

Тема 3 СХЕМИ ЗАМІЩЕННЯ ЛІНІЙ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ ПОВІТРЯНОГО І КАБЕЛЬНОГО ВИКОНАННЯ

1.8 ПАРАМЕТРИ СХЕМ ЗАМІЩЕННЯ ЛЕП

Лінія електропередавання є електротехнічним об'єктом, що характеризується рівномірно розподіленими уздовж її довжини параметрами. До таких параметрів відносять активний опір фаз R , індуктивність окремих фаз L , коефіцієнти взаємоіндукції M , активні провідності між проводами фаз G і фазними проводами та землею G_3 , ємності між проводами C і фазними проводами та землею C_3 .

Розглянемо схему заміщення елементарної ділянки лінії електропередавання.

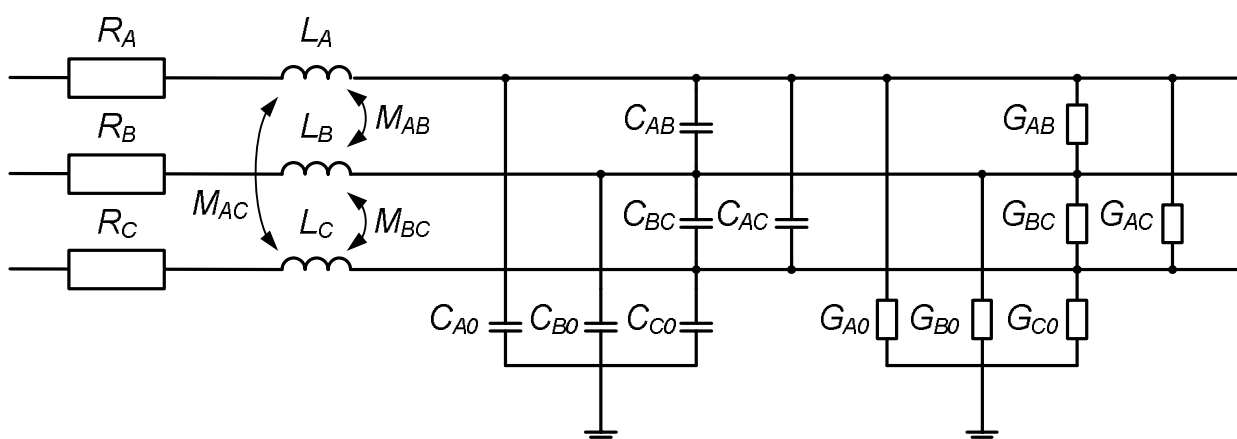


Рис. 1.24. Схема заміщення елементарної ділянки лінії електропередавання в системі фазних координат

На рис. 1.24 прийняті такі позначення: R_A, R_B, R_C – активні опори фазних проводів; $L_A, L_B, L_C, M_{AB}, M_{BC}, M_{AC}$ – індуктивності та коефіцієнти взаємоіндукції фазних проводів лінії відповідно; $C_{A0}, C_{B0}, C_{C0}, C_{AB}, C_{BC}, C_{AC}$ – часткові ємності між фазними проводами лінії та землею і часткові ємності між фазними проводами лінії відповідно; $G_{A0}, G_{B0}, G_{C0}, G_{AB}, G_{BC}, G_{AC}$ – активні провідності між фазними проводами лінії та землею і між фазними проводами лінії.

Параметри лінії електропередавання визначаються взаємним розташуванням проводів у просторі і відносно землі, тому параметри її фаз не співпадають між собою. Для вирівнювання параметрів окремих фаз застосовують так звану *транспозицію* проводів, що полягає в періодичній зміні взаємного розташування фазних проводів лінії в просторі. В цій ситуації параметри фаз лінії умовно вважають однаковими і не залежними від розташування проводів конкретної фази в просторі. Математична модель елементарної ділянки лінії електропередавання відповідно до закону Ома записується у вигляді системи диференціальних рівнянь

Chapter 3 EQUIVALENT CIRCUITS OF OVERHEAD AND CABLE POWER TRANSMISSION LINES

1.8 PARAMETERS OF POWER TRANSMISSION LINE EQUIVALENT CIRCUITS

The power transmission line is an electrical facility of electric power system which is characterised by the parameters uniformly distributed along its length. Among these parameters are resistance of phases R , inductance of separate phases L , mutual inductance factors M , active conductance between phase conductors G , and between phase conductors and the earth G_3 , wire-to-wire capacitance C , and capacitance between phase conductors and the earth C_3 .

Let us study an equivalent circuit of an elementary section of the power line.

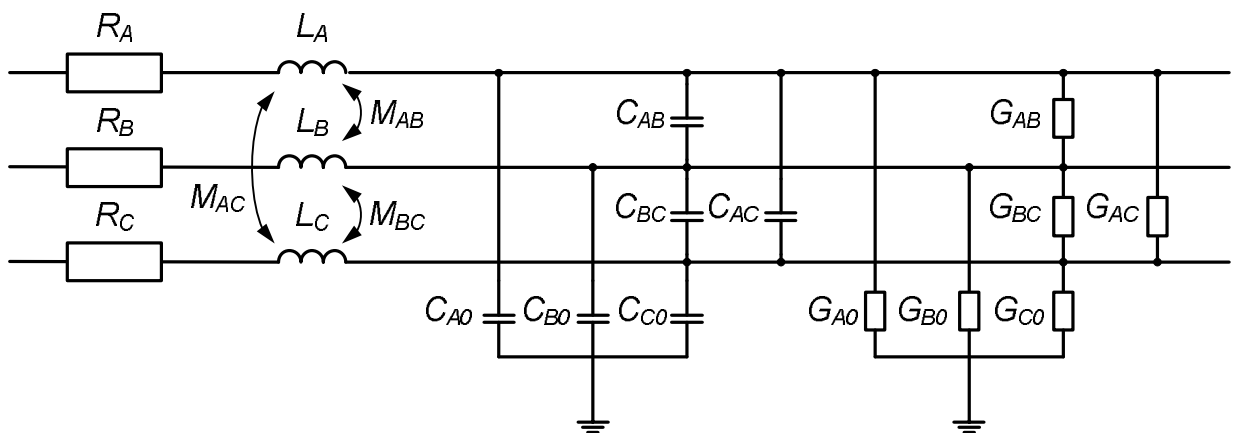


Fig. 1.24. Equivalent circuit of an elementary section of the power line in the phase reference system

In Fig. 1.24 the following symbols are used: R_A, R_B, R_C are active resistance of phase conductors; $L_A, L_B, L_C, M_{AB}, M_{BC}, M_{AC}$ are inductance and mutual inductance factors of phase conductors of the line, respectively; $C_{A0}, C_{B0}, C_{C0}, C_{AB}, C_{BC}, C_{AC}$ are partial capacitance between phase conductors of the line and the earth, and partial capacitance between line phase conductors respectively; $G_{A0}, G_{B0}, G_{C0}, G_{AB}, G_{BC}, G_{AC}$ are conductance between phase conductors of the line and the earth, and between line phase conductors.

Power transmission line characteristics are determined by relative position of the wires in space and in respect of earth, so that parameters of the phases do not coincide with each other. To level the parameters of separate phases the so-called conductor transposition is used, which consists in periodically changing the relative position of phase conductors of the line in space. In this situation the parameters of phases of the line are considered for convenience to be equal and not dependent on the arrangement of wires of a definite phase in space. According to Ohm's law the mathematical model of an elementary section of the power line is written in the form of differential equation system

$$\left\{ \begin{array}{l} -\frac{\partial u_A}{\partial x} = R_A i_A + L_A \frac{\partial i_A}{\partial t} + M_{AB} \frac{\partial i_B}{\partial t} + M_{AC} \frac{\partial i_C}{\partial t}; \\ -\frac{\partial u_B}{\partial x} = R_B i_B + L_B \frac{\partial i_B}{\partial t} + M_{AB} \frac{\partial i_A}{\partial t} + M_{BC} \frac{\partial i_C}{\partial t}; \\ -\frac{\partial u_C}{\partial x} = R_C i_C + L_C \frac{\partial i_C}{\partial t} + M_{AC} \frac{\partial i_A}{\partial t} + M_{BC} \frac{\partial i_B}{\partial t}; \\ -\frac{\partial i_A}{\partial x} = G_{A0} u_A + G_{AB} u_B + G_{AC} u_C + C_{A0} \frac{\partial u_A}{\partial t} + C_{AB} \frac{\partial u_B}{\partial t} + C_{AC} \frac{\partial u_C}{\partial t}; \\ -\frac{\partial i_B}{\partial x} = G_{B0} u_B + G_{AB} u_A + G_{BC} u_C + C_{B0} \frac{\partial u_B}{\partial t} + C_{AB} \frac{\partial u_A}{\partial t} + C_{BC} \frac{\partial u_C}{\partial t}; \\ -\frac{\partial i_C}{\partial x} = G_{C0} u_C + G_{AC} u_A + G_{BC} u_B + C_{C0} \frac{\partial u_C}{\partial t} + C_{AC} \frac{\partial u_A}{\partial t} + C_{BC} \frac{\partial u_B}{\partial t}, \end{array} \right. \quad (1.1)$$

де $u_A, u_B, u_C, i_A, i_B, i_C$ – миттєві значення фазних напруг та струмів.

В рівняннях (1.1) всі параметри лінії віднесені до одиниці її довжини. Від'ємні знаки в лівих частинах рівнянь свідчить про зменшення напруг та струмів при віддаленні від початку лінії відповідно до загального закону зберігання енергії.

Використання схем заміщення елементів мережі у фазних координатах вимагає громіздких розрахунків, пов'язаних з необхідністю врахування взаємного впливу параметрів окремих фаз, обумовлених явищем взаємної індукції, наявністю часткової взаємної ємності між фазними проводами, тощо. Тому з метою спрощення розрахунків, у більшості випадків при вирішенні практичних інженерних задач, здійснюють перетворення системи координат з фазного простору в простір *симетричних складових*. У результаті система взаємозалежних фазних рівнянь перетвориться в три незалежні системи рівнянь для *прямої, зворотної та нульової послідовностей*. Причому для симетричного режиму роботи електропередавання, за однаковості параметрів окремих фаз і однакових струмів навантаження в окремих фазах (струми однакові по абсолютній величині та відрізняються тільки по фазі на ± 120 ел. град), режимні параметри зворотної та нульової послідовностей дорівнюють нулю, а режимні параметри схеми заміщення прямої послідовності збігаються з режимними характеристиками фази А фазної системи координат.

Таким чином, для дослідження симетричних режимів роботи будь-якої електропередавання зручно використовувати схему заміщення прямої послідовності. Схеми заміщення зворотної та нульової послідовностей додатково застосовують лише за потреби аналізу несиметричних режимів роботи лінії (наприклад, неповнофазних її режимів).

Схема заміщення ділянки лінії у системі координат симетричних складових може бути представлена *однолінійною схемою заміщення*, що характеризується поздовжніми активним і реактивним опорами та поперечними активною і ємнісною провідностями для кожної з симетричних складових.

$$\left\{ \begin{array}{l}
-\frac{\partial u_A}{\partial x} = R_A i_A + L_A \frac{\partial i_A}{\partial t} + M_{AB} \frac{\partial i_B}{\partial t} + M_{AC} \frac{\partial i_C}{\partial t}; \\
-\frac{\partial u_B}{\partial x} = R_B i_B + L_B \frac{\partial i_B}{\partial t} + M_{AB} \frac{\partial i_A}{\partial t} + M_{BC} \frac{\partial i_C}{\partial t}; \\
-\frac{\partial u_C}{\partial x} = R_C i_C + L_C \frac{\partial i_C}{\partial t} + M_{AC} \frac{\partial i_A}{\partial t} + M_{BC} \frac{\partial i_B}{\partial t}; \\
-\frac{\partial i_A}{\partial x} = G_{A0} u_A + G_{AB} u_B + G_{AC} u_C + C_{A0} \frac{\partial u_A}{\partial t} + C_{AB} \frac{\partial u_B}{\partial t} + C_{AC} \frac{\partial u_C}{\partial t}; \\
-\frac{\partial i_B}{\partial x} = G_{B0} u_B + G_{AB} u_A + G_{BC} u_C + C_{B0} \frac{\partial u_B}{\partial t} + C_{AB} \frac{\partial u_A}{\partial t} + C_{BC} \frac{\partial u_C}{\partial t}; \\
-\frac{\partial i_C}{\partial x} = G_{C0} u_C + G_{AC} u_A + G_{BC} u_B + C_{C0} \frac{\partial u_C}{\partial t} + C_{AC} \frac{\partial u_A}{\partial t} + C_{BC} \frac{\partial u_B}{\partial t},
\end{array} \right. \quad (1.1)$$

where $u_A, u_B, u_C, i_A, i_B, i_C$ are instantaneous values of phase voltages and currents.

In equations (1.1) all line characteristics are related to the unit of length. Negative signs in the left parts of the equations indicate the decrease of voltages and currents with moving from the beginning of the line, according to the general law of conservation of energy.

Using network element equivalent circuits in phase co-ordinates requires doing bulky calculations because it is necessary to take into account the interference of parameters of separate phases, caused by the effect of mutual induction, presence of partial mutual capacitance between phase conductors, etc.

Therefore, for the purpose of calculation simplification, in most cases of finding solutions to practical engineering problems, there is a transformation of reference system of phase space into space of symmetric components. As a result, the system of the interconnected phase equations is changed into three independent systems of equations for *positive, negative and zero sequences*. Also, for balanced operating conditions of power transmission, if parameters of separate phases and the same load currents in separate phases are similar (currents are similar in absolute value, and differ only in phase by ± 120 electrical degrees), operating conditions of negative and zero sequences are equal to zero, and operating conditions of equivalent circuit of a positive sequence coincide with the operating characteristics of phase A of the phase reference system.

Thus, for the research of balanced operating conditions of any power transmission it is convenient to use the equivalent circuit of positive sequence. Equivalent circuits of negative and zero sequences are additionally used only if it is necessary to analyse out-of-balance operating conditions of the line (for example, open-phase operating conditions).

The equivalent circuit of a line section in the reference system of symmetric components can be represented as a single-line equivalent circuit, characterised by the longitudinal active resistance and reactance, transversal active conductance, and capacitive susceptance for each of the symmetric components.

Однолінійна розрахункова схема елементарної ділянки лінії електропередавання наведена на рис. 1.25. Тут R_i , L_i , G_i , C_i – активний опір, індуктивність, активна провідність та ємність прямої, зворотної або нульової послідовності елементарної ділянки; i – індекс каналу системи симетричних складових.

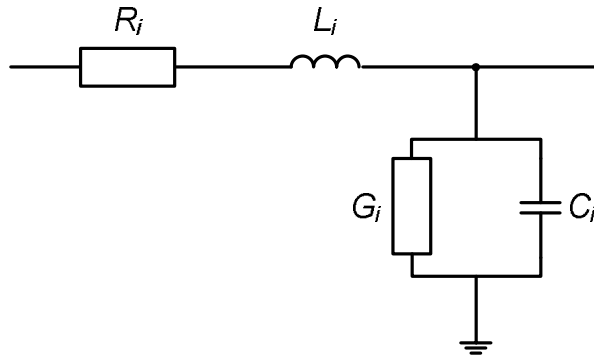


Рис. 1.25. Однолінійна схема заміщення елементарної ділянки лінії електропередавання в системі координат симетричних складових

Математична модель елементарної ділянки лінії електропередавання в системі симетричних складових складається з систем типових рівнянь вигляду

$$\begin{cases} -\frac{\partial \dot{U}_i}{\partial x} = r_{0i} \dot{I}_i + j\omega L_{0i} \dot{I}_i = (r_{0i} + jx_{0i}) \dot{I}_i; \\ -\frac{\partial \dot{I}_i}{\partial x} = g_{0i} \dot{U}_i + j\omega C_{0i} \dot{U}_i = (g_{0i} + jb_{0i}) \dot{U}_i, \end{cases} \quad (1.2)$$

де \dot{U}_i , \dot{I}_i – напруга та струм в системі симетричних складових; r_{0i} , x_{0i} , g_{0i} , b_{0i} – поздовжні активний та індуктивний опори та поперечні активна та ємнісна провідності ділянки лінії одиничної довжини. Такі схеми заміщення елементів мережі з фіксованими значеннями поздовжніх і поперечних параметрів, називаються *схемами із зосередженими параметрами*. При застосуванні останніх у розрахунках електричних мереж не враховують фізику хвильових процесів передавання енергії по електричній мережі. Тому галузь застосування подібних схем в електротехнічних розрахунках поширюється тільки на відносно короткі лінії електропередавання з номінальною напругою 110-(150)-220-330 кВ (для ліній повітряного виконання – 300-400км, для кабельних ліній – 50-100 км).

Для протяжних електричних ліній з номінальною напругою 500-750 кВ врахування хвильових процесів при передавання по них електричної енергії обов'язкове. Такі лінії розраховують тільки по схемах заміщення з *рівномірно розподіленими параметрами уздовж довжини лінії*.

На однолінійних схемах електричну мережу відображають сукупністю ліній електропередач (у розімкненій мережі – це *ділянки* мережі; у замкнутій мережі – *гілки* схеми), вузлових перетворювальних підстанцій (у розімкненій

The single-line design diagram of an elementary section of the power line is given in Fig. 1.25. R_i , L_i , G_i , C_i are active resistance, inductance, active conductance, and capacity of positive, negative or zero sequence of an elementary section; i is an index of the channel of system of symmetric components.

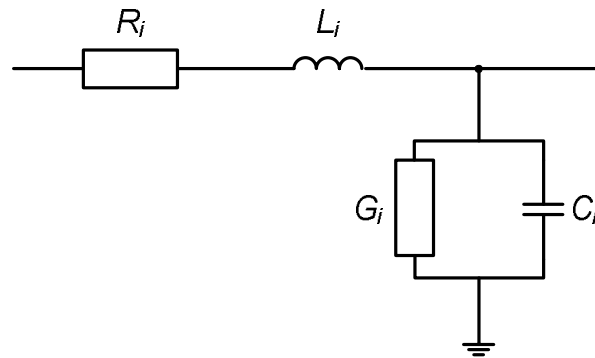


Fig. 1.25. The single-line equivalent circuit of an elementary section of the power line in the reference system of symmetric components

The mathematical model of an elementary section of the power line in the reference system of symmetric components consists of systems of typical equations of the following form

$$\begin{cases} -\frac{\partial \dot{U}_i}{\partial x} = r_{0i} \dot{I}_i + j\omega L_{0i} \dot{I}_i = (r_{0i} + jx_{0i}) \dot{I}_i; \\ -\frac{\partial \dot{I}_i}{\partial x} = g_{0i} \dot{U}_i + j\omega C_{0i} \dot{U}_i = (g_{0i} + jb_{0i}) \dot{U}_i, \end{cases} \quad (1.2)$$

where \dot{U}_i , \dot{I}_i are voltage and current in the reference system of symmetric components; r_{0i} , x_{0i} , g_{0i} , b_{0i} are longitudinal active resistance and inductive reactance, and transversal active conductance and capacitive susceptance of a line section of unit length. These equivalent circuits of network elements with the specified values of longitudinal and transversal parameters are called *circuits with lumped parameters*. If these circuits are used in calculations of electrical networks, the physics of wave processes of power transmission in the electrical network is not taken into account. Therefore, the area of application of these circuits in electrical engineering calculations is confined to rather short power lines with the rated voltage of 110-(150)-220-330 kV (for overhead lines of 300-400 km, and for cable lines of 50-100 km).

For long power lines with the rated voltage of 500-750 kV it is necessary to take into account the wave processes in power transmission. These lines are calculated only by equivalent circuits with parameters uniformly distributed along the length of the line.

In single-line design diagrams the electrical network is represented by a set of power transmission lines (these are **sections** in the open network, and **branches** in the closed network), central converting substations (these are **points** in the open

мережі – це **пункти** мережі; у замкнутій мережі – **вузли** схеми) певним чином зв'язаних між собою та джерелом (джерелами) живлення (електростанціями).

Всі елементи ліній електричної мережі в режимних розрахунках відображають індивідуальними однолінійними схемами заміщення різних типів, наприклад, лінії електропередач повітряного та кабельного виконання - симетричними та несиметричними П-подібними (рідше – Т-подібними) схемами заміщення (рис. 1.26); силові дво- і триобмоткові трансформатори (автотрансформатори) - зворотними Г-подібними (рідше – Т-подібними) схемами заміщення.

Основними параметрами будь-якої схеми заміщення елемента мережі є активний (R) і реактивний (X) поздовжні опори елемента, а також активна (G) та реактивна (B) його поперечні провідності.

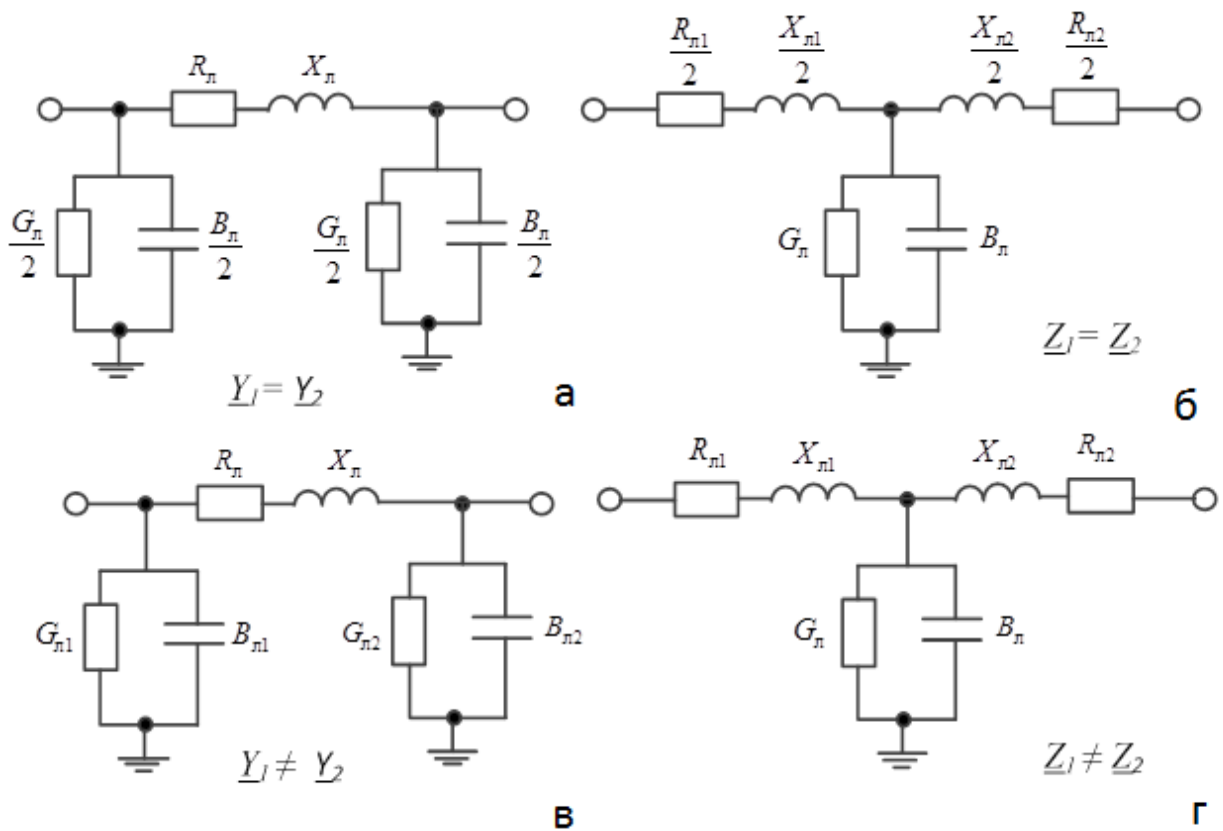


Рис 1.26. Типи схем заміщення ВЛ і КЛ: а) симетрична П-подібна; б) симетрична Т-подібна; в) несиметрична П-подібна; г) несиметрична Т-подібна

Як бачимо, у будь-якій схемі заміщення елемента розрізняють *поздовжні параметри* у вигляді активного та реактивного опорів R і X , які визначають його режимні параметри *відповідно до струму навантаження, що протікає по них*, і *поперечні параметри* елемента у вигляді поперечних активної та реактивної *провідностей* G і B , які визначають *режимні параметри елемента відповідно до підведеної до них робочої напруги лінії*.

networks, and **nodes** in the closed network) connected in a certain way with each other, and the source(s) of supply (power plants).

In calculating the operating conditions all elements of the electrical network lines are represented as individual single-line equivalent circuits of various types, for example, overhead and cable transmission lines are indicated as symmetrical and asymmetrical Π -shaped (more rarely T-shaped) equivalent circuits (Fig. 1.26); power two- and three-winding transformers (autotransformers) are indicated as Γ -shaped (more rarely T-shaped) equivalent circuits.

Key parameters of any equivalent circuit of a network element are longitudinal resistance (R) and reactance (X) of the element, as well as its transversal active (G) and reactive (B) conductance.

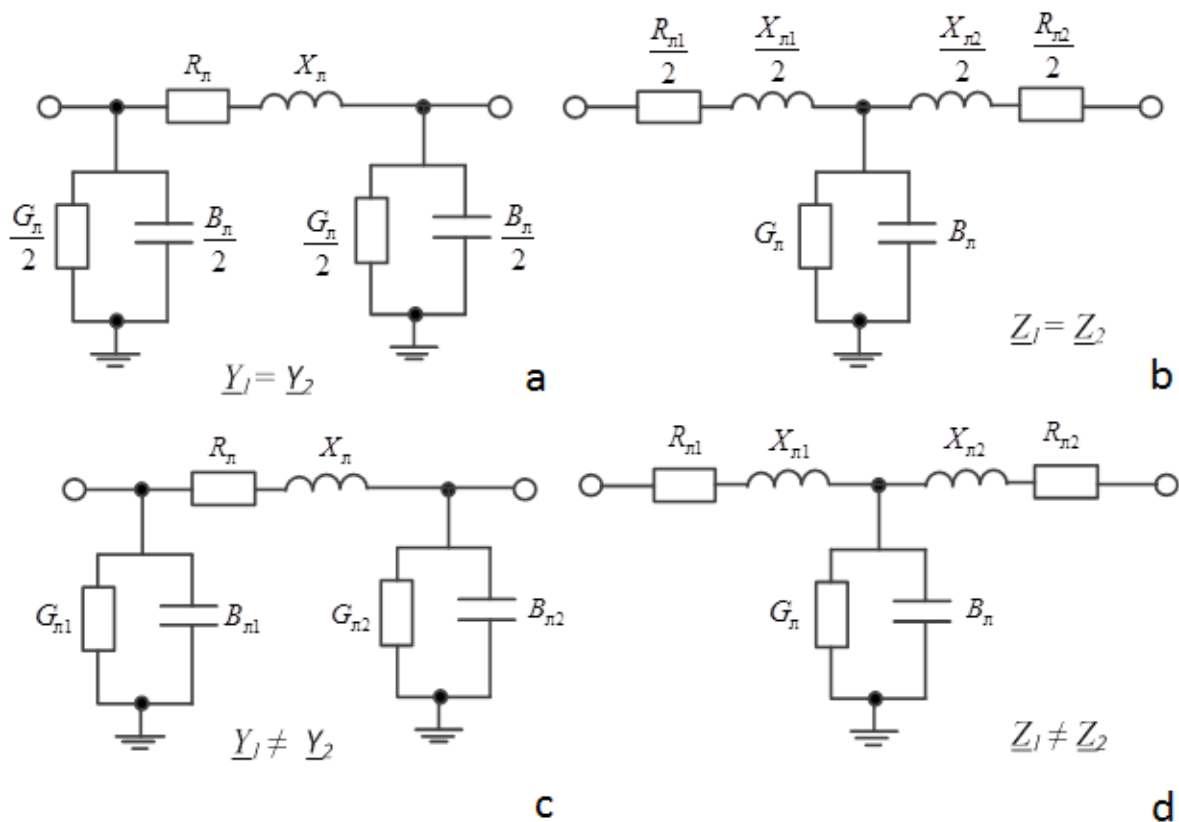


Fig 1.26. Types of equivalent circuits of overhead and cable lines:
a) symmetrical Π -shaped; b) symmetrical T-shaped; c) asymmetrical Π -shaped;
d) asymmetrical T-shaped

As we can see, in any equivalent circuit of the network element there are *longitudinal parameters* in the form of resistance and reactance R and X, which determine the operating conditions according to the *flowing load current*, and transversal parameters of the network element in the form of transversal active and reactive *conductance* G and B, which determine the *operating conditions according to the applied operating voltage of the line*.

При формуванні схем заміщення приймаємо, що реактивним режимним параметрам, які носять *індуктивний* характер, привласнюється знак «-», а величинам з *ємнісним* характером – знак «+».

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

- 1. У чому полягає основна особливість ліній електропередавання?*
- 2. Які фізичні процеси та явища слід враховувати під час моделювання повітряних та кабельних ліній електропередавання?*
- 3. Наведіть схему заміщення та математичну модель елементарної ділянки лінії у фазних координатах. У чому полягає незручність використання такої моделі?*
- 4. Наведіть однолінійну схему заміщення та математичну модель елементарної ділянки лінії в системі координат симетричних складових.*
- 5. З якою метою та яким чином виконують транспозицію фазних проводів повітряних ліній електропередавання?*
- 6. Що називають погонними параметрами ліній електропередавання?*

ЛІТЕРАТУРА

[12], стор. 14-15; [13], стор. 15-17; [16], стор. 65-66.

Тема 4 ПОЗДОВЖНІ ПАРАМЕТРИ СХЕМ ЗАМІЩЕННЯ ЛЕП

1.9 АКТИВНИЙ ОПІР ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ

Активний опір ліній електропередавання обумовлений витратами енергії на нагрівання проводів струмами навантаження. Для визначення активного опору ліній електропередавання слід враховувати поверхневий ефект, пов'язаний із витісненням змінного струму з внутрішніх шарів провідника, а також зміну активного опору проводу при його нагріванні.

Для сталевих алюмінієвих проводів вважають, що струм в сталевому осередді відсутній, а опір алюмінієвої частини дорівнює омичному опору постійному струму

$$r_0 = R_0,$$

де R_0 – погонний активний опір постійному струму.

Активний опір проводів ліній електропередавання змінюється також відповідно до температури проводу, що визначається температурою оточуючого середовища та струмом навантаження лінії

$$R_0 = R_{20} [1 + \alpha (t - 20)],$$

In designing equivalent circuits it is assumed that reactive parameters of the operating conditions, which are of *inductive* nature, are marked with «-» sign, and quantities of *capacitive* nature are marked with «+» sign.

CONTROL QUESTIONS

1. *What is the main feature of power transmission lines?*
2. *What physical processes and phenomena must be taken into account when modelling overhead and cable power transmission lines?*
3. *Describe the equivalent circuit and mathematical model of an elementary section of the line in phase co-ordinates. What makes it inconvenient to use this model?*
4. *Describe a single-line equivalent circuit and mathematical model of an elementary section of the line in the reference system of symmetric components.*
5. *For what purposes and how is transposition of phase conductors of overhead power transmission lines carried out?*
6. *What are the linear parameters of power lines?*

REFERENCES

[12], p. 14-15; [13], p. 15-17; [16], p. 65-66.

Chapter 4 LONGITUDINAL PARAMETERS OF POWER TRANSMISSION LINE EQUIVALENT CIRCUITS

1.9 PURE RESISTANCE OF POWER TRANSMISSION LINES

Pure resistance of power transmission lines is caused by energy spent on heating wires by load currents. To determine pure resistance of the power line it is necessary to consider the surface effect, associated with alternating current displacement from the inner layers of a conductor, and also with the change in pure resistance of the wire when it is heated.

For steel-aluminium conductors it is assumed that current in the steel core is absent, and resistance of the aluminium part is equal to ohmic resistance of direct current

$$r_0 = R_0,$$

where R_0 is the pure resistance per unit length of direct current.

The pure resistance of power transmission line wires also changes with the wire temperature, determined by the environment temperature and line load current

$$R_0 = R_{20} [1 + \alpha (t - 20)]$$

де R_{20} – погонний опір постійному струму за температури $+20^{\circ}\text{C}$; t – фактична температура провідника; α – температурний коефіцієнт зміни опору (для сталевалюмінієвих проводів дорівнює $0,004\ 1/^{\circ}\text{C}$).

Зауважимо на великі складнощі, пов'язані із визначенням поточної температури проводів ліній електропередавання, що ускладнює математичні моделі ліній. Тому через несуттєві похибки в розрахунках зміною активного опору проводів нехтують та вважають, що погонний активний опір проводів ліній електропередавання дорівнює омичному опору за температури $+20^{\circ}\text{C}$.

Омичний опір ліній електропередавання визначають за довідниковими даними про конструкцію та параметри проводів ліній.

Для розрахунків режимів електричної мережі та пропускної здатності ЛЕП в реальному часі з використанням сучасних мікропроцесорних систем при визначенні опору проводів з врахуванням параметрів навколишнього середовища використовують методику, виходячи з рівняння теплового балансу для усталеного режиму:

$$I^2 R_{20} (1 + \alpha(t_{\text{пр}}^0 - 20)) + W_c = \pi d_{\text{пр}} (\beta_k + \beta_{\text{л}}) (t_{\text{пр}}^0 - t_{\text{oc}}^0),$$

де I – струм в лінії, А; R_{20} – опір проводів при 20°C , Ом/м; α – температурний коефіцієнт опору проводів, $1/^{\circ}\text{C}$; t_{oc}^0 – температура навколишнього середовища, $^{\circ}\text{C}$; $t_{\text{пр}}^0$ – температура проводів, $^{\circ}\text{C}$; β_k , $\beta_{\text{л}}$ – коефіцієнт тепловіддачі проводів при конвективному і променистому теплообміні, Вт/(м $\cdot^{\circ}\text{C}$); W_c – теплота сонячного випромінювання, що поглинається 1 м проводу в одиницю часу, Вт; $d_{\text{пр}}$ – діаметр провода, м.

Для визначення теплоти сонячного випромінювання, що поглинається проводом, існує декілька моделей, одна з яких характеризується рівнянням:

$$W_c = \varepsilon_n k_H d_{\text{пр}} W_p \sin \Psi_c,$$

де $\varepsilon_n = 0,6$ – коефіцієнт поглинання проводів; k_H – коефіцієнт, що враховує вплив висоти над рівнем моря; W_p – інтенсивність сумарної радіації (прямої і відбитої), Вт/м 2 ; Ψ_c – активний кут нахилу сонячних променів.

Для ліній з розщепленими проводами фази еквівалентний погонний опір лінії визначають за виразом

$$r'_0 = \frac{r_0}{n},$$

де r_0 – погонний активний опір одиночного проводу; n – кількість проводів в розщепленій фазі.

Під час визначення активного опору жил кабельних ліній електропередавання використання зазначених вище припущень недопустимо. Насамперед це пов'язано з температурним режимом кабельних ліній, нормальна робоча температура яких складає $70-85^{\circ}\text{C}$. Це не дозволяє визначати

where R_{20} is the resistance per unit length of direct current at the temperature of + 20°C; t is actual temperature of the conductor; α is the temperature coefficient of change in resistance (for steel-aluminium conductors it is equal to 0.004 1/°C).

It should be mentioned here that there are great difficulties associated with measuring the actual temperature of power line wires, which complicates mathematical models of the lines. Therefore, the change in pure resistance of wires is neglected due to negligible errors in calculations, and it is thought that the pure resistance per unit length of power transmission line wires is equal to the ohmic resistance at the temperature of + 20°C.

The ohmic resistance of power lines is determined by reference data about the design and parameters of line wires.

For calculation of operating conditions of the electrical network and carrying capacity of power transmission lines in real time with the use of modern microprocessor system the resistance of wires is determined by taking into account the environmental factors and by using the technique of employing heat-balance equation for steady-state conditions:

$$I^2 R_{20} (1 + \alpha(t_{np}^0 - 20)) + W_c = \pi d_{np} (\beta_k + \beta_r) (t_{np}^0 - t_{oc}^0),$$

where I is the current in the line, A; R_{20} is the resistance of wires at 20°C, ohm/m; α is the temperature coefficient of resistance of wires, 1/°C; t_{oc}^0 is the environment temperature, °C; t_{np}^0 is the temperature of wires, °C; β_k, β_r is the heat-transfer coefficient of wires at convective and radiant heat exchange, W/(m°C); W_c is the heat of solar radiation absorbed by 1m of the wire in unit of time, W; d_{np} is the wire diameter, m.

For determination of the heat of solar radiation absorbed by a wire, there are several models, one of which is characterised by the equation:

$$W_c = \epsilon_n k_H d_{np} W_p \sin \Psi_c,$$

where $\epsilon_n = 0,6$ is the absorption coefficient of wires; k_H is the factor which takes into account the height above sea level; W_p is the intensity of total radiation (direct and reflected), W/m²; Ψ_c is the active slope angle of sun rays.

For the lines with split phase wires the equivalent resistance per unit length of the line is determined by expression

$$r'_0 = \frac{r_0}{n},$$

where r_0 is the pure resistance per unit length of a single wire; n is the number of wires in a split phase.

In determining the pure resistance of cable cores of power transmission lines the use of mentioned-above assumptions is impossible. First of all, it is because of temperature conditions of the cable lines, normal operating temperature of which is 70-85°C. Thus, we cannot determine

активний опір як омичний за температури +20°C. До того ж для кабельних ліній електропередавання слід враховувати втрати енергії від протікання наведених струмів в оболонці кабелю.

Таким чином, активні опори кабельних ліній електропередавання слід визначати за спеціальними довідниками та технічними умовами на кабельно-провідникову продукцію.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Що обумовлює активний опір проводів ліній електропередавання?
2. Що впливає на зміну активного опору лінії електропередавання?
3. За яких припущень вважають, що активний опір лінії електропередавання дорівнює омичному?
4. Як визначають активний опір лінії електропередавання із розщепленими фазними проводами?
5. Поясніть, чому активний опір кабельних ліній електропередавання неможливо визначати за методикою для повітряних ліній?

ЛІТЕРАТУРА

[2], стор. 66-69; [3], стор. 63-65; [4], стор. 57-58; [7], стор. 82-83; [8], стор. 131-132; [9], стор. 76-79; [10], стор. 32-33; [15], стор. 126-127; [16], стор. 126-127; [17], стор. 92-93, 107.

1.10 ІНДУКТИВНИЙ ОПІР ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ

Індуктивний опір лінії електропередавання визначається явищами само- та взаємоіндукції в трифазній системі проводів лінії. Величина індуктивного опору визначається взаємним розташуванням проводів лінії у просторі, їх положенням відносно землі та грозозахисних тросів, впливу паралельних кіл (для багатоколових ліній електропередавання) та паралельних ліній електропередавання при їх зближенні.

Погонну індуктивність прямої послідовності (на 1 км лінії) визначають за виразом

$$L_0 = L_{\text{зовн}} + L_{\text{сер}} = \frac{\mu_0 \cdot 10^3}{2\pi} \ln \frac{D_{\text{ср}}}{R} + \frac{\mu_0 \mu \cdot 10^3}{8\pi} = 2 \cdot 10^{-4} \ln \frac{D_{\text{ср}}}{R} + 0,5 \cdot 10^{-4} \mu.$$

де $L_{\text{зовн}}$, $L_{\text{сер}}$ – індуктивності, обумовлені електромагнітним полем зовні та усередині еквівалентного одиночного проводу відповідно; $\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7}$ Гн/м – абсолютна магнітна проникність; μ – відносна магнітна проникність матеріалу проводу (для проводів з кольорового металу $\mu \approx 1$); R – радіус проводу; $D_{\text{ср}} = \sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{13}}$ – середньгеометрична відстань між фазними проводами.

pure resistance as the ohmic resistance at temperature + 20°C. Besides, for cable power transmission lines it is necessary to consider energy losses from the flow of induced current in the cable coating.

Thus, the pure resistance of cable power transmission lines must be determined by using special reference books and specifications for cable and wire products.

CONTROL QUESTIONS

1. *What influences the pure resistance of power transmission line wires?*
2. *What influences the change of pure resistance of the power line?*
3. *Under what conditions is it thought that pure resistance of the power transmission line is equal to ohmic resistance?*
4. *How is pure resistance of the power line with split phase conductors determined?*
5. *Explain why pure resistance of cable power transmission lines cannot be determined by the technique adopted for overhead power transmission lines?*

REFERENCES

[2], p. 66-69; [3], p. 63-65; [4], p. 57-58; [7], p. 82-83; [8], p. 131-132; [9], p. 76-79; [10], p. 32-33; [15], p. 126-127; [16], p. 126-127; [17], p. 92-93, 107.

1.10 INDUCTIVE REACTANCE OF POWER TRANSMISSION LINES

The inductive reactance of power transmission lines is determined by self- and mutual induction in the three-phase system of wires of the line. The magnitude of inductance reactance is determined by relative position of wires of the line in space, their position relative to the earth and protective earth wires, influence of parallel circuits (for multiple circuit power lines) and parallel power transmission lines in case of their approaching to one another.

Inductance per unit length of positive sequence (for 1 km of the line) is determined by the expression:

$$L_0 = L_{30BH} + L_{cep} = \frac{\mu_0 \cdot 10^3}{2\pi} \ln \frac{D_{cr}}{R} + \frac{\mu_0 \mu \cdot 10^3}{8\pi} = 2 \cdot 10^{-4} \ln \frac{D_{cr}}{R} + 0,5 \cdot 10^{-4} \mu.$$

where L_{30BH} , L_{cep} are the inductance caused by an electromagnetic field outside and inside the equivalent single wire respectively; $\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-7}$ H/m is the absolute permeability; μ is the relative permeability of the wire material (for non-ferrous wires $\mu \approx 1$); R is the wire radius; $D_{cr} = \sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{13}}$ is the geometric mean distance between phase conductors.

В практиці розв'язання електротехнічних задач замість натуральних традиційно використовують десяткові логарифми:

$$L_0 = 2 \cdot 10^{-4} \lg \frac{D_{c\bar{a}}}{R} \cdot \ln 10 + 0,5 \cdot 10^{-4} \mu = 4,605 \cdot 10^{-4} \lg \frac{D_{c\bar{a}}}{R} + 0,5 \cdot 10^{-4} \mu.$$

В свою чергу, погонний індуктивний опір (Ом/км) прямої послідовності дорівнює

$$x_0 = \omega L_0 = 0,02\pi \ln \frac{D_{c\bar{a}}}{R} + 0,005\pi\mu = 0,144 \lg \frac{D_{c\bar{a}}}{R} + 0,016\mu. \quad (1.3)$$

Для повітряних ліній електропередавання з розщепленими фазними проводами погонний індуктивний опір прямої послідовності визначають за виразом

$$x_0 = 0,02\pi \ln \frac{D_{c\bar{a}}}{R_e} + \frac{0,005\pi\mu}{n} = 0,144 \lg \frac{D_{c\bar{a}}}{R_e} + \frac{0,016\mu}{n}, \quad (1.4)$$

де R_e – радіус еквівалентного проводу розщепленої фази.

Зауважимо, що для визначення погонних індуктивних опорів повітряних ліній електропередавання за виразами (1.3) або (1.4) середньгеометричну відстань між фазними проводами та радіуси проводів слід вимірювати в однакових одиницях вимірювання, наприклад, у міліметрах.

Середньгеометричну відстань між фазними проводами лінії визначають за виразом

$$D_{\bar{n}\bar{a}} = \sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{13}},$$

де D_{12} , D_{23} , D_{13} – дійсні відстані між проводами суміжних фаз (рис. 1.27 а).

За умови розташування фазних проводів у вершинах рівностороннього трикутника (рис. 1.27 б) маємо

$$D_{\bar{n}\bar{a}} = \sqrt[3]{D \cdot D \cdot D} = D.$$

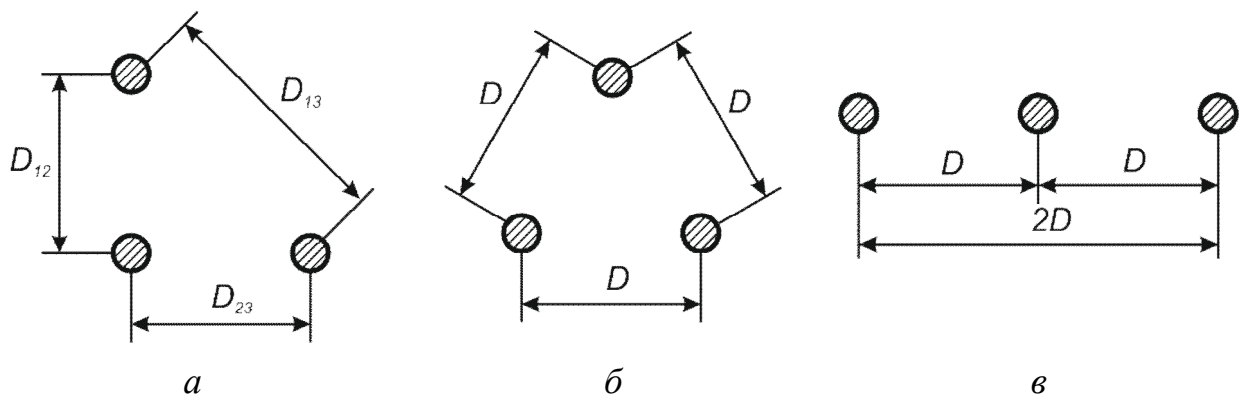


Рис. 1.27.Схеми розташування фазних проводів на опорах повітряних ліній електропередавання

За горизонтального розташування фазних проводів на опорах лінії електропередавання (рис. 1.27 в) отримуємо

In the practice of finding solutions to electrical engineering problems instead of Napierian [natural] logarithms Briggs [decimal] logarithms are commonly used:

$$L_0 = 2 \cdot 10^{-4} \lg \frac{D_{c\bar{a}}}{R} \cdot \ln 10 + 0,5 \cdot 10^{-4} \mu = 4,605 \cdot 10^{-4} \lg \frac{D_{c\bar{a}}}{R} + 0,5 \cdot 10^{-4} \mu.$$

The inductive reactance per unit length (Ohm/km) of positive sequence in its turn is equal to

$$x_0 = \omega L_0 = 0,02\pi \ln \frac{D_{c\bar{a}}}{R} + 0,005\pi\mu = 0,144 \lg \frac{D_{c\bar{a}}}{R} + 0,016\mu. \quad (1.3)$$

For overhead power transmission lines with split phase conductors the inductive reactance per unit length of positive sequence is determined by the expression

$$x_0 = 0,02\pi \ln \frac{D_{c\bar{a}}}{R_e} + \frac{0,005\pi\mu}{n} = 0,144 \lg \frac{D_{c\bar{a}}}{R_e} + \frac{0,016\mu}{n}, \quad (1.4)$$

where R_e is the radius of the equivalent wire of a split phase.

One should point out that for determining the inductive reactance per unit length of overhead power transmission lines by expressions (1.3) or (1.4) the geometric mean distance between phase conductors, and radii of the wires must be measured in the same units of measurement, for example, in millimetres.

The geometric mean distance between phase conductors of the line is determined by the expression

$$D_{\bar{n}\bar{a}} = \sqrt[3]{D_{12}D_{23}D_{13}}$$

where D_{12} , D_{23} , D_{13} are the natural distances between wires of adjacent phases (Fig. 1.27a).

From the arrangement of phase conductors in vertexes of equilateral triangle (Fig. 1.27b) it follows that

$$D_{\bar{n}\bar{a}} = \sqrt[3]{D \cdot D \cdot D} = D$$

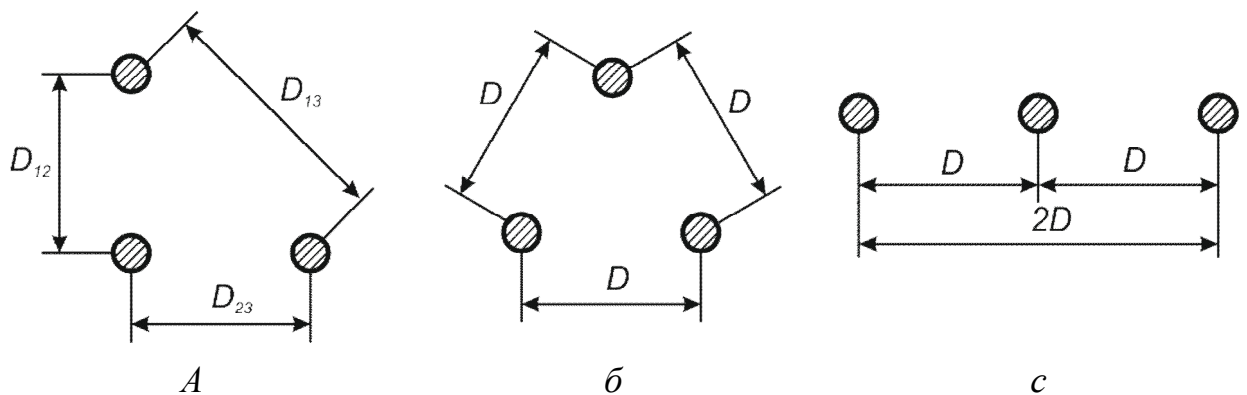


Fig. 1.27. Arrangement of phase conductors on the poles of overhead power transmission lines

From the horizontal arrangement of phase conductors on power transmission poles (Fig. 1.27c) it follows that

$$D_{\text{н\ddot{a}}} = \sqrt[3]{D \cdot D \cdot 2D} = D \cdot \sqrt[3]{2} \approx 1,26D$$

Конструктивне виконання повітряних ліній електропередавання в основному визначається умовами забезпечення припустимих значень напруженості електричного поля навколо фазних проводів ліній з метою обмеження втрат енергії на корону. Це визначає майже сталі значення геометричного фактору (відношення $\frac{D_{\text{с\ddot{a}}}}{R_e}$) в повітряних лініях різних класів

номінальної напруги і, як наслідок, вузький діапазон значень погонного індуктивного опору повітряних ліній 35÷750 кВ в межах 0,32÷0,44 Ом/км. Зменшення погонного індуктивного опору повітряних ліній вищих класів номінальної напруги визначається економічною доцільністю обмеження втрат енергії на іонізацію повітря вздовж фазних проводів лінії.

В таблиці 1.2 представлені орієнтовні конструктивні параметри ЛЕП різного класу напруг, в тому числі і відстані між фазними проводами.

Табл. 1.2. Основні орієнтовні конструктивні параметри ЛЕП

Номінальна напруга, кВ	Відстань між проводами ЛЕП, м	Відстань між опорами ЛЕП, м	Висота опори ВЛ, м	Відстань від провода ЛЕП до землі, м	Кількість ізоляторів у підтримуючі гірлянди, шт
0,4-1	0,5	40-50	8-9	6-7	1
6-10	1	50-80	10	6-7	1
35	2,5-3,5	150-200	12	6-7	3
110	3-5	170-250	13-14	6-7	8
150	3,5-5,5	200-280	15-16	7-8	10
220	4-7	250-350	25-30	7-8	14
330	5,5-9	300-400	25-30	7,5-8	21
500	8-12	350-450	25-30	8	29
750	14-16	450-750	30-41	10-12	38-42
1150	12-19	500-1500	33-54	14,5-17,5	60-64

Вираз (1.4) для визначення погонного індуктивного опору лінії електропередавання передбачає суттєве перевищення відстані між фазними проводами над їх діаметрами. Це має місце лише у повітряних лініях електропередавання. Для кабельних ліній використання виразу буде призводити до неприпустимих похибок результатів розрахунків. Тому погонний індуктивний опір кабельних ліній електропередавання слід визначати за спеціальними довідниковими матеріалами або технічними умовами на кабельно-провідникову продукцію.

Слід пам'ятати, що відстань між фазними проводами кабельних ліній набагато менша, ніж у повітряних. Тому індуктивні опори кабельних ліній набагато менші за опори повітряних ліній і для класів номінальної напруги 6÷220 кВ складають 0,07÷0,2 Ом/км.

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

The design of overhead power transmission lines are generally determined by conditions of maintaining permissible values of electric field strength around phase conductors of the lines in order to restrict corona energy losses. It determines almost the constant value of geometric factor ($\frac{D_{\text{ca}}}{R_e}$) in overhead lines of different rated voltage levels, and, thus, a narrow range of values of inductive reactance per unit length of overhead lines of 35÷ 750 kV within 0.32÷0.44 Ohm/km. The decrease of inductive reactance per unit length of overhead lines of higher rated voltage levels is determined by feasibility of restricting air ionisation energy losses along phase conductors of the line.

In Table 1.2 there are approximate design values of power transmission lines of different voltage levels, including the distances between phase conductors.

Table 1.2. The main approximate design values of power transmission lines

Rated voltage, kV	Distance between wires of power transmission lines, m	Distance between power transmission poles, m	Height of overhead lines, m	Distance between power transmission line wire and earth, m	Number of insulators in suspension insulator string, piec.
0,4-1	0,5	40-50	8-9	6-7	1
6-10	1	50-80	10	6-7	1
35	2,5-3,5	150-200	12	6-7	3
110	3-5	170-250	13-14	6-7	8
150	3,5-5,5	200-280	15-16	7-8	10
220	4-7	250-350	25-30	7-8	14
330	5,5-9	300-400	25-30	7,5-8	21
500	8-12	350-450	25-30	8	29
750	14-16	450-750	30-41	10-12	38-42
1150	12-19	500-1500	33-54	14,5-17,5	60-64

Expression (1.4) for determining the inductive reactance per unit length of power transmission lines stipulates that the distance between phase conductors essentially exceeds their diameters. It occurs only in overhead power transmission lines. In cable transmission lines using the expression will lead to intolerable errors in the calculation results. Therefore, the inductive reactance per unit length of cable power transmission lines must be determined by using special reference books or specifications for cable and wire products.

It is necessary to remember that the distance between phase conductors of cable transmission lines is much shorter than in overhead ones. Therefore, the inductive reactance of cable lines is much lower than that in overhead lines, and for the rated voltage level of 6÷220 kV it is 0.07÷0.2 Ohm/km.

Для прикладу приведемо значення погонних індуктивних опорів різних ліній електропередавання (Ом/км):

- ПЛ з ізольованими проводами 220 В	- 0,22;
- ПЛ до 1 кВ	- 0,31;
- ПЛ 35-110 кВ	- 0,40;
- ПЛ 330 кВ (2 провода)	- 0,32;
- ПЛ 750 кВ (4 провода)	- 0,28;
- КЛ до 1 кВ	- 0,06;
- КЛ 10 кВ	- 0,08;
- КЛ 35 кВ	- 0,125.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

- 1. Які явища визначають індуктивний опір ліній електропередавання?*
- 2. Наведіть вирази для визначення погонних значень індуктивності та індуктивного опору прямої послідовності повітряної лінії електропередавання.*
- 3. Чому дорівнює середньогометрична відстань між фазними проводами повітряної лінії електропередавання, розташованими горизонтально, симетрично відносно середньої фази?*
- 4. Наведіть умовні межі погонного індуктивного опору повітряних та кабельних ліній електропередавання різних класів номінальної напруги.*
- 5. Поясніть сталість значень погонного індуктивного опору повітряних електропередавання різних класів номінальної напруги.*
- 6. Поясніть суттєву різницю між індуктивними опорами повітряних та кабельних ліній електропередавання.*
- 7. Чому вираз для визначення погонного індуктивного опору повітряної лінії неможливо застосовувати для ліній кабельного виконання?*

ЛІТЕРАТУРА

- [2], стор. 69-73; [3], стор. 65-69; [4], стор. 57-60; [6], стор. 30-31; [7], стор. 83-85; [8], стор. 132-137; [9], стор. 79-85; [10], стор. 34-35; [15], стор. 127-129; [16], стор. 127-129; [17], стор. 93-94, 108.

For example, let us consider the values of inductive reactance per unit length of different power transmission lines (Ohm/km):

- overhead lines with insulated conductors, 220 V - 0.22;
- overhead lines, up to 1 kV - 0.31;
- overhead lines, 35-110 kV - 0.40;
- overhead lines, 330 kV (2 wires) - 0.32;
- overhead lines 750 kV (4 wires) - 0.28;
- cable lines, up to 1 kV - 0.06;
- cable lines, 10 kV - 0.08;
- cable lines, 35 kV - 0.125.

CONTROL QUESTIONS

1. *What phenomena determine the inductive reactance of power lines?*
2. *Give expressions for determining the values per unit length of inductance and inductive reactance of positive sequence of an overhead power transmission line.*
3. *What is the geometric mean distance between phase conductors of an overhead power transmission line, located horizontally, symmetrically in respect of the middle phase, equal to?*
4. *Describe the conventional limits of inductive reactance per unit length of overhead and cable power transmission lines of different rated voltage levels.*
5. *Explain why there are the constant values of inductive reactance per unit length of overhead power transmissions lines of different rated voltage levels.*
6. *Explain the essential difference between inductive reactance of overhead and cable power transmission lines.*
7. *Why cannot the expression for determining the inductive reactance per unit length of overhead lines be applied in cable lines?*

REFERENCE

[2], p. 69-73; [3], p. 65-69; [4], p. 57-60; [6], p. 30-31; [7], p. 83-85; [8], p. 132-137; [9], p. 79-85; [10], p. 34-35; [15], p. 127-129; [16], p. 127-129; [17], p. 93-94, 108.

Тема 5 ПОПЕРЕЧНІ ПАРАМЕТРИ СХЕМ ЗАМІЩЕННЯ ЛЕП

1.11 АКТИВНА ПОПЕРЕЧНА ПРОВІДНІСТЬ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ

Поперечну активну провідність повітряних ліній електропередавання визначають втрати енергії на іонізацію повітря навколо проводів лінії (втрати на корону) та активні струми витоку через лінійну ізоляцію. Струми витоку, зазвичай мають дуже малі значення, тому на практиці ними нехтують.

Коронування проводів повітряних ліній електропередавання спостерігається, якщо напруженість електричного поля біля поверхні проводу перевищує початкову напруженість виникнення корони. Початкова напруженість поля визначається кліматичними умовами в районі траси лінії, зокрема атмосферним тиском, вологістю та температурою повітря тощо. Для визначення початкової напруженості виникнення корони застосовують емпіричну формулу Піка (кВ/см)

$$E_0 = 3,03 \cdot 10^3 \cdot \delta \cdot m \left(1 + \frac{0,298}{\sqrt{r_0 \delta}} \right),$$

де r_0 – радіус одиночного проводу фази, см; m – коефіцієнт шорсткості проводу; $\delta = \frac{0,386p}{273 + t}$ – середньорічна відносна щільність повітря; p – атмосферний тиск, мм. рт. ст.; t – температура повітря, °С. За температури повітря +20°C та атмосферного тиску 760 мм. рт. ст. відносна щільність повітря $\delta = 1$. Відповідно до кількості проволочок зовнішнього повіу сталевалюмінієвих проводів коефіцієнт гладкості змінюється в межах 0,8–0,97. Для витих багатопроволкових проводів (типу АС) коефіцієнт шорсткості дорівнює 0,82.

Вважають, що за умовами обмеження втрат потужності на корону та зниження радіоперешкод, напруженість електричного поля у поверхні проводів в сонячну погоду не має перевищувати 90% початкової напруженості електричного поля виникнення корони.

Максимальне значення напруженості електричного поля для крайніх фаз при горизонтальному розміщенні проводів дорівнює (кВ/см)

$$E_{\text{кр.пр}} = \frac{0,354U}{\left(R \times \lg \left(\frac{D_{\text{ст}}}{R} \right) \right)},$$

Радіус перед логарифмом беруть в см. Для середньої фази напруженість електричного поля вважають на 10% більшою.

Для обмеження втрат активної потужності на корону в повітряних лініях електропередавання необхідно зменшити напруженість електричного поля біля

Chapter 5 TRANSVERSAL PARAMETERS OF POWER TRANSMISSION LINE EQUIVALENT CIRCUITS

1.11 ACTIVE TRANSVERSAL CONDUCTANCE OF POWER TRANSMISSION LINES

The active transversal conductance of overhead power transmission lines is determined by air ionization energy losses around wires of the line (corona losses) and active leakage currents through the line insulation. Leakage currents are usually of very small values so that in practice they are neglected.

Corona effect of overhead power transmission line wires is observed if the electric field strength by the wire surface exceeds the initial strength of corona discharge. The initial field strength is determined by climatic conditions around the line route, namely by air pressure, humidity and air temperature, etc. To determine the initial strength of corona discharge the empirical Pick's formula (kV/sm) is used

$$E_0 = 3,03 \cdot 10^3 \cdot \delta \cdot m \left(1 + \frac{0,298}{\sqrt{r_0 \delta}} \right)$$

where r_0 is the radius of a single wire of phase, sm; m is the wire roughness coefficient; $\delta = \frac{0,386p}{273 + t}$ is the average annual relative density of air; p is air pressure, millimeters of mercury; t is air temperature, °C. At the air temperature of +20°C and air pressure of 760 millimeters of mercury the relative density of air is $\delta = 1$. According to the number of outer-twisted steel-aluminium conductors the roughness coefficient changes within the range of 0.8-0.97. For stranded wires (of AS type) the roughness coefficient equals 0.82.

It is considered that under conditions of restricting corona power losses and decreasing radio disturbance the electric field strength on wire surface in sunny weather must not exceed 90% of the initial electric field strength of corona discharge.

The maximum value of electric field strength for final phases at horizontal disposition of wires is equal (kV/sm) to

$$E_{\text{кр.пр}} = \frac{0,354U}{\left(R \times \lg \left(\frac{D_{\text{эф}}}{R} \right) \right)}$$

The radius standing before the logarithm is measured in sm. For the middle phase the electric field strength is considered to be 10% higher.

For restriction of corona active power losses in overhead power transmission lines it is necessary to reduce the electric field strength on

поверхні проводів лінії. Для цього виконують збільшення діаметру проводів лінії. Проте, такий підхід для ліній електропередавання надвисокої номінальної напруги є економічно недоцільним у зв'язку з невиправданими перевитратами металу проводів таких ліній. Більш ефективним є розщеплення фазних проводів, яке полягає у виконанні фази декількома проводами, розташованими, зазвичай, у вершинах правильного багатокутника із кроком розщеплення 400-600 мм. В системі розщеплених проводів електричне поле витісняється із простору між проводами, як показано на рис. 1.28, що створює ефект виконання фази проводом великого діаметру та зумовлює обмеження напруженості електричного поля.

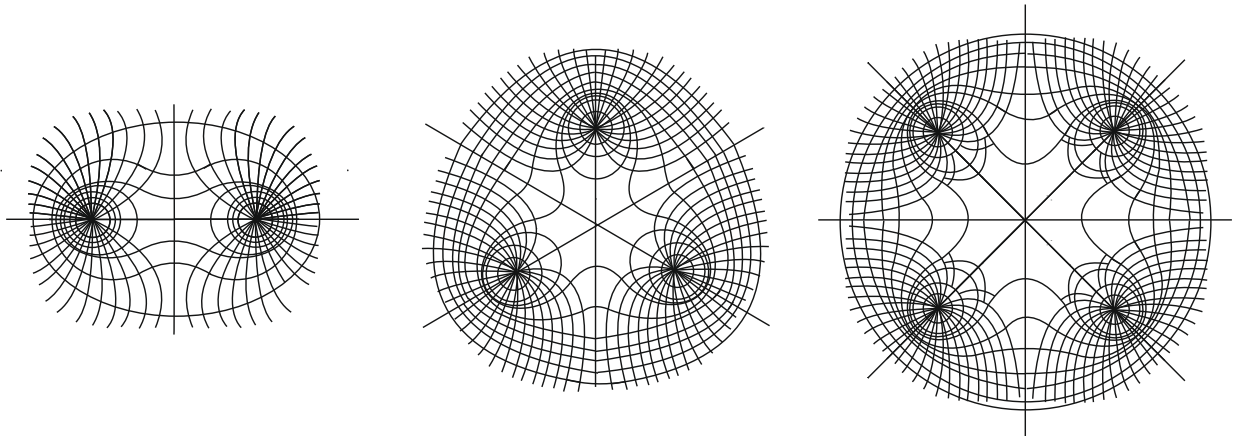


Рис. 1.28. Конфігурація електричного поля, що утворюється проводами розщепленої фази

Радіус еквівалентного проводу розщепленої фази визначають за виразом

$$R_{\text{а}} = \sqrt[n]{R \cdot a_{\text{ср}}^{n-1}}, \quad (1.5)$$

де R – дійсний радіус проводів в розщепленій фазі; $a_{\text{ср}}$ – середньгеометрична відстань між проводами розщепленої фази; n – кількість проводів у розщепленій фазі.

Проводи розщепленої фази зазвичай розташовують у вершинах правильного багатокутника. За цієї умови вираз (1.5) можна представити у вигляді

$$R_{\text{а}} = \sqrt[n]{R \cdot r_{\text{р}}^{n-1} \cdot n}, \quad (1.6)$$

де $r_{\text{р}} = \frac{a}{2 \sin \pi/n}$ – радіус розщеплення – радіус кола, описаного навколо правильного багатокутника, утвореного центрами проводів розщепленої фази.

В табл. 1.3 наведено мінімально допустимі перерізи проводів повітряних ліній електропередавання за умовами обмеження втрат потужності на корону. Відповідно до даних табл. 1.3 допустимо виконання повітряних ліній електропередавання напругою 330 кВ одиночним проводом марки АС–600/42. Проте, зазвичай для виконання ліній 330 кВ конструкцію фази виконують розщепленою

wire surface of the line. For this purpose, the diameter of line wires is increased. However, this approach is not economically viable for power lines of ultrahigh rated voltage because of overexpenditure on wire metal in these lines. Splitting phase conductors is more effective, which consists in forming the phase by several wires, typically located in the vertexes of regular polygon, the step of splitting being 400-600 mm. In the system of split wires the electric field is displaced from the space between wires, as shown in Fig. 1.28, creating the effect of forming the phase by a large-diameter wire, and leading to the restriction of electric field strength.

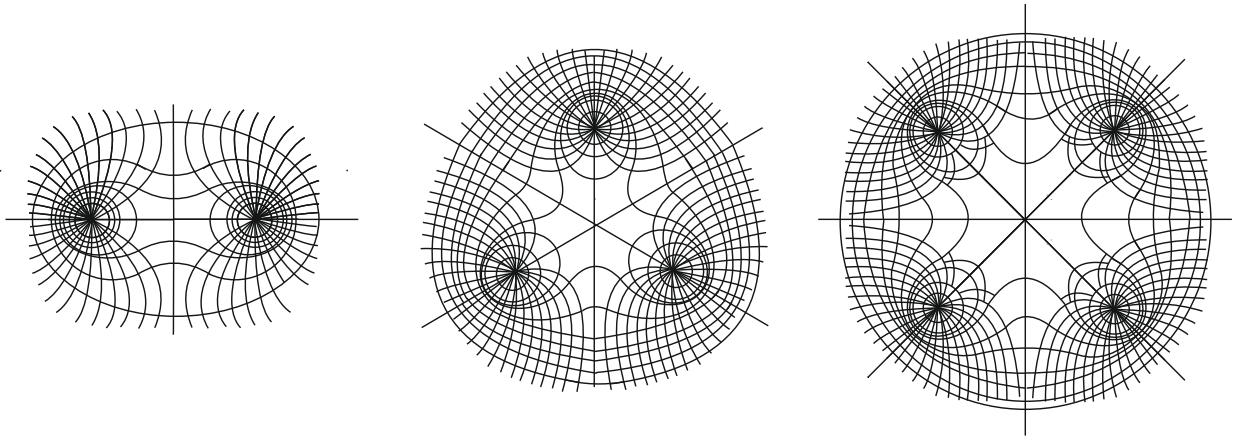


Fig. 1.28. Electric field configuration formed by split phase wires

The radius of an equivalent split phase wire is determined by expression

$$R_{\text{a}} = \sqrt[n]{R \cdot a_{\text{na}}^{n-1}}, \quad (1.5)$$

where R is the actual radius of wires in a split phase; a_{cr} is the geometric mean distance between split phase wires; n is the number of wires in a split phase.

Split phase wires usually are located in the vertexes of regular polygon. Under such conditions expression (1.5) can be written as

$$R_{\text{a}} = \sqrt[n]{R \cdot r_{\text{p}}^{n-1} \cdot n}, \quad (1.6)$$

where $r_{\text{p}} = \frac{a}{2 \sin \pi/n}$ - is the radius of splitting, that is the radius of circle,

described around a regular polygon, formed by the centres of wires of a split phase.

In Table 1.3 there are the minimum permissible cross-sections of wires of overhead power transmission lines under conditions of corona power losses restriction. According to the data given in Table 1.3 it is possible to design overhead power transmission lines of 330 kV by a single AS-600/42 wire. However, it is common to split the phase

на 2 проводи, 500 кВ – на три проводи, 750 кВ – на чотири, а останнім часом – на п'ять проводів.

Таблиця 1.3. Мінімальні перерізи проводів ліній електропередавання за умовами обмеження втрат потужності на корону

$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	Кількість та діаметр проводів, мм	Кількість та марка проводів
110	11,4	АС-70/11
150	15,2	АС-120/19
220	21,6	АС-240/32
330	33,2	АС-600/42
	2×21,6	2×АС-240/32
500	2×36,2	2×АС-700/86
	3×25,2	3×АС-330/43
750	4×29,1	4×АС-400/93
	5×21,6	5×АС-240/32

Наприклад, якщо для провуда фази перерізом 600 мм^2 $r=16,5$ мм, то розчепленні на два провуда по 300 мм^2 $R_e=69,9$ мм.

Для визначення середньорічних втрат активної потужності на корону в повітряних лініях електропередавання використовують спеціальні методики, або користуються довідниковими матеріалами для типових конструкцій повітряних ліній надвисокої номінальної напруги.

Втрати на корону збільшуються при випадінні снігу на 14%, при дощовій погоді на 47%, при наявності інею на 107%. При збільшенні напруги на 5% втрати збільшуються на 31%, а при зменшенні на 5% зменшуються на 24%.

Погонну активну провідність прямої послідовності повітряної лінії електропередавання визначають за виразом (См/км)

$$g_0 = \frac{\Delta P_{\epsilon_0} \cdot 10^{-3}}{U_i^2},$$

де $\Delta P_{\text{к0}}$ – питомі втрати активної потужності на корону, кВт/км. Наприклад, питомі втрати на корону ЛЕП 750 кВ складають 13,75 кВт/км.

В кабельних лініях електропередавання поперечна активна провідність визначається діелектричними втратами в ізоляції кабелів. Такі втрати визначають за технічними даними для кабелів відповідного типу

$$\Delta P_0 = U_{\text{н}}^2 g_0 \cdot 10^3 = U_{\text{н}}^2 \frac{b_0}{\text{tg } \delta} 10^3 = \frac{\Delta Q_0}{\text{tg } \delta},$$

into 2 wires for 330 kV lines, into three wires for 500 kV lines, into four, or recently into five, wires for 750 kV lines.

Table 1.3. The minimum cross-sections of wires of power lines under conditions of corona power losses restriction

U_{rated} , kV	Number and diameter of wires, mm	Number and brand of wires
110	11.4	AC-70/11
150	15.2	AC-120/19
220	21.6	AC-240/32
330	33.2	AC-600/42
	2×21.6	2×AC-240/32
500	2×36.2	2×AC-700/86
	3×25.2	3×AC-330/43
750	4×29.1	4×AC-400/93
	5×21.6	5×AC-240/32

For example, if for a phase wire having cross-section of 600 mm² $r=16.5$ mm, wires are split into two of 300 mm² $R_e = 69.9$ mm.

To determine average annual corona active power losses in overhead power transmission lines special techniques and reference books on typical designs of overhead lines of ultrahigh rated voltage are used.

Corona loss increases in snow fall by 14%, in rainy weather by 47%, in the presence of hoarfrost by 107%. With an increase in voltage by 5% the loss increases by 31%, and with a decrease in voltage by 5% it decreases by 24%.

Active conductance per unit length of positive sequence of an overhead power transmission line is determined by the expression (sm/km)

$$g_0 = \frac{\Delta P_{\epsilon_0} \cdot 10^{-3}}{U_i^2}$$

where ΔP_{κ_0} is the specific corona active power losses, kW/km. For example, specific corona losses of 750 kV power transmission lines is 13.75 kW/km.

In cable power transmission lines the active transversal conductance is determined by dielectric loss in the cable insulation. This loss is determined by specifications for cables of an appropriate type

$$\Delta P_0 = U_{\text{H}}^2 g_0 \cdot 10^3 = U_{\text{H}}^2 \frac{b_0}{\text{tg } \delta} 10^3 = \frac{\Delta Q_0}{\text{tg } \delta}$$

де b_0 – погонна ємнісна провідність кабелю; $\operatorname{tg} \delta$ – тангенс кута діелектричних втрат в ізоляції кабелю; ΔQ_0 – а зарядна потужність кабелю.

Погонну активну провідність кабельної лінії електропередавання визначають за виразом

$$g_0 = \frac{b_0}{\operatorname{tg} \delta} = \frac{\Delta Q_0 10^{-3}}{U_{\text{н}}^2 \operatorname{tg} \delta}.$$

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Що визначає активну поперечну провідність повітряних та кабельних ліній електропередавання?
2. У чому полягає явище коронування проводів повітряних ліній?
3. Для чого застосовують емпіричну формулу Піка?
4. За яких умов явище корони не спостерігається?
5. Які заходи застосовують для обмеження втрат енергії на коронування проводів ліній електропередавання?
6. Що називають еквівалентним проводом розщепленої фази повітряної лінії електропередавання?
7. Наведіть вирази для визначення радіусу еквівалентного проводу розщепленої фази.
8. Наведіть обмеження за перерізами проводів повітряної лінії за умовами корони.
9. Як визначають діелектричні втрати в кабельних лініях електропередавання?
10. Наведіть вирази для визначення погонної активної провідності повітряних та кабельних ліній електропередавання.

ЛІТЕРАТУРА

- [2], стор. 73-75; [3], стор. 198-202; [4], стор. 62-65; [8], стор. 137-139; [9], стор. 85-90; [10], стор. 35-36; [12], стор. 18, 350-366; [13], стор. 21, 394-411; [15], стор. 129-131; [16], стор. 130-131; [17], стор. 95-96, 108-109.

1.12 ЄМНІСНА ПРОВІДНІСТЬ ЛІНІЇ ЕЛЕКТРОПЕРЕДАВАННЯ

Поперечна ємнісна провідність лінії електропередавання визначається зарядними ємностями між фазними проводами лінії, фазними проводами та землею, грозозахисними тросами та конструктивними металевими елементами опор повітряних ліній. Цей параметр, так само, як і індуктивний опір лінії, визначається геометричними розмірами лінії.

Погонну ємність прямої послідовності повітряної лінії електропередач визначають за виразом

where b_0 is the capacitive susceptance per unit length of a cable; $\text{tg}\delta$ is the tangent of angle of dielectric loss in the cable isolation; ΔQ_0 is the charging capacity per unit length of a cable.

Active conductance per unit length of the cable power transmission line is determined by the expression

$$g_0 = \frac{b_0}{\text{tg } \delta} = \frac{\Delta Q_0 10^{-3}}{U_H^2 \text{tg } \delta}$$

CONTROL QUESTIONS

1. *What determines the active transversal conductance of overhead and cable power transmission lines?*
2. *What does the phenomenon of corona of overhead transmission line wires represent?*
3. *For what purposes is the empirical Pick's formula used?*
4. *Under what conditions is the corona phenomenon not observed?*
5. *What is done to restrict corona energy loss in the wires of power lines?*
6. *What is called an equivalent wire of a split phase of an overhead power transmission line?*
7. *Give the expressions for determining the radius of an equivalent wire of a split phase.*
8. *Describe the restrictions on cross-sections of overhead transmission line wires under corona conditions.*
9. *How is dielectric loss in cable power transmission lines determined?*
10. *Give the expressions for determining active conductance per unit length of overhead and cable power transmission lines.*

REFERENCES

[2], p. 73-75; [3], p. 198-202; [4], p. 62-65; [8], p. 137-139; [9], p. 85-90; [10], p. 35-36; [12], p. 18 350-366; [13], p. 21 394-411; [15], p. 129-131; [16], p. 130-131; [17], p. 95-96, 108-109.

1.12 CAPACITIVE SUSCEPTANCE OF POWER TRANSMISSION LINES

The transversal capacitive susceptance of the power line is determined by a charging capacity between phase conductors of the line, phase conductors and earth, protective earth wires and structural metal components of overhead power line poles. This parameter, just as the inductive reactance of the line, is determined by geometrical sizes of the line.

The capacity per unit length of positive sequence of an overhead power transmission line is determined by the expression

$$C_0 = \frac{2\pi\varepsilon \cdot 10^3}{\ln \frac{D_{c\bar{a}}}{R}} = \frac{24,15 \cdot 10^{-9}}{\lg \frac{D_{c\bar{a}}}{R}}.$$

де $\varepsilon = 8,85 \cdot 10^{-12}$ Ф/м – діелектрична проникність повітря.

В свою чергу погонну ємнісну провідність прямої послідовності слід визначати за формулою

$$b_0 = \omega C_0 = \frac{200\pi^2\varepsilon \cdot 10^3}{\ln \frac{D_{c\bar{a}}}{R}} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg \frac{D_{\bar{n}\bar{a}}}{R}}. \quad (1.7)$$

Для лінії електропередавання з розщепленими фазними проводами погонну ємнісну провідність прямої послідовності визначають за виразом

$$b_0 = \frac{200\pi^2\varepsilon \cdot 10^3}{\ln \frac{D_{c\bar{a}}}{R_a}} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg \frac{D_{\bar{n}\bar{a}}}{R_a}}. \quad (1.8)$$

Відповідно до виразу (1.8) погонна ємнісна провідність повітряних ліній електропередач, так само, як і індуктивного опору, визначається геометричним фактором $\frac{D_{c\bar{a}}}{R_e}$, який має майже сталі значення. Тому діапазон значень погонної ємнісної провідності у повітряних ліній різного конструктивного виконання різних класів номінальної напруги в межах $2,58 \div 2,92$ мкСм/км.

Прийняті допущення про розташування фазних проводів лінії електропередавання у просторі не дозволяють використовувати вираз (1.8) для визначення погонної ємнісної провідності кабельних ліній електропередавання. Ємнісна провідності кабельних ліній в багато раз більша, ніж повітряних. Для таких ліній слід користуватися довідниковими матеріалами та технічними умовами для кабельно-провідникової продукції. Загалом погонну ємнісну провідність кабельних ліній електропередавання визначають за виразом

$$b_0 = \frac{\Delta Q_0 \cdot 10^{-3}}{U_i^2},$$

де ΔQ_0 – погонна зарядна потужність кабелю, кВАр/км.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Які явища визначають поперечну ємнісну провідність ліній електропередавання?
2. Наведіть вираз для визначення погонної ємнісної провідності прямої послідовності повітряної лінії електропередавання.
3. Наведіть вираз для визначення погонної ємнісної провідності прямої послідовності кабельної лінії електропередавання.

$$C_0 = \frac{2\pi\varepsilon \cdot 10^3}{\ln \frac{D_{c\bar{a}}}{R}} = \frac{24,15 \cdot 10^{-9}}{\lg \frac{D_{c\bar{a}}}{R}}.$$

where $\varepsilon = 8,85 \cdot 10^{-12}$ F/m is the dielectric capacitivity of air.

The capacitive susceptance per unit length of positive sequence in its turn must be determined by the formula

$$b_0 = \omega C_0 = \frac{200\pi^2\varepsilon \cdot 10^3}{\ln \frac{D_{c\bar{a}}}{R}} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg \frac{D_{\bar{n}\bar{a}}}{R}}. \quad (1.7)$$

For a power line with split phase conductors the capacitive susceptance per unit length of positive sequence is determined by the expression

$$b_0 = \frac{200\pi^2\varepsilon \cdot 10^3}{\ln \frac{D_{c\bar{a}}}{R_{\bar{a}}}} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg \frac{D_{\bar{n}\bar{a}}}{R_{\bar{a}}}}. \quad (1.8)$$

According to expression (1.8) the capacitive susceptance per unit length of overhead power transmission lines, just as inductive reactance, is determined by geometric factor $\frac{D_{c\bar{a}}}{R_e}$, which is of almost constant value. Therefore, the range of values of capacitive susceptance per unit length of overhead lines of various design and different levels of rated voltage is within $2.58 \div 2.92$ micro siemens/km.

The accepted assumptions about the arrangement of phase conductors of the power line in space do not allow using expression (1.8) for determining the capacitive susceptance per unit length of cable power transmission lines. Capacitive susceptance of cable lines is many times higher than that of overhead lines. Thus, for cable lines it is necessary to use reference books and specifications for cable and wire products. In general, capacitive susceptance per unit length of cable power transmission lines is determined by the expression

$$b_0 = \frac{\Delta Q_0 \cdot 10^{-3}}{U_i^2},$$

where ΔQ_0 is the charging capacity per unit length of cable, kVar/km.

CONTROL QUESTIONS

1. *What phenomena determine the transversal capacitive susceptance of power transmission lines?*
2. *Give the expression for determining the capacitive susceptance per unit length of positive sequence of an overhead power transmission line.*
3. *Give the expression for determining the capacitive susceptance per unit length of positive sequence of a cable power transmission line.*

4. Поясніть принципову неможливість використання виразу (1.8) для визначення погонної ємнісної провідності кабельних ліній електропередавання.

ЛІТЕРАТУРА

[2], стор. 75-76; [3], стор. 202-207; [4], стор. 61-62; [7], стор. 86-88; [8], стор. 139-141; [9], стор. 90-94; [10], стор. 36-38; [15], стор. 131-133; [16], стор. 130; [17], стор. 94-95, 108.

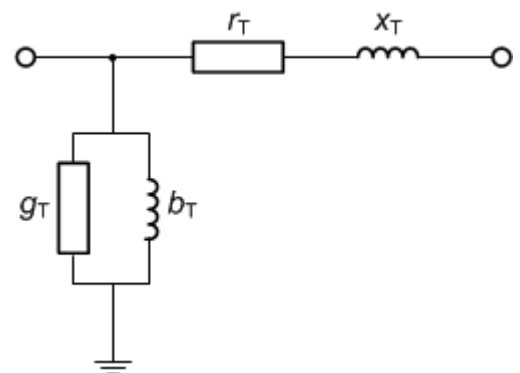
Тема 6 СХЕМИ ЗАМІЩЕННЯ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

1.13 ПАРАМЕТРИ СХЕМ ЗАМІЩЕННЯ ДВООБМОТКОВИХ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

Струм намагнічування силового трансформатора є дуже малим порівняно із струмами навантаження і визначається робочою напругою на його затискачах. Це дозволяє спростити схему заміщення силового трансформатора, тобто перейти від Т-подібної до прямої Г-подібної схеми заміщення, представленої на рис. 1.29 б.



а



б

Рис. 1.29. Силовий двообмотковий трансформатор: а – загальний вигляд; б – Г-подібна схема заміщення трансформатора

Поздовжня гілка представляє первинну та вторинну обмотки трансформатора. Поперечна гілка представляє контур намагнічування. Поперечна гілка завжди розташована з боку живлення трансформатора.

Параметри Г-подібної схеми заміщення двообмоткового силового трансформатора визначають за його паспортними даними. До паспортних даних трансформаторів відносять:

4. Explain why it is impossible to use expression (1.8) for determining the capacitive susceptance per unit length of cable power transmission lines.

REFERENCES

[2], p.75-76; [3], p. 202-207; [4], p. 61-62; [7], p. 86-88; [8], p. 139-141; [9], p. 90-94; [10], p. 36-38; [15], p. 131-133; [16], p. 130; [17], p. 94-95, 108.

Chapter 6 EQUIVALENT CIRCUITS OF POWER TRANSFORMERS

1.13 PARAMETERS OF TWO-WINDING POWER TRANSFORMER EQUIVALENT CIRCUITS

The magnetizing current of power transformer is very small in comparison with load currents, and is determined by operating voltage at the terminals. It allows simplifying an equivalent circuit of power transformer, that is moving from T-shaped to inverted Γ -shaped equivalent circuit, as given in Fig. 1.29.

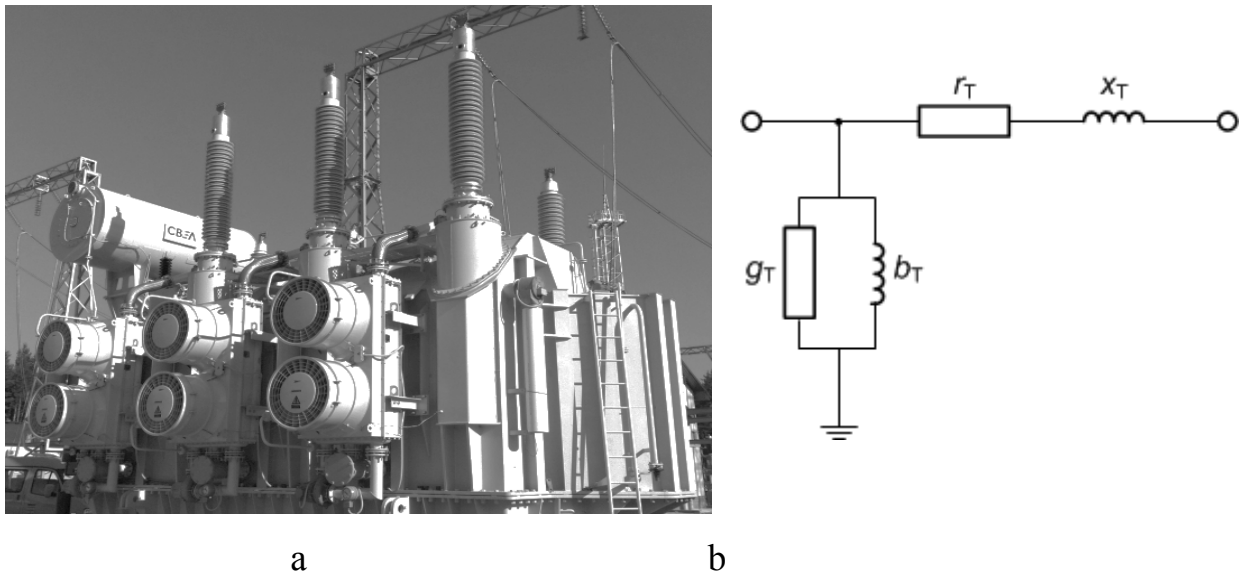


Fig. 1.29. Two-winding power transformer: a) general view; b) inverted Γ -shaped equivalent circuit of the transformer

The longitudinal branch represents primary and secondary windings of the transformer. The transversal branch represents a magnetizing loop. The transversal branch is always located on the transformer supply side.

The parameters of inverted Γ -shaped equivalent circuit of two-winding power transformer are determined by the nameplate (rating) data. The nameplate (rating) data of transformers comprise:

- 1) номінальну потужність, виражену у кВА;
- 2) номінальні лінійні напруги первинної та вторинної обмоток трансформатора, виражені у кВ (для однофазних трансформаторів – номінальні фазні напруги);
- 3) характеристики досліду неробочого ходу трансформатора
 - втрати активної потужності в режимі неробочого ходу, виражені в кВт;
 - струм неробочого ходу, виражений у відсотках до номінального струму трансформатора;
- 4) характеристики досліду короткого замкнення трансформатора;
 - втрати активної потужності в режимі короткого замкнення, виражені в кВт;
 - напругу короткого замкнення, виражену у відсотках до номінальної напруги трансформатора.

Параметри поперечної гілки контуру намагнічування трансформатора визначають за даними досліду неробочого ходу. В такому режимі вторинні обмотки трансформатора розімкнені, а до первинних обмоток прикладають номінальну напругу. При цьому вимірюють струм первинної обмотки та втрати активної потужності.

За умови розімкненої вторинної обмотки Г-подібна схема заміщення трансформатора спрощується на набуває вигляду, представленого на рис. 1.30.

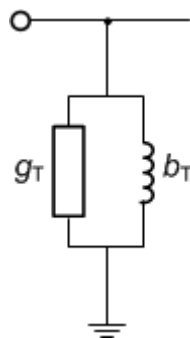


Рис. 1.30. Г-подібна схема заміщення силового трансформатора в досліді неробочого ходу

Очевидно, що в досліді неробочого ходу активна потужність витрачається лише в активній провідності:

$$\Delta P_{i.\delta.} = U_i^2 g_{\delta.}$$

Звідки

$$g_{\delta.} = \frac{\Delta P_{i.\delta.} \cdot 10^{-3}}{U_i^2}, \quad (1.9)$$

де $\Delta P_{н.х.}$ – втрати активної потужності в досліді неробочого ходу; U_H – номінальна напруга первинної обмотки трансформатора.

- 1) rated power, expressed in kVA;
- 2) rated line voltage of primary and secondary windings of the transformer, expressed in kV (rated phase voltage for single-phase transformers);
- 3) characteristics of open-circuit (no-load) test of the transformer
 - active power losses in the no-load conditions, expressed in kW;
 - open-circuit (no-load) current, expressed as percentage of rated current of the transformer;
- 4) characteristics of short-circuit test of the transformer;
 - active power losses in the short circuit conditions, expressed in kW;
 - short-circuit voltage, expressed as percentage of rated voltage of the transformer.

The parameters of the transversal branch of a magnetizing loop of the transformer are determined by the results of open-circuit (no-load) test. Under such operating conditions the transformer secondary windings are open, and rated voltage is applied to the primary windings, the current of primary winding and active power losses being measured.

If the secondary winding is open, the inverted Γ -shaped equivalent circuit of the transformer is simplified and assumes the form presented in Fig. 1.30.

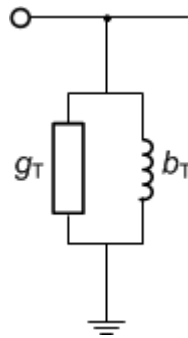


Fig. 1.30. Inverted Γ -shaped equivalent circuit of power transformer in open-circuit (no-load) test.

It is obvious that in the open-circuit (no-load) test the active power is spent only on active conductance:

$$\Delta P_{i.\delta.} = U_i^2 g_{\delta.}$$

Hence,

$$g_{\delta.} = \frac{\Delta P_{i.\delta.} \cdot 10^{-3}}{U_i^2}, \quad (1.9)$$

where $\Delta P_{H.X.}$ is the active power losses in open-circuit (no-load) test; U_H is the rated voltage of the transformer primary winding.

Множник 10^{-3} у формулі (1.9) використовується тому, що паспортна величина втрат активної потужності в режимі неробочого ходу виражена в кіловатах, а номінальна напруга первинної обмотки – у кіловольтах.

Відповідно до схеми заміщення, представленої на рис. 1.29, струм неробочого ходу містить дві складові – активну та індуктивну, які визначають за виразами:

$$I'_{i.\delta} = \frac{U_i}{\sqrt{3}} g_{\delta};$$

$$I''_{i.\delta} = \frac{U_i}{\sqrt{3}} b_{\delta},$$

де $I'_{i.\delta}; I''_{i.\delta}$ – активна та індуктивна складові струму неробочого ходу відповідно.

У свою чергу, модуль струму неробочого ходу визначається виразом

$$I_{i.\delta} = \sqrt{I'^2_{i.\delta} + I''^2_{i.\delta}} = \frac{U_i}{\sqrt{3}} \sqrt{g_{\delta}^2 + b_{\delta}^2}. \quad (1.10)$$

З іншого боку струм неробочого ходу трансформатора дорівнює

$$I_{i.\delta} = \frac{i_{i.\delta}}{100} I_i = \frac{i_{i.\delta}}{100} \frac{S_{\delta} \cdot 10^{-3}}{\sqrt{3} U_i}, \quad (1.11)$$

де I_n та S_T – номінальний струм первинної обмотки та номінальна потужність трансформатора відповідно.

Множник 10^{-3} у виразі (1.11) враховує представлення паспортної величини номінальної потужності трансформатора у кВА.

Якщо прирівняти вирази (1.10) та (1.11), отримуємо

$$\sqrt{g_{\delta}^2 + b_{\delta}^2} = \frac{i_{i.\delta}}{100} \frac{S_{\delta} \cdot 10^{-3}}{U_i^2}.$$

Звідки

$$b_{\delta} = -\sqrt{\left(\frac{i_{i.\delta}}{100} \frac{S_{\delta} \cdot 10^{-3}}{U_i^2}\right)^2 - g_{\delta}^2}. \quad (1.12)$$

Знак « \rightarrow » у виразі (1.12) враховує індуктивний характер поперечної реактивної провідності схеми заміщення трансформатора.

З урахуванням виразу (1.9) для активної поперечної провідності формула (1.12) набуває вигляду

The multiplier 10^{-3} in formula (1.9) is used because the nameplate (rating) value of active power losses in no-load conditions is expressed in kilowatts, while the rated voltage of the primary winding is expressed in kilovolts.

According to the equivalent circuit presented in Fig. 1.29, the open-circuit (no-load) current contains two components, namely active and inductive, determined by the expressions:

$$I'_{i.\delta.} = \frac{U_i}{\sqrt{3}} g_{\delta.};$$

$$I''_{i.\delta.} = \frac{U_i}{\sqrt{3}} b_{\delta.},$$

where $I'_{i.\delta.}; I''_{i.\delta.}$ are active and inductive components of open-circuit (no-load) current, respectively.

Then, the no-load current module is defined by the expression

$$I_{i.\delta.} = \sqrt{I'^2_{i.\delta.} + I''^2_{i.\delta.}} = \frac{U_i}{\sqrt{3}} \sqrt{g_{\delta.}^2 + b_{\delta.}^2}. \quad (1.10)$$

On the other hand, the no-load current of the transformer is equal to

$$I_{i.\delta.} = \frac{i_{i.\delta.}}{100} I_i = \frac{i_{i.\delta.}}{100} \frac{S_{\delta.} \cdot 10^{-3}}{\sqrt{3} U_i}, \quad (1.11)$$

where I_H and S_T are rated current of the primary winding, and transformer rated power, respectively.

The multiplier 10^{-3} in expression (1.11) takes into account the nameplate (rating) value of transformer rated power in kVA.

If comparing expressions (1.10) and (1.11), we obtain

$$\sqrt{g_{\delta.}^2 + b_{\delta.}^2} = \frac{i_{i.\delta.}}{100} \frac{S_{\delta.} \cdot 10^{-3}}{U_i^2}.$$

Hence,

$$b_{\delta.} = -\sqrt{\left(\frac{i_{i.\delta.}}{100} \frac{S_{\delta.} \cdot 10^{-3}}{U_i^2}\right)^2 - g_{\delta.}^2}. \quad (1.12)$$

The «-» sign in expression (1.12) takes into account inductive character of the transversal susceptance of an equivalent circuit of the transformer.

Taking into account expression (1.9) for transversal conductance, formula (1.12) is turned into

$$b_{\tau} = -\sqrt{\left(\frac{i_{\text{н.х.}} \cdot S_{\tau} \cdot 10^{-3}}{100 U_{\text{н}}^2}\right)^2 - \left(\frac{\Delta P_{\text{н.х.}} \cdot 10^{-3}}{U_{\text{н}}^2}\right)^2} =$$

$$= -\frac{S_{\tau} \cdot 10^{-3}}{100 U_{\text{н}}^2} \sqrt{(i_{\text{н.х.}})^2 - \left(\frac{\Delta P_{\text{н.х.}} \cdot 100}{S_{\tau}}\right)^2} = -\frac{S_{\tau} \cdot 10^{-3}}{100 U_{\text{н}}^2} \sqrt{(i_{\text{н.х.}})^2 - (\Delta p_{\text{н.х.}})^2}. \quad (1.13)$$

Очевидно, що друга складова підкореневого виразу у формулі (1.13) являє собою квадрат відносного значення втрат активної потужності в режимі неробочого ходу, вираженого у відсотках до номінальної потужності трансформатора, тобто

$$\Delta p_{i.\delta.} = \frac{\Delta P_{i.\delta.}}{S_{\delta.}} \cdot 100. \quad (1.14)$$

Можна показати, що втрати активної потужності в режимні неробочого ходу, виражені у відсотках до номінальної потужності трансформатора, чисельно співпадають із активним струмом неробочого ходу, вираженим у відсотках до номінального струму трансформатора. Дійсно,

$$i'_{\text{н.х.}} = \frac{I'_{\text{н.х.}}}{I_{\text{н}}} \cdot 100 = \frac{U_{\text{н}} g_{\tau}}{\sqrt{3} S_{\tau} \cdot 10^{-3}} \cdot \sqrt{3} U_{\text{н}} \cdot 100 =$$

$$= \frac{U_{\text{н}}^2}{S_{\tau} \cdot 10^{-3}} \frac{\Delta P_{\text{н.х.}} \cdot 10^{-3}}{U_{\text{н}}^2} \cdot 100 = \frac{\Delta P_{\text{н.х.}}}{S_{\tau}} \cdot 100 = \Delta p_{\text{н.х.}}$$

Таким чином, для визначення індуктивної поперечної провідності Г-подібної схеми заміщення силового трансформатора слід скористатися виразом

$$b_{\delta.} = -\frac{i''_{i.\delta.} S_{\delta.} \cdot 10^{-3}}{100 U_i^2}, \quad (1.15)$$

де $i''_{i.\delta.} = \sqrt{i_{i.\delta.}^2 - \left(\frac{\Delta P_{i.\delta.}}{S_{\delta.}} \cdot 100\right)^2}$ – індуктивна складова струму неробочого ходу трансформатора.

Зауважимо, що у сучасних потужних силових трансформаторах індуктивна складова струму неробочого ходу суттєво перевищує активну складову. Це дозволяє умовно знехтувати активною складовою струму неробочого ходу та визначати індуктивну поперечну провідність за паспортним значенням повного струму неробочого ходу трансформатора:

$$b_{\delta.} = -\frac{i_{i.\delta.} S_{\delta.} \cdot 10^{-3}}{100 U_i^2}. \quad (1.16)$$

Параметри поздовжньої гілки схеми заміщення трансформатора визначають за даними досліду короткого замкнення. В такому режимі вторинні

$$\begin{aligned}
b_{\tau} &= -\sqrt{\left(\frac{i_{\text{H.X.}} \cdot S_{\tau} \cdot 10^{-3}}{100 U_{\text{H}}^2}\right)^2 - \left(\frac{\Delta P_{\text{H.X.}} \cdot 10^{-3}}{U_{\text{H}}^2}\right)^2} = \\
&= -\frac{S_{\tau} \cdot 10^{-3}}{100 U_{\text{H}}^2} \sqrt{(i_{\text{H.X.}})^2 - \left(\frac{\Delta P_{\text{H.X.}} \cdot 100}{S_{\tau}}\right)^2} = -\frac{S_{\tau} \cdot 10^{-3}}{100 U_{\text{H}}^2} \sqrt{(i_{\text{H.X.}})^2 - (\Delta p_{\text{H.X.}})^2}.
\end{aligned} \tag{1.13}$$

It is obvious that the second component of the radicand in formula (1.13) represents the square of relative active power losses in no-load conditions, expressed as percentage of rated power of the transformer, that is

$$\Delta p_{i.\delta.} = \frac{\Delta P_{i.\delta.}}{S_{\delta.}} \cdot 100. \tag{1.14}$$

It is possible to show that active power losses in no-load conditions, expressed as percentage of rated power of the transformer, numerically coincides with the active current of no-load conditions, expressed as percentage of rated current of the transformer. In fact,

$$\begin{aligned}
i'_{\text{H.X.}} &= \frac{I'_{\text{H.X.}}}{I_{\text{H}}} \cdot 100 = \frac{U_{\text{H}} g_{\tau}}{\sqrt{3} S_{\tau} \cdot 10^{-3}} \cdot \frac{\sqrt{3} U_{\text{H}}}{S_{\tau} \cdot 10^{-3}} \cdot 100 = \\
&= \frac{U_{\text{H}}^2}{S_{\tau} \cdot 10^{-3}} \frac{\Delta P_{\text{H.X.}} \cdot 10^{-3}}{U_{\text{H}}^2} \cdot 100 = \frac{\Delta P_{\text{H.X.}}}{S_{\tau}} \cdot 100 = \Delta p_{\text{H.X.}}.
\end{aligned}$$

Thus, for determining the transversal inductive susceptance of inverted Γ -shaped equivalent circuit of power transformer it is necessary to use the expression

$$b_{\delta.} = -\frac{i''_{i.\delta.} S_{\delta.} \cdot 10^{-3}}{100 U_i^2}, \tag{1.15}$$

where $i''_{i.\delta.} = \sqrt{i_{i.\delta.}^2 - \left(\frac{\Delta P_{i.\delta.}}{S_{\delta.}} \cdot 100\right)^2}$ is an inductive component of open-circuit

(no-load) current of the transformer.

Note that in modern mighty power transformers an inductive component of no-load current greatly exceeds an active component. For convenience it allows neglecting an active component of the no-load current, and determining the transversal inductive conductivity by nameplate (rating) values of total no-load current of the transformer:

$$b_{\delta.} = -\frac{i_{i.\delta.} S_{\delta.} \cdot 10^{-3}}{100 U_i^2}. \tag{1.16}$$

The parameters of the longitudinal branch of a transformer equivalent circuit are determined by the short-circuit test results. Under such conditions the transformer secondary

обмотки трансформатора закорочені, а до первинних прикладають таку напругу, щоб струм у закорочених вторинних обмотках дорівнював номінальному. При цьому вимірюють напругу, яку прикладають до первинних обмоток, а також втрати активної потужності.

Оскільки напруга, яку прикладають до первинних обмоток трансформатора в режимі короткого замкнення характеризується малим значенням (порядку 10% від номінальної напруги первинної обмотки трансформатора) струм в контурі намагнічування також дуже малий і ним можна знехтувати. Це дозволяє спростити Г-подібну схему заміщення трансформатора та представляти його лише повздовжньою гілкою, як показано на рис. 1.31.

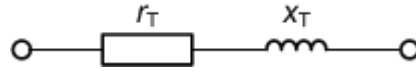


Рис. 1.31. Г-подібна схема заміщення двообмоткового силового трансформатора в досліді короткого замкнення

Очевидно, що в досліді короткого замкнення активна потужність витрачається лише в активному опорі:

$$\Delta P_{\text{е.ф.}} = 3I_i^2 r_0 \cdot 10^3.$$

Звідки

$$r_0 = \frac{\Delta P_{\text{е.ф.}} \cdot 10^{-3}}{3I_i^2} = \frac{\Delta P_{\text{е.ф.}} U_i^2 \cdot 10^3}{S_0^2}, \quad (1.17)$$

де $\Delta P_{\text{к.з.}}$ – втрати активної потужності в досліді короткого замикання.

Множник 10^3 у формулі (1.17) визначається тим, що паспортна величина втрат активної потужності в режимі короткого замкнення виражена в кіловатах, номінальна потужність – у кіловольтамперах, а номінальна напруга – у кіловольтах.

В режимі короткого замкнення падіння напруги на повздовжньому опорі схеми заміщення трансформатора чисельно дорівнює напрузі, яку прикладають до його затискачів. При цьому падіння напруги містить дві складові – активну та індуктивну, які визначають за виразами:

$$U'_{\text{е.ф.}} = \sqrt{3} I_i r_0 = \frac{S_0}{U_i} r_0 \cdot 10^{-3};$$

$$U''_{\text{е.ф.}} = \sqrt{3} I_i x_0 = \frac{S_0}{U_i} x_0 \cdot 10^{-3},$$

де $U'_{\text{е.ф.}}$, $U''_{\text{е.ф.}}$ – активна та індуктивна складові напруги короткого замкнення відповідно.

У свою чергу, модуль напруги короткого замкнення визначається виразом

windings are short-circuited, and to the primary windings such voltage is applied so that the current in the short-circuited secondary windings would be equal to the rated current, the voltage applied to the primary windings and active power losses being measured.

As the voltage applied to the transformer primary windings in short circuit conditions is characterised by small values (of the order of 10% of the rated voltage of the transformer primary winding), the current in a magnetizing loop is also very small and can be neglected. It allows simplifying the inverted Γ -shaped equivalent circuit of the transformer, and presenting it only with the longitudinal branch, as shown in Fig. 1.31.

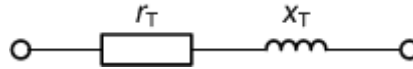


Fig. 1.31. Inverted Γ -shaped equivalent circuit of two-winding power transformer in a short-circuit test

It is obvious that in a short-circuit test the active power is spent only on pure resistance:

$$\Delta P_{\hat{e}.q.} = 3I_i^2 r_{\hat{o}} \cdot 10^3.$$

Hence,

$$r_{\hat{o}} = \frac{\Delta P_{\hat{e}.q.} \cdot 10^{-3}}{3I_i^2} = \frac{\Delta P_{\hat{e}.q.} U_i^2 \cdot 10^3}{S_{\hat{o}}^2}, \quad (1.17)$$

where $\Delta P_{\kappa.3.}$ is active power losses in a short-circuit test.

The multiplier 10^3 in formula (1.17) is determined by the fact that nameplate (rating) active power losses in short circuit conditions is expressed in kilowatts, rated power is expressed in kilovolt-amperes, and rated voltage is expressed in kilovolts.

In short-circuit conditions the voltage drop in the longitudinal resistance of an equivalent circuit of the transformer is numerically equal to the voltage applied to the terminals. Thus, the voltage drop contains two components, namely active and inductive, determined by the expressions:

$$U'_{\hat{e}.q.} = \sqrt{3} I_i r_{\hat{o}} = \frac{S_{\hat{o}}}{U_i} r_{\hat{o}} \cdot 10^{-3};$$

$$U''_{\hat{e}.q.} = \sqrt{3} I_i x_{\hat{o}} = \frac{S_{\hat{o}}}{U_i} x_{\hat{o}} \cdot 10^{-3},$$

where $U'_{\hat{e}.q.}, U''_{\hat{e}.q.}$ are active and inductive components of short-circuit voltage, respectively.

Then, the short-circuit voltage module is determined by the expression

$$U_{\hat{e}.\phi} = \sqrt{U_{\hat{e}.r}^2 + U_{\hat{e}.x}^2} = \frac{S_{\delta} \cdot 10^{-3}}{U_i} \sqrt{r_{\delta}^2 + x_{\delta}^2}. \quad (1.18)$$

З іншого боку напруга в досліді короткого замкнення дорівнює

$$U_{\hat{e}.r} = \frac{u_{\hat{e}.r}}{100} U_i. \quad (1.19)$$

Якщо прирівняти вирази (1.18) та (1.19), отримуємо

$$\sqrt{r_{\delta}^2 + x_{\delta}^2} = \frac{u_{\hat{e}.r}}{100} \frac{U_i^2 \cdot 10^3}{S_{\delta}}.$$

Звідки

$$x_{\delta} = \sqrt{\left(\frac{u_{\hat{e}.r}}{100} \frac{U_i^2 \cdot 10^3}{S_{\delta}} \right)^2 - r_{\delta}^2}. \quad (1.20)$$

З урахуванням виразу (1.17) для активного повздовжнього опору формула (1.20) набуває вигляду

$$\begin{aligned} x_T &= \sqrt{\left(\frac{u_{\text{к.з.}}}{100} \frac{U_H^2 \cdot 10^3}{S_T} \right)^2 - \left(\frac{\Delta P_{\text{к.з.}}}{S_T} \frac{U_H^2 \cdot 10^3}{S_T} \right)^2} = \\ &= \frac{U_H^2 \cdot 10^3}{100 S_T} \sqrt{u_{\text{к.з.}}^2 - \left(\frac{\Delta P_{\text{к.з.}}}{S_T} \cdot 100 \right)^2} = \frac{U_H^2 \cdot 10^3}{100 S_T} \sqrt{u_{\text{к.з.}}^2 - (\Delta p_{\text{к.з.}})^2} \end{aligned} \quad (1.21)$$

Очевидно, що друга складова підкореневого виразу у формулі (1.21) являє собою квадрат відносного значення втрат активної потужності в режимі короткого замкнення, виражене у відсотках до номінальної потужності трансформатора, тобто

$$\Delta p_{\hat{e}.r} = \frac{\Delta P_{\hat{e}.r}}{S_{\delta}} \cdot 100.$$

Можна показати, що втрати активної потужності в режимі короткого замкнення, виражені у відсотках до номінальної потужності трансформатора чисельно співпадають із активною складовою напруги короткого замкнення, вираженою у відсотках до номінальної напруги трансформатора. Дійсно,

$$u'_{\text{к.з.}} = \frac{U'_{\text{к.з.}}}{U_H} \cdot 100 = \frac{\sqrt{3} I_H r_T}{U_H} \cdot 100 = \frac{\sqrt{3}}{U_H} \frac{S_T}{\sqrt{3} U_H} \frac{\Delta P_{\text{к.з.}} U_H^2}{S_T^2} \cdot 100 = \frac{\Delta P_{\text{к.з.}}}{S_T} \cdot 100 = \Delta p_{\text{к.з.}}$$

Таким чином, для визначення індуктивного повздовжнього опору Г-подібної схеми заміщення силового двообмоткового трансформатора слід скористатися виразом

$$U_{\hat{e}.q.} = \sqrt{U_{\hat{e}.q.}'^2 + U_{\hat{e}.q.}''^2} = \frac{S_{\dot{o}} \cdot 10^{-3}}{U_i} \sqrt{r_{\dot{o}}^2 + x_{\dot{o}}^2}. \quad (1.18)$$

On the other hand, the voltage in a short-circuit test equals

$$U_{\hat{e}.q.} = \frac{u_{\hat{e}.q.}}{100} U_i. \quad (1.19)$$

If comparing expressions (1.18) and (1.19), we obtain

$$\sqrt{r_{\dot{o}}^2 + x_{\dot{o}}^2} = \frac{u_{\hat{e}.q.}}{100} \frac{U_i^2 \cdot 10^3}{S_{\dot{o}}}.$$

Hence,

$$x_{\dot{o}} = \sqrt{\left(\frac{u_{\hat{e}.q.}}{100} \frac{U_i^2 \cdot 10^3}{S_{\dot{o}}} \right)^2 - r_{\dot{o}}^2}. \quad (1.20)$$

Taking into account expression (1.17) for longitudinal pure resistance, formula (1.20) is turned into

$$\begin{aligned} x_T &= \sqrt{\left(\frac{u_{k.3.}}{100} \frac{U_H^2 \cdot 10^3}{S_T} \right)^2 - \left(\frac{\Delta P_{k.3.}}{S_T} \frac{U_H^2 \cdot 10^3}{S_T} \right)^2} = \\ &= \frac{U_H^2 \cdot 10^3}{100 S_T} \sqrt{u_{k.3.}^2 - \left(\frac{\Delta P_{k.3.}}{S_T} \cdot 100 \right)^2} = \frac{U_H^2 \cdot 10^3}{100 S_T} \sqrt{u_{k.3.}^2 - (\Delta p_{k.3.})^2} \end{aligned} \quad (1.21)$$

It is obvious that the second component of the radicand in formula (1.21) represents the square of relative active power losses in short-circuit conditions, expressed as percentage of the transformer rated power, that is

$$\Delta p_{\hat{e}.q.} = \frac{\Delta P_{\hat{e}.q.}}{S_{\dot{o}}} \cdot 100.$$

It is possible to show that the active power losses in short-circuit conditions, expressed as percentage of transformer rated power, numerically coincides with the active component of the short-circuit voltage, expressed as percentage of rated voltage of the transformer. In fact,

$$u'_{k.3.} = \frac{U'_{k.3.}}{U_H} \cdot 100 = \frac{\sqrt{3} I_H r_T}{U_H} \cdot 100 = \frac{\sqrt{3}}{U_H} \frac{S_T}{\sqrt{3} U_H} \frac{\Delta P_{k.3.} U_H^2}{S_T^2} \cdot 100 = \frac{\Delta P_{k.3.}}{S_T} \cdot 100 = \Delta p_{k.3.}$$

Thus, for determining longitudinal inductive reactance of an inverted Γ -shaped equivalent circuit of the two-winding power transformer it is necessary to use the expression

$$x_{\delta} = \frac{u_{\dot{e}.c.}'' U_i^2 \cdot 10}{S_{\delta}},$$

де $u_{\dot{e}.c.}'' = \sqrt{u_{\dot{e}.c.}^2 - \left(\frac{\Delta P_{\dot{e}.c.}}{S_{\delta}} \cdot 100\right)^2}$ – індуктивна складова напруги короткого замкнення трансформатора.

Зауважимо, що у сучасних потужних силових трансформаторах індуктивна складова напруги короткого замкнення суттєво перевищує активну складову. Це дозволяє умовно знехтувати активною складовою та визначати індуктивний повздовжній опір за паспортним значенням повної напруги короткого замкнення трансформатора:

$$x_{\delta} = \frac{u_{\dot{e}.c.} U_i^2 \cdot 10}{S_{\delta}}. \quad (1.22)$$

Параметри схеми заміщення силового трансформатора можуть бути зведені до номінальної напруги первинної або вторинної обмотки. Це визначається відповідною номінальною напругою, яку підставляють у формулу для визначення параметрів схеми заміщення. У довідникових матеріалах зазвичай параметри трансформатора подають зведеними до високої номінальної напруги. У разі необхідності можна перерахувати ці параметри шляхом підстановки у формули номінальної напруги обмотки низької напруги.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. *Перерахуйте паспортні дані силового трансформатора.*
2. *Які паспортні дані силового трансформатора визначають параметри поперечної гілки схеми заміщення?*
3. *Які паспортні дані силового трансформатора визначають параметри поздовжньої гілки схеми заміщення?*
4. *Наведіть вираз для визначення поперечної активної провідності схеми заміщення силового трансформатора.*
5. *Наведіть вираз для визначення поперечної індуктивної провідності схеми заміщення силового трансформатора.*
6. *Наведіть вираз для визначення поздовжнього активного опору схеми заміщення силового трансформатора.*
7. *Наведіть вираз для визначення поздовжнього індуктивного опору схеми заміщення силового трансформатора.*

ЛІТЕРАТУРА

- [2], стор. 80-82; [3], стор. 226-228; [4], стор. 65-67; [5], стор. 64-66;
 [6], стор. 36-39; [7], стор. 90-93; [8], стор. 146-149;
 [9], стор. 100-103, 110-111; [10], стор. 40-44; [14], стор. 39-42;
 [15], стор. 134-137; [16], стор. 140-144; [17], стор. 135-139.

$$x_{\dot{o}} = \frac{u''_{\dot{e}.c.} U_i^2 \cdot 10}{S_{\dot{o}}},$$

where $u''_{\dot{e}.c.} = \sqrt{u_{\dot{e}.c.}^2 - \left(\frac{\Delta P_{\dot{e}.c.}}{S_{\dot{o}}} \cdot 100\right)^2}$ is an inductive component of the short-circuit voltage of the transformer.

Note that in modern mighty power transformers an inductive component of the short-circuit voltage greatly exceeds an active component. For convenience it allows neglecting an active component, and determining the longitudinal inductive reactance by nameplate (rating) values of total short-circuit voltage of the transformer:

$$x_{\dot{o}} = \frac{u_{\dot{e}.c.} U_i^2 \cdot 10}{S_{\dot{o}}}. \quad (1.22)$$

The parameters of an equivalent circuit of the power transformer can be reduced to the rated voltage of the primary, or secondary winding. It is determined by appropriate rated voltage inserted into the formula for determining the parameters of an equivalent circuit. In reference books transformer parameters are usually given as high rated voltage. In case of necessity it is possible to recalculate these parameters by inserting the rated voltage of low-voltage winding into the formula.

CONTROL QUESTIONS

1. *What is included in the nameplate (rating) data of a power transformer?*
2. *What nameplate (rating) data of the power transformer determine the parameters of the transversal branch of an equivalent circuit?*
3. *What nameplate (rating) data of the power transformer determine the parameters of the longitudinal branch of an equivalent circuit?*
4. *Give the expression for determining the transversal active conductance of an equivalent circuit of the power transformer.*
5. *Give the expression for determining the transversal inductive susceptance of an equivalent circuit of the power transformer.*
6. *Give the expression for determining the longitudinal pure resistance of an equivalent circuit of the power transformer.*
7. *Give the expression for determining the longitudinal inductive reactance of an equivalent circuit of the power transformer.*

REFERENCES

- [2], p. 80-82; [3], p. 226-228; [4], p. 65-67; [5], p. 64-66; [6], p. 36-39; [7], p. 90-93; [8], p. 146-149; [9], p. 100-103, 110-111; [10], p. 40-44; [14], p. 39-42; [15], p. 134-137; [16], p. 140-144; [17], p. 135-139.

1.14 ОДНОЛІНІЙНІ СХЕМИ ЗАМІЩЕННЯ ТРИБМОТКОВИХ СИЛОВИХ ТРАНСФОРМАТОРІВ

Під час формування електричних систем часто необхідно на одній підстанції поєднати на паралельну роботу електричні мережі трьох класів номінальної напруги, наприклад, живлячі районні мережі напругою 110 кВ, місцеві сільські мережі напругою 35 кВ та мережі міських споживачів напругою 10 кВ. Для цього можна було б використати силові трансформатори двох типів – 110/35 кВ та 110/10 кВ. Проте, за таких умов, економічно доцільніше застосовувати триобмоткові силові трансформатори. Такі трансформатори містять по три обмотки в кожній фазі, розташовані на єдиному магнітопроводі. В результаті електрична енергія, підведена до затискачів живлячих первинних обмоток трансформується та передається у вторинні обмотки.

В триобмоткових трансформаторах розрізняють обмотки високої, середньої та низької напруги. Зазвичай, триобмоткові трансформатори встановлюють на споживацьких підстанціях, де первинними живлячими обмотками є обмотки високої напруги, а вторинними – обмотки середньої та низької напруг.

В задачах аналізу робочих режимів електричних систем триобмоткові трансформатори подають Г-подібною схемою заміщення, представленою на рис. 1.32. Така схема містить поперечну гілку контуру намагнічування та три повздовжні гілки опорів обмоток, поєднані у трипроменеву зірку.

Контур намагнічування триобмоткового трансформатора, так само, як і двообмоткового, містить активну та індуктивну провідності та розташований завжди з боку живлення трансформатора. Параметри поперечної гілки схеми заміщення триобмоткового трансформатора визначають за виразами для двообмоткового трансформатора (1.9), (1.15), (1.16).

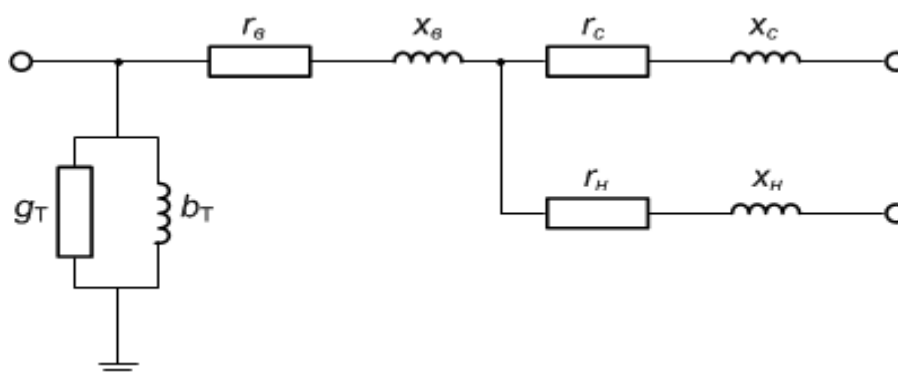


Рис. 1.32. Г-подібна схема заміщення триобмоткового силового трансформатора

Повздовжні гілки опорів обмоток характеризуються активними та індуктивними опорами. Параметри повздовжніх гілок визначають виходячи з особливостей виконання дослідів короткого замкнення в триобмоткових

1.14 SINGLE-LINE EQUIVALENT CIRCUITS OF THREE-WINDING POWER TRANSFORMERS

In designing electric systems it is often necessary at a substation to combine electrical networks of three levels of rated voltage for parallel operation, for example, these may be 110 kV single-area subtransmission networks, 35kV local networks for rural consumers, and 10 kV networks for urban consumers. For this purpose, it could be possible to use power transformers of two types, namely of 110/35 kV, and 110/10 kV. However, under such conditions it is more economically viable to use three-winding power transformers. These transformers contain three windings in each phase, mounted on the same magnetic circuit. As a result, the electric energy supplied to the terminals of the primary windings is converted and transmitted to the secondary windings.

In three-winding transformers there can be windings of high-, medium-, and low-voltage. Three-winding transformers are usually installed at consumer's substations, where primary windings are high-voltage windings, and secondary windings are medium-, and low-voltage windings.

In the problems of analysis of electric system operating conditions three-winding transformers represent the inverted Γ -shaped equivalent circuit, as presented in Fig. 1.32. This circuit contains the transversal branch of a magnetizing loop, and three longitudinal branches of resistance of the windings, which are Y-connected.

The magnetizing loop of a three-winding transformer, just like in a two-winding transformer, comprises active conductance and inductive susceptance, and are located on the transformer supply side. The parameters of the transversal branch of a three-winding transformer equivalent circuit are determined by expressions for two-winding transformer (1.9), (1.15), and (1.16).

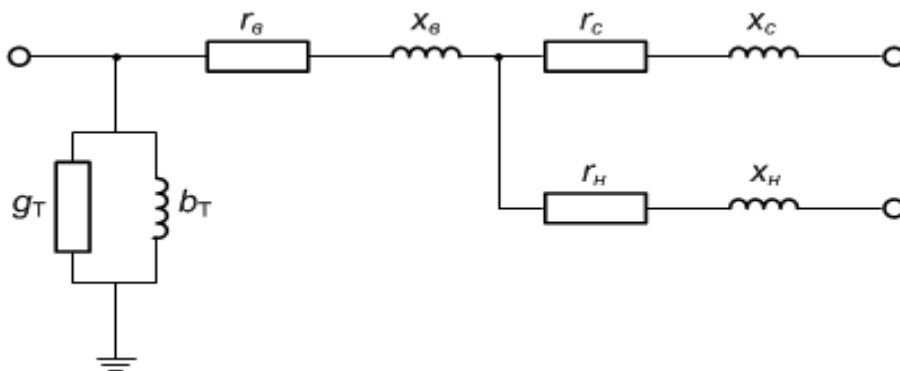


Fig. 1.32. Inverted Γ -shaped equivalent circuit of a three-winding power transformer

The longitudinal branches of the windings resistance are characterised by pure resistance and inductive reactance. The parameters of the longitudinal branches are determined by special features of conducting short-circuit tests in the three-winding

трансформаторах. Для таких агрегатів дослід короткого замкнення проводять для трьох пар обмоток:

- 1) замикають накоротко затискачі обмоток середньої напруги та подають живлення до затискачів обмоток високої напруги;
- 2) замикають накоротко затискачі обмоток низької напруги та подають живлення до затискачів обмоток високої напруги;
- 3) замикають накоротко затискачі обмоток низької напруги та подають живлення до затискачів обмоток середньої напруги.

Таким чином, паспортні дані триобмоткових трансформаторів містять інформацію про три пари характеристик дослідів короткого замикання між обмотками високої та середньої, високої та нижчої, а також середньої та низької напруг. Такі характеристики дозволяють визначити суми опорів послідовно увімкнених відповідних пар обмоток трансформатора. Зокрема, втрати активної потужності в досліді короткого замикання визначають активні опори обмоток відповідно до виразів:

$$\begin{aligned} r_B + r_C &= \frac{\Delta P_{\text{к.в-с}} U_T^2 10^3}{S_T^2}; \\ r_B + r_H &= \frac{\Delta P_{\text{к.в-н}} U_T^2 10^3}{S_T^2}; \\ r_C + r_H &= \frac{\Delta P_{\text{к.с-н}} U_T^2 10^3}{S_T^2}, \end{aligned} \quad (1.23)$$

де r_B, r_C, r_H – активні опори обмоток високої, середньої та низької напруги відповідно; $\Delta P_{\text{к.в-с}}, \Delta P_{\text{к.в-н}}, \Delta P_{\text{к.с-н}}$ – втрати активної потужності в досліді короткого замкнення між обмотками високої та середньої, високої та нижчої, середньої та низької напруг відповідно.

Вирази (1.23) отримані по аналогії з виразом (1.17) для двообмоткового трансформатора.

Для визначення активного опору обмотки високої напруги з суми перших двох виразів (1.23) слід відняти третій:

$$2r_B = \frac{(\Delta P_{\text{к.в-с}} + \Delta P_{\text{к.в-н}} - \Delta P_{\text{к.с-н}}) U_T^2 10^3}{S_T^2}$$

або

$$r_B = \frac{0,5 (\Delta P_{\text{к.в-с}} + \Delta P_{\text{к.в-н}} - \Delta P_{\text{к.с-н}}) U_T^2 10^3}{S_T^2} = \frac{\Delta P_{\text{к.в}} U_T^2 10^3}{S_T^2},$$

где $\Delta P_{\hat{\text{е.а}}} = 0,5 (\Delta P_{\hat{\text{е.а-н}}} + \Delta P_{\hat{\text{е.а-і}}} - \Delta P_{\hat{\text{е.н-і}}})$ – фіктивне значення втрат активної потужності в обмотці високої напруги трансформатора.

В загальному випадку можна представити вираз для визначення активних опорів обмоток триобмоткових трансформаторів у вигляді

transformers. In these devices the short-circuit test is conducted for three pairs of windings:

- 1) terminals of medium-voltage windings are short-circuited, and terminals of high-voltage windings are supplied with power;
- 2) terminals of low-voltage windings are short-circuited, and terminals of high-voltage windings are supplied with power;
- 3) terminals of low-voltage windings are short-circuited, and terminals of medium-voltage windings are supplied with power.

Thus, nameplate (rating) data of three-winding transformers contain the information about three pairs of characteristics of short-circuit tests conducted between high- and medium-voltage windings, high- and low-voltage windings, and medium- and low-voltage windings. These characteristics allow determining the sums of resistance of appropriate pairs of series windings of the transformer. In particular, active power losses in short-circuit tests determine pure resistance of the windings according to the expressions:

$$\begin{aligned}
 r_B + r_C &= \frac{\Delta P_{K.B-C} U_T^2 10^3}{S_T^2}; \\
 r_B + r_H &= \frac{\Delta P_{K.B-H} U_T^2 10^3}{S_T^2}; \\
 r_C + r_H &= \frac{\Delta P_{K.C-H} U_T^2 10^3}{S_T^2},
 \end{aligned} \tag{1.23}$$

where r_B , r_C , r_H are pure resistance of the windings of high-, medium-, and low-voltage, respectively; $\Delta P_{K.B-C}$, $\Delta P_{K.B-H}$, $\Delta P_{K.C-H}$ are active power losses in short-circuit tests conducted between windings of high- and medium-voltage, high- and low-voltage, medium- and low-voltage, respectively.

Expressions (1.23) are obtained by analogy with expression (1.17) for two-winding transformers.

For determining pure resistance of the high-voltage winding (1.23) it is necessary to subtract the third expression from the sum of the first two expressions:

$$2r_B = \frac{(\Delta P_{K.B-C} + \Delta P_{K.B-H} - \Delta P_{K.C-H}) U_T^2 10^3}{S_T^2}$$

or

$$r_B = \frac{0,5 (\Delta P_{K.B-C} + \Delta P_{K.B-H} - \Delta P_{K.C-H}) U_T^2 10^3}{S_T^2} = \frac{\Delta P_{K.B} U_T^2 10^3}{S_T^2}$$

where $\Delta P_{\hat{e}\hat{a}} = 0,5 (\Delta P_{\hat{e}\hat{a}\hat{n}} + \Delta P_{\hat{e}\hat{a}\hat{i}} - \Delta P_{\hat{e}\hat{n}\hat{i}})$ is the empty value of active power losses in the transformer high-voltage winding.

In general, it is possible to present the expression for determining pure resistance of the windings of three-winding transformers in the form of

$$r_i = \frac{\Delta P_{ki} U_T^2 10^3}{S_T^2}, \quad (1.24)$$

де i – індекс поточної обмотки трансформатора; ΔP_{ki} – фіктивні значення втрат активної потужності трансформатора в i -й обмотці:

$$\begin{aligned} \Delta P_{\hat{e}\hat{a}} &= 0,5 (\Delta P_{\hat{e}\hat{a}-c} + \Delta P_{\hat{e}\hat{a}-i} - \Delta P_{\hat{e}\hat{c}-i}); \\ \Delta P_{\hat{e}\hat{c}} &= 0,5 (\Delta P_{\hat{e}\hat{a}-c} + \Delta P_{\hat{e}\hat{c}-i} - \Delta P_{\hat{e}\hat{a}-i}) = \Delta P_{\hat{e}\hat{a}-c} - \Delta P_{\hat{e}\hat{a}}; \\ \Delta P_{\hat{e}\hat{i}} &= 0,5 (\Delta P_{\hat{e}\hat{a}-i} + \Delta P_{\hat{e}\hat{n}-i} - \Delta P_{\hat{e}\hat{a}-\hat{n}}) = \Delta P_{\hat{e}\hat{a}-i} - \Delta P_{\hat{e}\hat{a}}. \end{aligned} \quad (1.25)$$

Конструктивне виконання більшості сучасних триобмоткових трансформаторів передбачає однакові значення втрат активної потужності у всіх дослідах короткого замкнення. Для таких трансформаторів активні опори обмоток визначають за виразами

$$r_B = r_C = r_H = \frac{\Delta P_{к.з.} U_T^2 10^3}{2S_T^2} = 0,5r_T. \quad (1.26)$$

Очевидно, що вираз (1.26) є окремим випадком виразів (1.24) за умови однакових значень втрат активної потужності в дослідах короткого замкнення:

$$\Delta P_{к.в-с} = \Delta P_{к.в-н} = \Delta P_{к.с-н} = \Delta P_{к.з.}$$

Для визначення індуктивних опорів обмоток триобмоткових трансформаторів попередньо необхідно розрахувати фіктивні значення напруг короткого замкнення кожної з обмоток за виразами, аналогічними (1.25):

$$\begin{aligned} u_{\hat{e}\hat{a}} &= 0,5 (u_{\hat{e}\hat{a}-c} + u_{\hat{e}\hat{a}-i} - u_{\hat{e}\hat{c}-i}); \\ u_{\hat{e}\hat{c}} &= 0,5 (u_{\hat{e}\hat{a}-c} + u_{\hat{e}\hat{c}-i} - u_{\hat{e}\hat{a}-i}) = u_{\hat{e}\hat{a}-c} - u_{\hat{e}\hat{a}}; \\ u_{\hat{e}\hat{i}} &= 0,5 (u_{\hat{e}\hat{a}-i} + u_{\hat{e}\hat{n}-i} - u_{\hat{e}\hat{a}-\hat{n}}) = u_{\hat{e}\hat{a}-i} - u_{\hat{e}\hat{a}}, \end{aligned}$$

де $u_{к.в-с}$, $u_{к.в-н}$, $u_{к.с-н}$ – напруги в дослідах короткого замкнення між обмотками високої та середньої, високої та нижчої, середньої та низької обмоток відповідно.

Індуктивні опори обмоток триобмоткових трансформаторів визначають за типовими виразами

$$x_i = 10u_{ki} \frac{U_T^2}{S_T}, \quad (1.27)$$

Де i – індекс, що відповідає поточній обмотці трансформатора ($i = ВН, СН, НН$); $u_{ki}\%$ - фіктивне значення напруги КЗ в відсотках для відповідної обмотки трансформатора. Часто одне з фіктивних значень напруги короткого замкнення (зазвичай обмотки середньої напруги, інколи – низької напруги) виявляється близьким до

$$r_i = \frac{\Delta P_{ki} U_T^2 10^3}{S_T^2}, \quad (1.24)$$

where i is an index of a current winding of the transformer; ΔP_{ki} is an empty value of active power losses of the transformer in i -winding:

$$\begin{aligned} \Delta P_{\hat{e}\hat{a}} &= 0,5 (\Delta P_{\hat{e}\hat{a}-c} + \Delta P_{\hat{e}\hat{a}-i} - \Delta P_{\hat{e}c-i}); \\ \Delta P_{\hat{e}c} &= 0,5 (\Delta P_{\hat{e}\hat{a}-c} + \Delta P_{\hat{e}c-i} - \Delta P_{\hat{e}\hat{a}-i}) = \Delta P_{\hat{e}\hat{a}-c} - \Delta P_{\hat{e}\hat{a}}; \\ \Delta P_{\hat{e}i} &= 0,5 (\Delta P_{\hat{e}\hat{a}-i} + \Delta P_{\hat{e}\hat{n}-i} - \Delta P_{\hat{e}\hat{a}-\hat{n}}) = \Delta P_{\hat{e}\hat{a}-i} - \Delta P_{\hat{e}\hat{a}}. \end{aligned} \quad (1.25)$$

Designing most of the modern three-winding transformers suggests equal values of active power losses in all the short-circuit tests. For such transformers pure resistance of the windings is determined by expressions

$$r_b = r_c = r_h = \frac{\Delta P_{k.3} U_T^2 10^3}{2S_T^2} = 0,5r_T. \quad (1.26)$$

It is obvious that expression (1.26) is a special case of expressions (1.24) under condition of equal values of active power losses in short-circuit tests:

$$\Delta P_{k.B-c} = \Delta P_{k.B-H} = \Delta P_{k.C-H} = \Delta P_{k.3}.$$

For determining the inductive reactance of the windings of three-winding transformers it is necessary to precalculate empty values of short-circuit voltage of each of the windings by the expressions analogous to (1.25):

$$\begin{aligned} u_{\hat{e}\hat{a}} &= 0,5 (u_{\hat{e}\hat{a}-c} + u_{\hat{e}\hat{a}-i} - u_{\hat{e}c-i}); \\ u_{\hat{e}c} &= 0,5 (u_{\hat{e}\hat{a}-c} + u_{\hat{e}c-i} - u_{\hat{e}\hat{a}-i}) = u_{\hat{e}\hat{a}-c} - u_{\hat{e}\hat{a}}; \\ u_{\hat{e}i} &= 0,5 (u_{\hat{e}\hat{a}-i} + u_{\hat{e}\hat{n}-i} - u_{\hat{e}\hat{a}-\hat{n}}) = u_{\hat{e}\hat{a}-i} - u_{\hat{e}\hat{a}}, \end{aligned}$$

where $u_{k.B-c}$, $u_{k.B-H}$, $u_{k.C-H}$ are voltages in short-circuit tests conducted between windings of high- and medium-voltage, high- and low-voltage, medium- and low-voltage, respectively.

Inductive reactance of the windings of three-winding transformers is determined by typical expressions

$$x_i = 10u_{ki} \frac{U_T^2}{S_T}, \quad (1.27)$$

where i is an index of to a current winding of the transformer ($i =$ high-voltage, medium-voltage, low-voltage); $u_{ki}\%$ is the empty value of short-circuit voltage expressed as percentage for an appropriate winding of the transformer.

One of empty values of short-circuit voltage (usually of medium-voltage, sometimes of low-voltage windings) often appears to be almost

нуля, або, навіть, від'ємним. За таких умов слід прийняти нульове значення індуктивного опору відповідної обмотки трансформатора.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

- 1. Які агрегати називають триобмотковими трансформаторами?*
- 2. Наведіть схему заміщення силового триобмоткового трансформатора.*
- 3. Як визначають параметри поперечної гілки триобмоткового трансформатора?*
- 4. У чому полягає особливість дослідів короткого замкнення силового триобмоткового трансформатора?*
- 5. Наведіть вирази для фіктивних значень втрат активної потужності в досліді короткого замкнення для окремих обмоток триобмоткового трансформатора.*
- 6. Наведіть вирази для фіктивних значень напруг в досліді короткого замкнення для окремих обмоток триобмоткового трансформатора.*
- 7. Наведіть вирази для визначення активних опорів обмоток триобмоткового трансформатора за однакових та різних значень втрат активної потужності в досліді короткого замкнення.*
- 8. Наведіть вирази для визначення індуктивних опорів обмоток триобмоткового трансформатора.*

ЛІТЕРАТУРА

[2], стор. 83-85; [3], стор. 228-230; [4], стор. 66-68; [5], стор. 66-72; [6], стор. 39-41; [7], стор. 93-95; [8], стор. 152-154; [9], стор. 103-106; [10], стор. 44-49; [15], стор. 137-138; [16], стор. 144-147; [17], стор. 139-143.

1.15 ТРИБМОТКОВІ ТРАНСФОРМАТОРИ ІЗ СКОРОЧЕНИМИ ОБМОТКАМИ

В електричних мережах енергосистем знаходяться в експлуатації силові триобмоткові трансформатори, виконані за застарілими стандартами, одна, або обидві вторинні обмотки яких розраховані на меншу потужність, ніж номінальна потужність трансформатора. Справа в тому, що енергія, яка поступає на первинну обмотку високої напруги трансформатора розподіляється між вторинними обмотками середньої та низької напруг. Очевидно, що потужності вторинних обмоток триобмоткового трансформатора завжди менші потужності первинної обмотки. Це означає, що в триобмоткових трансформаторах вторинні обмотки працюють в недовантаженому режимі навіть за номінального навантаження первинної обмотки. Це свідчить про

zero, or even negative. Under such conditions it is necessary to accept a zero value of inductive reactance of an appropriate winding of the transformer.

CONTROL QUESTIONS

- 1. What devices are called three-winding transformers?*
- 2. Describe an equivalent circuit of the three-winding power transformer.*
- 3. How are the parameters of the transversal branch of a three-winding transformer determined?*
- 4. What is a specific feature of short-circuit tests of the three-winding power transformer?*
- 5. Give the expressions for empty values of active power losses in short-circuit tests for individual windings of a three-winding transformer.*
- 6. Give the expressions for empty values of voltage in short-circuit tests for individual windings of a three-winding transformer.*
- 7. Give the expressions for determining pure resistance of the windings of a three-winding transformer at equal and various values of active power losses in short-circuit tests.*
- 8. Give the expressions for determining inductive reactance of the windings of a three-winding transformer.*

REFERENCES

[2], p. 83-85; [3], p. 228-230; [4], p. 66-68; [5], p. 66-72; [6], p. 39-41; [7], p. 93-95; [8], p. 152-154; [9], p. 103-106, [10], p. 44-49; [15], p. 137-138; [16], p. 144-147; [17], p. 139-143.

1.15 THREE-WINDING TRANSFORMERS WITH REDUCED WINDINGS

Three-winding transformers employed in electrical networks of electric power systems were made to meet standards which are now out-of-date, and so one or both secondary windings are designed for lower power than the transformer rated power. The thing is that the energy supplied to the transformer primary winding of high voltage is distributed between secondary windings of medium and low voltage. It is obvious that the power of secondary windings of a three-winding transformer is always lower than the power of the primary winding. In other words, in three-winding transformers the secondary windings are operated in underloaded conditions even at the rated load of the primary winding. This indicates that

можливість конструктивного виконання вторинних обмоток трансформатора, розрахованих на потужність, меншу за номінальну потужність трансформатора. Такі агрегати називають трансформаторами з скороченими обмотками. Виготовлялися такі трансформатори із співвідношенням потужностей обмоток 100:100:66,7 та 100:66,7:66,7 у відсотках до номінальної потужності трансформатора.

Для трансформаторів зі скороченими обмотками для розрахунку параметрів схем заміщення слід враховувати особливості виконання дослідів короткого замкнення. Справа в тому, що в досліді короткого замкнення на затискачі первинних обмоток подають таку напругу, щоб у ланцюзі вторинних обмоток протікав номінальний струм саме вторинної обмотки. Оскільки потужність вторинної обмотки може відрізнятись від потужності первинної обмотки, струм первинної обмотки в такому режимі не буде відповідати номінальному струму трансформатора. Тому для визначення параметрів схеми заміщення триобмоткових силових трансформаторів зі скороченими обмотками слід попередньо звести параметри дослідів короткого замкнення до номінальної потужності трансформатора.

Для трансформаторів, в яких скороченою є лише обмотка низької напруги (наприклад, трансформатори зі співвідношенням потужностей обмоток 100:100:66,7) слід використовувати такі вирази для перерахунку значень втрат активної потужності та напруги короткого замкнення:

$$\Delta P'_{\text{к.в-н}} = \Delta P_{\text{к.в-н}} \frac{S_{\text{т}}^2}{S_{\text{н.н.}}^2} = \frac{\Delta P_{\text{к.в-н}}}{\alpha_{\text{н.н.}}^2};$$

$$\Delta P'_{\text{к.с-н}} = \Delta P_{\text{к.с-н}} \frac{S_{\text{т}}^2}{S_{\text{н.н.}}^2} = \frac{\Delta P_{\text{к.с-н}}}{\alpha_{\text{н.н.}}^2};$$

$$u'_{\text{к.в-н}} = u_{\text{к.в-н}} \frac{S_{\text{т}}}{S_{\text{н.н.}}} = \frac{u_{\text{к.в-н}}}{\alpha_{\text{н.н.}}};$$

$$u'_{\text{к.с-н}} = u_{\text{к.с-н}} \frac{S_{\text{т}}}{S_{\text{н.н.}}} = \frac{u_{\text{к.с-н}}}{\alpha_{\text{н.н.}}},$$

де $\alpha_{i.i.} = S_{i.i.}/S_{\text{н}}$ – коефіцієнт, який визначає співвідношення потужності скороченої обмотки та номінальної потужності трансформатора.

Для триобмоткових трансформаторів зі співвідношенням потужностей обмоток ВН:СН:НН 100:100:66,7 активний опір ділянки схеми, що заміщає обмотку потужністю 66,7% від номінальної, визначають згідно виразу

$$r_{\delta(66.7)} = 1,5r_{\delta(100)},$$

де $r_{\text{т}(100)}$ – активний опір ділянки схеми, навантаженого номінальною потужністю та обчисленого по співвідношенню (1.26).

Для триобмоткових трансформаторів з двома скороченими вторинними обмотками (наприклад, трансформатори зі співвідношенням потужностей

there exists a possibility of designing secondary windings of the transformer for the power that is lower than the transformer rated power. These devices are called transformers with reduced windings. They are made with the ratio of winding power 100:100:66.7 and 100:66.7:66.7, expressed as percentage of the transformer rated power.

In calculating the parameters of equivalent circuits for transformers with reduced windings it is necessary to consider specific features of short-circuit tests. The thing is that in short-circuit tests the voltage is applied to the terminals of primary windings so that it is the rated current of secondary winding that would flow in secondary windings. As the power of the secondary winding can differ from the power of the primary winding, the current of the primary winding in such conditions will not match the transformer rated current. Therefore, for determining the parameters of equivalent circuit of three-winding power transformers with underloaded windings it is necessary first to reduce the parameters of short-circuit tests to the transformer rated power.

For transformers in which only low-voltage winding is reduced (for example, transformers with the ratio of winding power 100:100:66.7) it is necessary to use the following expressions for recalculation of values of active power losses, and short-circuit voltage:

$$\Delta P'_{\text{K.B-H}} = \Delta P_{\text{K.B-H}} \frac{S_{\text{T}}^2}{S_{\text{H.H.}}^2} = \frac{\Delta P_{\text{K.B-H}}}{\alpha_{\text{H.H.}}^2};$$

$$\Delta P'_{\text{K.C-H}} = \Delta P_{\text{K.C-H}} \frac{S_{\text{T}}^2}{S_{\text{H.H.}}^2} = \frac{\Delta P_{\text{K.C-H}}}{\alpha_{\text{H.H.}}^2};$$

$$u'_{\text{K.B-H}} = u_{\text{K.B-H}} \frac{S_{\text{T}}}{S_{\text{H.H.}}} = \frac{u_{\text{K.B-H}}}{\alpha_{\text{H.H.}}};$$

$$u'_{\text{K.C-H}} = u_{\text{K.C-H}} \frac{S_{\text{T}}}{S_{\text{H.H.}}} = \frac{u_{\text{K.C-H}}}{\alpha_{\text{H.H.}}},$$

where $\alpha_{i.i.} = S_{i.i.}/S_{\delta}$ is the factor that determines the power ratio of the reduced winding, and rated power of the transformer.

For three-winding transformers with the ratio of power of windings of high-voltage:medium-voltage:low-voltage 100:100:66.7 the pure resistance of a section of the circuit which replaces the winding of 66.7% of the rated power is determined by the expression

$$r_{\delta(66.7)} = 1,5r_{\delta(100)}$$

where $r_{\text{T}(100)}$ is the pure resistance of a section of the circuit loaded with the rated power, and calculated by relationship (1.26).

For three-winding transformers with two reduced secondary windings (for example, transformers with the ratio

обмоток 100:66,7:66,7 перерахунку підлягають параметри дослідів короткого замкнення між обмотками високої та середньої і високої та низької напруг. Для втрат активної потужності та напруги короткого замкнення слід використовувати вирази:

$$\Delta P'_{\text{к.в-с}} = \Delta P_{\text{к.в-с}} \frac{S_{\text{Т}}^2}{S_{\text{с.н.}}^2} = \frac{\Delta P_{\text{к.в-с}}}{\alpha_{\text{с.н.}}^2};$$

$$\Delta P'_{\text{к.в-н}} = \Delta P_{\text{к.в-н}} \frac{S_{\text{Т}}^2}{S_{\text{н.н.}}^2} = \frac{\Delta P_{\text{к.в-н}}}{\alpha_{\text{н.н.}}^2};$$

$$u'_{\text{к.в-с}} = u_{\text{к.в-с}} \frac{S_{\text{Т}}}{S_{\text{с.н.}}} = \frac{u_{\text{к.в-с}}}{\alpha_{\text{с.н.}}};$$

$$u'_{\text{к.в-н}} = u_{\text{к.в-н}} \frac{S_{\text{Т}}}{S_{\text{н.н.}}} = \frac{u_{\text{к.в-н}}}{\alpha_{\text{н.н.}}},$$

де $\alpha_{\text{с.н.}} = S_{\text{с.н.}}/S_{\text{Т}}$; $\alpha_{\text{н.н.}} = S_{\text{н.н.}}/S_{\text{Т}}$ – коефіцієнти, які визначають співвідношення потужностей скорочених обмоток та номінальної потужності трансформатора.

Для триобмоткових трансформаторів зі співвідношенням потужностей обмоток 100:66,7:66,7 активний опір ділянки схеми (Ом), що заміщує обмотку з номінальною потужністю 100%, визначають не за виразом (1.26), а за співвідношенням

$$r_{\text{Т}(100)} = \frac{\Delta P_{\text{кз}} U_{0\text{В}}^2}{1,83 S_{\text{Т}}^2 10^{-3}}.$$

Після перерахунку значень втрат потужності та напруг короткого замкнення активні та індуктивні опори обмоток трансформаторів визначають за виразами (1.24) і (1.27).

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Які агрегати називають трансформаторами зі скороченими обмотками?
2. У чому полягає особливість дослідів короткого замкнення трансформаторів зі скороченими обмотками?
3. Наведіть вирази для перерахунку паспортних даних трансформаторів зі скороченими обмотками до номінальної потужності трансформатора

ЛІТЕРАТУРА

[2], стор. 90; [3], стор. 67; [5], стор. 71-72; [8], стор. 156-157; [16], стор. 144-146; [17], стор. 145-146.

of winding power 100:66.7:66.7 the parameters of short-circuit tests conducted the between windings of high- and medium-voltage, and high- and low-voltage are subject to recalculation. For active power losses, and short-circuit voltage it is necessary to use the expressions:

$$\Delta P'_{\text{K.B-C}} = \Delta P_{\text{K.B-C}} \frac{S_{\text{T}}^2}{S_{\text{c.H.}}^2} = \frac{\Delta P_{\text{K.B-C}}}{\alpha_{\text{c.H.}}^2};$$

$$\Delta P'_{\text{K.B-H}} = \Delta P_{\text{K.B-H}} \frac{S_{\text{T}}^2}{S_{\text{H.H.}}^2} = \frac{\Delta P_{\text{K.B-H}}}{\alpha_{\text{H.H.}}^2};$$

$$u'_{\text{K.B-C}} = u_{\text{K.B-C}} \frac{S_{\text{T}}}{S_{\text{c.H.}}} = \frac{u_{\text{K.B-C}}}{\alpha_{\text{c.H.}}};$$

$$u'_{\text{K.B-H}} = u_{\text{K.B-H}} \frac{S_{\text{T}}}{S_{\text{H.H.}}} = \frac{u_{\text{K.B-H}}}{\alpha_{\text{H.H.}}},$$

where $\alpha_{\text{c.H.}} = S_{\text{c.H.}}/S_{\text{T}}$; $\alpha_{\text{H.H.}} = S_{\text{H.H.}}/S_{\text{T}}$ are the factors that determine the ratio of power of reduced windings, and rated power of the transformer.

For three-winding transformers with the ratio of winding power 100:66.7:66.7 pure resistance of a section of the circuit (Ohm) which replaces the winding of 100% rated power is determined not by expression (1.26), but by the relationship

$$r_{\text{T}(100)} = \frac{\Delta P_{\text{K3}} U_{0\text{B}}^2}{1,83 S_{\text{T}}^2 10^{-3}}$$

After the recalculation of values of power losses and short-circuit voltage the active resistance and inductive reactance of transformer windings are determined by expressions (1.24) and (1.27).

CONTROL QUESTIONS

1. What device is called a transformer with reduced windings?
2. What is a specific feature of short-circuit tests of transformers with reduced windings?
3. Give the expressions for recalculation of nameplate (rating) data of transformers with reduced windings to transformer rated power.

REFERENCES

[2], p. 90; [3], p. 67; [5], p. 71-72; [8], p. 156-157; [16], p. 144-146; [17], p. 145-146.

1.16 СИЛОВІ ТРАНСФОРМАТОРИ З РОЗЩЕПЛЕНИМИ ОБМОТКАМИ

Конструктивне виконання деяких типів силових трансформаторів передбачає виконання обмотки низької напруги розщепленою на дві частини, потужність кожної з яких складає 50% від номінальної потужності трансформатора. Як зазначалося вище, за допомогою таких трансформаторів можна організувати живлення електричних мереж від двох генераторів, або роздільне живлення секцій розподільчих пристроїв споживацьких підстанцій.

Трансформатори з розщепленими обмотками можуть працювати по двом схемам увімкнення: із поєднаними паралельно обмотками низької напруги та із роздільним увімкненням розщеплених обмоток.

У першому разі схема заміщення трансформатора та її параметри повністю збігаються із схемою заміщення звичайного двообмоткового трансформатора, наведеної на рис. 1.29. Така схема увімкнення не дозволяє використовувати конструктивні переваги трансформаторів з розщепленими обмотками.

Для другої схеми увімкнення трансформатора з розщепленими обмотками схема заміщення наведена на рис. 1.33.

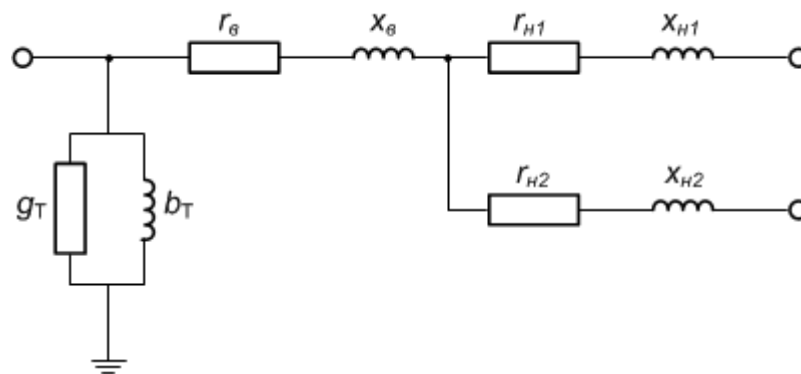


Рис. 1.33.Г-подібна схема заміщення силового трансформатора з розщепленими обмотками

На рис 1.33 r_B, x_B – активний та індуктивний опори обмотки високої напруги; $r_{H1}, r_{H2}, x_{H1}, x_{H2}$ – активні та індуктивні опори розщеплених обмоток низької напруги, зведені до номінальної напруги обмотки високої напруги.

Параметри поперечної гілки контуру намагнічування схеми заміщення трансформатора з розщепленими обмотками розраховують так само, як і для звичайних двообмоткових трансформаторів за виразами (1.9) та (1.15) або (1.16). Така гілка завжди розташована з боку живлення трансформатора.

Визначення параметрів повздовжніх гілок схеми заміщення трансформаторів з розщепленими обмотками базується на наступних міркуваннях. Оскільки потужність кожної з розщеплених обмоток низької напруги дорівнює половині потужності обмотки високої напруги, для активних опорів обмоток трансформатора можна записати співвідношення

$$r_{H1} = r_{H2} = 2r_B. \quad (1.27)$$

1.16 POWER TRANSFORMERS WITH SPLIT WINDING

The design of some types of power transformers suggests making low-voltage winding split into two parts, the power of each winding being 50% of the transformer rated power. As mentioned above, by means of these transformers it is possible to supply electrical networks from two generators, or provide an individual supply of sections of switchgear at consumer's substations.

Split winding transformers can operate in two designs of connection circuit: with shunt windings of low-voltage, and with separate connection of split windings.

In the first case the transformer equivalent circuit and its parameters completely coincide with the equivalent circuit of an ordinary two-winding transformer, as illustrated in Fig. 1.29. This connection circuit does not allow using design advantages of transformers with split windings.

The equivalent circuit for the second type of the connection circuit of the transformer with split windings is given in Fig. 1.33.

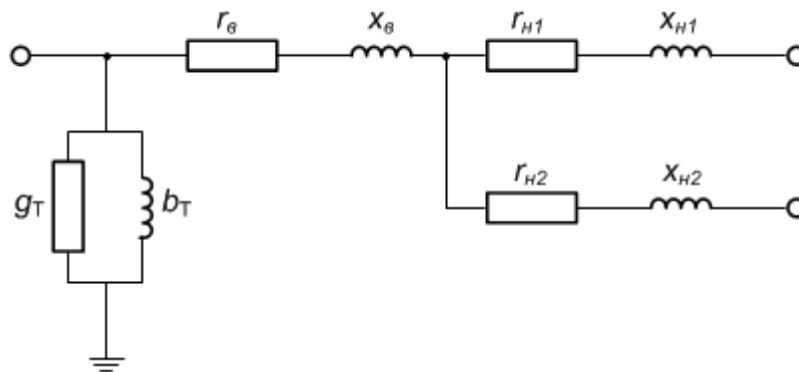


Fig. 1.33. Inverted Γ -shaped equivalent circuit of the power transformer with split windings

In Fig. 1.33 r_B , x_B are pure resistance and inductive reactance of the high-voltage winding; r_{H1} , r_{H2} , x_{H1} , x_{H2} are pure resistance and inductive reactance of the split low-voltage windings, reduced to the high-voltage winding rated voltage.

Parameters of the transversal branch of a magnetizing loop of the equivalent circuit of transformer with split windings are calculated in the same manner as for ordinary two-winding transformers by expressions (1.9) and (1.15), or (1.16). This branch is always located on the transformer supply side.

The determination of parameters of longitudinal branches of an equivalent circuit of transformers with split windings rests on the following considerations. As the power of each split low-voltage winding is equal to half of the power of the high-voltage winding, the relationship for pure resistance of the transformer windings can be written down as

$$r_{H1} = r_{H2} = 2r_B \quad (1.27)$$

За паралельного поєднання розщеплених обмоток низької напруги трансформатор працює як звичайний двообмотковий трансформатор, активний та індуктивний опори якого складають

$$r_T = r_B + \frac{r_{H1}r_{H2}}{r_{H1} + r_{H2}}; \quad (1.28)$$

$$x_T = x_B + \frac{x_{H1}x_{H2}}{x_{H1} + x_{H2}},$$

де r_T і x_T визначають за виразами (1.17) та (1.22) для двообмоткових трансформаторів.

З першого рівняння (1.27) та співвідношення (1.28) випливає, що

$$r_B = 0,5r_T;$$

$$r_{H1} = r_{H2} = r_T.$$

Для трансформаторів з розщепленими обмотками з достатньою інженерною точністю можна вважати, що індуктивний опір обмотки високої напруги дорівнює нулю ($x_B = 0$). Тоді з другого рівняння (1.28) випливає, що

$$x_{i1} = x_{i2} = 2x_\delta.$$

Конструктивне виконання деяких силових трансформаторів передбачає розщеплення обмотки низької напруги на три частини, потужність кожної з яких складає 33,3% від номінальної потужності трансформатора. Для таких трансформаторів параметри повздовжніх гілок схеми заміщення слід визначати за виразами:

$$r_B = 0,5r_T;$$

$$r_{H1} = r_{H2} = r_{H3} = 1,5r_T;$$

$$x_B = 0;$$

$$x_{H1} = x_{H2} = x_{H3} = 3x_T,$$

де r_T і x_T визначають за виразами (1.17) та (1.22) для двообмоткових трансформаторів.

Перевагою трансформаторів з розщепленою обмоткою є збільшення реактивного опору між гілками, що дозволяє обмежувати струм короткого замикання на стороні НН. Тому понижуючі трансформатори з розщепленими обмотками одержали широке поширення. Підвищувальні трансформатори з розщепленими обмотками застосовують рідко. Вони використовуються на електростанціях, коли кілька генераторів доцільно приєднати до одного трансформатора. У цьому випадку число розщеплених обмоток трансформатора повинне відповідати числу генераторів, що підключаються.

With the parallel connection of split low-voltage windings the transformer operates as an ordinary two-winding transformer, the pure resistance and inductive reactance being calculated as

$$r_T = r_B + \frac{r_{H1}r_{H2}}{r_{H1} + r_{H2}}; \quad (1.28)$$

$$x_T = x_B + \frac{x_{H1}x_{H2}}{x_{H1} + x_{H2}},$$

where r_T and x_T are determined by expressions (1.17) and (1.22) for two-winding transformers.

From the first equation (1.27) and relationship (1.28) it follows that

$$r_B = 0,5r_T;$$

$$r_{H1} = r_{H2} = r_T.$$

For transformers with split windings it is possible to expect with sufficient accuracy that the high-voltage inductive reactance is equal to zero. Then, from the second equation (1.28) it follows that

$$x_{i1} = x_{i2} = 2x_{\delta}.$$

The design of some power transformers suggests splitting the low-voltage winding into three parts, the power of each being 33.3% of the transformer rated power. For such transformers the parameters of longitudinal branches of an equivalent circuit must be determined by the expressions:

$$r_B = 0,5r_T;$$

$$r_{H1} = r_{H2} = r_{H3} = 1,5r_T;$$

$$x_B = 0;$$

$$x_{H1} = x_{H2} = x_{H3} = 3x_T,$$

where r_T and x_T are determined by expressions (1.17) and (1.22) for two-winding transformers.

The advantage of transformers with split windings is an increase in the reactance between branches, which allows restricting the short-circuit current on low-voltage side. Therefore, step-down transformers with split windings have found wide application. Step-up transformers with split windings are seldom employed. They are used at power plants when several generators must be connected to the same transformer. In this case, the number of split windings of the transformer must correspond the number of the generators to be connected.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

1. Які агрегати називають трансформаторами з розщепленими обмотками?
2. Назвіть переваги використання трансформаторів з розщепленими обмотками.
3. За якими схемами можуть працювати трансформатори з розщепленими обмотками?
4. Наведіть схему заміщення силового трансформатора з розщепленими обмотками.
5. Наведіть вирази для визначення активних та індуктивних опорів обмоток трансформаторів з розщепленими обмотками.

ЛІТЕРАТУРА

[3], стор. 230-232; [6], стор. 42-45; [8], стор. 150-152; [9], стор. 106-108; [10], стор. 55-58; [15], стор. 138-139.

1.17 СИЛОВІ АВТОТРАНСФОРМАТОРИ

В електричних мережах вищих класів номінальної напруги, особливо надвисокої номінальної напруги, часто використовують силові автотрансформатори. На рис. 1.34 представлено однофазний силовий автотрансформатор 330/110 кВ, встановлений на Черкаській підстанції 330 кВ.

Особливістю конструктивного виконання автотрансформаторів полягає в наявності гальванічного зв'язку між обмотками за рахунок того, що вторинна обмотка є частиною первинної обмотки, як схематично представлено на рис. 1.35.

Частина обмотки автотрансформатора, яка є спільною для поєднаних електричних мереж різних класів номінальної напруги називають загальною обмоткою. Наявність загальної обмотки дозволяє суттєво покращити масо-габаритні та техніко-економічні показники автотрансформаторів порівняно з силовими двообмотковими трансформаторами. Зазначимо, що через обмеження масо-габаритних показників трансформаторів в електричних мережах надвисокої номінальної напруги можливо використання лише автотрансформаторів.

Однією з основних характеристик силових трансформаторів є їх коефіцієнт трансформації, який чисельно дорівнює відношенню кількостей витків обмоток високої та низької напруги відповідно

$$k_T = \frac{W_{\text{в}}}{W_{\text{н}}} .$$

CONTROL QUESTIONS

1. What device is called a transformer with split windings?
2. Name the advantages of using transformers with split windings.
3. In what connection circuits can transformers with split windings operate?
4. Describe the equivalent circuit of the power transformer with split windings.
5. Give the expressions for determining pure resistance and inductive reactance of windings of the transformers with split windings.

REFERENCES

[3], p. 230-232; [6], p. 42-45; [8], p. 150-152; [9], p. 106-108; [10], p. 55-58; [15], p. 138-139.

1.17 POWER AUTOTRANSFORMERS

Power autotransformers are often used in electrical networks of high rated voltage levels, especially of ultrahigh rated voltage. In Fig. 1.34 there is a single-phase power autotransformer of 330/110 kV, installed at 330 kV Cherkasy substation.

The specific feature of autotransformer design is the galvanic coupling between windings, caused by the fact that the secondary winding is a part of the primary winding, as schematically shown in Fig. 1.35.

The part of the autotransformer winding which is common for combined electrical networks of different rated voltage levels is called common winding. The common winding allows improving essentially weight, size, and performance characteristics of autotransformers in comparison to two-winding power transformers. One should note that because of restrictions of weight and size transformer parameters in electrical networks of ultrahigh rated voltage it is possible to use autotransformers only.

One of the basic characteristics of power transformers is the transformation ratio, which is numerically equal to the relation of number of turns of high-, and low-voltage windings, respectively

$$k_T = \frac{W_H}{W_L} .$$

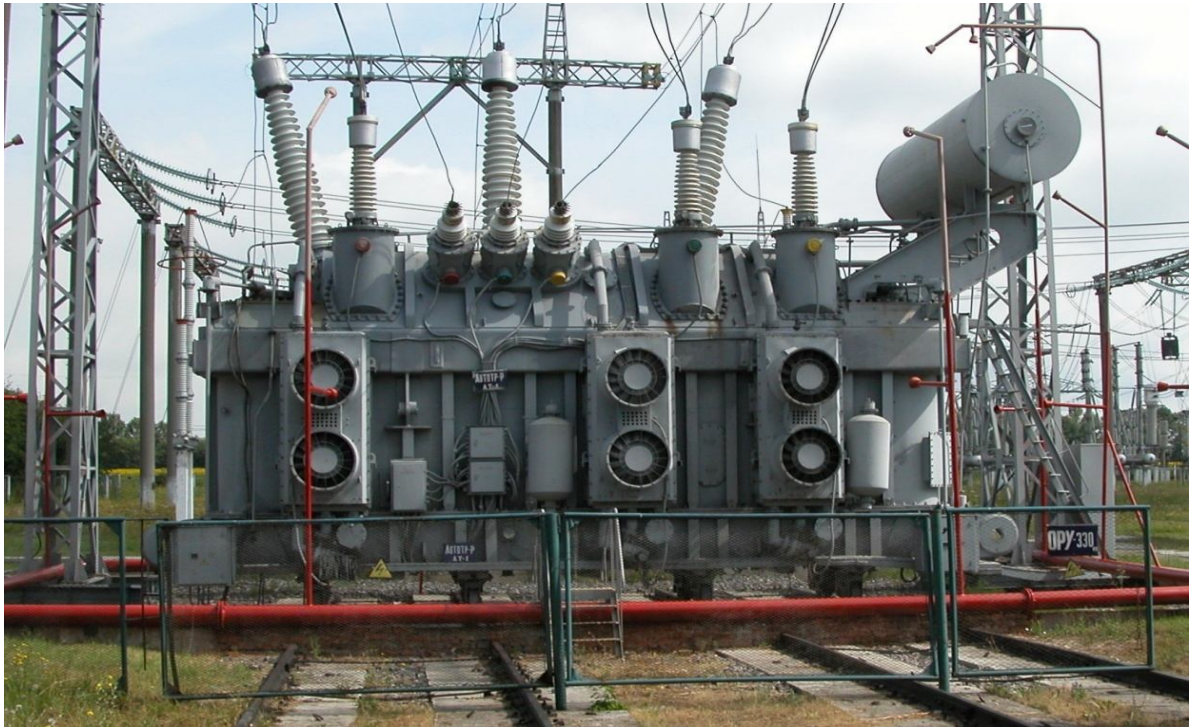


Рис. 1.34. Силовий автотрансформатор 330/110 кВ

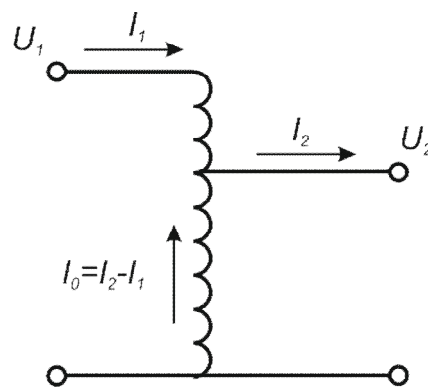


Рис. 1.35. Електрична принципова схема однофазного автотрансформатора

Якщо знехтувати падіннями напруги на обмотках трансформатора, то умовно можна вважати, що коефіцієнт трансформації дорівнює відношенню високої напруги та низької напруги відповідно

$$k_T \approx U_B / U_H .$$

Сучасні конструкції силових трансформаторів дозволяють змінювати робочу кількість витків обмоток трансформатора і, таким чином, здійснювати регулювання напруги в електричній мережі, що підєднана до вторинних обмоток трансформатора. Таке регулювання може бути автоматичним за допомогою пристроїв регулювання без розриву ланцюга навантаженням (РПН) або неавтоматичним за допомогою пристрою переключення без збудження (ПБЗ). Зазначимо, що останній спосіб регулювання потребує відключення трансформатора від мережі і тому його використовують лише для сезонного регулювання напруги.

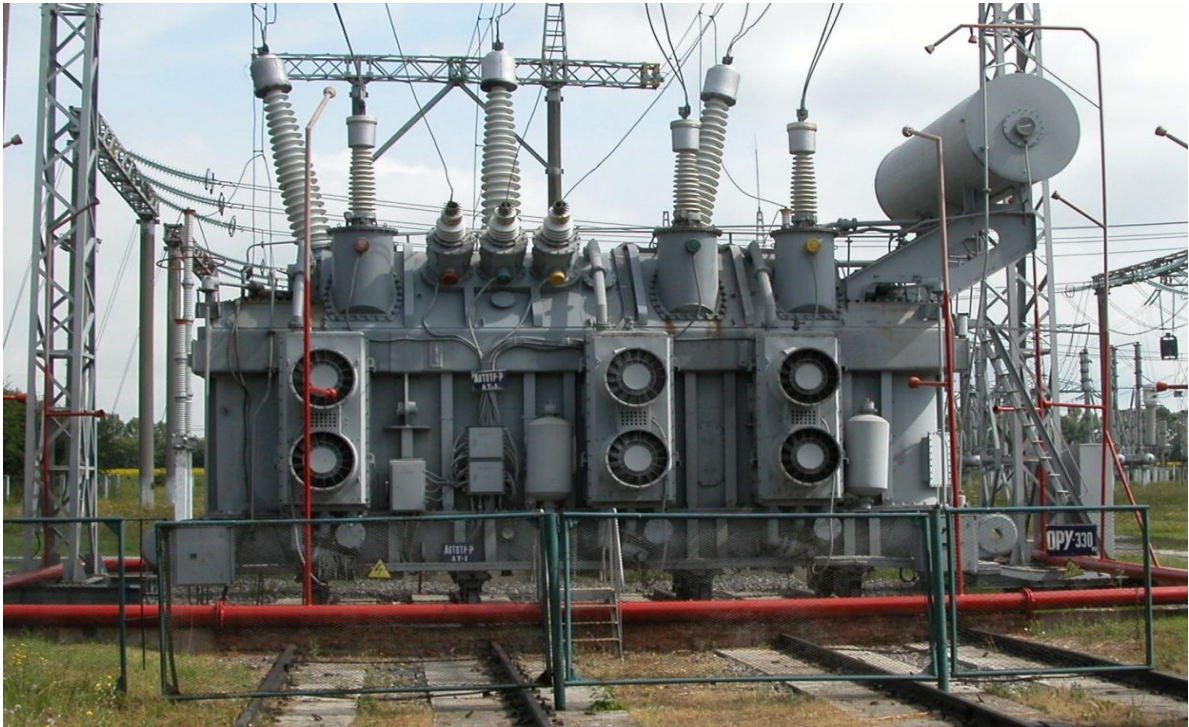


Fig. 1.34. 330/110 kV power autotransformer

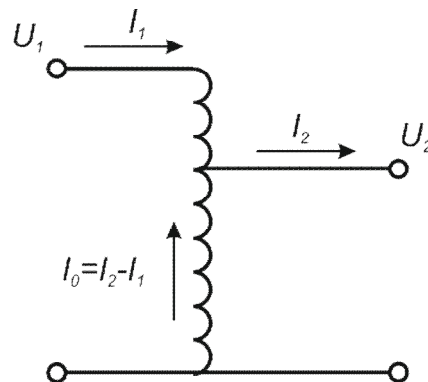


Fig. 1.35. Basic electric circuit of single-phase autotransformer

If we neglect voltage drops on the transformer windings, for convenience it is possible to consider the transformation ratio to equal the relation of high-, and low-voltage, respectively

$$k_T \approx U_B / U_H .$$

Modern designs of power transformers allow changing the number of operating turns of the transformer windings, thus regulating voltage in the electrical network connected to the transformer secondary windings. This regulation can be done automatically by means of control devices without tap changing under load (TCUL), or manually by means of an off-circuit tap-changing device (no-load tap changer, NLTC). One should note that the latter control mode requires disconnecting the transformer from the network and, consequently, it is used only for seasonal voltage regulation.

Для поєднання на паралельну роботу електричних мереж надвисокої номінальної напруги зазвичай використовують силові автотрансформатори (АТ).

Схема заміщення АТ містить поперечну гілку контуру намагнічування та три повздовжні гілки опорів обмоток, поєднані у трипроменеву зірку.

Додатковою характеристикою АТ є так звана **типова** потужність. Номінальна потужність це та потужність на яку він розрахований по умові нагріву, тобто це гранична потужність, що може бути передана через АТ на стороні високої напруги. Типова потужність характеризує потужність, яка передається електромагнітним шляхом через обмотки, що зв'язані електрично. Це та потужність на яку розрахована послідовна обмотка середньої напруги

$$S_T = \sqrt{3} I_{BH} U_{BH} (1 - U_{CH} / U_{BH}).$$

Розглянемо принципову схему автотрансформатора. По спільній обмотці агрегату проходить струм, який чисельно дорівнює різниці струмів первинної і вторинної обмоток:

$$\dot{I}_0 = \dot{I}_2 - \dot{I}_1.$$

У разі нехтування кутами повороту векторів струму і напруги первинної та вторинної обмоток, зумовлених втратами активної потужності неробочого ходу і короткого замикання трансформатора, сумарна потужність загальної обмотки (типова потужність) автотрансформатора становить

$$\begin{aligned} S_{ат} &= \sqrt{3} U_2 (I_2 - I_1) = \sqrt{3} U_2 I_2 \left(1 - \frac{I_1}{I_2} \right) = \\ &= S_H \left(1 - \frac{1}{k_T} \right) = S_H k_B. \end{aligned} \quad (1.29)$$

де $k_B = \frac{I_2}{I_1} = \frac{U_{\hat{a}}}{U_{\hat{н}}}$ – коефіцієнт трансформації автотрансформатора, k_B – коефіцієнт вигідності.

З аналізу виразу (1.29) можна зробити висновок про те, що типова потужність автотрансформатора завжди менша від номінальної потужності силового триобмоткового трансформатора того ж класу номінальної напруги і тієї ж номінальної потужності. Це призводить до зниження маси, габаритних розмірів і втрат активної потужності в автотрансформаторі.

Коефіцієнт, який визначає зниження типової потужності автотрансформатора, в технічній літературі називають коефіцієнтом вигідності

Power autotransformers are commonly used for combining electrical networks of ultrahigh rated voltage for parallel operation.

The equivalent circuit of autotransformers contains the transversal branch of a magnetizing loop, and three longitudinal branches of resistance of the windings, Y-connected.

The additional characteristic of autotransformers is so-called “*standard power*”. The rated power is the power for which the transformer is designed to operate under heating conditions; in other words, it is the maximum power which can be transmitted through the high-voltage side of an autotransformer. The standard power is the power which is transmitted electromagnetically through the electrically connected windings. It is the power for which the series winding of medium-voltage is designed.

$$S_T = \sqrt{3}I_{BH}U_{BH}(1 - U_{CH}/U_{BH}).$$

Let us consider the basic circuit of an autotransformer. The current flows along the common winding, being numerically equal to the current difference of primary and secondary windings:

$$\dot{I}_0 = \dot{I}_2 - \dot{I}_1.$$

In case of neglecting the angles of rotation of current vectors, and voltage of the primary and secondary windings, caused by active power losses of no-load and short-circuit conditions of the transformer, the total power of the common winding (typical power) of the autotransformer is

$$\begin{aligned} S_{ar} &= \sqrt{3}U_2(I_2 - I_1) = \sqrt{3}U_2I_2\left(1 - \frac{I_1}{I_2}\right) = \\ &= S_H\left(1 - \frac{1}{k_T}\right) = S_Hk_B. \end{aligned} \tag{1.29}$$

where $k_{\delta} = \frac{I_2}{I_1} = \frac{U_{\hat{a}}}{U_{\hat{ni}}}$ - is the autotransformer transformation ratio, k_B is the cost ratio.

From the analysis of expression (1.29) it is possible to conclude that the standard power of an autotransformer is always lower than the rated power of a three-winding power transformer of the same level of rated voltage, and of the same rated power. It leads to a decrease in weight and size parameters, as well as active power losses in the autotransformer.

In technical literature the ratio which determines the decrease in standard power of an autotransformer is called cost ratio.

$$k_a = 1 - \frac{1}{k_o} \quad (1.30)$$

Обернена величина $1/k_b$ показує, у скільки разів вигідніше застосування автотрансформатора порівняно із силовим триобмотковим трансформатором такої самої номінальної потужності.

З аналізу виразу (1.30) випливає, що чим ближчі класи номінальної напруги обмоток автотрансформаторів, тим менший коефіцієнт вигідності, а, отже, тим більшим буде зниження типової потужності автотрансформатора (табл. 1.4). Наприклад, за співвідношень номінальних напруг 330/220 кВ, 500/330 кВ, 750/500 кВ коефіцієнти вигідності автотрансформатора становлять близько 0,33, тобто типова потужність автотрансформатора виявляється приблизно в три рази меншою від типової потужності силового триобмоткового трансформатора. Водночас за співвідношення номінальних напруг обмоток автотрансформатора 750/110 кВ коефіцієнт вигідності становить 0,85, тобто типова потужність автотрансформатора знижується лише на 15% порівняно з номінальною потужністю силового триобмоткового трансформатора. Це означає, що зниження масогабаритних характеристик силових автотрансформаторів щодо силових трансформаторів тієї самої потужності буде тим більше, чим ближчі номінальні напруги поєднаних електричних систем.

Таблиця 1.4. Характеристики автотрансформаторів надвисокої напруги

Співвідношення напруг	Коефіцієнт трансформації	Коефіцієнт вигідності
330/110	3,0	0,67
330/150	2,2	0,54
330/220	1,5	0,33
500/110	4,5	0,78
500/220	2,3	0,56
500/330	1,5	0,34
750/110	6,8	0,85
750/220	3,4	0,71
750/330	2,3	0,56
750/500	1,5	0,33

Силові автотрансформатори зазвичай комплектують третьою обмоткою низької напруги, від якою здійснюють живлення власних потреб підстанцій, а також місцевих споживачів. Такі обмотки пов'язані з обмотками високої напруги за допомогою електромагнітного зв'язку. Чинні технічні умови на силові автотрансформатори передбачають виконання агрегатів з номінальною

$$k_a = 1 - \frac{1}{k_o} . \quad (1.30)$$

The reciprocal value $1/k_o$ indicates how more advantageous it is to use the autotransformer rather than three-winding power transformer of the same rated power.

From the analysis of expression (1.30) it follows that the more similar the levels of rated voltage of autotransformer windings are, the lower is the cost ratio, and, thus, the greater is a decrease in the autotransformer standard power (Table 1.4). For example, for the relation of rated voltage 330/2 kV, 500/330 kV, and 750/500 kV the cost ratio of autotransformer is about 0.33; in other words, the standard power of autotransformer is approximately three times lower than the standard power of three-winding power transformer. At the same time, for the relation of rated voltage of autotransformer windings 750/110 kV the cost ratio is 0.85; in other words, the standard power of autotransformer decreases only by 15% in comparison to the rated power of three-winding power transformer. It means that the decrease in weight and size parameters of power autotransformers in contrast to power transformers of the same power will be greater with the more similar values of the rated voltage of combined electric systems.

Table 1.4. Characteristics of autotransformers of ultrahigh voltage

Relation of voltage	Transformation ratio	Cost ratio
330/110	3.0	0.67
330/150	2.2	0.54
330/220	1.5	0.33
500/110	4.5	0.78
500/220	2.3	0.56
500/330	1.5	0.34
750/110	6.8	0.85
750/220	3.4	0.71
750/330	2.3	0.56
770/500	1.5	0.33

Power autotransformers are usually provided with a third low-voltage winding, from which auxiliaries of substations, and also local power consumer are supplied with power. The winding is connected with a high-voltage winding by means of electromagnetic coupling. The valid specifications for power autotransformers suggest designing the devices of the rated

напругою 220 кВ та вище з обмотками низької напруги потужністю 50, 40 або 25% від номінальної потужності автотрансформатора.

Автотрансформатори можуть працювати в автотрансформаторних і комбінованих режимах. При роботі в автотрансформаторному режимі потужність передається із системи ВН у систему СН або навпаки. Третинна обмотка при цьому не навантажена (вона є компенсуючою і служить для замикання струмів третьої гармоніки, запобігаючи їх появу в лініях). При роботі в комбінованому режимі до третинної обмотки автотрансформатора приєднується навантаження на стороні НН.

Потужність обмотки НН також рівна типовій, якщо вона використовується для живлення навантаження. При використанні цієї обмотки в якості компенсуючої її потужність становить 3÷15 % номінальної потужності автотрансформатора, і вона визначається тільки її електродинамічною й термічною стійкістю.

Активні та індуктивні опори обмоток АТ так же, як і трансформаторів, визначають по даним короткого замикання. Але в АТ при КЗ обмотки НН, що розрахована на типову потужність, напруга піднімається до значення струму в цій обмотці, що відповідає типовій потужності, а не номінальній. При КЗ на стороні СН напруга на стороні ВН піднімається до значення при якому струм в послідовній обмотці досягає значення, що визначає номінальну потужність АТ.

Тому в паспортні дані АТ, на відміну від триобмоткових трансформаторів, входять втрати КЗ на пару обмоток, причому значення $\Delta P_{K(в-с)}$ приводиться віднесенням до номінальної потужності, а два других значення $\Delta P_{K(в-н)}$, $\Delta P_{K(с-н)}$ в деяких випадках указується віднесенням до типової потужності. Теж саме відноситься і до напруг короткого замикання. Тому при розрахунку опорів всі значення повинні бути приведеними до номінальної потужності АТ:

$$\Delta P'_{K(в-н)} = \Delta P_{K(в-н)} S_{НОМ}^2 / S_T^2; \quad \Delta P'_{K(с-н)} = \Delta P_{K(с-н)} S_{НОМ}^2 / S_T^2; \quad (1.31)$$

$$u'_{K(в-н)} = u_{K(в-н)} S_{НОМ} / S_T; \quad u'_{K(с-н)} = u_{K(с-н)} S_{НОМ} / S_T$$

Втрати активної потужності короткого замикання обмоток АТ визначаються аналогічно триобмотковому трансформатору.

$$\Delta P_{K.В} = 0,5(\Delta P_{K.В-С} + \Delta P_{K.В-Н} - \Delta P'_{K.С-Н});$$

$$\Delta P_{K.С} = 0,5(\Delta P_{K.В-С} + \Delta P_{K.С-Н} - \Delta P'_{K.В-Н}) = \Delta P_{K.В-С} - \Delta P_{K.В};$$

$$\Delta P_{K.Н} = 0,5(\Delta P'_{K.В-Н} + \Delta P'_{K.С-Н} - \Delta P_{K.В-С}) = \Delta P_{K.В-Н} - \Delta P_{K.В}.$$

Для моделювання робочих режимів електричних систем силові автотрансформатори моделюють Г-подібними схемами заміщення так само, як і звичайні силові триобмоткові трансформатори. Довідникова інформація про скорочені обмотки автотрансформаторів зазвичай містить дані про зведені до номінальної потужності автотрансформатора параметри дослідів короткого замкнення.

voltage of 220 kV and above with low-voltage windings which are of 50, 40 or 25% power of the autotransformer rated power.

Autotransformers can operate in the autotransformer and combined modes. In the autotransformer mode the power is transmitted from the high-voltage system to the medium-voltage system, or vice versa. Under such conditions the tertiary winding is not loaded (it is a compensating winding and serves for closing third harmonic currents so that to avoid them in the lines). In the combined mode the autotransformer tertiary winding is connected to the load on the low-voltage side.

The power of low-voltage winding is also equal to the standard power if it is used for power supply of the load. When used as a compensating winding, its power is 3÷15 % of the autotransformer rated power, and is determined only by the electrodynamic and thermal stability.

Pure resistance and inductive reactance of autotransformer windings, just like in transformers, are determined by short-circuit conditions. However, if there is a short circuit in autotransformer low-voltage winding, designed for standard power, the voltage in the low-voltage increases to the value of current that matches standard power rather than rated power. If there is a short circuit in the medium-voltage winding, the voltage in the high-voltage winding increases to the value which determined the rated power of autotransformer.

Therefore, in autotransformer nameplate (rating) data, unlike in three-winding transformers, there is short-circuit winding loss, and the value of $\Delta P_{\kappa(B-C)}$ is adjusted as being related to the rated power, while two other values, $\Delta P_{\kappa(B-H)}$ and $\Delta P_{\kappa(C-H)}$, are sometimes given as being related to the standard power. The same holds for short-circuit voltages. Thus, in calculating the resistance all the values must be adjusted to the rated power of autotransformer:

$$\begin{aligned} \Delta P'_{\kappa(B-H)} &= \Delta P_{\kappa(B-H)} S_{\text{НОМ}}^2 / S_T^2; & \Delta P'_{\kappa(C-H)} &= \Delta P_{\kappa(C-H)} S_{\text{НОМ}}^2 / S_T^2; \\ u'_{\kappa(B-H)} &= u_{\kappa(B-H)} S_{\text{НОМ}} / S_T; & u'_{\kappa(C-H)} &= u_{\kappa(C-H)} S_{\text{НОМ}} / S_T \end{aligned} \quad (1.31)$$

Active power loss of autotransformer short-circuit windings is determined in the manner similar to that in a three-winding transformer.

$$\begin{aligned} \Delta P_{\kappa.B} &= 0,5(\Delta P_{\kappa.B-C} + \Delta P_{\kappa.B-H} - \Delta P'_{\kappa.C-H}); \\ \Delta P_{\kappa.C} &= 0,5(\Delta P_{\kappa.B-C} + \Delta P_{\kappa.C-H} - \Delta P'_{\kappa.B-H}) = \Delta P_{\kappa.B-C} - \Delta P_{\kappa.B}; \\ \Delta P_{\kappa.H} &= 0,5(\Delta P'_{\kappa.B-H} + \Delta P'_{\kappa.C-H} - \Delta P_{\kappa.B-C}) = \Delta P_{\kappa.B-H} - \Delta P_{\kappa.B}. \end{aligned}$$

For modelling the electric system operating conditions power autotransformers are modeled as inverted Γ -shaped equivalent circuits, just like ordinary power three-winding transformers. Reference information about split windings of autotransformers usually contains the data on the parameters of short-circuit tests, adjusted to the autotransformer rated power.

До основних **переваг автотрансформаторів** в порівнянні з трансформаторами такої ж потужності можна віднести: менша витрата матеріалів (міді, сталі, ізоляційних матеріалів); менші втрати і більший к.к.д.; легші умови охолодження; менші габарити, що дозволяє робити транспортабельні автотрансформатори більшої прохідної потужності, ніж трансформатори.

Недоліки автотрансформаторів в порівнянні з трансформаторами такої ж потужності: необхідність глухого заземлення нульової точки, що призводить до збільшення струмів КЗ; низькі величини u_k , що також приводить до збільшення струмів КЗ, а отже, до збільшення динамічних дій на обмотки; складніший процес регулювання напруги, велика небезпека атмосферних перенапруг внаслідок електричного зв'язку обмоток.

КОНТРОЛЬНІ ЗАПИТАННЯ

- 1. Які агрегати називають силовими автотрансформаторами?*
- 2. Наведіть принципову схему автотрансформатора.*
- 3. Назвіть переваги та області використання силових автотрансформаторів.*
- 4. Дайте визначення типової потужності автотрансформатора.*
- 5. Дайте визначення та поясніть сутність коефіцієнта вигідності автотрансформатора.*
- 6. Наведіть схему заміщення силового автотрансформатора.*
- 7. Поясніть вигідність застосування силових автотрансформаторів для поєднання на паралельну роботу електричних мереж близьких класів номінальної напруги.*

ЛІТЕРАТУРА

- [2], стор. 87-90; [3], стор. 232-234; [4], стор. 68-70; [5], стор. 66-72;
[8], стор. 155-157; [9], стор. 108; [10], стор. 49-54; [12], стор. 227-230;
[13], стор. 256-259; [15], стор. 139-140; [16], стор. 147-151;
[17], стор. 143-146.

The main **advantages of autotransformers** over transformers of the same power include lower consumption of materials (copper, steel, insulating materials), lower loss and higher efficiency, more convenient conditions of cooling, smaller size, which allows making transportable autotransformers of higher throughput power than that of transformers.

The **disadvantages of autotransformers** in comparison to transformers of the same power comprise the necessity of solid earth of zero point, which leads to an increase in short-circuit currents, low values of u_{κ} , which also leads to an increase in short-circuit currents and, consequently, to an increase in dynamic impact on the windings, a complicated difficult process of voltage regulation, and a high risk of atmospheric overvoltages because of electric coupling of the windings.

CONTROL QUESTIONS

- 1. What devices are called power autotransformers?*
- 2. Describe the basic circuit of an autotransformer.*
- 3. Name advantages and areas of application of power autotransformers.*
- 4. Give the definition of standard power of an autotransformer.*
- 5. Give the definition and explain the nature of the cost ratio of an autotransformer.*
- 6. Describe the equivalent circuit of a power autotransformer.*
- 7. Explain the advantage of using power autotransformers for combining electrical networks of similar rated voltage levels for parallel operation.*

REFERENCES

[2], p. 87-90; [3], p. 232-234; [4], p. 68-70; [5], p. 66-72; [8], p. 155-157; [9], p. 108; [10], p. 49-54; [12], p. 227-230; [13], p. 256-259; [15], p. 139-140; [16], p. 147-151; [17], p. 143-146.