

МІНІСТЕРСТВО ОСВІТИ І НАУКИ УКРАЇНИ

МИКОЛАЇВСЬКИЙ НАЦІОНАЛЬНИЙ АГРАРНИЙ УНІВЕРСИТЕТ

Інженерно-енергетичний факультет

Кафедра електроенергетики, електротехніки та електромеханіки

Основи електропостачання

методичні рекомендації

для виконання практичних робіт здобувачами початкового рівня (короткий цикл)
вищої освіти ОПП «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
спеціальності 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка»
денної форми здобуття вищої освіти

Миколаїв

2022

Рекомендовано до друку науково-методичною комісією Інженерно-енергетичного факультету Миколаївського національного аграрного університету (протокол № 4 від 22 грудня 2022 р.).

Укладачі:

- Циганов О. М. – к.т.н., старший викладач кафедри електроенергетики, електротехніки та електромеханіки, Миколаївський національний аграрний університет.
- Мардзявко В. А. – асистент кафедри електроенергетики, електротехніки та електромеханіки, Миколаївський національний аграрний університет.
- Руденко А. Ю. – асистент кафедри електроенергетики, електротехніки та електромеханіки, Миколаївський національний аграрний університет.

Рецензенти:

- Гавриш В. І. – канд. тех. наук, д.е.н., професор кафедри тракторів та сільськогосподарських машин, експлуатації та технічного сервісу, Миколаївський національний аграрний університет.
- Ставинський А. А. – д-р техн. наук, професор, зав. кафедрою електроенергетики, електротехніки та електромеханіки, Миколаївський національний аграрний університет.

ЗМІСТ

Вступ.....	2
1. ТЕОРЕТИЧНІ ВІДОМОСТІ.....	3
1.1. Розрахунок параметрів схем заміщення трансформаторів.....	3
1.1.1. Двообмотковий трансформатор.....	3
1.2. Розрахунок параметрів схем заміщення елементів електричної мережі.....	8
1.2.1. Повітряні ЛЕП.....	8
1.2.2. Кабельні ЛЕП.....	10
1.3. Розрахунок усталених режимів розімкнених розподільчих електричних мереж.....	10
1.3.1. Розрахунок лінії з одним навантаженням.....	10
1.3.2. Розрахунок лінії з декількома навантаженнями.....	11
1.3.3. Особливості розрахунку місцевих розімкнених мереж.....	12
1.3.4. Вибір перерізу проводів повітряних ЛЕП.....	13
2. ПРИКЛАДИ РОЗРАХУНКУ.....	15
2.1. Приклад розрахунку параметрів схем заміщення трансформаторів..	15
2.2. Приклад розрахунку параметрів схем заміщення ЛЕП.....	16
2.3. Приклад розрахунку розгалуженої розподільчої мережі та вибір перерізу проводів.....	18
3. ЗАВДАННЯ ДО КОНТРОЛЬНОХ РОБОТИ.....	20
3.1. Розрахунок параметрів схеми заміщення трансформаторів та автотрансформаторів.....	20
3.2. Розрахунок розгалуженої електричної мережі.....	27
4. ПЕРЕЛІК ТЕОРИТИЧНИХ ПИТАНЬ ДЛЯ САМОСТІЙНОГО ОПРАЦЮВАННЯ.....	32
ДОДАТОК А.....	34
ДОДАТОК Б.....	38
ДОДАТОК В.....	40
Рейтингова система балів по дисципліні "Основи електропостачання".....	41

ВСТУП

Метою вивчення дисципліни є отримання студентами уявлення про електричні мережі та системи, засвоєння основних методів розрахунку параметрів усталених режимів мереж, ознайомлення з вимогами до параметрів, шляхи вирішення задач проектування та експлуатації електричних мереж.

Предметом вивчення курсу є будова, принцип дії та режим роботи електричних систем і мереж.

Основні завдання навчальної дисципліни полягають у формуванні системи знань про методологічно основи аналізу режимів і проектування електричних мереж, закріплення теоретичних знань та вироблення навичок їх застосування під час проектування електричних мереж електропостачання, а також у практичній інженерній діяльності; розвиток у студентів практичних навичок застосування схем заміщення та розрахунку їх параметрів, виконання розрахунків та аналізу усталених режимів електричної мережі, вибору перерізів проводів та жил кабелів для проектування розвитку електричної мережі.

Одним з основних завдань контрольної роботи студентів є закріплення у студентів знань теоретичного курсу. Крім того, самостійне вирішення практичних завдань дозволяє краще зрозуміти та уявити фізичні процеси, що відбуваються в електричних мережах під час передачі та розподілу електроенергії. Виконання контрольної роботи студентами – важливий метод засвоєння і закріплення, поглиблення та узагальнення теоретичних знань та практичних навичок, отриманих під час вивчення матеріалу.

1. ТЕОРЕТИЧНІ ВІДОМОСТІ

1.1. Розрахунок параметрів схем заміщення трансформаторів

1.1.1. Двообмотковий трансформатор

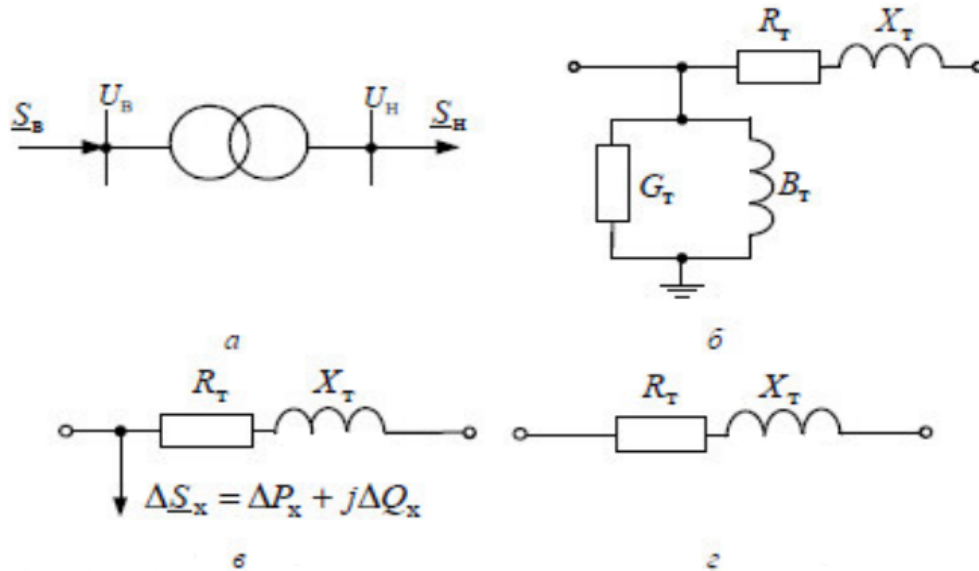


Рис.1.1 – Позначення на розрахункових схемах (а) і схеми заміщення двообмоткових трансформаторів: б) – повна; в) – спрощена для трансформаторів з напругою вищої сторони до 220 кВ; г) спрощена для трансформаторів з напругою вищої сторони до 10 кВ

Параметри схем заміщення:

- активний опір:

$$R_T = \frac{\Delta P_K * U_{НОМ}^2}{S_{Т.НОМ}^2} \quad (1.1)$$

- повний опір:

$$Z_T = \frac{u_{К.В\%}}{100} * \frac{U_{НОМ}^2}{S_{Т.НОМ}} \quad (1.2)$$

- реактивний опір:

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} \quad (1.3)$$

Для трансформаторів потужністю понад 1000кВА $X_T \gg R_T$, тому:

$$X_T \approx Z_T = \frac{u_{К.В\%}}{100} * \frac{U_{НОМ}^2}{S_{Т.НОМ}} \quad (1.4)$$

- активна провідність:

$$G_T = \frac{\Delta P_x}{U_{\text{НОМ}}^2} \quad (1.5)$$

- реактивна провідність:

$$B_T = \frac{\Delta Q_x}{U_{\text{НОМ}}^2} \quad (1.6)$$

де ΔQ_x – намагнічуюча потужність трансформатора:

$$\Delta Q_x = \frac{I_x}{100} * S_{T,\text{НОМ}} \quad (1.7)$$

Втрати в трансформаторі:

- постійні втрати (втрати в магнітопроводі – втрати в сталі):

$$\Delta S_x = \Delta P_x + j\Delta Q_x \quad (1.8)$$

- змінні втрати (пов'язані з передачею навантаження через обмотки трансформатора втрати в міді):

$$\Delta S_{\text{НАВ}} = \Delta P_{\text{НАВ}} + j\Delta Q_{\text{НАВ}} \quad (1.9)$$

де $\Delta P_{\text{НАВ}}$, $\Delta Q_{\text{НАВ}}$ – активні та реактивні змінні втрати враховують втрати в обмотках високої напруги (ВН) та низької напруги (НН).

- сумарні втрати:

$$\Delta S_T = \Delta S_x + \Delta S_{\text{НАВ}} = \Delta P_x + \Delta P_{\text{НАВ}} + j(\Delta Q_x + \Delta Q_{\text{НАВ}}) = \Delta P_T + j\Delta Q_T \quad (1.10)$$

1.1.2. Триобмотковий трансформатор. Автотрансформатор

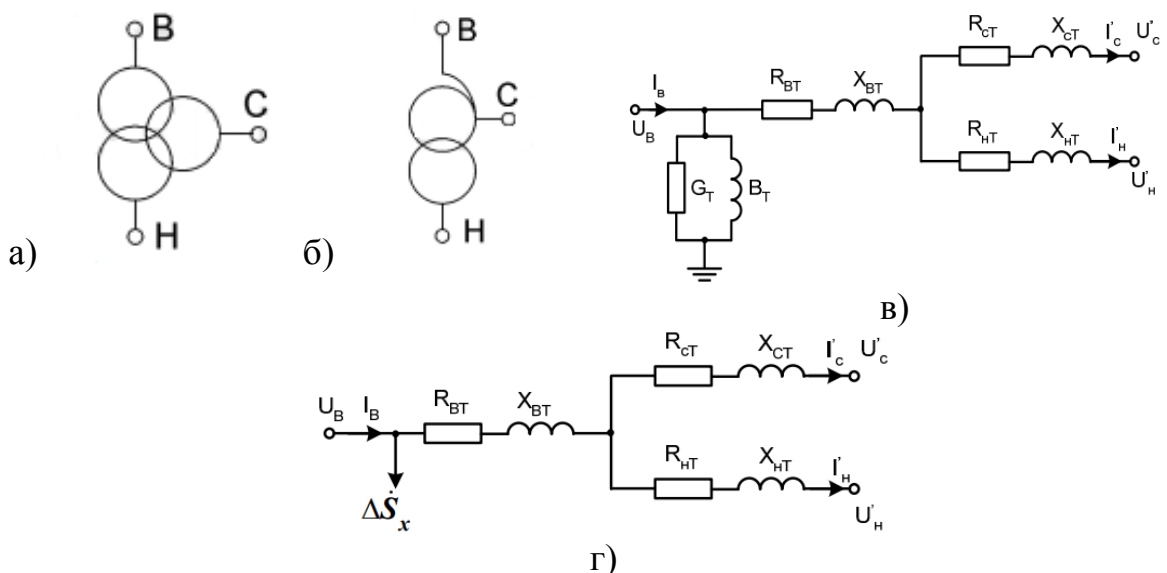


Рис. 1.2 – Позначення на розрахункових схемах триобмоткового трансформатора (а) та автотрансформатора (б) і схеми заміщення: в) – повна; г) – спрощена.

Параметри кола намагнічення триобмоткового трансформатора (активну G_T та реактивну B_T провідність) визначають як для двообмоткового.

Активні опори обмоток:

$$R_B = \frac{\Delta P_{KB} * U_H^2}{S_{T,НОМ}^2}$$

$$R_C = \frac{\Delta P_{KC} * U_H^2}{S_{T,НОМ}^2}$$

$$R_H = \frac{\Delta P_{KH} * U_H^2}{S_{T,НОМ}^2}$$

де $\Delta P_{KB}, \Delta P_{KH}, \Delta P_{KC}$ – потужності втрат КЗ обмоток.

$$\Delta P_{KB} = 0,5(\Delta P_{KB-C} + \Delta P_{KB-H} - \Delta P_{KC-H})$$

$$\Delta P_{KC} = 0,5(\Delta P_{KB-C} + \Delta P_{KC-H} - \Delta P_{KB-H})$$

$$\Delta P_{KH} = 0,5(\Delta P_{KB-H} + \Delta P_{KH-H} - \Delta P_{KB-C})$$

Для трансформаторів з однаковими потужностями обмоток сумарні втрати КЗ на пару обмоток порівню розподіляють між обмотками.

Активні опори обмоток:

$$R_B = R_C = R_H.$$

Активний опір обмотки ВН:

$$R_B = \frac{R_{спільн}}{2} = \frac{1}{2} * \frac{\Delta P_K * U_{НОМ}^2}{S_{T,НОМ}^2}$$

Якщо одна з обмоток маю потужність меншу за номінальну, то активний опір променя обмотки з меншою потужністю (66,7%):

$$R_{66,7} = 1,5R_{100}$$

Реактивні опори обмоток ВН, СН і НН:

$$X_B = \frac{u_{к, \%}^B}{100} * \frac{U_{НОМ}^2}{S_{T,НОМ}}$$

$$X_c = \frac{u_{k,\%}^c}{100} * \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{T,\text{НОМ}}}$$

$$X_n = \frac{u_{k,\%}^n}{100} * \frac{U_{\text{НОМ}}^2}{S_{T,\text{НОМ}}}$$

де u_k^B, u_k^c і u_k^n – напруги КЗ, прикладені до обмоток ВН, СН і НН:

$$u_k^B = \frac{1}{2} (u_{\text{КВ-Н},\%} + u_{\text{КВ-С},\%} - u_{\text{КС-Н},\%})$$

$$u_k^c = \frac{1}{2} (u_{\text{КВ-Н},\%} + u_{\text{КВ-С},\%} - u_{\text{КВ-Н},\%})$$

$$u_k^n = \frac{1}{2} (u_{\text{КВ-Н},\%} + u_{\text{КС-Н},\%} - u_{\text{КВ-С},\%})$$

У випадку паралельної роботи двох трансформаторів загальну схему заміщення отримують шляхом паралельного з'єднання відповідних опорів і провідностей схем заміщення кожного трансформатора.

Параметри кола намагнічення триобмоткового автотрансформатора визначаються як у двообмоткового.

Якщо значення втрат короткого замикання задані тільки для однієї пари обмоток. В режимі передачі потужності від ВН до СН і назад потужності обмоток однакові.

Активний опір обмотки ВН:

- якщо задано $\Delta P_{\text{КВ-С}}$:

$$R_B = \frac{1}{2} * \frac{\Delta P_{\text{КВ-С}} * U_{\text{НОМ}}^2}{S_{T,\text{НОМ}}^2}$$

- якщо задано $\Delta P_{\text{КВ-Н}}$:

$$R_B = \frac{\alpha}{\alpha + 1} * \frac{\Delta P_{\text{КВ-Н}} * U_{\text{НОМ}}^2}{S_{T,\text{НОМ}}^2}$$

Активний опір обмотки СН:

$$R_c = R_B$$

Активний опір обмотки НН:

$$R_H = \frac{R_B}{\alpha_H}$$

$$R_H = S_{HH}/S_{T,НОМ}$$

Реактивні опори обмоток ВН, СН і НН:

$$X_B = \frac{u_{к, \%}^B}{100} * \frac{U_{НОМ}^2}{S_{T,НОМ}}$$

$$X_C = \frac{u_{к, \%}^C}{100} * \frac{U_{НОМ}^2}{S_{T,НОМ}}$$

$$X_H = \frac{u_{к, \%}^H}{100} * \frac{U_{НОМ}^2}{S_{T,НОМ}}$$

де $u_{к, \%}^B, u_{к, \%}^C$ і $u_{к, \%}^H$ – напруги КЗ, прикладені до обмоток ВН, СН і НН:

$$u_{к, \%}^B = \frac{1}{2} (u_{кв-н, \%} + u_{кв-с, \%} - u_{кк-н, \%})$$

$$u_{к, \%}^C = \frac{1}{2} (u_{кк-н, \%} + u_{кв-с, \%} - u_{кв-н, \%})$$

$$u_{к, \%}^H = \frac{1}{2} (u_{кв-н, \%} + u_{кк-н, \%} - u_{кв-с, \%})$$

У довідниках наведені приведені значення $u_{кв-н}$ та $u_{кк-н}$, тому їх не перераховують.

Втрати в триобмотковому трансформаторі та автотрансформаторі:

- постійні втрати визначають аналогічно як для двообмоткового трансформатора.

- змінні активні й реактивні втрати визначають окремо для кожної обмотки:

$$\Delta P_{НАВ}^B = \frac{(S_{НАВ}^B)^2}{U_{НОМ}^2} * R_B; \quad \Delta Q_{НАВ}^B = \frac{(S_{НАВ}^B)^2}{U_{НОМ}^2} * X_B;$$

$$\Delta P_{НАВ}^C = \frac{(S_{НАВ}^C)^2}{U_{НОМ}^2} * R_C; \quad \Delta Q_{НАВ}^C = \frac{(S_{НАВ}^C)^2}{U_{НОМ}^2} * X_C;$$

$$\Delta P_{\text{наб}}^{\text{В}} = \frac{(S_{\text{наб}}^{\text{В}})^2}{U_{\text{ном}}^2} * R_{\text{н}}; \quad \Delta Q_{\text{наб}}^{\text{В}} = \frac{(S_{\text{наб}}^{\text{В}})^2}{U_{\text{ном}}^2} * X_{\text{н}};$$

де $S_{\text{наб}}^{\text{В}}, S_{\text{наб}}^{\text{С}}, S_{\text{наб}}^{\text{Н}}$ – навантаження трансформатора зі сторони ВН, СН і НН відповідно.

- сумарні втрати в триобмотковому трансформаторі й автотрансформаторі визначають як суму постійних і змінних втрат:

$$\Delta \dot{S}_T = \Delta \dot{S}_x + \Delta \dot{S}_{\text{наб}} = \Delta P_x + \Delta P_{\text{наб}}^{\text{В}} + \Delta P_{\text{наб}}^{\text{С}} + \Delta P_{\text{наб}}^{\text{Н}} +$$

$$+ j(\Delta Q_x + \Delta Q_{\text{наб}}^{\text{В}} + \Delta Q_{\text{наб}}^{\text{С}} + \Delta Q_{\text{наб}}^{\text{Н}}) = \Delta P_T + j\Delta Q_T$$

1.2. Розрахунок параметрів схем заміщення елементів електричної мережі

1.2.1. Повітряні ЛЕП

Схема заміщення ЛЕП містить повздовжні та поперечні параметри (рис. 1.3.).

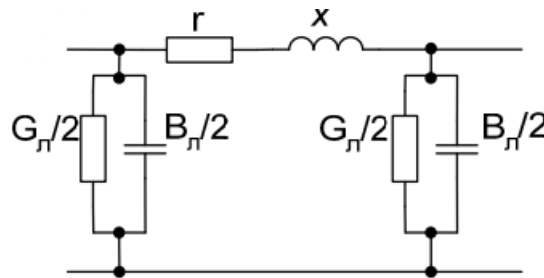


Рис. 1.3 – Повна П-подібна схема заміщення ЛЕП

Залежно від класу напруги тими чи іншими параметрами повної схеми заміщення зневажають і використовують спрощені схеми заміщення.

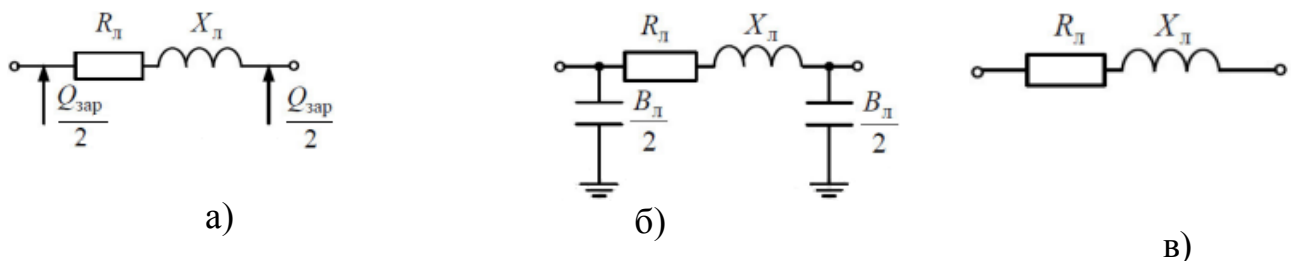


Рис. 1.4 – Спрощені схеми заміщення ПЛ: 110(150) кВ(а, б), до 35 кВ (в)

Параметри схеми заміщення повітряної ЛЕП:

- активний опір $R = r_0 * l$

- індуктивний опір $X = X_0 * l$

де X_0 – питомий (погонний) опір лінії Ом/км:

$$X_0 = \omega \left(4,6 * \lg \left(\frac{2D_{\text{ср}}}{d_{\text{н}}} \right) + 0,5\mu \right) * 10^{-4},$$

де $D_{\text{ср}}$ – середня геометрична відстань між осями провідників (фазами а, b, с);

$d_{\text{нр}}$ – фактичний зовнішній діаметр провідника;

μ – магнітна провідність матеріалу провідника;

ω – кутова частота.

Для одноколової трифазної лінії:

$$D_{\text{ср}} = \sqrt[3]{D_{ab} D_{bc} D_{ca}}$$

де D_{ab}, D_{bc}, D_{ca} – відстань між сусідніми дротами (фазами а, b, с). $D_{\text{ср}}$ визначають залежно від розташування дротів на опорах:

а) розташування дротів у вершинах рівностороннього трикутника:

$$D_{\text{ср}} = D_{ab} = D_{bc} = D_{ac}$$

б) розташування дротів в одній площині (горизонтально або вертикально):

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

Для ліній із провідниками з кольорового металу ($\mu=1$):

$$X_0 = 0,144 * \lg \left(\frac{2D_{\text{ср}}}{d_{\text{н}}} \right) + 0,016$$

- питома активна провідність повітряної лінії

$$g_0 = \frac{\Delta P_{\text{кор}}}{U^2}$$

де $\Delta P_{\text{кор}}$ – питомі втрати на корону, кВт/км.

- активна провідність лінії (См) довжиною l:

$$G = g_0 * l$$

- питома ємнісна провідність лінії:

$$b_0 = \frac{7,58}{\lg \left(\frac{2 * D_{\text{ср}}}{d_{\text{нр}}} \right)} * 10^{-6}$$

- ємнісна провідність (См) ЛЕП довжиною l дорівнює:

$$B = b_0 * l$$

1.2.2. Кабельні ЛЕП

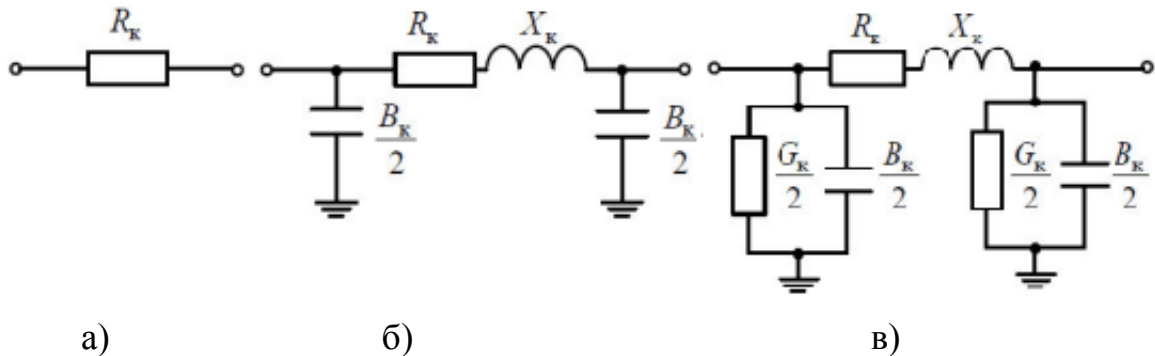


Рис. 1.5 – Схеми заміщення КЛ: до 10 кВ (а), 20 кВ (б), 35 кВ і вище (в)

Параметри схеми заміщення кабельної ЛЕП:

- активний опір $R = r_0 * l$
- індуктивний опір ліній визначається: $X = X_0 * l$

де X_0 – питомий (погонний) опір лінії Ом/км.

- активна провідність кабелю на одиницю довжини:

$$g_0 = \omega c_0 \operatorname{tg} \delta = b_0 \operatorname{tg} \delta$$

$$G = B * \operatorname{tg} \delta$$

Діелектричні втрати й активна провідність КЛ враховують за напруги 35 кВ і вище. Ємнісні струми і зарядні потужності у КЛ слід враховувати під час розрахунку КЛ напругою 20 кВ і вище.

1.3. Розрахунок усталених режимів розімкнених розподільчих електричних мереж

1.3.1. Розрахунок лінії з одним навантаженням

Джерелом живлення місцевих мереж є або шини генераторної напруги електричних станцій, або шини вторинної напруги (6, 10, 35кВ) районних підстанцій. Розрахунок виконують для однієї фази.

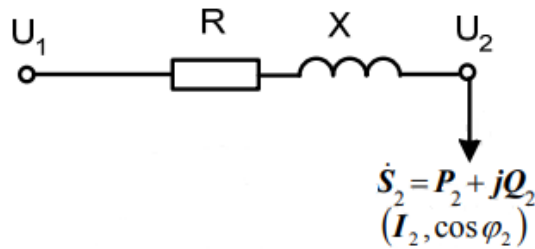


Рис.1.7

Коефіцієнт потужності, що передається через лінію:

$$\cos\varphi_2 = \frac{P_2}{S_2} = \frac{P_2}{I_2 U_2}$$

Розрахунок мереж на втрату напруги зводиться до визначення подовжньої складової втрати напруги. Сенс має фазна втрата напруги, але для зручності розрахунків використовується лінійна:

$$\Delta U = \sqrt{3} * \Delta U_{\phi} = \frac{\sqrt{3} I_2 U_2}{U_2} (R * \cos\varphi_2 + X * \sin\varphi_2)$$

або

$$\Delta U = \frac{P_2 * R + Q_2 * X}{U_2}$$

Втрата напруги в відсотках: $\Delta U_{\%} = \frac{\Delta U}{U_2} * 100$

1.3.2. Розрахунок лінії з декількома навантаженнями

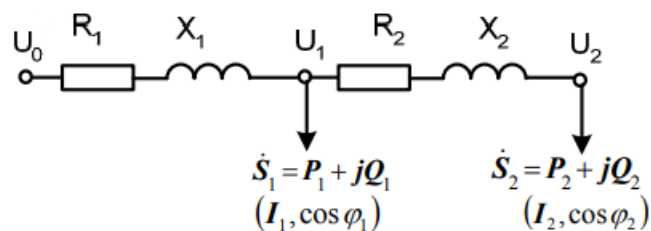


Рис. 1.8

Для загального випадку n навантажень маємо:

- фазна втрата напруги:

$$\Delta U_{\phi} = \sum_{i=1}^n (I_{\alpha i} * R_i + I_{\beta i} * X_i)$$

- лінійна втрата напруги:

$$\Delta U = \sqrt{3} \sum_{i=1}^n (I_{act} * R_i + I_{pl} * X_i)$$

Якщо навантаження задані потужностями, то приймаючи напруги наприкінці ділянок рівною номінальній, отримаємо:

$$\Delta U = \frac{\sum_{i=1}^n (P_i * R_i + Q_i * X_i)}{U_{ном}}$$

Значення потужностей P_i та Q_i для кожної ділянки мережі обчислюють послідовним підсумовуванням відповідно активних і реактивних навантажень, приєднаних до ліній, починаючи від найбільш віддаленої точки, і до джерела живлення.

Втрата напруги до найбільш віддаленої точки 4:

$$\Delta U_{0-2} = \Delta U_{0-1} + \Delta U_{1-2}$$

де ΔU_{0-1} , ΔU_{1-2} – втрати напруги на окремих ділянках.

У нерозгалуженій мережі найбільша втрата напруги – це втрата напруги від джерела живлення до кінцевої точки мережі.

1.3.3. Особливості розрахунку місцевих розімкнених мереж

В практичних розрахунках місцевих мереж – розподільчих мереж напругою до 35 кВ – обмежується спрощеними методами. Вважають, що лінія має не розподілені, а зосереджені параметри (опори та провідності).

Розрахунок виконують в такій послідовності:

- 1) Навантаження виражають у вигляді потужностей в комплексному вигляді;
- 2) Визначають навантаження на ділянках мережі;
- 3) Визначають робочі струми на кожній ділянці:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3}U_{ном}} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{\sqrt{3}U_{ном}}$$

- 4) Визначають площу перерізу провідника для кожної ділянки мережі;

- 5) Вибирають стандартний переріз та виконують його перевірку на нагрів струм нормального режиму;
- 6) Визначають активний та реактивний опори ділянок мережі;
- 7) Визначають втрати напруги у найбільш віддалених від джерела живлення точках. Якщо значення втрат напруги перевищують допустиме значення, збільшують переріз та повторюють розрахунок.

1.3.4. Вибір перерізу проводів повітряних ЛЕП

Вибір перерізу проводів повітряних ліній та жил кабелів вимагає розрахунку струмів нормального та перевантаженого режимів.

Вибір перерізу по струму тривалого режиму виконують:

- 1) За економічною густиною струму:

$$F_e = \frac{I_{max}}{j_e}$$

де F_e – переріз кабелю, mm^2 ; I_{max} – розрахунковий струм в нормальному режимі найбільших навантажень, що проходить по лінії, $I_{max} = I_{роб.утяж}$; j_e – економічна густина струму, яка визначається згідно довідникових даних залежно від матеріалу проводу числа годин використання максимуму навантаження T_{max} .

Якщо час використання максимального навантаження для різних споживачів, що отримують живлення від мережі, різний, то для максимально завантаженої ділянки:

$$T_{max} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i * T_{max}}{\sum_{i=1}^n P_i}$$

Якщо споживачі приєднано до лінії на невеликих відстанях один від одного, доцільним є вибір однакового перерізу для всіх ділянок мережі. Економічний переріз вибирають за струмом найбільш завантаженої ділянки. При цьому, на величину економічної густини струму вводять поправковий коефіцієнт, який враховує нерівномірність навантаження:

$$k_n = \sqrt{\frac{I_1^2 L}{I_1^2 * l_1 + I_2^2 * l_2 + \dots + I_n^2 * l_n}}$$

де I_1, I_2, \dots, I_n – стуми на окремих ділянках мережі; l_1, l_2, \dots, l_n – довжини ділянок; L – загальна довжина лінії.

Еквівалентна економічна густина струму:

$$j_\epsilon^e = j_\epsilon * k_n$$

Знайдене значення F_ϵ округлюють до найближчого стандартного.

Шкала стандартних перетинів проводів повітряних ліній і жил кабельних ліній електропередачі становить наступний ряд: 6, 10, 16, 25, 35, 50, 70, 95, 120, 150, 185, 240, 300, 400, 500, ... мм²

2) За нагрівом струмом утяженого режиму:

$$k_\theta * I_{\text{тр.доп}} \geq I_{\text{роб.утяж}}$$

де $I_{\text{тр.доп}}$ – табличне значення тривало допустимого струму для розрахованого вище перетину, А; $I_{\text{роб.утяж}}$ – струм, відповідний робочому утяженому режиму, прийнятому за розрахунковий, А; k_θ – коефіцієнт, що враховує відміну реальної температури навколишнього середовища (θ_0) від номінальної:

$$k_\theta = \sqrt{\frac{\theta_{\text{тр.доп}} - \theta_0}{\theta_{\text{тр.доп}} - \theta_{0.\text{ном}}}}$$

Вибраний переріз перевіряють за технічними умовами:

- допустимому нагріву струмом навантаження в нормальному та після аварійному режимах;

$$I_p \leq I_{\text{доп}}$$

$$I_{\text{п/ав.макс}} \leq I_{\text{доп}}$$

де I_p – розрахунковий струм нормального режиму; $I_{\text{п/ав.макс}}$ – максимальний струм в післяаварійному режимі, його знаходять відповідними розрахунками; $I_{\text{доп}}$ – допустиме струмове навантаження, визначають з урахуванням довідникових значень, способу виконання та умов середовища, в якому прокладено лінію.

Допустимі тривалі струми неізолюваних проводів і шин визначено для температури повітря +25, вітер відсутній.

Якщо дійсні умови відрізняються, то використовують відповідні коригувальні коефіцієнти, які вибирають за таблицями (додаток Б).

- умовою допустимої втрати напруги:

$$\Delta U_{i-j} = \frac{P_{i-j} * R_{i-j} + Q_{i-j} * X_{i-j}}{U_{\text{НОМ}}^2}$$

де ΔU_{i-j} – втрата напруги в % від номінального на ділянці і-ї мережі в нормальному режимі.

2. ПРИКЛАДИ РОЗРАХУНКУ

2.1. Приклад розрахунку параметрів схем заміщення трансформаторів

Визначити приведені до сторони вищої напруги параметри схеми заміщення двох паралельно включених трансформаторів ТДН – 10000/110.

Потужність навантаження на стороні НН: $\dot{S}_{\text{наб}} = 20 + j10$ МВА.

Розв'язання.

За довідниковими таблицями визначаємо каталожні дані трансформатора:

$S_{\text{НОМ}} = 10$ МВА; $U_{\text{НОМ.ВН}} = 115$ кВ; $U_{\text{НОМ.НН}} = 11$ кВ; $\Delta P_{\text{к}} = 60$ кВт; $\Delta P_{\text{х}} = 14$ кВт;

$u_{\text{к, \%}} = 10,5\%$; $I_{\text{х, \%}} = 0,7\%$

Повна схема заміщення для трансформаторів матиме вигляд:

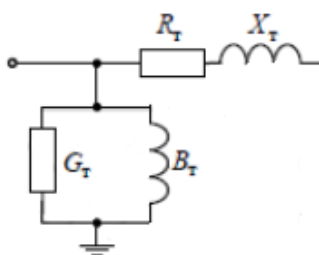
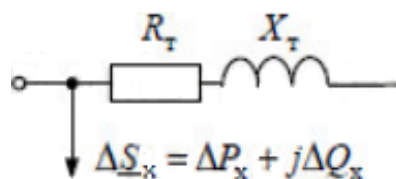


Рис. 2.1. Повна схема заміщення трансформатора.

Для

трансформаторів

$U_{\text{НОМ.НН}} = 110$ кВ допустиме використання спрощеної схеми заміщення:



Примітка. Для визначення параметрів схеми заміщення, приведених до вищої напруги, у відповідні вирази необхідно підставляти значення напруги обмотки ВН: $U_{\text{ном.ВН}}$

Параметри схеми заміщення:

- активний опір: $R_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{\text{ном}}^2}{S_{T,\text{ном}}^2} = \frac{60 \cdot 10^{-2} \cdot 115^2}{10^2} = 7,94 \text{ Ом};$
- реактивний опір: $X_T = \frac{u_{K\%}}{100} \cdot \frac{U_{\text{ном}}^2}{S_{T,\text{ном}}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{10} = 139 \text{ Ом};$
- активна провідність: $G_T = \frac{\Delta P_x}{U_{\text{ном}}^2} = \frac{14 \cdot 10^{-2}}{115^2} = 1,06 \cdot 10^{-6} \text{ См};$
- намагнічуюча потужність трансформатора:

$$\Delta Q_x = \frac{I_x}{100} S_{T,\text{ном}} = \frac{0,7}{100} \cdot 10 = 0,07 \text{ МВАР}$$
- реактивна провідність: $B_T = \frac{\Delta Q_x}{U_{\text{ном}}^2} = \frac{0,07}{115^2} = 5,29 \cdot 10^{-6} \text{ См};$

Втрати в трансформаторі:

- постійні втрати (втрати в магнітопроводі – втрати в сталі):

$$\Delta \dot{S}_x = \Delta P_x + j \Delta Q_x = 14 + j70 \text{ кВА} = 0,014 + j0,07 \text{ МВА}$$

- змінні втрати (пов'язані з передачею навантаження через обмотки трансформатора втрати в міді):

$$\Delta P_{\text{наб}} = \Delta P_K \cdot \frac{S_{\text{наб}}^2}{S_{T,\text{ном}}^2} = 14 \cdot 10^{-2} \cdot \frac{20^2 + 10^2}{10^2} = 0,07 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{\text{наб}} = \frac{u_K}{100} \cdot \frac{S_{\text{наб}}^2}{S_{T,\text{ном}}^2} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{20^2 + 10^2}{10^2} = 5,25 \text{ МВАР}$$

$$\Delta \dot{S}_{\text{наб}} = \Delta P_{\text{наб}} + j \Delta Q_{\text{наб}} = 0,07 + j5,25 \text{ МВА}$$

- сумарні активні втрати в трансформаторі:

$$\Delta P_T = \Delta P_x + \Delta P_{\text{наб}} = 0,014 + 0,07 = 0,084 \text{ МВт}$$

- сумарні реактивні втрати в трансформаторі:

$$\Delta Q_T = \Delta Q_x + \Delta Q_{\text{наб}} = 0,07 + 5,25 = 5,32 \text{ МВАР}$$

- сумарні повні втрати:

$$\Delta \dot{S}_T = \Delta P_T + j \Delta Q_T = 0,084 + j5,32 \text{ МВА}$$

2.2. Приклад розрахунку параметрів схем заміщення ЛЕП

Скласти схему заміщення та визначити її параметри для двоколової повітряної лінії (ПЛ) 110 кВ з проводами марки АС150/24, розташованими на опорах по вертикалі, відстань між сусідніми фазами 4 м. Довжина лінії – 100 км. Число годин максимального навантаження лінії $T_{\max} = 4500$ год./рік

Розв'язок:

Питомий активний опір і діаметр проводу марки АС150/24 визначаємо за таблицями:

$$r_0 = 0,194 \text{ Ом/км} \quad d_{np} = 17,1 \text{ мм.}$$

Середньгеометрична відстань між проводам у випадку горизонтального розміщення:

$$D_{cp} = \sqrt[3]{2D} = \sqrt[3]{2} * 4000 = 5040 \text{ мм.}$$

Питомий індуктивний опір (для ліній із провідниками з кольорового металу $\mu = 1$):

$$x_0 = 0,144 * \lg\left(\frac{2 * D_{cp}}{d_{np}}\right) + 0,016 = 0,144 * \lg\left(\frac{2 * 5040}{17,1}\right) + 0,016 \\ = 0,416 \text{ Ом/км}$$

Питома ємнісна провідність:

$$b_0 = \frac{7,58}{\lg\left(\frac{2 * D_{cp}}{d_{np}}\right)} * 10^{-6} = \frac{7,58}{\lg\left(\frac{2 * 5040}{17,1}\right)} * 10^{-6} = 2,74 * 10^{-6} \text{ СМ/км.}$$

Співвідношення між активним та індуктивним опором:

$$\frac{r_0}{x_0} = \frac{0,194}{0,416} = 0,467, \text{ тобто } r_0 < x_0$$

Значення зарядної потужності для одного кола:

$$Q_c = B * U^2 = b_0 * l * U^2 = Q_{c0} * l$$

$$Q_c = 2,74 * 10^{-6} * 100 * 110^2 = 3,32 \text{ МВАР}$$

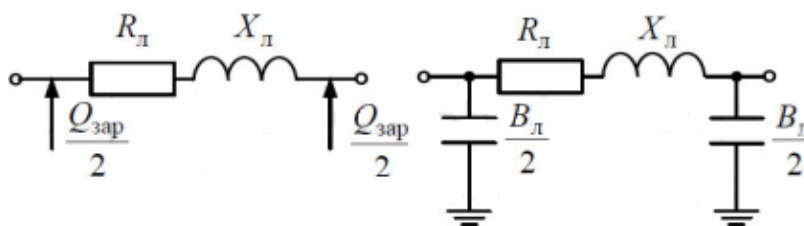


Рис. 2.3. Спрощені схеми заміщення ПЛ напругою 110 кВ

Для двоколової лінії параметри схеми заміщення:

$$x = \frac{x_0 * l}{2} = \frac{0,416 * 100}{2} = 20,8 \text{ Ом}$$

$$r = \frac{r_0 * l}{2} = \frac{0,194 * 100}{2} = 9,7 \text{ Ом}$$

$$b/2 = \frac{2 * b_0 * l}{2} = \frac{2 * 2,74 * 10^{-6} * 100}{2} = 2,74 \cdot 10^{-4} \text{ См}$$

$$Q_c/2 = \frac{2 * Q_c}{2} = \frac{2 * 3,32}{2} = 3,32 \text{ МВАР}$$

У випадку одноколової лінії:

$$x = x_0 * l = 0,416 * 100 = 41,6 \text{ Ом}$$

$$r = r_0 * l = 0,194 * 100 = 19,4 \text{ Ом}$$

$$b/2 = \frac{b_0 * l}{2} = \frac{2,74 * 10^{-6} * 100}{2} = 1,37 \cdot 10^{-4} \text{ См}$$

$$Q_c/2 = \frac{Q_c}{2} = \frac{3,32}{2} = 1,66 \text{ МВАР}$$

2.3. Приклад розрахунку розгалуженої розподільчої мережі та вибір перерізу проводів

Розрахувати ЛЕП розгалуженої розподільчої мережі напругою 35 кВ. Навантаження на схемі наведено в кВт та кВАр, довжини ліній – в км. Час використання максимального навантаження для споживачів 2 і 3 $T' = 3200$ год., а для споживача 1 $T'' = 7500$ год. Лінія проектується одноколовою з сталевалюмінієвими проводами, розміщеними по вершинах рівностороннього трикутника зі стороною $D=1500$ мм.

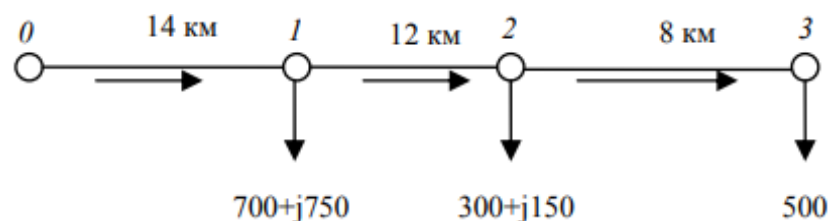


Рис. 2.4. Схема мережі

Розв'язок:

Визначимо навантаження на ділянках:

Ділянка	2-3	1-2	0-1
Навантаження, МВА	500	800+j150	1500+j900

Розрахунковий струм ділянки мережі ПЛ:

$$I_p = \frac{S_p}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{\sqrt{P_p^2 + Q_p^2}}{\sqrt{3} * U_{\text{ном}}}$$

$$I_{p2-3} = \frac{\sqrt{P_{p2-3}^2 + Q_{p2-3}^2}}{\sqrt{3} * U_{\text{ном}}} = \frac{\sqrt{500^2 + 0^2}}{\sqrt{3} * 35} = 8,25 \text{ A};$$

$$I_{p1-2} = \frac{\sqrt{P_{p1-2}^2 + Q_{p1-2}^2}}{\sqrt{3} * U_{\text{ном}}} = \frac{\sqrt{800^2 + 150^2}}{\sqrt{3} * 35} = 13,44 \text{ A};$$

$$I_{p0-1} = \frac{\sqrt{P_{p0-1}^2 + Q_{p0-1}^2}}{\sqrt{3} * U_{\text{ном}}} = \frac{\sqrt{1500^2 + 990^2}}{\sqrt{3} * 35} = 28,9 \text{ A};$$

При $T' = 3200$ год. Економічна густина струму $j_e = 1,1 \text{ A/мм}^2$. Отже, для ділянок 2-3 та 1-2 економічні перерізи такі:

$$F_{e2-3} = \frac{I_{p2-3}}{j_e} = \frac{8,25}{1,1} = 7,5 \text{ мм}^2$$

$$F_{e1-2} = \frac{I_{p1-2}}{j_e} = \frac{13,44}{1,1} = 12,22 \text{ мм}^2$$

Згідно ПУЕ за умовами механічної міцності у 2 районі за ожеледдю мінімально допустимий переріз проводів складає 35/6,2.

Примітка: район за ожеледдю вибирається згідно ПУЕ [6] з урахуванням місцевості, для якої проектується мережа.

Приймаємо для ділянки 2-3 та ділянки 1-2 провід АС-35/6,2.

Для ділянки 0-1 визначимо час використання максимального навантаження:

$$T_{0-1} = \frac{P_1 * T'' + P_2 * T' + P_3 * T'}{P_1 + P_2 + P_3} = \frac{700 * 7500 + 300 * 3200 + 500 * 3200}{700 + 300 + 500} = 5206,6 \text{ год.}$$

Економічна густина струму для ділянки 0-1 $j_{\text{е}} = 1 \text{ А/мм}^2$, а економічний переріз проводу:

Приймаємо провід АС-35/6,2, для якого $I_{\text{доп}} = 175 \text{ А}$

Вибраний переріз перевіряємо по допустимому нагріву струмом навантаження в нормальному режимі:

$$I_p \leq I_{\text{доп}}$$

Тривало допустиме навантаження значно перевищує значення розрахункових струмів ділянок.

Згідно довідникових даних питомі опори проводів: активний: $r_0 = 0,790$ Ом/км; реактивний: $x_0 = 0,385$ Ом/км (з урахуванням, що середньо геометрична відстань у випадку розміщення проводів у вершинах рівностороннього трикутника $D_{\text{ср}} = D = 1500 \text{ мм}$).

Опори ліній ділянок мережі:

$$R = r_0$$

$$X = x_0 * l$$

$$R_{0-1} = 0,79 * 14 = 11,06 \text{ Ом};$$

$$X_{0-1} = 0,385 * 14 = 5,39 \text{ Ом};$$

$$R_{1-2} = 0,79 * 12 = 9,48 \text{ Ом};$$

$$R_{1-2} = 0,385 * 12 = 4,62 \text{ Ом};$$

$$R_{2-3} = 0,79 * 8 = 6,32 \text{ Ом};$$

$$R_{2-3} = 0,385 * 8 = 3,08 \text{ Ом};$$

Втрати напруги у найбільш віддаленого споживача (до точки 3):

$$\Delta U = \frac{\sum_{i=1}^n (P_i * R_i + Q_i * X_i)}{U_{\text{ном}}}$$

$$\Delta U_{0-3} = \frac{1500 * 11,06 + 900 * 5,39 + 800 * 9,48 + 150 * 4,62 + 500 * 6,32 + 0 * 3,08}{35} = 939,4 \text{ В}$$

$$\Delta U_{0-3, \%} = \frac{\Delta U_{0-3}}{U_{\text{ном}}} * 100 = \frac{939,4}{35000} * 100 = 2,68\% < 5\%$$

3. ЗАВДАННЯ ДО КОНТРОЛЬНОХ РОБОТИ

3.1. Розрахунок параметрів схеми заміщення трансформаторів та автотрансформаторів

Задача 1

Скласти повну і спрощену схеми заміщення двообмоткового трансформатора та розрахувати їх параметри.

Вихідні дані вибрати згідно варіанту (таблиця 3.1, таблиця 3.2).

Задача 2

Скласти повну і спрощену схеми заміщення триобмоткового трансформатора та розрахувати їх параметри.

Вихідні дані вибрати згідно варіанту (таблиця 3.3, таблиця 3.4).

Потужність навантаження на шинах НН складає 70% навантаження на шинах СН.

Задача 3

Скласти повну і спрощені схеми заміщення триобмоткового автотрансформатора та розрахувати їх параметри.

Вихідні дані вибрати згідно варіанту (таблиця 3.5, таблиця 3.6).

Потужність навантаження на шинах НН складає 55% навантаження на шинах СН.

Алгоритм виконання.

1. Скласти повну і спрощену схеми заміщення трансформатора (див. п.1.1 та п.2.1.)
2. Розрахувати параметри схеми заміщення (див. п.1.1 та п.2.1.):
 - активний, повний, реактивний опори;
 - активну та реактивну провідності.
3. Розрахувати втрати потужності в трансформаторі (див. п.1.1 та п.2.1.):
 - повний постійні;
 - активні та реактивні змінні, повні змінні;
 - сумарні активні, сумарні реактивні, сумарні повні.

Таблиця 3.1 – Вихідні дані до задачі 1

№ варіанту	Тип трансформатора	Потужність навантаження на стороні НН $S_{\text{ННВ}}, \text{MVA}$	Номінальна потужність трансформатора $S_{\text{Т.НОМ}}, \text{MVA}$	Номінальна напруга обмотки ВН $U_{\text{ВН}}, \text{кВ}$	Номінальна напруга обмотки НН $U_{\text{НН}}, \text{кВ}$
1.	ТМ-4000/35	2,5+j2	4	35	6,3

2.	ТМ-5600/35	3+j2	5,6	38,5	10,5
3.	ТМ-6300/35	3,5+j3	6,3	35	10,5
4.	ТМ-7500/35	5,5+j3	7,5	38,5	11
5.	ТДНС-10000/35	8+j2	10	36,75	10,5
6.	ТДН-10000/35	7,5+j4	10	38,5	11
7.	ТД-15000/35	9+j5,5	15	38,5	11
8.	ТДНС-15000/35	10+j5,5	16	36,75	10,5
9.	ТДН-150000/35	8,5+j6	15	38,5	6,6
10.	ТДН-20000/35	15+j7,5	20	38,5	6,6
11.	ТД-20000/35	16+j6,5	20	38,5	11
12.	ТД-31500/35	20,5+j12,35	31,5	38,5	11
13.	ТДНС-31500/35	23,6+j10,7	31,5	38,5	10,5
14.	ТД-40500/35	25+j18	40,5	38,5	11
15.	ТД-75000/35	55+j23	75	38,5	10,5
16.	ТДН-2500/110	1,5+j1,2	2,5	110	11
17.	ТМГ-5600/110	3,5+j2	5,6	121	38,5
18.	ТМГ-7500/110	4,5+j3	7,5	121	38,5
19.	ТДГ-10000/110	7+j3,5	10	121	38,5
20.	ТАМН-10000/110	8+j4,2	10	115	11
21.	ТДНГ-10000/110	7,8+j5,1	10	121	11
22.	ТДГ-15000/110	9+j5,5	15	121	38,5
23.	ТДН-15000/110	8+j7,5	15	115	6,6
24.	ТДГ-20000/110	14,5+j7	20	121	38,5
25.	ТДН-20000/110	13,7+j8	20	112	11
26.	ТДНГ-31500/110	19+j18	31,5	112	10,5
27.	ТДН-40000/110	29+j18	40	115	6,6
28.	ТДГ-40000/110	25+j20	40,5	121	38,5
29.	ТДН-40500/110	27+j22	40,5	115	11
30.	ТДГ-60000/110	35+j25	60	121	38,5
31.	ТДН-60000/110	40+j26	60	115	11
32.	ТДНГ-63000/110	45+j30	63	115	6,6
33.	ТДЦГ-180000/110	120+j95	180	121	18
34.	ТДН-2500/150	1,5+j1,1	2,5	150	11
35.	ТДГ-15000/150	9,5+j7,5	1,5	154	3,3

Таблиця 3.2 – Вихідні дані до задачі 1 (продовження)

№ варіанту	Активні втрати холостого ходу ΔP_x , кВт	Активні втрати короткого замикання	Напруга короткого замикання	Струм холостого ходу I_x , %
------------	--	------------------------------------	-----------------------------	--------------------------------

		$\Delta P_{\text{кВТ}}$	$u_{\text{к}}$, %	
1.	5,3	33,5	7,5	0,9
2.	18,5	57	7,5	4,5
3.	7,6	33,5	7,5	0,8
4.	24	75	7,5	3,5
5.	12	60	8	0,75
6.	24	90	14,4	4
7.	39	122	8	3
8.	17	85	10	0,7
9.	40	120	8,2	4
10.	50	130	8,3	3,5
11.	48	148	2,5	1,5
12.	73	180	8	2
13.	73	200	8	3,5
14.	94	220	8,5	2,3
15.	130	322	8,5	3
16.	16	23	10	6
17.	25,5	62,5	10,5	4,5
18.	33	77	10,5	4
19.	38,5	97,5	10,5	3,5
20.	37	74	10,5	4
21.	38	95	13,2	4,5
22.	50	133	10,5	3,5
23.	40	130	10,5	4,5
24.	60	163	10,5	3
25.	62	153	10,5	4,5
26.	95	195	11,6	4
27.	80	215	10,5	4
28.	115	222	10,5	2,6
29.	125	220	10,5	3,6
30.	150	300	11,5	3,6
31.	150	275	10,5	4
32.	59	260	3	0,65
33.	420	680	10,5	3,2
34.	17	26,5	11	6
35.	63	127	11,5	4,6

Таблиця 3.3 – Вихідні дані до задачі 2

№ варіанту	Тип трансформатора	Потужність навантаження на стороні СН $S_{\text{НН}}^{\text{с}}, \text{MBA}$	Номинальна потужність трансформатора $S_{\text{Т,НОМ}}, \text{MBA}$	Номинальна напруга обмоток, кВ		
				$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{СН}}$	$U_{\text{НН}}$
1.	ТМТН-6300/35	4+j2,5	6,3	35	10,5	6,3
2.	ТМТГ-5600/110	3,5+j2,5	5,6	121	38,5	11
3.	ТМТ-6300/110	4+j2,5	6,3	110	38,5	6,6
4.	ТМТГ-7500	5+j2,5	7,5	121	38,5	11
5.	ТДТГ-10000/110	8+j4	10	121	38,5	11
6.	ТДТНГ-10000/110	7,5+j5	10	115	38,5	11
7.	ТДТНГ-15000/110	8+j6,5	15	121	38,5	11
8.	ТДТН-15000/110	9+j4,5	15	115	38,5	11
9.	ТДТНГ-15000/110	10+j6	15	112	38,5	11
10.	ТДТГ-20000/110	15+j5	20	121	38,5	11
11.	ТДТНГ-20000/110	14+j7	20	112	38,5	6,3
12.	ТДТГ-31500/110	20+j10	31,5	121	38,5	11
13.	ТДТН-31500/110	22+j8	31,5	115	38,5	11
14.	ТДТН-31500/110	25+j11	31,5	115	6,3	6,3
15.	ТДТНГ-31500/110	23+j13	31,5	115	38,5	11
16.	ТДТНГЭ-31500/110	25+j14	31,5	110	27,5	11
17.	ТДТНГЭ-31500/110	22+j15	31,5	115	38,5	11
18.	ТДТГ-40500/	30+j15	40,5	121	38,5	11
19.	ТДТНГ-40500/110	28+j18	40,5	112	38,5	10,5
20.	ТДТН-60000/110	45+j20	60	115	38,5	13,5
21.	ТДТНГЭ-60000/110	35+j25	60	115	38,5	6,6
22.	ТДТГ-75000/110	40+j38	75	121	38,5	10,5
23.	ТДТН-75000/110	45+j35	75	115	38,5	10,5
24.	ТДТНГЭ-75000/110	50+j28	75	115	38,5	6,6
25.	ТДТН-80000/110	62+j30	80	115	11	11
26.	ТДТНГ-80000/110	65+j25	80	115	38,5	6,6
27.	ТДТГ-15000/150	10+j5,5	15	150	38,5	11
28.	ТДТН-16000/150	9,5+j7	16	158	38,5	6,6
29.	ТДТН-25000/150	19+j7	25	158	38,5	1,1
30.	ТДТНГЭ-25000/150	20+j7	25	154	38,5	27,5
31.	ТДТГ-31500/150	19+j18	31,5	150	38,5	6,3
32.	ТДТН-40000/150	28+j17	40	158	38,5	6,6
33.	ТДТГ-60000/150	38+j25	60	150	38,5	11
34.	ТДТГ-60000/150	40+j23	60	154	38,5	6,6
35.	ТДТН-63000/150	45+j25	63	158	38,5	11

Таблиця 3.4 – Вихідні дані до задачі 2 (продовження)

№ варіанту	Активні втрати потужності холостого ходу ΔP_x , кВт	Активні втрати потужності короткого замикання ΔP_K , кВт	Напруга короткого замикання, %			струм холостого ходу I_x , %
			U_{KB-C}	U_{KB-H}	U_{KC-H}	
1.	13	55	7,5	7,5	16,5	1,2
2.	30	69,5	17	10,5	6	5
3.	32	65	17	10,5	6	4,8
4.	35	82	17	10,5	6	4,6
5.	45	97	17	10,5	6	4,4
6.	47	72	10,5	17	6	5
7.	63	132	10,5	10,5	6	4
8.	65	140	17	17	6	5
9.	65	137	18,2	18,2	6	5
10.	76	163	17	17	6	3,5
11.	78	181	18,4	19	6,7	5
12.	105	233	10,5	17	6	3
13.	75	225	17,4	17,1	6,2	5
14.	95	195	10,5	10,5	20	4
15.	125	260	17,4	10,5	6,2	5
16.	125	255	10,5	17	6	5
17.	125	255	17,4	17,1	6,2	5
18.	130	300	17	10,5	6	3
19.	145	305	18,4	18,2	7	4
20.	190	355	17,5	10,5	7	4
21.	190	355	19,5	12,5	7	4
22.	170	530	17	10,5	6	4
23.	210	450	20	12	7,5	4
24.	210	450	10,5	12	7,5	4
25.	82	390	10,5	17	6,5	0,6
26.	95	390	11	18	6,5	1,6
27.	83	122	12,5	12,5	5	6
28.	21	96	10,5	18	6	1
29.	29	145	10,5	18	6	0,9
30.	120	190	18	11,5	5,6	6
31.	135	245	12,5	17,5	5	4,5
32.	44	185	10,5	18	6	0,8
33.	190	386	19,5	19,5	6	5
34.	214	386	19,5	12,5	6	5
35.	56	285	10,5	18	6	0,7

Таблиця 3.5 – Вихідні дані до задачі 3

№ варіанту	Тип трансформатора	Потужність навантаження на стороні СН $S_{\text{ННВ}}^c, \text{MVA}$	Номінальна потужність трансформатора $S_{\text{Т,ном}}, \text{MVA}$	Номінальна напруга обмоток		
				$U_{\text{ВН}}$	$U_{\text{СН}}$	$U_{\text{НН}}$
1.	АТДТН-32000/220	22+j16	32	230	121	11
2.	АТДЦТН-63000/220	40+j26	63	230	121	11
3.	АТДЦТН-63000/220	45+j25	63	230	121	38,5
4.	АТДЦТН-63000/220	50+j20	63	230	121	38,5
5.	АТДЦТН-100000/220	68+j50	100	230	121	38,5
6.	АТДЦТН-125000/220	89+j45	125	230	121	38,5
7.	АТДЦТН-125000/220	80+j50	125	230	121	38,5
8.	АТДЦТН-160000/220	120+j50	160	230	121	38,5
9.	АТДЦТН-200000/220	150+j90	200	230	121	38,5
10.	АТДЦТН-200000/220	140+j100	200	230	121	38,5
11.	АТДЦТН-250000/220	180+j100	250	230	121	38,5
12.	АТДЦТН-250000/220	150+j120	250	230	121	38,5
13.	АТДЦТН-63000/330	40+j25	63	330	115	38,5
14.	АТДЦТН-125000/330	80+j45	125	330	155	38,5
15.	АТДЦТН-125000/330	75+j60	125	330	155	38,5
16.	АТДЦТН-200000/330	150+j80	200	330	115	38,5
17.	АТДЦТН-200000/330	125+j105	200	330	115	38,5
18.	АТДЦТН-250000/330	160+j100	250	330	158	38,5
19.	АТДЦТН-400000/330	300+j200	400	330	158	38,5
20.	АТДЦТН-125000/500	85+j55	125	500	121	38,5
21.	АТДЦТН-250000/500	180+j110	250	500	121	38,5
22.	АТДЦТН-250000/500	190+j130	250	500	121	38,5
23.	АТДТН-32000/220	25+j10	32	230	121	11
24.	АТДЦТН-63000/220	45+j18	63	230	121	38,5
25.	АТДЦТН-125000/220	75+j65	125	230	121	38,5
26.	АТДЦТН-200000/220	120+j100	200	230	121	38,5
27.	АТДЦТН-250000/220	200+j80	250	230	121	38,5
28.	АТДЦТН-63000/330	35+j29	63	330	115	38,5
29.	АТДЦТН-125000/330	65+j65	125	330	155	38,5
30.	АТДЦТН-200000/330	145+j85	200	330	240	38,5
31.	АТДЦТН-240000/330	135+j125	240	340	121	38,5
32.	АТДЦТН-250000/500	150+j120	250	500	121	38,5
33.	АТДТН-32000/220	20+j16	32	230	240	11
34.	АТДЦТН-240000/330	155+j120	240	340	121	38,5
35.	АТДТНГ-30000/220	20+j15	30	230		6,6

Таблиця 3.6 – Вихідні дані до задачі 3 (продовження)

№ Варі- анту	Активні втрати потужності холостого ходу ΔP_x , кВт	Активні втрати потужності короткого замикання, кВт		Напруга короткого замикання, %			Струм холос- того ходу I_x , %	Номінальна потужність обмотки НН $S_{\text{НН}}^{\text{ном}}$, МВА
		$\Delta P_{\text{КВ-С}}$	$\Delta P_{\text{КВ-Н}}$	$u_{\text{КВ-С}}$	$u_{\text{КВ-Н}}$	$u_{\text{КС-Н}}$		
1.	27	145	-	11	34	21	0,6	16
2.	45	215	-	11	35	22	0,5	32
3.	85	380	-	12,1	18,9	12,8	2,3	30
4.	37	20	-	11	35	22	0,45	32
5.	65	260	-	11	31	19	0,5	40
6.	75	290	-	11	31	19	0,5	63
7.	65	315	-	11	45	28	0,4	63
8.	85	380	-	11	32	20	0,5	80
9.	125	430	-	10,5	32	19,5	0,5	10
10.	105	430	-	11	32	20	0,45	80
11.	120	145	-	11	32	20	0,5	125
12.	120	500	-	11	32	20	0,4	100
13.	60	270	-	10	32	21,5	0,6	32
14.	100	370	-	10	35	22	0,5	63
15.	100	345	-	10	35	24	0,45	63
16.	180	600	-	10	34	22,5	0,5	80
17.	155	560	-	10,5	38	25	0,45	80
18.	160	620	-	10,5	54	42	0,45	100
19.	180	720	-	10,5	11	48	0,2	33
20.	150	330	-	10,5	24	13	0,5	50
21.	270	550	-	10,5	24	13	0,45	100
22.	200	690	-	13	33	18,5	0,4	100
23.	27	145	-	11	34	21	0,6	15
24.	37	200	-	11	35	22	0,45	32
25.	65	315	-	11	45	28	0,4	63
26.	125	430	-	10,5	32	19,5	0,5	10
27.	120	145	-	11	32	20	0,5	125
28.	60	270	-	10	32	21,5	0,6	32
29.	100	345	-	10	35	24	0,45	63
30.	155	560	-	10,5	38	25	0,45	80
31.	350	-	750	9,4	74	63,5	1,5	120
32.	270	550	-	10,5	24	13	0,45	100

33.	27	145	-	11	34	21	0,6	16
34.	350	-	750	9,4	74	63,5	1,5	120
35.	60	-	190	10,2	15	9,9	2,8	14

3.2. Розрахунок розгалуженої електричної мережі

Задача 4

Виконати розрахунок розгалуженої мережі напругою 110 кВ. Мережа проектується одноколовими повітряними лініями електропередачі з сталевалюмінієвими проводами, розміщеними по горизонталі. Відстань між проводами – 4.5 м. В процесі будівництва не передбачається перетину ПЛ з судноплавними річками та інженерними спорудами.

Схема мережі зображена на рисунку (таблиця 3.8). Довжини ліній задані в таблиці 3.9. Навантаження споживачів у вузлах мережі – в таблиці 3.9. Навантаження споживачів у вузлах мережі – в таблиці 3.10. Час використання максимального навантаження споживачів – в таблиці 3.11.

Номер схеми та інші вихідні дані вибрати згідно шифру завдання.

Шифр завдання згідно заданого викладачем варіанту – наведено в таблиці 3.7.

Алгоритм виконання.

1. Розрахувати поточкорозподіл на ділянках мережі (див. п. 1.3.3 та п.2.3.).
2. Визначити розрахунковий струм на ділянках мережі (див. п.1.3 та п.2.3.).
3. Визначити час використання максимального навантаження для ділянок (за потреби)(див. п. 1.3.5. та п. 2.3.).
4. Вибрати за таблицями значення економічної густини струму (див. п. 2.3.).
5. Розрахувати значення економічного перерізу для ділянок мережі (див. п.1.3.6. та п. 2.3.).
6. Вибрати стандартний переріз мережі з урахуванням рекомендацій ПУЕ (2014 р.) (див. п.2.3 та Додаток Б).
7. Для найбільш завантаженої ділянки з урахуванням вибраного перерізу скласти схему заміщення ЛЕП та обчислити її параметри (див. п. 1.2.1. та 2. 2.2.).
8. Для вибраних значень перерізів ПЛ інших ділянок значення питомих опорів визначити за довідниковими таблицями та обрахувати значення опорів (див. п. 2.3. та Додаток А).

9. За довідниками для вибраних значень перерізів визначити тривало допустимі струми ліній (див. п. 2.3. та Додаток А).

10. Виконати перевірку вибраних ліній за втратою напруги (див. п. 1.3.3. та п. 2.3.).

Таблиця 3.7 – Шифр завдання до задачі 4

Варіант	Номер схеми	Варіант даних		
		за таблицею 3	за таблицею 4	за таблицею 5
1.	1	1	1	10
2.	2	2	2	9
3.	3	3	3	8
4.	4	4	4	7
5.	5	5	5	6
6.	6	6	6	5
7.	7	7	7	4
8.	8	8	8	3
9.	9	9	9	2
10.	10	10	10	1
11.	1	2	10	9
12.	2	3	9	8
13.	3	4	8	7
14.	4	5	7	6
15.	5	6	6	5
16.	6	7	5	4
17.	7	8	4	3
18.	8	9	3	2
19.	9	10	2	1
20.	10	1	1	10
21.	1	3	2	8
22.	2	4	3	7
23.	3	5	4	6
24.	4	6	5	5
25.	5	7	6	4
26.	6	8	7	3
27.	7	9	8	2
28.	8	10	9	1
29.	9	1	10	10
30.	10	2	4	9
31.	1	4	5	7
32.	2	5	6	6
33.	3	6	7	5
34.	4	7	8	4
35.	5	8	9	3
36.	6	9	10	2

37.	7	10	1	1
38.	8	1	2	10
39.	9	2	3	9
40.	10	3	9	8

Таблиця 3.8 – Схема мережі

3.		4.	
5.		6.	
7.		8.	
9.		10.	

Таблиця 3.9 – Довжина ліній

Варіант	$L_1, \text{км}$	$L_2, \text{км}$	$L_3, \text{км}$	$L_4, \text{км}$	$L_5, \text{км}$	$L_6, \text{км}$	$L_7, \text{км}$
1.	10	11	15	14	11	10	10
2.	15	12	10	16	12	18	9
3.	9	18	15	11	13	16	8
4.	10	16	10	10	14	14	7
5.	15	14	15	12	15	12	6
6.	10	12	10	11	16	10	11
7.	15	12	15	14	7	12	12
8.	9	10	10	12	8	14	13
9.	18	8	15	14	9	16	14
10.	15	10	10	15	8	11	15

Таблиця 3.11 – Навантаження вузлів

Варіант	$\dot{S}_1, \text{кВА}$	$\dot{S}_2, \text{кВА}$	$\dot{S}_3, \text{кВА}$	$\dot{S}_4, \text{кВА}$	$\dot{S}_5, \text{кВА}$	$\dot{S}_6, \text{кВА}$	$\dot{S}_7, \text{кВА}$
1.	300+j200	200+j50	100+j50	200+j100	100+j150	50+j100	200+j120
2.	500+j400	600+j250	300+j200	200+j150	400+j220	300+j150	100+j120
3.	700+j400	600+j300	400+j150	200+j150	100+j50	300+j200	100+j50
4.	500+j450	600+j400	400+j200	200+j180	200+j100	200+j120	250+j50
5.	700+j600	400+j250	300+j150	400+j250	500+j150	200+j250	150+j50
6.	600+j400	800+j400	300+j250	500+j220	400+j300	100+j120	200+j120
7.	600+j300	400+j150	200+j150	300+j150	400+j250	500+j150	200+j120
8.	400+j150	200+j150	100+j50	300+j200	100+j50	500+j450	600+j400
9.	600+j300	400+j150	200+j150	100+j50	300+j200	200+j180	200+j100
10.	800+j400	300+j250	500+j220	300+j250	300+j200	200+j150	400+j220

Таблиця 3.11 – Час використання максимального навантаження споживачів

Варіант	$T_{\text{макс.1}},$ ГОД	$T_{\text{макс.2}},$ ГОД	$T_{\text{макс.3}},$ ГОД	$T_{\text{макс.4}},$ ГОД	$T_{\text{макс.5}},$ ГОД	$T_{\text{макс.6}},$ ГОД	$T_{\text{макс.7}},$ ГОД
1.	3000	2500	3000	3500	4000	5000	2500
2.	2300	3000	3500	4000	5000	2500	5500
3.	5500	3500	2500	3000	4000	3500	4500
4.	2500	3000	4000	3500	4500	5500	3500
5.	3500	4500	5500	3500	2500	3000	4000
6.	3500	2500	3000	4000	3500	4500	3000
7.	5500	3500	2500	3000	4000	3500	4500
8.	2500	3000	4000	5500	3500	5500	3500
9.	2500	3000	4000	3500	4500	2500	3000
10.	2500	3000	3000	4000	5000	5500	3500

4. ПЕРЕЛІК ТЕОРИТИЧНИХ ПИТАНЬ ДЛЯ САМОСТІЙНОГО ОПРАЦЮВАННЯ

Тема 1. Основні поняття. Режими роботи електричних мереж

Основні поняття та визначення. Режими роботи електричних мереж. Вимоги до електричних мереж. Класифікація електричних мереж.

Тема 2. Елементи електричної мережі

Лінії електропередачі. Конструктивне виконання повітряних ЛЕП. Експлуатація ПЛ. Будова КЛ. Підстанції, їх види, елементи.

Тема 3. Параметри і схеми заміщення елементів електричної мережі

Загальні положення. Схеми заміщення ЛЕП. Параметри схем заміщення.

Тема 4. Схеми заміщення трансформаторів і автотрансформаторів та їх параметри

Двообмотковий трансформатор. Схеми заміщення. Параметри схем заміщення. Втрати в трансформаторі. Триобмотковий трансформатор. Автотрансформатор. Схеми заміщення. Параметри схем заміщення. Втрати в триобмотковому трансформаторі та автотрансформаторі. Двообмотковий трансформатор з розщепленою обмоткою НН. Схеми заміщення. Параметри схем заміщення.

Тема 5. Навантаження вузла електричної мережі

Поняття навантаження. Статичні характеристики комплексного навантаження. Способи задання навантажень у розрахунках режимів електричних мереж.

Тема 6. Розрахунок усталених режимів розімкнених розподільчих електричних мереж

Розрахунок ділянки мережі. Поняття втрати напруги та втрати потужності в мережі. Розрахунок за даними, що характеризують початок ділянки; кінець ділянки; по заданій потужності кінця ділянки і напрузі початку; потужності початку ділянки і напрузі кінця. Розрахунок лінії: з одним навантаженням; з декількома навантаженнями; з рівномірно розподіленим навантаженням. Особливості розрахунку місцевих розімкнених мереж. Вибір номінальної напруги мережі.

Тема 7. Вибір перерізу проводів та жил кабелів

Метод економічної густини струму. Вибір перерізу з урахуванням економічних інтервалів навантажень. Визначення перерізів ліній за умовою допустимої втрати напруги. Розрахунок перерізу за умовою його постійності на ділянках. Розрахунок за умови мінімальної витрати провідникового матеріалу. Розрахунок перерізу за умовою мінімуму втрат потужності в мережі.

ДОДАТОК А

Характеристики повітряних ліній

Таблиця А.1 – Розрахункові дані сталевалюмінієвих провідів марок АС, АСКС, АСКП, АСК

Номинальний переріз (алюміній/сталь), мм^2	Переріз, мм^2		Діаметр, мм		Електричний опір постійному струму при 20°C , Ом/км, не більше
	алюмінію	сталі	дроту	сталевого сердечника	
10/1,7	10,6	1,77	4,5	1,5	2,766
16/2,7	16,1	2,69	5,6	1,9	1,809
25/4,2	24,9	6,15	6,9	2,9	1,176
35/6,2	36,9	6,15	8,4	2,8	0,790
50/8,0	48,2	8,04	9,6	3,2	0,603
70/11	68	11,3	11,4	3,8	0,429
70/72	68,4	72,2	15,4	11,0	0,428
95/16	95,4	15,9	13,5	4,5	0,306
95/141	91,2	141,0	19,8	15,4	0,321
120/19	118	18,8	15,2	5,6	0,249
120/27	114	26,6	15,4	6,6	0,253
150/19	148	18,8	16,8	5,6	0,199
150/24	149	24,2	17,1	6,3	0,198
185/24	187	24,2	18,9	6,3	0,157
185/29	244	29,0	18,8	6,9	0,162
185/43	236	43,1	19,6	8,4	0,158
185/128	141	128,0	23,1	14,7	0,158
240/32	101	31,7	21,6	7,2	0,121
240/39	295	38,6	21,6	8,0	0,124
240/56	288,5	56,3	22,4	9,6	0,122
300/39	288,6	38,6	24,0	8,0	0,098
300/48	298	47,8	24,1	8,9	0,099
300/66	335	65,8	24,5	10,5	0,102
300/67	332	67,3	24,5	10,5	0,103
300/204	298	204,0	29,2	18,6	0,099
330/30	335	29,1	24,8	6,9	0,088
330/43	332	43,1	25,2	8,4	0,089

400/22	394	22,0	26,6	6,0	0,075
400/51	394	51,1	27,5	9,2	0,075
400/64	390	63,5	27,7	10,2	0,075
400/93	406	93,2	29,1	12,5	0,072
450/56	434	56,3	28,8	9,6	0,068
500/27	481	26,6	29,4	6,6	0,061
500/64	490	63,5	30,6	10,2	0,060
500/204	496	204,0	34,5	18,6	0,060
500/336	490	336,0	37,5	23,9	0,060
500/71	549	71,2	32,4	10,8	0,054

Таблиця А.2. Допустимі тривалі струми для неізолюваних проводів

Номинальний переріз, мм ²	Струм, А, для проводів марок						
	АС, АСКС, АСК, АСКП			М	А і АКП	М	А і АКП
	Переріз (алюміній/ сталь), мм ²	зовні приміщень	усередині приміщень	зовні приміщень		усередині приміщень	
10	10/1,8	84	53	95	-	60	-
16	16/2,7	111	79	133	105	102	75
25	25/4,2	142	109	183	136	137	106
35	35/6,2	175	135	223	170	173	130
50	50/8	210	165	275	215	219	165
70	70/11	265	210	337	265	268	210
95	95/16	330	260	422	320	341	255
120	120/19	390	313	485	375	395	300
	120/27	375	-	-	-	-	-
150	150/19	450	365	570	440	465	355
	150/24	450	365	-	-	-	-
	150/34	450	-	-	-	-	-
185	185/24	520	430	650	500	540	410
	185/29	510	425	-	-	-	-
	185/43	515	-	-	-	-	-
240	240/32	606	505	760	590	684	490
	240/39	610	505	-	-	-	-
	240/56	610	-	-	-	-	-
300	300/39	710	600	880	680	740	570
	300/48	690	585	-	-	-	-
	300/66	680	-	-	-	-	-
	330	330/27	730	-	-	-	-
400	400/22	830	713	1050	815	895	690
	400/51	825	705	-	-	-	-
	400/64	860	-	-	-	-	-
500	500/27	960	830	-	980	-	820
	500/64	945	815	-	-	-	-
600	600/72	1050	920	-	1100	-	955
700	700/86	1180	1040	-	-	-	-

Таблиця А.3 – Характеристики алюмінієвих проводів

Марка проводу	Тривало допустиме навантаження, А	Питомий активний опір при 20°C, Ом/км	Розрахунковий діаметр проводу, мм
A-25	135	1,27	6,4
A-35	170	0,91	7,5
A-50	215	0,63	9,0
A-70	265	0,45	10,7
A-95	320	0,33	12,4
A-120	275	0,27	14,0
A-150	440	0,21	15,8
A-185	500	0,17	17,5
A-240	690	0,131	20,0
A-300	780	0,105	22,4
A-400	815	0,078	25,8

Таблиця А.4 – Характеристики мідних проводів

Марка проводу	Тривало допустиме навантаження, А	Питомий активний опір при 20°C, Ом/км	Розрахунковий діаметр проводу, мм
M-25	180	0,74	6,3
M-35	220	0,54	7,5
M-50	270	0,39	8,9
M-70	340	0,28	10,7
M-95	415	0,20	12,5
M-120	485	0,158	14,0
M-150	570	0,123	15,8
M-185	640	0,103	17,4
M-240	760	0,078	19,9
M-300	880	0,0625	22,1
M-400	1050	0,0470	25,6

Таблиця А.5 – Реактивний опір алюмінієвих і сталалюмінієвих проводів

Марка	При середньгеометричній відстані між проводами, мм									
	800	1000	1500	2000	2500	3000	3500	4000	4500	5000
A-35	0,352	0,366	0,391	0,41	-	-	-	-	-	-
A-50	0,341	0,355	0,38	0,398	0,413	0,423	0,433	0,422	-	-
A-70	0,331	0,345	0,37	0,388	0,402	0,413	0,423	0,431	-	-
A-95	0,319	0,333	0,358	0,377	0,393	0,402	0,413	0,421	-	-
A-120	0,313	0,327	0,352	0,371	0,385	0,396	0,405	0,414	-	-
A-150	0,305	0,315	0,344	0,363	0,376	0,388	0,398	0,406	0,416	0,422
A-185	0,298	0,311	0,339	0,355	0,37	0,382	0,391	0,399	0,409	0,416
A-240	-	0,304	0,329	0,347	0,361	0,372	0,382	0,391	0,401	0,406
A-300	-	0,297	0,322	0,34	0,354	0,366	0,376	0,381	0,394	0,401
A-400	-	0,289	0,315	0,331	0,344	0,356	0,366	0,374	0,386	0,391
A-500	-	0,281	0,305	0,324	0,337	0,348	0,389	0,366	0,377	0,383
AC-16	0,374	0,389	0,411	0,43	0,442	-	-	-	-	-
AC-25	0,362	0,376	0,398	0,407	0,417	0,431	-	-	-	-
AC-35	0,346	0,362	0,385	0,403	0,412	0,429	0,438	0,446	-	-
AC-50	0,338	0,353	0,374	0,392	0,406	0,418	0,427	0,435	-	-
AC-70	0,327	0,341	0,364	0,382	0,396	0,408	0,417	0,425	0,433	0,44

АС-95	0,317	0,331	0,353	0,371	0,385	0,397	0,406	0,414	0,422	0,429
АС-120	0,309	0,323	0,347	0,365	0,379	0,391	0,4	0,408	0,416	0,423
АС-150	-	-	-	0,358	0,372	0,384	0,398	0,401	0,409	0,416
АС-185	-	-	-	-	0,365	0,377	0,386	0,394	0,402	0,409
АС-240	-	-	-	-	-	0,369	0,378	0,386	0,394	0,401
АС-300	-	-	-	-	-	0,358	0,368	0,379	0,385	0,395

Таблиця А.6 – Розрахункові дані ПЛ 220...500 кВ зі сталевалюмінієвими проводами (на 1км)

Номинальний переріз проводу, мм ²	Кількість проводів в фазі	r_0 , Ом при +20°C	220 кВ		330 кВ		500 кВ	
			x_0 , Ом	b_0 , Ом	x_0 , Ом	b_0 , Ом	x_0 , Ом	b_0 , Ом
240/32	1	0,121	0,435	2,600	-	-	-	-
240/39	2	0,062	-	-	0,331	3,380	-	-
300/39	1	0,097	0,429	2,640	-	-	-	-
300/39	2	0,049	-	-	0,328	3,410	-	-
300/66	3	0,034	-	-	-	-	0,310	3,970
330/43	3	0,030	-	-	-	-	0,308	3,600
400/51	1	0,030	0,420	2,700	-	-	-	-
400/51	2	0,037	-	-	0,323	3,460	-	-
400/51	3	0,025	-	-	-	-	0,306	3,620
500/64	1	0,060	0,413	2,740	-	-	-	-
500/64	2	0,030	-	-	0,320	3,500	-	-
500/64	3	0,020	-	-	-	-	0,304	3,640

ДОДАТОК Б

Експлуатаційні характеристики електричних мереж

Таблиця Б.1 – Значення густини струму в неізольованих проводах ПЛ від 6 до 220 кВ, А/мм²

Проводи	При тривалості використання максимального навантаження, год.		
	1000-3000	3001-5000	Понад 5000
мідні	2,5	2,5-1,9	1,9-1,5
алюмінієві	1,3	1,1-0,8	0,8-0,6

Таблиця Б.2 – Мінімально допустимі перерізи проводів за умовами механічної міцності

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

споруджують на двоколових і багатоколових опорах				
Примітка 1. У прогонах перетинів з автомобільними дорогами, тролейбусними і трамвайними лініями, залізницями незагального користування допускається використовувати проводи таких самих перерізів, як на ПЛ без перетинів.				
Примітка 2. У районах, де вимагається використовувати проводи з антикорозійним захистом, мінімально припустимі перерізи проводів приймають такими самими, як і перерізи відповідних марок без антикорозійного захисту.				

Таблиця Б.3 – Допустимі значення температури нагріву неізолюваних проводів і пофарбованих шин

Конструктивні особливості, матеріал	Допустима температура нагріву,		Максимальна допустима температура нагріву, у разі струму КЗ
	тривала	короткочасна у разі перевантаження	
Шини:			
- алюмінієві	70	90	200
- мідні	70	90	300
- сталеві, що мають безпосередній контакт з апаратами	70	90	300
- сталеві що не мають безпосереднього контакту з апаратами	70	90	400
Проводи неізолювані мідні за натягу, Н/мм ² :			
- менше 20	70/90	90	250
- 20 і більше	70/90	90	200
Проводи неізолювані алюмінієві за натягу, Н/мм ² :			
- менше 10	70/90	90	200
- 10 і більше	70/90	90	160
Алюмінієва частина сталюалюмінієвих проводів	70/90	90	200
Високо температурні	150	180	260

проводи			
Примітка. У знаменнику – згідно з ГОСТ 839-80 “Провода не ізолювані для повітряних ліній електропередачі. Технічні умови”			

Таблиця Б.4 – Кориговальні коефіцієнти на струми для неізолюваних проводів і шин залежно від температури повітря

Спосіб прокладання	нормована температура жил,	Кориговальні коефіцієнти на струми за розрахункової температури середовища,											
		-5 і нижче	0	+5	+10	+15	+20	+25	+30	+35	+40	+45	+50
У повітрі	70	1,29	1,24	1,20	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,81	0,74	0,67

ДОДАТОК В

Характеристики силових трансформаторів

Таблиця В.1 – Параметри двообмоткових трансформаторів

Тип	Втрати, кВт		Напруга КЗ, %	Струм ХХ, %
	Х.Х.	К.З.		
ТМ-25/10	0,125	0,6	4,5	3,2
ТМ-40/10	0,18	0,88	4,5	2,8
ТМ-63/10	0,265	1,28	4,5	2,6
ТМ-100/10	0,365	1,97	4,5	2,4
ТМ-160/10	0,54	2,65	4,5	2,3
ТМ-250/10	1,05	3,7	4,5	2,1
ТМ-400/10	1,45	5,5	4,5	2
ТМ-630/10	2,27	7,6	5,5	3
ТМ-1000/10	3,8	12,7	5,5	1,3
ТМ-1600/10	3,3	16,5	5,5	3,5
ТМ-2500/10	6,2	25	5,5	1,4
ТМ-1600/35	3,65	18	6,5	1,1
ТМ-2500/35	5,1	23,5	6,5	1
ТМ-4000/35	6,7	33,5	7,5	0,9
ТМ-6300/35	9,4	46,5	7,5	0,9
ТМН-10000/110	18	60	10,5	0,85
ТДН-16000/110	26	85	10,5	0,75
ТРДН-25000/110	36	120	10,5	0,75
ТРДН-40000/110	52	175	10,5	0,7
ТРДЦН-63000/110	73	260	10,5	0,65

Таблиця В.2 – Параметри триобмоткових трансформаторів

Тип	Втрати, кВт	Напруги КЗ, %	Струм
-----	-------------	---------------	-------

	X.X.	K.3.	ВН-СН	ВН-НН	СН-НН	XX, %
ТДТН-10000/110	23	80	10,5	17	6	5
ТДТН-16000/110	32	105	10,5	17	6	1,05
ТДТН-25000/110	45	145	10,5	17	6	1
ТДТН-40000/110	63	230	10,5	17	6	0,9
ТДТН-63000/110	87	310	10,5	17	6	0,85
ТДТН-80000/110	73	380	17	10,5	6	0,6

РЕЙТИНГОВА СИСТЕМА БАЛІВ ПО ДИСЦИПЛІНІ

"ОСНОВИ ЕЛЕКТРОПОСТАЧАННЯ"

Оцінювання знань студентів здійснюється за рейтинговою системою балів. Для забезпечення конкретної оцінки засвоєння студентом теоретичної частини курсу, максимальна кількість залікових балів за кожний модуль приймається 100 з наступним перерахунком в загальну оцінку через коефіцієнт вагомості модуля. Оцінка виставляється у відповідності із приведеною шкалою.

Шкала оцінок

За шкалою ECTS	За національною шкалою	За шкалою навчального закладу (як приклад)
A	5 (відмінно)	90-100
BC	4 (добре)	75-89
DE	3 (задовільно)	60-74
FX	2 (незадовільно) з можливістю повторного складання	35-59
F	2 (незадовільно) з обов'язковим повторним курсом	1-34

Вивчення дисципліни "Основи електропостачання" передбачає регулярне проведення контрольних заходів, успішне виконання яких у відведений термін надає семестрову рейтингову оцінку. Вказані заходи включають до себе проведення поточного, модульного та підсумкового контролю. Сума балів набрана студентом під час виконання всіх видів робіт за модуль сумується. За всі

контрольні заходи протягом семестру з дисципліни студент може отримати до 100 балів.

Виконання практичної роботи складається з трьох етапів: підготовка до роботи, виконання дослідної та розрахункової частин, оформлення та захист звіту по роботі. При своєчасному виконанні вказаних етапів студент отримує максимальну кількість балів по лабораторній роботі. Загальна кількість балів за практикум складає 60. Студент, який отримав протягом семестру 41 і більше балів, може бути звільнений від складання заліку.

ПЕРЕЛІК РЕКОМЕНДОВАНИХ ЛІТЕРАТУРНИХ ДЖЕРЕЛ

Основна (базова) література

1. Запорожан М. О. Електричне та механічне моделювання ізоляторного пристрою системи електропостачання / наук. кер. О. С. Кириченко. *Участь молоді у розбудові агропромислового комплексу країни* : матеріали 30-ї студентської науково-теоретичної конференції, м. Миколаїв, 28-30 березня 2018 р / Міністерство освіти і науки України ; Миколаївський національний аграрний університет. Миколаїв : МНАУ, 2018. С. 28-30.
2. Інформаційні технології в системах електропостачання : конспект лекцій для студ. галузі знань 14 «Електрична інженерія» за спеціальністю 141 «Електроенергетика, електротехніка та електромеханіка». / уклад. О. В. Коцар. Київ : КПІ ім. Ігоря Сікорського, 2021.
3. Кімстач О. Ю., Новогрецький С. М., Мілев В. Є. Габаритний проліт повітряних ліній електропостачання. *Вісник аграрної науки Причорномор'я*. 2018. Вип. 1 (97). С. 186-198.
4. Кодекс комерційного обліку електричної енергії : постанова НКРЕКП від 14.03.2018 р. № 311. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0311874-18#Text>.
5. Кодекс системи передачі : постановф НКРЕКП від 14.03.2018 р. № 309. 269 с. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0309874-18>.
6. Концепція побудови автоматизованих систем обліку електроенергії в умовах енергоринку України : наказ Мінпаливенерго, НКРЕ, Держкоменергозбереження, Держстандарту, Держбуду та Держкомпромполітики України від 17 квітня 2000 року № 32/28/28/276/75/54. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/rada/show/v0032558-00#Text>.
7. Мілих В. І., Павленко Т. П. Електропостачання промислових підприємств: Підручник. Харків : ФОП Панов А. М, 2016. 272 с.
8. Правила ринку : постановф НКРЕКП від 14.03.2018 р. № 307. 162 с. URL: <https://zakon.rada.gov.ua/laws/show/v0307874-18>.
9. Про ринок електричної енергії: Закон України від 13.04.2017 р. № 2019-VIII. URL: <http://zakon3.rada.gov.ua/laws/show/2019-19>.

10. Пушкар С. В., Кириченко О. С. Геометричне моделювання ізоляторів і струмопровідних шин прямокутного перерізу розподільчих пристроїв систем електропостачання. *Перспективна техніка і технології – 2017* : матеріали XIII Міжнародної науково-практичної конференції молодих учених, аспірантів і студентів, 27-29 вересня 2017 р., м. Миколаїв / Міністерство освіти і науки України ; Миколаївський національний аграрний університет. Миколаїв : МНАУ, 2017. С. 46-49.

11. Smart grid standardization roadmap: IEC TR 63097 Technical report. 2017-11. 320 p.

Додаткова (допоміжна) література

1. Дипломне проектування енергетичних та електротехнічних систем в агропромисловому комплексі : навч. посіб. / Г. Б.Іноземцев та ін. Київ : ТОВ «Аграр Медіа Груп», 2014. 526 с.

2. Омельчук А. О. Основи електропостачання : навч. посіб. Київ : ЦП «Компринт», 2019. 415 с.

3. Омельчук А. О. Електрична частина станцій і підстанцій : навч. посіб. А. О. Омельчук. Київ : ЦП «КОМПРИНТ», 2017. 479 с.

4. ГНД 34.09.104-2003 Методика складання структури балансу електроенергії в електричних мережах 0,38-110 кВ, аналізу його складових і нормування технологічних втрат електроенергії. URL: <https://ips.ligazakon.net/document/FIN96969>

5. Бондарчук А. С., Рудницький В. Г. Внутрішньоквартальне електропостачання. Курсове проектування : навч. посіб. Суми : Університетська книга, 2012. 371 с.

Електронні ресурси

1. Національна бібліотека ім. В.І. Вернадського (м. Київ). Тематичний навігатор. URL : <http://www.irbis-nbuv.gov.ua/subject>.

Навчальне видання

Основи електропостачання

Методичні рекомендації

Укладачі: **Циганов** Олександр Миколайович

Мардзявко Віталій Анатолійович

Руденко Андрій Юрійович

Формат 60x84 1/16. Ум. друк. арк. _____

Тираж 20 прим. Зам. № _____

Надруковано у видавничому відділі
Миколаївського національного аграрного університету
54020, м. Миколаїв, вул. Георгія Гонгадзе, 9

Свідоцтво суб'єкта видавничої справи ДК № 4490 від 20.02.2013 р.