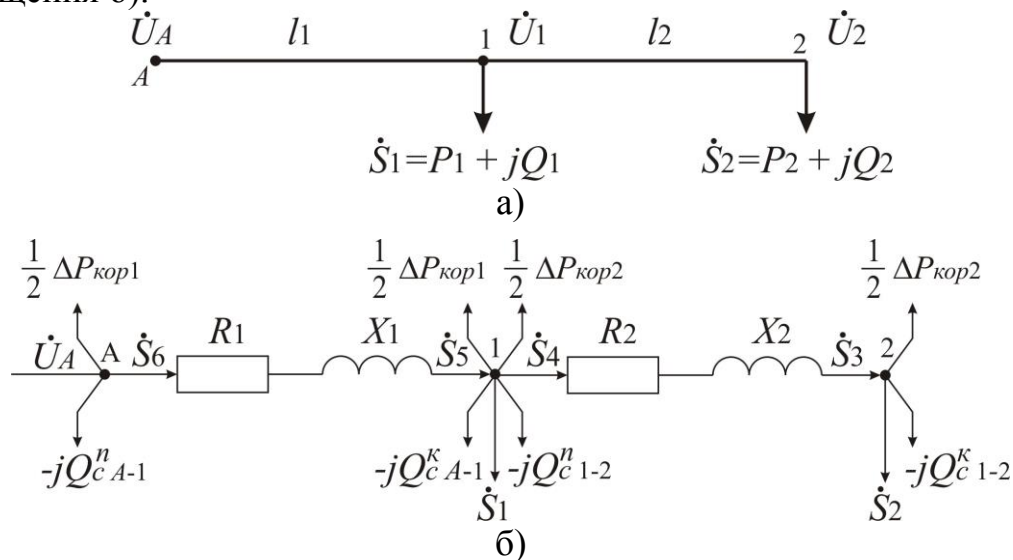


Рисунок 6.7 – Розрахункова схема та схема заміщення лінії напругою 220кВ з декількома навантаженнями

Нижче приведений алгоритм розрахунку режиму напруги для лінії напругою 220 кВ з декількома навантаженнями:

1. Визначаються параметри $R_1, X_1, b_1, \Delta P_{кор1}$ і $R_2, X_2, b_2, \Delta P_{кор2}$.
2. На нульовій ітерації приймається $U_2^{(0)} = U_H$.
3. Визначається навантаження на другій ділянці:

$$\dot{S}_3 = P_3 + jQ_3 = (P_2 + \frac{1}{2} \cdot \Delta P_{кор2}) + j(Q_2 - Q_{C1-2}^k),$$

$$\text{де } Q_{C1-2}^k = \frac{1}{2} \cdot (U_2^{(0)})^2 \cdot b_2.$$

4. Визначається потужність на початку другої ділянки:

$$\dot{S}_4 = P_4 + jQ_4 = (P_3 + \Delta P_{1-2}) + j(Q_3 + \Delta Q_{1-2}),$$

$$\text{де } \Delta P_{1-2} = \frac{P_3^2 + Q_3^2}{(U_2^{(0)})^2} \cdot R_2, \quad \Delta Q_{1-2} = \frac{P_3^2 + Q_3^2}{(U_2^{(0)})^2} \cdot X_2.$$

5. Визначають напругу у вузлі 1 для нульової ітерації:

$$\dot{U}_1^{(0)} = U_2^{(0)} + \frac{P_3 \cdot R_2 + Q_3 \cdot X_2}{U_2^{(0)}} + j \frac{P_3 \cdot X_2 - Q_3 \cdot R_2}{U_2^{(0)}} = U_2^{(0)} + \Delta U_{ноз} + j\Delta U_{нон}$$

$$\text{і модуль напруги у вузлі 1: } U_1^{(0)} = \sqrt{(U_2^{(0)} + \Delta U_{ноз})^2 + \Delta U_{нон}^2}.$$

6. Визначаються потужності в кінці та на початку першої ділянки:

$$\dot{S}_5 = P_5 + jQ_5 = (P_1 + P_4 + \frac{1}{2} \cdot \Delta P_{кор1} + \frac{1}{2} \cdot \Delta P_{кор2}) + j(Q_1 + Q_4 - Q_{C1-2}^n - Q_{CA-1}^k),$$

$$\text{де } Q_{C1-2}^n = \frac{1}{2} \cdot (U_1^{(0)})^2 \cdot b_2; \quad Q_{CA-1}^k = \frac{1}{2} \cdot (U_1^{(0)})^2 \cdot b_1.$$

$$\dot{S}_6 = P_6 + jQ_6 = (P_5 + \Delta P_{A-1}) + j(Q_5 + \Delta Q_{A-1}),$$

$$\text{де } \Delta P_{A-1} = \frac{P_5^2 + Q_5^2}{(U_1^{(0)})^2} \cdot R_1; \quad \Delta Q_{A-1} = \frac{P_5^2 + Q_5^2}{(U_1^{(0)})^2} \cdot X_1.$$

7. Визначається напруга на початку лінії (у точці А):

$$\dot{U}_A^{(0)} = U_1^{(0)} + \frac{P_5 \cdot R_1 + Q_5 \cdot X_1}{U_1^{(0)}} + j \frac{P_5 \cdot X_1 - Q_5 \cdot R_1}{U_1^{(0)}} = U_1^{(0)} + \Delta U_{ноз} + j\Delta U_{нон}$$

$$\text{і модуль напруги } U_A^{(0)} = \sqrt{(U_1^{(0)} + \Delta U_{ноз})^2 + \Delta U_{нон}^2}$$

8. Порівнюється $U_A^{(0)}$ із заданим U_A . Якщо $U_A^{(0)} = U_A$, то $U_2^{(0)} = U_H$ і розрахунок закінчений. Якщо $U_A^{(0)} \neq U_A$, то ітераційний розрахунок продовжується для уточнення напруги U_1 і U_2 .

9. Визначається напруга у вузлі 1 на першій ітерації:

$$\dot{U}_1^{(1)} = U_A - \frac{P_6 \cdot R_1 + Q_6 \cdot X_1}{U_A} - j \frac{P_6 \cdot X_1 - Q_6 \cdot R_1}{U_A} = U_A - \Delta U_{ноз} - j\Delta U_{нон}$$

$$\text{і модуль } U_1^{(1)} = \sqrt{(U_A - \Delta U_{ноз})^2 + \Delta U_{нон}^2}.$$

10. Визначається напруга у вузлі 2 на першій ітерації:

$$\dot{U}_2^{(1)} = U_1^{(1)} - \frac{P_4 \cdot R_2 + Q_4 \cdot X_2}{U_1^{(1)}} - j \frac{P_4 \cdot X_2 - Q_4 \cdot R_2}{U_1^{(1)}} = U_1^{(1)} - \Delta U_{ноз} - j\Delta U_{нон}$$

$$\text{і модуль } U_2^{(1)} = \sqrt{(U_1^{(1)} - \Delta U_{ноз})^2 + \Delta U_{нон}^2}$$

11. Напряга у вузлі 2 приймається рівною $U_2^{(1)}$ і ітераційний розрахунок повторюється, поки не отримаємо $U_2^{(n)} \cong U_2^{(n-1)}$.

Приклад 6.3

Визначити напругу в кінці лінії електропередавання напругою 110 кВ довжиною 38,5 км, по якій передається потужність $18,13 + j12,53$ МВА. Відомо, що напруга на початку лінії складає 112,7 кВ, а лінія виконана проводом марки АС-120.

Розв'язок

З прикладу 4.3 для такої лінії були знайдені параметри її схеми заміщення (див. рисунок 4.6, б): $r_l = 9,59$ Ом; $x_l = 15,79$ Ом; $b_l = 1,072 \cdot 10^{-4}$ См. Для лінії напругою 110 кВ можна прийняти, що $\Delta P_{кор} = 0$ МВт.

Для нульової ітерації приймаємо, що напруга в кінці лінії дорівнює номінальній: $U_2^{(0)} = U_n = 110$ кВ. Визначаємо зарядну потужність в кінці лінії:

$$Q_c^k = \frac{1}{2} \cdot U_H^2 \cdot b_l = \frac{1}{2} \cdot 110^2 \cdot 1,072 \cdot 10^{-4} = 0,65 \text{ МВАр.}$$

Тоді потужність, яка буде підтікати до вузла 3 (див. рисунок 6.6) буде дорівнювати:

$$\begin{aligned} \dot{S}_3 &= P_3 + jQ_3 = (P_2 + \frac{1}{2} \cdot \Delta P_{кор}) + j(Q_2 - Q_c^k) = \\ &= (18,13 + 0) + j(12,53 - 0,65) = 18,13 + j11,88 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Знаючи потужність \dot{S}_3 , яка протікає по лінії, можемо визначити втрати активної і реактивної потужності в ній:

$$\begin{aligned} \Delta P_l &= \frac{P_3^2 + Q_3^2}{U_H^2} \cdot r_l = \frac{18,13^2 + 11,88^2}{110^2} \cdot 9,59 = 0,37 \text{ МВт;} \\ \Delta Q_l &= \frac{P_3^2 + Q_3^2}{U_H^2} \cdot x_l = \frac{18,13^2 + 11,88^2}{110^2} \cdot 15,79 = 0,61 \text{ МВАр.} \end{aligned}$$

Знайдемо потужність, яка буде протікати на початку лінії:

$$\begin{aligned} \dot{S}_4 &= \dot{S}_3 + \Delta \dot{S}_l = (P_3 + \Delta P_l) + j(Q_3 + \Delta Q_l) = P_4 + jQ_4 = \\ &= (18,13 + 0,37) + j(11,88 + 0,61) = 18,5 + j12,49 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Визначимо величину зарядної потужності на початку лінії:

$$Q_c^n = \frac{1}{2} \cdot U_1^2 \cdot b_l = \frac{1}{2} \cdot 112,7^2 \cdot 1,072 \cdot 10^{-4} = 0,68 \text{ МВАр.}$$

Потужність, яка буде втікати в лінію:

$$\begin{aligned} \dot{S}_1 &= P_1 + jQ_1 = (P_4 + \frac{1}{2} \cdot \Delta P_{кор}) + j(Q_4 - Q_c^n) = \\ &= (18,5 + 0) + j(12,49 - 0,68) = 18,5 + j11,81 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Визначимо напругу на початку лінії (рисунок 6.6, точка 1) для нульової

ітерації:

$$\begin{aligned} \dot{U}_1^{(0)} &= U_2^{(0)} + \frac{P_3 \cdot r_n + Q_3 \cdot x_n}{U_2^{(0)}} + j \frac{P_3 \cdot x_n - Q_3 \cdot r_n}{U_2^{(0)}} = \\ &= 110 + \frac{18,13 \cdot 9,59 + 11,88 \cdot 15,79}{110} + j \frac{18,13 \cdot 15,79 - 11,88 \cdot 9,59}{110} = 113,29 + j1,57 \text{ кВ}. \end{aligned}$$

Тоді модуль напруги у вузлі 1 буде дорівнювати (див. рисунок 6.6):

$$U_1^{(0)} = \sqrt{113,29^2 + 1,57^2} = 113,3 \text{ кВ}.$$

Порівнюємо отримане значення $U_1^{(0)}$ із заданим U_1 .

$$U_1^{(0)} = 113,3 \text{ кВ} \neq U_1 = 112,7 \text{ кВ}.$$

Це означає, що припущення про те, що $U_2^{(0)} = U_H$ є несправедливим. Отже, необхідно уточнити напругу в кінці лінії:

$$\begin{aligned} \dot{U}_2^{(1)} &= U_1 - \frac{P_4 \cdot r_n + Q_4 \cdot x_n}{U_1} - j \frac{P_4 \cdot x_n - Q_4 \cdot r_n}{U_1} = \\ &= 112,7 - \frac{18,5 \cdot 9,59 + 12,49 \cdot 15,79}{112,7} - j \frac{18,5 \cdot 15,79 - 12,49 \cdot 9,59}{112,7} = 109,38 - j1,53 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

її модуль:

$$U_2^{(1)} = \sqrt{109,38^2 + 1,53^2} = 109,39 \text{ кВ}.$$

Зробимо вищенаведені розрахунки для першої ітерації:

$$Q_c^{(1)} = \frac{1}{2} \cdot (U_2^{(1)})^2 \cdot b_n = \frac{1}{2} \cdot 109,39^2 \cdot 1,072 \cdot 10^{-4} = 0,64 \text{ МВАр}.$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_3^{(1)} &= P_3^{(1)} + jQ_3^{(1)} = (P_2 + \frac{1}{2} \cdot \Delta P_{\text{кор}}) + j(Q_2 - Q_c^{(1)}) = \\ &= (18,13 + 0) + j(12,53 - 0,64) = 18,13 + j11,89 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

$$\Delta P_n^{(1)} = \frac{(P_3^{(1)})^2 + (Q_3^{(1)})^2}{(U_2^{(1)})^2} \cdot r_n = \frac{18,13^2 + 11,89^2}{109,39^2} \cdot 9,59 = 0,38 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_n^{(1)} = \frac{(P_3^{(1)})^2 + (Q_3^{(1)})^2}{(U_2^{(1)})^2} \cdot x_n = \frac{18,13^2 + 11,89^2}{109,39^2} \cdot 15,79 = 0,62 \text{ МВАр}.$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_4^{(1)} &= \dot{S}_3^{(1)} + \Delta \dot{S}_n^{(1)} = (P_3^{(1)} + \Delta P_n^{(1)}) + j(Q_3^{(1)} + \Delta Q_n^{(1)}) = P_4^{(1)} + jQ_4^{(1)} = \\ &= (18,13 + 0,38) + j(11,89 + 0,62) = 18,51 + j12,51 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_1^{(1)} &= P_1^{(1)} + jQ_1^{(1)} = (P_4^{(1)} + \frac{1}{2} \cdot \Delta P_{\text{кор}}) + j(Q_4^{(1)} - Q_c^n) = \\ &= (18,51 + 0) + j(12,51 - 0,68) = 18,51 + j11,83 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{U}_1^{(1)} &= U_2^{(1)} + \frac{P_3^{(1)} \cdot r_n + Q_3^{(1)} \cdot x_n}{U_2^{(1)}} + j \frac{P_3^{(1)} \cdot x_n - Q_3^{(1)} \cdot r_n}{U_2^{(1)}} = \\ &= 109,39 + \frac{18,13 \cdot 9,59 + 11,89 \cdot 15,79}{109,39} + j \frac{18,13 \cdot 15,79 - 11,89 \cdot 9,59}{109,39} = 112,69 + j1,57 \text{ кВ}. \end{aligned}$$

$$U_1^{(1)} = \sqrt{112,69^2 + 1,57^2} = 112,7 \text{ кВ.}$$

Порівнюємо отримане значення $U_1^{(1)}$ із заданим U_1 .

$$U_1^{(1)} = 112,7 \text{ кВ} = U_1 = 112,7 \text{ кВ.}$$

Отже, можемо визначити напругу в кінці лінії:

$$\begin{aligned} \dot{U}_2 &= U_1 - \frac{P_4^{(1)} \cdot r_l + Q_4^{(1)} \cdot x_l}{U_1} - j \frac{P_4^{(1)} \cdot x_l - Q_4^{(1)} \cdot r_l}{U_1} = \\ &= 112,7 - \frac{18,51 \cdot 9,59 + 12,51 \cdot 15,79}{112,7} - j \frac{18,51 \cdot 15,79 - 12,51 \cdot 9,59}{112,7} = 109,37 - j1,53 \text{ кВ;} \end{aligned}$$

її модуль:

$$U_2 = \sqrt{109,37^2 + 1,53^2} = 109,38 \text{ кВ.}$$

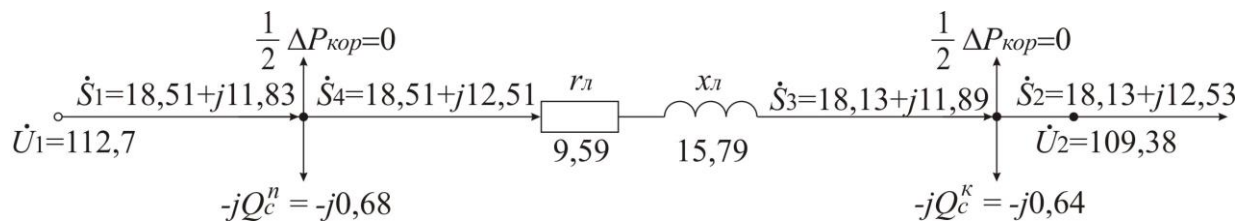


Рисунок 6.8 – Схема заміщення з параметрами лінії напругою 110 кВ

7 ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ НА КУРСОВИЙ ПРОЄКТ

Від шин вузлової підстанції енергосистеми (зовнішньої мережі) отримує живлення підстанція $ПС_1$ з триобмотковими трансформаторами (автотрансформаторами). До шин середньої напруги цієї підстанції приєднана двоколова ЛЕП в кінці якої приєднана підстанція $ПС_2$ з двообмотковими трансформаторами. $ПС_2$ живить фрагмент місцевої електричної мережі з власним навантаженням (рисунок 7.1).

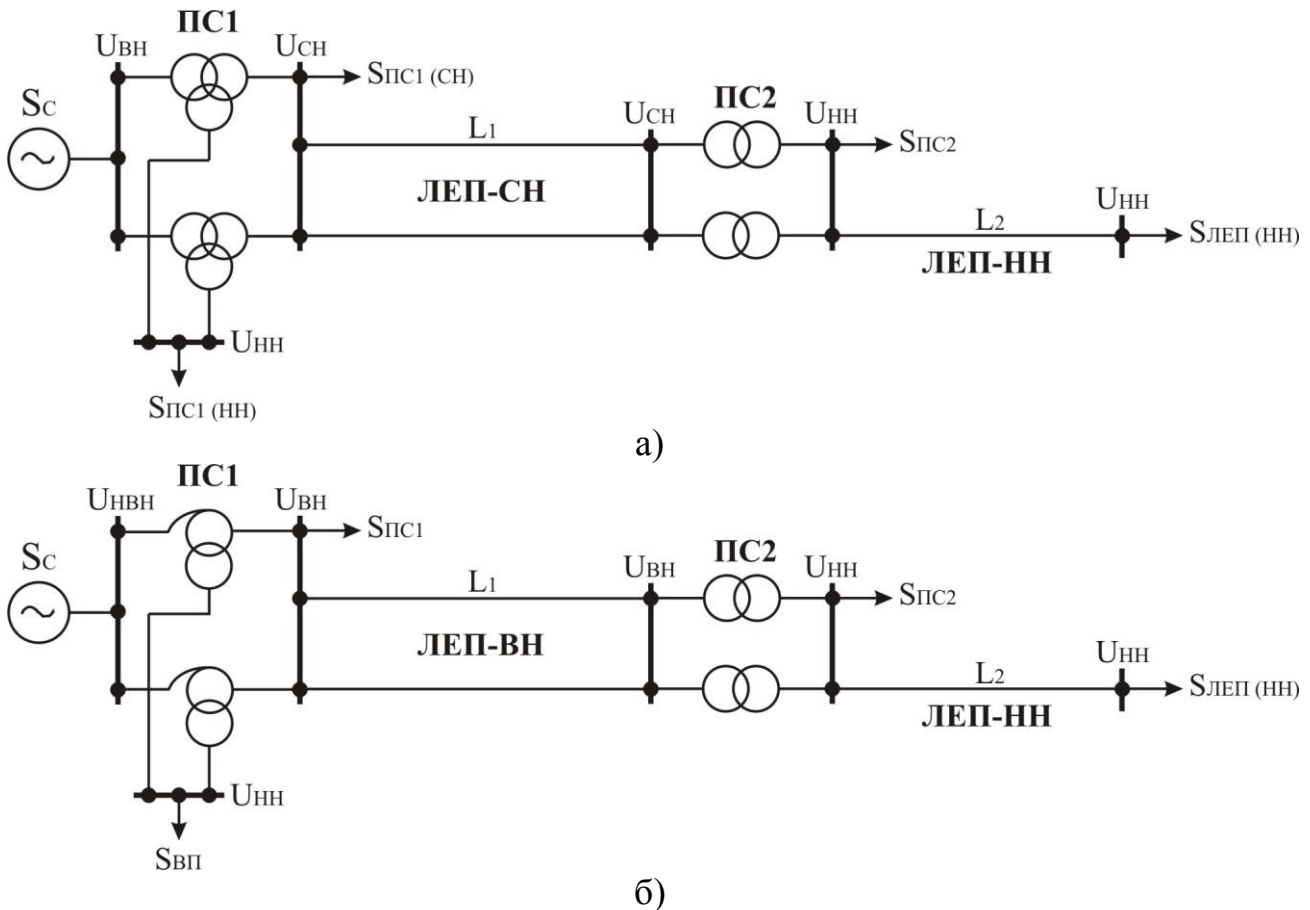


Рисунок 7.1 – Структурна схема мережі

Параметри ділянок ЛЕП та навантаження по варіантам приведені в таблиці 7.1.

В курсовому проєкті необхідно зробити:

1. Вибір перерізів проводів ліній електропередавання та типів трансформаторів у електричній мережі

Згідно з варіантом вибрати перерізи проводів у лініях електропередавання високої (ВН) (або середньої (СН)) та низької напруги (НН), типи та потужність трансформаторів на підстанціях $ПС_1$ і $ПС_2$.

2. Розрахунок параметрів схем заміщення ліній електропередавання та трансформаторів.
Розрахувати параметри схем заміщення ліній електропередавання ВН (або СН) та НН та параметри схем заміщення трансформаторів ПС1 та ПС2.
3. Розрахунок режиму роботи електричної мережі за максимальних навантажень.
Розрахувати розподіл потужностей у елементах електричної мережі та режим напруги за заданих максимальних навантажень та заданої напруги на шинах енергосистеми $U_{\text{НВН}}$ (або $U_{\text{ВН}}$).
4. *Розрахунок режиму роботи електричної мережі за мінімальних навантажень.
Розрахувати розподіл потужностей у елементах електричної мережі та режим напруги за заданих мінімальних навантажень та заданої напруги на шинах енергосистеми $U_{\text{НВН}}$ (або $U_{\text{ВН}}$).
5. *Регулювання напруги
Вибрати параметри закону регулювання напруги на шинах підстанцій ПС1 та ПС2.
6. *Моделювання режимів роботи електричної мережі в пакеті DIgSILENT PowerFactory

Примітка. Виконання розділів, помічених «*», обов'язкове для отримання балів на оцінки «добре» та «відмінно».

Курсовий проєкт повинен складатися з наступних складових:

Титульний аркуш

Технічне завдання

Зміст

Перелік умовних позначень (у разі необхідності)

Вступ (висвітлюється необхідність проектування електричних мереж, їх сутність та значення для електроенергетики України в сучасних умовах)

Основна частина (складається з розділів та підрозділів згідно технічного завдання)

Висновки (висвітлюються отримані результати курсового проєкту, робляться рекомендації щодо подальшого розвитку спроектованої електричної мережі та її оптимізації у разі необхідності)

Список використаних джерел (приводиться список тієї навчально-довідкової літератури, що була використана під час проектування)

Додатки (включають графічну частину курсового проєкту, що складається з схем заміщення електричної мережі з наведеними розрахунковими параметрами режимів роботи та результатами моделювання).

Таблиця 7.1 – Вихідні дані для проєктування

№ з/п	Напруга на шинах $U_{ВН}$ (або $U_{НВН}$), кВ	ПС1					ПС2				S _{ЛЕП (НН)} , МВА		Довжини ділянок ЛЕП, км	
		Класи напруги, кВ	S _{ПС1 (СН)} (або S _{ПС1}), МВА		S _{ПС1 (НН)} (або S _{ВП}), МВА		Класи напруги, кВ	S _{ПС2} , МВА		макс.	мін.	L1	L2	
			макс.	мін.	макс.	мін.		макс.	мін.					
1	111,7	110/35/10	7,2+j3,5	2,8+j1,3	5,2+j1,8	1,2+j0,3	35/10	5,3+j2,1	1,7+j0,4	0,8+j0,3	0,3+j0,1	32,7	7,8	
2	232,0	220/110/10	69+j22	32+j12	1,8+j0,4	0,7+j0,3	110/10	5,3+j2,1	1,7+j0,4	2,1+j0,7	0,8+j0,2	39	12,4	
3	335,1	330/110/10	70+j25	34,5+j21,8	2,1+j0,8	0,7+j0,2	110/10	6,4+j2,3	3,5+j1,8	2,2+j1,2	1,5+j0,7	45	9,2	
4	502,7	500/330/35	390+j50	56+j12	2,9+j1,2	2,1+j0,7	330/10	47+j11	28+j7	3,2+j0,9	1,4+j0,3	150	1,2	
5	335,7	330/220/10	390+j150	125+j73,8	10+j3,7	5,3+j2,1	220/10	63+j23	34,3+j17	12,3+j4,3	7,2+j3,2	75	3,6	
6	157,7	150/35/10	21,4+j7,6	8,5+j3,2	5,2+j3,1	1,9+j1,7	35/10	10+j3,7	6,3+j2,5	3,1+j1,1	1,2+j0,4	76	2,2	
7	112,3	110/35/10	4,5+j2,3	2,3+j1,2	2,5+j1,1	1,4+j0,3	35/6	5,3+j2,1	2,5+j1,2	3,2+j1,6	1,7+j0,5	47,3	4,5	
8	334,7	330/110/35	145+j43	65+j24,3	4,3+j1,9	2,7+j1,1	110/10	12,4+j4,3	5,4+j2,4	4,3+j2,4	2,3+j1,2	83,2	7,4	
9	336,3	330/220/10	200+j34	135+j24,8	7,5+j2,3	3,4+j1,8	220/10	48+j21	22,3+j6,9	6,8+j3,7	2,8+j1,7	78	12,8	
10	226,2	220/35/10	35,8+j17,3	21,6+j9,1	2,7+j0,9	1,5+j0,4	35/10	15,7+j4,5	7,8+j4,2	5,4+j3,2	3,4+j0,9	27	4,9	
11	155,4	150/35/10	31,2+j17,2	8,5+j3,2	5,7+j3,4	1,9+j1,7	35/6	9,4+j3,9	5,2+j2,1	2,1+j1,0	1,1+j0,5	84	3,7	
12	505,9	500/220/35	420+j70	97+j16	4,7+j2,2	1,7+j0,9	220/10	60+j15	34+j9,2	13,5+j4,4	5,7+j2,2	120	3,0	
13	507,9	500/220/35	400+j30	127+j36	4,5+j2,0	1,3+j0,6	220/10	64+j17	27+j7,8	17,3+j4,2	5,9+j2,0	100	2,2	
14	112,9	110/35/10	7,1+j2,1	2,2+j0,8	6,9+j2,5	2,4+j0,8	35/10	6,3+j2,3	1,9+j0,4	2,1+j0,7	0,8+j0,2	17,5	3,4	
15	227,2	220/110/10	125+j42	82+j28	3,2+j1,7	2,2+j1,2	110/10	14,7+j4,3	7,3+j2,1	3,2+j0,9	1,9+j0,9	43	7,5	
16	155,4	150/35/10	52,4+j21,2	8,5+j3,2	5,7+j3,4	1,9+j1,7	35/10	5,3+j2,4	3,2+j1,3	2,4+j1,1	1,3+j0,7	65	2,7	
17	333,7	330/110/10	77+j32	23,5+j11,8	2,12j0,5	0,9+j0,4	110/10	7,8+j3,3	3,5+j1,9	2,4+j1,1	1,1+j0,4	38	2,2	
18	112,8	110/35/10	4,2+j2,3	3,2+j1,4	3,4+j2,7	1,9+j1,3	35/10	4,5+j2,7	3,2+j1,8	2,1+j0,9	1,3+j0,3	34,2	8,5	
19	155,4	150/35/10	19,4+j7,9	11,2+j3,7	7,7+j3,0	3,5+j1,3	35/6	8,4+j3,4	4,5+j2,2	2,0+j0,7	1,0+j0,3	45	2,9	
20	332,2	330/110/10	150+j40	76,8+j28,5	4,4+j1,8	2,3+j0,8	110/10	9,2+j4,5	4,3+j1,9	2,1+j0,5	0,6+j0,3	54	7,9	
21	507,7	500/330/35	410+j120	23+j13	12,9+j5,6	8,1+j3,8	330/10	55+j18	32+j12	3,8+j0,4	1,8+j0,5	120	2,3	

ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ

1. Закон України «Про ринок електричної енергії» [Електронний ресурс] // Відомості Верховної Ради: [офіційний веб портал]. – Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/2019-19#n5>
2. Електричні мережі та системи. Режими роботи розімкнених мереж: Навчальний посібник з дисципліни для всіх форм навчання та студентів іноземців напряму підготовки 6.050701 “Електротехніка та електротехнології”/Уклад. В.В.Кирик.-К.: НТУУ «КПІ», 2014.-130с.
3. СОУ-Н ЕЕ 40.1-00100227-101:2014 Норми технологічного проектування енергетичних систем і електричних мереж 35 кВ і вище. – К.: Міненерговугілля України, 2014. – 42с.
4. Зорін В. В., Штогрин Є. А., Буйний Р. О. Електричні мережі та системи (окремі розділи) : навчальний посібник для студентів вищ. техн. навч. закл. – Ніжин : ТОВ “Видавництво “Аспект-Поліграф”, 2011. – 248 с.
5. Лежнюк П. Д. Проектування електричної частини електричних станцій: навчальний посібник / П. Д. Лежнюк, В. М. Лагутін, В. В. Тептя. – Вінниця: ВНТУ, 2009. – 194 с.
6. ГКД 340.000.002-97 Визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергетику. Методика. Енергосистеми і електричні мережі. – К.: Міненерго України, 1997. – 53с.
7. СОБУ МЕВ ЕЕ 40.1-00100227-01:2016 Стандарт операційної безпеки функціонування Об’єднаної енергетичної системи України. Побудова та експлуатація електричних мереж. Технічна політика. Частина 2. Технічна політика у сфері побудови та експлуатації розподільних електричних мереж. – К.: Міненерговугілля, 2016. – 79с.
8. СОУ-Н МЕВ 45.2-37471933-44:2015 Укрупнені показники вартості будівництва підстанцій напругою від 6 кВ до 150 кВ та ліній електропередавання напругою від 0,38 кВ до 150 кВ. – К.: Міненерговугілля України, 2015. – 64с.
9. ДСТУ 2104-92 Трансформатори силові масляні загального призначення класів напруги 110 і 150 кВ. Технічні умови
10. СОУ 40.1-21677681-07:2009. Трансформатори силові. Типова інструкція з експлуатації. – К.: Мінпаливенерго України, 2009. – 111с.
11. Leonard L. Grigsby. Power Systems: The Electric Power Engineering Handbook. 3rd Edition. – London: CRC Press, 2012. – 568p.
12. Правила улаштування електроустановок. – Видання офіційне. Міненерговугілля України. – Х.: Форт, 2017. – 760с.

13. ГІД 34.20.178:2005 Проєктування електричних мереж напругою 0,4-110 кВ. Рекомендації. – К.: ОЕП «ГРІФРЕ», 2005. – 44с.
14. СОУ-Н МЕВ 40.1-37471933-49:2017 Проєктування кабельних ліній напругою до 330 кВ. Настанова. – К.: Міненерговугілля України, 2017. – 151с.
15. ТЕХНІЧНИЙ РЕГЛАМЕНТ щодо вимог до екодизайну для малих, середніх та великих силових трансформаторів [Електронний ресурс] // Верховна Рада України: [офіційний веб портал]. – Режим доступу: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/152-2019-%D0%BF#n11>
16. Перехідні процеси в системах електропостачання. Ч.2 Спеціальні розділи : [Навчальний посібник] / О.В. Гай, А.Л. Приступа – К. : ЦП «Компринт», 2022. – 466 с.
17. ДСТУ EN 50160:2014 Характеристики напруги електропостачання в електричних мережах загальної призначеності (EN 50160:2010, IDT)

ЗМІСТ

ПЕРЕЛІК СКОРОЧЕНЬ.....	3
ВСТУП.....	4
1 ВИБІР КЛАСУ НАПРУГИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	5
2 ВИБІР ПОТУЖНОСТІ ТА ТИПУ ТРАНСФОРМАТОРІВ ДЛЯ ПІДСТАНЦІЙ.....	9
3 ВИБІР ПЕРЕРІЗІВ ПРОВОДІВ ЛЕП ТА ЇХ ПЕРЕВІРКА ЗА ТЕХНІЧНИМИ ОБМЕЖЕННЯМИ.....	13
3.1 Загальні поняття.....	13
3.2 Вибір перерізів проводів ПЛ та їх перевірка за технічними обмеженнями.....	14
3.2.1 Перевірка перерізів проводів за тривалодопустимим струмом навантаження у післяаварійному режимі роботи.....	14
3.2.2 Перевірка перерізів проводів за умовою механічної міцності.....	15
3.2.3 Перевірка перерізів проводів за допустимою втратою напруги.....	17
3.2.4 Перевірка перерізів проводів за умовою відсутності корони.....	18
4 РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ СХЕМ ЗАМІЩЕННЯ ЛЕП ТА ТРАНСФОРМАТОРІВ.....	21
4.1 Розрахунок параметрів схем заміщення повітряних ліній з нерозщепленою фазою та кабельних ліній.....	21
4.2 Особливості розрахунку параметрів схем заміщення повітряних ліній з розщепленою фазою.....	26
4.3 Схеми заміщення ліній електропередавання.....	28
4.4 Параметри та схеми заміщення трансформаторів.....	34
4.4.1 Трифазні двообмоткові трансформатори.....	34
4.4.2 Трифазні триобмоткові трансформатори.....	38
4.4.3 Трансформатори з розщепленими обмотками низької напруги.....	41
4.4.4 Автотрансформатори.....	43
5 РОЗРАХУНОК ВТРАТ ПОТУЖНОСТІ ТА ТЕХНОЛОГІЧНИХ ВИТРАТ ЕЛЕКТРИЧНОЇ ЕНЕРГІЇ В ЕЛЕМЕНТАХ ЕЛЕКТРИЧНИХ МЕРЕЖ.....	48
5.1 Втрати потужності та технологічні витрати електричної енергії в лініях електропередавання.....	48
5.2 Втрати потужності та електричної енергії у трансформаторах.....	56
6 РОЗРАХУНОК ПАРАМЕТРІВ НОРМАЛЬНОГО ТА ПІСЛЯАВАРІЙНИХ РЕЖИМІВ РОБОТИ ЕЛЕКТРИЧНОЇ МЕРЕЖІ.....	60

6.1 Спад і втрата напруги в лініях, напругою до 35 кВ включно, з навантаженням зосередженим в кінці лінії.....	60
6.2 Розрахунок режиму напруги в лінії напругою до 35 кВ включно з декількома навантаженнями.....	65
6.3 Розрахунок режиму напруги в лініях напругою 110 кВ і більше.	66
7 ТЕХНІЧНЕ ЗАВДАННЯ НА КУРСОВИЙ ПРОЄКТ.....	72
ПЕРЕЛІК ПОСИЛАНЬ.....	75