

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

# РАЙОННІ ЕЛЕКТРИЧНІ МЕРЕЖІ

**Методичні вказівки**  
до виконання курсового проекту з дисципліни  
«Електричні системи та мережі»  
(Економічна частина)



Київ-2009

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

# Районні електричні мережі

## Методичні вказівки

до виконання курсового проекту з дисципліни  
«Електричні системи та мережі» (Економічна частина)  
для студентів усіх форм навчання та  
студентів-іноземців напрямку підготовки  
6.050701 «Електротехніка та електротехнології»

*Затверджено Методичною радою НТУУ «КПІ»*

Київ  
НТУУ «КПІ»  
2009

Районні електричні мережі: Метод. вказівки до виконання курсового проекту з дисципліни «Електричні системи та мережі» (Економічна частина) для студ. усіх форм навчання та студентів-іноземців напряму підготов. 6.050701 «Електротехніка та електротехнології»/ Уклад.: В.М. Сулейманов, В.В. Чижевський, О.М. Янковська – К.: НТУУ «КПІ», 2009. - 95 с.

*Гриф надано Методичною радою НТУУ «КПІ»  
(Протокол № 7 від 19.03.2009 р.)*

Навчальне видання

## **Методичні вказівки**

до виконання курсового проекту з дисципліни  
«Електричні системи та мережі» (Економічна частина)  
для студентів усіх форм навчання та  
студентів-іноземців напряму підготовки  
6.050701 «Електротехніка та електротехнології»

Укладачі: *Сулейманов Віктор Миколайович*, канд. техн. наук, проф.  
*Чижевський Володимир Валерійович*, ас.  
*Янковська Олена Максимівна*, ас.

Відповідальний редактор: *В.А. Баженов*, канд. техн. наук, доц.

Рецензент: *Є.І. Бардік*, канд. техн. наук, доц.

*За редакцією укладачів  
Надруковано з оригінал-макета замовника*

Темплан 2009 р., поз. 2-014.

Підп. до друку 08.04.2009. Формат 60×84  $\frac{1}{16}$ . Папір офс. Гарнітура Times.  
Спосіб друку – ризографія. Ум. друк. арк. 5,58. Обл.-вид. арк. 6,94. Зам. № 9-88. Наклад 150 пр.

---

НТУУ «КПІ» ВПІ ВПК «Політехніка»  
Свідоцтво ДК № 1665 від 28.01.2004 р.  
03056, Київ, вул. Політехнічна, 14, корп. 15  
тел./факс (044) 241-68-78

# ЗМІСТ

ВСТУП.....	4
1.1. Техніко-економічне порівняння варіантів проектних рішень з вибору номінальної напруги для живильної мережі локального споживача.....	8
1.2. Вибір кількості, типу та потужності силових трансформаторів на вузлових підстанціях	19
1.3. Попереднє визначення поточкорозподілу потужностей у замкненій мережі за довжинами ділянок (розрахунок L-схеми мережі).....	27
1.4. Вибір кількості ланцюгів і перерізів проводів ділянок замкненої мережі.....	28
1.5. Зміст пояснювальної записки та графічної частини курсового проекту (Економічна частина).....	73
ДОДАТКИ.....	76
СПИСОК РЕКОМЕНДОВАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ.....	94

## ВСТУП

Студенти освітньо-кваліфікаційного рівня «Бакалавр» напряму підготовки 6.050701 «Електротехніка і електротехнології» виконують курсовий проект з проектування районних електричних мереж з метою практичного закріплення основ теоретичного матеріалу дисципліни «Електричні системи та мережі», викладеного у розділі «Проектування, розрахунок і керування режимами роботи районних електричних мереж».

Районні електричні мережі всіх енергосистем, що входять до складу Об'єднаної енергетичної системи (ОЕС) України, формуються на основі переважно замкнених електричних мереж з номінальною напругою 110 кВ. До складу районних мереж деяких енергосистем ОЕС України входять також електричні мережі з номінальною напругою 154 кВ і 220 кВ. У даний час в електроенергетиці України намітилася стійка тенденція виключення відносно коротких ліній електропередачі з номінальною напругою 330 кВ зі складу міжсистемних зв'язків і переведення їх на баланс районних електричних мереж.

Таким чином, даний курсовий проект призначений для поліпшення якості підготовки бакалаврів в області проектування, спорудження і експлуатації основних електричних мереж енергосистем з номінальною напругою 110-330 кВ.

Метою виконання курсового проекту є закріплення навичок з підготовки розрахункових схем заміщення елементів електричних мереж, вибору і застосування на практиці найбільш ефективних методів вирішення поставлених інженерних завдань, аналізу і критичної оцінки отриманих результатів розрахунку і техніко-економічних показників режимів роботи мережі, набуття досвіду використання теоретичних методів в практичних розрахунках і інженерному аналізі режимів роботи проектованої електричної мережі.

Методичні вказівки до виконання даного курсового проекту структурно компонуються з двох частин, які базуються на сучасних практичних методах техніко-економічних обґрунтувань проектних рішень, що приймаються студентом при виборі оптимального варіанту електропостачання локального споживача (Економічна частина), та основних електротехнічних розрахунках характерних режимів роботи електричних мереж і їх регулюванні (Електротехнічна частина).

Розрахунки за окремими частинами та розділами курсового проекту з необхідним ступенем точності можна виконувати як з використанням звичайних обчислювальних засобів, так і ПК, наявних в обчислювальному класі кафедри.

Курсовий проект слід виконувати з урахуванням вимог діючих державних стандартів, норм і правил улаштування електричних установок (ПУЕ), вимог охорони праці і правил техніки безпеки. Пояснювальну записку і графічний матеріал бакалаврської роботи оформлюють у відповідності до вимог «Єдиної системи конструкторської документації» (ЕСКД) згідно з ДСТУ 3321-2003.

Під час виконання курсового проекту студент може використовувати типові рішення, а також досвід, набутий під час практики в проектних організаціях. У разі потреби студент має можливість відступати від типових підходів, пропонувати нові обґрунтовані раціональні рішення.

Курсовий проект складається із пояснювальної записки обсягом 50-60 сторінок і графічної частини, яку виконують на двох стандартних листах формату А1. Під час виконання курсового проекту необхідно використовувати міжнародну систему одиниць СІ відповідно до ДСТУ 3651.0-97. Графічні позначення елементів електричних систем слід представляти відповідно до ГОСТ 2.722-68, ГОСТ 2.723-68 і ГОСТ 2.725-68, а креслення виконувати в олівці або друкованому вигляді із заповненням формату не менше 80 %.

Типовий зміст пояснювальної записки курсового проекту на тему «Проект складнозамкненої районної електричної мережі» має бути представлений в наступній послідовності:

- *титульний аркуш* (див. додаток Д.1);
- *завдання на курсовий проект*, підписане керівником проекту (див. додаток Д.2);
- *анотація*, яка відбиває основні цілі курсового проекту і короткий аналіз отриманих результатів;
- *зміст роботи*, що відбиває перелік розділів проекту із зазначенням сторінок;
- *вступ*, у якому, крім загальних положень, мотивують постановку завдання, обґрунтовують необхідність виконання курсового проекту. На першій сторінці вступу розміщують великий штамп, що містить підпис автора і керівника проекту;
- *технічний проект районної електричної мережі*, що містить результати розрахунків за розділами обох частин даних вказівок;
- *список використаної літератури*.

У відповідних розділах записки студент наводить вихідні умови та вимоги, викладені у завданні, описує методику і логічно структуровану послідовність вирішення завдання. Розрахунки повинні супроводжуватися короткими поясненнями і посиланнями на відповідні рисунки, таблиці та літературні джерела. У разі використання будь-якого методу розрахунку спочатку необхідно навести розрахункові формули у загальному вигляді, підставити числові значення, а потім – результати обчислень із зазначенням розмірності величин. За аналогічних повторних розрахунків результати варто заносити у зведені таблиці без будь-яких проміжних викладень у пояснювальній записці. *Пояснювальна записка, виконана без урахування всіх зазначених вище вимог, на перевірку не приймається.*

Задана схема мережі може об'єднувати декілька джерел живлення. Останні вважають такими, що працюють у базисній частині графіка навантаження енергосистеми і враховують у розрахунках у вигляді фіксованих навантажень від'ємної величини.

Найчастіше до складу проектованої районної мережі входить єдиний балансуєчий пункт (БП), який завжди розглядають як єдине джерело живлення у схемі. В якості БП рекомендують вибирати пункт зв'язку проектованої мережі із зовнішньою електричною системою нескінченно великої потужності (наприклад, шини середньої напруги потужної вузлової підстанції) або одне з джерел живлення проектованої мережі (наприклад, потужну електростанцію, що веде частоту в енергосистемі).

Кожен студент, який розробляє тему курсового проекту, отримує індивідуальний бланк завдання, на якому вказані наступні вихідні характеристики проектованої районної мережі:

- номінальна напруга електричної мережі  $U_n$ , кВ;
- конфігурація замкненої електричної мережі (не менш двох замкнених контурів);
- активні навантаження споживачів  $P$ , МВт.

Навантаження задають у вигляді дробу: в чисельнику вказують навантаження на шинах середньої напруги (СН), а в знаменнику – на шинах нижчої напруги (НН) понижуючих підстанцій; наявність цифр у чисельнику і знаменнику дробу вказує на необхідність встановлення триобмоткового трансформатора; нуль у чисельнику свідчить про відсутність навантаження на стороні СН і, таким чином, про необхідність застосування двохобмоткового трансформатора;

- відстань між центрами споживання і генерації потужностей;
- категорія електропостачання споживачів;
- активна потужність, МВт, на шинах НН локального споживача та його віддаленість, км, від найближчої районної підстанції;
- коефіцієнт потужностей навантажень споживачів  $\cos\phi$  на стороні СН і НН та коефіцієнт потужності генерації  $\cos\phi_G$  ;
- кількість годин використання максимуму навантаження  $T_{\max}$ , год/рік;
- географічний район спорудження мережі;
- варіант післяаварійного стану мережі (студент також має право самостійно обрати для розрахунку найбільш важкий варіант післяаварійного стану мережі);
- кліматичний район за ожеледдю та вітром;
- матеріал опор ліній.

Бланк завдання є недійсним без підпису викладача, який видав завдання на курсовий проект, дати видачі, зазначення факультету, курсу, групи та прізвища студента. Зразок бланку завдання на курсовий проект вказаний у додатку Д.2.

У більшості співвідношень і формул, що наводяться далі, прийняті наступні одиниці виміру величин: довжини – у кілометрах (км); сили струму – у амперах (А); напруги – у кіловольтах (кВ); активної потужності – у мегаватах (МВт); реактивної потужності – у мегавольт-амперах реактивних (МВАр); втрат активної потужності – у кіловатах (кВт); втрат реактивної потужності – у кіловат-амперах реактивних (кВАр); опору – в омах (Ом); провідності – у сименсах (См); погонного опору – в омах на кілометр (Ом/км); погонної провідності – у сименсах на кілометр (См/км); відстані між фазами – у міліметрах (мм); кількості годин використання максимуму навантаження, часу максимальних втрат активної потужності – у годинах на рік (год/рік); густини струму – в амперах на квадратний міліметр (А/мм<sup>2</sup>); відносної кількості регулювальних витків – безрозмірна величина; одноразових капітальних вкладень у спорудження об'єкту – у тисячах гривень (тис. грн); щорічних експлуатаційних витрат – у тисячах гривень на рік (тис. грн./рік); втрат активної електроенергії – у кіловат-годинах (кВт·год); замикаючих оцінок вартості втрат активної електроенергії – у тисячах гривень на кіловат (тис. грн./кВт).

Зазначимо, що для більшості електротехнічних розрахунків виявляється цілком достатньою точність обчислень із округленням шуканих величин до двох знаків після коми.

## **1.1. Техніко-економічне порівняння варіантів проектних рішень з вибору номінальної напруги для живильної мережі локального споживача**

Спорудження будь-якого нового електроенергетичного об'єкту, зокрема, електричної мережі, пов'язане з додатковим залученням грошових коштів до електроенергетики. Ефективність використання цих коштів в енергетиці, як і у будь-якій іншій галузі економіки України, має визначальне значення. Тому під час проектування електричної мережі обов'язковою умовою є виконання відповідних техніко-економічних розрахунків, що дозволяють обрати оптимальний варіант електропостачання району з найменшими фінансовими витратами.

Комплекс задач, які вирішуються в технічному проекті електричної мережі на основі техніко-економічних розрахунків, є досить великим і багатогранним. Серед таких задач важливе місце займають питання техніко-економічного обґрунтування вибору номінальної напруги мережі (особливо в разі використання напруги 330 кВ і вище), раціональної конфігурації схеми, вибору економічних перерізів проводів, визначення типу, кількості та потужності трансформаторів на підстанціях, оптимальних способів компенсації електричної неоднорідності мережі, структури засобів компенсації реактивної потужності, розміщення в мережі джерел реактивної потужності та інші питання.

У Економічній частині даних методичних вказівок розглядаються принципи підходу до вирішення однієї з окремих задач техніко-економічного обґрунтування проектного рішення, а саме – вибору найбільш раціонального варіанту електропостачання локального споживача, що отримує живлення від однієї з вузлових районних підстанцій.

Побудова варіантів схем електричної мережі має здійснюватися з урахуванням категорійності споживачів. При цьому споживачі I-ї та II-ї категорій повинні отримувати живлення не менш, ніж за двома незалежними лініями. Дволанцюгова лінія, виконана на одній опорі, не може забезпечити надійне електропостачання споживачів I-ї категорії. Живлення за однією лінією є допустимим тільки для енергооб'єктів, що мають потужність менше 10 МВА, за відсутності або за дуже малої потужності споживачів I-ї категорії та наявності резервного живлення від акумуляторів

або дизельних електростанцій, які запускаються автоматично. Отже, електропостачання споживачів I-ї та II-ї категорій необхідно здійснювати за двома незалежними лініями електропередачі.

Порівняння варіантів різних конфігурацій схеми мережі здійснюють на основі «Методики визначення економічної ефективності капітальних вкладень в енергосистеми та електричні мережі». Відповідно до вимог даної «Методики» зіставлення проводиться шляхом порівняння економічної ефективності капітальних вкладень, показником якої є мінімум функції сумарних дисконтованих витрат.

Реальні проекти спорудження електричної мережі передбачають поетапне, протягом декількох років, вкладання фінансових коштів у її будівництво. У цьому випадку необхідно вирішувати *динамічну* задачу визначення ефективності капітальних вкладень, для якої функція сумарних дисконтованих витрат має наступний вигляд:

$$Z = \sum_{t=1}^{T_{\text{розр}}} (K_t + I_t - L_t) \cdot (1 + E)^t, \quad (1.1.1)$$

де  $Z$  – значення функції сумарних дисконтованих витрат, тис. грн./рік;  $K_t$  – капіталовкладення в об'єкт, що споруджують, протягом  $t$ -го року розрахункового періоду;  $I_t$  – сумарні щорічні витрати, тис. грн./рік, що чисельно дорівнюють сумі експлуатаційних витрат (без урахування амортизаційних відрахувань), витрат на покриття втрат електричної енергії та оплати відсотків за кредит;  $L_t$  – ліквідаційна (залишкова) вартість устаткування, яке демонтують у  $t$ -й рік розрахункового періоду, тис. грн./рік (для об'єктів, які знову споруджують,  $L_t=0$ );  $E$  – норма дисконту, значення котрої, як правило, прирівнюють до відсоткової ставки Національного банку України за довготерміновими вкладками (приймають  $E=0,1$ );  $T_{\text{розр}}$  – розрахунковий період, протягом якого визначають ефективність інвестицій (для електроенергетики України  $T_{\text{розр}}=25$  років).

У курсовому проекті, з метою полегшення розрахунків, варто використовувати спрощену оцінку економічної ефективності об'єкта, який споруджують, що допускає внесення всіх капітальних вкладень у спорудження електричної мережі на протязі одного року. З цією метою вирішують *статичну* задачу щодо визначення ефективності капітальних вкладень, для якої функція сумарних дисконтованих витрат має наступний вигляд:

$$Z = \frac{I}{E} + K - L. \quad (1.1.2)$$

Вираз (1.1.2) є базовим для оцінки економічної ефективності варіантів спорудження об'єкта, які зіставляють між собою. У цьому виразі  $K$  – капіталовкладення в елементи електричної мережі, що споруджують, тис. грн., які визначають за даними табл. Д.14–Д.21;  $I$  – сумарні щорічні витрати, тис. грн./рік, які визначають наступним чином:

$$I = I_e + I_{\text{втр}}, \quad (1.1.3)$$

де  $I_e$  – витрати на експлуатаційне обслуговування та ремонти об'єкта, тис. грн./рік, які обчислюють у відсотках від капітальних вкладень на спорудження мережі за даними табл. Д.22;  $I_{\text{втр}}$  – витрати на компенсацію (покриття) втрат електроенергії, тис. грн./рік.

Величину  $I_{\text{втр}}$  визначають за середнім тарифом на 1 кВт·год на вході до мережі та величиною втрат електричної енергії у проєктованій мережі:

$$I_{\text{втр}} = (Z'_e \cdot \Delta A_{\text{пост}} + Z''_e \cdot \Delta A_{\text{зм}}) \times 10^{-5}, \quad (1.1.4)$$

де  $Z'_e$  і  $Z''_e$  – величини питомих витрат на відшкодування, відповідно, постійних та змінних втрат активної енергії в електричних мережах, коп./кВт·год;  $\Delta A_{\text{пост}}$ ,  $\Delta A_{\text{зм}}$  – втрати активної енергії, кВт·год, що не залежать і залежать від навантаження проєктованої лінії.

Величини питомих витрат на відшкодування постійних та змінних втрат активної енергії в електричних мережах визначають у такий спосіб:

$$\begin{aligned} Z'_e &= k_{\text{xx}} \cdot C_{\text{вх}}; \\ Z''_e &= C_{\text{вх}}, \end{aligned} \quad (1.1.5)$$

де  $k_{\text{xx}}$  – коефіцієнт корекції до середнього тарифу для визначення вартості втрат холостого ходу ( $k_{\text{xx}} = 0,75 \dots 0,80$ );  $C_{\text{вх}}$  – тариф на вході до мережі, коп./кВт·год, який визначають за прогнозом вартості електроенергії Світового банку (див. табл. 1.1.1) або за середньою ціною продажу електроенергії до Оптового ринку тепловими електростанціями (ТЕС) і теплоелектроцентралями (ТЕЦ) (див. «Аналіз цін в ОРЕ» на сайті ДП «Енергоринок» <http://www.er.gov.ua>).

**Таблиця 1.1.1. Вартість електроенергії за прогнозом Світового банку**

	Рік								
	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Вартість електроенергії, коп/кВт·год	31,5	34,5	36,5	39,5	42,5	45,5	48,5	51,5	53,0

Значення постійних і змінних втрат активної енергії розраховують за наступними виразами:

$$\begin{aligned} \Delta A_{\text{пост}} &= n_{\text{л}} \cdot \Delta P_{\text{к}} \cdot l \cdot T_{\text{вкл}} ; \\ \Delta A_{\text{зм}} &= \Delta P_{\Sigma} \cdot \tau. \end{aligned} \quad (1.1.6)$$

де  $n_{\text{л}}$  – кількість ланцюгів повітряної ЛЕП;  $\Delta P_{\text{к}}$  – середньорічні питомі втрати потужності на корону, кВт/км, прийняті 0,08 кВт/км для ПЛ-110 кВ, 0,84 кВт/км для ПЛ-220 кВ та 2,90 кВт/км для ПЛ-330 кВ;  $l$  – довжина лінії, км;  $T_{\text{вкл}} = 8760$  год – тривалість роботи лінії протягом року;  $\Delta P_{\Sigma}$  – сумарні втрати активної потужності в опорах ліній електричної мережі, кВт;  $\tau$  - час максимальних втрат, год/рік.

Час максимальних втрат  $\tau$  може бути достеменно визначений за емпіричною формулою

$$\tau = \left( 0,124 + T_{\text{max}} \cdot 10^{-4} \right)^2 \cdot 8760, \quad (1.1.7)$$

де  $T_{\text{max}}$  – кількість годин використання максимального навантаження, год/рік, прийнята у відповідності до завдання на курсовий проект.

Послідовність техніко-економічного обґрунтування вибору найбільш раціонального варіанту електропостачання локального споживача від конкретної районної вузлової підстанції складається з наступних процедур розрахунку.

Нехай необхідно обрати рівень номінальної напруги для живлення локального споживача І-ї категорії із заданим навантаженням  $P$ , МВт, коефіцієнтом потужності  $\cos \phi$ , величиною  $T_{\text{max}}$ , год/рік, і його віддаленістю від живильної підстанції А на відстань  $L$ , км. На підстанції А (див. рис. Д.3) проектом передбачене встановлення двох триобмоткових трансформаторів напругою 110/35/10 кВ для живлення місцевого району. Номінальні потужності трансформаторів підстанції обиралися без урахування покриття навантаження  $P$  локального споживача.

Для вирішення цього проектного завдання слід здійснити порівняння наступних варіантів:

1-й варіант – електропостачання споживача здійснюється за двома повітряними лініями напругою 110 кВ за схемою «відпайки» від проекрованої мережі 110 кВ. При цьому номінальна потужність трансформаторів, встановлених на районній підстанції А, не змінюється.

2-й варіант – електропостачання здійснюється за двома повітряними лініями напругою 35 кВ, що живляться від шин СН районної підстанції А. У цьому варіанті номінальну потужність силових трансформаторів 110/35/10 кВ на підстанції А необхідно збільшити.

В обох варіантах елементами, що підлягають порівнянню, виявляються:

- вартість триобмоткових трансформаторів районної підстанції А;
- вартість спорудження понижуючої споживчої підстанції Б напругою 110/10 або 35/10 кВ;
- вартість вихідних комірок з лінійними вимикачами (масляними, повітряними або елегазовими) для під'єднування повітряних ліній;
- вартість спорудження повітряних ліній напругою 110 і 35 кВ;
- щорічні витрати на експлуатацію елементів схеми електропостачання споживача;
- щорічні витрати на компенсацію втрат електричної енергії в елементах схеми електропостачання.

Вирішення даної задачі проводять у наступній послідовності:

1. Здійснюють вибір типу, кількості та потужності двохобмоткових трансформаторів на понижуючій споживчій підстанції Б на номінальну напругу 110 і 35 кВ (див. розділ 1.2 даних методичних вказівок).

2. Визначають втрати потужності в Z- та Y-елементах схеми заміщення блоку двохобмоткових трансформаторів підстанції Б для варіантів 1 і 2 (для силових трансформаторів 35 кВ втратами потужності в Y-елементах зазвичай нехтують):

$$\begin{aligned}\Delta P_{Tz} &= n \cdot \beta^2 \cdot \Delta P_{K3}; \\ \Delta Q_{Tz} &= -n \cdot S_H \cdot \beta^2 \cdot U_{K3} \% \times 10^{-2};\end{aligned}\tag{1.1.8}$$

$$\begin{aligned}\Delta P_{\text{Тy}} &= n \cdot \Delta P_{\text{xx}} ; \\ \Delta Q_{\text{Тy}} &= -n \cdot S_{\text{H}} \cdot I_{\text{xx}} \% \times 10^{-2} ,\end{aligned}\tag{1.1.9}$$

де  $\Delta P_{\text{Тz}}$ ,  $\Delta Q_{\text{Тz}}$  – відповідно втрати активної потужності, кВт, та реактивної потужності, кВАр, у повздовжніх опорах двохобмоткового силового трансформатора (блоку трансформаторів);  $\Delta P_{\text{Тy}}$ ,  $\Delta Q_{\text{Тy}}$  – відповідно втрати активної потужності, кВт, та реактивної потужності, кВАр, в провідностях двох- або триобмоткового силового трансформатора (блоку трансформаторів);  $n$  – кількість паралельно включених трансформаторів на споживчій підстанції Б;  $\beta$  – коефіцієнт завантаження обмоток силового двохобмоткового трансформатора (блоку трансформаторів);  $\Delta P_{\text{кз}}$  – втрати активної потужності в режимі к.з. трансформатора, кВт;  $S_{\text{H}}$  – номінальна потужність трансформатора, кВА;  $U_{\text{кз}}\%$  – напруга в режимі короткого замикання (к.з.) трансформатора у відсотках від напруги основного виводу трансформатора;  $\Delta P_{\text{xx}}$  – втрати активної потужності в режимі холостого ходу (х.х.) трансформатора, кВт;  $I_{\text{xx}}\%$  – струм холостого ходу у відсотках від номінального струму трансформатора.

Коефіцієнт завантаження обмоток силового двохобмоткового трансформатора  $\beta$  визначають за модулем фактичного навантаження підстанції в даному режимі навантаження  $S$ , МВА, і номінальною потужністю  $S_{\text{H}}$  трансформатора, кВА:

$$\beta = \frac{S \times 10^3}{n \cdot S_{\text{H}}}\tag{1.1.10}$$

У виразах (1.1.8)-(1.1.9) величини  $\Delta P_{\text{кз}}$ ,  $S_{\text{H}}$ ,  $U_{\text{кз}}\%$ ,  $\Delta P_{\text{xx}}$  та  $I_{\text{xx}}\%$  приймають за паспортними даними трансформаторів, наведеними у табл. Д.4-Д.10.

3. Значення приведених навантажень на шинах ВН споживчої підстанції Б  $\dot{S}_{\text{прБ}}$ , МВА, для варіантів 1 та 2:

$$\dot{S}_{\text{прБ}} = P_{\text{прБ}} + jQ_{\text{прБ}} = \dot{S}_{\text{задБ}} + (\Delta \dot{S}_{\text{ТzБ}} + \Delta \dot{S}_{\text{ТyБ}}) \times 10^{-3},\tag{1.1.11}$$

де  $\dot{S}_{\text{задБ}}$  – задане навантаження локального споживача МВА;  $\Delta \dot{S}_{\text{ТzБ}}$ ,  $\Delta \dot{S}_{\text{ТyБ}}$  – відповідно втрати потужності в повздовжніх опорах та поперечних провідностях блоку силових трансформаторів, кВА, приєднаних до відповідного пункту схеми.

4. Визначають час максимальних втрат  $\tau$ , год/рік, згідно з (1.1.7).

5. Визначають перерізи проводів ліній електропередачі для варіантів 1 і 2 згідно з методом оптимального перерізу. З цією метою розраховують значення струмів у лініях електропередачі  $I_i$ , А:

$$I_i = \frac{\sqrt{P_{\text{пр}}^2 + Q_{\text{пр}}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}} \cdot n_{\text{л}}} \times 10^3, \quad (1.1.12)$$

де  $U_{\text{н}}$  – номінальна напруга мережі, кВ;  $n_{\text{л}}$  – кількість ланцюгів ПЛ, що споруджуються для електропостачання локального споживача. Значення струмів  $I_i$ , знайдених за (1.1.12), у подальшому розрахунку розглядають як робочі струми на п'ятому році експлуатації проектованої мережі ( $I_5$ ).

Вибір перерізів проводів ліній електропередачі проводять згідно з вказівками розділу 1.4 даних методичних вказівок.

6. Виконують перевірку обраних перерізів на відповідність технічним умовам. Для ПЛ-35 кВ мінімальний переріз приймають не меншим за 35 мм<sup>2</sup>, виходячи з міркувань механічної міцності, але не більшим за 70 мм<sup>2</sup>. Для ПЛ-110 кВ мінімальні перерізи приймають не меншими за 70 мм<sup>2</sup> відповідно до умов коронування проводів.

7. Знаходять втрати активної потужності  $\Delta P_{\Sigma}$ , кВт, та реактивної потужності  $\Delta Q_{\Sigma}$ , кВАр, у ЛЕП напругою 110 та 35 кВ для варіантів 1 і 2 відповідно до виразів

$$\Delta P_{\Sigma} = \frac{P_{\text{пр}}^2 + Q_{\text{пр}}^2}{U_{\text{н}}^2} \cdot r_e \times 10^3; \quad (1.1.13)$$
$$\Delta Q_{\Sigma} = -\frac{P_{\text{пр}}^2 + Q_{\text{пр}}^2}{U_{\text{н}}^2} \cdot x_e \times 10^3,$$

де  $r_e$ ,  $x_e$  – відповідно еквівалентний активний і реактивний індуктивний опори паралельно включених ПЛ, Ом, які визначають за співвідношеннями:

$$r_e = \frac{r_0 \cdot l}{k \cdot n}; \quad (1.1.14)$$
$$x_e = \frac{x_0 \cdot l}{k \cdot n},$$

де  $r_0$ ,  $x_0$  – відповідно погонні активний і реактивний індуктивний опори одного ланцюга ПЛ, Ом/км;  $k$  – кількість паралельних ПЛ, що з'єднують дві підстанції;  $n$  – кількість ланцюгів на опорі ПЛ.

Значення  $r_0$  визначають з табл. Д.12, а значення  $x_0$  на даному етапі розрахунків приймають приблизно рівним  $x'_0=0,4$  Ом/км.

8. Визначають постійні  $\Delta A'_{\text{пост}}$ , кВт·год, та змінні  $\Delta A'_{\text{зм}}$ , кВт·год, втрати активної енергії в ПЛ-110 кВ та ПЛ-35 кВ (втратами активної потужності на корону нехтують):

$$\begin{aligned} \Delta A'_{\text{пост}} &= 0; \\ \Delta A'_{\text{зм}} &= \Delta P_{\Sigma} \cdot \tau. \end{aligned} \quad (1.1.15)$$

9. Для варіанту 2 знаходять значення сумарного навантаження районної підстанції А  $\dot{S}_{\Sigma A}$ , МВА, з урахуванням потужності навантаження локального споживача Б і втрат потужності в ЛЕП 35 кВ, що зв'язує підстанції А і Б (втратами потужності в провідності ПЛ-35 кВ нехтують):

$$\dot{S}_{\Sigma A} = \dot{S}_{\text{max A}} + \dot{S}_{\text{пр Б}} + (\Delta P_{\Sigma A-B} + j\Delta Q_{\Sigma A-B}) \times 10^{-3}, \quad (1.1.16)$$

де  $\dot{S}_{\text{max A}}$  – величина заданого сумарного навантаження споживачів у режимі максимальних навантажень, МВА, яку визначають за вказівками розділу 1.2 даних методичних вказівок;  $\dot{S}_{\text{пр Б}}$  – приведені значення навантаження на шинах 35 кВ підстанції Б, МВА, яке визначається згідно з (1.1.11);  $\Delta P_{\Sigma A-B}$ ,  $\Delta Q_{\Sigma A-B}$  – відповідно втрати активної потужності, кВт, та реактивної потужності, кВАр, в опорах ЛЕП-35 кВ, що з'єднує підстанції А і Б, які визначають відповідно до виразів (1.1.13).

10. Виконують вибір потужності триобмоткових трансформаторів 110/35/10 кВ на районній підстанції А для варіанту 2 (див. розділ 1.2 даних методичних вказівок).

11. Визначають наближені значення втрат потужності в Z- та Y-елементах схеми заміщення блоку триобмоткових трансформаторів підстанції А для варіантів 1 і 2. Втрати потужності в поперечних провідностях блоку триобмоткових трансформаторів, як і для блоку двохобмоткових трансформаторів, визначають за виразами (1.1.9), а в Z-елементах – за вказаними нижче виразами:

$$\Delta P_{Tz} = \frac{n \cdot \Delta P_{кз}}{2} \cdot (\beta_1^2 + \beta_2^2 + \beta_3^2);$$

$$\Delta Q_{Tz} = -n \cdot S_H \cdot (\beta_1^2 \cdot U_{кв} \% + \beta_2^2 \cdot U_{кс} \% + \beta_3^2 \cdot U_{кн} \%) \times 10^{-2},$$
(1.1.17)

де  $\Delta P_{Tz}$ ,  $\Delta Q_{Tz}$  – відповідно втрати активної потужності, кВт, та реактивної потужності, кВАр, у повздовжніх опорах триобмоткового силового трансформатора (блоку трансформаторів).

У виразах (1.1.17) під  $\beta_i$  розуміють коефіцієнт завантаження відповідних обмоток блоку силових триобмоткових трансформаторів ( $i = ВН, СН, НН$ ), який визначають за модулем фактичного навантаження підстанції в даному режимі навантаження  $S_i$ , МВА, і номінальною потужністю  $S_H$  трансформатора, кВА:

$$\beta_i = \frac{S_i \times 10^3}{n \cdot S_H}.$$
(1.1.18)

Фіктивні значення напруги к.з.  $U_{кi} \%$   $i$ -х обмоток блоку силових трансформаторів визначають з виразів:

$$U_{кв} \% = 0,5 \cdot (U_{к(в-с)} \% + U_{к(в-н)} \% - U_{к(с-н)} \%);$$

$$U_{кс} \% = U_{к(в-с)} \% - U_{кв} \%;$$

$$U_{кн} \% = U_{к(в-н)} \% - U_{кв} \%.$$
(1.1.19)

Відзначимо, що зазвичай при розрахунках значень фіктивних величин  $U_{кi} \%$  за виразом (1.1.19) одне з фіктивних значень  $U_{кс} \%$  чи  $U_{кн} \%$  виявляється достатньо малим або від'ємним. У подальших розрахунках подібні значення, так само, як і величини індуктивних реактивних опорів відповідних обмоток трансформатора, приймають рівними нулю.

Величини  $U_{к(в-с)} \%$ ,  $U_{к(в-н)} \%$ ,  $U_{к(с-н)} \%$  у виразі (1.1.19) приймають за паспортними даними трансформаторів, наведеними у табл. Д.4-Д.10.

12. Обчислюють постійну  $\Delta A''_{пост}$ , кВт·год, та змінну  $\Delta A''_{зм}$ , кВт·год, складові втрат активної енергії в блоці двох силових двохобмоткових трансформаторів споживчих підстанцій А і Б для варіантів 1 і 2 згідно з виразами:

$$\Delta A''_{пост} = \Delta P_{Tz} \cdot T_{вкл};$$

$$\Delta A''_{зм} = \Delta P_{Tz} \cdot \tau,$$
(1.1.20)

де  $\Delta P_{TY}$  та  $\Delta P_{TZ}$  розраховують згідно з виразами (1.1.8) і (1.1.9) відповідно;  $T_{\text{вкл}}$  – час роботи силових трансформаторів у мережі протягом року, год (для трансформаторів, що не відключаються  $T_{\text{вкл}} = 8760$  год.).

13. Знаходять сумарні значення постійних  $\Delta A_{\text{пост}}$ , кВт·год, і змінних  $\Delta A_{\text{зм}}$ , кВт·год, втрат активної енергії у всіх елементах схеми електропостачання для 1-го і 2-го варіанту

$$\begin{aligned} \Delta A_{\text{пост}} &= \Delta A'_{\text{пост А-Б}} + \Delta A''_{\text{пост А}} + \Delta A''_{\text{пост Б}}; \\ \Delta A_{\text{зм}} &= \Delta A'_{\text{зм А-Б}} + \Delta A''_{\text{зм А}} + \Delta A''_{\text{зм Б}}. \end{aligned} \quad (1.1.21)$$

Зіставлення варіантів рекомендують проводити у вигляді зведеної таблиці (див. табл. 1.1.2).

**Таблиця 1.1.2. Зіставлення ефективності варіантів спорудження електричної мережі**

№ з/п	Елемент устаткування або стаття витрат	Одиниця виміру	Вартість одиниці, тис. грн.	Підстава	Варіант 1		Варіант 2	
					Кількість	Загальна вартість, тис. грн.	Кількість	Загальна вартість, тис. грн.
1	2	3	4	5	6	7	8	9

У статтях витрат слід виділити основні розділи, які включають наступні величини, що підлягають зіставленню:

- а) капітальні вкладення, компонентами яких є:
  - вартість ПС 110/35/10 кВ, встановленої в пункті А;
  - вартість ПС 110/10 кВ або 35/10 кВ, встановленої в пункті Б;
  - вартість додаткових комірок з лінійними вимикачами 110 та 35 кВ;
  - вартість спорудження ПЛ-110 або ПЛ-35 кВ.
- б) щорічні витрати:
  - на експлуатацію повітряних ліній електропередачі і понижуючих підстанцій А і Б;
  - на компенсацію втрат активної електричної енергії в елементах схеми електропостачання споживача на напрузі 110 кВ і 35 кВ;
- в) сумарні дисконтовані витрати за кожним з порівнюваних варіантів.

Перевагу віддають тому варіанту електропостачання локального споживача, для якого функція сумарних дисконтованих витрат

має найменше значення. Якщо величини сумарних дисконтованих витрат відрізняються за варіантами не більш, ніж на 5%, то порівнювані варіанти вважають за рівноцінні і для вибору кращого з них аналізують якісні показники електропостачання (рівні напруги у мережі, надійність електропостачання та ін.).

При порівнянні варіантів, що відрізняються за рівнем номінальної напруги, перевагу завжди віддають варіанту з вищим рівнем напруги навіть у тих випадках, коли сумарні дисконтовані витрати за цим варіантом перевищують витрати за іншим варіантом на 15-20 %. Ця обставина пояснюється перспективністю спорудження мережі вищого класу номінальної напруги.

З метою спрощення подальших розрахунків можна не враховувати вплив радіальних відгалужень напругою 110 кВ або 35 кВ до споживчої підстанції Б на режим роботи всієї схеми мережі. Це положення, реалізують шляхом додавання відповідних приведених навантажень до шин ВН або СН живлячої підстанції А.

Наприклад, для варіанту електропостачання локального споживача на напрузі 110 кВ приведені навантаження на шинах ВН підстанції А  $\dot{S}_{A\text{пр}}^{(110)}$ , МВА, визначатиметься як (див. рис. Д.3):

$$\dot{S}_{A\text{пр}}^{(110)} = \dot{S}_{A\text{нн}}^{(10)} + \dot{S}_{A\text{сн}}^{(35)} + \dot{S}_{B\text{пр}}^{(110)} + \Delta\dot{S}_T^{(A)}, \quad (1.1.22)$$

де  $\dot{S}_{A\text{нн}}^{(10)}$ ,  $\dot{S}_{A\text{сн}}^{(35)}$  – величини заданих навантажень підстанції А на стороні 10 кВ і 35 кВ відповідно, МВА;  $\dot{S}_{B\text{пр}}^{(110)}$  – значення приведенного навантаження на шинах ВН споживчої підстанції Б, МВА, перенесеної на шини ВН підстанції А, яке визначають з виразу:

$$\dot{S}_{B\text{пр}}^{(110)} = \dot{S}_{B\text{нн}}^{(10)} + \Delta\dot{S}_T^{(B)} + \Delta\dot{S}_{\text{лз}}^{(110)}, \quad (1.1.23)$$

де  $\dot{S}_{B\text{нн}}^{(10)}$  – величина заданого навантаження підстанції Б на стороні 10 кВ, МВА;  $\Delta\dot{S}_{\text{лз}}^{(110)}$  – повні втрати потужності у повздовжніх опорах радіальних ліній напругою 110 кВ, МВА;  $\Delta\dot{S}_T^{(A)}$ ,  $\Delta\dot{S}_T^{(B)}$  – повні втрати потужності у повздовжніх опорах обмоток силових трансформаторів підстанцій А і Б, МВА, які визначають за виразами:

$$\begin{aligned} \Delta\dot{S}_T^{(A)} &= \Delta\dot{S}_{\text{tz}}^{(A)} + \Delta\dot{S}_{\text{ty}}^{(A)}; \\ \Delta\dot{S}_T^{(B)} &= \Delta\dot{S}_{\text{tz}}^{(B)} + \Delta\dot{S}_{\text{ty}}^{(B)}, \end{aligned} \quad (1.1.24)$$

де  $\Delta\dot{S}_{\text{tz}}^{(A)}$ ,  $\Delta\dot{S}_{\text{ty}}^{(A)}$ ,  $\Delta\dot{S}_{\text{tz}}^{(B)}$ ,  $\Delta\dot{S}_{\text{ty}}^{(B)}$  – втрати потужності у повздовжніх

опорах і поперечних провідностях силових трансформаторів, МВА, встановлених на підстанціях А і Б відповідно.

Для варіанту електропостачання локального споживача на напрузі 35 кВ (див. рис. Д.3) відповідне значення приведенного навантаження на шинах ВН підстанції А  $\dot{S}_{\text{А пр}}^{(110)}$ , МВА, складе:

$$\dot{S}_{\text{А пр}}^{(110)} = \dot{S}_{\text{А пр}}^{(35)} + \dot{S}_{\text{А нн}}^{(10)} + \Delta\dot{S}_{\text{Т}}^{(\text{А})}, \quad (1.1.25)$$

де  $\dot{S}_{\text{А пр}}^{(35)}$  – значення приведеного навантаження на шинах ВН підстанції А, МВА, перенесеного на шини СН підстанції А, яке визначають за виразом:

$$\dot{S}_{\text{А пр}}^{(35)} = \dot{S}_{\text{А сн}}^{(35)} + \dot{S}_{\text{Б нн}}^{(10)} + \Delta\dot{S}_{\text{Т}}^{(\text{Б})} + \Delta\dot{S}_{\text{лз}}^{(35)}, \quad (1.1.26)$$

де  $\Delta\dot{S}_{\text{лз}}^{(35)}$  – повні втрати потужності у подовжніх опорах радіальних ліній напругою 35 кВ.

## 1.2. Вибір кількості, типу та потужності силових трансформаторів на вузлових підстанціях

Під час проектування підстанцій (ПС) змінного струму з вищою напругою 6-750 кВ, як правило, використовують наступні вихідні дані:

- вимоги щодо приєднання ПС до енергосистеми;
- вимоги щодо підключення до інженерних мереж і комунікацій;
- вимоги землевласників або землекористувачів, що відносяться безпосередньо до ПС;
- архітектурно-планувальні вимоги;
- навантаження з розподілом за етапами розвитку ПС, напруги та категорії;
- номінальні напруги трансформаторів (автотрансформаторів);
- попередні дані щодо кількості та потужності трансформаторів (автотрансформаторів);
- вимоги до схеми електричних з'єднань ПС;
- необхідність та способи регулювання напруги на шинах ПС;
- необхідність, вид, кількість та потужність джерел реактивної потужності;
- кількість, конструктивне виконання та навантаження ліній електропередачі напругою 10-750 кВ, що відходять;

- режими заземлення нейтралей трансформаторів;
- кількість, потужність і схеми приєднань шунтуючих реакторів та інших захисних засобів для обмеження перенапруг у мережах 110 кВ та вище;
- необхідність встановлення автоматичного частотного розвантаження;
- вимоги до системної автоматики;
- вимоги до АСК ТП і діагностики;
- вимоги щодо засобів диспетчерського та технологічного керування;
- вимоги до обліку електроенергії;
- розрахункові значення струмів короткого замикання з урахуванням розвитку мереж та генеруючих джерел на строк не менше, ніж 10 років від очікуваного введення ПС до експлуатації;
- необхідність та спосіб плавки ожеледі на проводах і тросах ПЛ, що відходять від ПС;
- необхідність організації воєнізованої охорони на ПС;
- форма і структура ремонтно-експлуатаційного та оперативно-диспетчерського керування;
- кліматичні умови у районі розміщення проекрованої ПС;
- рівень забруднення атмосфери у районі розміщення проекрованої ПС.

У рамках даного курсового проекту проектування підстанцій зводиться до вибору схем вузлових підстанцій, а також вибору кількості, типу та потужності силових трансформаторів на них. Вихідними даними для вирішення цього завдання є дані щодо номінальної напруги мережі, активних потужностей споживання або генерації, коефіцієнтів потужності навантажень та генерації, а також відомості щодо категорій споживачів (див. бланк завдання).

На сьогоднішній день діючими нормами передбачена можливість спорудження підстанцій 35-750 кВ із розподільними пристроями, схеми яких наведені у Д.13.

Для вирішення поставленого вище завдання необхідно розрахувати величини заданих сумарних потужностей споживачів у режимі максимальних навантажень  $S_{\max}$ , МВА, для кожної конкретної підстанції за наступним виразом:

$$S_{\max} = \sqrt{(P_{\text{сн}} + P_{\text{нн}})^2 + (Q_{\text{сн}} + Q_{\text{нн}})^2}, \quad (1.2.1)$$

де  $P_{\text{CH}}$ ,  $P_{\text{HH}}$ ,  $Q_{\text{CH}}$ ,  $Q_{\text{HH}}$  – активні та реактивні потужності навантаження на шинах СН і НН вузлових підстанцій, МВт, МВАр, вказані у завданні на курсовий проект.

Реактивні потужності навантажень на шинах СН і НН вузлових підстанцій, МВАр, розраховують за наступними виразами:

$$\begin{aligned} Q_{\text{CH}} &= P_{\text{CH}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{CH}} ; \\ Q_{\text{HH}} &= P_{\text{HH}} \cdot \operatorname{tg} \varphi_{\text{HH}} . \end{aligned} \quad (1.2.2)$$

На трансформаторних підстанціях 10 кВ до встановлення приймають, як правило, один трансформатор. Встановлення двох трансформаторів на ПС 10 кВ приймають у наступних ситуаціях:

- у разі живлення електроспоживачів I-ї та II-ї категорій, які не допускають перерви в електропостачанні більш ніж на 0,5 години;
- у разі живлення електроспоживачів II-ї категорії з розрахунковим навантаженням 250 кВт та більше.

На підстанціях 35-750 кВ зазвичай встановлюють по два трансформатори. Встановлення більше двох трансформаторів приймають у наступних випадках:

- у разі необхідності організації на підстанції живлення споживачів на двох середніх напругах;
- якщо відсутній трифазний трансформатор необхідної потужності;
- у разі наявності відповідних обґрунтувань.

У перших двох випадках трансформатори, як правило, приєднуються на стороні ВН попарно в одне приєднання, а на стороні СН і НН – на різні секції відповідних шин. У разі встановлення по одному трансформатору з різними СН вони підключаються на стороні ВН як різні приєднання.

Необхідно враховувати, що при живленні електроспоживачів (крім власних потреб) від обмотки НН автотрансформаторів для незалежного регулювання напруги варто передбачати установку лінійних регулювальних трансформаторів, за винятком випадків, коли рівень напруги забезпечують іншими способами.

Відзначимо також, що у початковий період експлуатації допускають встановлення одного трансформатора за умови забезпечення вимог до електропостачання споживачів. Також допускають застосування однострансформаторних ПС за умови забезпечення необхідної надійності електропостачання споживачів засобами мережного резервування.

При виконанні вибору кількості, типу та потужності силових трансформаторів виходять з припущення, що в кожному локальному районі електропостачання є споживачі I-ї та II-ї категорій і приймають до встановлення на всіх понижуючих підстанціях по два трансформатори. Потужність кожного з трансформаторів обирається так, щоб при відключенні одного з трансформаторів, інший трансформатор, що залишився в роботі, міг передати задану потужність споживання без порушення вимоги ПТЕ до своєї здатності щодо перевантаження. Згідно з ПТЕ, можна допускати перевантаження трансформатора на 40% у післяаварійному режимі роботи на час максимумів добовою тривалістю не більше 6 годин протягом не більше 5 діб.

Таким чином, отримуємо:

$$1,4 \cdot S_T = S_{\max} \quad \text{або} \quad S_T = 0,7 \cdot S_{\max}, \quad (1.2.3)$$

де  $S_T$  – розрахункова номінальна потужність понижуючого трансформатора, МВА.

Знайдену згідно з (1.2.3) величину  $S_T$  округляють до найближчої більшої стандартної номінальної потужності трансформатора  $S_n$ , МВА (табл. Д.4-Д.10).

У разі необхідності використання триобмоткових трансформаторів до встановлення приймають силові трансформатори із співвідношенням потужностей обмоток 100/100/100.

В усіх випадках на понижуючих підстанціях встановлюють по два двох- або триобмоткові трансформатори з однаковою номінальною потужністю, обладнані вбудованими пристроями регулювання напруги без розриву ланцюга навантаження (РПН).

Вибір підвищуючих трансформаторів на електростанції виконують у відповідності з наступними принципами. Вважають, що електростанція працює за схемою блоку «генератор-трансформатор» і вибір потужності трансформатора здійснюють за повною потужністю приєданого до нього генератора. Приймають до встановлення трансформатори без вбудованих пристроїв РПН, оскільки є можливість регулювання рівня напруги на шинах генераторної напруги електростанції за рахунок зміни струму збудження її генераторів. У цьому випадку розрахункову номінальну потужність трансформатора блоку електростанції  $S_T$ , МВА, приймають такою, що дорівнює максимальній повній потужності генератора блоку, тобто

$$S_T = S_{Г\max} = P_{ГГ} / \cos \varphi_{Г}, \quad (1.2.4)$$

де  $S_{Г\max}$  – максимальна повна потужність генератора блоку, МВА;  $P_{ГГ}$  – номінальна потужність генератора, МВт;  $\cos \varphi_{Г}$  – коефіцієнт потужності генератора блоку електростанції.

Необхідно відзначити, що за наявності графіка залежності повної потужності генератора від його  $\cos \varphi_{Г}$  вибір потужності підвищуючого трансформатора блоку здійснюють виходячи з максимуму відношення  $P_{ГГ} / \cos \varphi_{Г}$ .

Вибір автотрансформаторів на БП проводять тільки у разі наявності зв'язку району електропостачання із зовнішньою електричною системою за допомогою протяжної ЛЕП, яка характеризується вищим рівнем номінальної напруги. Номінальну потужність автотрансформаторів, які встановлюють на БП, визначають згідно з принципами, розглянутими вище стосовно понижуючих підстанцій.

**Приклад 1.1.** Для схеми електричної мережі, наведеної на рис.1, виконати вибір трансформаторів вузлових підстанцій. При цьому врахувати варіанти електропостачання локального споживача, розташованого в пункті 6, за допомогою ПЛ номінальною напругою 110 кВ та 35 кВ згідно зі схемами 1 і 2 рис. Д.3. Вихідні дані для розрахунку наведені нижче.

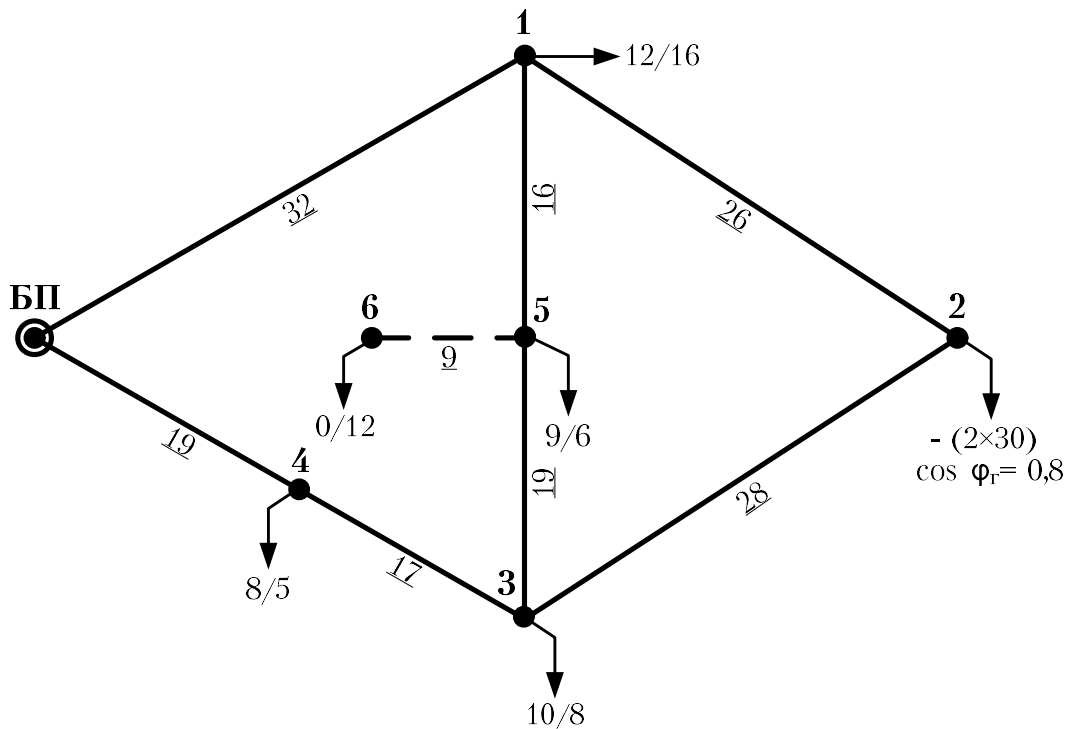


Рис. 1.1. Вихідна конфігурація та навантаження схеми районної електричної мережі

Вихідні характеристики проекрованої районної мережі:

- номінальна напруга електричної мережі  $U_H=110$  кВ;
- напруга БП  $U_{БП}=115$  кВ;
- категорія електропостачання споживачів: I-II;
- коефіцієнти потужностей навантажень:
  - споживачів:  $\cos \varphi_{сн} = 0,81$ ;  $\cos \varphi_{нн} = 0,83$ ;
  - генеруючих джерел:  $\cos \varphi_{г} = 0,80$ ;
- кількість годин використання максимуму навантаження  $T_{мкx}=5400$  год/рік;
- географічний район спорудження мережі: Україна;
- кліматичний район за ожеледдю та вітром: I-II;
- матеріал опор ліній: залізобетон.

Відстані між пунктами районної електричної мережі вказані на схемі під ділянками підкресленими цифрами.

***Примітка.*** Усі приклади, що містяться в цих методичних вказівках, розраховані за допомогою програми «Mathcad», що має точність розрахунків до п'ятнадцяти знаків після коми. У цих методичних вказівках розрахункові дані при підстановці до формули найчастіше округлені до двох знаків після коми. Тому під час аналізу результатів виразів, які наводяться нижче, при підстановці в них числових значень можливі невеликі розбіжності у межах  $\pm 1$  %.

## Розв'язання

З урахуванням категорій споживачів, підключених до підстанцій районної електричної мережі, на кожній підстанції приймають до встановлення по два силові трансформатори. Задані навантаження пунктів 1, 3, 4 і 5 вказують на необхідність встановлення триобмоткових силових трансформаторів напругою 110/35/10 кВ, а в пунктах 2 і 6 – двохобмоткових силових трансформаторів.

Проведемо розрахунок повних потужностей навантажень понижуючих споживчих підстанцій і підвищуючої підстанції пункту 2 у режимі максимальних навантажень електричної мережі. Для цього необхідно розрахувати реактивні потужності споживання згідно з виразами (1.2.2). З цією метою визначимо значення величин  $\varphi_{сн}$ ,  $\varphi_{нн}$  и  $\varphi_{г}$ :

$$\varphi_{\text{CH}} = \arccos(\cos \varphi_{\text{CH}}) = \arccos(0,81) = 35,9^\circ;$$

$$\varphi_{\text{HH}} = \arccos(\cos \varphi_{\text{HH}}) = \arccos(0,83) = 33,9^\circ;$$

$$\varphi_{\Gamma} = \arccos(\cos \varphi_{\Gamma}) = \arccos(0,80) = 36,9^\circ.$$

Для понижуючої споживчої підстанції, розміщеної в пункті 1, визначимо реактивну потужність споживання на сторонах СН і НН згідно з виразами (1.2.2). При цьому слід враховувати, що реактивна потужність споживання носить індуктивний характер і тому має від'ємне значення:

$$Q_{\text{CH1}} = -P_{\text{CH1}} \cdot \text{tg} \varphi_{\text{CH}} = -12 \cdot \text{tg}(35,9^\circ) = -8,69 \text{ МВАр};$$

$$Q_{\text{HH1}} = -P_{\text{HH1}} \cdot \text{tg} \varphi_{\text{HH}} = -16 \cdot \text{tg}(33,9^\circ) = -10,75 \text{ МВАр}.$$

Сумарне навантаження понижуючої споживчої підстанції, розташованої в пункті 1, у максимальному режимі роботи електричної мережі складе:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{\text{max1}} &= P_{\text{CH1}} + P_{\text{HH1}} + j \cdot (Q_{\text{CH1}} + Q_{\text{HH1}}) = 12 + 16 + j \cdot (-8,69 - 10,75) = \\ &= 28 - j19,44 \text{ МВА}, \end{aligned}$$

а модуль навантаження, згідно з виразом (1.2.1), буде:

$$\begin{aligned} S_{\text{max1}} &= \sqrt{(P_{\text{CH1}} + P_{\text{HH1}})^2 + (Q_{\text{CH1}} + Q_{\text{HH1}})^2} = \sqrt{(12 + 16)^2 + (-8,69 - 10,75)^2} = \\ &= 34,09 \text{ МВА} \end{aligned}$$

Реактивна потужність підстанції, розміщеної в пункті 2, відповідно до (1.2.1), дорівнює:

$$Q_{\text{HH2}} = -P_{\text{HH2}} \cdot \text{tg} \varphi_{\Gamma} = -(-2 \times 30) \cdot \text{tg}(36,9^\circ) = 45 \text{ МВАр}.$$

Сумарне навантаження підстанції пункту 2 у максимальному режимі роботи електричної мережі складе:

$$\dot{S}_{\text{max2}} = P_{\text{HH2}} + jQ_{\text{HH2}} = -60 + j45 = \text{МВА},$$

а модуль навантаження, згідно з (1.2.1), дорівнює:

$$S_{\text{max2}} = \sqrt{(P_{\text{HH2}})^2 + (Q_{\text{HH2}})^2} = \sqrt{(-60)^2 + (45)^2} = 75 \text{ МВА}.$$

Результати розрахунку навантаження решти підстанцій наведені в табл. 1.2.1. При цьому необхідно враховувати різне навантаження споживчої підстанції, розташованої в пункті 5, для варіантів 1 і 2 електропостачання локального споживача, розташованого в пункті 6 (див. рис. Д.3).

**Таблиця 1.2.1. Результати розрахунку величин повних потужностей вузлових підстанцій**

№ пункту	Активні потужності $P$ , МВт		Реактивні потужності $Q$ , МВАр		Повна потужність $S_{\max}$ , МВА	Модуль повної потужності $S_{\max}$ , МВА
	СН	НН	СН	НН		
1	12	16	-8,69	-10,75	28-j19,44	34,09
2	0	-2×30	0	2×22,5	-60+j45	75,00
3	10	8	-7,24	-5,38	18-j12,62	21,98
4	8	5	-5,79	-3,36	13-j9,15	15,90
5 (варіант 1)	9	6	-6,52	-4,03	15-j10,55	18,34
5 (варіант 2)	9	18	-14,58	-4,03	27-j18,61	32,79
6 (варіант 1)	0	12	0	-8,06	12-j8,06	14,46
6 (варіант 2)	0	12	0	-8,06	12-j8,06	14,46

Використовуючи величини отриманих повних потужностей вузлових підстанцій, визначимо номінальні потужності встановлених на них силових трансформаторів.

Для підстанції, розташованої в пункті 1, значення розрахункової номінальної потужності понижуючого трансформатора, згідно з виразом (1.2.3), складе:

$$S_{T1} = 0,7 \cdot S_{\max 1} = 0,7 \cdot 34,09 = 23,86 \text{ МВА.}$$

За довідковими даними табл. Д.6 приймаємо до встановлення два триобмоткові трансформатори ТДТН-25000/110.

Розрахункову номінальну потужність силового трансформатора, розташованого в пункті 2, визначають за повною потужністю приєднаного до нього генератора. Модуль сумарної повної потужності двох генераторів електростанції, розташованої в пункті 2, складає 75 МВт. За даною величиною можна визначити розрахункову потужність одного трансформатора генеруючої підстанції:

$$S_{T2} = \frac{S_{\max 2}}{2} = \frac{75}{2} = 37,50 \text{ МВА.}$$

За довідковими даними табл. Д.5 приймаємо до встановлення два двохобмоткові трансформатори ТД-40000/110.

Аналогічним чином виконують вибір потужності силових трансформаторів решти підстанцій. Результати вибору потужності силових трансформаторів на підстанціях схеми районної електричної мережі зведені до табл. 1.2.2.

**Таблиця 1.2.2. Результати вибору потужності силових трансформаторів вузлових підстанцій**

№ пункту	Модуль повної потужності $S_{\max}$ , МВА	Розрахункова номінальна потужність $S_r$ , МВА	Кількість обмоток	Кількість і тип трансформаторів
1	34,09	23,86	3	2×ТДТН-25000/110
2	75,00	37,50	2	2×ТД-40000/110
3	21,98	15,39	3	2×ТДТН-16000/110
4	15,90	11,11	3	2×ТДТН-16000/110
5 (варіант 1)	18,34	12,84	3	2×ТДТН-16000/110
5 (варіант 2)	32,79	22,95	3	2×ТДТН-25000/110
6 (варіант 1)	14,46	10,12	2	2×ТДН-16000/110
6 (варіант 2)	14,46	10,12	2	2×ТД-16000/35

Каталожні дані обраних за табл. Д.4-Д.6 трансформаторів представлені у табл. 1.2.3.

**Таблиця 1.2.3. Каталожні дані силових трансформаторів вузлових підстанцій**

№ пункту	Тип трансформаторів	Потужність $S_n$ , МВА	$U_{\text{ном}}$ , обмоток, кВ			$U_k$ , %			$\Delta P_k$ , кВт	$\Delta P_x$ , кВт	$I_x$ , %
			ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н			
1	ТДТН-25000/110	25	115	38,5	11,0	10,5	17,5	6,5	140	31	0,70
2	ТД-40000/110	40	121	-	10,5	-	10,5	-	160	50	0,65
3	ТДТН-16000/110	16	115	38,5	11,0	10,5	17,0	6,0	100	23	1,00
4	ТДТН-16000/110	16	115	38,5	11,0	10,5	17,0	6,0	100	23	1,00
5 (варіант 1)	ТДТН-16000/110	16	115	38,5	11,0	10,5	17,0	6,0	100	23	1,00
5 (варіант 2)	ТДТН-25000/110	25	115	38,5	11,0	10,5	17,5	6,5	140	31	0,70
6 (варіант 1)	ТДН-16000/110	16	115	-	11,0	-	10,5	-	85	19	0,70
6 (варіант 2)	ТД-16000/35	16	38,5	-	10,5	-	8,0	-	90	21	0,6

Відзначимо, що номінальна потужність силових трансформаторів підстанції 5 для варіанту 2 обрана без урахування втрат потужності у трансформаторах пункту 6 і ЛЕП 5-6. Тому при проведенні подальших розрахунків теоретично може виникнути необхідність у коригуванні їх номінальної потужності.

### **1.3. Попереднє визначення потокорозподілу потужностей у замкненій мережі за довжинами ділянок (розрахунок L-схеми мережі)**

Умовно припускають, що проектувана замкнута мережа є електрично однорідною, тобто виконаною повітряними лініями одного конструктивного типу з однаковими перерізами проводів на ділянках і однаковим розташуванням проводів на опорах.

Це припущення дозволяє провести орієнтовний розрахунок поточкорозподілу в замкненій мережі з використанням тільки довжин ділянок.

Розрахунок поточкорозподілу потужностей здійснюють за заданими навантаженнями вузлових підстанцій. Втрати потужності у повздовжніх елементах схеми заміщення мережі (ЛЕП, трансформаторах), так само, як і втрати потужності в еквівалентних поперечних провідностях, на цій стадії розрахунку не враховують через їх незначний результуючий вплив на величини перерізів проводів на ділянках мережі.

Розрахунок поточкорозподілу в L-схемі проводять будь-яким з відомих методів – перетворенням мережі до лінії з двостороннім живленням, методами контурних рівнянь, вузлових потенціалів, коефіцієнтів розподілу, розрізанням контурів або ін.

#### **1.4. Вибір кількості ланцюгів і перерізів проводів ділянок замкненої мережі**

Критерієм для вибору перерізів проводів повітряних і кабельних ліній є мінімум функції сумарних дисконтованих витрат. Проте в практиці проектування ліній масового будівництва вибір перерізів проводів раніше здійснювався не порівняльним техніко-економічним розрахунком у кожному конкретному випадку, а за нормованими узагальненими показниками.

В якості такого показника при проектуванні кабельних і повітряних ліній напругою 35...750 кВ в Україні впродовж багатьох років використовували економічну густину струму (зокрема, в Російській Федерації цей показник і в даний час широко використовують для вибору перерізів проводів).

Для повітряних ліній значення економічної щільності струму були прийняті в межах 1,0...1,5 А/мм<sup>2</sup> залежно від регіону країни і кількості годин використання максимуму навантаження. Значення економічної щільності струму були встановлені виходячи з прямолінійної залежності вартості спорудження ПЛ від перерізів проводів. Перехід до масового будівництва повітряних ліній на уніфікованих опорах істотно змінив співвідношення вартості ПЛ з різними перерізами проводів.

Зокрема, виявилось, що спорудження деяких ПЛ 110 кВ з меншими перерізами проводів є дорожчим, ніж ПЛ з більшими перерізами.

У цих умовах доцільнішим виявилось нормування не економічної щільності струму, а використання економічних струмових інтервалів для кожної марки проводу ПЛ різної напруги, які враховують уніфікацію конструкцій ПЛ.

Донедавна в Україні методика економічних струмових інтервалів широко використовувалася для вибору перерізів проводів ПЛ 35...750 кВ. Проте, у зв'язку з нещодавніми значними змінами цін на ринках сировини, впритул пов'язаних з енергетичним комплексом, економічні показники роботи ПЛ з перерізами, обраними на основі економічних струмових інтервалів, стали істотно нижчими за їх проектні значення. Це обумовлено залежністю діапазонів економічних струмових інтервалів від цілого ряду параметрів як технічного (кількість годин використання максимуму навантаження, струмове навантаження лінії), так і економічного характеру (вартість спорудження 1 км ПЛ, величина нормативних відрахувань, вартість замикаючих витрат). Така залежність потребувала створення групи таблиць, які вказують величини меж діапазонів економічних струмових інтервалів у залежності від зміни значень зазначених параметрів. На практиці ж використовують єдину таблицю, де діапазони економічних струмових інтервалів розраховані на основі усереднених значень параметрів впливу, які часто не відбивають реальні техніко-економічні умови експлуатації проекрованої ПЛ.

У даний час вибір перерізів ПЛ 35...750 кВ рекомендують проводити за методом визначення оптимального перерізу, що враховує дійсні значення технічних і економічних параметрів. З цією метою виконують розрахунок оптимальної величини перерізу ПЛ  $F_{\text{опт}}$ , мм<sup>2</sup>, згідно з виразом:

$$F_{\text{опт}} = \frac{1}{k} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot (I_5)^2 \cdot \rho \cdot \tau \cdot U_{\text{вх}} \times 10^{-5}}{k_{\text{пит зм}} \cdot (0,01 \cdot H_e + E)}}, \quad (1.4.1)$$

де  $k$  – кількість ланцюгів на опорі ПЛ;  $I_5$  – сила струму на п'ятий рік експлуатації проекрованої лінії в нормальному режимі, А (див. розділ 1.2);  $\rho$  – питомий опір матеріалу проводу, Ом·мм<sup>2</sup>/км (стандартне значення питомого опору для алюмінію складає 28,5 Ом·мм<sup>2</sup>/км, а для міді – 18,8 Ом·мм<sup>2</sup>/км);  $\tau$  – час максимальних

втратах, год/рік;  $C_{\text{вх}}$  – тариф на вході до мережі, коп/кВт·год (див. розділ 1.2);  $H_e$  – нормативний показник витрат на експлуатацію ПЛ, % (див. табл. Д.22);  $E$  – норма дисконту (див. розділ 1.2);  $k_{\text{пит зм}}$  – питома величина умовно змінних витрат на спорудження ПЛ, грн/(мм<sup>2</sup>·км), яку визначають за табл. Д.15 у залежності від класу номінальної напруги, кількості ланцюгів і типу опор.

Розраховане за виразом (1.4.1) значення оптимального перерізу довільної ПЛ проекрованої мережі, як правило, не відповідає стандартним перерізам сталевалюмінієвих проводів з ряду прийнятої на Україні скороченої номенклатури перерізів (див. табл. 1.4.1).

**Таблиця 1.4.1. Стандартні перерізи сталевалюмінієвих проводів ПЛ 110-330 кВ**

Клас напруги ПЛ, кВ	Стандартні перерізи, мм <sup>2</sup>	
	при скороченій номенклатурі	при повній номенклатурі
110	70, 120, 240	70, 95, 120, 150, 185, 240
150	120, 240	120, 150, 240, 300
220	240, 400	240, 300, 400, 500
330	240, 400	240, 300, 400, 500

Для визначення квазіоптимального стандартного перерізу ПЛ даної ділянки у даному випадку необхідно провести оцінку та порівняння значень функції сумарних дисконтованих витрат на спорудження цієї ПЛ з проводами найближчого меншого і найближчого більшого стандартного перерізу по відношенню до значення оптимального перерізу  $F_{\text{опт}}$ . Значення функції сумарних дисконтованих витрат  $Z_{\text{леп}}$ , тис. грн., для двох варіантів перерізів даної ПЛ розраховують за виразом:

$$Z_{\text{леп}} = K_{\text{пл}} + \frac{I_{\text{пл}}}{E}, \quad (1.4.2)$$

де  $K_{\text{пл}}$  – капіталовкладення у спорудження ПЛ, тис. грн., які визначають за табл. Д.14;  $I_{\text{пл}}$  – сумарні щорічні витрати, тис. грн./рік, які визначають згідно з (1.1.3).

Переріз, що відповідає варіанту з найменшим значенням функції сумарних дисконтованих витрат, вважають за квазіоптимальний для даної ділянки схеми мережі і обирають до подальшого розгляду. Необхідно відзначити, що на даному етапі розрахунків застосовують тільки проводи скороченої номенклатури перерізів.

Можливі випадки, коли значення оптимального перерізу  $F_{\text{опт}}$  для даної ділянки схеми мережі перевищує найбільший переріз, який використовують для ПЛ даного класу номінальної напруги. Ця обставина вказує на можливу доцільність спорудження на даній ділянці дволанцюгової ПЛ. У даному випадку необхідно провести оцінку та порівняння значень функції сумарних дисконтованих витрат для двох варіантів спорудження ПЛ. У якості першого варіанту приймають варіант спорудження одноланцюгової ПЛ з проводами максимального перерізу в рамках даного класу номінальної напруги. У якості другого варіанту розглядають варіант спорудження дволанцюгової ПЛ з найбільш близьким до значення  $F_{\text{опт}}$  сумарним перерізом проводів. Тут слід пам'ятати, що на даному етапі розрахунків застосовують тільки проводи скороченої номенклатури перерізів. Значення функції сумарних дисконтованих витрат для першого варіанту спорудження ПЛ розраховують згідно з виразом (1.4.2). Вираз для функції сумарних дисконтованих витрат для другого варіанту спорудження ПЛ, окрім капітальних вкладень і витрат, пов'язаних із спорудженням безпосередньо самої ПЛ, повинен також містити капітальні вкладення і витрати, пов'язані з встановленням додаткових комірок вимикачів, необхідних для підключення другого ланцюга ПЛ до розподільних пристроїв підстанцій, які поєднує дана ділянка. В цьому випадку функція сумарних дисконтованих витрат набуває вигляду:

$$Z_{\text{леп}} = K_{\text{пл}} + K_{\text{пс}} + \frac{I_{\text{пл}} + I_{\text{пс}}}{E}, \quad (1.4.3)$$

де  $K_{\text{пс}}$  – капітальні вкладення у встановлення додаткових комірок вимикачів на підстанціях, тис. грн., які приймають за табл. Д.21;  $I_{\text{пс}}$  – витрати на експлуатаційне обслуговування та ремонт додаткових комірок вимикачів, тис.грн./рік, які обчислюють у відсотках від капітальних вкладень за даними табл. Д.22.

Необхідно відзначити, що кількість додаткових комірок вимикачів, які необхідно встановити на підстанції для підключення другого ланцюга проекрованої ПЛ, залежить від схеми виконання підстанції та кількості вже приєднаних ліній і може бути визначена за Д.13. Для найбільш поширених схем підстанцій 110-220 кВ кількість додаткових комірок вимикачів вказана у табл. 1.4.2.

**Таблиця 1.4.2. Кількість додаткових вимикачів для схем підстанцій 110-220 кВ**

Номер схеми підстанції (за Д.13)	Кількість приєднаних ПЛ	Номер схеми підстанції після приєднання додаткового ланцюга ПЛ (за Д.13)	Кількість додаткових комірок вимикачів
2	1	2	1
	1	3, 4	2
	2	6	5
3, 4	2	6	4
6	3-5	6	1
	6	7	1
7	7-11	7	1
	12	8	5
8	більше 12	8	1

Можливі ситуації, коли для підключення другого ланцюга проектованої ПЛ потрібне розширення РП електростанції, розташованої в одному з пунктів районної електричної мережі. У цьому випадку, з метою спрощення техніко-економічного порівняння, вважають, що РП-110 кВ даної електростанції виконаний за схемою 110-7.

Зіставлення варіантів спорудження ПЛ рекомендують виконувати у вигляді зведеної таблиці (див. табл. 1.4.3).

**Таблиця 1.4.3. Зіставлення ефективності варіантів спорудження ПЛ**

Номер ПЛ	Варіант	К <sub>пл</sub> , тис. грн.	И <sub>е</sub> , тис. грн./рік	И <sub>втр</sub> , тис. грн./рік	И <sub>пл</sub> , тис. грн./рік	К <sub>пс</sub> , тис. грн.	И <sub>пс</sub> , тис. грн./рік	З <sub>дс</sub> , тис. грн.
	1							
	2							

Окрім цього, під час виконання вибору економічних перерізів проводів повітряної ЛЕП слід обов'язково враховувати вимоги ПУЕ щодо зниження втрат активної потужності на корону і зменшення рівня радіоперешкод. Саме тому неприпустимим є застосування в електричних мережах відповідних класів номінальної напруги проводів, перерізи яких менші від їх гранично нормованих величин (див. табл. 1.4.4).

**Таблиця 1.4.4. Мінімальні перерізи проводів за умовами коронування**

Номінальна напруга, кВ	Кількість проводів у фазі	Мінімальний діаметр проводу, мм	Площа мінімального перерізу сталеалюмінієвого проводу, мм <sup>2</sup>
110	1	11,4	70/11
150	1	15,2	120/19
220	1	21,6	240/39
330	2	2×21,6	2×240/32

Верхня межа перерізу проводу визначається конструкцією опор ЛЕП відповідного класу номінальної напруги. Для мережі 110 кВ такою межею є площа перерізу 240 мм<sup>2</sup>, для мережі 220 кВ – 400 мм<sup>2</sup>, а для мережі 330 кВ – 660 мм<sup>2</sup>.

Обрані економічні перерізи проводів необхідно перевірити на відповідність технічним обмеженням у післяаварійних режимах роботи електричної мережі. При цьому в межах даного курсового проекту розглядають дві групи післяаварійних режимів.

У практиці експлуатації електричних мереж трапляються випадки відключення одного з силових трансформаторів понижуючої підстанції. Причинами цього можуть бути як дії релейного захисту при виникненні різних пошкоджень у трансформаторі або на живильній лінії, так і дії обслуговуючого персоналу під час проведення різного роду регламентних робіт. Зазначені відключення можуть призвести до значного зниження рівня напруги на шинах НН підстанції і, як наслідок, – до неможливості забезпечення бажаного рівня напруги на цих шинах. Тому ситуацію з відключенням одного силового трансформатора на понижуючій підстанції слід розглядати як першу групу післяаварійних режимів роботи для перевірки перерізів ПЛ електричної мережі.

Технічними обмеженнями для першої групи післяаварійних режимів роботи мережі є наступні:

- допустимість відхилень напруги на вході понижуючої трансформаторної підстанції, за яких ще є можливою підтримка бажаного режиму напруги на вторинних шинах підстанції в умовах відключення одного силового трансформатора на підстанції. Перевірка полягає у дотриманні нерівностей:

$$\begin{aligned} U_{s\text{ м}} &\geq U_{s\text{ min}} ; \\ U_{s\text{ м}} &\leq U_{s\text{ max}} , \end{aligned} \tag{1.4.4}$$

де  $U_{s\text{ м}}$  – фактичне значення рівня напруги в режимі максимальних навантажень електричної мережі на вході  $s$ -ї трансформаторної підстанції електричної мережі, кВ;  $U_{s\text{ min}}$ ,  $U_{s\text{ max}}$  – відповідно мінімально та максимально допустимий рівень напруги на вході цієї ж трансформаторної підстанції за умовами забезпечення бажаного рівня напруги  $U_{\text{ндж}}$  на шинах НН у режимі максимальних

навантажень електричної мережі, кВ (один силовий трансформатор підстанції відключений).

- відповідність міжфазних робочих напруг їх тривало допустимим величинам за умовами роботи ізоляції електроустаткування. Перевірка полягає у дотриманні нерівності

$$U_{s \text{ м}} \leq U_{\text{max роб}}, \quad (1.4.5)$$

де  $U_{\text{max роб}}$  – величина тривало допустимої міжфазної робочої напруги за умовами роботи ізоляції електроустаткування згідно з ГОСТ 721-77, кВ.

Перевірка умови (1.4.4) здійснюється за допомогою наступних розрахункових процедур.

У курсовому проекті БП завжди відомий і вказаний у завданні. Цей пункт одночасно розглядають як пункт, опорний за напругою. За умовами нормального режиму роботи лінійної ізоляції в режимі максимальних навантажень мережі рекомендують підтримувати наступні рівні напруги на БП:

- для мережі 110 кВ – 115 кВ (гранично допустимий рівень – 121 кВ);
- для мережі 220 кВ – 231 кВ (гранично допустимий рівень – 242 кВ);
- для мережі 330 кВ – 346 кВ (гранично допустимий рівень – 363 кВ).

У будь-яких післяаварійних режимах роботи мережі рівень напруги на БП приймають таким, як і для режиму максимального навантаження мережі.

Для заданої схеми електричної мережі на основі результатів попереднього розрахунку поточкорозподілу потужностей за L-схемою визначають рівні напруги  $U_s$ , кВ, в усіх точках мережі за виразом:

$$U_s = \sqrt{U_{\text{БП}}^2 - 2 \cdot \sum_{i=\text{БП}}^s (P_i \cdot r_i - Q_i \cdot x_i)}, \quad (1.4.6)$$

де  $U_{\text{БП}}$  – напруга на шинах БП, кВ;  $P_i$ ,  $Q_i$  – відповідно активна потужність, МВт, і реактивна потужність, МВАр, що протікають  $i$ -ю ділянкою, яка входить до складу траси від БП до даного  $s$ -го пункту;  $r_i$ ,  $x_i$  – відповідно активний та реактивний опори  $i$ -ї ділянки мережі, Ом (на цьому етапі розрахунку значення погонного індуктивного опору ПЛ орієнтовано приймають  $x_{0i} = 0,4$  Ом/км).

Величини рівнів напруги  $U_{s \text{ min}}$  та  $U_{s \text{ max}}$  у нерівностях (1.4.4) визначають виходячи з регулювальних можливостей РПН силових трансформаторів понижуючої підстанції, приєднаної до

пункту з контрольованим рівнем напруги, навантаження підстанції і бажаних рівнів напруги на шинах НН та СН. Значення останніх приймають відповідно до умов зустрічного регулювання напруги у проектованій мережі.

Діапазон допустимих рівнів напруги на шинах ВН підстанції, коли пристрої РПН силових трансформаторів ще здатні нормально здійснювати функцію регулювання напруги на шинах НН підстанції, визначають за виразом:

$$U_s = \frac{U_{\text{ндж}} U_{\text{тв}}}{U_{\text{тн}}} \cdot (1 + \omega_{\text{в}}) + \Delta U_{\text{тв}} + \Delta U_{\text{тн}}, \quad (1.4.7)$$

де  $U_s$  – значення напруги на шинах ВН  $s$ -ї підстанції, кВ, за якого ще є можливим забезпечення бажаного рівня напруги на шинах НН;  $U_{\text{ндж}}$  – заданий бажаний рівень напруги на шинах НН підстанції, кВ, обраний за умовами зустрічного регулювання напруги (для режиму максимальних навантажень та усіх післяаварійних режимів рекомендовано приймати  $U_{\text{ндж}}=10,5$  кВ);  $U_{\text{тв}}$ ,  $U_{\text{тн}}$  – номінальна напруга обмоток ВН та НН силових трансформаторів, кВ (приймають відповідно до паспортних даних трансформаторів);  $\omega_{\text{в}}$  – відносна кількість регулювальних витків РПН (наприклад, для силового трансформатора, обладнаного пристроєм РПН в обмотці ВН з регулювальною формулою  $\pm 9 \times 1,78$  %, граничний діапазон зміни відносної кількості регулювальних витків РПН складає відповідно  $\omega_{\text{в max}} = +9 \times 0,0178 = +0,1602$  та  $\omega_{\text{в min}} = -9 \times 0,0178 = -0,1602$ );  $\Delta U_{\text{тв}}$ ,  $\Delta U_{\text{тн}}$  – втрати напруги в обмотках ВН та НН силових трансформаторів, кВ, приведені до умов обмотки ВН трансформатора.

Значення втрат напруги в обмотках трансформаторів  $\Delta U_{\text{т}}$ ,  $\Delta U_{\text{тв}}$ ,  $\Delta U_{\text{тс}}$ ,  $\Delta U_{\text{тн}}$ , кВ, розраховують за наступними виразами:

- для блоку двохобмоткових трансформаторів:

$$\Delta U_{\text{т}} = \frac{U_{\text{тв}}}{n \cdot S_{\text{н}}} \left( P_i \frac{\Delta P_{\text{кз}} \times 10^{-3}}{S_{\text{н}}} - Q_i \frac{U_{\text{кз}} \%}{100} \right); \quad (1.4.8)$$

- для блоку триобмоткових трансформаторів:

$$\begin{aligned}
\Delta U_{\text{TB}} &= \frac{P_{\text{B}}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\text{кз}} U_{\text{TB}} \times 10^{-3}}{2 \cdot S_{\text{H}}^2} - \frac{Q_{\text{B}}}{n} \cdot \frac{U_{\text{TB}} U_{\text{KB}} \%}{100 \cdot S_{\text{H}}}; \\
\Delta U_{\text{TC}} &= \frac{P_{\text{C}}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\text{кз}} U_{\text{TB}} \times 10^{-3}}{2 \cdot S_{\text{H}}^2} - \frac{Q_{\text{C}}}{n} \cdot \frac{U_{\text{TB}} U_{\text{KC}} \%}{100 \cdot S_{\text{H}}}; \\
\Delta U_{\text{TH}} &= \frac{P_{\text{H}}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\text{кз}} U_{\text{TB}} \times 10^{-3}}{2 \cdot S_{\text{H}}^2} - \frac{Q_{\text{H}}}{n} \cdot \frac{U_{\text{TB}} U_{\text{KH}} \%}{100 \cdot S_{\text{H}}}.
\end{aligned} \tag{1.4.9}$$

де  $n$  – кількість паралельно включених трансформаторів на даній підстанції (для першої групи післяаварійних режимів мережі  $n=1$  для всіх підстанцій);  $P_i$ ,  $Q_i$  – відповідно активна потужність, МВт, і реактивна потужність, МВАр, що протікають обмотками ВН та НН блоку двохобмоткових трансформаторів;  $P_{\text{B}}$ ,  $P_{\text{C}}$ ,  $P_{\text{H}}$ ,  $Q_{\text{B}}$ ,  $Q_{\text{C}}$ ,  $Q_{\text{H}}$  – активні потужності, МВт, і реактивні потужності, МВАр, що протікають, відповідно, обмотками ВН, СН та НН блоку силових триобмоткових трансформаторів (значення всіх перерахованих вище потужностей визначають за заданим навантаженням на шинах НН і СН вузлових підстанцій);  $\Delta P_{\text{кз}}$  – втрати активної потужності в режимі короткого замикання (к.з.) трансформатора, кВт;  $U_{\text{кз}}\%$  – напруга в режимі к.з. трансформатора у відсотках від напруги основного виводу трансформатора;  $U_{\text{KB}}\%$ ,  $U_{\text{KC}}\%$ ,  $U_{\text{KH}}\%$  – фіктивні величини напруги короткого замикання для обмоток ВН, СН і НН, які визначають згідно з наступними співвідношеннями:

$$\begin{aligned}
U_{\text{KB}} \% &= 0,5 \cdot (U_{\text{к(В-С)}} \% + U_{\text{к(В-Н)}} \% - U_{\text{к(С-Н)}} \%); \\
U_{\text{KC}} \% &= 0,5 \cdot (U_{\text{к(В-С)}} \% + U_{\text{к(С-Н)}} \% - U_{\text{к(В-Н)}} \%); \\
U_{\text{KH}} \% &= 0,5 \cdot (U_{\text{к(В-Н)}} \% + U_{\text{к(С-Н)}} \% - U_{\text{к(В-С)}} \%).
\end{aligned} \tag{1.4.10}$$

Паспортні величини  $U_{\text{TB}}$ ,  $\Delta P_{\text{кз}}$ ,  $U_{\text{кз}}\%$ ,  $U_{\text{к(В-С)}}\%$ ,  $U_{\text{к(В-Н)}}\%$ ,  $U_{\text{к(С-Н)}}\%$  приймають за даними табл. Д.4-Д.10.

Зазначимо, що у виразах (1.4.8) та (1.4.9) під символом букви  $Q$  мають на увазі чисельне значення відповідної реактивної потужності спільно з її знаком. У зазначених виразах, з метою спрощення розрахунків, за величини  $P_i$ ,  $Q_i$ ,  $P_{\text{B}}$ ,  $P_{\text{C}}$ ,  $P_{\text{H}}$ ,  $Q_{\text{B}}$ ,  $Q_{\text{C}}$ ,  $Q_{\text{H}}$  слід приймати величини потоків потужності без урахування втрат потужності в елементах схеми заміщення силових трансформаторів.

Для оцінки діапазону допустимих рівнів напруги, що підводяться до входу блоку трансформаторі  $s$ -ї підстанції, за яких ще є можливою підтримка бажаних рівнів напруги  $U_{\text{ндж}}$  на шинах НН, слід до виразу (1.4.7) підставити граничне значення відносної кількості регулювальних витків  $\omega_{\text{в}} = -0,1602$  для максимального і післяаварійного режимів (величину  $\omega_{\text{в}} = +0,1602$  приймають для режиму мінімальних навантажень мережі).

Таким чином, для кожного  $s$ -го пункту приєднання трансформаторної підстанції може бути визначений діапазон допустимих рівнів напруги  $U_{s \text{ min}} \dots U_{s \text{ max}}$ .

Розраховані згідно з (1.4.6) рівні напруги в пунктах мережі слід зіставити з отриманим діапазоном допустимих рівнів напруги для кожного  $s$ -го пункту схеми. Якщо нерівність (1.4.4) не дотримується в одному з пунктів мережі, то виконують збільшення кількості ланцюгів на найближчій до цього пункту головній ділянці мережі.

У разі збільшення кількості ланцюгів ЛЕП до L-схеми мережі вводять еквівалентну довжину даної ділянки  $l_{i \text{ пр}}$ , км:

$$l_{i \text{ пр}} = l_i / 2,$$

де  $l_i$  – фактична довжина  $i$ -ї ділянки, км.

Після цього повторюють розрахунок поточкорозподілу в L-схемі обраного післяаварійного режиму мережі з новою перевіркою умови (1.4.4) і так далі до її виконання.

Перевірку виконання умови (1.4.5) рекомендують здійснювати тільки для пунктів, у яких розміщені джерела електричної енергії або засоби компенсації реактивної потужності, оскільки для таких пунктів істотно збільшується вірогідність перевищення рівня напруги над величиною тривало допустимої міжфазної робочої напруги за умовами роботи ізоляції електроустаткування, що регламентується ГОСТ 721-77. Під час перевірки умови (1.4.5) значення  $U_{\text{max роб}}$  для електроустаткування відповідного класу номінальної напруги визначають за табл. 1.4.5.

У разі виконання умов (1.4.4) і (1.4.5) для всіх пунктів електричної мережі переходять до виконання перевірки обраних перерізів проводів на відповідність технічним обмеженням другої групи післяаварійних режимів роботи електричної мережі – режиму відключення найбільш завантаженої ділянки мережі.

**Таблиця 1.4.5. Найбільші міжфазні робочі напруги, тривало допустимі за умовами роботи ізоляції електроустаткування (ГОСТ 721-77)**

Мережі та приймачі	Номинальні міжфазні напруги, кВ				Найбільша робоча напруга електроустаткування, кВ
	Трансформатори та автотрансформатори без РПН		Трансформатори та автотрансформатори з РПН		
	первинні обмотки	вторинні обмотки	первинні обмотки	вторинні обмотки	
35	35	38,5	35 або 36,75	38,5	40,5
110	–	121	110 або 115	115 або 121	126
220	–	242	220 або 230	230 або 242	252
330	330	347	330	330	363

Технічними обмеженнями для другої групи післяаварійних режимів роботи мережі є наступні:

- допустимий нагрів проводів

$$I_i \leq I_{i \text{ доп}}, \quad (1.4.11)$$

де  $I_i$  – струм  $i$ -ї ділянки мережі, кА;  $I_{i \text{ доп}}$  – допустимий струм  $i$ -ї ділянки, кА, який приймають за даними табл. Д.11 для відповідних оптимальних перерізів проводів.

- допустимість відхилень напруги на входах трансформаторів понижуючих підстанцій, за яких ще є можливою підтримка бажаного режиму напруги на вторинних шинах підстанцій. Перевірка полягає у дотриманні нерівностей:

$$\begin{aligned} U_{s \text{ п/а}} &\geq U_{s \text{ min}} ; \\ U_{s \text{ п/а}} &\leq U_{s \text{ max}} , \end{aligned} \quad (1.4.12)$$

де  $U_{s \text{ п/а}}$  – фактичне значення рівня напруги найбільш важкого післяаварійного режиму роботи мережі на вході  $s$ -ї трансформаторної підстанції електричної мережі, кВ;  $U_{s \text{ min}}$ ,  $U_{s \text{ max}}$  – відповідно мінімально та максимально допустимий рівень напруги на вході цієї ж трансформаторної підстанції за умовами забезпечення бажаного рівня напруги  $U_{\text{ндж}}$  на шинах НН у післяаварійному режимі роботи електричної мережі, кВ (обидва силові трансформатори підстанції в роботі).

- відповідність міжфазних робочих напруг їх тривало допустимим значенням за умовами роботи ізоляції електроустаткування. Перевірка полягає у дотриманні нерівності:

$$U_{s \text{ п/а}} \leq U_{\text{max роб}}, \quad (1.4.13)$$

де  $U_{\text{max роб}}$  – значення тривало допустимої міжфазної робочої напруги за умовами роботи ізоляції електроустаткування згідно з ГОСТ 721-77, кВ (див. табл. 1.4.5).

Перевірку дотримання нерівностей (1.4.11) та (1.4.12) рекомендують здійснювати для одного з найбільш важких післяаварійних режимів роботи мережі. За такий режим можна рекомендувати стан мережі після відключення однієї з найбільш завантажених ЛЕП або після аварії на одній з головних ділянок мережі. Тут за наявності дволанцюгової ЛЕП на головній ділянці слід розглядати аварійне відключення тільки одного ланцюга ЛЕП.

Використовуючи новий стан L-схеми мережі в обраному післяаварійному режимі будь-яким з відомих методів розрахунку замкненої мережі здійснюють розрахунок поточкорозподілу потужностей в L-схемі мережі.

За отриманим поточкорозподілом потужностей у даному післяаварійному режимі визначають струми ділянок  $I_i$ , кА:

$$I_i = \frac{S_i}{\sqrt{3} \cdot U_n}, \quad (1.4.14)$$

де  $S_i$  – модуль повної потужності, що протікає  $i$ -ю ділянкою схеми, МВА.

Значення струмів ділянок, знайдені з (1.4.14), порівнюють з допустимими значеннями  $I_{i \text{ доп}}$  для обраних оптимальних перерізів проводів у нормальному режимі роботи L-схеми мережі (див. табл. Д.11). У разі недотримання умови (1.4.11) рекомендують змінити переріз даної  $i$ -ї ділянки на один щабель у бік його збільшення і повторити розрахунок поточкорозподілу потужностей у L-схемі післяаварійного режиму роботи мережі з новою перевіркою дотримання умови (1.4.11) і так далі до її виконання.

Виконання умов (1.4.12) рекомендують перевіряти тільки у точках поточкорозділу потужностей, які характеризуються найменшими значеннями рівнів напруги у мережі. За контрольні точки можна приймати також найбільш віддалені пункти схеми (останні можуть виникати на радіальних відгалуженнях, які з'являються у післяаварійному режимі роботи мережі).

З цією метою на основі отриманого поточкорозподілу потужностей у L-схемі для післяаварійного режиму роботи мережі, який досліджують, визначають орієнтовні значення рівнів напруги в контрольних пунктах  $U_{s \text{ п/а}}$ , кВ (тобто, як правило, у точках поточкорозділу потужностей). Розрахунок рівнів напруги  $U_{s \text{ п/а}}$  здійснюють за виразом (1.4.6). Значення рівнів напруги  $U_{s \text{ min}}$  та  $U_{s \text{ max}}$  у нерівностях (1.4.12) визначають за наведеною вище методикою. Тут в процесі розрахунку величин втрат напруги в обмотках трансформаторів за виразами (1.4.8) і (1.4.9) слід пам'ятати, що для даної групи післяаварійних режимів на всіх понижуючих підстанціях електричної мережі працюють по два паралельно включених трансформатори.

Розраховані згідно з (1.4.6) рівні напруги в контрольних пунктах мережі слід зіставити з отриманим діапазоном допустимих рівнів напруги для кожної з контрольних s-х точок схеми. Якщо нерівність (1.4.12) не виконується в одному з пунктів мережі, то проводять збільшення кількості ланцюгів на найближчій до цього пункту головній ділянці мережі. Потім повторюють розрахунок поточкорозподілу в L-схемі обраного післяаварійного режиму мережі з новою перевіркою умови (1.4.12) і так далі до її виконання.

Перевірку виконання умови (4.13) здійснюють за аналогією з методикою перевірки умови (1.4.5).

Виконання умов (1.4.4)-(1.4.5) та (1.4.11)-(1.4.13) означає, що незмінні або нові значення перерізів ділянок мережі, уточнені за умовами післяаварійних режимів її роботи, можуть розглядатися як фактичні перерізи ділянок мережі на всіх подальших етапах її розрахунку.

Потім переходять до виконання методичних вказівок розділу 2.1 Електротехнічної частини даних методичних вказівок.

У малоймовірній ситуації, коли, у разі недотримання умов (1.4.5) або (1.4.12), перехід до дволанцюгової ЛЕП на одній з головних ділянок мережі не забезпечив входження рівня напруги s-ї точки  $U_s$  до діапазону допустимих значень для s-ї підстанції, виконують посилення наступної, менш завантаженої головної ділянки мережі, споруджуючи на ній замість одноланцюгової ЛЕП дволанцюгову. Потім розраховують поточкорозподіл потужностей у новій L-схемі післяаварійного режиму, визначають рівні напруги в пунктах, перевіряють

відповідність фактичних рівнів напруги діапазону допустимих значень напруги для  $s$ -го пункту мережі та відповідність обраних перерізів ЛЕП їх тривало допустимим струмам.

Якщо ж після спорудження двох ЛЕП дволанцюгового виконання на різних головних ділянках мережі рівні напруги в обраних контрольних точках не відповідають діапазону допустимих значень, тобто умови (1.4.5) або (1.4.12) не виконуються, слід задати рівень напруги на БП, що дорівнює максимально допустимому значенню для заданого класу номінальної напруги, і повторити наведені вище розрахунки. Реалізація даної процедури, що не призвела до виконання умов (1.4.5) і (1.4.12), свідчить про необхідність або зміни значень початкових навантажень пунктів і довжин ділянок, або збільшення на один щабель номінальної напруги проекрованої електричної мережі (такі зміни завдання обов'язково узгоджуються з керівником курсового проекту).

Відзначимо, що наведені вище ситуації, пов'язані з невиконанням умов (1.4.5), (1.4.11) та (1.4.12), вкрай рідкісні. У разі відповідності пропускної здатності проекрованої електричної мережі прийнятому класу її номінальної напруги перерізи ділянок мережі, обрані за результатами розрахунків нормального режиму роботи L-схеми мережі, зазвичай практично не відрізняються від перерізів, які уточнюються за умовами найбільш важкого післяаварійного режиму роботи мережі.

***Приклад 1.2.*** Для схеми електричної мережі і початкових даних прикладу 1.1 виконати техніко-економічне обґрунтування варіанту електропостачання локального споживача, розташованого в пункті 6, згідно зі схемами 1 і 2 рис. Д.3.

### **Розв'язання**

Техніко-економічне зіставлення варіантів електропостачання локального споживача здійснюватимемо згідно з алгоритмом, наведеним у розділі 1.1 Економічної частини даних методичних вказівок. Відповідно до останнього порівняння має здійснюватися тільки за елементами устаткування підстанцій 5 та 6 і ПЛ, яка поєднує підстанції пунктів 5 та 6.

1. Тип та потужність трансформаторів були обрані в результаті розв'язання прикладу 1.1. Для понижуючих споживчих підстанцій, розташованих у пункті 6, для варіантів електропостачання

локального споживача згідно зі схемами 1 і 2 рис. Д.3 обрано наступні трансформатори:

- пункт 6 (варіант 1): 2×ТДН-16000/110;
- пункт 6 (варіант 2): 2×ТД-16000/35.

2. Визначимо втрати потужності в Z- і Y-елементах схеми заміщення блоку двохобмоткових силових трансформаторів підстанції 6 для обох варіантів електропостачання локального споживача.

Обчислимо втрати потужності в блоці силових трансформаторів понижуючої підстанції, розміщеної в пункті 6, для варіанту 1 електропостачання локального споживача (див. схему 1 рис. Д.3). З цією метою визначимо коефіцієнти завантаження обмоток блоку силових двохобмоткових трансформаторів. Ці величини визначають за модулем фактичного навантаження підстанції у певному режимі навантаження  $S_i$ , МВА, та номінальною потужністю  $S_H$  трансформатора, кВА, згідно з виразом (1.1.10).

Для силових трансформаторів підстанції, розташованої в пункті 6, коефіцієнт завантаження обмоток складе:

$$\beta_{6(1)} = \frac{S_{\text{вн-нн}6(1)} \times 10^3}{n \cdot S_{H6(1)}} = \frac{S_{\text{max}6(1)} \times 10^3}{n \cdot S_{H6(1)}} = \frac{14,46 \times 10^3}{2 \cdot 16000} = 0,452.$$

Визначимо наближені (за номінальною напругою) значення втрат потужності блоків силових трансформаторів, встановлених на підстанції пункту 6.

Втрати потужності у провідностях трансформаторів, встановлених на підстанції пункту 6, визначають згідно з виразами (1.1.9). Для трансформаторів підстанції, розташованої в пункті 6, згідно з даними табл. 1.2.3,  $\Delta P_{xx}=19$  кВт,  $S_H=16\,000$  кВА,  $I_{xx}=0,7\%$ . За виразом (1.1.9), отримаємо:

$$\Delta P_{\text{тy}6(1)} = n \cdot \Delta P_{xx6(1)} = 2 \cdot 19 = 38 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{\text{тy}6(1)} = -n \cdot S_{H6(1)} \cdot I_{xx6(1)} \% \times 10^{-2} = -2 \cdot 16000 \cdot 0,7 \times 10^{-2} = -224 \text{ кВАр}$$

Втрати потужності в опорах трансформаторів, встановлених на підстанції пункту 6, визначають за виразом (1.1.8). За табл. 1.2.3 для цих трансформаторів маємо:  $\Delta P_{кз}=85$  кВт,  $S_H=16\,000$  кВА,  $U_K=10,5\%$ .

$$\Delta P_{ТЗ6(1)} = n \cdot \beta_{6(1)}^2 \cdot \Delta P_{кз6(1)} = 2 \cdot 0,452^2 \cdot 85 = 34,7 \text{ кВт};$$

$$\begin{aligned} \Delta Q_{ТЗ6(1)} &= -n \cdot S_{Н6(1)} \cdot \beta_{6(1)}^2 \cdot U_{к6(1)} \% \times 10^{-2} = \\ &= -2 \cdot 16000 \cdot 0,452^2 \cdot 10,5 \times 10^{-2} = -685,9 \text{ кВАр}. \end{aligned}$$

Аналогічним чином визначають втрати потужності для блоку силових трансформаторів понижуючої підстанції, розміщеної в пункті 6, для варіанту 2 електропостачання локального споживача (див. схему 2 рис. Д.3). Результати розрахунків величин втрат потужності в блоках силових трансформаторів, встановлених у пункті 6, для обох варіантів занесені до табл. 1.4.6.

**Таблиця 1.4.6. Результати розрахунків величин втрат потужності у блоках трансформаторів пункту 6 для двох варіантів електропостачання локального споживача**

Варіант	№ пункту	S <sub>н</sub> , МВА	ΔP <sub>хх</sub> , кВт	I <sub>хх</sub> , %	ΔP <sub>кз</sub> , кВт	Коефіцієнт завантаження обмоток β	Напруга к.з. обмоток U <sub>кз</sub> , %			ΔP <sub>тy</sub> , кВт	ΔQ <sub>тy</sub> , кВАр	ΔP <sub>тз</sub> , кВт	ΔQ <sub>тз</sub> , кВАр
							ВН-СН	ВН-НН	СН-НН				
1	6	16000	19	0,70	85	0,452	-	10,5	-	38,0	-22,4	34,7	-685,9
2	6	16000	21	0,60	90	0,452	-	8,0	-	42,0	-19,2	36,7	-522,6

3. Визначимо значення приведених навантажень на шинах ВН споживчої підстанції, розміщеної в пункті 6, для варіантів 1 та 2 згідно з (1.12):

$$\begin{aligned} \dot{S}_{пр6(1)} &= \dot{S}_{зад6(1)} + (\Delta \dot{S}_{ТЗ6(1)} + \Delta \dot{S}_{Тy6(1)}) \times 10^{-3} = \dot{S}_{max6(1)} + \\ &+ [(\Delta P_{ТЗ6(1)} + j\Delta Q_{ТЗ6(1)}) + (\Delta P_{Тy6(1)} + j\Delta Q_{Тy6(1)})] \times 10^{-3} = \\ &= 12,00 - j8,06 + [(34,7 - j685,9) + (38,0 - j22,4)] \times 10^{-3} = \\ &= 12,07 - j8,77 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{пр6(2)} &= \dot{S}_{зад6(2)} + (\Delta \dot{S}_{ТЗ6(2)} + \Delta \dot{S}_{Тy6(2)}) \times 10^{-3} = \dot{S}_{max6(2)} + \\ &+ [(\Delta P_{ТЗ6(2)} + j\Delta Q_{ТЗ6(2)}) + (\Delta P_{Тy6(2)} + j\Delta Q_{Тy6(2)})] \times 10^{-3} = \\ &= 12,00 - j8,06 + [(36,7 - j552,6) + (42,0 - j19,2)] \times 10^{-3} = \\ &= 12,08 - j8,61 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

4. Розрахуємо значення часу максимальних втрат τ, год/рік, згідно з виразом (1.1.7):

$$\tau = (0,124 + T_{max} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + 5400 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 3862 \text{ год/рік}.$$

5. Проведемо вибір перерізів проводів ПЛ для варіантів 1 і 2. При цьому враховуємо, що за вимогами надійності електропостачання у кожному з варіантів споруджують по дві одноланцюгові ЛЕП, які з'єднують трансформаторні підстанції пунктів 5 і 6. При

цьому для варіанту 1 ПЛ виконують з номінальною напругою 110 кВ, а для варіанту 2 – з номінальною напругою 35 кВ.

Виконаємо розрахунок струмових навантажень одного ланцюга ПЛ 5-6 для варіантів 1 і 2 згідно з виразом (1.1.12):

$$I_{5-6(1)} = \frac{\sqrt{P_{\text{пр}6(1)}^2 + Q_{\text{пр}6(1)}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}5-6(1)} \cdot n_{\text{л}}} \times 10^3 = \frac{\sqrt{12,07^2 + (-8,77)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 2} \times 10^3 = 39,2 \text{ А};$$

$$I_{5-6(2)} = \frac{\sqrt{P_{\text{пр}6(2)}^2 + Q_{\text{пр}6(2)}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}5-6(2)} \cdot n_{\text{л}}} \times 10^3 = \frac{\sqrt{12,08^2 + (-8,61)^2}}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 2} \times 10^3 = 122,3 \text{ А}.$$

За виразом (1.4.1) визначимо оптимальні значення перерізів ЛЕП для обох варіантів електропостачання локального споживача. Величини оптимальних перерізів на один ланцюг ПЛ складуть:

$$F_{\text{опт}5-6(1)} = \frac{1}{k} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot (I_{5-6(1)})^2 \cdot \rho \cdot \tau \cdot I_{\text{вх}} \times 10^{-5}}{k_{\text{пит зм}110(1)} \cdot (0,01 \cdot H_e + E)}} =$$

$$= \frac{1}{1} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot (39,2)^2 \cdot 29 \cdot 3862 \cdot 31,5 \times 10^{-5}}{450 \cdot (0,01 \cdot 1,2 + 0,1)}} = 56,8 \text{ мм}^2;$$

$$F_{\text{опт}5-6(2)} = \frac{1}{k} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot (I_{5-6(2)})^2 \cdot \rho \cdot \tau \cdot I_{\text{вх}} \times 10^{-5}}{k_{\text{пит зм}35(1)} \cdot (0,01 \cdot H_e + E)}} =$$

$$= \frac{1}{1} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot (122,3)^2 \cdot 29 \cdot 3862 \cdot 31,5 \times 10^{-5}}{320 \cdot (0,01 \cdot 1,2 + 0,1)}} = 210,2 \text{ мм}^2.$$

Величина оптимального перерізу для першого варіанту є меншою, ніж гранично допустимий за умовами корони переріз проводу для ПЛ 110 кВ. Виходячи з цього приймаємо для ПЛ 5-6 варіанту 1 провід перерізом 70 мм<sup>2</sup>.

Величина оптимального перерізу для другого варіанту перевищує 120 мм<sup>2</sup> – найбільший переріз, який використовують для ПЛ 35 кВ відповідно до скороченої номенклатури перерізів. У цьому випадку необхідно провести техніко-економічне порівняння двох варіантів електропостачання локального споживача, розташованого в пункті 6, на напрузі 35 кВ: за допомогою двох одноланцюгових ПЛ 35 кВ з перерізом проводів 120 мм<sup>2</sup> (варіант А) і за допомогою двох дволанцюгових ПЛ 35 кВ з перерізом проводів кожного ланцюга 120 мм<sup>2</sup> (варіант Б).

Для порівняння економічної ефективності варіантів А і Б електропостачання локального споживача на напрузі 35 кВ скористаємося формою табл. 1.4.3.

А. Капіталовкладення у ПЛ  $K_{\text{ПЛ}}$ , тис. грн., для варіантів А і Б визначають з урахуванням довжин ліній і базових показників вартості ПЛ 35 кВ (див. табл. Д.14):

$$K_{\text{ПЛ}5-6(2-A)} = n \cdot K_{35-1 \times 120 \text{ зб}} \cdot l_{5-6} = 2 \cdot 240 \cdot 9 = 4320 \text{ тис. грн.};$$

$$K_{\text{ПЛ}5-6(2-B)} = n \cdot K_{35-2 \times 120 \text{ зб}} \cdot l_{5-6} = 2 \cdot 365 \cdot 9 = 6570 \text{ тис. грн.}$$

У наведених вище виразах величина  $n$  позначає кількість паралельних ПЛ, які з'єднують підстанції, розміщені в пунктах 5 і 6.

Б. Витрати на експлуатаційне обслуговування та ремонти ПЛ  $I_{\text{ПЛ}}$ , тис.грн./рік, для варіантів А і Б обчислюють у відсотках від капітальних вкладень у спорудження ПЛ за даними табл. Д.22:

$$I_{e \text{ ПЛ}5-6(2-A)} = K_{\text{ПЛ}5-6(2-A)} \cdot \frac{H_{\text{ПЛ}}}{100} = 4320 \cdot \frac{1,2}{100} = 51,84 \text{ тис. грн.};$$

$$I_{e \text{ ПЛ}5-6(2-B)} = K_{\text{ПЛ}5-6(2-B)} \cdot \frac{H_{\text{ПЛ}}}{100} = 6570 \cdot \frac{1,2}{100} = 78,84 \text{ тис. грн.}$$

У наведених вище виразах величина  $H_{\text{ПЛ}}$  позначає норму сумарних відрахувань на ремонти та експлуатацію ПЛ за табл. Д.22.

В. Витрати на покриття втрат активної енергії  $I_{\text{втр}}$ , тис.грн./рік, визначають за (1.1.4). При цьому слід пам'ятати, що для ПЛ 35 кВ величиною постійних втрат активної енергії  $A_{\text{пост}}$ , кВт·год, пов'язаною з втратами активної потужності на корону, нехтують.

Визначимо еквівалентний активний опір ЛЕП  $r_e$ , Ом, для варіантів А і Б згідно з (1.1.14):

$$r_{e5-6(2-A)} = \frac{r_{05-6(2-A)} \cdot l_{5-6(2)}}{2 \cdot n_{5-6(2-A)}} = \frac{0,244 \cdot 9}{2 \cdot 1} = 1,10 \text{ Ом};$$

$$r_{e5-6(2-B)} = \frac{r_{05-6(2-B)} \cdot l_{5-6(2)}}{2 \cdot n_{5-6(2-B)}} = \frac{0,244 \cdot 9}{2 \cdot 2} = 0,55 \text{ Ом.}$$

У наведених вище виразах величини погонного активного опору проводу  $r_{05-6(2-A)}$  и  $r_{05-6(2-B)}$ , Ом/км, визначені за табл. Д.12.

Розрахуємо втрати активної потужності в опорах ПЛ  $\Delta P_{\Sigma}$ , кВт, для варіантів А і Б згідно з (1.1.13):

$$\begin{aligned}\Delta P_{\Sigma 5-6(2-A)} &= \frac{P_{\text{пр}6(2)}^2 + Q_{\text{пр}6(2)}^2}{U_{\text{н}5-6(2)}^2} \cdot r_{\text{е}5-6(2-A)} \times 10^3 = \\ &= \frac{12,08^2 + (-8,61)^2}{35^2} \cdot 1,10 \times 10^3 = 197,15 \text{ кВт};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\Delta P_{\Sigma 5-6(2-B)} &= \frac{P_{\text{пр}6(2)}^2 + Q_{\text{пр}6(2)}^2}{U_{\text{н}5-6(2)}^2} \cdot r_{\text{е}5-6(2-B)} \times 10^3 = \\ &= \frac{12,08^2 + (-8,61)^2}{35^2} \cdot 0,55 \times 10^3 = 98,58 \text{ кВт}.\end{aligned}$$

Змінні втрати активної енергії  $\Delta A_{\text{зм}}$ , кВт·год, для варіантів А і Б відповідно до (1.1.15) складуть:

$$\Delta A_{\text{зм}5-6(2-A)} = \Delta P_{\Sigma 5-6(2-A)} \cdot \tau = 197,15 \cdot 3862 = 761\,452 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

$$\Delta A_{\text{зм}5-6(2-B)} = \Delta P_{\Sigma 5-6(2-B)} \cdot \tau = 98,58 \cdot 3862 = 380\,726 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Визначимо витрати на покриття втрат активної енергії  $I_{\text{втр}}$ , тис. грн./рік, для варіантів А і Б:

$$\begin{aligned}I_{\text{втр}5-6(2-A)} &= (Z'_e \cdot \Delta A_{\text{пост}5-6(2-A)} + Z''_e \cdot \Delta A_{\text{зм}5-6(2-A)}) \times 10^{-5} = \\ &= (0,75 \cdot 31,5 \cdot 0 + 31,5 \cdot 761\,452) \times 10^{-5} = 239,86 \text{ тис.грн},\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}I_{\text{втр}5-6(2-B)} &= (Z'_e \cdot \Delta A_{\text{пост}5-6(2-B)} + Z''_e \cdot \Delta A_{\text{зм}5-6(2-B)}) \times 10^{-5} = \\ &= (0,75 \cdot 31,5 \cdot 0 + 31,5 \cdot 380\,726) \times 10^{-5} = 119,93 \text{ тис.грн}.\end{aligned}$$

У наведених вище виразах величини питомих витрат на відшкодування постійних і змінних втрат активної енергії в електричних мережах  $Z'_e$  та  $Z''_e$ , коп/кВт·год, визначені відповідно до виразу (1.1.5).

Сумарні щорічні витрати на утримання ПЛ для варіантів А і Б складають:

$$I_{\text{пл}5-6(2-A)} = I_{\text{е пл}5-6(2-A)} + I_{\text{втр}5-6(2-A)} = 51,84 + 239,86 = 291,70 \text{ тис.грн.};$$

$$I_{\text{пл}5-6(2-B)} = I_{\text{е пл}5-6(2-B)} + I_{\text{втр}5-6(2-B)} = 78,84 + 119,93 = 198,77 \text{ тис.грн}.$$

Г. Капіталовкладення у підстанції 35 кВ  $K_{\text{пс}}$ , тис. грн., для варіантів А і Б включають суму витрат на встановлення додаткових комірок вакуумних вимикачів, необхідних для підключення ПЛ. Тут необхідно пам'ятати, що для варіанту А необхідно виконати підключення двох одноланцюгових ПЛ 35 кВ, а для варіанту Б – двох дволанцюгових ПЛ 35 кВ. З метою спрощення розрахунків

вважатимемо, що РП 35 кВ підстанцій, розташованих у пунктах 5 і 6, виконані за схемою 35-5 (див. Д.13).

Таким чином, капіталовкладення в підстанції для варіантів А і Б складуть:

$$K_{\text{пс } 5,6(2-A)} = 2 \cdot n_{\text{в } 5,6(2-A)} \cdot C_{\text{в } 35} = 2 \cdot 2 \cdot 200 = 800 \text{ тис. грн.};$$

$$K_{\text{пс } 5,6(2-B)} = 2 \cdot n_{\text{в } 5,6(2-B)} \cdot C_{\text{в } 35} = 2 \cdot 4 \cdot 200 = 1600 \text{ тис. грн.}$$

Тут під величинами  $n_{\text{пс } 5,6(2-A)}$  та  $n_{\text{пс } 5,6(2-B)}$  мають на увазі кількість комірок вимикачів, які встановлюють для підключення всіх ланцюгів ПЛ на кожній з підстанцій 5 і 6 для варіантів А і Б відповідно у випадку електропостачання локального споживача на напрузі 35 кВ;  $C_{\text{в } 35}$  – вартість комірочки вакуумного вимикача 35 кВ, тис. грн. (див. табл. Д.21).

Д. Витрати на підстанції  $I_{\text{е пс}}$ , тис. грн., містять у своєму складі тільки витрати на щорічне обслуговування і ремонт вимикачів, які встановлюють на підстанціях. Останні обчислюють у відсотках від капітальних вкладень у спорудження підстанцій за даними табл. Д.22. Таким чином, для варіантів А і Б отримуємо:

$$I_{\text{пс } 5,6(2-A)} = I_{\text{е пс } 5,6(2-A)} = K_{\text{пс } 5,6(2-A)} \cdot \frac{H_{\text{пс}}}{100} = 800 \cdot \frac{2,4}{100} = 19,2 \text{ тис. грн.};$$

$$I_{\text{пс } 5,6(2-B)} = I_{\text{е пс } 5,6(2-B)} = K_{\text{пс } 5,6(2-B)} \cdot \frac{H_{\text{пс}}}{100} = 1600 \cdot \frac{2,4}{100} = 38,4 \text{ тис. грн.}$$

У наведених вище виразах величина  $H_{\text{пс}}$  позначає норму сумарних відррахувань на ремонти та експлуатацію підстанцій за табл. Д.22.

Е. Розрахуємо значення функції сумарних дисконтованих витрат для варіантів А і Б згідно з (1.1.3):

- для варіанта А маємо:

$$\begin{aligned} Z_{\text{леп } 5-6(2-A)} &= K_{\text{пл } 5-6(2-A)} + K_{\text{пс } 5,6(2-A)} + \frac{I_{\text{пл } 5-6(2-A)} + I_{\text{пс } 5,6(2-A)}}{E} = \\ &= 4320 + 800 + \frac{291,70 + 19,2}{0,1} = 8228,98 \text{ тис. грн.}; \end{aligned}$$

- для варіанта Б маємо:

$$\begin{aligned} Z_{\text{леп } 5-6(2-B)} &= K_{\text{пл } 5-6(2-B)} + K_{\text{пс } 5,6(2-B)} + \frac{I_{\text{пл } 5-6(2-B)} + I_{\text{пс } 5,6(2-B)}}{E} = \\ &= 6570 + 1600 + \frac{198,77 + 38,4}{0,1} = 10541,69 \text{ тис. грн.} \end{aligned}$$

Таким чином, у випадку електропостачання локального споживача, розташованого в пункті 6, на напрузі 35 кВ доцільнішим

є варіант А, що передбачає спорудження між підстанціями 5 і 6 двох одноланцюгових ПЛ з проводами перерізом 120 мм<sup>2</sup>. Результати зіставлення варіантів А і Б наведені в табл. 1.4.7.

**Таблиця 1.4.7. Результати техніко-економічного зіставлення варіантів А і Б електропостачання локального споживача на напрузі 35 кВ**

Номер ПЛ	Варіант	$K_{пл}$ , тис. грн.	$I_e$ , тис. грн./рік	$I_{втр}$ , тис. грн./рік	$I_{пл}$ , тис. грн./рік	$K_{пс}$ , тис. грн.	$I_{пс}$ , тис. грн./рік	$Z_{дс}$ , тис. грн.
5-6 (35 кВ)	А (1×120)	4 320	51,84	239,86	291,70	800	19,2	8 228,98
	Б (2×120)	6 570	78,84	119,93	198,77	1 600	38,4	10 541,69

6. Виконаємо перевірку обраних перерізів на відповідність технічним умовам щодо механічної міцності:

- для варіанта 1: ( $F_{5-6(1)}=70 \text{ мм}^2$ ) = ( $F_{\min 110}=70 \text{ мм}^2$ );
- для варіанта 2: ( $F_{5-6(2)}=120 \text{ мм}^2$ ) > ( $F_{\min 35}=35 \text{ мм}^2$ ).

Очевидно, що вказані умови виконуються для обох варіантів електропостачання локального споживача.

7. Знайдемо втрати активної потужності  $\Delta P_{\Sigma}$ , кВт, та реактивної потужності  $\Delta Q_{\Sigma}$ , кВАр, у ПЛ напругою 110 та 35 кВ для варіантів 1 і 2 відповідно до виразу (1.1.13).

Величини еквівалентних активних опорів  $r_e$ , Ом, та еквівалентних реактивних опорів  $x_e$ , Ом, ПЛ 5-6 згідно з виразом (1.1.14) складуть:

- для варіанта 1:

$$r_{e5-6(1)} = \frac{r_{05-6(1)} \cdot l_{5-6}}{2 \cdot n_{(1)}} = \frac{0,422 \cdot 9}{2 \cdot 1} = 1,90 \text{ Ом};$$

$$x_{e5-6(1)} = \frac{x'_0 \cdot l_{5-6}}{2 \cdot n_{(1)}} = \frac{0,4 \cdot 9}{2 \cdot 1} = 1,80 \text{ Ом};$$

- для варіанта 2:

$$r_{e5-6(2)} = \frac{r_{05-6(2)} \cdot l_{5-6}}{2 \cdot n_{(2)}} = \frac{0,244 \cdot 9}{2 \cdot 1} = 1,10 \text{ Ом};$$

$$x_{e5-6(2)} = \frac{x'_0 \cdot l_{5-6}}{2 \cdot n_{(2)}} = \frac{0,4 \cdot 9}{2 \cdot 1} = 1,80 \text{ Ом}.$$

У наведених вище виразах величини погонного активного опору проводу  $r_{05-6(1)}$  та  $r_{05-6(2)}$ , Ом/км, визначені за табл. Д.12, а величина погонного реактивного опору проводу на даному етапі розрахунків прийнята такою, що дорівнює  $x'_0=0,4$  Ом/км.

Втрати активної потужності у ПЛ 5-6 згідно з (1.1.13) складуть:  
- для варіанта 1:

$$\begin{aligned}\Delta P_{\Sigma 5-6(1)} &= \frac{P_{\text{пр}6(1)}^2 + Q_{\text{пр}6(1)}^2}{U_{\text{н}5-6(1)}^2} \cdot r_{\text{е}5-6(1)} \times 10^3 = \\ &= \frac{12,07^2 + (-8,77)^2}{110^2} \cdot 1,90 \times 10^3 = 34,95 \text{ кВт}; \\ \Delta Q_{\Sigma 5-6(1)} &= -\frac{P_{\text{пр}6(1)}^2 + Q_{\text{пр}6(1)}^2}{U_{\text{н}5-6(1)}^2} \cdot x_{\text{е}5-6(1)} \times 10^3 = \\ &= -\frac{12,07^2 + (-8,77)^2}{110^2} \cdot 1,80 \times 10^3 = -33,13 \text{ кВАр};\end{aligned}$$

- для варіанта 2:

$$\begin{aligned}\Delta P_{\Sigma 5-6(2)} &= \frac{P_{\text{пр}6(2)}^2 + Q_{\text{пр}6(2)}^2}{U_{\text{н}5-6(2)}^2} \cdot r_{\text{е}5-6(2)} \times 10^3 = \\ &= \frac{12,08^2 + (-8,61)^2}{35^2} \cdot 1,10 \times 10^3 = 197,15 \text{ кВт}; \\ \Delta Q_{\Sigma 5-6(2)} &= -\frac{P_{\text{пр}6(2)}^2 + Q_{\text{пр}6(2)}^2}{U_{\text{н}5-6(2)}^2} \cdot x_{\text{е}5-6(2)} \times 10^3 = \\ &= -\frac{12,08^2 + (-8,61)^2}{35^2} \cdot 1,8 \times 10^3 = -323,2 \text{ кВАр}.\end{aligned}$$

8. Визначимо постійні та змінні втрати активної енергії у ПЛ  $\Delta A'_{\text{пост}}$  і  $\Delta A'_{\text{зм}}$ , кВт·год, для варіантів 1 і 2 згідно з (1.1.15) (при цьому втратами активної потужності на корону нехтуємо). Отримаємо:

- для варіанта 1:

$$\begin{aligned}\Delta A'_{\text{пост}5-6(1)} &= 0 \text{ кВт} \cdot \text{год}; \\ \Delta A'_{\text{зм}5-6(1)} &= \Delta P_{\Sigma 5-6(1)} \cdot \tau = 34,95 \cdot 3862 = 134992 \text{ кВт} \cdot \text{год};\end{aligned}$$

- для варіанта 2:

$$\begin{aligned}\Delta A'_{\text{пост}5-6(2)} &= 0 \text{ кВт} \cdot \text{год}; \\ \Delta A'_{\text{зм}5-6(2)} &= \Delta P_{\Sigma 5-6(2)} \cdot \tau = 197,15 \cdot 3862 = 761452 \text{ кВт} \cdot \text{год}.\end{aligned}$$

9. Визначимо значення сумарного навантаження районної підстанції 5  $\dot{S}_{\Sigma 5(2)}$ , МВА, для варіанта 2 згідно з (1.1.16):

$$\begin{aligned}\dot{S}_{\Sigma 5(2)} &= \dot{S}_{\text{ма}5} + \dot{S}_{\text{пр}6(2)} + (\Delta P_{\Sigma 5-6(2)} + j\Delta Q_{\Sigma 5-6(2)}) \times 10^{-3} = \\ &= (15 - j10,55) + (12,08 - j8,61) + (197,15 - j323,2) \times 10^{-3} = \\ &= 27,28 - j19,48 \text{ МВА}.\end{aligned}$$

10. У результаті розв'язання прикладу 1.1 на районній підстанції 5 для варіанта 1 були обрані два трансформатори типу ТДТН-16000/110.

Виконаємо перевірку потужності триобмоткових трансформаторів 110/35/10 кВ на районній підстанції 5 для варіанта 2. Розрахуємо значення максимальної потужності підстанції 5 на підставі величини її сумарного навантаження згідно з (1.2.1):

$$S_{\max 5(2)} = \sqrt{(P_{\Sigma 5(2)})^2 + (Q_{\Sigma 5(2)})^2} = \sqrt{(27,28)^2 + (-19,48)^2} = 33,52 \text{ МВА.}$$

Розрахункову номінальну потужність понижуючого трансформатора підстанції 5 для варіанту 2 визначимо згідно з (1.2.3):

$$S_{т.5} = 0,7 \cdot S_{\max 5(2)} = 0,7 \cdot 33,52 = 23,46 \text{ МВА.}$$

Таким чином, розрахункова потужність трансформаторів підстанції 5 для другого варіанту відповідає номінальній потужності трансформаторів ТДТН-25000/110, обраних у результаті розв'язання прикладу 1.1.

11. Визначимо втрати потужності в Z- та Y-елементах схеми заміщення блоку триобмоткових силових трансформаторів для обох варіантів електропостачання локального споживача.

Знайдемо втрати потужності для блоку силових трансформаторів понижуючих підстанцій, розміщених у пункті 5, для варіанту 1 електропостачання локального споживача. З цією метою визначимо коефіцієнти завантаження обмоток блоку силових триобмоткових трансформаторів. Дані величини визначають згідно з (1.1.8).

Для силових трансформаторів підстанції 5 коефіцієнти завантаження обмоток ВН, СН і НН складуть:

$$\beta_{\text{ВН}5(1)} = \frac{S_{\text{ВН}5(1)} \times 10^3}{n \cdot S_{\text{H}5(1)}} = \frac{S_{\max 5(1)} \times 10^3}{n \cdot S_{\text{H}5(1)}} = \frac{18,34 \times 10^3}{2 \cdot 16000} = 0,573;$$

$$\begin{aligned} \beta_{\text{СН}5(1)} &= \frac{S_{\text{СН}5(1)} \times 10^3}{n \cdot S_{\text{H}5(1)}} = \frac{\sqrt{P_{\text{СН}5(1)}^2 + Q_{\text{СН}5(1)}^2} \times 10^3}{n \cdot S_{\text{H}5(1)}} = \\ &= \frac{\sqrt{9^2 + (-6,54)^2} \times 10^3}{2 \cdot 16000} = 0,348; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \beta_{\text{НН}5(1)} &= \frac{S_{\text{НН}5(1)} \times 10^3}{n \cdot S_{\text{H}5(1)}} = \frac{\sqrt{P_{\text{НН}5(1)}^2 + Q_{\text{НН}5(1)}^2} \times 10^3}{n \cdot S_{\text{H}5(1)}} = \\ &= \frac{\sqrt{6^2 + (-4,03)^2} \times 10^3}{2 \cdot 16000} = 0,226. \end{aligned}$$

Використовуючи дані табл. Д.6 за виразами (1.1.19) визначимо фіктивні значення напруги к.з.  $U_{k i} \%$  обмоток ВН, СН і НН блоку силових трансформаторів пункту 5. Згідно з даними табл. 1.2.3, для трансформатора ТДТН-16000/110, встановленого на даній підстанції, напруги к.з. для пар обмоток мають наступні значення:  $U_{k(B-C)}=10,5 \%$ ,  $U_{k(B-H)}=17 \%$ ,  $U_{k(C-H)}=6 \%$ . Фіктивні значення напруги к.з. для обмоток блоку силових трансформаторів, встановлених на підстанції 5, згідно з виразами (1.1.19), складуть:

$$U_{кв5(1)} \% = 0,5 \cdot (U_{к(B-C)} \% + U_{к(B-H)} \% - U_{к(C-H)} \%) = 0,5 \cdot (10,5 + 17 - 6) = 10,75 \%;$$

$$U_{кс5(1)} \% = U_{к(B-C)} \% - U_{кв} \% = 10,5 - 10,75 = -0,25 \% = 0;$$

$$U_{кн5(1)} \% = U_{к(B-H)} \% - U_{кв} \% = 17 - 10,75 = 6,25 \%.$$

Визначимо наближені (за номінальною напругою) значення втрат потужності блоків силових трансформаторів, встановлених на підстанції 5.

Втрати потужності у провідностях трансформаторів підстанції 5 визначають згідно з виразами (1.1.9). За табл. 1.2.3 для цих трансформаторів маємо  $\Delta P_{xx}=23$  кВт,  $S_H=16\ 000$  кВА,  $I_{xx}=1,0 \%$ , звідки отримаємо:

$$\Delta P_{Ty5(1)} = n \cdot \Delta P_{xx5(1)} = 2 \cdot 23 = 46 \text{ кВт},$$

$$\Delta Q_{Ty5(1)} = -n \cdot S_{H5(1)} \cdot I_{xx5(1)} \% \times 10^{-2} = -2 \cdot 16000 \cdot 1 \times 10^{-2} = -320 \text{ кВАр}$$

Втрати потужності в опорах трансформаторів підстанції 5 визначають за виразом (1.1.17). За табл. 1.2.3 для цих трансформаторів маємо  $\Delta P_{кз}=100$  кВт,  $S_H=16\ 000$  кВА. Фіктивні значення напруги к.з. для обмоток були визначені вище.

$$\begin{aligned} \Delta P_{Tz5(1)} &= \frac{n \cdot \Delta P_{кз5(1)}}{2} \cdot (\beta_{ВН5(1)}^2 + \beta_{СН5(1)}^2 + \beta_{НН5(1)}^2) = \\ &= \frac{2 \cdot 100}{2} \cdot (0,573^2 + 0,348^2 + 0,226^2) = 50,0 \text{ кВт}, \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \Delta Q_{Tz5(1)} &= -n \cdot S_{H5(1)} \times \\ &\times (\beta_{ВН5(1)}^2 \cdot U_{кв5(1)} \% + \beta_{СН5(1)}^2 \cdot U_{кс5(1)} \% + \beta_{НН5(1)}^2 \cdot U_{кн5(1)} \%) \times 10^{-2} = \\ &= -2 \cdot 16000 \cdot (0,573^2 \cdot 10,75 + 0,348^2 \cdot 0 + 0,226^2 \cdot 6,25) \times 10^{-2} = \\ &= -1231,7 \text{ кВАр}. \end{aligned}$$

Аналогічним чином визначають втрати потужності для блоку силових трансформаторів понижуючої підстанції, розміщеної в пункті 5, для варіанту 2 електропостачання локального споживача.

Результати розрахунків величин втрат потужності в блоках силових трансформаторів, встановлених у пункті 5, для обох варіантів наведені у табл. 1.4.8.

12. Відповідно до (1.1.20) визначимо постійну  $\Delta A'_{\text{пост}}$ , кВт·год, та змінну  $\Delta A'_{\text{зм}}$ , кВт·год, складові втрат активної енергії у блоці з двох силових трансформаторів, розташованих у пунктах 5 та 6 для варіантів 1 і 2.

**Таблиця 1.4.8. Результати розрахунків величин втрат потужності в блоках трансформаторів пункту 5 для двох варіантів електропостачання локального споживача**

Варіант	№ пункту	$S_{\text{н}}$ , МВА	$\Delta P_{\text{кх}}$ , кВт	$I_{\text{кх}}$ , %	$\Delta P_{\text{кз}}$ , кВт	Коефіцієнти завантаження обмоток $\beta_i$			Напруга к.з. обмоток $U_{\text{кз}}$ , %			$\Delta P_{\text{тy}}$ , кВт	$\Delta Q_{\text{тy}}$ , кВАр	$\Delta P_{\text{тз}}$ , кВт	$\Delta Q_{\text{тз}}$ , кВАр
						ВН	СН	НН	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН				
1	5	16000	23	1,00	100	0,573	0,348	0,226	10,75	0	6,25	46,0	-32,0	50,0	-1231,7
2	5	25000	31	0,70	140	0,656	0,511	0,145	10,75	0	6,75	62,0	-35,0	99,8	-2382,7

Для трансформаторів підстанції 5 втрати активної енергії складуть:

- для варіанта 1:

$$\Delta A''_{\text{пост}5(1)} = \Delta P_{\text{тy}5(1)} \cdot T_{\text{вкл}} = 46 \cdot 8760 = 402960 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

$$\Delta A''_{\text{зм}5(1)} = \Delta P_{\text{тз}5(1)} \cdot \tau = 50 \cdot 3862 = 193102 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

- для варіанта 2:

$$\Delta A''_{\text{пост}5(2)} = \Delta P_{\text{тy}5(2)} \cdot T_{\text{вкл}} = 62 \cdot 8760 = 543120 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

$$\Delta A''_{\text{зм}5(2)} = \Delta P_{\text{тз}5(2)} \cdot \tau = 99,8 \cdot 3862 = 385256 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

Для трансформаторів підстанції 6 втрат активної енергії, відповідно до розрахунку величин  $\Delta P_{\text{тз}}$  на стор. 39, складуть:

- для варіанта 1:

$$\Delta A''_{\text{пост}6(1)} = \Delta P_{\text{тy}6(1)} \cdot T_{\text{вкл}} = 38 \cdot 8760 = 332880 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

$$\Delta A''_{\text{зм}6(1)} = \Delta P_{\text{тз}6(1)} \cdot \tau = 34,7 \cdot 3862 = 134028 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

- для варіанта 2:

$$\Delta A''_{\text{пост}6(2)} = \Delta P_{\text{тy}6(2)} \cdot T_{\text{вкл}} = 42 \cdot 8760 = 367920 \text{ кВт} \cdot \text{год};$$

$$\Delta A''_{\text{зм}6(2)} = \Delta P_{\text{тз}6(2)} \cdot \tau = 36,7 \cdot 3862 = 141912 \text{ кВт} \cdot \text{год}.$$

13. Знайдемо сумарні значення постійних та змінних втрат активної енергії  $\Delta A_{\text{пост}}$  і  $\Delta A_{\text{зм}}$ , кВт·год, в усіх елементах схеми електропостачання для 1-го та 2-го варіантів згідно з (1.1.21):

- для варіанта 1:

$$\begin{aligned} \Delta A_{\text{пост}(1)} &= \Delta A'_{\text{пост}5-6(1)} + \Delta A''_{\text{пост}5(1)} + \Delta A''_{\text{пост}6(1)} = \\ &= 0 + 402960 + 332880 = 735840 \text{ кВт} \cdot \text{год}; \end{aligned}$$

$$\Delta A_{\text{ЗМ}(1)} = \Delta A'_{\text{ЗМ}5-6(1)} + \Delta A''_{\text{ЗМ}5(1)} + \Delta A''_{\text{ЗМ}6(1)} =$$

$$= 134\,992 + 193\,102 + 134\,028 = 462\,122 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

- для варіанта 2:

$$\Delta A_{\text{пост}(2)} = \Delta A'_{\text{пост}5-6(2)} + \Delta A''_{\text{пост}5(2)} + \Delta A''_{\text{пост}6(2)} =$$

$$= 0 + 543\,120 + 367\,920 = 911\,040 \text{ кВт} \cdot \text{год.};$$

$$\Delta A_{\text{ЗМ}(2)} = \Delta A'_{\text{ЗМ}5-6(2)} + \Delta A''_{\text{ЗМ}5(2)} + \Delta A''_{\text{ЗМ}6(2)} =$$

$$= 761\,452 + 385\,256 + 141\,912 = 1\,288\,621 \text{ кВт} \cdot \text{год.}$$

На основі результатів проведених розрахунків виконаємо техніко-економічне зіставлення варіантів електропостачання локального споживача. Результати зіставлення наведені в табл. 1.4.9.

**Таблиця 1.4.9. Результати техніко-економічного порівняння двох варіантів електропостачання локального споживача**

№ з/п	Елемент обладнання або стаття витрат	Одиниця виміру	Вартість одиниці, тис. грн.	Підстава	Варіант 1		Варіант 2	
					Кіл-ть	Загальна вартість, тис. грн.	Кіл-ть	Загальна вартість, тис. грн.
1	ПС 110/35/10 за схемою 110-6 2×ТДТН-16000/110 в пункті 5	шт.	20 700	Д.17	1	20 700		
2	ПС 110/35/10 за схемою 110-3 2×ТДТН-25000/110 в пункті 5	шт.	15 900	Д.17			1	15 900
3	ПС 110/10 за схемою 110-2 2×ТДН-16000/110 в пункті 6	шт.	11 700	Д.17	1	11 700		
4	ПС 35/10 за схемою 110-2 2×ТДН-16000/110 в пункті 6	шт.	7 600	Д.16			1	7 600
5	Комірка вакуумного вимикача 35 кВ на РП 35 кВ ПС пункту 5	шт.	200	Д.21			2	400
	Капітальні вкладення у обладнання підстанцій, $K_{\text{пс}}$	тис. грн.				32 400		23 900
6	ПЛ 5-6 110 кВ з перерізом проводів 70 мм <sup>2</sup> на з/б опорах	км	275	Д.14	2×9	4 950		
7	ПЛ 5-6 35 кВ з перерізом проводів 120 мм <sup>2</sup> на з/б опорах	км	240	Д.14			2×9	4 320
	Капітальні вкладення в ПЛ, $K_{\text{пл}}$	тис. грн.				4 950		4 320
8	Витрати на експлуатацію обладнання ПС, $I_{\text{пс}}$	тис. грн./рік		$I_{\text{пс}} = H_{\text{пс}} \cdot K_{\text{пс}}$ Д.22		777,60		573,60
9	Витрати на експлуатацію ПЛ, $I_{\text{пл}}$	тис. грн./рік		$I_{\text{пл}} = H_{\text{пл}} \cdot K_{\text{пл}}$ Д.22		59,40		51,84
10	Витрати на компенсацію втрат е/е в елементах схеми, $I_{\text{втр}}$	тис. грн./рік	$31,5 \times 10^{-5}$	(1.1.4)		319,41		621,15
	<b>Сумарні дисконтовані витрати <math>Z_{\text{дс}}</math></b>	<b>тис. грн.</b>		<b>(1.1.2)</b>		<b>48 914</b>		<b>40 686</b>

Вказівки до аналізу даних табл. 1.4.9:

1. В пункті 5 для варіанту 1 прийнята ПС за схемою 110-6, оскільки до шин 110 кВ ПС даного пункту підходять чотири ПЛ-110 кВ.

2. В пункті 5 для варіанту 2 прийнята ПС за схемою 110-3, оскільки до шин 110 кВ ПС даного пункту підходять дві ПЛ-110 кВ.

3. В пункті 6 для варіанту 1 прийнята ПС за схемою 110-2, оскільки ПС даного пункту за умовою є тупиковою і такою, що одержує живлення за двома ПЛ-110 кВ.

4. В пункті 6 для варіанту 2 прийнята ПС за схемою 35-2, оскільки ПС даного пункту за умовою є тупиковою і такою, що одержує живлення за двома ПЛ-35 кВ.

5. На ПС пункту 6 для варіанту 2 в РП 35 кВ встановлені дві додаткові комірки для вакуумних вимикачів виходячи з припущення, що всі чотири комірки 35 кВ, враховані в загальній вартості ПС, вже задіяні.

6. Витрати на компенсацію втрат електроенергії в елементах схеми електропостачання для двох варіантів електропостачання локального споживача визначають таким чином:

$$\begin{aligned} I_{\text{втр}(1)} &= (Z'_e \cdot \Delta A_{\text{пост}(1)} + Z''_e \cdot \Delta A_{\text{зм}(1)}) \times 10^{-5} = \\ &= (0,75 \cdot 31,5 \cdot 735\,840 + 31,5 \cdot 462\,122) \times 10^{-5} = 319,41 \text{ тис.грн.}; \\ I_{\text{втр}(2)} &= (Z'_e \cdot \Delta A_{\text{пост}(2)} + Z''_e \cdot \Delta A_{\text{зм}(2)}) \times 10^{-5} = \\ &= (0,75 \cdot 31,5 \cdot 911\,040 + 31,5 \cdot 1\,288\,641) \times 10^{-5} = 621,15 \text{ тис.грн.} \end{aligned}$$

7. Значення сумарних дисконтованих витрат для двох варіантів електропостачання локального споживача визначають таким чином:

$$\begin{aligned} Z_{\text{дс}(1)} &= K_{\text{пл}(1)} + K_{\text{пс}(1)} + \frac{I_{\text{пл}(1)} + I_{\text{пс}(1)} + I_{\text{втр}(1)}}{E} = \\ &= 4\,950 + 32\,400 + \frac{59,40 + 777,60 + 319,41}{0,1} = 48\,914 \text{ тис.грн.}; \\ Z_{\text{дс}(2)} &= K_{\text{пл}(2)} + K_{\text{пс}(2)} + \frac{I_{\text{пл}(2)} + I_{\text{пс}(2)} + I_{\text{втр}(2)}}{E} = \\ &= 4\,320 + 23\,900 + \frac{51,84 + 573,60 + 621,15}{0,1} = 40\,686 \text{ тис.грн.} \end{aligned}$$

Співвідношення величин сумарних дисконтованих витрат за варіантами 1 та 2 складає:

$$k_{\text{дс}} = \frac{Z_{\text{дс}(1)}}{Z_{\text{дс}(2)}} = \frac{48\,914}{40\,686} = 1,20.$$

Таким чином, виходячи з рекомендацій розділу 1.1 Економічної частини даних методичних вказівок, слід рекомендувати до подальшого розгляду варіант 1 електропостачання локального споживача, тобто спорудження на ділянці 5-6 двох одноланцюгових ПЛ-110 кВ з перерізами проводів 70 мм<sup>2</sup>.

**Приклад 1.3.** Для схеми електричної мережі та початкових даних прикладу 1.1 виконати вибір перерізів проводів на ділянках мережі. Здійснити перевірку прийнятих перерізів на відповідність технічним обмеженням першої та другої групи післяаварійних режимів.

### Розв'язання

У даному прикладі виконаємо вибір перерізів проводів на всіх ділянках електричної мережі, за винятком ділянки 5-6, для якої переріз проводів був обраний у ході розв'язання прикладу 1.2.

Вибір перерізів проводів здійснюють за методом оптимального перерізу. Для реалізації цього методу необхідно провести попередній розрахунок струмових навантажень ділянок. З цією метою виконують попередній розрахунок поточкорозподілу потужностей в електричній мережі за її L-схемою (див. розділ 1.3 Економічної частини даних вказівок). При цьому виходять з припущення, що ПЛ усіх ділянок схеми конструктивно виконуються одноланцюговими.

Розрахунок поточкорозподілу потужностей у L-схемі мережі виконують за заданими навантаженнями споживчих підстанцій. Втрати потужності в елементах електричної мережі при цьому не враховують.

Розрахунок L-схеми мережі проведемо, наприклад, з використанням методу контурних рівнянь. Згідно з останнім, здійснимо вибір контурів та перемичок у схемі мережі. До першого контуру входять ділянки 0-1, 1-5, 4-3, 0-4 з перемичкою 5-3, а до другого – ділянки 0-1, 1-2, 4-3, 0-4 з перемичкою 2-3. За позитивний напрямок обходу контурів приймаємо обхід за годинниковою стрілкою відповідно до розрахункового напрямку зрівняльних потужностей (див. рис.1.2).

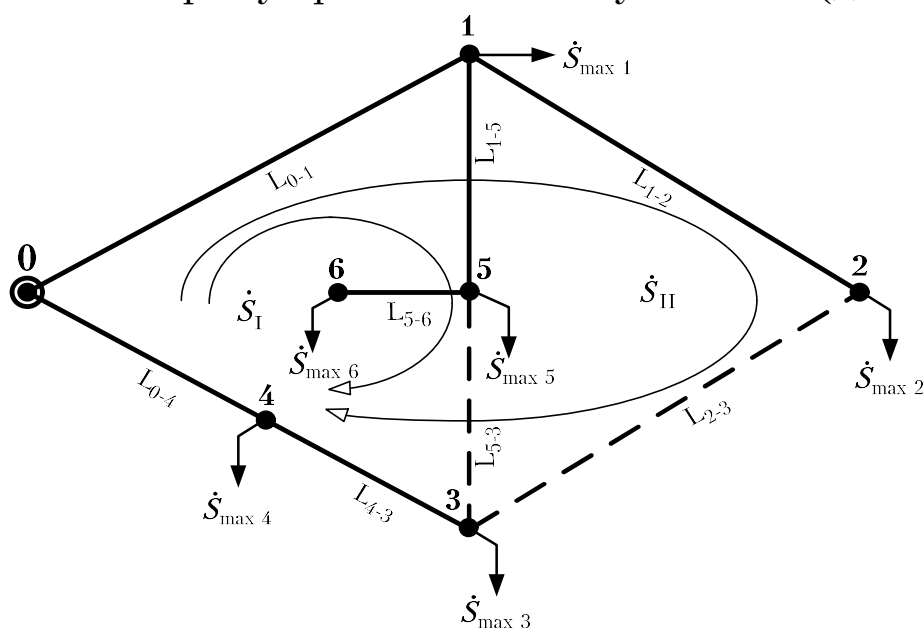


Рис. 1.2. Вибір контурів і перемичок у початковій замкнутій схемі електричної мережі

Визначимо поточкорозподіл потужностей в умовно розімкненій схемі у загальному буквенному вигляді. Результати представлені на рис. 1.3.

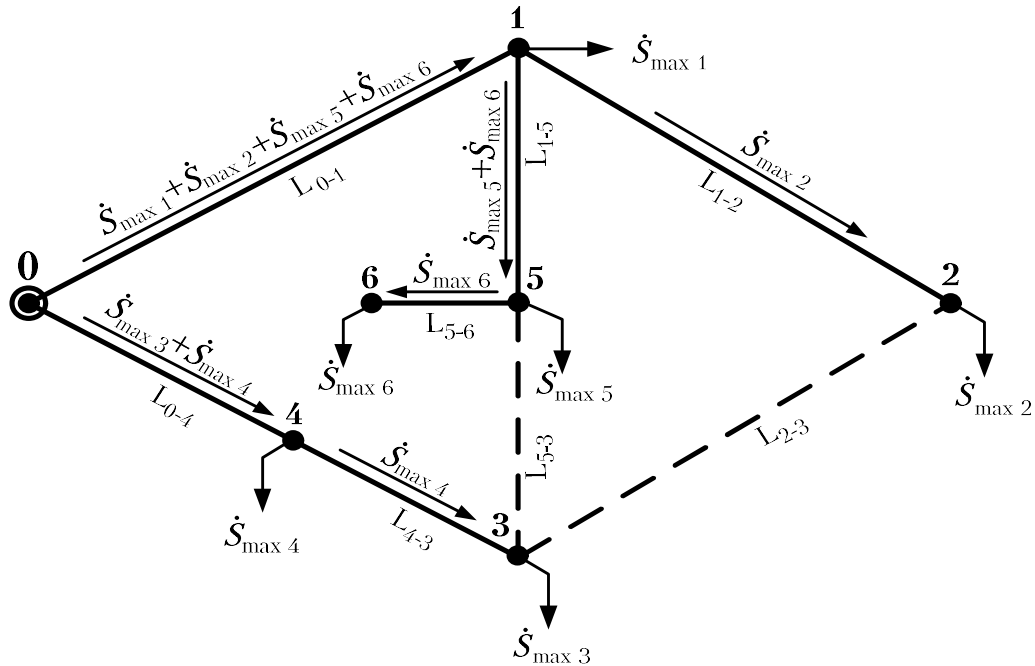


Рис. 1.3. Визначення поточкорозподілу в умовно розімкненій схемі електричної мережі

Для схеми мережі рис. 1.3 складемо систему контурних рівнянь для суміщеного поточкорозподілу в умовно розімкненій схемі мережі та зрівняльних потужностей:

$$\begin{cases}
 (\dot{S}_{\max 1} + \dot{S}_{\max 2} + \dot{S}_{\max 5} + \dot{S}_{\max 6}) \cdot L_{0-1} + (\dot{S}_{\max 5} + \dot{S}_{\max 6}) \cdot L_{1-5} - \\
 - \dot{S}_{\max 3} \cdot L_{4-3} - (\dot{S}_{\max 3} + \dot{S}_{\max 4}) \cdot L_{0-4} = \\
 = -\dot{S}_{K_1} \cdot (L_{0-1} + L_{1-5} + L_{5-3} + L_{4-3} + L_{0-4}) - \dot{S}_{K_2} \cdot (L_{0-1} + L_{4-3} + L_{0-4}) \\
 (\dot{S}_{\max 1} + \dot{S}_{\max 2} + \dot{S}_{\max 5} + \dot{S}_{\max 6}) \cdot L_{0-1} + \dot{S}_{\max 2} \cdot L_{1-2} - \dot{S}_{\max 3} \cdot L_{4-3} - \\
 - (\dot{S}_{\max 3} + \dot{S}_{\max 4}) \cdot L_{0-4} = -\dot{S}_{K_1} \cdot (L_{0-1} + L_{4-3} + L_{0-4}) - \\
 - \dot{S}_{K_2} \cdot (L_{0-1} + L_{1-2} + L_{2-3} + L_{4-3} + L_{0-4}) \\
 [ (28 - j19,44) + (-60 + j45) + (15 - j10,55) + (12 - j8,06) ] \cdot 32 + \\
 + [ (15 - j10,55) + (12 - j8,06) ] \cdot 16 - (18 - j12,62) \cdot 17 - \\
 - [ (18 - j12,62) + (13 - j9,15) ] \cdot 19 = -\dot{S}_{K_1} \cdot (32 + 16 + 19 + 17 + 19) - \\
 - \dot{S}_{K_2} \cdot (32 + 17 + 19) \\
 [ (28 - j19,44) + (-60 + j45) + (15 - j10,55) + (12 - j8,06) ] \cdot 32 + \\
 + (-60 + j45) \cdot 26 - (18 - j12,62) \cdot 17 - [ (18 - j12,62) + (13 - j9,15) ] \cdot 19 = \\
 = -\dot{S}_{K_1} \cdot (32 + 17 + 19) - \dot{S}_{K_2} \cdot (32 + 26 + 28 + 17 + 19)
 \end{cases}$$

$$\begin{cases} (-623 + j552,61) = -103 \cdot \dot{S}_{K_1} - 68 \cdot \dot{S}_{K_2} \\ (-2615 + j2020,40) = -68 \cdot \dot{S}_{K_1} - 122 \cdot \dot{S}_{K_2} \end{cases}$$

Розв'язуючи дану систему рівнянь, отримаємо наступні значення контурних потужностей:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{K_1} &= -12,82 + j8,81 \text{ МВА}; \\ \dot{S}_{K_2} &= 28,58 - j21,47 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

Значення потоків потужностей за окремими ділянками схеми знаходимо таким чином:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{0-1} &= \dot{S}_{\max 1} + \dot{S}_{\max 2} + \dot{S}_{\max 5} + \dot{S}_{\max 6} + \dot{S}_{K_1} + \dot{S}_{K_2} = (28 - j19,44) + \\ &+ (-60 + j45) + (15 - j10,55) + (12 - j8,06) + (-12,82 + j8,81) + \\ &+ (28,58 - j21,47) = 10,76 - j5,71 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{1-5} &= \dot{S}_{\max 5} + \dot{S}_{\max 6} + \dot{S}_{K_1} = (15 - j10,55) + (12 - j8,06) + \\ &+ (-12,82 + j8,81) = 14,18 - j9,80 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\dot{S}_{5-6} = \dot{S}_{\max 6} = 12 - j8,06 \text{ МВА};$$

$$\dot{S}_{5-3} = \dot{S}_{K_1} = -12,82 + j8,81 \text{ МВА};$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{4-3} &= \dot{S}_{\max 3} - \dot{S}_{K_1} - \dot{S}_{K_2} = (18 - j12,62) - (-12,82 + j8,81) - \\ &- (28,58 - j21,47) = 2,24 + j0,05 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{0-4} &= \dot{S}_{\max 3} + \dot{S}_{\max 4} - \dot{S}_{K_1} - \dot{S}_{K_2} = (18 - j12,62) + (13 - j9,15) - \\ &- (-12,82 + j8,81) - (28,58 - j21,47) = 15,24 - j9,11 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \dot{S}_{1-2} &= \dot{S}_{\max 2} + \dot{S}_{K_2} = (-60 + j45) + (28,58 - j21,47) = \\ &= -31,42 + j23,53 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\dot{S}_{2-3} = \dot{S}_{K_2} = 28,58 - j21,47 \text{ МВА}.$$

Здійснюємо перевірку виконання II-го закону Кірхгофа у початковій схемі електричної мережі:

- для 1-го контуру:

$$\begin{aligned} \dot{S}_{0-1} \cdot L_{0-1} + \dot{S}_{1-5} \cdot L_{1-5} + \dot{S}_{5-3} \cdot L_{5-3} - \dot{S}_{4-3} \cdot L_{4-3} - \dot{S}_{0-4} \cdot L_{0-4} = \\ = (10,76 - j5,71) \cdot 32 + (14,18 - j9,80) \cdot 16 + (-12,82 + j8,81) \cdot 19 - \\ - (2,24 + j0,05) \cdot 17 - (15,24 - j9,11) \cdot 19 = 0; \end{aligned}$$

- для 2-го контуру:

$$\begin{aligned} & \dot{S}_{0-1} \cdot L_{0-1} + \dot{S}_{1-2} \cdot L_{1-2} + \dot{S}_{2-3} \cdot L_{2-3} - \dot{S}_{4-3} \cdot L_{4-3} - \dot{S}_{0-4} \cdot L_{0-4} = \\ & = (10,76 - j5,71) \cdot 32 + (-31,42 + j23,53) \cdot 26 + (28,58 - j21,47) \cdot 28 - \\ & - (2,24 + j0,05) \cdot 17 - (15,24 - j9,11) \cdot 19 = 0. \end{aligned}$$

Таким чином, поточкорозподіл потужностей у L-схемі електричної мережі знайдений вірно. Поточкорозподіл потужностей у L-схемі мережі для нормального режиму її роботи представлений на рис. 1.4.

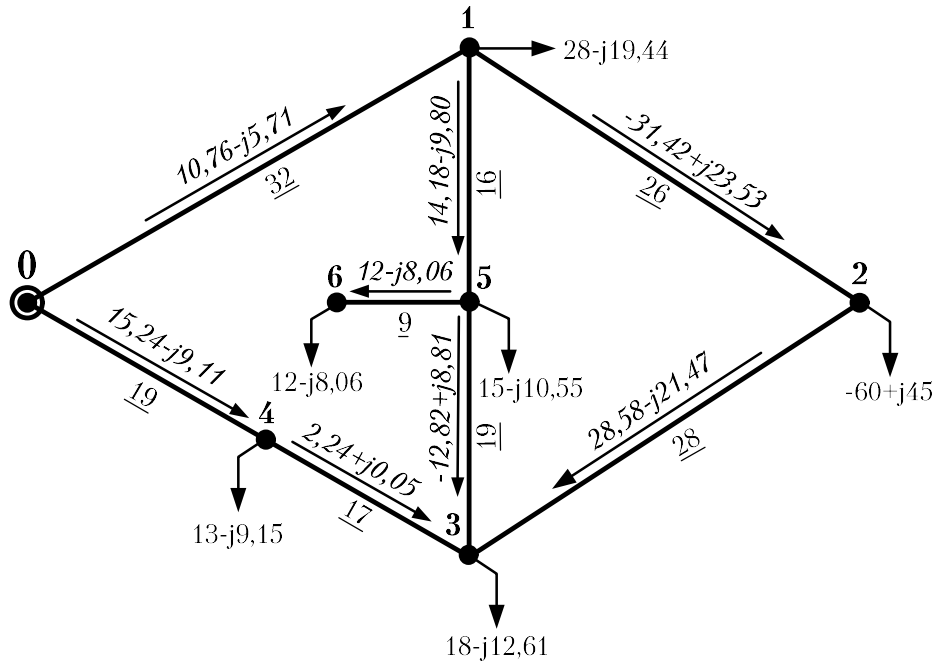


Рис. 1.4. Поточкорозподіл потужностей в L-схемі для нормального режиму роботи

Проведемо розрахунок струмових навантажень для ділянок електричної мережі. Для ділянки 0-1 струмове навантаження, згідно з виразом (1.1.12), складе:

$$I_{0-1} = \frac{\sqrt{P_{0-1}^2 + Q_{0-1}^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н0-1}} \cdot n_{\text{л}}} \times 10^3 = \frac{\sqrt{10,76^2 + (-5,71)^2}}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1} \times 10^3 = 63,9 \text{ А.}$$

Згідно з виразом (1.4.1) оптимальне значення перерізу проводів ПЛ 0-1 складе:

$$\begin{aligned} F_{\text{опт0-1}} &= \frac{1}{k} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot (I_{0-1})^2 \cdot \rho \cdot \tau \cdot \Pi_{\text{вх}} \times 10^{-5}}{k_{\text{пит зм 110(1)}} \cdot (0,01 \cdot H_e + E)}} = \\ &= \frac{1}{1} \cdot \sqrt{\frac{3 \cdot (63,9)^2 \cdot 29 \cdot 3862 \cdot 31,5 \times 10^{-5}}{450 \cdot (0,01 \cdot 1,2 + 0,1)}} = 92,7 \text{ мм}^2. \end{aligned}$$

Результати розрахунків струмового навантаження і оптимальних перерізів проводів решти ділянок електричної мережі представимо в табл. 1.4.10.

**Таблиця 1.4.10. Результати розрахунків струмового навантаження та оптимального перерізу проводів ділянок електричної мережі**

Ділянка*	Активна потужність, $P$ , МВт	Реактивна потужність, $Q$ , МВАр	Струмове навантаження, $I$ , А	Оптимальний переріз проводу, $F_{\text{опт}}$ , мм <sup>2</sup>
0-1	10,76	-5,71	63,9	92,7
0-4	15,24	-9,11	93,2	135,0
1-2	-31,42	23,53	206,0	298,6
1-5	14,18	-9,80	90,5	131,1
2-3	28,58	-21,47	187,6	271,9
4-3	2,24	0,05	11,8	17,0
5-3	-12,82	8,81	81,6	118,3

\* Переріз проводів ділянки 5-6 вибраний в ході розв'язання прикладу 1.2.

Очевидно, що для ділянок 4-3 і 5-3 переріз проводів може бути прийнятий без проведення техніко-економічного порівняння. Для ділянки 4-3 значення оптимального перерізу є меншим від мінімально допустимої для ПЛ-110 кВ величини (див. табл. 1.4.4), тому для даної ділянки приймаємо допустимий переріз 70 мм<sup>2</sup>. Для ділянки 5-3 величина оптимального перерізу практично збігається зі значенням стандартного перерізу 120 мм<sup>2</sup>, тому для даної ділянки цей переріз приймаємо до подальшого розрахунку. Перерізи решти ділянок схеми (окрім ділянки 5-6, переріз якої був обраний у ході розв'язання прикладу 1.2) мають бути обрані шляхом порівняння величин сумарних дисконтованих витрат для кожної ПЛ, виконаної з найближчим меншим і найближчим більшим стандартним перерізом по відношенню до величини оптимального перерізу.

Вибір перерізів ПЛ для всіх ділянок здійснюємо аналогічно до алгоритму, розглянутому в прикладі 1.2. Результати вибору перерізів ПЛ для всіх ділянок схеми електричної мережі представлені в табл. 1.4.11. У даній таблиці жирним шрифтом виділені варіанти спорудження ПЛ, економічна ефективність яких за результатами проведеного техніко-економічного порівняння виявилася вищою.

**Таблиця 1.4.11. Результати техніко-економічного порівняння варіантів вибору перерізів ПЛ для ділянок схеми електричної мережі**

Ділянка	Виконання	$K_{пл}$ , тис. грн.	$I_e$ , тис. грн./рік	$I_{втр}$ , тис. грн./рік	$I_{пл}$ , тис. грн./рік	$K_{пс}$ , тис. грн.	$I_{пс}$ , тис. грн./рік	$Z_{дс}$ , тис. грн.
0-1	1×70	8 800	105,60	201,52	307,12	–	–	11 871
	1×120	9 440	113,28	116,52	229,80	–	–	11 738
0-4	1×120	5 605	67,26	146,92	214,18	–	–	7 747
	1×240	6 650	79,80	71,05	150,85	–	–	8 159
1-2	1×240	9 100	109,20	475,31	584,51	–	–	14 945
	2×240	13 000	156,00	237,66	393,66	900	21,6	18 053
1-5	1×120	4 720	56,64	116,65	173,29	–	–	6 453
	1×240	5 600	67,20	56,41	123,61	–	–	6 836
2-3	1×240	9 800	117,60	424,50	542,10	–	–	15 221
	2×240	14 000	168,00	212,25	380,25	900	21,6	18 918
4-3	1×70	Вибір здійснений через явну вказівку $F_{онт}$ на величину перерізу						
5-3	1×120	Вибір здійснений через явну вказівку $F_{онт}$ на величину перерізу						
5-6	2×70	Вибір перерізу здійснений у ході вирішення прикладу 1.2						

Перевіримо обрані перерізи ПЛ електричної мережі на відповідність технічним обмеженням першої групи післяаварійних режимів роботи. Тут перевіріть підлягають умови допустимості відхилень напруги на входах трансформаторів понижуючих підстанцій згідно з нерівностями (1.4.4) і відповідності міжфазної робочої напруги її тривало допустимим величинам за умовами роботи ізоляції електроустаткування згідно з нерівністю (1.4.5).

Здійснимо перевірку допустимості відхилень напруги на вході понижуючої трансформаторної підстанції згідно з (1.4.4). З цією метою виконаємо розрахунок регульовального діапазону силових трансформаторів усіх підстанцій схеми та проведемо оцінку наближених значень напруги на їх шинах ВН.

Регульовальний діапазон РПН для двохобмоткових і триобмоткових трансформаторів розраховують згідно з (1.4.7). У цьому виразі заданий бажаний рівень напруги на шинах НН підстанції  $U_{ндж}$ , кВ, обраний за умовами зустрічного регулювання напруги, приймемо таким, що дорівнює  $U_{ндж}=10,5$  кВ, а значення номінальної напруги обмоток ВН і НН силових трансформаторів  $U_{тв}$  та  $U_{тн}$ , кВ, визначаємо за табл. 1.2.3 для кожної підстанції схеми мережі. Величини приведених значень втрат напруги в обмотках трансформаторів  $\Delta U_{т}$ ,  $\Delta U_{тв}$  та  $\Delta U_{тн}$ , кВ, розраховуємо за виразами (1.4.8) або (1.4.9) залежно від кількості обмоток трансформатора. Тут необхідно пам'ятати, що для першої групи

післяаварійних режимів на кожній понижуючій підстанції електричної мережі працює по одному силовому трансформатору.

Регулювання напруги на підстанції пункту 2, до шин якої підключені два блоки електростанції, здійснюють за рахунок зміни струму збудження генераторів. На даній підстанції встановлюють двообмоткові силові трансформатори без РПН, що дозволяє істотно знизити вартість спорудження підстанції. Для цих трансформаторів діапазон регулювання не розраховують.

Розрахуємо регульовальний діапазон для трансформаторів, встановлених на понижуючих підстанціях пунктів 1 та 6.

Згідно з виразом (1.4.9) і даними табл. 1.2.3, для триобмоткових трансформаторів пункту 1 визначаємо фіктивні значення напруги к.з. для обмоток ВН, СН та НН силових трансформаторів:

$$\begin{aligned} U_{кв1} \% &= 0,5 \cdot (U_{к(в-с)1} \% + U_{к(в-н)1} \% - U_{к(с-н)1} \%) = \\ &= 0,5 \cdot (10,5 + 17,5 - 6,5) = 10,75 \% ; \\ U_{кс1} \% &= 0,5 \cdot (U_{к(в-с)1} \% + U_{к(с-н)1} \% - U_{к(в-н)1} \%) = \\ &= 0,5 \cdot (10,5 + 6,5 - 17,5) = -0,25 = 0 \% ; \\ U_{кн1} \% &= 0,5 \cdot (U_{к(в-н)1} \% + U_{к(с-н)1} \% - U_{к(в-с)1} \%) = \\ &= 0,5 \cdot (17,5 + 6,5 - 10,5) = 6,75 \% . \end{aligned}$$

Приведені значення втрат напруги в обмотках трансформаторів підстанції пункту 1, згідно з виразами (1.4.9) і даними табл. 1.2.1, складуть:

$$\begin{aligned} \Delta U_{тв1} &= \frac{P_{\max 1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{кз1} \cdot U_{тв1} \times 10^{-3}}{2 \cdot S_{н1}^2} - \frac{Q_{\max 1}}{n} \cdot \frac{U_{тв1} \cdot U_{кв1} \%}{100 \cdot S_{н1}} = \\ &= \frac{28}{1} \cdot \frac{140 \cdot 115 \times 10^{-3}}{2 \cdot 25^2} - \frac{19,44}{1} \cdot \frac{115 \cdot 10,75}{100 \cdot 25} = 9,97 \text{ кВ}; \\ \Delta U_{тс1} &= \frac{P_{сн1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{кз1} \cdot U_{тв1} \times 10^{-3}}{2 \cdot S_{н1}^2} - \frac{Q_{сн1}}{n} \cdot \frac{U_{тв1} \cdot U_{кс1} \%}{100 \cdot S_{н1}} = \\ &= \frac{12}{1} \cdot \frac{140 \cdot 115 \times 10^{-3}}{2 \cdot 25^2} - \frac{8,69}{1} \cdot \frac{115 \cdot 0}{100 \cdot 25} = 0,15 \text{ кВ}; \\ \Delta U_{тн1} &= \frac{P_{нн1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{кз1} \cdot U_{тв1} \times 10^{-3}}{2 \cdot S_{н1}^2} - \frac{Q_{нн1}}{n} \cdot \frac{U_{тв1} \cdot U_{кн1} \%}{100 \cdot S_{н1}} = \\ &= \frac{16}{2} \cdot \frac{140 \cdot 115 \times 10^{-3}}{2 \cdot 25^2} - \frac{10,75}{2} \cdot \frac{115 \cdot 6,75}{100 \cdot 25} = 3,54 \text{ кВ}, \end{aligned}$$

а для двохобмоткових трансформаторів пункту 6, відповідно до виразу (1.4.8), складуть:

$$\begin{aligned}\Delta U_{T6} &= \frac{U_{TB6}}{n \cdot S_{H6}} \left( P_{\max 6} \frac{\Delta P_{K36} \times 10^{-3}}{S_{H6}} - Q_{\max 6} \frac{U_{K36} \%}{100} \right) = \\ &= \frac{115}{1 \cdot 16} \left( 12 \cdot \frac{85 \times 10^{-3}}{16} - (-8,06) \cdot \frac{10,5}{100} \right) = 8,42 \text{ кВ.}\end{aligned}$$

Регульовальний діапазон для триобмоткових силових трансформаторів, встановлених на підстанції пункту 1, згідно з виразом (1.4.7), складе:

$$\begin{aligned}U_{\min 1} &= \frac{U_{HДЖ} U_{TB1}}{U_{TH1}} \cdot (1 - \omega_B) + \Delta U_{TB1} + \Delta U_{TH1} = \\ &= \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 - 0,1602) + 8,97 + 3,54 = 105,7 \text{ кВ;} \\ U_{\max 1} &= \frac{U_{HДЖ} U_{TB1}}{U_{TH1}} \cdot (1 + \omega_B) + \Delta U_{TB1} + \Delta U_{TH1} = \\ &= \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 + 0,1602) + 8,97 + 3,54 = 140,4 \text{ кВ,}\end{aligned}$$

а для двохобмоткових трансформаторів пункту 6:

$$\begin{aligned}U_{\min 6} &= \frac{U_{HДЖ} U_{TB6}}{U_{TH6}} \cdot (1 - \omega_B) + \Delta U_{T6} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 - 0,1602) + 8,42 = \\ &= 100,6 \text{ кВ;} \\ U_{\max 6} &= \frac{U_{HДЖ} U_{TB6}}{U_{TH6}} \cdot (1 + \omega_B) + \Delta U_{T6} = \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 + 0,1602) + 8,42 = \\ &= 135,8 \text{ кВ.}\end{aligned}$$

Регульовальні діапазони силових трансформаторів для решти підстанцій розраховують аналогічно. Результати розрахунків регульовальних діапазонів силових трансформаторів для першої групи післяаварійних режимів роботи електричної мережі представлені у табл. 1.4.12.

Розрахуємо значення активних і реактивних опорів усіх ПЛ електричної мережі згідно з виразом (1.1.14). На даному етапі розрахунків значення погонного активного опору  $r_0$ , Ом/км, визначають за табл. Д.12, а величину реактивного погонного опору  $x_0$ , Ом/км, приймають такою, що дорівнює  $x'_0=0,4$  Ом/км.

**Таблиця 1.4.12. Результати розрахунку регулювальних діапазонів силових трансформаторів підстанцій для першої групи післяаварійних режимів електричної мережі**

Номер пункту	$S_n$ , МВА	$\Delta P_{кз}$ , кВт	Обмотка (i)	$U_{Ti}$ , кВ	$U_{ki}$ , %	Потік потужності i-ю обмоткою		$\Delta U_{Ti}$ , кВ	$U_{min}$ , кВ	$U_{max}$ , кВ
						$P_i$ , МВт	$Q_i$ , МВАр			
1	25	140	ВН	115	10,75	28,00	-19,44	9,97	105,7	140,9
			СН	38,5	0	12,00	-8,69	0,15		
			НН	11,0	6,75	16,00	-10,75	3,54		
2	Визначається величиною струму збудження генераторів блоків електростанції									
3	16	100	ВН	115	10,75	18,00	-12,62	10,15	104,9	140,1
			СН	38,5	0	10,00	-7,24	0,22		
			НН	11,0	6,75	8,00	-5,38	2,59		
4	16	100	ВН	115	10,75	13,00	-9,15	7,36	101,2	136,3
			СН	38,5	0	8,00	-5,79	0,08		
			НН	11,0	6,75	5,00	-3,36	1,62		
5	16	100	ВН	115	10,75	15,00	-10,55	8,49	102,6	137,8
			СН	38,5	0	9,00	-6,52	0,20		
			НН	11,0	6,75	6,00	-4,03	1,95		
6	16	85	ВН	115	10,50	12,00	-8,06	8,42	100,6	135,8

Для ПЛ 0-1 були прийняті проводи перерізом 120 мм<sup>2</sup>, для яких значення  $r'_0$  за табл. Д.12 складає 0,244 Ом/км. Таким чином, для ПЛ 0-1 наближені (з урахуванням використання табл. Д.12 і усередненого значення  $x'_0$ ) значення активного та реактивного опорів складуть:

$$r'_{0-1} = \frac{r'_{00-1} \cdot l_{0-1}}{k_{0-1} \cdot n_{0-1}} = \frac{0,244 \cdot 32}{1 \cdot 1} = 7,81 \text{ Ом};$$

$$x'_{0-1} = \frac{x'_{00-1} \cdot l_{0-1}}{k_{0-1} \cdot n_{0-1}} = \frac{0,4 \cdot 32}{1 \cdot 1} = 12,80 \text{ Ом}.$$

Розрахунок наближених значень активних та реактивних опорів інших ЛЕП електричної мережі виконують аналогічно. Результати розрахунків цих величин представлені у табл. 1.4.13.

На підставі виразу (1.4.6), враховуючи поточкорозподіл потужностей за L-схемою електричної мережі в режимі максимальних навантажень (рис. 1.4) і дані про наближені значення опорів ПЛ, визначимо рівні напруги на шинах ВН понижуючих підстанцій (тут слід пам'ятати, що рівень напруги БП вказаний у завданні на курсовий проект):

**Таблиця 1.4.13. Результати розрахунку наближених значень опорів ПЛ**

Ділянка (i-j)	Довжина ділянки, км	Переріз проводів ділянки, F, мм <sup>2</sup>	Погонне значення опору, Ом/км		Опір ЛЕП (наближений), Ом	
			$r'_{0\ i-j}$	$x'_{0\ i-j}$	$r_{i-j}$	$x_{i-j}$
0-1	32	1×120	0,244	0,4	7,81	12,80
0-4	19	1×120	0,244	0,4	4,64	7,60
1-2	26	1×240	0,118	0,4	3,07	10,40
1-5	16	1×120	0,244	0,4	3,90	6,40
2-3	28	1×240	0,118	0,4	3,30	11,20
4-3	17	1×70	0,422	0,4	7,17	6,80
5-3	19	1×120	0,244	0,4	4,64	7,60
5-6	9	2×70	0,422	0,4	1,90	1,80

$$\begin{aligned}
 U_1 &= \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{0-1} \cdot r'_{0-1} - Q_{0-1} \cdot x'_{0-1})} = \\
 &= \sqrt{115^2 - 2 \cdot (10,76 \cdot 7,81 - (-5,71) \cdot 12,80)} = 113,6 \text{ кВ}; \\
 U_2 &= \sqrt{U_1^2 - 2 \cdot (P_{1-2} \cdot r'_{1-2} - Q_{1-2} \cdot x'_{1-2})} = \\
 &= \sqrt{113,6^2 - 2 \cdot (-31,42 \cdot 3,07 - 23,53 \cdot 10,40)} = 116,6 \text{ кВ}. \\
 U_3 &= \sqrt{U_2^2 - 2 \cdot (P_{2-3} \cdot r'_{2-3} - Q_{2-3} \cdot x'_{2-3})} = \\
 &= \sqrt{116,6^2 - 2 \cdot (28,58 \cdot 3,30 - (-21,47 \cdot 11,20))} = 113,7 \text{ кВ}; \\
 U_4 &= \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{0-4} \cdot r'_{0-4} - Q_{0-4} \cdot x'_{0-4})} = \\
 &= \sqrt{115^2 - 2 \cdot (15,24 \cdot 4,64 - (-9,11) \cdot 7,60)} = 113,8 \text{ кВ}; \\
 U_5 &= \sqrt{U_1^2 - 2 \cdot (P_{1-5} \cdot r'_{1-5} - Q_{1-5} \cdot x'_{1-5})} = \\
 &= \sqrt{113,6^2 - 2 \cdot (14,18 \cdot 3,90 - (-9,80 \cdot 6,40))} = 112,5 \text{ кВ}; \\
 U_6 &= \sqrt{U_5^2 - 2 \cdot (P_{5-6} \cdot r'_{5-6} - Q_{5-6} \cdot x'_{5-6})} = \\
 &= \sqrt{112,5^2 - 2 \cdot (12,00 \cdot 1,90 - (-8,06) \cdot 1,80)} = 112,2 \text{ кВ}.
 \end{aligned}$$

За табл. 1.4.5 для електричної мережі з номінальною напругою 110 кВ визначаємо значення найбільшої міжфазної робочої напруги, тривало допустимої за умовами роботи ізоляції електроустаткування  $U_{\max \text{ роб}} = 126$  кВ. Результати розрахунків показують, що значення напруги, розрахованої за L-схемою електричної мережі для режиму максимальних навантажень, нижче за їхній гранично допустимий рівень  $U_{\max \text{ роб}}$ .

Результати перевірки перерізів ПЛ електричної мережі на відповідність технічним обмеженням першої групи післяаварійних режимів роботи представлені у табл. 1.4.14.

**Таблиця 1.4.14. Результати перевірки перерізів ПЛ на відповідність технічним обмеженням першої групи післяаварійних режимів роботи**

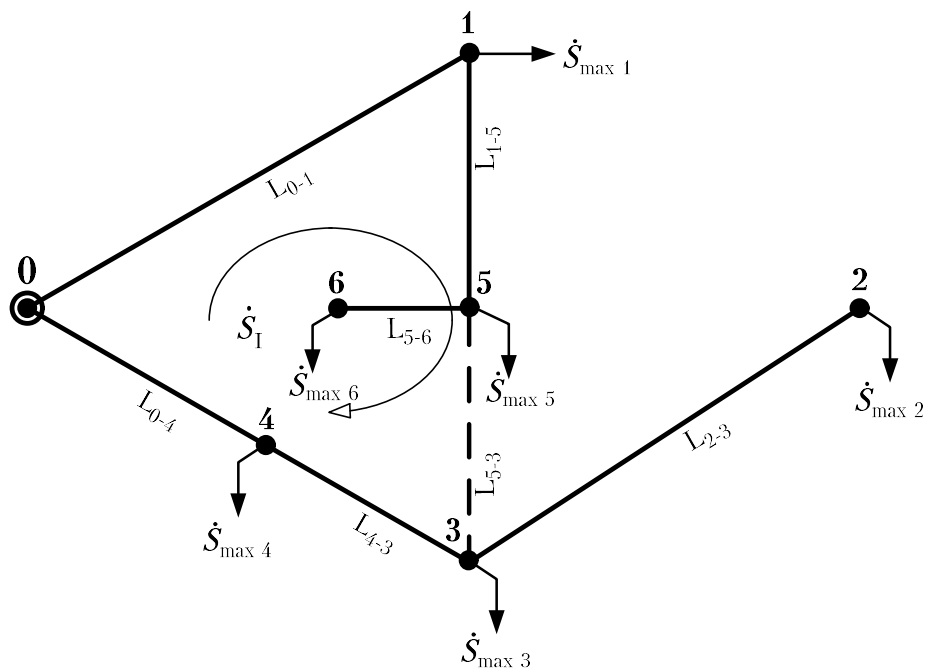
№ пункту	Діапазон регулювання трансформаторів		$U_{\max \text{ роб}}$ , кВ (ГОСТ 721-77)	Розрахунковий рівень напруги, кВ
	$U_{\min}$ , кВ	$U_{\max}$ , кВ		
1	105,7	140,9	126,0	113,6
2	–	–		116,6
3	104,9	140,1		113,7
4	101,2	136,3		113,8
5	102,6	137,8		112,5
6	100,6	135,8		112,2

Таким чином, для першої групи післяаварійних режимів роботи електричної мережі всі технічні обмеження повністю виконуються.

Здійснимо перевірку обраних перерізів ЛЕП електричної мережі на відповідність технічним умовам другої групи післяаварійних режимів роботи. Тут перевірячі підлягають умови допустимого нагріву проводів згідно з нерівністю (1.4.11), допустимості відхилень напруги на входах трансформаторів понижуючих підстанцій згідно з нерівностями (1.4.12) і відповідності міжфазних робочих напруг їх тривало допустимим величинам за умовами роботи ізоляції електроустаткування згідно з нерівністю (1.4.13).

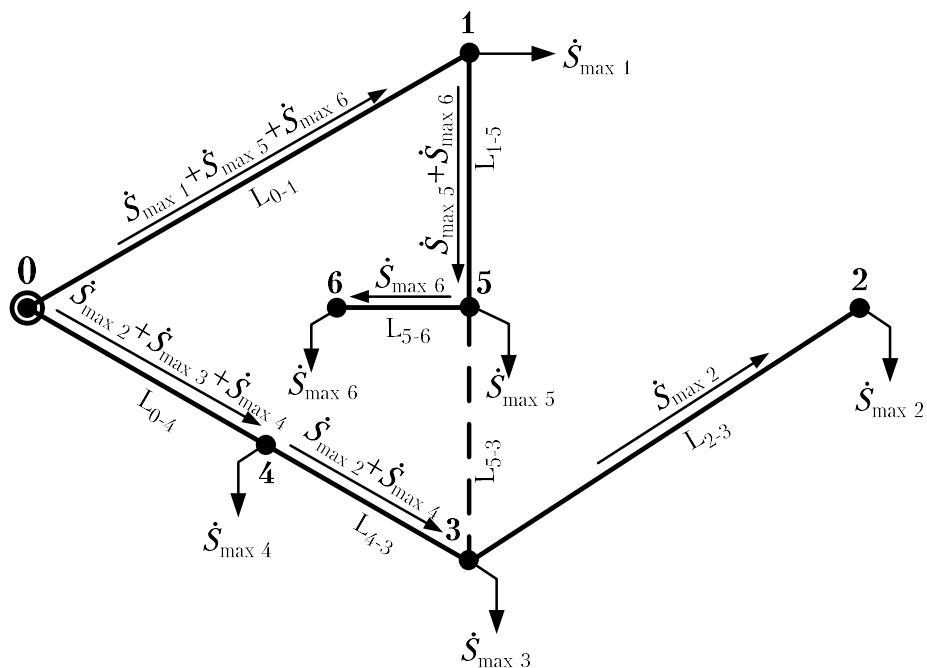
Перевірку дотримання цих умов здійснимо для найбільш важкого післяаварійного режиму роботи мережі, за який приймемо варіант роботи мережі за умови відключення найбільш завантаженої її ділянки. Аналіз результатів розрахунку L-схеми показує, що найбільш завантаженою є ділянка 1-2, яка несе струмове навантаження у 206,0 А (див. табл. 1.4.10). Проведемо розрахунок поточкорозподілу в мережі за умови відключення ділянки 1-2.

До складу єдиного контуру в прийнятому післяаварійному режимі роботи мережі входять ділянки 0-1, 1-5, 5-3, 4-3, 0-4. За перемичку для даного контуру приймемо ділянку 5-3. Позитивний напрям обходу контуру приймаємо за годинниковою стрілкою, як показано на рис. 1.5.



**Рис. 1.5.** Вибір контурів і перемичок у післяаварійній схемі електричної мережі

Визначимо поточкорозподіл потужностей в умовно розімкненій схемі у загальному буквенному вигляді. Результати розрахунку представлені на рис. 1.6.



**Рис. 1.6.** Визначення поточкорозподілу в умовно розімкненій післяаварійній схемі електричної мережі

Для схеми мережі, вказаної на рис. 1.6, складемо контурне рівняння для суміщеного поточкорозподілу в умовно розімкненій схемі мережі та зрівняльної потужності:

$$\begin{aligned}
& (\dot{S}_{\max 1} + \dot{S}_{\max 5} + \dot{S}_{\max 6}) \cdot L_{0-1} + (\dot{S}_{\max 5} + \dot{S}_{\max 6}) \cdot L_{1-5} - (\dot{S}_{\max 2} + \dot{S}_{\max 3}) \cdot L_{4-3} - \\
& - (\dot{S}_{\max 2} + \dot{S}_{\max 3} + \dot{S}_{\max 4}) \cdot L_{0-4} = -\dot{S}_{K_1} \cdot (L_{0-1} + L_{1-5} + L_{5-3} + L_{4-3} + L_{0-4}) \\
& [(28 - j19,44) + (15 - j10,55) + (12 - j8,06)] \cdot 32 + \\
& + [(15 - j10,55) + (12 - j8,06)] \cdot 16 - [(-60 + j45) + (18 - j12,62)] \cdot 17 - \\
& - [(-60 + j45) + (18 - j12,62) + (13 - j9,15)] \cdot 19 = -\dot{S}_{K_1} \cdot (32 + 16 + 19 + 17 + 19) \\
& (3457 - 2507,39) = -103 \cdot \dot{S}_{K_1}
\end{aligned}$$

Розв'язуючи дане рівняння, отримаємо наступне значення контурної потужності:

$$\dot{S}_{K_1} = -33,56 + j24,34 \text{ МВА.}$$

Значення потоків потужностей за ділянками схеми визначають таким чином:

$$\begin{aligned}
\dot{S}_{0-1} &= \dot{S}_{\max 1} + \dot{S}_{\max 5} + \dot{S}_{\max 6} + \dot{S}_{K_1} = (28 - j19,44) + (15 - j10,55) + \\
& + (12 - j8,06) + (-33,56 + j24,34) = 21,44 - j13,71 \text{ МВА;}
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\dot{S}_{1-5} &= \dot{S}_{\max 5} + \dot{S}_{\max 6} + \dot{S}_{K_1} = (15 - j10,55) + (12 - j8,06) + \\
& + (-33,56 + j24,34) = -6,56 + j5,73 \text{ МВА;}
\end{aligned}$$

$$\dot{S}_{5-6} = \dot{S}_{\max 6} = 12 - j8,06 \text{ МВА;}$$

$$\dot{S}_{5-3} = \dot{S}_{K_1} = -33,56 + j24,34 \text{ МВА;}$$

$$\begin{aligned}
\dot{S}_{4-3} &= \dot{S}_{\max 2} + \dot{S}_{\max 3} - \dot{S}_{K_1} = (-60 + j45) + (18 - j12,62) - \\
& - (-33,56 + j24,34) = -8,44 + j8,04 \text{ МВА;}
\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}
\dot{S}_{0-4} &= \dot{S}_{\max 2} + \dot{S}_{\max 3} + \dot{S}_{\max 4} - \dot{S}_{K_1} = (-60 + j45) + (18 - j12,62) + \\
& + (13 - j9,15) - (-33,56 + j24,34) = 4,56 - j1,11 \text{ МВА;}
\end{aligned}$$

$$\dot{S}_{2-3} = \dot{S}_{\max 2} = -60 + j45 \text{ МВА.}$$

Здійснимо перевірку виконання II-го закону Кірхгофа для єдиного контуру післяаварійної схеми мережі:

$$\begin{aligned}
& \dot{S}_{0-1} \cdot L_{0-1} + \dot{S}_{1-5} \cdot L_{1-5} + \dot{S}_{5-3} \cdot L_{5-3} - \dot{S}_{4-3} \cdot L_{4-3} - \dot{S}_{0-4} \cdot L_{0-4} = \\
& = (21,44 - j13,71) \cdot 32 + (-6,56 + j5,73) \cdot 16 + (-33,56 + j24,34) \cdot 19 - \\
& - (-8,44 + j8,04) \cdot 17 - (4,56 - j1,11) \cdot 19 = 0.
\end{aligned}$$

Потокорозподіл потужностей у післяаварійній L-схемі електричної мережі знайдений вірно. Потокорозподіл потужностей у L-схемі мережі для даного післяаварійного режиму роботи представлений на рис. 1.7.

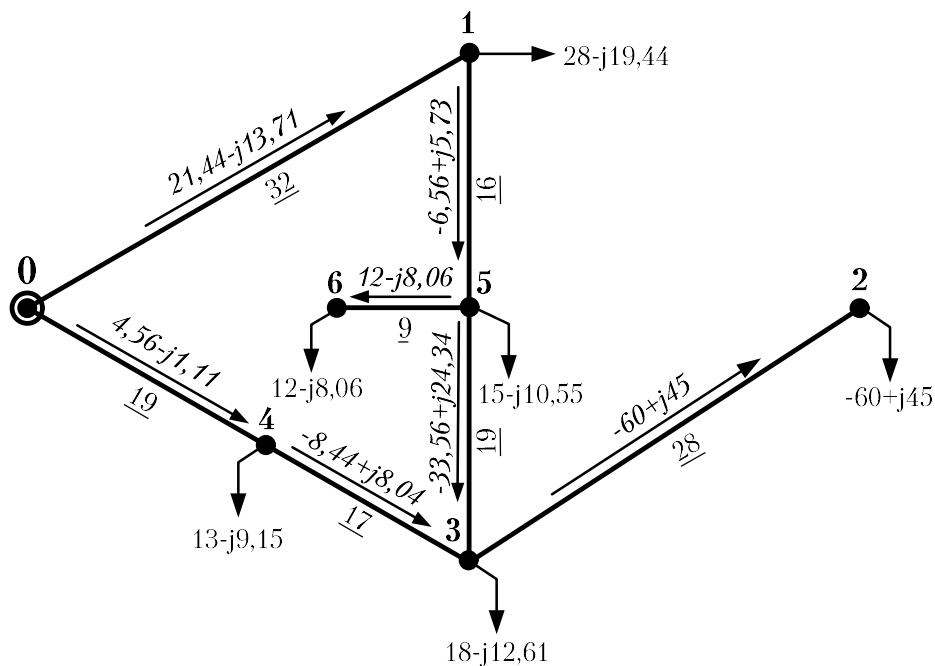


Рис. 1.7. Потокорозподіл потужностей у L-схемі для післяаварійного режиму роботи

Струмові навантаження ділянок електричної мережі для післяаварійного режиму роботи так само, як і для нормального режиму, розраховують за виразом (1.1.12). Здійснюють перевірку виконання нерівності (1.4.11). З цією метою значення струмових навантажень ділянок у післяаварійному режимі роботи тут порівнюють з допустимими тривалими струмами для перерізів ПЛ, які визначають за табл. Д.11. Результати перевірки виконання нерівності (1.4.11) представлені у табл. 1.4.15.

Таблиця 1.4.15. Результати перевірки проводів ПЛ за струмом післяаварійного режиму

Ділянка	Переріз, $F, \text{мм}^2$	Активна потужність $P, \text{МВт}$	Реактивна потужність $Q, \text{МВАр}$	Струмове навантаження (на один ланцюг), $I, \text{А}$	Тривалий допустимий струм, $I_{\text{доп}}, \text{А}$
0-1	1×120	21,44	-13,71	133,6	390
0-4	1×120	4,56	-1,11	24,7	390
1-5	1×120	-6,56	5,73	45,7	390
2-3	1×240	-60,00	45,00	393,6	610
4-3	1×70	-8,44	8,04	61,2	265
5-3	1×120	-33,56	24,34	217,6	390
5-6	2×70	12,00	-8,06	37,9	265

З даних табл. 1.4.15 витікає, що для всіх ПЛ схеми електричної мережі у післяаварійному режимі нерівність (1.4.11) виконується.

Здійснимо перевірку виконання нерівностей (1.4.12) для схеми мережі у післяаварійному режимі роботи (за умови відключення ПЛ 1-2). З цією метою розрахуємо граничні значення діапазону допустимих рівнів напруги на шинах ВН підстанцій, коли пристрої РПН силових трансформаторів ще здатні нормально здійснювати функцію регулювання напруги, а також рівні напруги на шинах ВН споживчих підстанцій.

Регулювальний діапазон РПН для двохобмоткових та триобмоткових трансформаторів розраховують за виразом (1.4.7). У цьому виразі заданий бажаний рівень напруги на шинах НН підстанції  $U_{\text{ндж}}$ , кВ, обраний за умовами зустрічного регулювання напруги, приймаємо таким, що дорівнює  $U_{\text{ндж}}=10,5$  кВ, а значення номінальної напруги обмоток ВН і НН силових трансформаторів  $U_{\text{ТВ}}$  та  $U_{\text{ТН}}$ , кВ, визначаємо за табл. 1.2.3 для кожної конкретної підстанції схеми мережі. Величини приведених значень втрат напруги в обмотках трансформаторів  $\Delta U_{\text{Т}}$ ,  $\Delta U_{\text{ТВ}}$  та  $\Delta U_{\text{ТН}}$ , кВ, розраховуємо за виразами (1.4.8) або (1.4.9) залежно від кількості обмоток трансформатора.

Регулювання напруги на підстанції пункту 2, до шин якої підключені два блоки електростанції, як вже наголошувалося, здійснюють за рахунок зміни струму збудження генераторів. Для трансформаторів підстанції 2 діапазон регулювання не розраховують.

Визначимо регулювальний діапазон напруги, наприклад, для трансформаторів, встановлених на понижуючих підстанціях пунктів 1 та 6.

Згідно з виразом (1.4.10) і даними табл. 1.2.3, для триобмоткових трансформаторів пункту 1 розрахуємо фіктивні значення напруги к.з. для обмоток ВН, СН та НН силових трансформаторів:

$$\begin{aligned} U_{\text{кв}1} \% &= 0,5 \cdot (U_{\text{к(в-с)}1} \% + U_{\text{к(в-н)}1} \% - U_{\text{к(с-н)}1} \%) = \\ &= 0,5 \cdot (10,5 + 17,5 - 6,5) = 10,75 \%; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} U_{\text{кс}1} \% &= 0,5 \cdot (U_{\text{к(в-с)}1} \% + U_{\text{к(с-н)}1} \% - U_{\text{к(в-н)}1} \%) = \\ &= 0,5 \cdot (10,5 + 6,5 - 17,5) = -0,25 = 0 \%; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} U_{\text{кн}1} \% &= 0,5 \cdot (U_{\text{к(в-н)}1} \% + U_{\text{к(с-н)}1} \% - U_{\text{к(в-с)}1} \%) = \\ &= 0,5 \cdot (17,5 + 6,5 - 10,5) = 6,75 \%. \end{aligned}$$

Приведені значення втрат напруги в обмотках трансформаторів підстанції пункту 1, згідно з виразами (1.4.9) та даними табл. 1.2.1 і табл. 1.2.3, складуть:

$$\begin{aligned}\Delta U_{\text{ТВ}1} &= \frac{P_{\text{max}1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\text{кз}1} \cdot U_{\text{ТВ}1} \times 10^{-3}}{2 \cdot S_{\text{H}1}^2} - \frac{Q_{\text{max}1}}{n} \cdot \frac{U_{\text{ТВ}1} \cdot U_{\text{кВ}1} \%}{100 \cdot S_{\text{H}1}} = \\ &= \frac{28}{2} \cdot \frac{140 \cdot 115 \times 10^{-3}}{2 \cdot 25^2} - \frac{19,44}{2} \cdot \frac{115 \cdot 10,75}{100 \cdot 25} = 4,99 \text{ кВ}; \\ \Delta U_{\text{Тс}1} &= \frac{P_{\text{сн}1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\text{кз}1} \cdot U_{\text{ТВ}1} \times 10^{-3}}{2 \cdot S_{\text{H}1}^2} - \frac{Q_{\text{сн}1}}{n} \cdot \frac{U_{\text{ТВ}1} \cdot U_{\text{кВ}1} \%}{100 \cdot S_{\text{H}1}} = \\ &= \frac{12}{2} \cdot \frac{140 \cdot 115 \times 10^{-3}}{2 \cdot 25^2} - \frac{8,69}{2} \cdot \frac{115 \cdot 0}{100 \cdot 25} = 0,08 \text{ кВ}; \\ \Delta U_{\text{ТН}1} &= \frac{P_{\text{нн}1}}{n} \cdot \frac{\Delta P_{\text{кз}1} \cdot U_{\text{ТВ}1} \times 10^{-3}}{2 \cdot S_{\text{H}1}^2} - \frac{Q_{\text{нн}1}}{n} \cdot \frac{U_{\text{ТВ}1} \cdot U_{\text{кВ}1} \%}{100 \cdot S_{\text{H}1}} = \\ &= \frac{16}{2} \cdot \frac{140 \cdot 115 \times 10^{-3}}{2 \cdot 25^2} - \frac{10,75}{2} \cdot \frac{115 \cdot 6,75}{100 \cdot 25} = 1,77 \text{ кВ},\end{aligned}$$

а для двохобмоткових трансформаторів пункту 6, згідно з виразом (1.4.8), будуть:

$$\begin{aligned}\Delta U_{\text{Т}6} &= \frac{U_{\text{ТВ}6}}{n \cdot S_{\text{H}6}} \left( P_{\text{max}6} \frac{\Delta P_{\text{кз}6} \times 10^{-3}}{S_{\text{H}6}} - Q_{\text{max}6} \frac{U_{\text{кз}6} \%}{100} \right) = \\ &= \frac{115}{2 \cdot 16} \left( 12 \cdot \frac{85 \times 10^{-3}}{16} - (-8,06) \cdot \frac{10,5}{100} \right) = 4,21 \text{ кВ}.\end{aligned}$$

Регульовальний діапазон напруги для триобмоткових силових трансформаторів, встановлених на підстанції пункту 1, згідно з виразом (1.4.7), складе:

$$\begin{aligned}U_{\text{min}1} &= \frac{U_{\text{ндж}} U_{\text{ТВ}1}}{U_{\text{ТН}1}} \cdot (1 - \omega_{\text{в}}) + \Delta U_{\text{ТВ}1} + \Delta U_{\text{ТН}1} = \\ &= \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 - 0,1602) + 4,99 + 1,77 = 99,0 \text{ кВ}; \\ U_{\text{max}1} &= \frac{U_{\text{ндж}} U_{\text{ТВ}1}}{U_{\text{ТН}1}} \cdot (1 + \omega_{\text{в}}) + \Delta U_{\text{ТВ}1} + \Delta U_{\text{ТН}1} = \\ &= \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 + 0,1602) + 4,99 + 1,77 = 134,1 \text{ кВ},\end{aligned}$$

а для двохобмоткових трансформаторів пункту 6 буде:

$$U_{\min 6} = \frac{U_{\text{ндж}} U_{\text{тв}6}}{U_{\text{тн}6}} \cdot (1 - \omega_{\text{в}}) + \Delta U_{\text{т}6} =$$

$$= \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 - 0,1602) + 4,21 = 96,4 \text{ кВ};$$

$$U_{\max 6} = \frac{U_{\text{ндж}} U_{\text{тв}6}}{U_{\text{тн}6}} \cdot (1 + \omega_{\text{в}}) + \Delta U_{\text{т}6} =$$

$$= \frac{10,5 \cdot 115}{11} \cdot (1 + 0,1602) + 4,21 = 131,6 \text{ кВ}.$$

Регулювальні діапазони силових трансформаторів решти підстанцій розраховують аналогічно. Результати розрахунків регулювальних діапазонів наведені у табл. 1.4.16.

**Таблиця 1.4.16.** Результати розрахунку регулювальних діапазонів напруги силових трансформаторів підстанцій для другої групи післяаварійних режимів електричної мережі

Номер пункту	$S_{\text{н}}$ , МВА	$\Delta P_{\text{кз}}$ , кВт	Обмотка (i)	$U_{\text{т}i}$ , кВ	$U_{\text{к}i}$ , %	Потік потужності i-ю обмоткою		$\Delta U_{\text{т}i}$ , кВ	$U_{\min}$ , кВ	$U_{\max}$ , кВ
						$P_i$ , МВт	$Q_i$ , МВАр			
1	25	140	ВН	115	10,75	28,00	-19,44	4,99	99,0	134,1
			СН	38,5	0	12,00	-8,69	0,08		
			НН	11,0	6,75	16,00	-10,75	1,77		
2	Визначається величиною струму збудження генераторів блоків електростанції									
3	16	100	ВН	115	10,75	18,00	-12,62	5,08	98,6	133,7
			СН	38,5	0	10,00	-7,24	0,11		
			НН	11,0	6,75	8,00	-5,38	1,30		
4	16	100	ВН	115	10,75	13,00	-9,15	3,68	96,7	131,9
			СН	38,5	0	8,00	-5,79	0,04		
			НН	11,0	6,75	5,00	-3,36	0,81		
5	16	100	ВН	115	10,75	15,00	-10,55	4,24	97,4	132,6
			СН	38,5	0	9,00	-6,52	0,10		
			НН	11,0	6,75	6,00	-4,03	0,97		
6	16	85	ВН	115	10,50	12,00	-8,06	4,21	96,4	131,6
			НН	11,0						

Виконаємо розрахунок рівнів напруги на шинах ВН понижуючих підстанцій пунктів схеми згідно з виразом (1.4.7), використовуючи поточкорозподіл потужностей у L-схемі електричної мережі в даному післяаварійному режимі (рис. 1.7) і дані про наближені значення опорів ЛЕП (нагадаємо, що рівень напруги БП вказаний у завданні на курсовий проект).

$$U_1 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{0-1} \cdot r'_{0-1} - Q_{0-1} \cdot x'_{0-1})} = \\ = \sqrt{115^2 - 2 \cdot (21,44 \cdot 7,81 - (-13,71) \cdot 12,80)} = 112,0 \text{ кВ};$$

$$U_5 = \sqrt{U_1^2 - 2 \cdot (P_{1-5} \cdot r'_{1-5} - Q_{1-5} \cdot x'_{1-5})} = \\ = \sqrt{112,0^2 - 2 \cdot (-6,56 \cdot 3,90 - 5,73 \cdot 6,40)} = 112,5 \text{ кВ};$$

$$U_6 = \sqrt{U_5^2 - 2 \cdot (P_{5-6} \cdot r'_{5-6} - Q_{5-6} \cdot x'_{5-6})} = \\ = \sqrt{112,5^2 - 2 \cdot (12,00 \cdot 1,90 - (-8,06) \cdot 1,80)} = 112,2 \text{ кВ};$$

$$U_4 = \sqrt{U_0^2 - 2 \cdot (P_{0-4} \cdot r'_{0-4} - Q_{0-4} \cdot x'_{0-4})} = \\ = \sqrt{115^2 - 2 \cdot (4,56 \cdot 4,64 - (-1,11) \cdot 7,60)} = 114,7 \text{ кВ};$$

$$U_3 = \sqrt{U_4^2 - 2 \cdot (P_{4-3} \cdot r'_{4-3} - Q_{4-3} \cdot x'_{4-3})} = \\ = \sqrt{114,7^2 - 2 \cdot (-8,44 \cdot 7,17 - 8,04 \cdot 6,80)} = 115,7 \text{ кВ};$$

$$U_2 = \sqrt{U_3^2 - 2 \cdot (P_{2-3} \cdot r'_{2-3} - Q_{2-3} \cdot x'_{2-3})} = \\ = \sqrt{115,7^2 - 2 \cdot (-60,0 \cdot 3,30 - 45,0 \cdot 11,20)} = 121,7 \text{ кВ}.$$

Результати перевірки відповідності перерізів технічним обмеженням (1.4.4) та (1.4.5) наведені у табл. 1.4.17.

**Таблиця 1.4.17. Результати перевірки перерізів ПЛ на відповідність технічним обмеженням другої групи післяаварійних режимів роботи**

№ пункту	Діапазон регулювання трансформаторів		$U_{\max \text{ роб, кВ}}$ (ГОСТ 721-77)	Розрахунковий рівень напруги, кВ
	$U_{\min, \text{кВ}}$	$U_{\max, \text{кВ}}$		
1	99,0	134,1	126,0	112,0
2	—	—		121,7
3	98,6	133,7		115,7
4	96,7	131,9		114,7
5	97,4	132,6		112,5
6	96,4	131,6		112,2

Таким чином, усі рекомендовані перерізи проводів ПЛ електричної мережі повністю відповідають вимогам технічних обмежень першої і другої групи післяаварійних режимів роботи. Обрані перерізи проводів приймаємо до подальшого розрахунку.

## 1.5. Зміст пояснювальної записки і графічної частини курсового проекту (Економічна частина)

Результати розрахунків курсового проекту оформлюють у вигляді пояснювальної записки, розділи якої мають відповідати основним розділам даних методичних вказівок. Обсяг пояснювальної записки має складати не менше 50-60 сторінок друкованого тексту.

Графічна частина складається з двох креслень на аркушах формату А1. Креслярські аркуші оформлюють згідно з вимогами ЕСКД (ДСТУ 3321-2003) із заповненням площі аркушів не менше 80%. Усі елементи, які зображують на схемах, мають відповідати ГОСТ 2.722-68, ГОСТ 2.723-68 та ГОСТ 2.725-68. Схеми слід зображувати виходячи з їхньої максимальної наочності. Таблиці слід розміщувати на будь-якому вільному місці аркуша, у тому числі і між схемами.

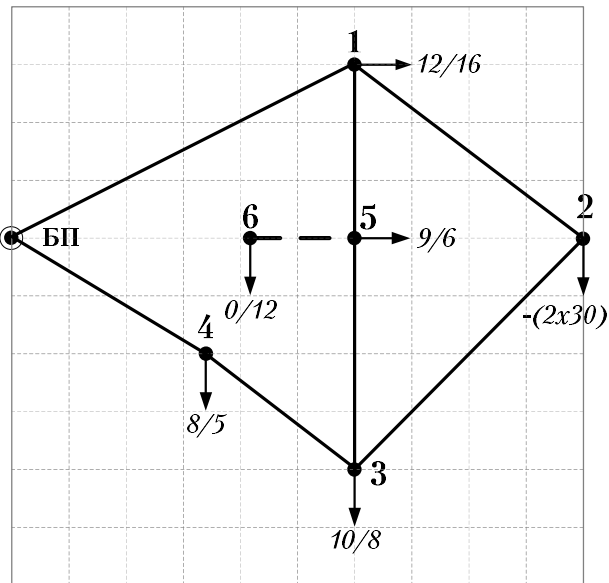
На першому креслярському аркуші наводять результати виконання розрахунків за Економічною частиною даних методичних вказівок:

- ситуаційний план розміщення споживчих підстанцій проектованої електричної мережі;
- варіанти схем електропостачання локального споживача;
- результати техніко-економічного порівняння різних варіантів схем електропостачання локального споживача;
- результати розрахунку поточкорозподілу потужностей у L-схемах режиму максимальних навантажень і післяаварійних режимів;
- результати перевірки проводів ПЛ на відповідність технічним обмеженням післяаварійних режимів першої та другої груп.

Результати розрахунку поточкорозподілу в L-схемах мережі представляють середньолінійними потоками потужностей за ділянками (вказують комплексними числами над стрілками напрямів потоків, що розміщуються над ділянками) і довжинами ділянок (вказують під ділянками підкресленими цифрами).

Зразок виконання першого креслярського аркуша представлений на рис. 1.8.

# Ситуаційний план (масштаб 1:25000)



Результати перевірки проводів за технічними обмеженнями післяварійних режимів першої та другої груп

№ пункта	Діапазон регулювання трансформаторів		$U_{\text{max, роб.}}$ кВ (ГОСТ 721-77)	Розрахунковий рівень напруги, кВ
	$U_{\text{min}}$ кВ	$U_{\text{max}}$ кВ		
Післяварійний режим першої групи				
1	105,7	140,9	126,0	113,6
2	-	-		116,6
3	104,9	140,1		113,7
4	101,2	136,3		113,8
5	102,6	137,8		112,5
6	100,6	135,8		112,2
Післяварійний режим другої групи				
1	99,0	134,1	126,0	112,0
2	-	-		121,7
3	98,6	133,7		115,7
4	96,7	131,9		114,7
5	97,4	132,6		112,5
6	96,4	131,6		112,2

Техніко-економічне порівняння варіантів електропостачання локального споживача

№ з/п	Елемент обладнання чи стаття витрат	Вартість одиниці, тис. грн.	Варіант 1		Варіант 2	
			Кіл-ть	Загальна вартість, тис. грн.	Кіл-ть	Загальна вартість, тис. грн.
1	ПС 110/35/10 за схемою 110-6 2×ТДТН-16000/110 в пункті 5, шт.	20 700	1	20 700		
2	ПС 110/35/10 за схемою 110-3 2×ТДТН-25000/110 в пункті 5, шт.	15 900			1	15 900
3	ПС 110/10 за схемою 110-2 2×ТДН-16000/110 в пункті 6, шт.	11 700	1	11 700		
4	ПС 35/10 за схемою 110-2 2×ТДН-16000/110 в пункті 6, шт.	7 600			1	7 600
5	Комірка вакуумного вимикача 35 кВ на РП 35 кВ ПС пункта 5, шт.	200			2	400
	Капітальні вкладення в обладнання підстанцій, $K_{\text{в}}$ , тис. грн.			32 400		23 900
6	ПЛ 5-6 110 кВ з перерізом проводів 70 мм <sup>2</sup> на з/6 опорах, км	275	2×9	4 950		
7	ПЛ 5-6 35 кВ з перерізом проводів 120 мм <sup>2</sup> на з/6 опорах, км	240			2×9	4 320
	Капітальні вкладення у ПЛ, $K_{\text{пл}}$ , тис. грн.			4 950		4 320
8	Витрати на експлуатацію обладнання ПС, $I_{\text{вс}}$ , тис. грн./рік			777,60		573,60
9	Витрати на експлуатацію ПЛ, $I_{\text{пл}}$ , тис. грн./рік			59,40		51,84
10	Витрати на компенсацію втрат e/e в елементах схеми $I_{\text{вт}}$ , тис. грн./рік	$31,5 \times 10^3$		319,41		621,15
	Сумарні дисконтовані витрати $Z_{\text{вс}}$ , тис. грн.			48 914 (120 %)		40 686 (100 %)

Схема електропостачання локального споживача за двома ЛЕП-110 кВ (варіант 1)

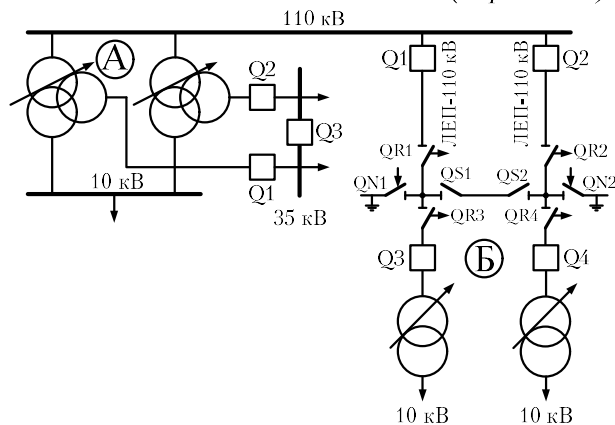


Схема електропостачання локального споживача за двома ЛЕП-35 кВ (варіант 2)

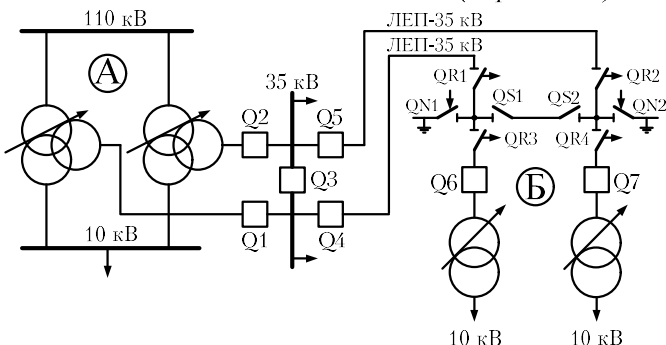
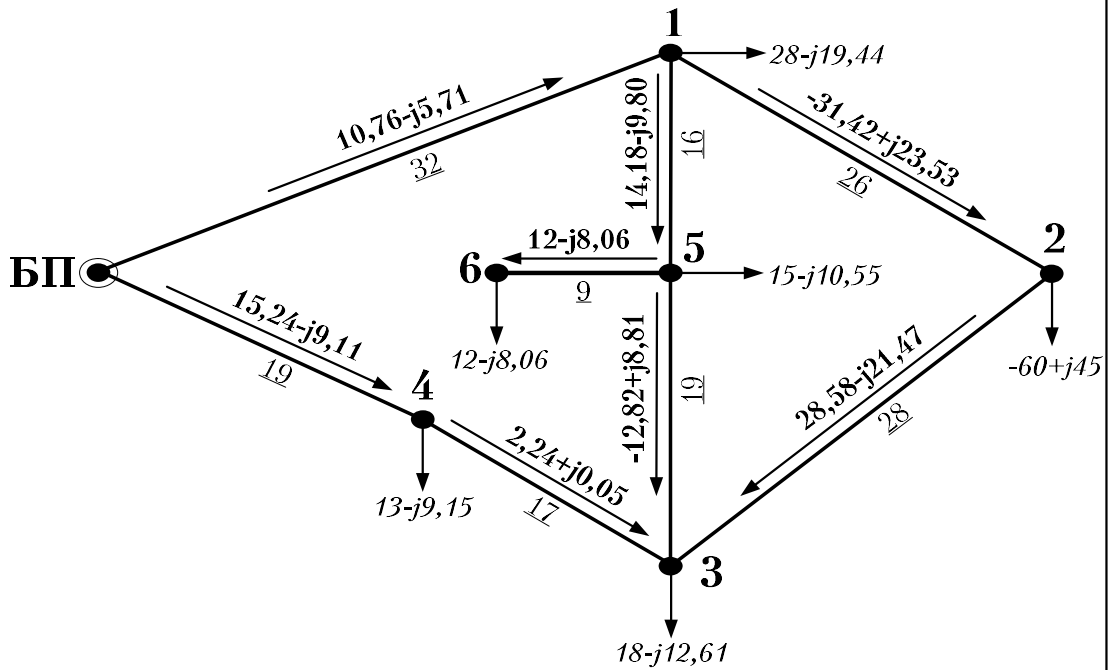
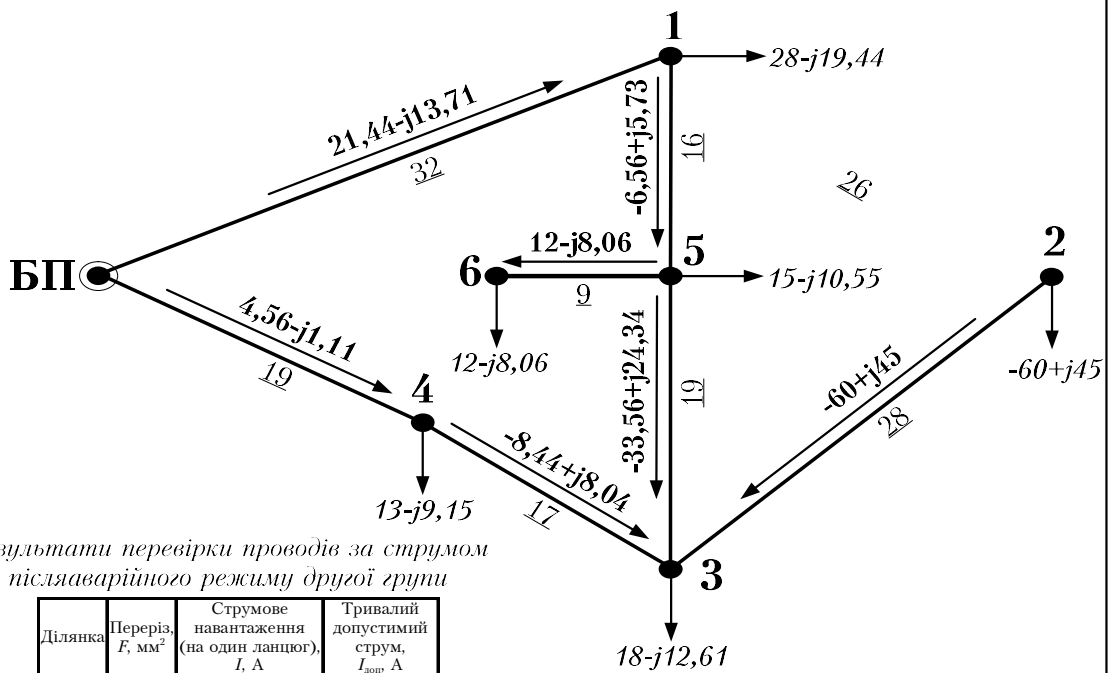


Рис. 1.8. Зразок виконання першого креслярського аркуша курсового проекту

Попередній потікорозподіл потужностей за L-схемою у режимі максимальних навантажень та післяаварійному режимі першої групи



Попередній потікорозподіл потужностей за L-схемою у післяаварійному режимі другої групи



Результати перевірки проводів за струмом післяаварійного режиму другої групи

Ділянка	Переріз, $F, \text{мм}^2$	Струмове навантаження (на один ланцюг), $I, \text{А}$	Тривалий допустимий струм, $I_{\text{доп}}, \text{А}$
0-1	1×120	133,6	390
0-4	1×120	24,7	390
1-5	1×120	45,7	390
2-3	1×240	393,6	610
4-3	1×70	61,2	265
5-3	1×120	217,6	390
5-6	2×70	37,9	265

Зм.	Арх.	Неодомк.	Глобис.	Дата	Техніко-економічне обґрунтування параметрів районної електричної мережі			Лист	Маса	Масштаб
Розроб.										
Перев.										
Т. контр.										
Н. контр.					Районні електричні мережі. Курсовий проект з дисципліни «Електричні системи та мережі»			Аркуш 1	Аркушів 2	
Зам.										

Рис. 1.8. Зразок виконання першого креслярського аркуша курсового проекту (продовження)

# ДОДАТКИ

Д.1

## Зразок титульного аркуша

Міністерство освіти і науки України

Національний технічний університет України «Київський політехнічний інститут»

Факультет електроенерготехніки та автоматики

Кафедра електричних систем та мереж

## ПОЯСНЮВАЛЬНА ЗАПИСКА

до курсового проекту з дисципліни «Електричні системи і мережі»  
на тему «Проект районної електричної мережі»

Допущено до захисту:

\_\_\_\_\_

Виконав: \_\_\_\_\_

номер залікової книжки: \_\_\_\_\_

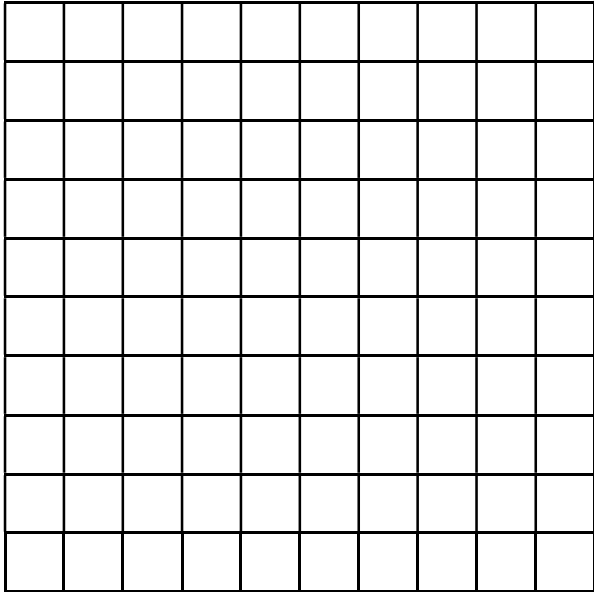
Захищений з оцінкою:

\_\_\_\_\_

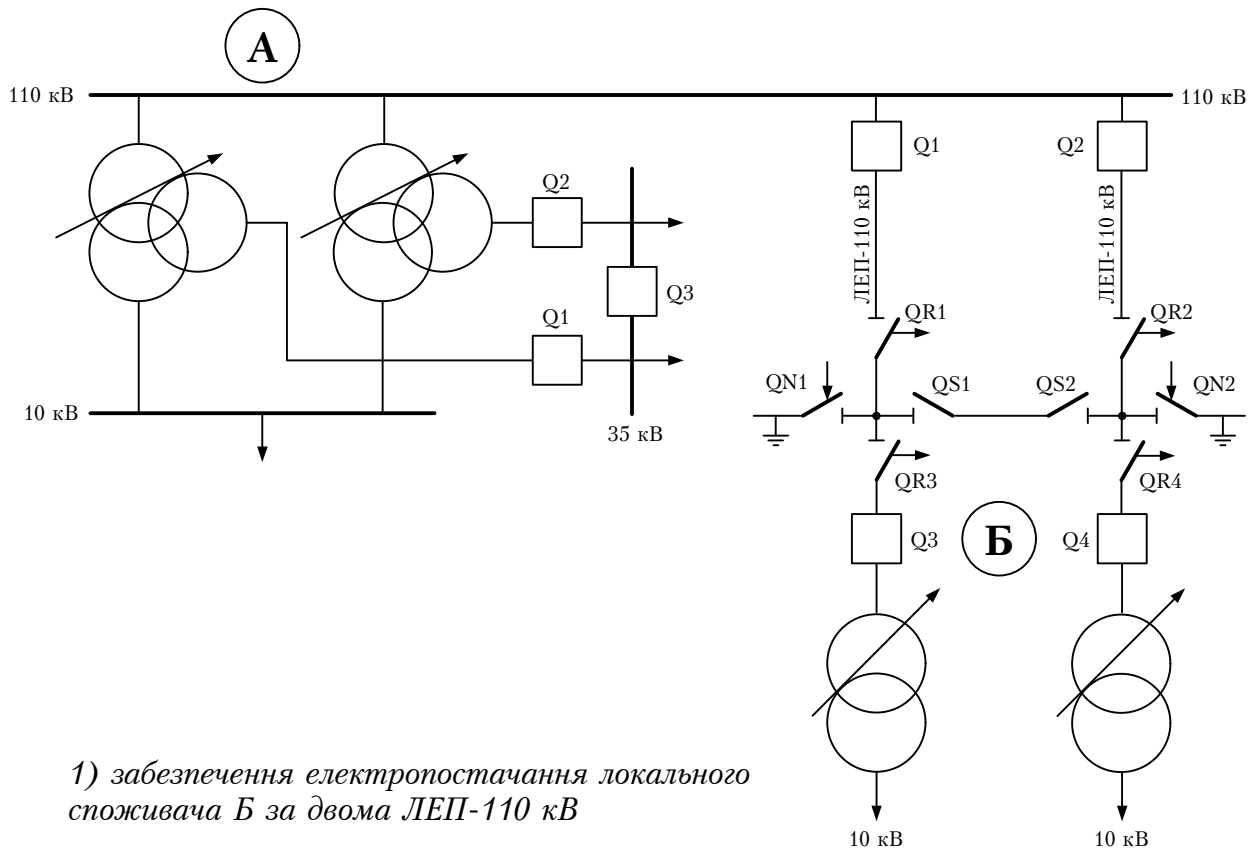
Керівник проекту: \_\_\_\_\_

Київ-20\_\_

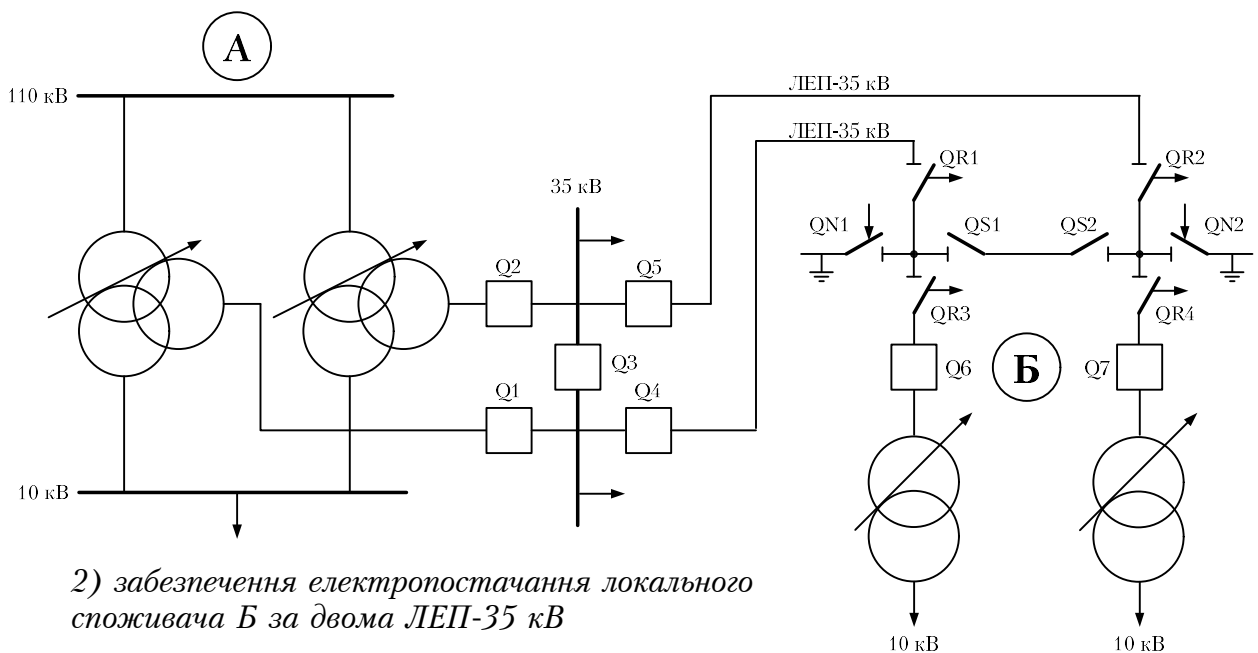
## Зразок завдання на курсовий проект

КПІ, кафедра ЕМС	Група _____	Студент _____ (П.І.Б) _____
<p><b>Завдання</b> на курсовий проект «Проект районної електричної мережі»</p> <p>Ситуаційний план (масштаб 1 см :10 км)</p>		
		
<p><b>Вихідні дані до курсового проекту:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Номінальна напруга мережі <math>U_n = 110</math> кВ.</li> <li>- Балансуючий пункт в точці _____.</li> <li>- Відстань між пунктами <math>L</math> (км) та активні потужності пунктів <math>P</math> (МВт) за ситуаційним планом.</li> <li>- <math>\cos\varphi_{сн} =</math> _____, <math>\cos\varphi_{нн} =</math> _____, <math>\cos\varphi_z =</math> _____, <math>T_{max} =</math> _____ (год/рік).</li> <li>- У всіх пунктах підключені споживачі I-ї та II-ї категорій.</li> <li>- Географічний район спорудження мережі: Україна.</li> <li>- Район за ожеледдю: I-II.</li> <li>- Матеріал опор: залізобетон.</li> </ul>		
<p><b>Примітки:</b></p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. На ситуаційному плані дроби означають активні навантаження: <ul style="list-style-type: none"> <li>- чисельник – навантаження на стороні СН;</li> <li>- знаменник – навантаження на стороні НН.</li> </ul> </li> <li>2. Для техніко-економічного зіставлення варіантів виконати техніко-економічне обґрунтування схем живлення локального споживача.</li> <li>3. Бланк завдання без зазначення дати видачі та підпису керівника курсового проекту є недійсним.</li> </ol>		
Завдання видане	Дата _____	Підпис керівника _____

Схеми варіантів електропостачання локального споживача на напругах 110 кВ та 35 кВ



1) забезпечення електропостачання локального споживача Б за двома ЛЕП-110 кВ



2) забезпечення електропостачання локального споживача Б за двома ЛЕП-35 кВ

## Д.4

## Трифазні двохобмоткові трансформатори 35 кВ

Тип	$S_{\text{ном}}$ , МВА	Межі регулювання	Каталожні дані					
			$U_{\text{ном}}$ , кВ		$U_{\text{к}}$ , %	$\Delta P_{\text{к}}$ , кВт	$\Delta P_{\text{х}}$ , кВт	$I_{\text{х}}$ , %
			ВН	НН				
ТМН-1000/35	1,0	$\pm 6 \times 1,5$ %	35	0,4; 0,69; 6,3; 11	6,5	16,5	3,6	1,40
ТМН-1600/35	1,6	$\pm 6 \times 1,5$ %	35	6,3; 11	6,5	23,5	5,1	1,10
ТМН-2500/35	2,5	$\pm 6 \times 1,5$ %	35	6,3; 11	6,5	23,5	5,1	1,10
ТМН-4000/35	4,0	$\pm 6 \times 1,5$ %	35	6,3; 11	7,5	33,5	6,7	1,00
ТМН-6300/35	6,3	$\pm 6 \times 1,5$ %	35	6,3; 11	7,5	46,5	9,2	0,90
ТД-10000/35	10	$\pm 2 \times 2,5$ %	38,5	6,3; 10,5	7,5	65	14,5	0,80
ТМН-10000/35	10	$\pm 9 \times 1,3$ %	36,75	6,3; 10,5	7,5	65	14,5	0,80
ТДНС-10000/35	10	$\pm 8 \times 1,5$ %	36,75	6,3; 10,5	8,0	60	12,5	0,60
ТД-16000/35	16	$\pm 2 \times 2,5$ %	38,5	6,3; 10,5	8,0	90	21	0,60
ТДНС-16000/35	16	$\pm 8 \times 1,5$ %	36,75	6,3-6,3; 10,5-10,5	10,0	85	18	0,55
ТРДНС-25000/35	25	$\pm 8 \times 1,5$ %	36,75	6,3-6,3; 10,5-10,5	9,5	115	25	0,50
ТРДНС-32000/35	32	$\pm 8 \times 1,5$ %	36,75	6,3-6,3; 10,5-10,5	11,5	145	30	0,45
ТРДНС-40000/35	40	$\pm 8 \times 1,5$ %	36,75	6,3-6,3; 10,5-10,5	11,5	170	36	0,40
ТРДНС-63000/35	63	$\pm 8 \times 1,5$ %	36,75	6,3-6,3; 10,5-10,5	11,5	250	50	0,30

Примітка.

Регулювання напруги здійснюється на стороні ВН за рахунок РПН або ПБЗ.

## Д.5

## Трифазні двохобмоткові трансформатори 110 кВ

Тип	$S_{\text{ном}}$ , МВА	Межі регулювання	Каталожні дані					
			$U_{\text{ном}}$ , кВ	$U_{\text{к}}$ , %	$\Delta P_{\text{к}}$ , кВт	$\Delta P_{\text{х}}$ , кВт	$I_{\text{х}}$ , %	
			79					

ТДЦ-200000/110	200	$\pm 2 \times 2,5 \%$	121	13,8; 15,75	10,5	550	170	0,50
ТДЦ-250000/110	250	$\pm 2 \times 2,5 \%$	121	15,75	10,5	640	200	0,50
ТДЦ-400000/110	400	$\pm 2 \times 2,5 \%$	121	20,0	10,5	900	320	0,45

Примітка.

Регулювання напруги здійснюється за рахунок РПН у нейтралі, за винятком трансформаторів типу ТМН-2500/110 з РПН на стороні НН та ТД-40000/110 з ПБЗ на стороні ВН.

Д.6

### Трифазні триобмоткові трансформатори 110 кВ

Тип	$S_{\text{ном}}$ , МВА	Каталожні дані								
		$U_{\text{ном}}$ , обмоток, кВ			$U_{\text{к}}$ , %			$\Delta P_{\text{к}}$ , кВт	$\Delta P_{\text{х}}$ , кВт	$I_{\text{х}}$ , %
		ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н			
ТДТН-6300/110	6,3	115	38,5	6,6; 11	10,5	17,0	6,0	58	14	1,2
ТДТН-10000/110	10	115	11,5; 22,0; 34,5; 38,5	6,6; 11	10,5	17,0	6,0	76	17	1,1
ТДТН-16000/110*	16	115	11,0; 22,0; 34,5; 38,5	6,6; 11	10,5	17,0	6,0	100	23	1,0
ТДТН-25000/110	25	115	11,0; 22,0; 34,5; 38,5	6,6; 11	10,5	17,5	6,5	140	31	0,7
ТДТН-40000/110*	40	115	11,0; 22,0; 34,5; 38,5	6,6; 11	10,5 (17,0)	17,0 (10,5)	6,0	200	43	0,6
ТДТН-63000/110*	63	115	11,0; 34,5; 38,5	6,6; 11	10,5	17,0	6,5	290	56	0,7
ТДТН-80000/110*	80	115	38,5	6,6; 11	11,0 (17,0)	18,5 (10,5)	7,0 (6,5)	390	82	0,6

\* При  $x_{\text{т}}$  обмотки СН, що дорівнює нулю, обмотки НН<sup>80</sup> виготовляють з  $U_{\text{ном}}$ , що дорівнює 6,3 або 10,5 кВ.

### Трифазні двохобмоткові трансформатори 150 кВ

Тип	$S_{\text{ном}}$ , МВА	Межі регулювання	Каталожні дані						
			$U_{\text{ном}}$ , кВ		$U_{\text{к}}$ , %	$\Delta P_{\text{к}}$ , кВт	$\Delta P_{\text{х}}$ , кВт	$I_{\text{х}}$ , %	
			ВН	НН					
ТДН-16000/150	16	$\pm 8 \times 1,5$ %	158	6,6; 11		11,0	85	21	0,80
ТРДН-32000/150	32	$\pm 8 \times 1,5$ %	158	6,3-6,3; 6,3-10,5; 10,5-10,5		10,5	145	35	0,70
ТРДН-63000/150	63	$\pm 8 \times 1,5$ %	158	6,3-6,3; 6,3-10,5; 10,5-10,5		10,5	235	59	0,65
ТЦ-250000/150	250	–	165	10,5; 13,8; 15,75		11,0	640	190	0,50

Примітка.

Регулювання напруги здійснюється за рахунок РПН у нейтралі, ВН (трансформатори 16-63 МВА) або ПБЗ (трансформатор 250 МВА).

**Д.8**

### Трифазні триобмоткові трансформатори 150 кВ

Тип	$S_{\text{ном}}$ , МВА	Межі регулювання	Каталожні дані								
			$U_{\text{ном}}$ , обмоток, кВ			$U_{\text{к}}$ , %			$\Delta P_{\text{к}}$ , кВт	$\Delta P_{\text{х}}$ , кВт	$I_{\text{х}}$ , %
			ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н			
ТДТН-16000/150	16	$\pm 8 \times 1,5$ %	158	38,5	6,6; 11	10,5	18	6	96	25	1,0
ТДТН-25000/150	25	$\pm 8 \times 1,5$ %	158	38,5	6,6; 11	10,5	18	6	145	34	0,9
ТДТН-40000/150	40	$\pm 8 \times 1,5$ %	158	38,5	6,6; 11	10,5	18	6	185	53	0,8
ТДТН-63000/150	63	$\pm 8 \times 1,5$ %	158	38,5	6,6; 11	10,5	18	6	285	67	0,7

Примітка.

Регулювання напруги здійснюється за рахунок РПН у нейтралі ВН.

**Д.9**

### Трифазні двохобмоткові трансформатори 220 кВ

Тип	$S_{\text{ном}}$ , МВА	Межі регулювання	Каталожні дані					
			$U_{\text{ном}}$ , кВ		$U_{\text{к}}$ , %	$\Delta P_{\text{к}}$ , кВт	$\Delta P_{\text{х}}$ , кВт	$I_{\text{х}}$ , %
			ВН	НН				

## Трифазні двохобмоткові трансформатори 330 кВ

Тип	$S_{\text{ном}}$ , МВА	Межі регулювання	Каталожні дані					
			$U_{\text{ном}}$ , кВ		$U_{\text{к}}$ , %	$\Delta P_{\text{к}}$ , кВт	$\Delta P_{\text{х}}$ , кВт	$I_{\text{х}}$ , %
			ВН	НН				
ТДЦ-125000/330	125	–	347	10,5; 13,8	11,0	360	145	0,50
ТДЦ-200000/330	200	–	347	13,8; 15,75; 18	11,0	560	220	0,45
ТДЦ-250000/330	250	–	347	13,8; 15,75	11,0	605	240	0,45
ТДЦ-400000/330	400	–	347	15,75; 20	11,0	810	365	0,40
ТЦ-630000/330	630	–	347	15,75; 20; 24	11,0	1300	405	0,35
ТЦ-1000000/330	1000	–	347	24	11,5	2200	480	0,40
ТЦ-1250000/330	1250	–	347	24	14,0	2300	750	0,75

## Д.11

**Допустимі тривалі струми і потужності для неізолюваних проводів марок АС, АСК  
(допустима температура нагрівання +70°C при температурі повітря +25°C)**

Переріз (алюміній/сталь), мм <sup>2</sup>	Струм, А	Потужність, МВт, поза приміщеннями при напрузі, кВ				
		35	110	150	220	330
35/6,2	175	10,0	–	–	–	–
50/8,0	210	12,0	–	–	–	–
70/11	265	15,2	47,6	–	–	–
95/16	330	18,9	59,3	80,9	–	–
120/19	390	22,3	68,7	93,6	–	–
150/24	450	25,7	80,9	110,3	–	–
185/29	510	29,2	92,6	126,2	–	–
240/39	610	–	109,2	149	218	328
300/48	690	–	–	–	249	374
400/18	830	–	–	–	301	452
400/51	825	–	–	–	301	452
400/69	860	–	–	–	301	452
500/26	960	–	–	–	342	513
500/64	945	–	–	–	342	513

Примітка.

Допустима тривала потужність розрахована при  $U=1,05U_{ном}$

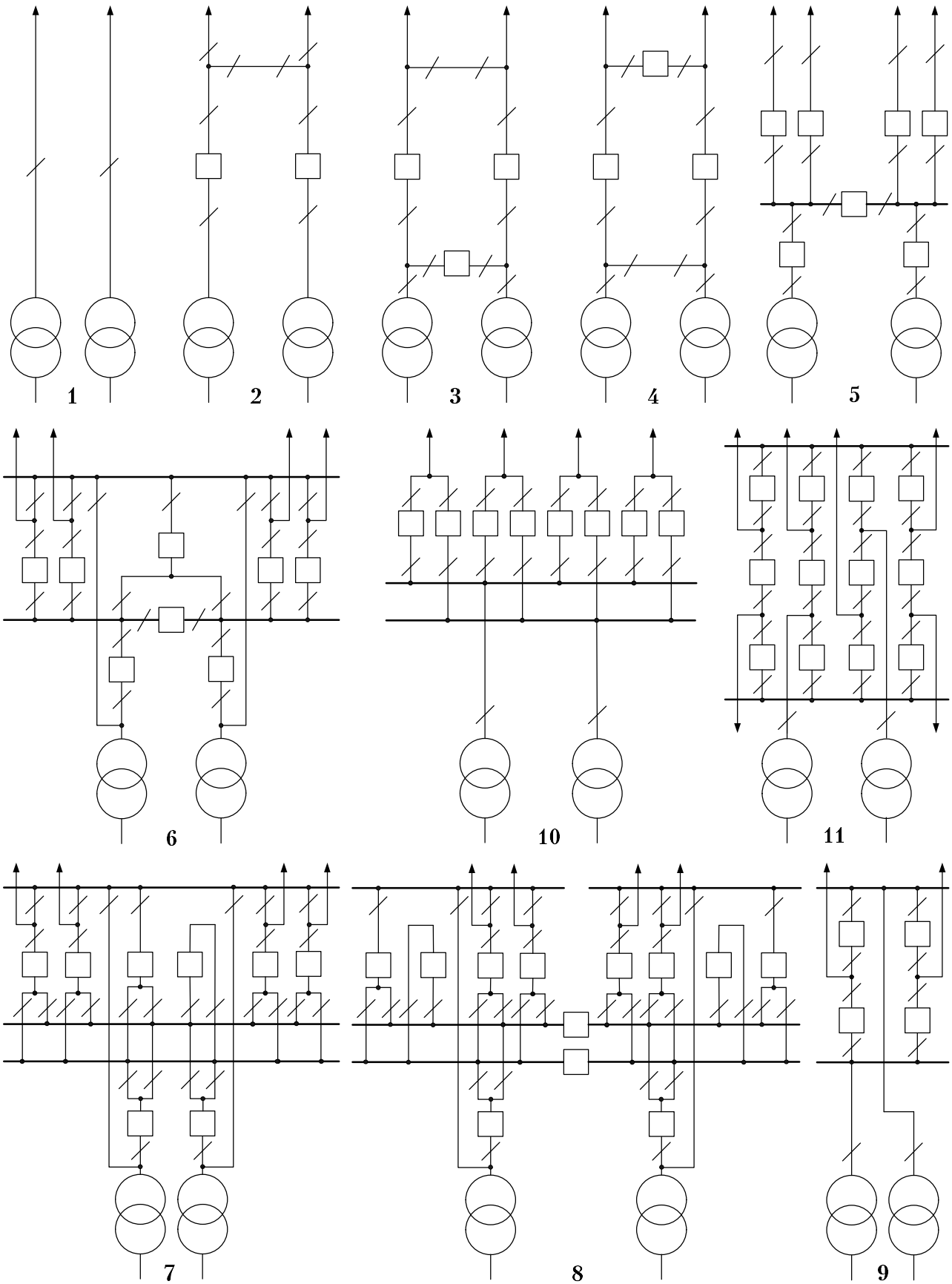
## Д.12

**Розрахункові дані сталевалюмінієвих проводів марок АС, АСК (ГОСТ 893-80)**

Номинальний переріз (алюміній/сталь), мм <sup>2</sup>	Алюмінієва частина проводу			Розрахункові дані проводу	
	Переріз, мм <sup>2</sup>	Кількість дротів	Діаметр дротів, мм	Опір постійному струму при +20°C, Ом/км	Діаметр проводу, мм
35/6,2	36,9	6	2,80	0,790	8,4
50/8,0	48,2	6	3,20	0,603	9,6
70/11	68,0	6	3,80	0,422	11,4
95/16	95,4	6	4,50	0,301	13,5
120/19*	118,0	26	2,40	0,244	15,2
150/24*	149,0	26	2,70	0,204	17,1
185/29*	181,0	26	2,98	0,159	18,8
185/43	185,0	30	2,80	0,156	19,6
240/32	244,0	24	3,6	0,118	21,6
240/39*	236,0	26	3,40	0,122	21,6
240/56	241,0	30	3,20	0,120	22,4
300/39	301,0	24	4,00	0,096	24,0
300/48*	295,0	26	3,80	0,098	24,1
300/66	288,5	30	3,50	0,100	25,5
300/67	288,5	30	3,50	0,100	24,5
330/30	335,0	48	2,98	0,086	24,8
330/43	332,0	54	2,80	0,087	25,2
400/18	387,0	42	3,4	0,076	26,0
400/51	394,0	54	3,05	0,073	27,5
500/26	502,0	42	3,9	0,058	30,0

\* Провід марки АСК виготовляють для вказаних перерізів.

Типові схеми РП 35-330 кВ



## Типові схеми РП 35-330 кВ

Номер типової схеми	Найменування схеми	Область застосування			Додаткові умови
		Напруга, кВ	Сторона підстанції	Кількість ліній, що приєднуються	
1	Два блоки лінія-трансформатор з роз'єднувачами	110-330	ВН	2	1. Тупикові ПС, розташовані у районах із забрудненою атмосферою, що живляться лінією без відгалужень. 2. Охоплення трансформатора лінійним захистом з боку живильного кінця або передача телевідключаючого імпульсу.
2	Два блоки лінія-трансформатор з вимикачами і неавтоматичною перемичкою з боку ліній	35-220	ВН	2	Тупикові та відгалужувальні ПС.
3	Місток з вимикачами в ланцюгах ліній і ремонтною перемичкою з боку ліній	110-220	ВН	2	1. Прохідні ПС за необхідності секціонування ліній. 2. Потужність трансформаторів до 63 МВА включно.
4	Місток з вимикачами в ланцюгах трансформаторів і ремонтною перемичкою з боку трансформаторів	35-220	ВН	2	1. Прохідні ПС за необхідності секціонування ліній та збереження транзиту в разі пошкодження трансформатора. 2. Потужність трансформаторів до 63 МВА включно.
5	Одна секціонована вимикачем система шин	35	ВН СН НН	3 та більше	1. Для ВН вузлових ПС мережі 35 кВ та СН і НН на ПС 110-220 кВ. 2. Допускається на початковому етапі розвитку схеми підключення двох ліній, що відходять, по одній на кожну секцію.
6	Одна робоча секціонована вимикачем та обхідна системи шин	110-220	ВН	3-6	1. Для вузлових ПС 110-220 кВ. 2. У разі кількості нерезервованих ліній не більше однієї на будь-якій з секцій.
7	Дві робочі та обхідна системи шин	110-220	СН	до 12	1. Для ПС з АТ до 2×200 (2×400) МВА. 2. Для ПС з АТ до 4×200 (4×250) МВА допускається застосування двох окремих РП (на кожну пару АТ).
8	Дві робочі секціоновані вимикачами та обхідна системи шин з двома шиноз'єднуючими вимикачами	110-220	СН	більше 12	1. У разі необхідності зниження струмів к.з. 2. Для ПС з АТ до 4×200 (4×250) МВА.
9	Чотирикутник	330-750	ВН	2	1. Прохідні ПС у разі необхідності секціонування транзитної лінії. 2. У разі потужності трансформаторів 125 МВА для 220 кВ та будь-якої потужності для 330 кВ та вище.
10	Трансформатори-шини з приєднанням ліній через два вимикачі	330-750	ВН СН	до 4	Для вузлових ПС мережі 330-750 кВ.
11	Полуторна	330	СН	8 та більше	1. У разі кількості приєднань 8 та більше. 2. Парні лінії та трансформатори мають підключатися з боку різних систем шин і до різних ланцюгів.

## Примітки.

1. Кількість приєднань дорівнює кількості ліній плюс два трансформатори.
2. Схеми містка застосовують, як правило, з ремонтною перемичкою. У разі відповідного обґрунтування ремонтну перемичку допускається не передбачати.
3. У полуторній схемі у разі кількості приєднань більше 8, а також за умовами збереження стійкості енергосистеми має перевірятися необхідність секціонування збірних шин.
4. У якості першого етапу розвитку схем містка рекомендують:
  - у разі однієї лінії та одного трансформатора – блок лінія-трансформатор з одним вимикачем;
  - у разі двох ліній та одного трансформатора – місток із встановленням одного або двох вимикачів (у залежності від схеми мережі).
5. У якості першого етапу розвитку схеми чотирикутник рекомендують:
  - у разі однієї лінії та одного трансформатора – блок лінія-трансформатор з двома взаєморезервувочими вимикачами;
  - у разі двох ліній та одного трансформатора – схема трикутник.
6. Під час розвитку РП від схеми чотирикутник до схеми трансформатори-шини з приєднанням ліній через два вимикачі питання збереження або демонтажу роз'єднувачів у ланцюзі ліній вирішується в конкретному проекті ПС.
7. Під час розвитку РП від схеми трансформатори-шини з приєднанням ліній через два вимикачі до полуторної схеми допускають застосування схеми трансформатори-шини з полуторним приєднанням ліній.
8. Кількість вимикачів, що спрацьовують одночасно, у межах РП однієї напруги має бути не більше:
  - двох – у разі пошкодження шин;
  - чотирьох – у разі пошкодження трансформатора.
9. На стороні нижчої напруги ПС 35-750 кВ, а також на стороні 0,4 кВ ТП 10 кВ має передбачатися роздільна робота трансформаторів.

## Базові показники вартості ПЛ 35-330 кВ на сталевих та залізобетонних опорах

Напруга, кВ	Характеристика проміжних опор	Переріз проводів, мм <sup>2</sup>	Кількість ланцюгів	Вартість*, тис. грн./км
35	Залізобетонні одностійкові вільностоячі	70	1	225
			2	340
		120	1	240
			2	365
	Сталеві одностійкові вільностоячі	70	1	270
			2	370
120		1	290	
		2	410	
110	Залізобетонні одностійкові вільностоячі	70	1	275
			2	370
		120	1	295
			2	410
		240	1	350
			2	500
	Сталеві одностійкові вільностоячі	70	1	315
			2	420
		120	1	345
			2	465
		240	1	400
			2	570
150	Залізобетонні одностійкові вільностоячі	до 150	1	340
			2	470
		185-240	1	380
			2	540
	Сталеві одностійкові вільностоячі	до 150	1	390
			2	535
185-240	1	435		
	2	635		
220	Залізобетонні одностійкові вільностоячі	300	1	400
			2	-
		400	1	440
			2	-
	Сталеві одностійкові вільностоячі	300	1	470
			2	665
		400	1	510
			2	730
	Залізобетонні двостійкові вільностоячі	300	1	410
			2	640
		400	1	450
			2	700
330	Сталеві одностійкові вільностоячі	2×300	1	1 000
			2	1 570
		2×400	1	1 130
			2	1 840
	Залізобетонні двостійкові з внутрішніми зв'язками	2×300	1	920
		2×400	1	1 000

\* Вартості наведені у гривнях виходячи з курсу валют 5 гривень за 1 долар США.

## Д.15

### Питомі значення умовнозмінних витрат на спорудження ПЛ 110-330 кВ

Напруга, кВ	Характеристика проміжних опор	Кількість ланцюгів	Питомі значення умовнозмінних витрат*, грн./((мм <sup>2</sup> ·км)
35	Залізобетонні одностійкові вільностоячі	1	320
		2	500
	Сталеві одностійкові вільностоячі	1	375
		2	500
110	Залізобетонні одностійкові вільностоячі	1	450
		2	770
	Сталеві одностійкові вільностоячі	1	550
		2	890
150	Залізобетонні одностійкові вільностоячі	1	450
		2	500
	Сталеві одностійкові вільностоячі	1	1100
		2	1150
220	Залізобетонні одностійкові вільностоячі	1	400
		2	650
	Сталеві одностійкові вільностоячі	1	400
		2	600
	Залізобетонні двостійкові вільностоячі	1	400
		2	600
330	Сталеві одностійкові вільностоячі	1	1300
		2	2700
	Залізобетонні двостійкові з внутрішніми зв'язками	1	800
		2	800

\* Вартості наведені у гривнях виходячи з курсу валют 5 гривень за 1 долар США.

## Д.16

### Базові показники вартості відкритих ПС 35 кВ

Напруга, кВ	Номер схеми (за Д.13)	Вартість* підстанції при потужності трансформаторів, МВА, тис. грн.				
		2×2,5	2×4,0	2×6,3	2×10	2×16
35/10	35-2	4200	4500	5500	6 200	7 600
	35-4	4400	4800	5700	6 400	7 800
	35-5	4800	5200	6900	7 600	9 000

\* Вартості наведені у гривнях виходячи з курсу валют 5 гривень за 1 долар США.

- У РП 35 кВ зі схемою 35-5 враховано приєднання чотирьох ПЛ, а в інших схемах – двох ПЛ.
- У РП 10 кВ передбачена схема 10-1 з кількістю лінійних комірок в залежності від потужності трансформаторів.

## Базові показники вартості відкритих ПС 110 кВ

Напруга, кВ	Номер схеми (за Д.13)	Вартість* підстанції при потужності трансформаторів, МВА, тис. грн.					
		2×6,3	2×10	2×16	2×25	2×40	2×63
110/10	110-1	6 000	6 800	7 800	9 300	–	–
	110-2	9 900	10 700	11 700	14 200	15 700	17 800
	110-3, 110-4	11 100	11 900	12 900	15 400	16 900	19 000
	110-6	17 100	17 900	18 900	21 400	22 900	25 000
110/35/10	110-1	7 100	8 000	8 800	10 500	–	–
	110-2	11 600	12 500	13 500	14 700	16 500	18 800
	110-3, 110-4	12 800	13 700	14 700	15 900	17 700	20 000
	110-6	18 800	19 700	20 700	21 900	23 700	26 000

\* Вартості наведені у гривнях виходячи з курсу валют 5 гривень за 1 долар США.

1. У РП 110 кВ зі схемою 110-6 враховано приєднання чотирьох ПЛ, а в інших схемах – двох ПЛ.
2. РП 35 кВ для всіх підстанцій виконаний за схемою 35-5 з приєднанням чотирьох ПЛ.
3. Схеми РП 10 кВ і врахована кількість лінійних комірок 10 кВ у залежності від потужності трансформаторів наведені нижче:

Напруга, кВ	Потужність трансформаторів, МВА	2×6,3	2×10	2×16	2×25	2×40	2×63
		110/10	Схема РП 10 кВ	10-1	10-1	10-1	10-2
	Кіл-ть лінійних комірок	10	16	22	32	32	42
110/35/10	Схема РП 10 кВ	10-1	10-1	10-1	10-1	10-2	10-2
	Кіл-ть лінійних комірок	10	16	20	22	22	32

## Базові показники вартості відкритих ПС 150-330 кВ

Напруга, кВ	Кількість та потужність трансформаторів, шт.×МВА	Номер РП за Д.13 на стороні			Кількість ПЛ, що відходять, шт.			Вартість* об'єкту в цілому, тис. грн.
		ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
150/10	2×16	150-1	–	10-1	2	–	22	9 600
		150-6	–	10-1	4	–	22	21 100
	2×32	150-2	–	10-2	2	–	32	17 950
		150-3	–	10-2	2	–	32	18 200
		150-6	–	10-2	4	–	32	23 200
	2×40	150-3	–	10-2	2	–	32	19 800
	2×63	150-2	–	10-2	2	–	42	20 700
		150-3	–	10-2	2	–	42	18 000
		150-6	–	10-2	4	–	42	26 500
150/35/10	2×16	150-1	35-3	10-1	2	4	22	11 250
		150-6	35-3	10-1	4	4	22	22 000
	2×25	150-1	35-3	10-2	2	4	22	12 000
		150-6	35-3	10-2	4	4	22	23 250
	2×40	150-2	35-3	10-2	2	4	22	17 700
		150-3	35-3	10-2	2	4	22	19 500
		150-6	35-3	10-2	4	4	22	25 000
	2×63	150-2	35-3	10-2	2	4	32	20 700
		150-3	35-3	10-2	2	4	32	22 500
150-6		35-3	10-2	4	4	32	27 600	
220/10	2×63	220-3	–	10-2	2	–	42	20 000
220/35/10	1×25	220-1	35-2	10-1	1	2	9	10 900
	2×25	220-2	35-2	10-1	2	4	18	15 500
		220-3	35-2	10-1	2	4	18	18 200
220/110	2×63	220-6	110-6	–	4	4	–	36 900
		220-7	110-6	–	7	4	–	41 800
	1×125	220-9	110-7	–	2	4	–	21 300
	2×125	220-9	110-7	–	2	7	–	30 400
		220-7	110-7	–	7	7	–	43 900
	1×200	220-9	110-7	–	2	6	–	25 600
	2×200	220-9	110-7	–	2	10	–	36 500
330/110	1×125	330-1	110-7	–	2	4	–	32 900
	2×125	330-9	110-7	–	2	6	–	46 900
	1×200	330-9	110-7	–	2	6	–	35 600
	2×200	330-9	110-7	–	2	10	–	51 000

\* Вартості наведені у гривнях виходячи з курсу валют 5 гривень за 1 долар США.

## Д.19

### Базові показники вартості ПС 110-220 кВ з закритою компоновкою РП та відкритою компоновкою трансформаторів

Напруга, кВ	Кількість та потужність трансформаторів, шт.×МВА	Номер РП за Д.13 на стороні			Кількість ПЛ, що відходять, шт.			Вартість* об'єкту в цілому, тис. грн.
		ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
110/10	2×25	110-2	–	10-1	2	–	32	17 200
		110-3	–	10-1	2	–	32	18 700
	2×40	110-2	–	10-1	2	–	32	19 900
		110-3	–	10-1	2	–	32	21 400
	2×63	110-2	–	10-1	2	–	48	23 200
		110-3	–	10-1	2	–	48	24 700
110/10	2×63 110 кВ – 8 елегазових комірок	110-7	–	10-3	4	–	48	78 400
220/110	2×200 220 кВ – 4 елегазові комірки; 110 кВ – 9 елегазових комірок	220-9	110-7	10-1	2	6	48	203 900

\* Вартості наведені у гривнях виходячи з курсу валют 5 гривень за 1 долар США.

Примітка.

Вартості ПС наведені з урахуванням витрат на спорудження будівлі.

## Д.20

### Вартість трансформаторів 110-330 кВ

Потужність, МВА	Вартість* трансформатора, тис. грн.				
	110/НН	110/35/НН	220/НН	220/35/НН	330/НН
6,3	1 070	1 280	–	–	–
10	1 160	1 480	–	–	–
16	1 350	1 720	–	–	–
25	1 740	2 000	–	3 120	–
40	2 290	2 510	3 140	3 490	–
63	2 820	3 190	3 960	–	–
80	3 200	3 510	3 570**	–	–
100	–	–	4 980	–	–
125	3 450	–	4 240**	–	5 490**
160	–	–	6 080	–	–
200	3 920**	–	5 770**	–	7 220**
250	4 550**	–	6 470**	–	7 530**
400	6 630**	–	8 820**	–	9 730**
630	–	–	12 750**	–	14 350**
1 000	–	–	15 840**	–	18 430**
1 250	–	–	–	–	22 750**

\* Вартості наведені у гривнях виходячи з курсу валют 5 гривень за 1 долар США.

\*\* з ПБЗ.

## Д.21

### Вартість комірки (на один комплект вимикача) ВРП 110-330 кВ з вимикачами

Напруга, кВ	Вартість ** комірки (на один комплект вимикача), тис. грн.		
	Повітряний	Елегазовий	Вакуумний
10	–	–	100
35	590	–	200
110	710	1 200	450
220	1 490	3 710	–
330	3 140	6 280	–

\* Для схем з кількістю вимикачів більше трьох.

\*\* Вартості наведені у гривнях виходячи з курсу валют 5 гривень за 1 долар США.

## Д.22

### Щорічні витрати на ремонти та обслуговування елементів електричної мережі, % капітальних витрат

Найменування елементів енергетичних систем	Витрати на обслуговування	Ремонти	Загальні відрахування
Електрообладнання та розподільні пристрої:			
10 кВ	2,3	2,0	4,6
35-110 кВ	1,3	1,1	2,4
220-750 кВ	1,3	1,1	2,4
ПЛ 10 кВ	0,4	3,4	3,8
ПЛ 35-110 кВ	0,4	0,8	1,2
ПЛ 220-750 кВ	0,4	0,5	0,9
КЛ до 10 кВ			
зі свинцевою оболонкою, прокладені:			
- у землі, у приміщеннях	2,0	0,3	2,3
- під водою	2,0	0,6	2,6
з алюмінієвою оболонкою, прокладені:			
- у землі, у приміщеннях	2,0	0,3	2,3
з пластмасовою ізоляцією, прокладені:			
- у землі, у приміщеннях	2,0	0,3	2,6
КЛ 20-35 кВ			
зі свинцевою оболонкою, прокладені:			
- у землі, у приміщеннях	2,0	0,4	2,4
- під водою	2,0	0,8	2,8

## СПИСОК РЕКОМЕНДОВАНОЇ ЛІТЕРАТУРИ

1. Буслова Н.В., Винославский В.Н., Денисенко Г.И., Перхач В.С. Электрические системы и сети. К.: Вища шк., 1986.
2. Глазунов А.А., Глазунов А.А. Электрические сети и системы. – М.: Госэнергоиздат, 1960. – 368 с.
3. ГОСТ 15150-69. Машины, приборы и другие технические изделия. Исполнения для различных климатических районов. Категории, условия эксплуатации, хранения и транспортирования в части воздействия климатических факторов внешней среды.
4. ГОСТ 2.722-68. ЕСКД. Обозначения условные графические в схемах. Машины электрические.
5. ГОСТ 2.723-68. ЕСКД. Обозначения условные графические в схемах. Катушки индуктивности, дроссели, трансформаторы, автотрансформаторы и магнитные усилители.
6. ГОСТ 2.725-68. ЕСКД. Обозначения условные графические в схемах. Устройства коммутирующие.
7. ГОСТ 721-77. Системы электроснабжения, сети, источники, преобразователи и приемники электрической энергии. Номинальные напряжения свыше 1000 В.
8. ДСТУ 3321-2003. Система конструкторської документації. Терміни та визначення основних понять.
9. ДСТУ 3651.0-97 Метрологія. Одиниці фізичних величин. Основні одиниці фізичних величин Міжнародної системи одиниць. Основні положення, назви та позначення.
10. Евдокунин Г.А. Электрические системы и сети: Учебное пособие для студентов электроэнергетических специальностей вузов. – Изд. 2-е, испр., доп. - СПб.: Издательство Сизова М.П., 2004. – 304 с. – ISBN 5-93076-022-5.

11. Идельчик В.И. Расчеты установившихся режимов электрических систем. – М.: Энергия, 1987. – 189 с. – ISBN 5-283-01103-8.
12. Межгосударственный стандарт ГОСТ 721-77 "Системы электроснабжения, сети, источники, преобразователи и приемники электрической энергии. Номинальные напряжения свыше 1000 В".
13. Норми технологічного проектування енергетичних систем та електричних мереж 35 кВ та вище. ГКД 341.004.001-94. УДК 621.311.
14. Нормы технологического проектирования подстанций переменного тока с высшим напряжением 6-750 кВ. ГКД 341.004.001-94. УДК 621.311.
15. Определение экономической эффективности капитальных вложений в энергетику. Методика. Энергосистемы и электрические сети. ГКД 340.000.002-97.
16. Режимы работы электрических систем и сетей / Под ред. В.А. Веникова. – М.: Высш. шк. – Т.6. – 1975. – 344 с.
17. Сегеда М.С. Електричні мережі та системи: Підручник. - Львів: Видавництво Національного університету «Львівська політехніка», 2007. – 488 с. – ISBN 987-966-553-602-4.
18. Справочник по проектированию электрических сетей / Под редакцией Д.Л. Файбисовича. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2005. – 320 с. ил. – ISBN 5-93196-542-4.
19. Сулейманов В.М. Розрахунок і регулювання усталених режимів роботи електричних мереж енергосистем. – Київ: НМК, 1992. – 207 с. - ISBN 5-7763-0738-4.
20. Холмский В.Г. Расчет и оптимизация режимов электрических сетей / специальные вопросы: Учеб. пособие для вузов - М.: Высш. шк., 1975. – 280 с.
21. Электрические системы. Электрические сети: Учеб. для электроэнерг. спец. вузов / В.А. Веников, А.А. Глазунов, Л.А. Жуков и др.: Под ред. В.А. Веникова, В.А. Строева. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Высш. шк., 1998. – 511 с.: ил. – ISBN 5-06-001031-7.