

Контрольная работа №1

Задача №1

Требуется определить погонные параметры кабельной линии длиной 5,0 км с номинальным напряжением 10 кВ, прокладываемой в земле и выполненной кабелем марки СБ 10—3х25, и вычислить параметры схемы замещения этой линии.

Решение

Погонные параметры кабеля СБ 10—3х25 с медными жилами сечением 25 мм² и номинальным напряжением 10 кВ находим по справочным данным. $R_0 = 0,740 \text{ Ом/км}$, $X_0 = 0,099 \text{ Ом/км}$, $q_0 = 8,6 \text{ квар/км}$.

Кабель проложен в земле. Принимаем среднее значение удельного сопротивления для электротехнической меди $\rho = 17,5 - 18,5 \frac{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}{\text{км}}$.

Удельное активное сопротивление кабеля

$$R_0 = \frac{\rho}{F} = \frac{18}{25} = 0,72 \text{ Ом/км}$$

Чтобы найти сопротивление, необходимо удельное сопротивление умножить на длину линии l :

$$R = R_0 \cdot l = 0,72 \cdot 5 = 3,70 \text{ Ом};$$

Аналогично определяем остальные параметры линии:

$$X = 0,99 \cdot 5,0 = 0,5 \text{ Ом};$$

$$Q = 8,6 \cdot 5,0 = 43,0 \text{ квар.}$$

Для оценки целесообразности учёта ёмкостной проводимости в схеме замещения:

$$B_C = \frac{43,0}{10^2} \cdot 10^{-3} = 4,3 \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

сопоставим зарядную мощность, определяемую этой проводимостью, с длительно допустимой нагрузкой.

Длительно допустимый ток по нагреву для рассматриваемого кабеля равен 120 А [1,6.21].

Определяем полную мощность, соответствующую этому току:

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

$$S_{\text{МАКС}} = \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 120 = 2078 \text{ кВА}$$

Определяем отношение:

$$\frac{Q_C}{S_{\text{МАКС}}} = \frac{43}{2078} \cdot 100\% = 2,07\%$$

Эту мощность не учитывать и исключить из схемы замещения ёмкостную проводимость.

Для индуктивного сопротивления имеем:

$$\frac{X}{R} = \frac{0.5}{3.7} \cdot 100\% = 13.5\%$$

Индуктивное сопротивление должно быть учтено в схеме замещения:

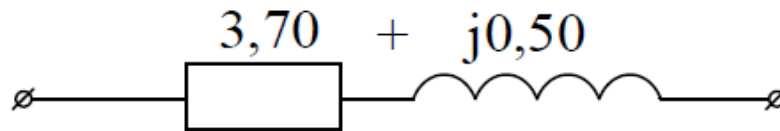


Рис. 1 Схема замещения кабельной линии

Задача №2

Определить потребность в проводе АС 50/8 для монтажа реконструкции) ВЛ 10 кВ протяженностью 5,0 км.

Решение:

Потребность проводникового материала определяется в виде общего веса и суммарной протяженности проводов трёх фаз на основе оценки (приближённого расчёта) по расчётным (каталожным) данным или по расчётам физико-геометрических характеристик провода.

Найдём расчётный вес сталеалюминиевого провода АС 50/8, он составляет $G_0=196$ кг/км.

Тогда общий вес проводов трёх фаз

$$G = 3G_0L = 3 \cdot 196 \cdot 5,0 = 2940 \text{ кг.}$$

С учётом провеса, затрат провода на монтажные концы и вязки расход провода увеличивается на 2–3%. В итоге суммарная протяженности провода

$$L_{\Sigma} = 1,02 \cdot 3 \cdot L = 1,02 \cdot 3 \cdot 5,0 = 15,3 \text{ км}$$

с общим весом $G_{\Sigma} = 1,02 \cdot 2940 = 3,0 \text{ т}$

Определим вес провода на основе физико-геометрических характеристик.

Объём алюминиевой части проводов фаз

$$V_{Al} = 3 \cdot F_{Al} \cdot L = 3 \cdot 50 \cdot 5,0 \cdot 10^{-6} = 750 \cdot 10^6 \text{ мм}^3$$

Плотность (объёмный вес) $\delta_{Al} = 2,7$ г/см³. Определим вес фаз:

$$G_{Al} = V_{Al} \cdot \delta_{Al} = 750 \cdot 2,7 = 2027 \text{ кг}$$

Объём стального троса

$$V_{ст} = 3 \cdot F_{ст} \cdot L = 3 \cdot 8,05 \cdot 5,0 \cdot 10^6 = 120 \cdot 10^6 \text{ мм}^3$$

Вес стального троса ($\delta_{ст}=7,9$ г/см³):

$$G_{ст} = V_{ст} \cdot \delta_{ст} = 120 \cdot 7,9 = 948 \text{ кг}$$

Общий вес проводов фаз:

$$G = G_{\text{АИСТ}} + G = 2025 + 948 = 2973 \text{ кг}$$

Действительная длина проводов фаз возрастает из-за их провеса f (рис.2) с учётом которого протяжённость провода L в пролёте ВЛ определяется уравнением параболы.

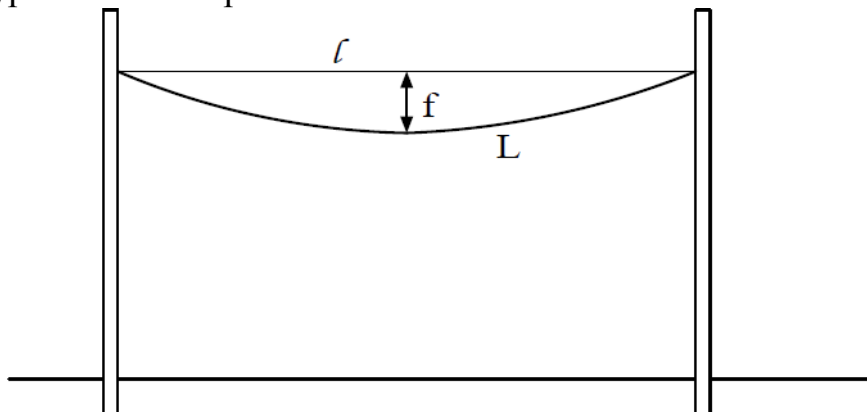


Рис.2.Кривая провеса проводов

Приняв для ВЛ 10 кВ среднее расстояние между опорами около 70 м и максимальную стрелу провеса f до 1,5 м, определим:

$$l = 70 + \frac{8}{3} \cdot \frac{1.5^2}{70} \approx 70,1 \text{ м}$$

Это превышает длину пролёта на:

$$\frac{70,1 - 70}{70} \cdot 100\% = 0,14\% ,$$

что допустимо.

С учётом расхода провода на монтажные концы и вязки общий вес провода:

$$G_{\Sigma} = 1,02 \cdot G = 1,02 \cdot 2973 \cdot 10^{-3} \approx 3,03 \text{ т}$$

Задача №3

Трёхфазный двухобмоточный трансформатор типа ТМ выпускают на два класса напряжения (10 кВ и 6 кВ). Определить параметры схем замещения трансформаторов ТМ-100/10 и ТМ-100/6 и проанализировать, как влияет при одинаковой номинальной мощности класс напряжения обмотки ВН на сопротивление и проводимость трансформатора.

Решение:

Паспортные данные для трансформатора ТМ-100/10:

$S_{\text{ном}} = 100 \text{ кВА}$, $U_{\text{ВН}} = 10 \text{ кВ}$, $U_{\text{НН}} = 0,4 \text{ кВ}$,

$\Delta P_{\text{к}} = 1,97 \text{ кВт}$, $\Delta P_{\text{х}} = 0,36 \text{ кВт}$, $i_{\text{к}} = 4,5 \%$, $I_{\text{х}} = 2,6\%$.

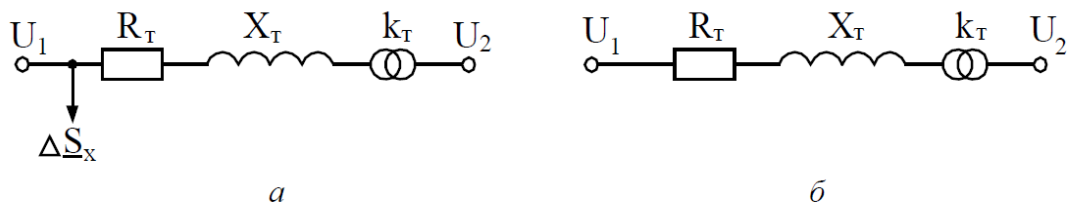


Рис. 3. Упрощённые схемы замещения двухобмоточных трансформаторов:
a – с учётом и *б* – без учёта поперечной ветви

Определим параметры продольной ветви схемы замещения.

Активное сопротивление трансформатора, приведённое к напряжению высшей обмотки,

$$R = \frac{\Delta P_k U_H^2}{S_{НОМ}^2} \cdot 10^{-3} = \frac{1,97 \cdot 10^2}{100^2} \cdot 10^3 = 19,7 \text{ Ом}$$

Полное сопротивление

$$Z_T = \frac{u_k \cdot U_H^2}{100 \cdot S_{НОМ}} = \frac{4,5 \cdot 10}{100 \cdot 0,1} = 45 \text{ Ом}$$

Реактивное сопротивление:

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} = \sqrt{45^2 - 19,7^2} = 40,5 \text{ Ом}$$

Идеальный трансформатор в схеме замещения характеризуется коэффициентом трансформации, принимающим номинальное значение в центральном положении переключателя (ПБВ $\pm 2 \times 2,5 \%$):

$$K_{ТНОМ} = \frac{U_{ВН}}{U_{НН}} = \frac{10}{0,4} = 25$$

и изменяющимся в трансформаторе с ответвлениями:

$$U_{\min}^{ОТВ} = 9,5 \text{ кВ} \text{ и } U_{\max}^{ОТВ} = 10,5 \text{ кВ}$$

в интервале

$$K_{ТМІН} \div K_{ТМАХ} = \frac{9,5}{0,4} \div \frac{10,5}{0,4} = 23,75 \div 26,25$$

При расчёте электрических режимов на ЭВМ номинальная трансформация задаётся в виде:

$$k_{НОМ}^T = U_{НН} / U_{ВН} = 0,4 / 10 = 0,04.$$

Смена положения ПБВ, выполняемая, как правило, посезонно, изменяет количество рабочих витков обмотки ВН и, следовательно, значения сопротивлений R , X трансформатора. Наибольшее изменение сопротивлений составит $\delta Z_T = (1,052 - 0,952) \cdot Z_T \approx 0,2 Z_T$, т.е. каждое переключение на одно ответвление изменяет сопротивление трансформатора примерно на 5% и может оказать существенное влияние на режим в низковольтных сетях.

Параметры поперечной ветви:
 активная проводимость

$$G = \frac{\Delta P_X}{U_H^2} \cdot 10^{-3} = \frac{0.36}{100} \cdot 10^{-3} = 3.6 \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

реактивные потери холостого хода

$$\Delta Q_X = \frac{I_X \cdot S_{НОМ}}{U_H^2} = \frac{2.6}{100} \cdot 100 = 2.6 \text{ квар}$$

реактивная (индуктивная) проводимость

$$B = \frac{\Delta Q_X}{U_H^2} \cdot 10^{-3} = \frac{2.6}{10^2} \cdot 10^{-3} = 26.0 \cdot 10^{-6}$$

Потери холостого хода трансформатора при номинальном питающем напряжении

$$\Delta S_X = \Delta P_X + j \Delta Q_X = 0.36 + j2.60 \text{ кВ} \cdot \text{А.}$$

Паспортные данные трансформатора ТМ-100/6 отличаются только номинальным напряжением обмотки ВН, равным 6,3 кВ.

Активное сопротивление

$$R = \frac{\Delta P_K U_H^2}{S_{НОМ}^2} \cdot 10^{-3} = \frac{1.97 \cdot 6.3^2}{100^2} \cdot 10^{-3} = 7.82 \text{ Ом}$$

Потеря напряжения на активном сопротивлении трансформатора

$$u_{КА} = \frac{S_{НОМ} \cdot R}{U_H^2 \cdot 10^3} \cdot 100 = \frac{100 \cdot 7.82}{6.3^2 \cdot 10^3} \cdot 100 = 1.97\%$$

Потеря напряжения на реактивном сопротивлении трансформатора

$$u_{КР} = \sqrt{4.5^2 - 1.97^2} = 4.05\%$$

Индуктивное сопротивление трансформатора

$$X_T = \frac{u_K \cdot U_H^2}{100 \cdot S_{НОМ}} = \frac{4.05 \cdot 6.3}{100 \cdot 0.1} = 16.1 \text{ Ом}$$

Активная и индуктивная проводимости:

активная проводимость

$$G = \frac{\Delta P_X}{U_H^2} \cdot 10^{-3} = \frac{0.36}{6.3^2} \cdot 10^{-3} = 9.07 \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

реактивная (индуктивная) проводимость

$$B = \frac{\Delta Q_{XX}}{U_H^2} \cdot 10^{-3} = \frac{2.6}{6.3^2} \cdot 10^{-3} = 65.0 \cdot 10^{-6}$$

Моделируя ветвь холостого хода проводимостями (шунтами на землю), потери мощности можно выразить в виде

$$\Delta S_X = (G + jB) \cdot U^2 = (9.07 + j65) \cdot 6.3^2 \cdot 10^{-3} = 0.36 + j26$$

Из расчётов видно, что активное сопротивление соизмеримо с реактивным (примерно в 2 раза меньше для трансформаторов рассматриваемых классов напряжения). Аналогично, активная проводимость в 7,2 раза меньше реактивной.

С уменьшением класса напряжения с 10 кВ до 6 кВ сопротивления трансформаторов уменьшились, а проводимости увеличились в 2,5 раза.

Задача 4

Трёхобмоточные трансформаторы типа ТДТН-40000/220/35 имеют соотношения мощностей обмоток 100/100/100 % и 100/100/66,7 %. Каталожные данные трансформатора представлены в табл.1

Таблица 1

Каталожные данные трансформатор

Номинальное напряжение обмоток, кВ			$u_k, \%$			ДР _к , кВт			ΔP_k , кВт	$I_x, \%$
ВН	СН	НН	В—Н	В—Н	С—Н	В—С	В—Н	С—Н	55	1.1
230	38.5	6,6	12,5	22	9,5	220	—	—		

Требуется определить параметры схемы замещения двух параллельно работающих трансформаторов первого и второго типа исполнения.

Решение

Схема замещения трёхобмоточного трансформатора представлена на рис.1

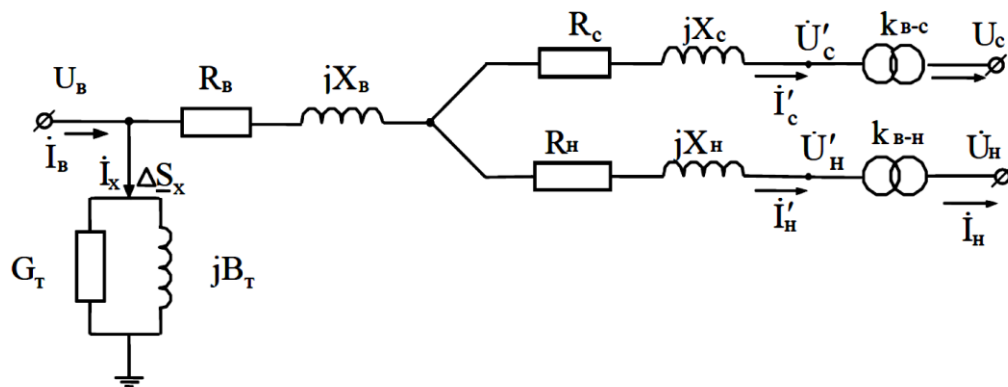


Рис. 1. Схема замещения трёхобмоточного трансформатора

Определим параметры схемы замещения для первого исполнения трансформаторов.

При одинаковой мощности обмоток их активные сопротивления равны:

$$R_B = R_C = R_H = \frac{1}{2} \cdot \frac{\Delta P_k \cdot U_H^2}{S_H^2} = \frac{1}{2} \cdot \frac{220 \cdot 230^2}{40000^2} \cdot 10^3 = 3,6 \text{ Ом}$$

Найдём индуктивные сопротивления ветвей схемы замещения:

$$X_{2-3} = X_{C-H} = \frac{U_{K_{C-H}}}{100} \cdot \frac{U_H^2}{S_{НОМ}} \cdot 10^3 = \frac{9,5}{100} \cdot \frac{230^2}{40000} \cdot 10^3 = 125,6 \text{ Ом}$$

Для каждой обмотки индуктивное сопротивление X , Ом, определим следующим образом:

$$\begin{aligned}
X_1 = X_B &= 0,5(X_{B-C} + X_{B-H} - X_{C-H}) = 0,5 \cdot (165,3 + 291 + 125,6) = 165,4 \text{ Ом} \\
X_2 = X_C &= 0,5(X_{B-C} + X_{C-H} - X_{B-H}) = 0,5 \cdot (165,3 + 125,6 - 291) \approx 0 \\
X_3 = X_H &= 0,5(X_{B-H} + X_{C-H} - X_{B-C}) = 0,5 \cdot (291 + 125,6 - 165,3) = 125,7 \text{ Ом}
\end{aligned}$$

Комплексные сопротивления двух параллельно работающих трансформаторов

$$\begin{aligned}
\underline{Z} &= \frac{1}{n_T} (R + jX) \\
\underline{Z}_B &= \frac{1}{2} (R_B + jX_B) = \frac{1}{2} (3,6 + j165,3) = 1,8 + j82,7 \text{ Ом} \\
\underline{Z}_C &= \frac{1}{2} (R_C + jX_C) = \frac{1}{2} (3,6 + j0) = 1,8 \text{ Ом} \\
\underline{Z}_H &= \frac{1}{2} (R_H + jX_H) = \frac{1}{2} (3,6 + j125,7) = 1,8 + j62,85 \text{ Ом}
\end{aligned}$$

Эквивалентная комплексная проводимость

$$\begin{aligned}
\underline{Y} &= n_T (g - jb) = n_T \cdot \left(\frac{\Delta P_X}{U_H^2} - j \frac{\Delta Q_X}{U_H^2} \right) = n \cdot \left(\frac{\Delta P_X}{U_H^2} - j \frac{I_X \cdot S_{НОМ}}{100 \cdot U_H^2} \right) = \\
&= 2 \left(\frac{55}{230^2} - j \frac{1,1 \cdot 40000}{100 \cdot 230^2} \right) \cdot 10^{-3} = (2,08 - j16,64) \cdot 10^{-6}
\end{aligned}$$

Определим параметры схемы замещения для второго исполнения трансформаторов.

Сопротивления двух одинаковых по мощности обмоток ВН и СН с известными общими потерями короткого замыкания $\Delta P_{КВ-Н}$ определим аналогично предыдущему случаю:

$$R_B = R_C = \frac{R_{КВ-С}}{2} \cdot \frac{\Delta P_K \cdot U_H^2}{S_H^2} = \frac{220 \cdot 230^2}{2 \cdot 40^2} \cdot 10^{-3} = 3,6 \text{ Ом}$$

Учитывая, что сопротивления и мощности обмоток связаны обратно пропорциональной зависимостью:

$$\frac{S_{ВН}}{S_{НН}} = \frac{R_H}{R_B} = \frac{100}{66,7} \approx 1,5$$

сопротивление обмотки НН определим в виде

$$R_H = 1,50 \cdot R_B = 1,50 \cdot 3,6 = 5,4 \text{ Ом}$$

Так как значения напряжения короткого замыкания даются в каталогах приведёнными к номинальной мощности трансформаторов, индуктивные сопротивления обмоток первого и второго исполнения принимают одинаковыми. Поэтому имеем:

$$\underline{Z}_B = \frac{1}{2} (R_B + jX_B) = \frac{1}{2} (3,6 + j165,3) = 1,8 + j82,7 \text{ Ом}$$

$$\underline{Z}_C = \frac{1}{2}(R_C + jX_C) = \frac{1}{2}(3,6 + j0) = 1,8 \text{ Ом}$$

$$\underline{Z}_H = \frac{1}{2}(R_H + jX_H) = \frac{1}{2}(5,4 + j125,7) = 2 + j62,85 \text{ Ом}$$

Трансформации учитывают идеальными коэффициентами трансформации с высшего на среднее напряжение

$$K_{B-C} = \frac{U_{BH}}{U_{CH}} = \frac{230}{38,5} = 5,94$$

и с высшего на низшее напряжение

$$K_{B-H} = \frac{U_{BH}}{U_{HH}} = \frac{230}{6,6} = 38,85$$

Задача №5

Электропередача напряжением 220 кВ имеет на понижающей подстанции два автотрансформатора, каждый мощностью по 32000 МВ·А. Мощность обмотки низшего напряжения составляет 50 % номинальной мощности автотрансформатора. Потери мощности короткого замыкания, указанные в паспортных данных, приведены к номинальной мощности обмотки низшего напряжения, напряжения короткого замыкания — к номинальной мощности трансформатора. Определить параметры схемы замещения автотрансформаторов, представленных в схеме замещения данной сети.

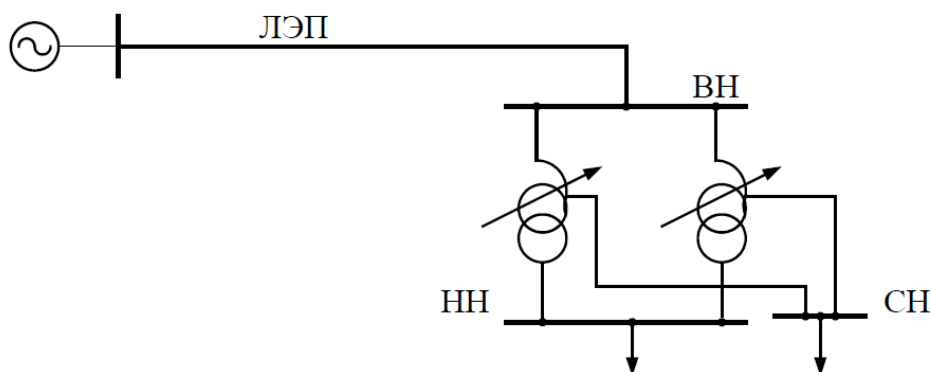
Решение

Паспортные данные автотрансформаторов принимаем из справочной литературы для АДЦТН-32000/220/110 [1, 6, 21]:

$$U_B = 230 \text{ кВ}; U_C = 121 \text{ кВ}; U_H = 6,6 \text{ кВ};$$

$$U_{K_{B-C}} = 11 \%; U_{K_{B-H}} = 34 \%; U_{K_{C-H}} = 21 \%;$$

$$\Delta P_{K_{B-H}} = 145 \text{ кВт}; \Delta P_x = 32 \text{ кВт}; I_x = 0,6 \%.$$



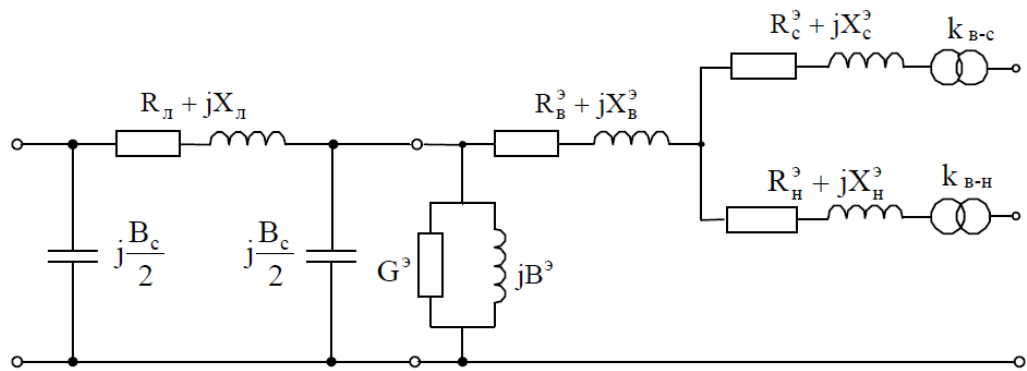


Рис.1. Схема электроснабжения и схема замещения электропередачи 220 кВ

Для определения активных сопротивлений обмоток автотрансформатора необходимо $\Delta P_{к\text{-}в\text{-}н}$ привести к номинальной мощности через коэффициент приведения:

$$\alpha = \frac{S_{HH}}{S_{BH}} = \frac{50}{100} = 0,5$$

$$\Delta P'_{к\text{-}в\text{-}н} = \frac{\Delta P_{к\text{-}в\text{-}н}}{\alpha^2} = \frac{145}{0,5^2} = 580 \text{ кВт}$$

Далее определим активные сопротивления ветвей схемы замещения. Суммарное активное сопротивление обмоток высшего и низшего напряжений

$$R = \frac{P'_{к\text{-}в\text{-}н} \cdot U_{BH}^2}{S_{НОМ}^2} \cdot 10^{-3} = \frac{580 \cdot 230^2}{32^2} \cdot 10^{-3} = 30,0 \text{ Ом}$$

Учитывая, что активные сопротивления обратно пропорциональны мощностям соответствующих обмоток, имеем соотношение

$$\frac{S_{НОМ}}{S_{HH}} = \frac{R_H}{R_B} = \frac{100}{50} = 2,0$$

Получаем:

$$R_{B-H} = R_B + R_H = 3R_B = 30 \text{ Ом}$$

$$R_B = R_C = 10,0 \text{ Ом}$$

$$R_H = 20,0 \text{ Ом}$$

По параметрам схемы замещения находим паспортные значения потерь активной мощности при замыкании накоротко обмотки низшего напряжения:

$$\Delta P_{к\text{-}в\text{-}н} = \Delta P'_{к\text{-}в\text{-}н} \cdot \alpha^2 = \frac{S_{НОМ}^3}{U_{BH}^2} \cdot R_{B-H} \cdot \alpha^2 =$$

$$= \frac{32^2}{230^2} \cdot 30,0 \cdot 0,5^2 \cdot 10^3 = 145 \text{ кВт}$$

Тем самым проверяем правильность расчёта.

По напряжениям короткого замыкания отдельных обмоток

$$U_{KB} = 0,5(U_{KB-H} + U_{KB-H} - U_{KC-H}) = 0,5 \cdot (11 + 34 - 21) = 12,0\%$$

$$U_{KC} = 0,5(U_{KB-C} + U_{KC-H} - U_{KB-H}) = 0,5 \cdot (11 + 21 - 34) = 1,0\%$$

$$U_{KH} = 0,5(U_{KB-H} + U_{KC-H} - U_{KB-C}) = 0,5 \cdot (34 + 21 - 11) = 22\%$$

Вычислим индуктивные сопротивления ветвей схемы замещения:

$$X_{TB} = \frac{U_{KB} \cdot U_{BH}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} = \frac{12,0 \cdot 230^2}{100 \cdot 32} = 198 \text{ Ом}$$

$$X_{TH} = \frac{U_{KH} \cdot U_{HH}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} = \frac{22,0 \cdot 230^2}{100 \cdot 32} = 363 \text{ Ом}$$

$$X_C = 0 \text{ Ом}$$

Определим параметры поперечной ветви схемы замещения.

Потери реактивной мощности в режиме холостого хода

$$\Delta Q_{XНОМ} = \frac{I_X \cdot S_{НОМ}}{100} \cdot 10^3 = \frac{0,6}{100} \cdot 32 \cdot 10^3 = 192 \text{ квар}$$

На основе мощностей холостого хода, потребляемых при номинальном питающем напряжении, определим активную и реактивную проводимости автотрансформатора:

$$\underline{Y} = G - jB = (\Delta P_X - jQ_X) \cdot \frac{10^{-3}}{U_{BH}^2} = (32 - j192) \cdot \frac{10^{-3}}{230^2} = 0,605 - j3,65 \text{ Ом}$$

Найдём эквивалентные параметры схемы замещения двух одинаковых автотрансформаторов. Сопротивления обмоток уменьшаются, а проводимости увеличиваются в два раза. На параллельной работе трансформирующие устройства должны иметь одинаковые коэффициенты трансформации, номинальные значения которых составляют:

$$K_{B-C} = \frac{U_{BH}}{U_{CH}} = \frac{230}{121} = 1,9 \quad K_{B-H} = \frac{U_{BH}}{U_{HH}} = \frac{230}{6,6} = 34,85$$

Задача №6

На крупной узловой подстанции энергосистемы установлены два автотрансформатора типа АДЦТН—250000/330/150 со следующими каталожными данными:

$$U_B = 330 \text{ кВ}, U_C = 158 \text{ кВ}, U_H = 38,5 \text{ кВ},$$

$$U_{KB-C} = 10,5 \%, U_{KB-H} = 54 \%, U_{KC-H} = 42 \%,$$

$$\Delta P_{KB-C} = 660 \text{ кВт}, \Delta P_{KB-H} = 490 \text{ кВт}, \Delta P_{KC-H} = 400 \text{ кВт},$$

$$\Delta P_X = 165 \text{ кВт}, I_X = 0,5\%.$$

Мощность обмотки НН составляет 40 % от номинальной. Потери активной мощности короткого замыкания для обмоток ВН—СН и СН—НН даны для обмотки НН.

Определить параметры схемы замещения двух параллельно включенных автотрансформаторов.

Решение

Сначала необходимо привести значения потерь короткого замыкания для обмоток ВН—СН и СН—НН к номинальной мощности трансформатора:

$$\alpha = \frac{S_{НН}}{S_{ВН}} = \frac{40}{100} = 0,4$$

$$\Delta P'_{КВН} = \frac{\Delta P_{КВ-Н}}{\alpha^2} = \frac{490}{0,4^2} = 3062 \text{ кВт}$$

$$\Delta P'_{КСН} = \frac{\Delta P_{КС-Н}}{\alpha^2} = \frac{400}{0,4^2} = 2500 \text{ кВт}$$

Рассчитаем потери активной мощности и напряжения короткого замыкания, соответствующие лучам схемы замещения:

$$\Delta P_{КВ} = 0,5 \cdot (660 + 3062 - 2500) = 611 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{КС} = 0,5 \cdot (660 + 2500 - 3062) = 49 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{КН} = 0,5 \cdot (3062 + 2500 - 660) = 24,51 \text{ кВт}$$

$$U_{КВ} = 0,5 \cdot (10,5 + 54 - 42) = 11,25\%;$$

$$U_{КС} = 0,5 \cdot (10,5 + 42 - 54) \approx 0\%;$$

$$U_{КН} = 0,5 \cdot (54 + 42 - 10,5) = 42,75\%.$$

Определим комплексные сопротивления лучей схемы замещения двух параллельно включенных автотрансформаторов:

$$\underline{Z}_B = \frac{1}{2}(R_B + jX_B) = \frac{1}{2} \left(\frac{611 \cdot 330^2}{250000^2} + j \frac{11,25 \cdot 330^2}{100 \cdot 250000} \right) \cdot 10^3 = 0,53 + j24,5 \text{ Ом}$$

$$\underline{Z}_C = \frac{1}{2}(R_C + jX_C) = \frac{1}{2} \left(\frac{49 \cdot 330^2}{250000^2} + j0 \right) \cdot 10^3 = 0,04 + j0 \text{ Ом}$$

$$\underline{Z}_H = \frac{1}{2}(R_H + jX_H) = \frac{1}{2} \left(\frac{2451 \cdot 330^2}{250000^2} + j \frac{42,75 \cdot 330^2}{100 \cdot 250000} \right) \cdot 10^3 = 2,14 + j186,2 \text{ Ом}$$

Суммарные потери холостого хода двух автотрансформаторов

$$\Delta \underline{S} = 2 \left(165 + j \frac{0,5 \cdot 250000}{100} \right) \cdot 10^{-3} = 0,33 + j2,5 \text{ МВА}$$

Мощность обмотки НН не должна превышать 40 % от номинального значения. Проверим это.

Определим номинальный ток обмотки ВН.

$$I_{НОМВН} = \frac{S_{НОМ}}{\sqrt{3} \cdot U_{ВН}} = \frac{250000}{\sqrt{3} \cdot 330} = 437,4 \text{ А}$$

$$I_{ВН} = I_C,$$

$$I_{НН} = 40\% I_{ВН},$$

$$\text{значит: } I_{НН} = 0,4 \cdot 437,4 = 174,95 \text{ А}$$

Рассчитаем потери короткого замыкания для каждой пары обмоток

$$\Delta P_{B-C} = 3 \cdot I_C^2 \cdot R_{B-C} = 3 \cdot 437,4^2 \cdot 2 \cdot (0,53 + 0,04) \approx 660$$

$$\Delta P_{B-H} = 3 \cdot I_{НН}^2 \cdot R_{B-H} = 3 \cdot 174,95^2 \cdot 2 \cdot (0,53 + 2,14) \approx 490$$

$$\Delta P_{C-H} = 3 \cdot I_{НН}^2 \cdot R_{C-H} = 3 \cdot 174,95^2 \cdot 2 \cdot (0,04 + 2,14) \approx 400$$

Равенство расчётных и заданных потерь короткого замыкания следует рассматривать в качестве признака правильности учёта данного соотношения мощностей обмоток автотрансформатора.

Задача №8

Выдача мощности небольшой электростанции во внешнюю приемную систему осуществляется по двум линиям электропередачи 35 кВ (рис. 6.16): кабельной (3хОАБ 35—3х70) и воздушной с проводом АС 70/11; длина каждой линии 10,0 км. На электростанции установлены два повышающих трансформатора ТД-10000/35 с номинальной трансформацией. На зажимах генератора поддерживается напряжение $U_1 = 10,5$ кВ, генерация $S_1 = 15,0 + j8,0$ МВ·А. Выполнить расчет и анализ параметров установившегося режима электрической сети.

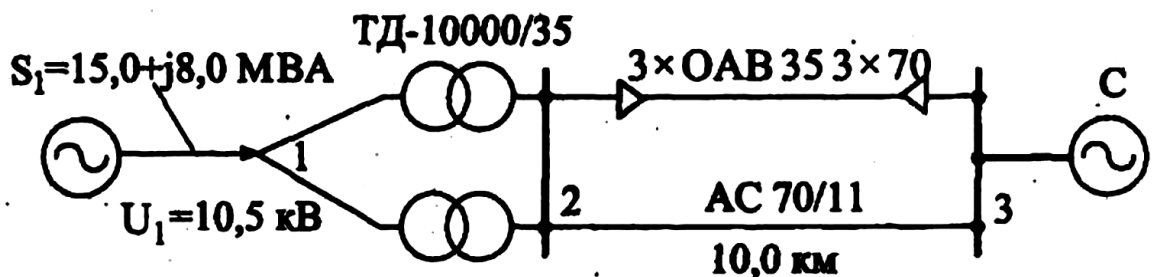


Рис. 1. Исходная схема сети

Решение:

Погонные параметры кабеля ОАБ 35—3х70 с медными жилами сечением 70 мм² и номинальным напряжением 35 кВ находим по справочным данным.

$$R_0 = 0,443 \text{ Ом/км}, X_0 = 0,137 \text{ Ом/км}, q_0 = 86 \text{ квар/км}.$$

Параметры провода АС 70/11

$$R_0 = 0,428 \text{ Ом/км}, X_0 = 0,432 \text{ Ом/км}$$

Предельная нагрузка на одну цепь провода АС 70/11 $I_9 = 75$ А.

$$\text{Определяем мощность: } P_9 = \sqrt{3} \cdot 35,0 \cdot 75 \cdot 10^{-3} = 4,55 \text{ МВт}.$$

Определяем отношение:

$$\text{Для кабеля: } \frac{Q_c}{P_3} = \frac{860}{6,4 \cdot 10^3} \cdot 100 = 13,4\%$$

$$\text{Для провода: } \frac{Q_c}{P_3} = \frac{34,1}{4,55 \cdot 10^3} \cdot 100 = 0,75\%$$

Таким образом, влияние емкостной проводимости и, соответственно, зарядной мощности на общее потокораспределение ВЛ 35 кВ незначительно и не превосходит ошибок исходных данных. Доля зарядной мощности КЛ 35 кВ в общей нагрузке весьма ощутима. Такая мощность должна быть учтена в расчете режима линии. Поэтому схема замещения рассматриваемой электропередачи содержит емкостную проводимость только для кабельной линии .

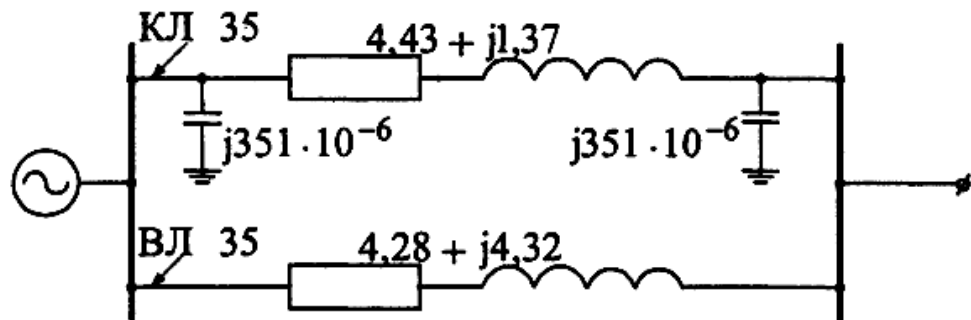


Рис. 2. Исходная схема замещения кабельной и воздушной линий 35 кВ

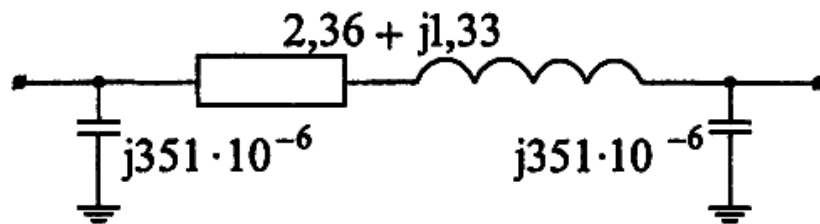


Рис.3. Эквивалентная схема замещения кабельной и воздушной линий 35 кВ

Для повышающего трансформатора:

$$S_{\text{НОМ}}=10000 \text{ кВА}, U_{\text{ВН}}=38,5 \text{ кВ}, U_{\text{НН}}=10,5 \text{ кВ}, \\ \Delta P_{\text{К}}=65 \text{ кВт}, \Delta P_{\text{Х}}=14,5 \text{ кВт}, U_{\text{К}}=7,5\%, I_{\text{Х}}=0,8\%.$$

Для понижающего трансформатора:

$$S_{\text{НОМ}}=10000 \text{ кВА}, U_{\text{ВН}}=36,75 \text{ кВ}, U_{\text{НН}}=10,5 \text{ кВ}, \\ \Delta P_{\text{К}}=65 \text{ кВт}, \Delta P_{\text{Х}}=14,5 \text{ кВт}, U_{\text{К}}=7,5\%, I_{\text{Х}}=0,8\%.$$

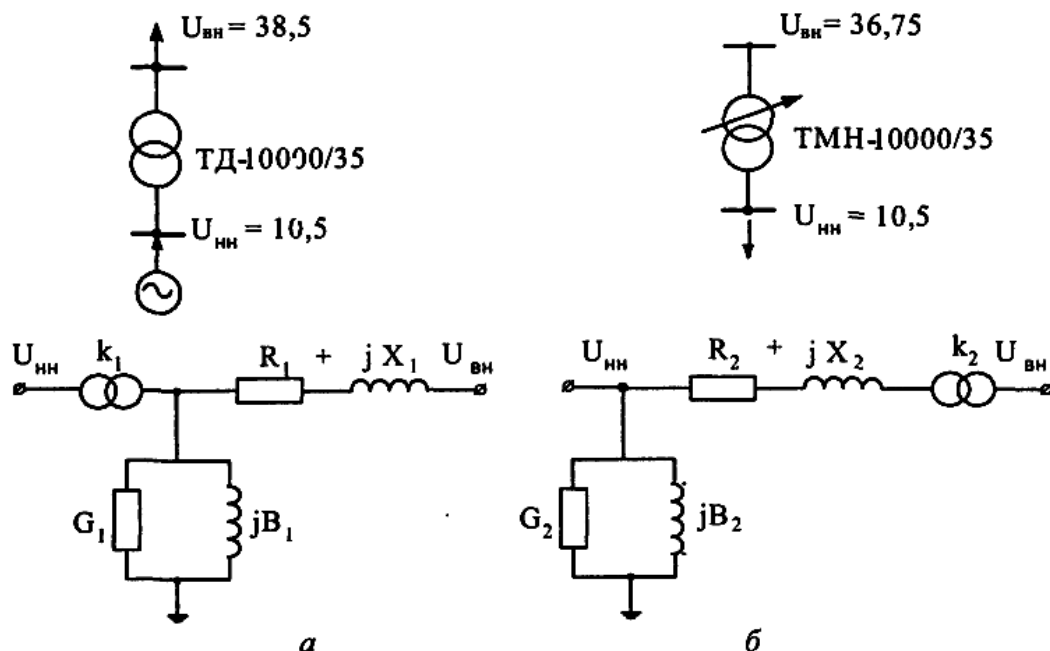


Рис 4. Схемы подстанций и соответствующие им схемы замещения для повышающего (а) и понижающего (б) трансформаторов

Активные сопротивления трансформаторов:

$$R = \frac{\Delta P_K U_H^2}{S_{НОМ}^2} \cdot 10^3 = \frac{65 \cdot 38,5^2}{10000^2} \cdot 10^3 = 0,96 \text{ Ом}$$

$$R = \frac{\Delta P_K U_H^2}{S_{НОМ}^2} \cdot 10^3 = \frac{65 \cdot 36,75^2}{10000^2} \cdot 10^3 = 0,88 \text{ Ом}$$

Индуктивные сопротивления трансформаторов:

$$X_{T1} = \frac{u_K \cdot U_H^2}{100 \cdot S_{НОМ}} = \frac{7,5 \cdot 38,5^2}{100 \cdot 10} = 11,1 \text{ Ом}$$

$$X_{T2} = \frac{u_K \cdot U_H^2}{100 \cdot S_{НОМ}} = \frac{7,5 \cdot 36,75^2}{100 \cdot 10} = 10,1 \text{ Ом}$$

Потери мощности холостого хода для данных трансформаторов одинаковые:

$$\Delta S_X = \Delta P_X + j \Delta Q_X = \Delta P_X + j \frac{I_X \cdot S_{НОМ}}{100} = 14,5 + j \frac{0,8 \cdot 10000}{100} = 14,5 + j 80 \text{ кВ} \cdot \text{А}$$

Активная и индуктивная проводимости:

активная проводимость

$$G_1 = \frac{\Delta P_X}{U_{ВН1}^2} \cdot 10^{-3} = \frac{14,5}{38,5^2} \cdot 10^{-3} = 9,78 \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

$$G_2 = \frac{\Delta P_X}{U_{ВН2}^2} \cdot 10^{-3} = \frac{14,5}{36,75^2} \cdot 10^{-3} = 10,7 \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

реактивная (индуктивная) проводимость

$$B_1 = \frac{\Delta Q_{XX}}{U_{BH1}^2} \cdot 10^{-3} = \frac{80}{38,5^2} \cdot 10^{-3} = 54,0 \cdot 10^{-6}$$

$$B_2 = \frac{\Delta Q_{XX}}{U_{BH2}^2} \cdot 10^{-3} = \frac{80}{36,75^2} \cdot 10^{-3} = 59,2 \cdot 10^{-6}$$

Коэффициенты трансформации:

$$K_{T1НОМ} = \frac{U_{BH1}}{U_{HH1}} = \frac{38,5}{10,5} = 3,67$$

$$K_{T2НОМ} = \frac{U_{BH2}}{U_{HH2}} = \frac{36,75}{10,5} = 3,5$$

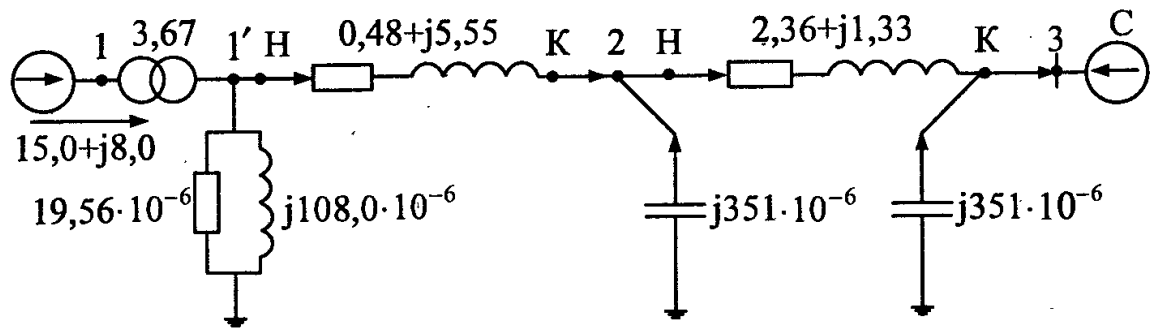


Рис. 5. Эквивалентная схема замещения

Обозначим:

Трансформаторы (участок 1—2).

Линии (участок 2—3).

Расчет электрического режима сети ведем последовательно от участка 1—2 к участку 2—3.

За один проход по схеме, начиная от узла с известными мощностью и напряжением, определяем потокораспределение с учетом потерь мощности и напряжения узлов сети.

Участок 1—2. Расчет начинаем с узла 1 подключения генератора. Поток на входе участка 1'—2 совпадает с генерацией, так как участок 1—1' является идеальным трансформатором (рис.5).

$$\underline{S}_{1'1} = \underline{S}_1 = 15 + j8 \text{ МВА}$$

Для расчета потокораспределения и напряжений необходимо определить напряжение на генераторе, приведенное к ВН:

$$U_1' = k_T \cdot U_1 = \frac{38,5}{10,5} \cdot 10,5 = 38,5 \text{ кВ}$$

Мощность потерь холостого хода трансформаторов

$$\Delta \underline{S}_X = \underline{S}_1 \cdot Y_1 \cdot U_1^2 = (19,56 + j108,0) \cdot 10^{-6} \cdot 38,5^2 = 0,029 + j0,16 \text{ МВА}$$

ослабляет поток в начале участка Г-2.

$$\Delta \underline{S}_{1'2}^{(2)} = \underline{S}_1 - \Delta \underline{S}_X = (15 + j8,0 - 0,029 - j0,16) = 14,97 + j7,84 \text{ МВА}$$

Потери мощности холостого хода в сетях 35 кВ оказывают незначительное влияние на потокораспределение (в данном случае менее 2 %) и поэтому в дальнейшем не учитываются.

Потери мощности на участке 1—2

$$\Delta \underline{S}_{12} = \left(\frac{S_{12}^{(H)}}{U_1'} \right) \cdot \underline{S}_{12} = \frac{15^2 + 8^2}{38,5^2} \cdot (0,48 + j5,55) = 0,094 + j1,082 \text{ МВА}$$

В соответствии с направлением потока напряжение узла 2 можно выразить через известное напряжение питающего узла U_j :

$$\dot{U}_2 = \dot{U}_{12}'; \Delta \dot{U}_{12} = \Delta U_{12}' + j\delta U_{12}''$$

Вектор падения напряжения выражаем через продольную (ΔU_{j2}) и поперечную (δU_{12}) составляющие:

$$\Delta U_{12}' = \frac{P_{12}^{(H)} \cdot R_{12} + Q_{12}^{(H)} \cdot X_{12}}{U_1'} = \frac{15,0 \cdot 0,48 + 8,0 \cdot 5,55}{38,5} = 1,34 \text{ кВ}$$

$$\delta U_{12}'' = \frac{P_{12}^{(H)} \cdot X_{12} - Q_{12}^{(H)} \cdot R_{12}}{U_1'} = \frac{15,0 \cdot 5,55 + 8,0 \cdot 0,48}{38,5} = 2,06 \text{ кВ}$$

Модуль напряжения в конце участка (на шинах ВН подстанции)

$$U_2 = \sqrt{(U_1' - \Delta U_{12}')^2 + (\delta U_{12}'')^2} = \sqrt{(38,5 - 1,34)^2 + 2,01^2} = 37,22 \text{ кВ}$$

Влияние поперечной составляющей на потери напряжения:

$$\Delta U \approx \Delta U_{12}' - \frac{(\delta U_{12}'')^2}{2(U_1' - \Delta U_{12}')} = 1,34 - \frac{2,06^2}{2(38,5 - 1,34)} = 1,28 \text{ кВ}$$

Тогда напряжение в конце участка

$$U_2 = U_1' - \Delta U_{12} = 38,5 - 1,28 = 37,22 \text{ кВ}$$

Принимая потери напряжения равными продольной составляющей падения напряжения, получаем

$$U_2 = U_1' - \Delta U_{12}' = 38,5 - 1,34 = 37,16 \text{ кВ}$$

Влияние поперечной составляющей на величину напряжения

$$\frac{37,16 - 37,22}{37,22} \cdot 100\% = -0,16\%$$

незначительно, что позволяет не учитывать ее в расчетах электрических режимов сетей напряжением до 35 кВ.

Участок 2—3.

С учетом зарядной мощности кабеля (мощности шунта узла 2)

$$Q_{C2} = U_2^2 \cdot B_{C2} = 37,22^2 \cdot 351 \cdot 10^{-6} = 0,49 \text{ Мвар}$$

поток в начале эквивалентной линии составит

$$\Delta \underline{S}_{23}^{(H)} = \underline{S}_{12}^{(K)} + jQ_{C2} = 14,91 + j6,92 + 0,49 + j = 14,91 + j7,41 \text{ МВА}$$

На величину потерь мощности в линиях

$$\Delta \underline{S}_{23} = \left(\frac{S_{23}^{(H)}}{U_2} \right)^2 \cdot \underline{Z}_{23} = \frac{14,91^2 + 7,41^2}{37,22^2} \cdot (2,36 + j1,33) = 0,47 + j0,27 \text{ MVA}$$

уменьшается поток в конце эквивалентной линии:

$$\Delta \underline{S}_{23}^{(K)} = S_{23}^{(H)} - \Delta \underline{S}_{23} = (14,91 + j7,41) - (0,47 + j0,27) = 14,44 + j7,14 \text{ MVA}$$

Учет зарядной мощности в конце линии (мощность шунта узла 3) увеличивает на эту величину поток в приемную систему, но имеет формальный характер, так как не влияет на значения напряжений (узел 3-балансирующий, шины бесконечной мощности).

$$\underline{S}_C = \Delta \underline{S}_{23}^{(K)} + jQ_{C3} = (14,44 + j7,14 + j0,46) = 14,44 + j7,6 \text{ MVA}$$

Потери напряжения в линиях

$$\Delta U_{23}' = \frac{P_{23}^{(H)} \cdot R_{23} + Q_{23}^{(H)} \cdot X_{23}}{U_2'} = \frac{14,91 \cdot 3,6 + 7,41 \cdot 1,33}{37,22} = 1,21 \text{ kV}$$

Напряжение приемной системы (в конце участка)

$$U_3 = U_2 - U_{23} = 37,22 - 1,21 = 36,01 \text{ kV}$$

$U_3 = U_2 - U_{23} = 37,22 - 1,21 = 36,01$

Расчет потокораспределения в исходной схеме замещения.

Данную задачу решим, используя потокораспределение в эквивалентной схеме замещения.

Распределение потока мощности конца эквивалентной линии между воздушной и кабельной линией можно определить по общим выражениям

$$\underline{S}_{КЛ} = \underline{S}_{23}^{(K)} \cdot \frac{\dot{Z}_{23}}{\dot{Z}_{КЛ}} = \underline{S}_{23}^{(K)} \cdot \frac{\dot{Z}_{ВЛ}}{\dot{Z}_{КЛ} + \dot{Z}_{ВЛ}}$$

Поток мощности в конце линий:
кабельной

$$\underline{S}_{КЛ} = \underline{S}_{23}^{(K)} \cdot \frac{\dot{Z}_{23}^*}{\dot{Z}_{КЛ}} = (14,44 + j7,14) \cdot \frac{2,36 - j1,33}{4,44 - j1,37} = 9,13 + j2,3 \text{ MVA}$$

Воздушной

$$\underline{S}_{ВЛ} = \underline{S}_{23}^{(K)} \cdot \frac{\dot{Z}_{23}^*}{\dot{Z}_{ВЛ}} = (14,44 + j7,14) \cdot \frac{2,36 - j1,33}{4,28 - j4,32} = 5,32 + j4,83 \text{ MVA}$$

Поток мощности в начале линии:

Кабельной

$$\underline{S}_{КЛ}^{(H)} = \underline{S}_{23}^{(H)} \cdot \frac{\dot{Z}_{23}^*}{\dot{Z}_{КЛ}} = (14,91 + j7,41) \cdot \frac{2,36 - j1,33}{4,43 - j1,37} = 9,43 + j2,39 \text{ MVA}$$

Воздушной

$$\underline{S}_{\text{ВЛ}}^{(H)} = \underline{S}_{23}^{(H)} \cdot \frac{Z_{23}^*}{Z_{\text{ВЛ}}^*} = (14,91 + j7,14) \cdot \frac{2,36 - j1,33}{4,28 - j4,32} = 5,49 + j4,99 \text{ МВА}$$

Эти же потоки мощности можно определить по данным конца линий с учетом потерь мощности:

$$\underline{\Delta S}_{\text{КЛ}} = \left(\frac{S_{\text{КЛ}}^{(K)}}{U_3} \right) \cdot \underline{Z}_{\text{КЛ}} = \frac{9,13^2 + 2,3^2}{36,01^2} = 0,3 + j0,09 \text{ МВА}$$

$$\underline{\Delta S}_{\text{ВЛ}} = \left(\frac{S_{\text{ВЛ}}^{(K)}}{U_3} \right) \cdot \underline{Z}_{\text{ВЛ}} = \frac{5,32^2 + 4,83^2}{36,01^2} = 0,17 + j0,17 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{\text{КЛ}} = \underline{S}_{\text{КЛ}}^{(K)} + \underline{\Delta S}_{\text{КЛ}} = 9,13 + j2,3 + 0,3 + j0,09 = 9,43 + j2,39 \text{ МВА}$$

$$\underline{S}_{\text{ВЛ}} = \underline{S}_{\text{ВЛ}}^{(K)} + \underline{\Delta S}_{\text{ВЛ}} = 5,32 + j4,83 + 0,17 + j0,17 = 5,49 + j5,0 \text{ МВА}$$

Мощность на шинах ВН распределяется между параллельно включенными трансформаторами поровну.

$$\underline{S}_{\text{T}}^{(H)} = \underline{S}_{\text{T2}}^{(K)} = \frac{1}{2} \underline{S}_{\text{T2}}^{(K)} = \frac{1}{2} \cdot (14,91 + j6,92) = 7,46 + j3,46 \text{ МВА}$$

Потери мощности в каждом из параллельно работающих трансформаторов

$$\underline{\Delta S}_{\text{T1}} = \underline{\Delta S}_{\text{T2}} = \left(\frac{S_{\text{T}}}{U_2} \right)^2 \cdot \underline{Z}_{\text{T}} = \frac{7,46^2 + 3,46^2}{38,5^2} \cdot (0,96 + j11,1) = 0,04 + j0,52 \text{ МВА}$$

Мощность, потребляемая каждым повышающим трансформатором в сумме равна мощности \underline{S}_1 , выдаваемой генераторами станции:

$$\underline{S}_{\text{T1}} = \underline{\Delta S}_1 = \underline{S} + \underline{\Delta S} = 7,46 + j3,46 + 0,04 + j0,51 = 7,5 + j3,97 \text{ МВА}$$

Загрузка трансформаторов станции

$$k_3 = \frac{S_1}{2S_{\text{ТНОМ}}} \cdot 100\% = \frac{\sqrt{15,0^2 + 8,0^2}}{2 \cdot 10} \cdot 100\% = 85\%$$

Т.е. одинаковая и почти полная, исключая длительные, более 20 минут, аварийные перегрузки. Таким образом, на основе приведенных оценок установившегося режима данную электрическую сеть следует характеризовать как загруженную, реальный резерв которой состоит в выравнивании нагрузок параллельно включенных неоднородных ЛЭП.

Задача №10

Определить годовые потери электроэнергии в нерегулируемой батарее конденсаторов мощностью $Q_{\text{БК}} = 1000$ квар, подключенной на шины 10 кВ подстанции. По условию работы предприятия, которое питается от этих шин, установлен следующий режим работы батареи конденсаторов: она отключается от сети на все выходные и праздничные дни и с 0 до 6 часов ежедневно в рабочие дни. Во все остальное время она работает с полной мощностью.

Решение:

Потери электроэнергии в статических компенсирующих устройствах батареях статических конденсаторов (далее - БК) и статических тиристорных компенсаторах (далее - СТК) – определяются по формуле:

$$\Delta W_{KV} = \Delta P_{KV} \cdot S_{KV} \cdot T_p, \text{кВт} \cdot \text{ч}$$

где ΔP_{KV} - удельные потери мощности в соответствии с паспортными данными КУ, кВт/квар;

S_{KV} - мощность КУ (для СТК принимается по емкостной оставляющей), квар.

Значение ΔP_{KV} для БК - 0,003 кВт/квар (по каталожным данным).

В 2017 году 244 рабочих дней и 121 выходных.

Батарея работает в год $5856 + 2178 = 8034$ часов

$$\Delta W_{KV} = 0,003 \cdot 1000 \cdot 0,48 \cdot 8034 = 115689,59 \text{кВт} \cdot \text{ч}$$

Годовые потери электроэнергии в нерегулируемой батарее конденсаторов 115689,59кВт·час

Задача №11

Определить годовые потери электроэнергии па корону в линии электропередачи длиной 200 км напряжением 330 кВ, выполненной с числом проводов в фазе, равном 2, площадью сечения каждого провода 400 мм² и проходящей по территории Смоленской области.

Решение

Из справочной таблицы найдем удельные потери мощности на корону

Для линии 330-2х400 удельные потери электроэнергии на корону, тыс.кВт·ч/км в год, в Смоленской области $\Delta P_{уд} = 32,1$ тыс.кВт·ч/км в год

Потери на корону во всей линии при номинальном напряжении соответственно составят:

$$\Delta P_K = \Delta P_{уд} \cdot L$$

Подставляем значения:

$$\Delta P_K = 32100 \cdot 200 = 642 \cdot 10^3 \text{кВт} \cdot \text{ч}$$

Задача №12

Определить потери электроэнергии за сутки в воздушной линии электропередачи длиной 30 км, выполненной маркой провода АС 120/19, если в течение 12 ч при температуре окружающего воздуха $t_a = 0$ по ней пропускается ток $I = 200$ А, а в течение остальных 12 ч суток при температуре $t_B = 20^\circ\text{C}$ — предельно допустимый ток $I = 380$ А.

Решение:

Для заданной марки провода из справочников найдем удельное активное сопротивление $R_0 = 0,025 \text{ Ом/км}$.

Тогда сопротивление линии

$$R = R_0 L = 0,025 \cdot 30 = 0,75 \text{ Ом.}$$

В методе оперативных расчётов нагрузочные потери электроэнергии определяются по формуле:

$$\Delta W = 3 \cdot \sum_{i=1}^n R_i \cdot \sum_{j=1}^m I_{ij}^2 \cdot \Delta t \cdot 10^{-3}, \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

где n - число элементов сети;

Δt_{ij} -- интервал времени, в течение которого токовую нагрузку I_{ij} i -го элемента сети с сопротивлением R_i принимают неизменной;

m - число интервалов времени.

$$\Delta W = 3 \cdot (0,75 \cdot 200^2 \cdot 12 + 0,75 \cdot 0,7 \cdot 380^2 \cdot 12) \cdot 10^{-3}, \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

$$\Delta W = 3 \cdot (360000 + 1299600) \cdot 10^{-3} = 4978,8 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Из таблицы найдем удельные потери мощности на корону при номинальном напряжении и различных видах погоды: хорошая $\Delta P_{0X} = 2,4 \text{ кВт} \cdot \text{ч/км}$, изморозь $\Delta P_{0И} = 79,2 \text{ кВт} \cdot \text{ч/км}$

Потери на корону во всей линии при номинальном напряжении соответственно составят:

$$\Delta P_K = \Delta P_{уд} \cdot L$$

$$\Delta P_K = 79,2 \cdot 30 = 2169 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Потери на корону с учетом изменения тока относительно предельно допустимого:

$$\Delta P_K = \Delta P_K \cdot \left[6,88 \left(\frac{I}{I_{НОМ}} \right)^2 - 5,88 \frac{I}{I_{НОМ}} \right]$$

$$\Delta P_H = 2169 \cdot \left[6,88 \left(\frac{200}{380} \right)^2 - 5,88 \frac{200}{380} \right] = 2602,8 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$

Суммарные потери мощности для различных видов погоды, передаваемых мощностей и рабочих напряжений найдем по формуле

$$\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_K + \Delta P_H$$

$$\Delta P_{\Sigma} = 2169 + 2602,8 = 4771,7 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$$