

02.11.5
138
П.В. ЛЫЧЕВ, В.Т. ФЕДИН

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И СЕТИ

РЕШЕНИЕ ПРАКТИЧЕСКИХ ЗАДАЧ



Дизайн ПРО

Предисловие

Настоящее учебное пособие предназначено для студентов вузов, претендующих на получение квалификации инженера-электрика по специальностям "Электроэнергетика", "Автоматическое управление энергетическими процессами", "Экономика энергетики", а также студентов смежных специальностей, аспирантов и инженеров, связанных с проектированием и эксплуатацией электроэнергетических систем и сетей, систем электроснабжения различного назначения.

Авторы включили в пособие наиболее характерные решения задач, отражающих основные разделы курса, связанного с изучением электрических сетей и систем. Приведены примеры расчета параметров элементов электрических сетей и электрических нагрузок, расчета установившихся режимов разомкнутых и простейших замкнутых сетей. Даны решения задач, связанных с проектированием и оптимизацией электрических сетей, расчетом снижения потерь электроэнергии от применения различных мероприятий.

Разбор учащимися конкретных практических решений будет способствовать более глубокому осмыслению физической сущности процессов и взаимосвязей в электрических сетях при изучении теоретических разделов. Приведенные в пособии решения задач позволят научиться неформально решать аналогичные задачи при широком спектре различных исходных данных. С этой целью весь материал пособия ориентирован на применение при расчетах простейших вычислительных средств.

Получив практические навыки расчетов на простейших задачах, учащийся с большим пониманием технологии расчетов сможет пользоваться сложными технологическими программами на ЭВМ.

Все задачи, включенные в пособие, разработаны авторами в результате многолетнего проведения практических занятий со студентами и аспирантами в Белорусской государственной политехнической академии и Гомельском политехническом институте.

Следует также отметить, что пособие по решению практических задач электрических сетей и систем в Республике Беларусь подготовлено впервые. Другие, ранее изданные книги, в которых содержатся примеры решения задач по электрическим сетям и системам или справочные материалы к электрическим расчетам, приведены в списке литературы [1—11].

При написании материал рукописи подготовлен следующим образом:

П.В. Лычев — главы 1,2, параграфы 3.1, 3.2, 3.3, 4.1, 5.1, приложения;

В.Т. Федин — предисловие, параграф 3.4, общее редактирование рукописи;

Л.В. Лычев и

В.Т. Федин — совместно параграфы 4.2, 4.3, 5.2.

В подготовке решений по задачам 1 в § 3.4.2, 6 в § 4.2.2, 3 в § 5.2.2 принял участие инж. А.М. Чернецкий, а по задаче 2 в § 3.4.2 — инж. Ф. Шаабан.

Авторы выражают признательность инж. Ю.Д. Головачу и к.т.н., доценту Г.А. Фадеевой за просмотр рукописи и сделанные замечания.

Авторы благодарны рецензентам проф. Г.И. Януковичу и к.т.н., доценту В.А. Царегородцеву за тщательное рассмотрение рукописи, полезные замечания и предложения, которые учтены в работе.

Глава 1. Параметры электрических нагрузок и схем замещения элементов электрических сетей

1.1. Воздушные и кабельные линии

1.1.1. Теоретические положения

В практических расчетах воздушные линии длиной до 300 км и кабельные линии обычно представляются П-образной схемой замещения (рис. 1.1 а), содержащей активное $R_{\text{л}}$ и реактивное $X_{\text{л}}$ сопротивления, а также активную $G_{\text{л}}$ и реактивную (емкостную) $B_{\text{л}}$ проводимости. Они определяются по формулам

$$R_{\text{л}} = r_0 l; \quad X_{\text{л}} = x_0 l; \quad G_{\text{л}} = g_0 l; \quad B_{\text{л}} = b_0 l, \quad (1.1)$$

где r_0 , X_0 — удельные активное и реактивное сопротивления, Ом/км; g_0 , b_0 — удельные активная и реактивная (емкостная) проводимости, Ом/км; l — длина линии, км.

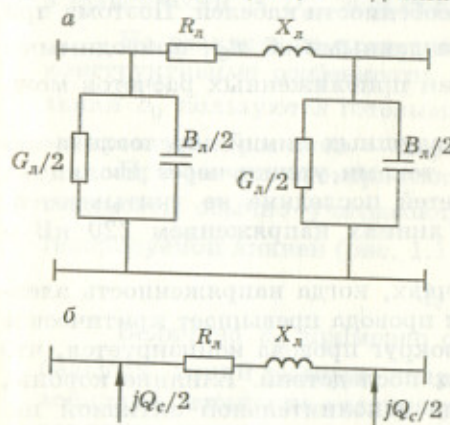


Рис. 1.1. Схемы замещения воздушных и кабельных линий:
а — П-образная схема замещения;
б — схема замещения с зарядной мощностью

Активное сопротивление воздушных и кабельных линий, как известно, определяется материалом токоведущих проводников и их сечениями. В какой-то степени оно зависит от температуры проводников и частоты протекающего по ним переменного тока. Однако это влияние мало, и при расчетах электрических сетей его обычно не учитывают. Поэтому значения сопротивлений r_0 для каждой марки провода или кабеля, как правило, принимают по таблицам, соответствующим передаче постоянного тока и температуре $+20^\circ \text{C}$.

Индуктивное сопротивление обусловлено магнитным полем, возникающим вокруг и внутри проводов и жил кабелей, которое наводит в каждом проводнике электродвижущую силу самоиндукции. Индуктивное сопротивление зависит от взаимного расположения проводников, их диаметра и магнитной проницаемости и частоты переменного тока.

Для воздушных линий с алюминиевыми и сталеалюминиевыми проводами сопротивление на 1 км рассчитывается по формуле

$$x_0 = 0,144 \lg \frac{D_{c.p.}}{r} + 0,016, \quad (1.2)$$

где $D_{c.p.}$ — среднегеометрическое расстояние между проводами фаз, мм;

r — радиус провода, мм.

Величина $D_{c.p.}$ определяется номинальным напряжением линии и имеет следующие ориентировочные значения: 0,4 кВ — 0,4 м; 10 кВ — 1,5 м; 35 кВ — 3,5 м; 110 кВ — 5 м; 220 кВ — 8 м.

Для воздушных линий значения x_0 приводятся в справочных таблицах в зависимости от $D_{c.p.}$ или напряжения и марки провода.

На индуктивное сопротивление кабельных линий оказывают влияние конструктивные особенности кабелей. Поэтому при расчетах пользуются заводскими данными об x_0 , приводимыми в справочниках. При выполнении приближенных расчетов можно применять формулу (1.2).

Активная проводимость воздушных линий обусловлена явлением короны, а кабельных — токами утечки через изоляцию. При расчетах электрических сетей последние не учитываются, а учет короны ведут только в линиях напряжением 220 кВ и выше.

Корона имеет место в случаях, когда напряженность электрического поля на поверхности провода превышает критическое значение. В результате воздух вокруг провода ионизируется, что приводит к ряду нежелательных последствий. Влияние короны, как правило, оценивают в виде дополнительной активной нагрузки, удельное значение которой определяют на основе статистических данных.

Наиболее эффективным средством снижения короны является увеличение диаметра провода.

Для линий напряжением не выше 220 кВ установлены минимальные сечения проводов, которые можно применять по условию короны [6]: 110 кВ — 70 мм²; 150 кВ — 120 мм²; 220 кВ — 240 мм².

В практике проектирования воздушных линий напряжением 330 кВ и выше для снижения отрицательных последствий короны каждая фаза расщепляется на несколько проводов, что соответствует увеличению эквивалентного радиуса провода

$$r_0 = \sqrt[n]{r a_{c.p.}^{n-1}}, \quad (1.3)$$

где r — радиус провода, мм; $a_{c.p.}$ — среднегеометрическое расстояние между проводами расщепленной фазы, мм ($a_{c.p.} = 400 \dots 600$ мм); n — количество проводов в расщепленной фазе.

Это отражается на активном и реактивном сопротивлениях линии

$$r_{0\phi} = r_0 / n; \quad x_{0\phi} = 0,144 \lg \frac{D_{c.p.}}{r_0} + \frac{0,016}{n}. \quad (1.4)$$

Реактивная проводимость линий вызывается действием электростатического поля в диэлектрике, окружающем проводники, и для 1 км воздушной линии определяется формулой

$$b_0 = \frac{7,58}{\lg(D_{c.p.}/r)} \cdot 10^{-6}. \quad (1.5)$$

Значение b_0 для воздушных линий дается в справочниках в зависимости от $D_{c.p.}$ или напряжения линии и марки провода.

На реактивную проводимость кабельных линий влияют их конструктивные особенности, поэтому на практике при определении b_0 пользуются готовыми заводскими данными, а для ориентировочных расчетов — формулой (1.5)

При расчете электрических сетей действие реактивной проводимости обычно учитывают в виде зарядной мощности Q_c , генерируемой линией (рис. 1.1 б)

$$Q_c = U^2 b_0 l. \quad (1.6)$$

Величина b_0 примерно одинакова для воздушных или кабельных линий разных напряжений, но соответствующие им зарядные мощности различаются весьма существенно. Поэтому зарядная мощность учитывается при расчете режимов сетей с воздушными линиями напряжением 110 кВ и выше и с кабельными линиями не менее 20 кВ.

1.1.2. Примеры решения задач

Пример 1. Определить и сравнить параметры воздушных линий напряжением 10 и 110 кВ протяженностью 10 км, выполненных проводом АС-70/11.

Решение. Активное сопротивление, определяемое по формуле (1.1), зависит только от сечения заданного материала провода и длины линии.

По табл. П.1.1 для провода АС-70/11 находим $r_0 = 0,422 \text{ Ом/км}$.

В итоге $R_{\text{л}} = 0,422 \cdot 10 = 4,22 \text{ Ом}$.

Индуктивное сопротивление зависит от радиуса провода $r = 5,7 \text{ мм}$ (табл. П.1.1), а также от расстояния между проводниками. Принимаем для напряжения 10 кВ $D_{\text{ср}} = 1,5 \text{ м}$, а для 110 кВ — $D_{\text{ср}} = 5 \text{ м}$. По формуле (1.2) имеем

$$X_{010} = 0,144 \lg \frac{1500}{5,7} + 0,016 = 0,365 \text{ Ом/км};$$

$$X_{0110} = 0,144 \lg \frac{5000}{5,7} + 0,016 = 0,44 \text{ Ом/км}.$$

Эти же сопротивления можно найти непосредственно по справочнику. Так, по табл. П.1.1 $X_{010} = 0,367 \text{ Ом/км}$, а по табл. П.1.2 $X_{0110} = 0,444 \text{ Ом/км}$.

Следовательно, индуктивные сопротивления всей линии по расчетным данным соответственно равны

$$X_{\text{л}10} = 0,365 \cdot 10 = 3,65 \text{ Ом}; \quad X_{\text{л}110} = 0,44 \cdot 10 = 4,4 \text{ Ом}.$$

Нетрудно видеть, что отношение r_0 / x_0 рассматриваемых линий близко к единице.

Оценим емкостную проводимость и соответствующую ей зарядную мощность линий. По формулам (1.5) и (1.6)

$$b_{010} = \frac{7,58}{\lg(1500/5,7)} \cdot 10^{-6} = 3,13 \cdot 10^{-6} \text{ См/км};$$

$$b_{0110} = \frac{7,58}{\lg(5000/5,7)} \cdot 10^{-6} = 2,58 \cdot 10^{-6} \text{ См/км};$$

$$Q_{c10} = 10^2 \cdot 3,13 \cdot 10^{-6} \cdot 10 = 0,003 \text{ Мвар};$$

$$Q_{c110} = 110^2 \cdot 2,58 \cdot 10^{-6} \cdot 10 = 0,31 \text{ Мвар}.$$

Заметим, что b_0 можно найти в табл. П.1.2., $b_{0110} = 2,55 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}$. Сравнивая результаты, имеем $b_{010} > b_{0110}$, однако $Q_{c10} \ll Q_{c110}$.

Сопоставим значения Q_c с экономически целесообразными мощностями $S_{\text{э}}$, которые можно передавать по условию экономической плотности тока $j_{\text{э}}$. Принимая $j_{\text{э}} = 1,0 \text{ А/мм}^2$, имеем

$$S_{\text{э}10} = \sqrt{3} \cdot U_{\text{н}} F j_{\text{э}} = \sqrt{3} \cdot 10 \cdot 70 \cdot 1,0 = 1212 \text{ кВт·А};$$

$$S_{\text{э}110} = \sqrt{3} \cdot 110 \cdot 70 \cdot 1,0 = 13337 \text{ кВт·А}.$$

В итоге получаем

$$\frac{Q_{c10}}{S_{\text{э}10}} = \frac{3}{1212} \cdot 100 = 0,25\%; \quad \frac{Q_{c110}}{S_{\text{э}110}} = \frac{310}{13337} \cdot 100 = 2,3\%.$$

Так как зарядные мощности в воздушных линиях напряжением ниже 110 кВ малы по сравнению с передаваемой мощностью, то их не учитывают.

В рассматриваемых линиях не следует учитывать также активную проводимость и соответствующие им потери активной мощности на корону.

Пример 2. Определить параметры двухцепной воздушной линии напряжением 220 кВ, выполненной проводом АС-240/32 протяженностью 100 км.

Решение. По табл. П.1.2 $r_0 = 0,118 \text{ Ом/км}$.

Для напряжения 220 кВ принимаем $D_{\text{ср}} = 8 \text{ м}$, радиус провода $r = 10,8 \text{ мм}$, и по формулам (1.2) и (1.5) находим x_0 и b_0 :

$$x_0 = 0,144 \lg(8000/10,8) + 0,016 = 0,43 \text{ Ом/км};$$

$$b_0 = 7,58 \cdot 10^{-6} / \lg(8000/10,8) = 2,64 \cdot 10^{-6} \text{ См/км};$$

Эти параметры можно найти по табл. П.1.2, $x_0 = 0,435 \text{ Ом/км}$; $b_0 = 2,6 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}$.

Параметры эквивалентной схемы замещения линии равны

$$R_{\text{л}} / 2 = r_0 \cdot l / 2 = 0,118 \cdot 100 / 2 = 5,9 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{л}} / 2 = x_0 \cdot l / 2 = 0,43 \cdot 100 / 2 = 21,5 \text{ Ом};$$

$$2B_{\text{л}} = 2b_0 \cdot l = 2 \cdot 2,64 \cdot 10^{-6} \cdot 100 = 528 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Зарядная мощность всей линии

$$2Q_c = 220^2 \cdot 528 \cdot 10^{-6} = 25,6 \text{ Мвар}.$$

Значит, схема замещения данной линии должна включать активное и реактивное сопротивления и зарядную мощность.

Пример 3. Рассчитать параметры воздушной линии напряжением 330 кВ и длиной 250 км, выполненной с расщепленной фазой $2 \times \text{АС-300/39}$.

Решение. По табл. П.1.2 удельное активное сопротивление провода АС-300/30 $r_0 = 0,096$ Ом/км. Так как каждая фаза содержит два провода, то активное сопротивление линии

$$R_{\text{Л}} = r_0 \cdot l / 2 = 0,096 \cdot 250 / 2 = 12,0 \text{ Ом.}$$

Для напряжения 330 кВ принимаем $D_{\text{ср}} = 11$ м, а расстояние между проводами в расщепленной фазе $a_{\text{ср}} = 400$ мм. По табл. П.1.2 радиус провода $r = 12$ мм.

По формуле (1.3) находим эквивалентный радиус расщепленной фазы

$$r_g = \sqrt{12 \cdot 400} = 69,3 \text{ мм.}$$

По формулам (1.4) и (1.5), заменив в последней значение r на r_g , находим соответственно удельные индуктивное сопротивление и емкостную проводимость

$$x_0 = 0,144 \lg(11000 / 69,3) + 0,016 / 2 = 0,325 \text{ Ом/км;}$$

$$b_0 = 7,58 \cdot 10^{-6} / \lg(11000 / 69,3) = 3,44 \cdot 10^{-6} \text{ См/км.}$$

Эти же параметры и зарядная мощность всей линии будут равны

$$X_{\text{Л}} = 0,325 \cdot 250 = 81,25 \text{ Ом;}$$

$$B_{\text{Л}} = 3,44 \cdot 10^{-6} \cdot 250 = 8,6 \cdot 10^{-4} \text{ См;}$$

$$Q_{\text{с}} = 330^2 \cdot 8,6 \cdot 10^{-4} = 93,65 \text{ Мвар.}$$

Пример 4. Найти параметры кабельной линии напряжением 10 кВ, длиной 1 км, выполненной кабелем ААБ-3 × 95.

Решение. Данный кабель трехфазный с алюминиевыми жилами сечением $F = 95 \text{ мм}^2$ в алюминиевой оболочке с бумажной изоляцией.

По таблице П.1.3 находим $r_0 = 0,326$ Ом/км и $x_0 = 0,083$ Ом/км.

Величину x_0 можно оценить по формуле (1.2). Для этого примем $D_{\text{ср}} = 15$ мм, а радиус жилы кабеля $r = \sqrt{F / \pi} = \sqrt{95 / 3,14} = 5,5$ мм. Тогда, $x_0 = 0,144 \lg(15 / 5,5) + 0,016 = 0,079$ Ом/км.

Оценим зарядную мощность кабеля, для чего величину b_0 определим по формуле (1.5)

$$b_0 = 7,58 \cdot 10^{-6} / \lg(15 / 5,5) = 17,4 \cdot 10^{-6} \text{ См/км;}$$

$$Q_{\text{с}} = 10^2 \cdot 17,4 \cdot 10^{-6} = 17,4 \cdot 10^{-4} \text{ Мвар/км} = 1,74 \text{ квар/км.}$$

Заметно, что эти значения больше соответствующих параметров воздушных линий 10 кВ, но и здесь $Q_{\text{с}}$ мала по сравнению с пропускной способностью данного кабеля. Поэтому ее в расчетах не учитывают.

1.1.3. Задания для самостоятельной работы

1. Найти параметры схемы замещения воздушной линии напряжением 35 кВ и длиной 20 км, выполненной проводом АС-95/16.
2. Определить параметры схемы замещения двухцепной линии напряжением 110 кВ и длиной 50 км, выполненной проводом АС-120/27.
3. Определить и сравнить удельные параметры воздушной и кабельной линий напряжением 380 В, выполненных соответственно проводом А-50 и кабелем АВВГ 4 × 50.
4. Найти параметры схемы замещения воздушной линии напряжением 500 кВ и длиной 200 км, выполненной с расщепленной фазой 3 × АС-400/51. Расположение фаз на опоре горизонтальное с расстоянием между ними 15 м. Провода в расщепленной фазе расположены по вершинам равностороннего треугольника с расстоянием между ними 40 см.
5. Определить, на сколько изменятся параметры воздушной линии напряжением 330 кВ и длиной 160 км при горизонтальном расположении проводов и расстоянием между ними 11 м, если вместо проводов АС-600/72 в каждой фазе применить расщепление проводов на два марки АС-300/39. Расстояние между расщепленными проводами принять равным 40 см.
6. Найти и сравнить параметры кабелей напряжением 10 кВ марок АСВ и СВ сечением 120 мм².
7. Кабельная линия напряжением 10 кВ выполнена из трех параллельно работающих кабелей. Два из них с алюминиевыми жилами имеют сечение по 120 мм², а третий с медными жилами сечением 70 мм². Составить схему замещения кабельной линии и найти ее эквивалентные параметры.
8. Линия электропередачи напряжением 220 кВ выполнена проводом АС-240/32 и имеет полное сопротивление $Z = 26,1$ Ом. Определить длину линии и ее зарядную мощность, если среднегеометрическое расстояние между проводами равно 7,5 м.
9. Найти активное и индуктивное сопротивления осветительной сети длиной 90 м, выполненной на тресе четырьмя изолированными алюминиевыми проводами сечением 6 мм².
10. Потребитель получает электроэнергию по двум параллельно работающим воздушным линиям напряжением 110 кВ и длиной 40 км. Одна линия выполнена проводами АС-95/16, а вторая — АС-150/24. Составить схему линии электропередачи и найти ее эквивалентные параметры.

1.2. Трансформаторы и автотрансформаторы

1.2.1. Теоретические положения

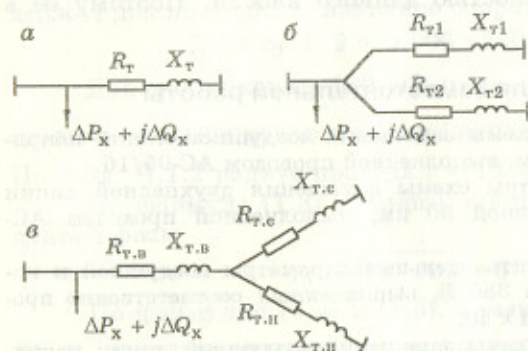


Рис. 1.2 Схемы замещения трансформаторов:
а — двухобмоточного;
б — с расщепленной обмоткой;
в — трехобмоточного и автотрансформатора.

Двухобмоточные трансформаторы обычно представляются в виде схемы замещения, приведенной на рис. 1.2 а.

Активное сопротивление R_T включает сопротивления обеих обмоток трансформатора и определяется на основании его каталожных данных

$$R_T = \frac{\Delta P_K U_n^2}{S_n^2} \cdot 10^3, \text{ Ом} \quad (1.7)$$

где ΔP_K — потери короткого замыкания, кВт; U_n — номинальное напряжение обмотки высшего напряжения, кВ; S_n — номинальная мощность трансформатора, кВ·А.

Реактивное сопротивление X_T также включает в себя сопротивления обеих обмоток, приведенные к одному напряжению. Для трансформаторов большой мощности величина X_T рассчитывается на основании каталожных данных по формуле

$$X_T = \frac{u_K U_n^2}{S_n} \cdot 10, \text{ Ом} \quad (1.8)$$

где u_K — напряжение короткого замыкания, %.

Для трансформаторов малой мощности такой расчет приводит к значительным погрешностям. Здесь X_T следует определять по формуле (1.8), заменив в ней u_K на реактивную составляющую $u_{K.p}$ напряжения короткого замыкания

$$u_{K.p} = \sqrt{u_K^2 - u_{K.a}^2}, \quad (1.9)$$

где $u_{K.a} = \Delta P_K \cdot 100 / S_n$ — активная составляющая напряжения короткого замыкания.

Потери активной мощности холостого хода являются каталожной характеристикой трансформатора.

Потери реактивной мощности холостого хода (намагничивающая мощность) ΔQ_X определяются через ток холостого хода I_X %, являющийся каталожной характеристикой трансформатора

$$\Delta Q_X = I_X S_n / 100. \quad (1.10)$$

Трансформаторы с расщепленной обмоткой низшего напряжения представляются схемой замещения, данной на рис. 1.2 б.

На основании каталожных данных ΔP_K и u_K по формулам (1.7) и (1.8) могут быть найдены соответственно активное $R_{T\Sigma}$ и реактивное сопротивления всех обмоток трансформатора. Сопротивления каждой ветви схемы замещения будут равны

$$R_{T1} = R_{T2} = 2R_{T\Sigma}, \quad X_{T1} = X_{T2} = 2X_{T\Sigma}. \quad (1.11)$$

Расчет потерь мощности холостого хода ΔP_X и ΔQ_X аналогичен двухобмоточным трансформаторам.

Трехобмоточные трансформаторы имеют схему замещения, показанную на рис. 1.2 в. Здесь каждая обмотка представлена своими активным и реактивным сопротивлениями, приведенными к номинальному напряжению одной из обмоток. Потери холостого хода ΔP_X и ΔQ_X являются общими для всего трансформатора и определяются так же, как и для двухобмоточного трансформатора.

Активные сопротивления обмоток рассчитываются по приведенным в каталожных данных потерям короткого замыкания. При этом возможны два случая.

Наиболее распространен случай, когда в каталожных данных приведено одно значение потерь короткого замыкания, отвечающее опыту короткого замыкания с обмотками высшего и среднего напряжений $\Delta P_{K.в.с}$. По заданной величине потерь ко-

роткого замыкания вначале находится общее сопротивление рассматриваемых обмоток

$$R_{т. об щ} = \Delta P_{к.в - с} U_n^2 / S_n^2. \quad (1.12)$$

Затем определяется сопротивление каждой обмотки по следующему выражению (при равных мощностях обмоток)

$$R_{т.в} = R_{т.с} = R_{т.н} = 0,5 R_{т. об щ}. \quad (1.13)$$

Во втором случае каталожные данные трансформатора содержат три значения потерь короткого замыкания: $\Delta R_{к.в - с}$, $\Delta R_{к.в - н}$ и $\Delta R_{к.с - н}$. Они соответствуют трем возможным опытам короткого замыкания с каждой парой обмоток. Для нахождения сопротивления каждой обмотки возможен следующий подход.

Определяются потери мощности короткого замыкания в каждой обмотке

$$\begin{aligned} \Delta P_{к.в} &= 0,5(\Delta P_{к.в - с} + \Delta P_{к.в - н} - \Delta P_{к.с - н}); \\ \Delta P_{к.с} &= 0,5(\Delta P_{к.в - с} + \Delta P_{к.с - н} - \Delta P_{к.в - н}); \\ \Delta P_{к.н} &= 0,5(\Delta P_{к.в - н} + \Delta P_{к.с - н} - \Delta P_{к.в - с}); \end{aligned} \quad (1.14)$$

Рассчитываются сопротивления обмоток

$$R_{т.в} = \frac{\Delta P_{к.в} U_n^2}{S_n^2} 10^3; R_{т.с} = \frac{\Delta P_{к.с} U_n^2}{S_n^2} 10^3; R_{т.н} = \frac{\Delta P_{к.н} U_n^2}{S_n^2} 10^3. \quad (1.15)$$

Реактивные сопротивления обмоток рассчитываются по приведенным в каталожных данных трем значениям напряжения короткого замыкания: $u_{к.в - с}, \%$, $u_{к.в - н}, \%$, $u_{к.с - н}, \%$. Расчет ведется в следующей последовательности.

Определяются напряжения короткого замыкания каждой обмотки

$$\begin{aligned} u_{к.в} &= 0,5(u_{к.в - с} + u_{к.в - н} - u_{к.с - н}); \\ u_{к.с} &= 0,5(u_{к.в - с} + u_{к.с - н} - u_{к.в - н}); \\ u_{к.н} &= 0,5(u_{к.в - н} + u_{к.с - н} - u_{к.в - с}); \end{aligned} \quad (1.16)$$

По формулам, аналогичным (1.8), находятся сопротивления каждой обмотки

$$X_{т.в} = \frac{u_{к.в} U_n^2}{S_n^2} 10^3; X_{т.с} = \frac{u_{к.с} U_n^2}{S_n^2} 10^3; X_{т.н} = \frac{u_{к.н} U_n^2}{S_n^2} 10^3. \quad (1.17)$$

Автотрансформаторы имеют такую же схему замещения, как и трехобмоточные трансформаторы. Поэтому расчет сопротивлений их во многом совпадает. Особенностью автотрансформатора, сказывающейся на расчете параметров, является различие мощностей его обмоток. Так, мощность обмотки низшего

напряжения $S_{н.ном}$ меньше номинальной мощности автотрансформатора S_n .

В каталожных данных значения $u_k, \%$ всех пар обмоток автотрансформатора отнесены к его номинальной мощности. Поэтому расчет реактивных сопротивлений обмоток автотрансформатора полностью идентичен трехобмоточному трансформатору.

Для большинства автотрансформаторов в каталожных данных указывается только значение потерь короткого замыкания для пары обмоток высшего и среднего напряжения, отнесенное к S_n автотрансформатора. В этом случае сопротивления обмоток находят по следующим выражениям

$$R_{т.в} = R_{т.с} = \frac{\Delta P_{к.в - с} U_n^2}{2S_n^2} 10^3, \quad R_{т.н} = R_{т.в} \frac{S_n}{S_{н.ном}}. \quad (1.18)$$

Для некоторых автотрансформаторов в каталожных данных приводятся значения потерь короткого замыкания для всех пар обмоток. При этом величина $\Delta P_{к.в - с}$ отнесена к номинальной мощности автотрансформатора S_n , а $\Delta P_{к.в - н}^n$ и $\Delta P_{к.с - н}^n$ — к номинальной мощности обмотки низшего напряжения $S_{н.ном}$. Приведенные к разным мощностям каталожные значения ΔP_k надо привести к номинальной мощности автотрансформатора

$$\Delta P_{к.в - н} = \Delta P_{к.в - н}^n \left(\frac{S_n}{S_{н.ном}} \right)^2, \quad \Delta P_{к.с - н} = \Delta P_{к.с - н}^n \left(\frac{S_n}{S_{н.ном}} \right)^2. \quad (1.19)$$

Затем по формулам (1.14) рассчитываются потери мощности короткого замыкания в каждой обмотке и по выражениям (1.15) активные сопротивления обмоток.

1.2.2. Примеры решения задач

Пример 1. Определить параметры двухобмоточного трансформатора ТМ-160/10.

Решение. По табл. П.2.1 находим паспортные характеристики трансформатора: $u_k = 4,5\%$; $\Delta P_k = 2,65$ кВт; $\Delta P_x = 0,56$ кВт; $I_x = 2,4\%$.

Параметры схемы замещения (рис. 1.2 а) рассчитываем по формулам (1.7), (1.8) и (1.10), приведя их к номинальному напряжению обмотки высшего напряжения

$$R_T = \frac{2,65 \cdot 10^2}{160^2} \cdot 10^3 = 10,35 \text{ Ом}; X_T = \frac{4,5 \cdot 10^2}{160} \cdot 10 = 28,13 \text{ Ом};$$

$$\Delta Q_x = \frac{2,4 \cdot 160}{100} = 3,84 \text{ квар}; \Delta P_x = 0,56 \text{ кВт}.$$

Найдем X_T по реактивной составляющей напряжения короткого замыкания.

Активная составляющая напряжения короткого замыкания

$$u_{к.а} = \Delta P_K \cdot 100 / S_H = 2,65 \cdot 100 / 160 = 1,66 \text{ \%}.$$

По формуле (1.9)

$$u_{к.р} = \sqrt{4,5^2 - 1,66^2} = 4,18 \text{ \%}.$$

Реактивное сопротивление будет равно

$$X_T = \frac{u_{к.р} \cdot U_H^2}{S_H} \cdot 10 = \frac{4,18 \cdot 10^2}{160} \cdot 10 = 26,1 \text{ Ом}.$$

Это значение является более точным.

Пример 2. Определить приведенные к обмотке высшего напряжения параметры схемы замещения трансформатора с расщепленной обмоткой ТРДН-25000/115.

Решение. По таблице П.2.3 находим паспортные характеристики трансформатора: $u_K = 10,5\%$; $\Delta P_K = 120 \text{ кВт}$; $\Delta P_x = 27 \text{ кВт}$; $I_x = 0,7\%$.

По формулам (1.7) и (1.8) определяем общее активное и реактивное сопротивление всех обмоток трансформатора

$$R_{T\Sigma} = \frac{120 \cdot 115^2}{25000^2} \cdot 10^3 = 2,54 \text{ Ом}; X_{T\Sigma} = \frac{10,5 \cdot 115^2}{25000} \cdot 10 = 55,54 \text{ Ом}.$$

Сопротивления каждой ветви схемы замещения (рис. 1.2 б) рассчитываем по формулам (1.11)

$$R_{T1} = R_{T2} = 2 \cdot 2,54 = 5,08 \text{ Ом}; X_{T1} = X_{T2} = 2 \cdot 55,54 = 111,08 \text{ Ом}.$$

Намагничивающая мощность

$$\Delta Q_x = 0,7 \cdot 25000 / 100 = 175 \text{ квар}.$$

Пример 3. Рассчитать параметры схемы замещения трехобмоточного трансформатора ТДТН-40000/230/38,5/11, приведенные к обмотке высшего напряжения.

Решение. По табл. П.2.5 находим паспортные характеристики трансформатора: $u_{к.в.-с} = 12,5\%$, $u_{к.в.-н} = 22\%$, $u_{к.с.-н} = 9,5\%$; $\Delta P_K = 220 \text{ кВт}$; $\Delta P_x = 55 \text{ кВт}$; $I_x = 1,1\%$.

В соответствии со схемой замещения (рис. 1.2 а) необходимо рассчитать сопротивления каждой обмотки.

Активные сопротивления определяем по формулам (1.12) и (1.13)

$$R_{T.об.ш} = \frac{220 \cdot 230^2}{40000^2} \cdot 10^3 = 7,27 \text{ Ом};$$

$$R_{T.в} = R_{T.с} = R_{T.н} = 0,5 \cdot 7,27 = 3,64 \text{ Ом}.$$

Реактивные сопротивления найдем по формулам (1.16) и (1.17)

$$u_{к.в} = 0,5(12,5 + 22 - 9,5) = 12,5\%;$$

$$u_{к.с} = 0,5(12,5 + 9,5 - 22) = 0\%;$$

$$u_{к.н} = 0,5(22 + 9,5 - 12,5) = 9,5\%.$$

$$X_{T.в} = \frac{12,5 \cdot 230^2}{40000} \cdot 10 = 165,3 \text{ Ом}; X_{T.с} = 0;$$

$$X_{T.н} = \frac{9,5 \cdot 230^2}{40000} \cdot 10 = 125,6 \text{ Ом}.$$

Намагничивающая мощность трансформатора равна

$$\Delta Q_x = 1,1 \cdot 40000 / 100 = 440 \text{ квар}.$$

Для данного трансформатора активные сопротивления малы по сравнению с реактивными, что справедливо и для всех мощных трансформаторов.

Пример 4. Определить параметры схемы замещения автотрансформатора АДЦТН-200000/230/121/11, мощность обмотки низшего напряжения которого $S_{H \text{ ном}} = 0,5 S_H$.

Решение. По табл. П.2.5 находим паспортные характеристики трансформатора: $u_{к.в.-с} = 11\%$, $u_{к.в.-н} = 32\%$, $u_{к.с.-н} = 20\%$, $\Delta P_K = 430 \text{ кВт}$; $\Delta P_x = 125 \text{ кВт}$; $I_x = 0,5\%$.

Активные сопротивления обмоток определяем по формулам (1.18)

$$R_{T.в} = R_{T.с} = \frac{430 \cdot 230^2}{2 \cdot 200000^2} \cdot 10^3 = 0,28 \text{ Ом};$$

$$R_{T.н} = 0,28 \cdot \frac{200}{0,5 \cdot 200} = 0,56 \text{ Ом}.$$

Реактивные сопротивления обмоток рассчитываем по формулам (1.16) и (1.17)

$$u_{к.в} = 0,5(11 + 32 - 20) = 11,5\%; u_{к.с} = 0,5(11 + 20 - 32) = 0\%;$$

$$u_{к.н} = 0,5(32 + 20 - 11) = 20,5\%; X_{т.в} = \frac{11,5 \cdot 230^2}{200000} \cdot 10 = 30,4 \text{ Ом};$$

$$X_{т.с} = 0; X_{т.н} = \frac{20,5 \cdot 230^2}{200000} \cdot 10 = 54,2 \text{ Ом}.$$

Намагничивающая мощность

$$\Delta Q_x = 0,5 \cdot 200000 / 100 = 1000 \text{ квар}.$$

Пример 5. Рассчитать параметры схемы замещения двухтрансформаторной подстанции с трансформаторами ТМН-4000/35.

Решением. Эквивалентная схема замещения двухтрансформаторной подстанции имеет тот же вид, что и на рис. 1.2 а, только параметры ее будут иметь следующие обозначения: $R_t / 2$, $X_t / 2$, $2(\Delta P_x + j\Delta Q_x)$.

То есть общие сопротивления уменьшаются, а потери холостого хода увеличиваются в 2 раза.

По табл. П.2.2 находим паспортные характеристики трансформаторов: $U_k = 7,5\%$; $\Delta P_k = 33,5 \text{ кВт}$; $\Delta P_x = 6,7 \text{ кВт}$; $I_x = 1,0\%$.

По формулам двухобмоточного трансформатора определяем параметры схемы замещения подстанции

$$R_t / 2 = \frac{33,5 \cdot 35^2}{2 \cdot 4000^2} \cdot 10^3 = 1,28 \text{ Ом}; X_t / 2 = \frac{7,5 \cdot 35^2}{2 \cdot 4000^2} \cdot 10 = 11,5 \text{ Ом};$$

$$2(\Delta P_x + j\Delta Q_x) = 2 \cdot (6,7 + j1,0 \cdot 4000 / 100) = 13,4 + j80 \text{ кВ·А}.$$

Пример 6. Определить параметры трехобмоточного трансформатора ТДТН-10000/115/38,5/11 с соотношением мощностей обмоток ВН, СН, НН соответственно 100%/100%/66,7% и имеющего следующие каталожные данные: $\Delta P_k = 108 \text{ кВт}$; $\Delta P_x = 52 \text{ кВт}$; $U_{к.в-с} = 10,5\%$; $U_{к.в-н} = 17\%$; $U_{к.с-н} = 6\%$; $I_x = 5\%$.

Решение. Схема замещения данного трансформатора приведена на рис. 1.2 в. Мощности обмоток ВН и СН данного трансформатора равны его номинальной мощности, а обмотка НН имеет мощность меньше номинальной.

Поэтому в соответствии с формулами (1.12) и (1.13)

$$R_{т.в} = R_{т.с} = \frac{\Delta P_k \cdot U_n^2}{2S_n^2} = \frac{108 \cdot 115^2}{2 \cdot 10000^2} \cdot 10^3 = 7,1 \text{ Ом}.$$

Так как мощность обмотки НН составляет 66,7 % от номинальной, то сопротивление ее можно найти из соотношения

$$R_{т.н} / R_{т.в} = 100 / 66,7,$$

откуда

$$R_{т.н} = R_{т.в} \frac{100}{66,7} = 7,1 \cdot 100 / 66,7 = 10,65 \text{ Ом}.$$

Реактивные сопротивления определяем по формулам (1.16) и (1.17)

$$u_{к.в} = 0,5(10,5 + 17 - 6) = 10,75\%; u_{к.с} = 0,5(10,5 + 6 - 17) = 0;$$

$$u_{к.н} = 0,5(17 + 6 - 10,5) = 6,25\%;$$

$$X_{т.в} = \frac{10,75 \cdot 115^2}{10000} \cdot 10 = 142,2 \text{ Ом}; X_{т.с} = 0;$$

$$X_{т.н} = \frac{6,25 \cdot 115^2}{10000} \cdot 10 = 82,7 \text{ Ом}.$$

Намагничивающая мощность трансформатора в соответствии с формулой (1.16)

$$\Delta Q_x = 5 \cdot 10000 / 100 = 500 \text{ квар}.$$

Пример 7. Определить параметры автотрансформатора марки АТДЦТН-240000/330/242/11, имеющего следующие каталожные данные: $u_{к.в-с} = 7,3\%$; $u_{к.в-н} = 70\%$; $u_{к.с-н} = 60\%$; $\Delta P_{к.в-с} = 430 \text{ кВт}$; $\Delta P_{к.в-н} = 260 \text{ кВт}$; $\Delta P_{к.с-н} = 250 \text{ кВт}$; $\Delta P_x = 130 \text{ кВт}$; $I_x = 0,5\%$. Мощность обмотки низшего напряжения равна 25% номинальной мощности автотранспорта. Значения $\Delta P_{к.в-н}$ и $\Delta P_{к.с-н}$ приведены к мощности обмотки низшего напряжения.

Решение. Схема замещения автотрансформатора представлена на рис. 1.2, в.

Активные сопротивления обмоток высшего и среднего напряжения можно найти по формулам (1.12) и (1.13).

$$R_{т.в} = R_{т.с} = 0,5 R_{т.о.б.н} = \frac{\Delta P_{т.в-с} \cdot U_n^2}{2 \cdot S_n^2} = \frac{430 \cdot 330^2}{2 \cdot 240000^2} \cdot 10^{-3} = 0,41 \text{ Ом}.$$

Так как потери короткого замыкания других пар обмоток приведены к мощности обмотки низшего напряжения, то для нахождения активного сопротивления этой обмотки $R_{т.н}$ их надо привести к номинальной мощности автотрансформатора. Такой пересчет сделаем по формулам (1.19)

$$\Delta P'_{к.в-н} = \Delta P_{к.в-н} (S_n / S_{н.н})^2 = 260(100 / 25)^2 = 4160 \text{ кВт};$$

$$\Delta P'_{к.с-н} = \Delta P_{к.с-н} (S_n / S_{н.н})^2 = 250(100 / 25)^2 = 4000 \text{ кВт}.$$

Теперь по формулам (1.14) находим потери короткого замыкания в обмотке низшего напряжения

$$\begin{aligned} \Delta P_{к.н} &= 0,5(\Delta P'_{к.в-н} + \Delta P'_{к.с-н} - \Delta P'_{к.в-с}) = \\ &= 0,5(4160 + 4000 - 430) = 3865 \text{ кВт}. \end{aligned}$$

В соответствии с формулой (1.15) активное сопротивление обмотки низшего напряжения

$$R_{т.н} = \Delta P_{к.н} \cdot U_n^2 / S_n^2 = 3865 \cdot 330^2 \cdot 10^{-3} / 240000^2 = 7,3 \text{ Ом}.$$

Реактивные сопротивления автотрансформатора определяем по формулам (1.16) и (1.17)

$$u_{к.в} = 0,5 \cdot (7,3 + 70 - 60) = 8,65\%; \quad u_{к.с} = 0,5 \cdot (7,3 - 60 + 70) = 0;$$

$$u_{к.н} = 0,5 \cdot (70 + 60 - 7,3) = 61,35\%;$$

$$x_{т.н} = \frac{8,65 \cdot 330^2}{240000} \cdot 10 = 39,2 \text{ Ом}; \quad X_{т.с} = 0;$$

$$X_{т.н} = \frac{61,35 \cdot 330^2}{240000} \cdot 10 = 278,4 \text{ Ом}.$$

И, наконец, по формуле (1.10) находим намагничивающую мощность

$$\Delta Q_x = 0,5 \cdot 240000 / 100 = 1200 \text{ квар}.$$

1.2.3. Задания для самостоятельной работы

1. На подстанции установлены два трехобмоточных трансформатора марки ТДТН-25000/115/38,5/6,6. Составить эквивалентную схему замещения двухтрансформаторной подстанции и определить ее параметры.

2. Определить параметры схемы замещения трехфазного двухобмоточного трансформатора марки ТМ-630/10.

3. Определить параметры схемы замещения двухобмоточного повышающего трансформатора марки ТДЦ-80000/121/10,5.

4. Три однофазных трансформатора марки ОЦ-533000/500 на подстанции собраны в трехфазную группу. Составить схему замещения трехфазной группы и определить ее параметры при следующих каталожных данных каждого однофазного трансформатора: $S_n = 533 \text{ МВ·А}$; $U_{в.н} = 525 / \sqrt{3} \text{ кВ}$; $U_{н.н} = 15,75 \text{ кВ}$; $U_k = 13,5\%$; $\Delta P_k = 1400 \text{ кВт}$; $\Delta P_x = 300 \text{ кВт}$; $I_x = 0,3\%$.

5. На подстанции установлены два трансформатора с расщепленной обмоткой марки ТРДН-40000/110, каждый из которых имеет номинальные напряжения обмотки низшего напряжения 6,3 и 10,5 кВ. Со-

ставить эквивалентную схему замещения двухтрансформаторной подстанции для случая параллельной работы трансформаторов и определить ее параметры.

6. Определить параметры схемы замещения трехфазного трехобмоточного трансформатора марки ТДТН-25000/115/38,5/6,6 с соотношением мощностей обмоток ВН, СН и НН соответственно 100%/66,7%/100% и имеющего следующие каталожные данные: $u_{к.в-с} = 17\%$; $u_{к.в-н} = 10,5\%$; $u_{к.с-н} = 6\%$; $\Delta P_k = 140 \text{ кВт}$; $\Delta P_x = 45 \text{ кВт}$; $I_x = 2,3\%$.

7. На подстанции установлены два автотрансформатора марки АТДЦТН-63000/230/121/11, обмотки ВН и СН которых включены параллельно, а обмотки НН — раздельно. Составить эквивалентную схему замещения двух автотрансформаторов и определить ее параметры.

8. На подстанции три однофазных автотрансформатора марки АОДЦТН-133000/330/220 собраны в трехфазную группу. Составить схему замещения трехфазной группы и определить ее параметры при следующих каталожных данных однофазного автотрансформатора: $S_n = 133 \text{ МВ·А}$; $U_{вн} = 330 / \sqrt{3} \text{ кВ}$; $U_{сн} = 230 / \sqrt{3} \text{ кВ}$; $U_{нн} = 10,5 \text{ кВ}$; $u_{к.в-с} = 9\%$; $u_{к.в-н} = 60,4\%$; $u_{к.с-н} = 48,5\%$; $\Delta P_{к.в-с} = 280 \text{ кВт}$; $\Delta P_{к.в-н} = 125 \text{ кВт}$; $\Delta P_{к.с-н} = 105 \text{ кВт}$; $\Delta P_x = 55 \text{ кВт}$; $I_x = 0,15\%$; мощность обмотки НН составляет 25% от номинальной; $\Delta P_{к.в-н}$ и $\Delta P_{к.с-н}$ даны приведенными к мощности обмотки НН.

1.3. Нагрузки электрических сетей

1.3.1. Теоретические положения

Потребители электрической энергии различны по своему характеру: промышленные, коммунально-бытовые, сельскохозяйственные и т. д. Они различаются и составом электроприемников. К числу наиболее распространенных из них относятся

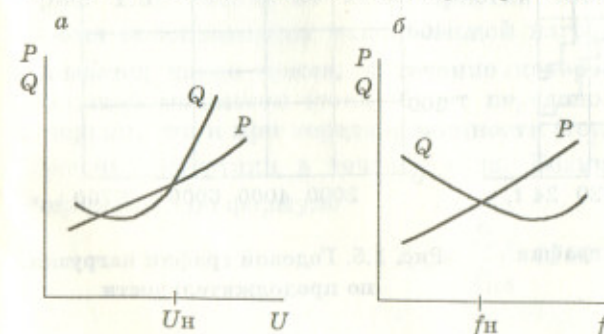


Рис. 1.3. Статические характеристики нагрузок:

а — по напряжению;

б — по частоте

асинхронные и синхронные электродвигатели, осветительные и нагревательные приборы, выпрямительные, сварочные и другие электротехнологические установки. Характеристикой каждого электроприемника и потребителей в целом является по-

требуемая ими активная и реактивная мощность. Величина мощности зависит как от режимов их работы, так и от параметров режима в системе электроснабжения. Это влияние учитывают статические характеристики нагрузки по напряжению (или частоте), которые представляют зависимости потребляемой активной и реактивной мощности от напряжения (или частоты) (рис. 1.3). Количественной мерой учета статических характеристик служит регулирующий эффект нагрузки, представляющий степень изменения активной и реактивной мощностей нагрузки при изменениях напряжения или частоты. Для разных электроприемников он различный. Так, регулирующий эффект активной мощности по напряжению для осветительных установок с разными лампами равен 1,6...1,9, нагревательных приборов — 2,0, выпрямителей — 1...5 в зависимости от их типа, асинхронных двигателей — 0...1.

Способы представления нагрузок при расчетах режимов зависят от вида сети и целей расчета. При расчете установившихся режимов сетей с напряжением до 35 кВ и, особенно, сетей напряжением менее 1 кВ нагрузка задается постоянным током

$$\underline{I} = I_a + jI_p = \text{const.} \quad (1.20)$$

При расчетах питающих сетей ($U > 35$ кВ) задание нагрузки в виде (1.20) приводит к большим погрешностям. В этом случае представляется постоянной величиной

$$\underline{S} = P + jQ = \text{const.} \quad (1.21)$$

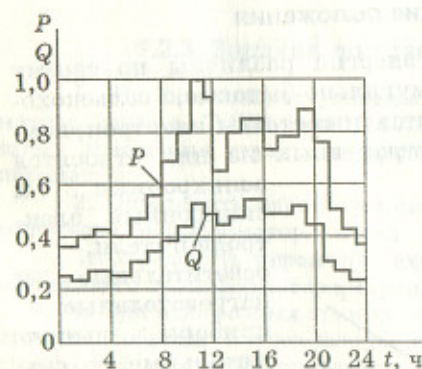


Рис. 1.4. Суточный график нагрузки

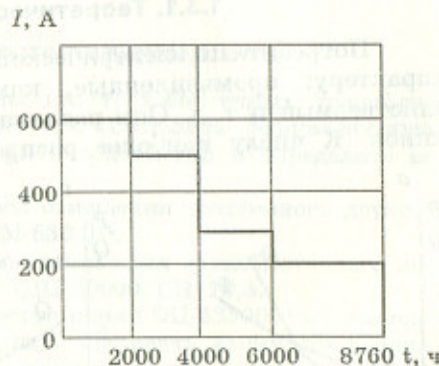


Рис. 1.5. Годовой график нагрузки по продолжительности

Данный способ задания нагрузки наиболее точен для сетей, в которых за счет средств регулирования поддерживается постоянное напряжение.

Потребление электроэнергии различными потребителями меняется во времени, что выражается графиками нагрузки. Зависимости, характеризующие изменение мощности нагрузки в течение суток, называются суточными графиками. В разные периоды года суточные графики нагрузки отличаются друг от друга. Вместе с тем при расчетах часто ограничиваются двумя характерными суточными графиками для зимнего и летнего дня (рис. 1.4). При всех различиях суточных графиков они имеют общие количественные показатели. К ним можно отнести:

— наибольшую мощность нагрузки $P_{нб}$;

— наименьшую мощность нагрузки $P_{нм}$;

— среднюю мощность

$$P_{ср} = \Sigma(P_i \Delta t_i) / \Sigma \Delta t_i; \quad (1.22)$$

— среднеквадратичную мощность

$$P_{ск} = \sqrt{\Sigma(P_i^2 \Delta t_i) / \Sigma \Delta t_i}; \quad (1.23)$$

— коэффициент заполнения графика нагрузки

$$k_z = P_{ср} / P_{нб}; \quad (1.24)$$

— коэффициент формы графика нагрузки

$$k_{\phi} = P_{ск} / P_{ср}. \quad (1.25)$$

Здесь P_i — величина мощности на i -ой ступени графика нагрузки, а Δt_i — длительность этой ступени.

Из годовых графиков нагрузки наиболее широко используются так называемые годовые графики по продолжительности, в которых все значения мощности расположены в порядке убывания. Они показывают продолжительность работы при данной мощности, а начальная ордината его равна наибольшей нагрузке (рис. 1.5). Одной из характеристик такого графика является время использования максимальной нагрузки $T_{нб}$. Под ним понимается такое время, в течение которого при передаче наибольшей мощности (тока) будет передано такое же количество энергии, что и при передаче мощности (тока) по действительному графику нагрузки в течение года. Величина $T_{нб}$ может быть определена по формуле

$$T_{нб} = \frac{P_{ср}}{P_{нб}} \cdot 8760. \quad (1.26)$$

1.3.2. Примеры решения задач

Пример 1. Для заданного на рис. 1.5. годового графика нагрузки по продолжительности определить средний и средне-

квадратичный ток и время использования наибольшей нагрузки.

Решение. По формулам (1.22) и (1.23), заменив в них мощность на ток, найдем средний и среднеквадратичные токи

$$I_{ср} = \Sigma(I_i \cdot \Delta t_i) / \Sigma \Delta t_i = (600 \cdot 2000 + 500 \cdot 2000 + 300 \cdot 2000 + 200 \cdot 2760) / 8760 = 382,65 \text{ А};$$

$$I_{ск} = \sqrt{\Sigma(I_i^2 \cdot \Delta t_i) / \Sigma \Delta t_i} = \sqrt{(600^2 \cdot 2000 + 500^2 \cdot 2000 + 300^2 \cdot 2000 + 200^2 \cdot 2760) / 8760} = 415,24 \text{ А}.$$

Время использования наибольшей нагрузки найдем по формуле:

$$T_{нб} = \frac{I_{ср}}{I_{нб}} \cdot 8760 = \frac{382,65}{600} \cdot 8760 = 5586,7 \text{ ч}.$$

Пример 2. Определить характеристики графика нагрузки одноменного предприятия, почасовая потребляемая мощность которого в кВт по часам работы составляет: 1-ый час — 100; 2-й — 130; 3-й — 150; 4 — 140; 5 — 60; 6 — 90; 7 — 120; 8 — 130; 9 — 110.

Решение. Наибольшая и наименьшая мощности предприятия соответственно равны $P_{нб} = 150$ кВт; $P_{нм} = 60$ кВт.

Среднюю и среднеквадратичную мощности найдем по формулам (1.22) и (1.23)

$$P_{ср} = (100 \cdot 1 + 130 \cdot 1 + 150 \cdot 1 + 140 \cdot 1 + 60 \cdot 1 + 90 \cdot 1 + 120 \cdot 1 + 130 \cdot 1 + 110 \cdot 1) / 9 = 114,4 \text{ кВт};$$

$$P_{ск} = \sqrt{100^2 \cdot 1 + 130^2 \cdot 1 + 150^2 \cdot 1 + 140^2 \cdot 1 + 60^2 \cdot 1 + 90^2 \cdot 1 + 120^2 \cdot 1 + 130^2 \cdot 1 + 110^2 \cdot 1} / 9 = 117,4 \text{ кВт}.$$

По формуле (1.24) найдем коэффициент заполнения графика нагрузки

$$k_z = 114,4 / 150 = 0,763.$$

По формуле (1.24) определим коэффициент формы графика нагрузки

$$k_{\phi} = 117,4 / 114,4 = 1,03.$$

1.3.3. Задания для самостоятельной работы

1. Измерениями, проведенными на подстанции через каждый час, начиная с 0 до 24 часов, в характерные сутки летнего и зимнего дня,

получены следующие значения передаваемой через подстанцию активной мощности в киловаттах:

— зимние сутки: 3600; 3400; 3200; 3200; 3300; 3400; 3500; 3900; 4800; 5600; 6400; 5700; 4800; 5100; 5200; 4700; 5100; 5600; 5900; 5700; 5200; 4600; 4100; 3800;

— летние сутки: 2700; 2500; 2400; 2500; 2300; 2400; 2700; 2900; 3400; 4300; 5000; 4800; 4400; 4500; 4800; 4600; 4500; 4700; 4800; 4700; 4000; 3200; 2800; 2800.

Построить суточные зимний и летний графики нагрузки и определить количество электроэнергии, переданной через подстанцию в течение каждого суток.

2. Для суточного зимнего графика нагрузки, построенного на основании исходной информации из предыдущей задачи, найти наибольшую, наименьшую, среднюю и среднеквадратичную мощности, коэффициент заполнения и коэффициент формы графика нагрузки.

3. Построить годовой график нагрузки по продолжительности на основе суточных зимнего и летнего графиков, полученных в задании 1, приняв число зимних и летних дней в году соответственно 195 и 170. Рассчитать для него время использования максимальной нагрузки.

4. В течение суток, начиная с нуля часов, через каждые два часа на подстанции были сняты и зафиксированы следующие показания трехфазного счетчика активной энергии (кВт · ч): 1642,02; 1643,96; 1645,24; 1647,9; 1650,6; 1655,8; 1659,2; 1662,4; 1665,7; 1669,6; 1673,4; 1676,0; 1678,1.

Счетчик подключен к сети напряжением 380 В через трансформатор тока с коэффициентом трансформации $k_{т.т} = 400 / 5$. Рассчитать среднюю почасовую мощность подстанции, по их значениям построить суточный график нагрузки и рассчитать его основные показатели.

1.4. Вопросы для самопроверки

1. Влиянием каких факторов пренебрегают при определении величины активного сопротивления линий?

2. В каких случаях индуктивные сопротивления разных фаз линии неодинаковы и почему?

3. Назовите ориентировочные величины среднегеометрических расстояний между проводами линий разных напряжений и основной фактор их определяющий.

4. Почему при малом различии значений емкостной проводимости в линиях разного напряжения ее влияние сильнее в линиях более высокого напряжения?

5. На какие параметры линии и как влияет расщепление фаз воздушных линий?

6. Каким образом предотвращают (уменьшают) корону в воздушных линиях напряжением 110 и 220 кВ?

7. Изменение какого параметра в процессе эксплуатации линии наиболее эффективно для снижения короны?

8. Дайте характеристику линии, схема замещения которой представлена только активным сопротивлением.

9. Каково соотношение индуктивных сопротивлений воздушных и кабельных линий, чем это вызвано?

10. Дайте характеристику линии, схема замещения которой представлена активным и реактивным сопротивлениями, причем $R_{\Sigma} > X_{\Sigma}$.

11. Как сказывается расщепление фаз на величине активного и реактивного сопротивлений и емкостной проводимости?

12. К каким отрицательным последствиям приводит явление короны?

13. Назовите марки двухобмоточных трансформаторов и трансформаторов с расщепленной обмоткой.

14. Расшифруйте марки трансформаторов ТДТН-40000/220 и АТДЦТН-250000/220/110.

15. Дайте определение потерям и напряжению короткого замыкания.

16. Почему расчет реактивного сопротивления трансформаторов малой мощности непосредственно по напряжению короткого замыкания связан со значительной погрешностью?

17. Какие преимущества имеют автотрансформаторы перед трехобмоточными трансформаторами и в каких случаях они проявляются в большей степени?

18. Как меняется соотношение активных и реактивных сопротивлений обмоток трансформаторов разных мощностей и напряжений?

19. Как изменяются сопротивления трансформаторов с увеличением номинальной мощности и почему?

20. С какими физическими явлениями связаны потери активной мощности в стали трансформатора?

21. Что показывают статические характеристики нагрузок по напряжению и частоте?

22. Чем отличаются статические характеристики по напряжению узлов нагрузки с преобладанием осветительных и выпрямительных установок?

23. Назовите способы представления нагрузок в расчетах электрических сетей и области их применения.

24. Назовите основные характеристики графиков нагрузки.

25. Какое максимальное значение может иметь время использования наибольшей нагрузки, определяемое по годовому графику по продолжительности или по суточному графику?

Глава 2. Расчет параметров установившихся режимов и потерь электроэнергии в элементах электрических сетей

2.1. Воздушные и кабельные линии

2.1.1. Теоретические положения

Расчет установившихся режимов состоит в определении напряжений в узловых точках, токов и мощностей в отдельных элементах сети. Применительно к рассматриваемым здесь линиям расчет заключается в определении неизвестных мощностей и напряжений в начале или конце линии на основе законов Ома и Кирхгофа.

Для линий, которые в схемах замещения представляются практически всеми параметрами (см. рис. 1.1 б), характерны два вида расчета режимов: по данным конца и данным начала. На практике такими являются воздушные линии напряжением 110 — 220 кВ и кабельные напряжением 35 кВ и выше.

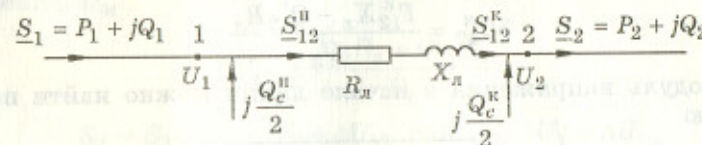


Рис. 2.1. Расчетная режимная схема линии

При расчете по данным конца заданными являются параметры линии, напряжение и мощность в конце линии. Задача состоит в определении напряжения и мощности в начале линии U_1 и S_1 (рис. 2.1). Расчет ведется в следующей последовательности.

Вначале на основании 1-го закона Кирхгофа рассчитывается мощность в конце продольной части схемы замещения линии $S_{12}^к$

$$S_{12}^к = P_{12}^к + jQ_{12}^к = P_2 + j(Q_2 - Q_c^к / 2). \quad (2.1)$$

Далее определяются потери мощности в сопротивлениях линии

$$\Delta S_{\Sigma} = \Delta P_{\Sigma} + j\Delta Q_{\Sigma} = \frac{(S_{12}^к)^2}{U_2^2} (R_{\Sigma} + jX_{\Sigma}). \quad (2.2)$$

Затем находится мощность $S_{12}^н$

$$\underline{S}_{12}^n = P_{12}^n + jQ_{12}^n = \underline{S}_{12}^k + \Delta \underline{S}_n = P_{12}^k + \Delta P_n + j(Q_{12}^k + \Delta Q_n). \quad (2.3)$$

И, наконец, мощность \underline{S}_1

$$\underline{S}_1 = P_1 + jQ_1 = P_{12}^n + j(Q_{12}^n - Q_c^n / 2). \quad (2.4)$$

Напряжение в начале линии определяется по мощности \underline{S}_{12}^k , и напряжению U_2

$$\underline{U}_1 = U_2 + \frac{P_{12}^k R_n + Q_{12}^k X_n}{U_2} + j \frac{P_{12}^k X_n - Q_{12}^k R_n}{U_2}. \quad (2.5)$$

Это выражение показывает, что напряжения начала и конца линии отличаются параметром, называемым падением напряжения. Оно имеет две составляющие:

— продольную

$$\Delta U_{12}^k = \frac{P_{12}^k R_n + Q_{12}^k X_n}{U_2};$$

— поперечную

$$\delta U_{12}^k = \frac{P_{12}^k X_n - Q_{12}^k R_n}{U_2}.$$

Модуль напряжения в начале линии можно найти по выражению

$$U_1 = \sqrt{(U_2 + \Delta U_{12}^k)^2 + (\delta U_{12}^k)^2}. \quad (2.6)$$

При расчете по данным начала заданными являются напряжение в начале линии \underline{U}_1 и мощность в конце \underline{S}_2 (рис. 1.1 б). В данном случае невозможно последовательно от конца линии к началу или наоборот определить неизвестные \underline{S}_1 и \underline{U}_2 . При решении такой задачи обычно применяют приближенный расчет в два этапа.

На первом этапе ведется расчет мощностей. Он осуществляется в той же последовательности, что и по данным конца, т. е. по формулам (2.1) — (2.4). Единственное отличие состоит в том, что вместо \underline{U}_2 подставляется его начальное приближение, обычно принимаемое равным \underline{U}_n .

На втором этапе по мощности \underline{S}_{12}^n и заданному напряжению \underline{U}_1 определяется напряжение \underline{U}_2 и его модуль U_2

$$\underline{U}_2 = U_1 + \frac{P_{12}^n R_n + Q_{12}^n X_n}{U_1} + j \frac{P_{12}^n X_n - Q_{12}^n R_n}{U_1}; \quad (2.7)$$

$$U_2 = \sqrt{(U_1 + \Delta U_{12}^n)^2 + (\delta U_{12}^n)^2}.$$

Расчет режимов воздушных линий напряжением 35 кВ и ниже и кабельных линий напряжением менее 20 кВ основан на некоторых допущениях:

— в силу малости не учитывается зарядная мощность, в результате чего в схеме замещения линия представляется только активным и реактивным сопротивлениями;

— при расчете распределения мощностей в линиях не учитываются потери мощности, т. е. $\underline{S}_{12}^k = \underline{S}_{12}^n$;

— пренебрегают поперечной составляющей падения напряжения δU т. е. расчет напряжений ведется по продольной составляющей падения напряжения ΔU , которую приравнивают к потере напряжения;

— расчет потери напряжения ведется по номинальному напряжению U_n

$$\Delta U_{12} = \frac{P_{12} R_n + Q_{12} X_n}{U_n}. \quad (2.8)$$

$$\underline{S}_1 = \underline{S}_2, \quad U_1 = U_2 + \Delta U_{12} \quad \text{или} \quad U_2 = U_1 - \Delta U_{12}$$

2.1.2. Примеры решения задач

Пример 1. По двухцепной линии напряжением 110 кВ и длиной 40 км выполненной проводом АС-120/19, необходимо доставить потребителям мощность $\underline{S} = 60 + j20$ МВА при напряжении $U = 110$ кВ.

Найти мощность и напряжение, которые нужно подвести к линии для случаев одновременной работы двух цепей и одной из них.

Решение. По таблицам найдем удельные параметры линии

$$r_0 = 0,244 \text{ Ом/км}; \quad x_0 = 0,427 \text{ Ом/км}; \quad b_0 = 2,66 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}.$$

По формулам (1.1) и (1.6) найдем параметры схемы замещения (см. рис. 1.1, б) линии при работе одной и двух цепей

$$R_n = 0,244 \cdot 40 = 9,76 \text{ Ом}; \quad X_n = 0,427 \cdot 40 = 17,08 \text{ Ом};$$

$$Q_c / 2 = 110^2 \cdot 2,66 \cdot 10^{-6} \cdot 40 / 2 = 0,64 \text{ Мвар}; \quad R_n / 2 = 4,88 \text{ Ом};$$

$$X_n / 2 = 8,54 \text{ Ом}; \quad Q_c = 1,28 \text{ Мвар}.$$

Рассматриваемый случай представляет расчет режима по данным конца и его удобно вести, имея расчетную схему в виде рис. 2.1. Заданные в задаче мощность и напряжение соответствуют значениям \underline{S}_2 и U_2 , искомыми параметрами являются \underline{S}_1 и U_1 .

Весь расчет режима следует вести в последовательности, определяемой формулами (2.1) — (2.6).

Проведем этот расчет для случая работы одной цепи линии

$$\underline{S}_{12}^K = P_2 + j(Q_2 - Q_c / 2) = 50 + j(20 - 0,64) = 50 + j19,36 \text{ МВ·А};$$

$$\Delta \underline{S}_\lambda = \frac{(\underline{S}_{12}^K)^2}{U_2^2} (R_\lambda + jX_\lambda) = \frac{50^2 + 19,36^2}{110^2} (9,76 + j17,08) = 2,32 + j4,06 \text{ МВ·А};$$

$$\underline{S}_{12}^H = \underline{S}_{12}^K + \Delta \underline{S}_\lambda = 50 + 2,32 + j(19,36 + 4,06) = 52,32 + j23,42 \text{ МВ·А};$$

$$\underline{S}_1 = \underline{S}_{12}^H - jQ_c / 2 = 52,32 + j(23,42 - 0,64) = 52,32 + j22,78 \text{ МВ·А};$$

$$\underline{U}_1 = 110 + \frac{50 \cdot 9,76 + 19,36 \cdot 17,08}{110} + j \frac{50 \cdot 17,08 - 19,36 \cdot 9,76}{110} = 117,44 + j6,04 \text{ кВ};$$

$$U_1 = \sqrt{117,44^2 + 6,04^2} = 117,6 \text{ кВ}$$

Здесь нетрудно видеть, что учет поперечной составляющей падения напряжения дал бы результат $U_1 = 117,44$ кВ. Погрешность этого составила бы

$$\frac{117,6 - 117,44}{117,6} \cdot 100\% = 0,14\%.$$

Значит при расчете, линий напряжением 110 кВ и ниже поперечную составляющую падения напряжения можно не учитывать.

Сделаем такой же расчет для случая одновременной работы двух цепей линии

$$\underline{S}_{12}^K = 50 + j(20 - 1,28) = 50 + j18,72 \text{ МВ·А};$$

$$\Delta \underline{S}_\lambda = \frac{50^2 + 18,72^2}{110^2} (4,88 + j8,54) = 1,15 + j2,01 \text{ МВ·А};$$

$$\underline{S}_{12}^H = 50 + 1,15 + j(18,72 + 2,01) = 51,15 + j20,73 \text{ МВ·А};$$

$$\underline{S}_1 = 51,15 + j(20,73 - 1,28) = 51,15 + j19,45 \text{ МВ·А};$$

$$\underline{U}_1 = 110 + \frac{50 \cdot 4,87 + 18,72 \cdot 8,54}{110} = 113,67 \text{ кВ}.$$

Из анализа следует, что во втором случае для удовлетворения потребностей потребителя необходимо подвести к линии меньшую мощность при более низком уровне напряжения. При этом величина необходимой реактивной мощности источника оказывается меньше, чем требуется потребителю ($19,45 < 20$). Это объясняется тем, что в данном режиме потери реактивной мощности в линии $\Delta Q_\lambda = 2,01$ Мвар меньше зарядной мощности линии $\Delta Q_c = 2,56$ Мвар.

Пример 2. От шин районной подстанции с уровнем напряжения 230 кВ по линии длиной 120 км, выполненной проводом АС-300/39, питается потребитель мощностью $\underline{S} = 80 + j30$ МВА.

Найти мощность, выдаваемую подстанцией в линию, и напряжение в конце линии в данном режиме, а также при отключенной нагрузке.

Решение. Удельные параметры заданной линии и параметры ее схемы замещения равны

$$r_0 = 0,096 \text{ Ом/км}; x_0 = 0,429 \text{ Ом/км}; b_0 = 2,64 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}.$$

$$R_\lambda = 0,096 \cdot 120 = 11,52 \text{ Ом}; X_\lambda = 0,429 \cdot 120 = 51,48 \text{ Ом};$$

$$Q_c / 2 = 220^2 \cdot 2,64 \cdot 10^{-6} \cdot 120 / 2 = 7,67 \text{ Мвар};$$

Рассматриваемый случай представляет расчет режима по данным начала и ведется в два этапа.

В соответствии с расчетной схемой (см. рис. 2.1) в начале по формулам (2.1) — (2.4) осуществляется расчет мощностей

$$\underline{S}_{12}^K = 80 + j(30 - 7,67) = 80 + j22,33 \text{ МВ·А}$$

$$\Delta \underline{S}_{12} = \frac{80^2 + 22,33^2}{220^2} (11,52 + j51,48) = 1,64 + j7,34 \text{ МВ·А};$$

$$\underline{S}_{12}^H = 80 + 1,64 + j(22,33 + 7,34) = 81,64 + j29,67 \text{ МВ·А};$$

$$\underline{S}_1 = 81,64 + j(29,67 - 7,67) = 81,64 + j22,00 \text{ МВ·А}.$$

Теперь по формулам (2.7) найдем напряжение в конце линии

$$\underline{U}_2 = 230 - \frac{81,64 \cdot 11,52 + 29,67 \cdot 51,48}{230} - j \frac{81,64 \cdot 51,48 - 29,67 \cdot 11,52}{230} = 219,27 - j16,79 \text{ кВ};$$

$$U_2 = \sqrt{219,27^2 + 16,79^2} = 219,91 \text{ кВ.}$$

При отключении нагрузки линии часть зарядной мощности линии, показанная на расчетной схеме (см. рис. 2.1) у точки 2, будет передаваться к началу линии. Если пренебречь потерями мощности в линии от передачи зарядной мощности, то

$$\underline{S}_{12}^n = -jQ_c / 2 = -7,67 \text{ Мвар.}$$

И значит, без учета поперечной составляющей падения напряжения

$$U_2 = 230 - \frac{-7,67 \cdot 51,48}{230} = 231,72 \text{ кВ.}$$

Отключение нагрузки линии приводит к повышению напряжения в конце линии, что может привести к перенапряжениям в линиях сверхвысокого напряжения большой протяженности.

Пример 3. Кабельная линия напряжением 10 кВ протяженностью 0,8 км, выполненная кабелем ААБ-3×120, питает цех, мощность нагрузки которого 1500 кВт, а коэффициент мощности $\cos \varphi = 0,9$. Определить потери мощности в линии и напряжение в конце линии, если в начале линии $U_1 = 10,3$ кВ.

Решение. Из параметров схемы замещения следует учитывать только активное и реактивное сопротивления, удельные значения которых найдем по таблице

$$r_0 = 0,258 \text{ Ом/км; } x_0 = 0,081 \text{ Ом/км;}$$

$$R_{\text{л}} = 0,258 \cdot 0,8 = 0,206 \text{ Ом; } X_{\text{л}} = 0,081 \cdot 0,8 = 0,065 \text{ Ом.}$$

По формуле (2.2), подставив в нее в качестве напряжения номинальное значение, найдем потери мощности

$$\Delta P = \frac{P^2}{U_{\text{н}}^2 \cdot \cos^2 \varphi} R_{\text{л}} = \frac{1500^2}{10^2 \cdot 0,9^2} \cdot 0,206 \cdot 10^3 = 5,7 \text{ кВт;}$$

$$\Delta Q = \frac{P^2}{U_{\text{н}}^2 \cdot \cos^2 \varphi} X_{\text{л}} = \frac{1500^2}{10^2 \cdot 0,9^2} \cdot 0,065 \cdot 10^{-3} = 1,8 \text{ квар.}$$

Напряжение в конце линии определяем через потерю напряжения (2.8), используя также допущение расчета распределительных сетей о равенстве мощностей в начале и конце линии

$$U_2 = U_1 - \frac{PR_{\text{л}} + QX_{\text{л}}}{U_{\text{н}}} = 10,3 - \frac{1500 \cdot 0,206 + 726,5 \cdot 0,065}{10} = 10,264 \text{ кВ}$$

$$\text{Здесь } Q = P \cdot \tan \varphi = 1500 \cdot 0,484 = 726,5 \text{ квар.}$$

Пример 4. По двум линиям напряжением 10 кВ и длиной 1 км от одного источника получает электроэнергию потребитель мощностью $P = \text{Мвт}$ при $\cos \varphi = 1$. При этом одна линия выполнена кабелем ААБ-3×95, а вторая — проводом АС-95/16.

Определить мощность, передаваемую по каждой линии и потери активной мощности в них и в электропередаче в целом.

Решение. В схему замещения линий 10 кВ достаточно ввести только их активное и реактивное сопротивления. Их значения возьмем из таблиц

$$R_{\text{вл}} = 0,311 \text{ Ом; } R_{\text{к л}} = 0,356 \text{ Ом; } X_{\text{к л}} = 0,083 \text{ Ом.}$$

Найдем общее сопротивление двух параллельно работающих линий

$$\underline{Z}_{\Sigma} = \frac{\underline{Z}_{\text{вл}} \cdot \underline{Z}_{\text{к л}}}{\underline{Z}_{\text{вл}} + \underline{Z}_{\text{к л}}} = \frac{(0,311 + j0,356) \cdot (0,326 + j0,083)}{(0,311 + j0,356) + (0,326 + j0,083)} = 0,180 + j0,098 \text{ Ом.}$$

Определяем мощность, передаваемую по кабельной и воздушной линиям

$$\underline{S}_{\text{к л}} = P \cdot \frac{\underline{Z}_{\Sigma}}{\underline{Z}_{\text{к л}}} = 3,5 \frac{0,180 + j0,098}{0,326 + j0,083} = 2,08 + j0,53 \text{ МВ·А;}$$

$$\underline{S}_{\text{вл}} = P - \underline{S}_{\text{к л}} = 1,42 - j0,53 \text{ МВ·А.}$$

Из расчетов видно, что при равных сечениях проводников по линиям передается различная по величине мощность. Кроме того, несмотря на отсутствие реактивной составляющей мощности у нагрузки, по линиям циркулирует реактивная мощность.

Находим потери активной мощности в каждой линии

$$\Delta P_{\text{вл}} = \frac{P_{\text{вл}}^2 + Q_{\text{вл}}^2}{U_{\text{н}}^2} R_{\text{вл}} = \frac{1,42^2 + 0,53^2}{10^2} \cdot 0,311 \cdot 10^3 = 7,1 \text{ кВт;}$$

$$\Delta P_{\text{к л}} = \frac{2,08^2 + 0,53^2}{10^2} \cdot 0,326 \cdot 10^3 = 15,0 \text{ кВт.}$$

Общие потери составляют величину

$$\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_{\text{вл}} + \Delta P_{\text{к л}} = 7,1 + 15,0 = 22,1 \text{ кВт.}$$

Нетрудно показать, что при выполнении обеих линий воздушными или кабельными одного сечения реактивные мощности по линиям циркулировать не будут.

Действительно, если обе линии воздушные

$$\underline{Z}_{\Sigma} = \underline{Z}_{\text{вл}} / 2 = (0,311 + j0,356) / 2 = 0,156 + j0,178 \text{ Ом;}$$

$$\underline{S}_{\text{вл-1}} = \underline{S}_{\text{вл-2}} = P \frac{\underline{Z}_{\Sigma}}{\underline{Z}_{\text{вл}}} = 3,5 \frac{0,156 + j0,178}{0,311 + j0,356} = 1,7 + j0 \text{ МВ·А.}$$

Потери активной мощности в каждой линии и общие будут равны

$$\Delta P_{\text{вл-1}} = \Delta P_{\text{вл-2}} = \frac{1,75^2}{10^2} \cdot 0,311 \cdot 10^3 = 9,52 \text{ кВт}; \Delta P_{\Sigma} = 19,04 \text{ кВт}.$$

Это меньше, чем в случае применения воздушной и кабельной линий того же сечения.

2.1.3. Задания для самостоятельной работы

1. По воздушной линии напряжением 6 кВ и длиной 8 км, выполненной проводом АС-70/11, передается мощность 700 кВт при коэффициенте мощности $\cos \varphi = 0,9$.

Оценить влияние поперечной составляющей падения напряжения на точность расчета напряжения в начале линии, если в конце линии оно равно номинальному значению.

2. Определить погрешность от неучета поперечной составляющей падения напряжения при расчете напряжения в начале воздушной линии длиной 80 км, выполненной проводом АС-300/39, в конце которой напряжение равно 225 кВ при нагрузке $\underline{S} = 100 + j30 \text{ МВ·А}$.

3. По двум параллельно работающим линиям с напряжением в конце 112 кВ и длиной 60 км, выполненной проводами АС-185/29, получает электроэнергию потребитель мощностью 70 МВт при коэффициенте мощности $\cos \varphi = 0,92$. Найти потери мощности и напряжение в начале линий.

4. От шин районной подстанции с уровнем напряжения 230 кВ в двухцепную линию длиной 90 км, выполненную проводом АС-400/51, выдается мощность 130 МВ·А при $\cos \varphi = 0,91$. Определить значения мощности и напряжения в конце линии для случаев передачи мощности по двум и одной цепям линии.

5. Воздушная линия длиной 250 км с расщепленной фазой, выполненной проводами $2 \times \text{АС-300/39}$, без нагрузки одним концом подключена к шинам подстанции с напряжением 335 кВ. Определить напряжение на другом конце линии.

6. По воздушной линии напряжением 110 кВ и длиной 50 км, выполненной проводом АС-150/24, получает электроэнергию потребитель. На основе расчетов построить зависимости:

— к.п.д. в функции полной мощности $S_2 = 0 \dots 35 \text{ МВ·А}$ при постоянных значениях в конце линии $\cos \varphi_2 = 0,9$ и $U_2 = U_{\text{н}}$;

— напряжения в начале линии U_1 от мощности $U_1 = f(S_2)$ при постоянных значениях $\cos \varphi_2 = 0,9$ и $U_2 = U_{\text{н}}$;

— напряжения в начале линии от $\cos \varphi_2$ при $U_2 = U_{\text{н}}$ и $S_2 = 35 \text{ МВ·А}$.

7. Найти потери мощности в линии напряжением 380 В, питающей группу трехфазных электроприемников мощностью 40 кВт при $\cos \varphi = 0,85$. Линия длиной 300 м выполнена кабелем АВВГ-4 \times 50.

2.2. Трансформаторы и автотрансформаторы

2.2.1. Теоретические положения

Для трансформаторов и автотрансформаторов с высшим напряжением обмоток 110 — 220 кВ, имеющих схему замещения по рис. 1.2, сохраняется рассмотренный на примере линий порядок расчета режима по данным конца или начала. Для большей наглядности и понимания расчета напряжений целесообразно в схему замещения ввести идеальный трансформатор с коэффициентом трансформации k_T (рис. 2.2). Здесь сопротивления обмо-

ток приведены к напряжению обмотки высшего напряжения. Номинальный коэффициент трансформации для двухобмоточного трансформатора

$$k_T = U_{\text{вн}} / U_{\text{нн}}, \quad (2.9)$$

где $U_{\text{вн}}$ — номинальное напряжение обмотки высшего напряжения; $U_{\text{нн}}$ — номинальное напряжение обмотки низшего напряжения.

Для двухобмоточного трансформатора расчет мощностей

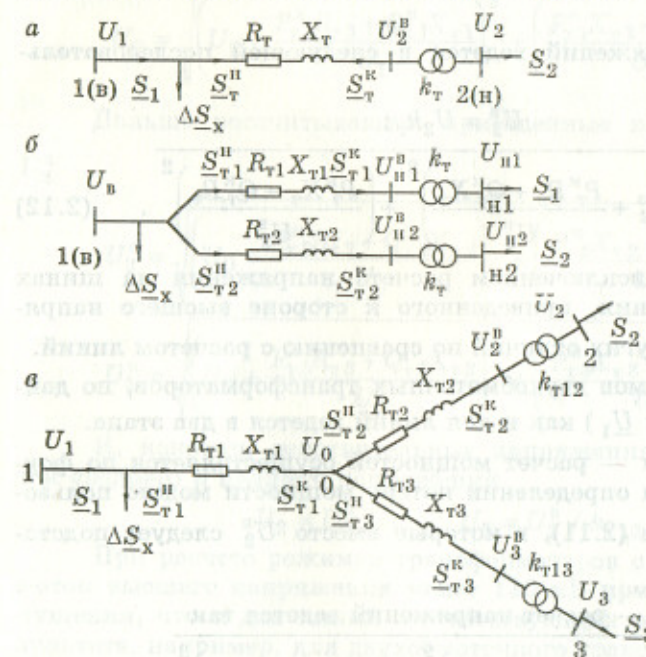


Рис. 2.2. Расчетные режимные схемы трансформаторов:

а — двухобмоточного;

б — с расщепленной обмоткой;

в — трехобмоточного и автотрансформатора;

аналогичен расчету линий. При известных данных конца (S_2 и U_2) это выглядит так (рис. 2.2 а)

$$S_T^K = S_2;$$

$$S_T^N = S_T^K + \Delta S_T = P_T^K + \Delta P_T + j(Q_T^K + \Delta Q_T);$$

$$S_1 = S_T^N + \Delta S_x = P_T^N + \Delta P_x + j(Q_T^N + \Delta Q_x),$$

где ΔP_T , ΔQ_T — потери активной и реактивной мощности в сопротивлениях трансформатора.

Их можно найти по следующим формулам

$$\begin{aligned} \Delta P_T &= \Delta P_K (S_2 / S_N)^2 = (S_2 / U_2^N)^2 R_T; \\ \Delta Q_T &= \frac{U_K S_2^2}{100 S_N} = (S_2 / U_2^N)^2 X_T, \end{aligned} \quad (2.11)$$

где $U_2^N = U_2 k_T$.

Расчет напряжений ведется в следующей последовательности

$$U_2^N = U_2 k_T;$$

$$U_1 = \sqrt{\left(U_2^N + \frac{P_T^K R_T + Q_T^K X_T}{U_2^N} \right)^2 + \left(\frac{P_T^K X_T - Q_T^K R_T}{U_2^N} \right)^2}. \quad (2.12)$$

То есть за исключением расчета напряжения на шинах низшего напряжения, приведенного к стороне высшего напряжения U_2^N , нет других отличий по сравнению с расчетом линий.

Расчет режимов двухобмоточных трансформаторов, по данным начала (S_2 и U_1) как и для линий ведется в два этапа.

Первый этап — расчет мощностей осуществляется по формулам (2.10). При определении потерь мощности можно пользоваться формулами (2.11), в которые вместо U_2^N следует подставить $U_{вн}$.

Второй этап — расчет напряжений ведется так

$$U_2^N = \sqrt{\left(U_1 + \frac{P_T^N R_T + Q_T^N X_T}{U_1} \right)^2 + \left(\frac{P_T^N X_T - Q_T^N R_T}{U_1} \right)^2}; \quad (2.13)$$

$$U_2 = U_2^N / k_T.$$

Рассмотрим теперь наиболее часто встречающийся случай расчета режимов трехобмоточного трансформатора или автотрансформатора по данным начала (S_2 , S_3 и U_1) (рис. 2.2 в).

Определение мощностей S_{T2}^N и S_{T3}^N полностью аналогично двухобмоточному трансформатору. Мощность S_{T1}^K находится по 1-му закону Кирхгофа

$$S_{T1}^K = S_{T2}^N + S_{T3}^N; \quad (2.14)$$

Мощность S_{T1}^N находится как и S_{T2}^N или S_{T3}^N

$$S_{T1}^N = S_{T1}^K + \Delta S_{T1}; \quad \Delta S_{T1} = \frac{(S_{T1}^K)^2}{U_{вн}^2} (R_{T1} + jX_{T1}). \quad (2.15)$$

Расчет напряжений начинается с определения U_0

$$U_0 = \sqrt{\left(U_1 + \frac{P_{T1}^N R_{T1} + Q_{T1}^N X_{T1}}{U_1} \right)^2 + \left(\frac{P_{T1}^N X_{T1} - Q_{T1}^N R_{T1}}{U_1} \right)^2}. \quad (2.16)$$

Далее рассчитываются приведенные напряжения U_2^N и U_3^N

$$U_2^N = \sqrt{\left(U_0 + \frac{P_{T2}^N R_{T2} + Q_{T2}^N X_{T2}}{U_0} \right)^2 + \left(\frac{P_{T2}^N X_{T2} - Q_{T2}^N R_{T2}}{U_0} \right)^2}; \quad (2.17)$$

$$U_3^N = \sqrt{\left(U_0 + \frac{P_{T3}^N R_{T3} + Q_{T3}^N X_{T3}}{U_0} \right)^2 + \left(\frac{P_{T3}^N X_{T3} - Q_{T3}^N R_{T3}}{U_0} \right)^2}.$$

И, наконец, действительные напряжения на шинах обмоток среднего и низшего напряжений

$$U_2 = U_2^N / k_{T12}; \quad U_3 = U_3^N / k_{T13}.$$

При расчете режимов трансформаторов с напряжением обмоток высшего напряжения менее 110 кВ применяют те же допущения, что и для линий соответствующих напряжений. В результате, например, для двухобмоточного трансформатора

$$S_1 = S_2.$$

Расчет напряжений ведется по потере напряжения. Поэтому формула (2.12) запишется в виде

$$U_1 = U_2^N + \frac{P_2 R_T + Q_2 X_T}{U_{вн}}. \quad (2.18)$$

2.2.2. Примеры решения задач

Пример 1. От понижающей подстанции с трансформатором ТМ-1000/10 получает электроэнергию потребитель мощностью $S = 900$ кВА при коэффициенте мощности $\cos \varphi = 0,9$. Найти потери мощности в трансформаторе и коэффициент мощности на вводе в него.

Решение. По каталожным данным трансформатора $\Delta P_K = 12,2$ кВт; $\Delta P_X = 2,1$ кВт; $u_K = 5,5\%$; $I_X = 2,6\%$.

Потери мощности находим по формулам (2.11)

$$\Delta P_T = 12,2 \left(\frac{900}{1000} \right)^2 + 2,1 = 12 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_T = \frac{5,5}{100} \cdot \frac{900^2}{1000} + \frac{2,6 \cdot 1000}{100} = 70,6 \text{ квар.}$$

Для определения коэффициента мощности на вводе трансформатора найдем там активную и реактивную мощности

$$P_B = S \cdot \cos \varphi + \Delta P_T = 900 \cdot 0,9 + 12 = 822 \text{ кВт};$$

$$Q_B = S \cdot \sin \varphi + \Delta Q_T = 900 \cdot 0,436 + 70,6 = 463 \text{ квар.}$$

Тогда

$$\cos \varphi_B = P_B / \sqrt{P_B^2 + Q_B^2} = 822 / \sqrt{822^2 + 463^2} = 0,87.$$

Последний результат показывает, что из-за большей потребляемой реактивной мощности коэффициент мощности на вводе в трансформатор ниже, чем на выходе.

Пример 2. На понижающей подстанции установлены два трансформатора ТМН-6300/35. Определить при какой мощности нагрузки подстанции потери активной мощности будут одинаковыми как при работе обоих трансформаторов, так и одного из них.

Решение. Потери активной мощности при работе одного и двух трансформаторов можно найти соответственно по формулам

$$\Delta P_{T1} = \Delta P_K (S / S_n)^2 + \Delta P_X; \quad \Delta P_{T2} = \frac{\Delta P_K}{2} (S / S_n)^2 + 2\Delta P_X.$$

Так как предполагается, что $\Delta P_{T1} = \Delta P_{T2}$, то вычтем из первого уравнения второе

$$0 = (\Delta P_K - \Delta P_K / 2) \cdot (S / S_n)^2 - \Delta P_X.$$

Преобразуем полученное выражение

$$\Delta P_X = \Delta P_K / 2 \cdot (S / S_n)^2; \quad 2\Delta P_X / \Delta P_K = (S / S_n)^2.$$

И, наконец

$$S_T = S_n \sqrt{2\Delta P_X / \Delta P_K}.$$

Здесь S_T — граничная мощность, разделяющая зоны целесообразных режимов работы соответственно одного и двух трансформаторов. При мощности нагрузки $S < S_T$ потери активной мощности при работе одного трансформатора будут меньше, чем при работе двух.

Для рассматриваемой подстанции каталожные характеристики трансформаторов $\Delta P_K = 46,5$ кВт; $\Delta P_X = 9,4$ кВт.

Значит

$$S_T = 6300 \sqrt{2 \cdot 9,4 / 46,5} = 4005,8 \text{ кВА.}$$

Определим при передаче этой мощности потери активной мощности в одном и двух трансформаторах

$$\Delta P_{T1} = 46,5 \cdot 4005,8^2 / 6300^2 + 9,4 = 28,2 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{T2} = \frac{46,5}{2} \cdot 4005,8^2 / 6300^2 + 2 \cdot 9,4 = 28,2 \text{ кВт.}$$

Найдем потери мощности в них при $S < S_T$, например, $S = 3000$ кВА

$$\Delta P_{T1} = 46,5 \cdot 3000^2 / 6300^2 + 9,4 = 19,95 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{T2} = \frac{46,5}{2} \cdot 3000^2 / 6300^2 + 2 \cdot 9,4 = 24,07 \text{ кВт.}$$

Пример 3. От понижающей подстанции с трансформатором ТРДН-40000/115 и номинальными напряжениями обмоток низшего напряжения $U_{H1} = U_{H2} = 10,5$ кВ при раздельной их работе питаются потребители с нагрузками $\underline{S}_1 = \underline{S}_2 = 16 + j8$ МВА. Подведенное к трансформатору напряжение равно 116 кВ. Определить напряжения на шинах низшего напряжения подстанции при номинальном коэффициенте трансформации трансформатора. Найти также эти напряжения, если нагрузки обмоток низшего напряжения составляют $\underline{S}_1 = 20 + j12$ МВА и $\underline{S}_2 = 12 + j4$ МВА.

Решение. При раздельной работе обмоток низшего напряжения схема замещения трансформатора с расщепленной обмоткой представляется в виде двух ветвей (рис. 2.2 б). Так как обе ветви имеют одинаковые параметры и мощности нагрузки, то их характеристики режима идентичны. Поэтому достаточно сделать расчет одной ветви.

Каталожные данные трансформатора: $\Delta P_K = 172$ кВт; $\Delta P_X = 36$ кВт; $U_K = 10,5\%$; $I_X = 0,65\%$.

Расчетные параметры $R_{T\Sigma} = 1,4$ Ом; $X_{T\Sigma} = 34,7$ Ом.

Сопровитления каждой ветви найдем по формулам (1.11)

$$R_{T1} = R_{T2} = 2 \cdot 1,4 = 2,8 \text{ Ом}; \quad X_{T1} = X_{T2} = 2 \cdot 34,7 = 69,4 \text{ Ом}.$$

По формуле (2.10) определим мощность \underline{S}_{T1}^n (рис. 2.2 б)

$$\begin{aligned} \underline{S}_{T1}^n &= \underline{S}_1 + \frac{S_1^2}{U_n^2} Z_{T1} = 16 + j8 + \frac{16^2 + 8^2}{115^2} (2,8 + j69,4) = \\ &= 16,07 + j9,68 \text{ МВ·А}. \end{aligned}$$

Напряжения U_{n1}^B и U_{n1} рассчитываем по выражениям (2.13)

$$\begin{aligned} U_{n1}^B &= \sqrt{\left(116 - \frac{16,07 \cdot 2,8 + 9,68 \cdot 69,4}{116}\right)^2 + \left(\frac{16,07 \cdot 2,8 - 9,68 \cdot 69,4}{116}\right)^2} = \\ &= \sqrt{(116 - 6,18)^2 + 9,4^2} = 110,2 \text{ кВ}. \end{aligned}$$

Легко показать, что при неучете поперечной составляющей падения напряжения погрешность расчета будет менее 0,4 %.

$$U_{n1} = U_{n1}^B / k_T = 110,2 \cdot 10,5 / 115 = 10,06 \text{ кВ}.$$

Найдем напряжения при неодинаковых нагрузках обмоток

$$\underline{S}_{T1}^n = 20 + j12 + \frac{20^2 + 12^2}{115^2} (2,8 + j69,4) = 20,1 + j14,8 \text{ МВ·А};$$

$$U_{n1}^B = 116 - \frac{20,1 \cdot 2,8 + 14,8 \cdot 69,4}{116} = 106,66 \text{ кВ};$$

$$U_{n1} = 106,66 \cdot 10,5 / 115 = 9,74 \text{ кВ};$$

$$\underline{S}_{T2}^n = 12 + j4 + \frac{12^2 + 4^2}{115^2} (2,8 + j69,4) = 12,03 + j4,84 \text{ МВ·А};$$

$$U_{n2}^B = 116 - \frac{12,03 \cdot 2,8 + 4,84 \cdot 69,4}{116} = 112,81 \text{ кВ};$$

$$U_{n2} = 112,81 \cdot 10,5 / 115 = 10,3 \text{ кВ}.$$

Видим, что неодинаковая загрузка обмоток низшего напряжения приводит к разным величинам напряжений в них и к увеличению потерь мощности в трансформаторе.

Пример 4. На районной подстанции установлены два параллельно работающих трехобмоточных трансформатора ТДТН-40000/115/38,5/10,5. От шин НН получают электроэнергию потребители мощностью $\underline{S}_3 = 25 + j10$ МВ·А, а от шин СН — $\underline{S}_2 = 22 + j10$ МВ·А. Напряжение, подведенное к обмотке ВН, составляет $U_1 = 117$ кВ. Найти мощность, которую следует подвести к обмотке ВН трансформатора, и напряжения на шинах НН и СН подстанции при номинальных коэффициентах трансформации трансформаторов.

Решение. Каталожные данные трансформатора: $\Delta P_K = 200$ кВт; $\Delta P_X = 43$ кВт; $U_{K12} = 10,5\%$; $U_{K13} = 17\%$; $U_{K23} = 6\%$; $I_X = 0,6\%$.

Параметры схемы замещения можно найти по формулам (1.12), (1.13), (1.16), (1.17), но для решения данной задачи их возьмем из табл. 6.10, [10], где они приведены к напряжению обмотки ВН:

$$R_{T1} = R_{T2} = R_{T3} = 0,8 \text{ Ом};$$

$$X_{T1} = 35,5 \text{ Ом}; \quad X_{T2} = 0; \quad X_{T3} = 22,3 \text{ Ом}; \quad \Delta Q_X = 240 \text{ квар}.$$

Расчет режима данного трансформатора соответствует расчету по данным начала, а его расчетная схема дана на рис. 2.2 в. Находим потери мощности в обмотках НН и СН

$$\Delta \underline{S}_{T3} = \frac{S_3^2}{U_{ВН}^2} \frac{R_{T3} + jX_{T3}}{2} = \frac{25^2 + 10^2}{115^2} \left(\frac{0,8}{2} + j \frac{22,3}{2} \right) = 0,02 + j0,61 \text{ МВ·А}$$

$$\Delta \underline{S}_{T2} = \frac{S_2^2}{U_{ВН}^2} \frac{R_{T2} + jX_{T2}}{2} = \frac{22^2 + 10^2}{115^2} \left(\frac{0,8}{2} + j0 \right) = 0,02 + j0 \text{ МВ·А};$$

Мощности до сопротивлений обмоток НН и СН

$$\underline{S}_{T3}^n = \underline{S}_3 + \Delta \underline{S}_{T3} = 25 + j10 + 0,02 + j0,61 = 25,02 + j10,61 \text{ МВ·А};$$

$$\underline{S}_{T2}^n = \underline{S}_2 + \Delta \underline{S}_{T2} = 22 + j10 + 0,02 = 22,02 + j10 \text{ МВ·А}.$$

По формуле (2.14) определяем мощность после сопротивлений обмотки ВН

$$\underline{S}_{T1}^K = \underline{S}_{T2}^n = \underline{S}_{T3}^n = 25,02 + j10,61 + 22,02 + j10 = 47,04 + j20,61 \text{ МВ·А}.$$

Потери мощности в обмотке ВН

$$\Delta \underline{S}_{T1} = \frac{(S_{T1}^K)^2}{U_{ВН}^2} \frac{R_{T1} + jX_{T1}}{2} = \frac{47,04^2 + 20,61^2}{115^2} \left(\frac{0,8}{2} + j \frac{35,5}{2} \right) = 0,08 + j3,53 \text{ МВ·А}.$$

Мощность до сопротивлений обмотки ВН и подводимая к трансформатору мощность соответственно равны

$$\underline{S}_{\tau 1}^n = \underline{S}_{\tau 1}^k + \Delta \underline{S}_{\tau 1} = 47,04 + j20,61 + 0,08 + j3,53 = 47,12 + j24,14 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\underline{S}_1 = \underline{S}_{\tau 1}^n + 2\Delta \underline{S}_x = 47,12 + j24,14 + 2(0,04 + j0,24) = 47,20 + j24,62 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Из данного расчета видно, что потери активной мощности в трехобмоточных трансформаторах малы по сравнению с передаваемой мощностью, а потери реактивной мощности достаточно велики.

Для нахождения напряжений на шинах НН и СН предварительно по формуле (2.16) рассчитаем напряжение точки 0

$$U_0 = U_1 - \frac{P_{\tau 1}^n R_{\tau 1} + Q_{\tau 1}^n X_{\tau 1}}{2U_1} = 117 - \frac{47,12 \cdot 0,8 + 24,14 \cdot 35,5}{2 \cdot 117} = 113,18 \text{ кВ}.$$

Приведенные к обмотке ВН напряжения обмоток СН и НН равны соответственно

$$U_2^n = U_0 - \frac{P_{\tau 2}^n R_{\tau 2} + Q_{\tau 2}^n X_{\tau 2}}{2U_0} = 113,18 - \frac{22,02 \cdot 0,8}{2 \cdot 113,18} = 113,10 \text{ кВ};$$

$$U_3^n = U_0 - \frac{P_{\tau 3}^n R_{\tau 3} + Q_{\tau 3}^n X_{\tau 3}}{2U_0} = 113,18 - \frac{25,02 \cdot 0,8 + 10,61 \cdot 22,3}{2 \cdot 113,18} = 112,13 \text{ кВ}.$$

Теперь определяем действительные напряжения на шинах обмоток СН и НН при номинальных коэффициентах трансформации

$$U_2 = U_2^n / k_{\tau 12} = 113,10 \frac{38,5}{115} = 37,86 \text{ кВ};$$

$$U_3 = U_3^n / k_{\tau 13} = 112,3 \frac{10,5}{115} = 10,24 \text{ кВ}.$$

Пример 5. На районной подстанции установлен автотрансформатор типа АТДЦТН-125000/230/121/11. Со стороны обмотки среднего напряжения нагрузка составляет $\underline{S}_2 = 80 + j30 \text{ МВ} \cdot \text{А}$, а со стороны обмотки низшего напряжения подключен синхронный компенсатор, выдающий реактивную мощность величиной $Q_3 = 15 \text{ Мвар}$. Найти мощность \underline{S}_1 , подведенную к обмотке высшего напряжения автотрансформатора.

Решение. Каталожные данные автотрансформатора: $\Delta P_{\kappa 12} = 290 \text{ кВт}$; $\Delta P_x = 85 \text{ кВт}$; $U_{\kappa 12} = 11\%$; $U_{\kappa 13} = 31\%$; $U_{\kappa 23} = 19\%$; $I_x = 0,5\%$.

Расчетные параметры автотрансформатора возьмем из табл. 6.14. [10]:

$$R_{\tau 1} = R_{\tau 2} = 0,5 \text{ Ом}; R_{\tau 3} = 1,0 \text{ Ом};$$

$$X_{\tau 1} = 46,8 \text{ Ом}; X_{\tau 2} = 0; X_{\tau 3} = 82,5 \text{ Ом}; \Delta Q_x = 625 \text{ квар}.$$

Расчетная схема для оценки режима автотрансформатора совпадает с рис. 2.2 в.

Вначале находим потери мощности в обмотках СН и НН

$$\Delta \underline{S}_{\tau 2} = \frac{S_2^2}{U_n^2} (R_{\tau 2} + jX_{\tau 2}) = \frac{80^2 + 30^2}{230^2} (0,5 + j0) = 0,07 + j0 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\Delta \underline{S}_{\tau 3} = \frac{S_3^2}{U_n^2} (R_{\tau 3} + jX_{\tau 3}) = \frac{15^2}{230^2} (1,0 + j82,5) = 0 + j0,35 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Мощности до сопротивлений обмоток СН и НН

$$\underline{S}_{\tau 2}^n = \underline{S}_2 + \Delta \underline{S}_{\tau 2} = 80 + j30 + 0,07 = 80,07 + j30 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\underline{S}_{\tau 3}^n = \underline{S}_3 + \Delta \underline{S}_{\tau 3} = -j15 + j0,35 = 0 + j14,65 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Здесь мощность \underline{S}_3 взята со знаком “-”, т. к. узел 3 генерирует реактивную мощность.

Мощность после сопротивлений обмотки ВН равна

$$\underline{S}_{\tau 1}^k = \underline{S}_{\tau 2}^n = \underline{S}_{\tau 3}^n = 80,07 + j30 - j14,65 = 80,07 + j15,35 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Найдем потери мощности в обмотке ВН

$$\Delta \underline{S}_{\tau 1} = \frac{(S_{\tau 1}^k)^2}{U_n^2} (R_{\tau 1} + jX_{\tau 1}) = \frac{80,07^2 + 15,35^2}{230^2} (0,5 + j48,6) = 0,05 + j6,10 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Мощность, подведенная к автотрансформатору, будет равна

$$\begin{aligned} \underline{S}_1 &= \underline{S}_{\tau 1}^k + 2\Delta \underline{S}_{\tau 1} + \Delta \underline{S}_x = 80,07 + j15,35 + 0,05 + j6,10 + 0,09 + j0,63 \\ &= 80,21 + j22,08 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \end{aligned}$$

2.2.3. Задания для самостоятельной работы

1. К обмотке высшего напряжения трансформатора типа ТМН-4000/35 подведена мощность $\underline{S} = 3000 + j1000 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ при напряжении 36 кВ. Найти мощность и коэффициент мощности на выходе из трансформатора.

2. На цеховой подстанции установлены два трансформатора типа ТМ-630/10. Определить мощность нагрузки, при которой потери активной мощности в обмотках трансформаторов будут равны их потерям холостого хода.

3. На подстанции, обеспечивающей электроэнергией сельскохозяйственный район с нагрузкой $\underline{S} = 5000 + j1500 \text{ кВ} \cdot \text{А}$, установлен трансформатор типа ТМН-6300/115. Определить потери мощности в трансформаторе и его к.п.д.

4. На районной подстанции установлены два трехобмоточные трансформатора типа РДТН-25000/230/38,5/11. Определить потери мощности в них при нагрузке на стороне среднего напряжения $\underline{S}_2 = 23 + j10$ МВ·А и на стороне низшего напряжения $\underline{S}_3 = 12 + j5$ МВ·А и оценить их относительно номинальной мощности трансформаторов подстанции.

5. На подстанции установлен трансформатор типа ТРДН-25000/115/6,3/10,5. Нагрузка обмоток низшего напряжения составляет соответственно $\underline{S}'_2 = 8 + j4$ МВ·А и $\underline{S}''_2 = 12 + j6$ МВ·А. Определить потери мощности в трансформаторе и величину их изменения при этой же суммарной мощности, но одинаково распределенной по обмоткам НН. Рассчитать также напряжения на шинах обмоток НН при номинальных коэффициентах трансформации трансформатора, если напряжение, подведенное к обмотке ВН равно 115 кВ.

6. На главной понижающей подстанции завода установлены два трансформатора типа ТДН-10000/115/6,6. Нагрузка подстанции равна $\underline{S} = 8 + j4$ МВ·А. Рассчитать потери мощности и напряжение на шинах НН для случаев одновременной работы двух трансформаторов и одного из них если подведенное к шинам ВН напряжение составляет 110 кВ, а трансформатор работает с коэффициентом трансформации равным 110,91/6,6.

7. На цеховой подстанции установлен трансформатор ТМ-400/10. Определить мощность нагрузки, соответствующую максимальному к.п.д. трансформатора.

2.3. Определение потерь электроэнергии в линиях и трансформаторах

2.3.1. Теоретические положения

Все известные в настоящее время методы расчета потерь электроэнергии основываются на различных приемах перехода от значений потерь мощности к потерям энергии за расчетный период, что определяет их погрешность и область применения. Наибольшее применение нашли детерминированные методы, в которых на основании выбранного характерного режима определяются потери мощности, считающиеся неизменными в течение расчетного периода. Они позволяют найти потери энергии за этот период. Рассмотрим некоторые из них.

В методе расчета потерь электроэнергии ΔW по графику нагрузок ветвей (линий или подстанций), известном также как метод графического интегрирования, потери мощности находятся для каждой ступени графика (суточного или годового) ΔP_i . Соот-

ветственно для каждой ступени умножением потерь мощности на ее длительность Δt_i определяются потери электроэнергии

$$\Delta W_i = \Delta P_i \Delta t_i. \quad (2.19)$$

Данный метод достаточно точен при достоверной исходной информации, но трудоемок как в расчетах, так при получении информации о нагрузках линий и трансформаторов.

Для реализации метода потери мощности на каждой ступени графика в линиях и трансформаторах можно найти по формулам

$$\Delta P_{li} = \frac{S_{li}^2}{U_i^2} R_{li}; \quad (2.20)$$

$$\Delta P_{ti} = \frac{S_{ti}^2}{U_i^2} R_t + \Delta P_x = \Delta P_k \frac{S_{ti}^2}{S_{нi}^2} + \Delta P_x.$$

Наиболее простой метод расчета потерь электроэнергии по времени наибольших потерь. Здесь в качестве характерного выбирается режим, в котором потери мощности наибольшие $\Delta P_{нб}$, что соответствует передаче по элементам электрической сети максимальной мощности $S_{нб}$. Умножая $\Delta P_{нб}$ на время наибольших потерь τ , получаем потери энергии

$$\Delta W = \Delta P_{нб} \cdot \tau. \quad (2.21)$$

Для годового промежутка времени τ , есть такое время, в течение которого при передаче максимальной мощности потери электроэнергии получаются такими же, как при нагрузке, изменяющейся в течение года по действительному графику.

Для типовых годовых графиков нагрузки τ определяется по следующей эмпирической формуле

$$\tau = (0,124 + T_{нб} \cdot 10^{-4}) \cdot 8760, \quad (2.22)$$

где $T_{нб}$ — время использования максимальной нагрузки.

Для некоторых видов нагрузки $T_{нб}$ ориентировочно может быть принято равным: осветительно-бытовая — 1350...3400 ч; одно-, двух- и трехсменные предприятия соответственно — 2000...3000, 3000...4500, 4500...8000 ч.

Значения τ также можно найти по зависимостям, приведенным на рис. 2.3.

При определении τ для расчетных периодов T , меньших года, целесообразно использовать формулу

$$\tau = 2T_{нб} - T + \frac{T - T_{нб}}{1 + T_{нб}/T - 2P_{нм}/P_{нб}} (1 - P_{нм}/P_{нб})^2, \quad (2.23)$$

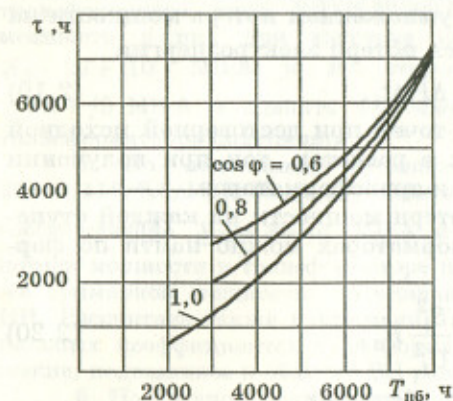


Рис. 2.3. Зависимости τ от $T_{нб}$ и $\cos \varphi$

где $P_{нм}$ — наименьшая мощность по графику нагрузки за период T .

В соответствии с данным методом потери энергии в линии и трансформаторе будут равны

$$\Delta W_{л} = \frac{S_{нб}^2}{U_{нб}^2} R_{л} \tau;$$

$$\Delta W_{т} = \Delta P_{к} \left(\frac{S_{нб}}{S_{н}} \right)^2 \tau + \Delta P_{х} \cdot T. \quad (2.24)$$

Довольно распространен метод расчета потерь по среднеквадратичному току $I_{с к}$ по

которому потери в линии и трансформаторе за время T равны

$$\Delta W_{л} = 3 I_{с к}^2 R_{л} T; \quad \Delta W_{т} = 3 I_{с к}^2 R_{т} T + \Delta P_{х} \cdot T \quad (2.25)$$

При нахождении $I_{с к}$ используют ряд подходов:

— по суточному графику нагрузки

$$I_{с к} = \sqrt{\frac{\sum_{i=1}^{24} I_i^2}{24}};$$

— по среднему току

$$I_{с к} = K_{\phi} \cdot I_{с р}.$$

где K_{ϕ} — коэффициент формы, принимаемый для сетей 10 — 110 кВ равным 1,05...1,15.

$$I_{с р} = \sqrt{\frac{W_P^2 + W_Q^2}{3 U_{с р} T}}.$$

Здесь W_P и W_Q переданная по сети активная и реактивная энергия за время T ;

— по наибольшему току

$$I_{с к} = I_{нб} (0,124 + T_{нб} \cdot 10^{-4}),$$

где $I_{нб} = \sqrt{W_P^2 + W_Q^2} / (\sqrt{3} U_{с р} T_{нб}).$

2.3.2. Примеры решения задач

Пример 1. По двум параллельно работающим кабелям напряжением 10 кВ марки ААВ-3×70 и длиной 1,5 км получает электроэнергию предприятие с наибольшей мощностью $S_{нб} = 1500 + j300$ кВА и временем использования наибольшей нагрузки $T_{нб} = 4600$ ч. Определить потери электроэнергии в линиях за год.

Решение. Потери электроэнергии найдем методом времени наибольших потерь по формуле (2.24).

Для рассматриваемого кабеля $r_0 = 0,443$ Ом/км. Значит активное сопротивление кабельных линий

$$R_{л} = r_0 l / 2 = 0,443 \cdot 1,5 / 2 = 0,332 \text{ Ом}.$$

Находим время наибольших потерь

$$\tau = (0,124 + T_{нб} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + 0,640)^2 \cdot 8760 = 2947 \text{ ч}.$$

Определяем потери электроэнергии

$$\Delta W = \frac{S_{нб}^2}{U_{нб}^2} R_{л} \tau = \frac{1500^2 + 300^2}{10^2} 0,332 \cdot 2947 \cdot 10^{-3} = 22895 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Оценим величину этих потерь относительно энергии, переданной по кабелям за год.

Последняя будет равна

$$W = P_{нб} T_{нб} = 1500 \cdot 4600 = 6,9 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

$$\frac{\Delta W}{W} \cdot 100 = \frac{22895}{6,9 \cdot 10^6} \cdot 100 = 0,33 \text{ \%}.$$

$S_{нб}$

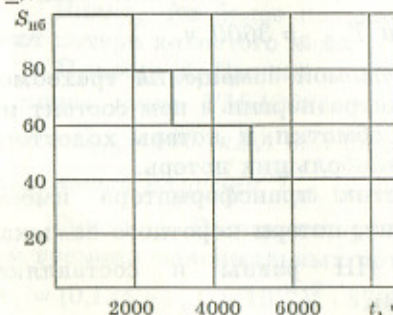


Рис. 2.4. Годовой график нагрузки по продолжительности к задаче 2 § 2.3.2

Пример 2. Рассчитать годовые потери электроэнергии в трансформаторе типа ТМН-2500/35 с наибольшей нагрузкой $S_{нб} = 2000$ кВА и годовым графиком нагрузки по продолжительности, данным на рис. 2.4.

Решение. Потери электроэнергии найдем методом графического интегрирования, т. е. по графику нагрузки, используя формулу (2.19)

Потери мощности для каждой ступени определим по формуле (2.20)

$$\Delta P_{\text{тл}} = \Delta P_{\text{к}} (S_{\text{л}} / S_{\text{н}})^2 + \Delta P_{\text{х}}.$$

Для заданного трансформатора $\Delta P_{\text{к}} = 25$ кВт; $\Delta P_{\text{х}} = 5,1$ кВт. Поэтому для первой ступени графика $S / S_{\text{нб}} = 100$ % и длительностью $\Delta t_1 = 2000$ ч имеем

$$\Delta P_{\text{т1}} = 25(2000 / 2500)^2 + 5,1 = 21,1 \text{ кВт};$$

$$\Delta W_{\text{т1}} = 21,1 \cdot 2000 = 42,2 \cdot 10^3 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Аналогичный расчет делаем и для других ступеней графика, результаты которого приведены в табл. 2.1

Таблица 2.1

Расчет потерь электроэнергии по графику нагрузки

№ ступени	Мощность нагрузки в		Длительность ступени, ч	Потери мощности, кВт	Потери электроэнергии, кВт·ч·10 ³
	%	кВ·А			
1	100	2000	2000	21,1	42,2
2	80	1600	1000	14,1	14,1
3	60	1200	2000	10,86	21,72
4	40	800	3760	7,66	28,8

Суммируя данные таблицы, получим годовые потери электроэнергии $\Delta W_{\Sigma} = 106,82 \cdot 10^3$ кВт·ч.

Пример 3. Найти годовые потери электроэнергии в трансформаторе типа ТМТН-6300/110, если наибольшая нагрузка со стороны СН составляет, $P_{\text{нб2}} = 3000$ кВт при коэффициенте мощности $\cos \varphi_2 = 0,9$ и длительности использования наибольшей нагрузки $T_{\text{нб2}} = 4800$ ч, а со стороны НН — $P_{\text{нб3}} = 2000$ кВт при $\cos \varphi_3 = 0,9$ и $T_{\text{нб3}} = 3600$ ч.

Решение. В соответствии со схемой замещения трехобмоточного трансформатора потери электроэнергии в нем состоят из потерь в сопротивлениях каждой обмотки и потерь холостого хода. Найдем их методом времени наибольших потерь.

Из каталожных характеристик трансформатора имеем $\Delta P_{\text{к}} = 58$ кВт; $\Delta P_{\text{х}} = 14$ кВт. Значит, потери короткого замыкания в обмотках ВН, СН и НН равны и составляют $\Delta P_{\text{к1}} = \Delta P_{\text{к2}} = \Delta P_{\text{к3}} = 0,5 \Delta P_{\text{к}} = 29$ кВт.

Для обмотки НН время использования наибольшей нагрузки равно $T_{\text{тб}}$ и, следовательно, время наибольших потерь для нее

$$\tau_3 = (0,124 + T_{\text{нб3}} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + 0,3608)^2 \cdot 8760 = 2052 \text{ ч}.$$

Находим потери электроэнергии в обмотке НН

$$\Delta W_3 = \Delta P_{\text{к3}} (S_{\text{нб3}} / S_{\text{н}})^2 \tau_3 = 29 \left(\frac{2000}{0,9 \cdot 6300} \right)^2 \cdot 2052 = 7404 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Аналогично находим потери электроэнергии в обмотке СН

$$\tau_2 = (0,124 + T_{\text{нб2}} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + 0,480)^2 \cdot 8760 = 3196 \text{ ч}$$

$$\Delta W_2 = \Delta P_{\text{к2}} (S_{\text{нб2}} / S_{\text{н}})^2 \tau_2 = 29 \left(\frac{3000}{0,9 \cdot 6300} \right)^2 \cdot 3196 = 25947 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Если пренебречь потерями мощности в обмотках СН и НН трансформатора, то по обмотке ВН передается мощность, равная

$$S_{\text{нб1}} = (P_{\text{нб2}} + P_{\text{нб3}}) / \cos \varphi = (3000 + 2000) / 0,9 = 5556 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

Определяем время использования наибольшей нагрузки этой обмотки

$$T_{\text{нб1}} = \frac{P_{\text{нб2}} \cdot T_{\text{нб2}} + P_{\text{нб3}} \cdot T_{\text{нб3}}}{P_{\text{нб2}} + P_{\text{нб3}}} = \frac{3000 \cdot 4800 + 2000 \cdot 3600}{3000 + 2000} = 4320 \text{ ч}.$$

Время наибольших потерь обмотки ВН

$$\tau_1 = (0,124 + T_{\text{нб1}} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + 0,432)^2 \cdot 8760 = 2708 \text{ ч}.$$

Потери электроэнергии в обмотке

$$\Delta W_1 = 29 \left(\frac{5556}{6300} \right)^2 \cdot 2708 = 61079 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

И, наконец, находим потери во всем трансформаторе

$$\Delta W_{\text{т}} = \Delta W_1 + \Delta W_2 + \Delta W_3 + \Delta P_{\text{х}} \cdot T = 61079 + 25947 + 7404 + 14 \cdot 8760 = 217070 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Видно, что более половины потерь электроэнергии составляют потери холостого хода.

Пример 4. Сравнить потери электроэнергии в трансформаторах типа ТМ-1000/10 и ТМ-630/10 при наибольшей нагрузке $S_{\text{нб}} = 600$ кВА для двух значений времени использования наибольшей нагрузки $T_{\text{нб1}} = 3000$ ч. и $T_{\text{нб2}} = 6500$ ч.

Решение. Расчет потерь электроэнергии произведем методом времени максимальных потерь. Для заданных значений

$$\tau_1 = (0,124 + T_{\text{нб1}} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + 0,300)^2 \cdot 8760 = 1575 \text{ ч};$$

$$\tau_2 = (0,124 + T_{\text{нб2}} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + 0,650)^2 \cdot 8760 = 5248 \text{ ч}.$$

Каталожные характеристики трансформаторов:

$$\text{ТМ-1000/10} — \Delta P_{\text{к}} = 11,9 \text{ кВт}; \Delta P_{\text{х}} = 2,3 \text{ кВт};$$

ТМ-630/10 — $\Delta P_K = 8,0$ кВт; $\Delta P_X = 1,55$ кВт;

Находим потери электроэнергии в трансформаторах при $T_{нб 1} = 3000$ ч

$$\Delta W_{1000} = 11,9(600 / 1000)^2 \cdot 1575 + 2,3 \cdot 8760 = 6747 + 20148 = 26895 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta W_{630} = 8(600 / 630)^2 \cdot 1575 + 1,55 \cdot 8760 = 11429 + 13578 = 25007 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Видно, что здесь потери в трансформаторе мощностью 630 кВт·А меньше за счет более низких потерь холостого хода. При этом, если в нем нагрузочные потери и потери холостого хода примерно одинаковы, то в трансформаторе мощностью 1000 кВт·А первые почти в 3 раза меньше последних.

Определяем потери электроэнергии при $T_{нб 2} = 6500$ ч

$$\Delta W_{1000} = 11,9(600 / 1000)^2 \cdot 5248 + 2,3 \cdot 8760 = 22482 + 20148 = 42630 \text{ кВт} \cdot \text{ч};$$

$$\Delta W_{630} = 8(600 / 630)^2 \cdot 5248 + 1,55 \cdot 8760 = 38081 + 13578 = 51659 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

В этом режиме трансформатор большей мощности имеет меньшие общие потери. В нем нагрузочные потери и потери холостого хода практически одинаковы. А вот в трансформаторе мощностью 630 кВт·А нагрузочные потери почти в 3 раза превосходят потери холостого хода.

Пример 5. Электрокотельная с электродными водонагревателями, работающая ежесуточно с 23 до 7 часов, за месяц потребляет 60000 кВт·ч электроэнергии при коэффициенте мощности $\cos \varphi = 1$. Электропитание ее осуществляется по кабельной линии напряжением 380 В протяженностью 200 м, состоящей из двух кабелей АПВГ-4×120. Рассчитать потери электроэнергии в кабельной линии за месяц.

Решение. Из справочника удельное сопротивление кабеля $r_0 = 0,258$ Ом/км. Сопротивление кабельной линии равно

$$R_L = r_0 l / 2 = 0,258 \cdot 0,2 / 2 = 0,026 \text{ Ом}.$$

Находим среднюю потребляемую мощность, принимая число дней в месяце $n = 30$

$$P_{ср} = \frac{W}{n \cdot t} = \frac{60000}{30 \cdot 8} = 250 \text{ кВт}.$$

Средний потребляемый ток равен

$$I_{ср} = \frac{P_{ср}}{\sqrt{3} \cdot U_n \cos \varphi} = \frac{250}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 1} \cdot 10^3 = 380,3 \text{ А}.$$

Потери электроэнергии в кабельной линии за месяц

$$\Delta W = 3 I_{ср}^2 R_L \cdot T = 3 \cdot 380,3^2 \cdot 0,026 \cdot 30 \cdot 8 \cdot 10^{-3} = 2707 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

По отношению к потребляемой электродотельной энергии это составляет

$$\frac{\Delta W}{W} = \frac{2707}{60000} \cdot 100 = 4,5\%.$$

Пример 6. Односменное предприятие получает питание от рядом расположенной подстанции по двум трехфазным кабелям напряжением 380 В с алюминиевыми жилами сечением по 70 мм² и длиной 300 м. Почасовая токовая нагрузка его в амперах составляет: 1-ый час — 130; 2-й — 160; 3-й — 180; 4-й — 170; 5 — 80; 6 — 100; 7 — 130; 8 — 120; 9 — 90. Определить суточные потери электроэнергии.

Решение. Для решения воспользуемся методом среднеквадратичного тока. По формуле, аналогичной (1.23), найдем среднеквадратичный ток

$$I_{ср} = \sqrt{\sum I_i^2 / t} = \sqrt{(130^2 + 160^2 + 180^2 + 170^2 + 80^2 + 100^2 + 130^2 + 120^2 + 90^2) / 9} = 133,2 \text{ А}.$$

Для рассматриваемого кабеля по справочнику $r_0 = 0,443$ Ом/км. Сопротивление кабельной линии

$$R_K = r_0 l / 2 = 0,443 \cdot 0,3 / 2 = 0,066 \text{ Ом}.$$

Потери электроэнергии в линии

$$\Delta W = 3 I_{ср}^2 R_K t = 3 \cdot 133,2^2 \cdot 0,066 \cdot 9 \cdot 10^3 = 31,6 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

2.3.3. Задания для самостоятельной работы

1. На подстанции установлены два трансформатора ТДН-10000/110, обеспечивающие работу потребителей в соответствии с годовым графиком нагрузки по продолжительности, приведенным на рис. 2.4. При этом наибольшая нагрузка подстанции составляет $S_{нб} = 12$ МВ·А. Определить годовые потери электроэнергии при постоянной параллельной работе обоих трансформаторов. Оценить, как изменятся потери электроэнергии, если при нагрузке ниже 50% максимальной один трансформатор отключать.

2. По кабельной линии напряжением 10 кВ длиной 2 км, состоящей из двух кабелей марки ААБ-3×95, получает электроэнергию

предприятие, максимальная мощность которого $S_{нб} = 4000$ кВ·А. При этом в течение суток относительно наибольшей составляет: 0-3 ч — 40%; 3-6 — 45%; 6-8 — 65%; 8-10 — 85%; 10-11 — 100%; 11-13 — 70%; 13-16 — 75%; 16-17 — 70%; 17-19 — 80%; 19-21 — 65%; 21-22 — 55%; 22-24 — 45%.

Найти суточные потери электроэнергии в линии методом среднеквадратичного тока.

3. Внешнее электроснабжение предприятия осуществляется по двум воздушным линиям 110 кВ протяженностью 45 км, выполненным проводом АС-120/19. Наибольшая нагрузка предприятия составляет $P_{нб} = 40$ МВт при коэффициенте мощности $\cos \phi = 0,9$, а время использования наибольшей нагрузки $T_{нб} = 5100$ ч. Определить годовые потери электроэнергии в линиях и оценить их долю по отношению к энергии, полученной предприятием за год.

4. От двухтрансформаторной подстанции с трансформаторами типа ТМ-400/10 производится электроснабжение цеха, потребляющего мощность в соответствии с суточным графиком, данным в табл. 2.2. Методом среднеквадратичного тока определить суточные потери электроэнергии в трансформаторах

Таблица 2.2

Суточный график нагрузки цеха

Время суток	0-7	7-12	12-15	15-19	19-21	21-24
Мощность нагрузки, кВ·А	80	540	430	500	360	440

2.4. Вопросы для самопроверки

- Объясните разницу между падением и потерей напряжения.
- Для линии электропередачи постройте векторную диаграмму напряжений. Покажите на ней составляющие падения напряжения и потерю напряжения.
- Назовите основные задачи расчета режима.
- Приведите порядок расчета режима линии при заданном напряжении в конце линии.
- На каких допущениях основан расчет режимов линий распределительных электрических сетей?
- Из каких этапов состоит порядок расчета режима линии при заданном напряжении в начале ее?
- Приведите порядок расчета напряжения на стороне низшего напряжения трансформатора.
- Назовите основные методы определения потерь электроэнергии.
- В чем сущность метода расчета потерь электроэнергии по времени наибольших потерь?
- Как определить время использования максимальной нагрузки и время наибольших потерь?
- Назовите достоинства и недостатки метода расчета потерь электроэнергии по среднеквадратичному току.
- Как можно рассчитать среднеквадратичный ток?

Глава 3. Расчет параметров установившихся режимов разомкнутых и замкнутых электрических сетей

3.1. Разомкнутые питающие сети напряжением 110 — 220 кВ

3.1.1. Теоретические положения

В расчетах режимов питающих сетей наиболее часто встречается случай, когда известно напряжение источника питания U_A и мощности узлов нагрузки S_i (рис. 3.1). Решение задачи состоит в определении потоков и потерь мощности в линиях, мощности источника питания и напряжений в узлах сети. Расчет ведется в следующей последовательности.

Вначале составляется схема замещения и рассчитываются ее параметры. При этом линии в схему замещения вводятся сопротивлениями R и X и зарядной мощностью Q_c (рис. 3.1 б).

Затем определяются расчетные нагрузки, соответствующие расчетной схеме (рис. 3.1 в). Эта стадия расчета не является обязательной, но при ее применении существенно упрощается дальнейший расчет.

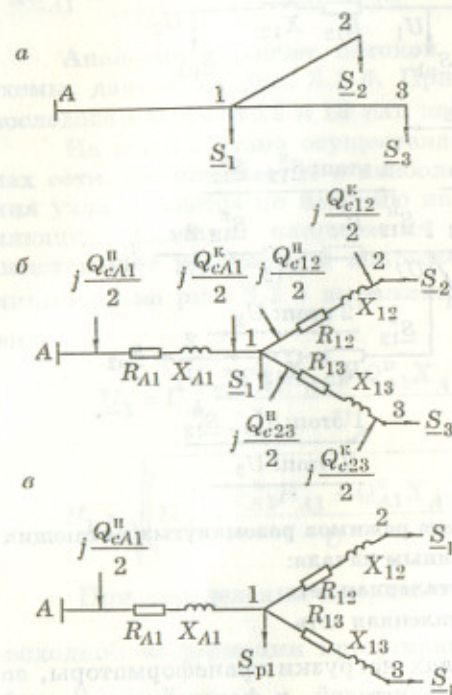


Рис. 3.1. Расчет режима разомкнутой питающей сети:

- а — схема сети;
б — схема замещения;
в — расчетная схема сети с расчетными нагрузками

Расчетная нагрузка для любого узла сети включает в себя саму нагрузку данного узла, зарядную мощность примыкающих к узлу линий. Для узла 1 (см. рис. 3.1) она определяется следующим выражением

$$\underline{S}_{p1} = \underline{S}_1 - j \left(\frac{Q_{cA1}^k}{2} + \frac{Q_{c12}^n}{2} + \frac{Q_{c13}^n}{2} \right). \quad (3.1)$$

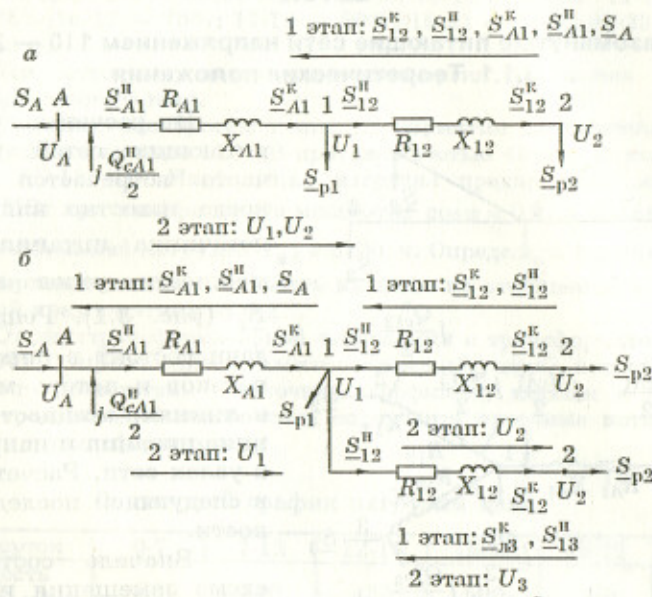


Рис. 3.2. Последовательность расчета режимов разомкнутых питающих сетей по данным начала:

а — неразветвленная сеть;
б — разветвленная сеть

Для сетей, имеющих в узлах нагрузки трансформаторы, за которыми задана мощность потребителей, в формулу расчетной нагрузки (3.1) следует включить также потери мощности в трансформаторе.

Введение расчетных нагрузок приводит к определенной погрешности, т. к. входящие в них потери мощности в трансформаторах и зарядные мощности линий рассчитываются по номинальным напряжениям.

И, наконец, осуществляется расчет режима работы сети. В рассматриваемом случае, когда задано напряжение источника питания, расчет состоит из двух этапов.

На первом этапе принимают напряжения в узлах равными номинальному U_n и определяют потоки и потери мощности в линиях. При этом расчет последовательно ведется от последней

линии до источника. Для схемы, представленной на рис. 3.2 а, это выглядит так

$$\underline{S}_{12}^k = \underline{S}_{p2}; \quad \Delta \underline{S}_{12} = \frac{(\underline{S}_{12}^k)^2}{U_n^2} \underline{Z}_{12}; \quad \underline{S}_{12}^n = \underline{S}_{12}^k + \Delta \underline{S}_{12}; \quad \underline{S}_{A1}^k = \underline{S}_{12}^n + \underline{S}_{p1};$$

$$\Delta \underline{S}_{A1} = \frac{(\underline{S}_{A1}^k)^2}{U_n^2} \underline{Z}_{A1}; \quad \underline{S}_{A1}^n = \underline{S}_{A1}^k + \Delta \underline{S}_{A1}; \quad \underline{S}_A = \underline{S}_{A1}^n - j Q_{cA}^n / 2. \quad (3.2)$$

Аналогичен расчет потоков мощности для разветвленной схемы, данной на рис. 3.2 б. При этом расчет линий ведется в последовательности 12 и 13 или наоборот и дальше А1.

На втором этапе осуществляется расчет напряжений в узлах сети. Он начинается с наиболее близкого к источнику питания узла и ведется по падению напряжения. При оценке составляющих падения напряжения в линиях в их формулы подставляют мощности и напряжение в начале линий. Так для линии А1 на рис. 3.2 б выражения для \underline{U}_1 и модуля U_1 имеют вид

$$\underline{U}_1 = \underline{U}_A - \frac{P_{A1}^n R_{A1} + Q_{A1}^n X_{A1}}{U_A} - j \frac{P_{A1}^n X_{A1} - Q_{A1}^n R_{A1}}{U_A};$$

$$U_1 = \sqrt{\left(\underline{U}_A - \frac{P_{A1}^n R_{A1} + Q_{A1}^n X_{A1}}{U_A} \right)^2 - \left(\frac{P_{A1}^n X_{A1} - Q_{A1}^n R_{A1}}{U_A} \right)^2}. \quad (3.3)$$

При определении напряжения \underline{U}_2 и его модуля в качестве исходной информации принимаются \underline{U}_1 , \underline{S}_{12}^n и параметры линии R_{12} и X_{12} .

Нередки случаи расчета режима сети по данным конца, когда задано напряжение наиболее удаленной точки. Для неразветвленной сети такой расчет сводится к расчетам отдельных линий и его последовательность приведена на рис. 3.3 а. Весь процесс расчета состоит из одного этапа, повторяющегося для всех линий, в последовательности от последней линии до первой. Для линии 12 он выглядит так

$$\Delta \underline{S}_{12} = \frac{(\underline{S}_{12}^k)^2}{U_2^2} \underline{Z}_{12}; \quad \Delta \underline{S}_{12}^n = \underline{S}_{12}^k + \Delta \underline{S}_{12}; \quad (3.4)$$

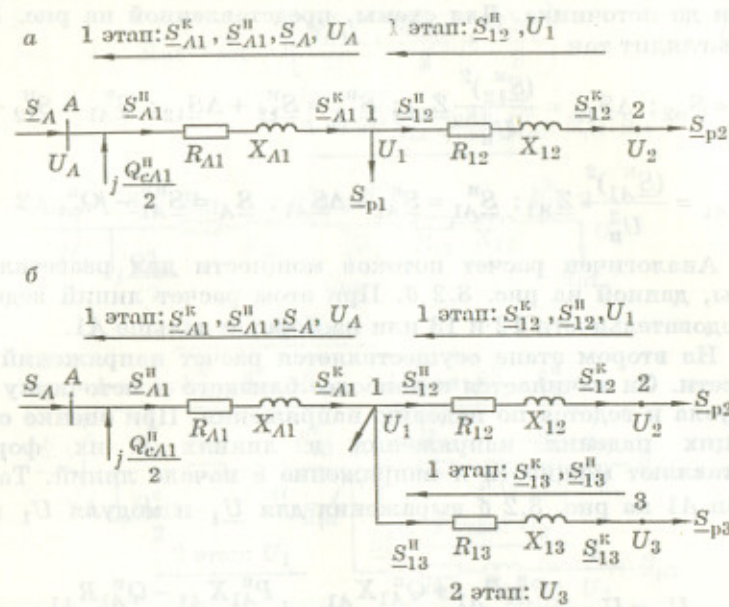


Рис. 3.3. Последовательность расчета режимов разомкнутых питающих сетей по данным конца:
 а — неразветвленная сеть;
 б — разветвленная сеть

$$U_1 = \sqrt{U_2 - \frac{P_{12}^k R_{12} + Q_{12}^k X_{12}}{U_2}} - \left(\frac{P_{12}^k X_{12} - Q_{12}^k R_{12}}{U_2} \right)^2}$$

Далее для предыдущей линии A1 исходной выступает информация U_1 и S_{A1}^k .

Возможны случаи расчета режима по данным конца разветвленных сетей, когда известно напряжение одного из удаленных узлов. Последовательность такого расчета при известном напряжении U_2 показана на рис. 3.3 б. Она включает в себя совокупность расчетов отдельных линии по данным конца и начала. Здесь вначале по данным конца полностью рассчитывается режим линии 12, затем по данным начала — режим линии 13 и, наконец по данным конца — режим линии A1.

Рассмотрим процесс расчета режима сети с трансформаторами в узлах нагрузки. Представим, что в узлах 1 и 2 сети, расчетная схема которой дана на рис. 3.2 а, установлены трансфор-

маторы (рис. 3.4 а). Здесь расчет режима дополнительно включает определение напряжений на стороне низшего напряжения (НН) подстанций $U_{1н}$ и $U_{2н}$. Расчет такой сети также ведется в два этапа: вначале расчет мощностей с учетом потерь мощности, а потом напряжений в узлах. При нахождении расчетных нагрузок узлов S_{pi} по формуле (3.1) необходимо учитывать потери мощности в обмотках ΔS_{Ti} и стали ΔS_{xi} трансформаторов. Так для узла 1

$$S_{p1} = S_1 + \Delta S_{T1} + \Delta S_{x1} - jQ_{cA1}^k / 2 - jQ_{c12}^n / 2. \quad (3.5)$$

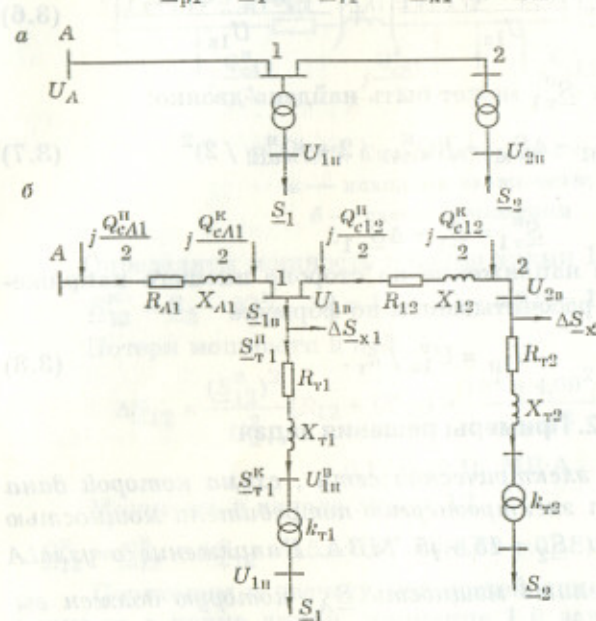


Рис. 3.4. Расчет режимов сетей с трансформаторами:

а — исходная схема сети;
 б — схема замещения сети напряжением 110 кВ и выше

В остальном первый этап расчета сети на рис. 3.4 а аналогичен первому этапу расчета для сети на рис. 3.2 а. Наличие трансформаторов приводит к некоторым особенностям расчета напряжений на втором этапе.

Расчет напряжений на стороне высшего напряжения подстанций $U_{1в}$ и $U_{2в}$ (рис. 3.4 б) аналогичен определению U_1 и U_2 для сети на рис. 3.2 а. Рассмотрим процесс определения напряжения на стороне НН

подстанций $U_{1н}$ и $U_{2н}$ на примере подстанции 1 (рис. 3.4 б). Здесь схема замещения трансформатора представлена в виде двух частей: первая часть — сопротивления трансформатора R_{T1} и

X_{T1} , вторая — идеальный трансформатор в виде коэффициента трансформации $k_T = U_{ВН} / U_{НН}$.

Обозначим через $U_{1н}^н$ приведенное к стороне ВН напряжение на шинах низшего напряжения. Его можно определить по найденному напряжению $U_{1в}$ и падению напряжения в трансформаторе, используя известные формулы (3.3) для случая расчета по данным начала

$$U_{1н}^н = \sqrt{\left(U_{1в} - \frac{P_{T1}^н R_{T1} + Q_{T1}^н X_{T1}}{U_{1в}} \right)^2 + \left(\frac{P_{T1}^н R_{T1} - Q_{T1}^н X_{T1}}{U_{1в}} \right)^2} \quad (3.6)$$

Здесь мощность $S_{T1}^н$ может быть найдена двояко:

$$S_{T1}^н = S_{p1} - \Delta S_{зд} + j(Q_{cA1}^к / 2 + jQ_{c12}^н / 2)^2 \quad (3.7)$$

или

$$S_{T1}^н = S_1 + \Delta S_{T1}.$$

Действительное напряжение на стороне низшего напряжения подстанции $U_{1н}$ рассчитывается по формуле

$$U_{1н} = U_{1н}^н / k_T. \quad (3.8)$$

3.1.2. Примеры решения задач

Пример 1. По электрической сети, схема которой дана на рис. 3.5, получают электроэнергию потребители мощностью $S_1 = 20 + j15$ МВА и $S_2 = 15 + j5$ МВА. Напряжение в узле А равно 116 кВ. Определить мощность S_A , которую должен выдать источник электроэнергии в сеть и напряжение в узле 2.

Решение. Задача решается в два этапа, на первом из которых производится расчет распределения мощностей, а на втором определяются напряжения. Сеть представляется схемой замещения, приведенной на рис. 3.5 б.

Находим параметры схемы замещения.

Линия А1

$$r_0 = 0,244 \text{ Ом/км}; \quad x_0 = 0,427 \text{ Ом/км}; \quad b_0 = 2,66 \cdot 10^{-6} \text{ См/км};$$

$$R_{A1} = r_0 l_{A1} = 0,244 \cdot 25 = 6,1 \text{ Ом}; \quad X_{A1} = x_0 l_{A1} = 0,427 \cdot 25 = 10,5 \text{ Ом};$$

$$Q_{cA1}^н / 2 = Q_{cA1}^к / 2 = U_{н}^2 b_0 l_{A1} / 2 = 110^2 \cdot 2,66 \cdot 10^{-6} \cdot 25 / 2 = 0,4 \text{ Мвар}.$$

Линия 12

$$r_0 = 0,422 \text{ Ом/км}; \quad x_0 = 0,444 \text{ Ом/км}; \quad b_0 = 2,55 \cdot 10^{-6} \text{ См/км};$$

$$R_{A1} = r_0 l_{A1} = 0,422 \cdot 20 = 8,44 \text{ Ом}; \quad X_{A1} = x_0 l_{A1} = 0,444 \cdot 20 = 8,88 \text{ Ом};$$

$$Q_{c12}^н / 2 = Q_{c12}^к / 2 = U_{н}^2 b_0 l_{12} / 2 = 110^2 \cdot 2,55 \cdot 10^{-6} \cdot 20 / 2 = 0,31 \text{ Мвар}.$$

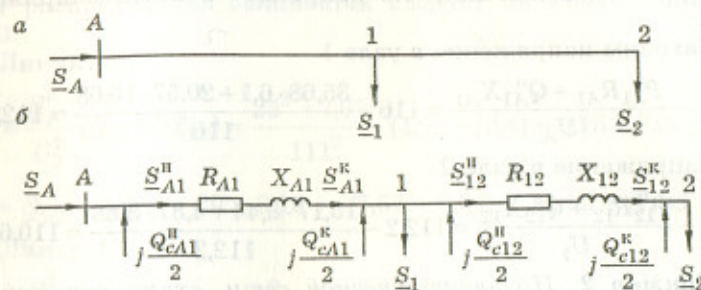


Рис. 3.5. Схема питающей сети:

а — исходная схема сети;

б — схема замещения

Определяем мощность в конце линии 12

$$S_{12}^к = S_2 - jQ_{c12}^к / 2 = 15 + j(5 - 0,31) = 15 + j4,69 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Потери мощности в ней

$$\Delta S_{12} = \frac{(S_{12}^к)^2}{U_{н}^2} (R_{12} + jX_{12}) = \frac{15^2 + 4,69^2}{110^2} (8,44 + j8,88) = 0,17 + j0,18 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Мощность в начале линии 12

$$\Delta S_{12}^н = S_{12}^к + \Delta S_{12} = 15 + 0,17 + j(4,69 + 0,18) = 15,17 + j4,87 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Переходим к расчету мощностей линии А1 и находим значение ее в конце линии, применив 1-й закон Кирхгофа для узла 1

$$S_{A1}^к = S_1 + S_{12}^н - j(Q_{c12}^н / 2 + jQ_{cA1}^к / 2) = 20 + j15 + 15,17 + j4,87 - j(0,31 + 0,4) = 35,17 + j19,16 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Дальше расчет ведем аналогично линии 12

$$\Delta S_{A1} = \frac{(S_{A1}^к)^2}{U_{н}^2} (R_{A1} + jX_{A1}) = \frac{35,17^2 + 19,16^2}{110^2} (6,1 + j10,68) = 0,81 + j1,41 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{A1}^н = S_{A1}^к + \Delta S_{A1} = 35,17 + 0,81 + j(19,16 + 1,41) = 35,98 + j20,57 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

И, наконец, определяем мощность источника

$$\underline{S}_A = \underline{S}_{A1} - jQ_{cA1} / 2 = 35,98 + j(20,17 - 0,4) = 35,98 + j20,17 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Теперь приступим ко второму этапу, где рассчитываем напряжения узлов. При этом пренебрегаем поперечной составляющей падения напряжения, что допустимо в сетях напряжением 110 кВ.

Находим напряжение в узле 1

$$U_1 = U_A - \frac{P_{A1} R_{A1} + Q_{A1} X_{A1}}{U_A} = 116 - \frac{35,68 \cdot 6,1 + 20,57 \cdot 10,68}{116} = 112,2 \text{ кВ}.$$

Напряжение в узле 2

$$U_2 = U_1 - \frac{P_{12} R_{12} + Q_{12} X_{12}}{U_1} = 112,2 - \frac{15,17 \cdot 8,44 + 4,87 \cdot 8,88}{112,2} = 110,67 \text{ кВ}.$$

Пример 2. По электрической сети, схема которой дана на рис. 3.1, осуществляется электроснабжение потребителей в узлах 1, 2 и 3 мощностью $\underline{S}_1 = 10 + j5 \text{ МВА}$, $\underline{S}_2 = 20 + j8 \text{ МВА}$ и $\underline{S}_3 = 6 + j3 \text{ МВА}$. Линии А1 и 12 выполнены проводом АС-150/24 и имеют длину соответственно 30 км и 20 км, а линия 13 выполнена проводом АС-70/11 при длине 15 км. Требуется найти мощность, выдаваемую источником А в сеть, и напряжения в узлах сети, если в узле 2 напряжение равно 111 кВ.

Решение. Определение параметров режима данной сети основано на сочетании расчетов по данным конца и начала отдельных линий.

Найдем параметры схемы замещения сети, приведенной на рис. 3.1 б.

$$R_{A1} = 0,204 \cdot 30 = 6,12 \text{ Ом}; \quad X_{A1} = 0,42 \cdot 30 = 12,6 \text{ Ом};$$

$$Q_{cA1} / 2 = 110^2 \cdot 2,7 \cdot 10^{-6} \cdot 30 / 2 = 0,49 \text{ Мвар};$$

$$R_{12} = 0,204 \cdot 20 = 4,08 \text{ Ом}; \quad X_{12} = 0,42 \cdot 20 = 8,4 \text{ Ом};$$

$$Q_{c12} / 2 = 110^2 \cdot 2,7 \cdot 10^{-6} \cdot 20 / 2 = 0,33 \text{ Мвар};$$

$$R_{13} = 0,422 \cdot 15 = 6,33 \text{ Ом}; \quad X_{13} = 0,444 \cdot 15 = 6,66 \text{ Ом};$$

$$Q_{c13} / 2 = 110^2 \cdot 2,55 \cdot 10^{-6} \cdot 15 / 2 = 0,23 \text{ Мвар}.$$

Для перехода от схемы замещения к расчетной схеме (рис. 3.1 в) определяем расчетные нагрузки по формуле (3.1)

$$\begin{aligned} \underline{S}_{p1} &= \underline{S}_1 - j \frac{Q_{cA1} + Q_{c12} + Q_{c13}}{2} = 10 + j(5 - 0,49 - 0,33 - 0,23) = \\ &= 10 + j3,95 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \end{aligned}$$

$$\underline{S}_{p2} = \underline{S}_2 - jQ_{c12} / 2 = 20 + j(8 - 0,33) = 20 + j7,67 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\underline{S}_{p3} = \underline{S}_3 - jQ_{c13} / 2 = 6 + j(3 - 0,23) = 6 + j2,77 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Последовательность расчета режима дана на рис. 3.4 б. Расчет распределения мощностей следует начинать с линий 12 или 13.

Линия 12

$$\Delta \underline{S}_{12} = \frac{S_{p2}^2}{U_2^2} (R_{12} + jX_{12}) = \frac{25^2 + 7,67^2}{111^2} (4,08 + j8,4) = 0,15 + j0,31 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\underline{S}_{12}^H = \underline{S}_{p2} + \Delta \underline{S}_{12} = 20 + 0,15 + j(7,67 + 0,31) = 20,15 + j7,98 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Линия 13

$$\Delta \underline{S}_{13} = \frac{S_{p3}^2}{U_n^2} (R_{13} + jX_{13}) = \frac{6^2 + 2,77^2}{110^2} (6,33 + j6,66) = 0,02 + j0,02 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\underline{S}_{13}^H = \underline{S}_{p3} + \Delta \underline{S}_{13} = 6 + 0,02 + j(2,77 + 0,02) = 6,02 + j2,79 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Находим напряжение в узле 1

$$U_1 = U_2 - \frac{P_{p2} R_{12} + Q_{p2} X_{12}}{U_2} = 111 + \frac{20 \cdot 4,08 + 7,67 \cdot 8,4}{111} = 112,32 \text{ кВ}.$$

Теперь можно определить напряжение в узле 3

$$U_3 = U_1 - \frac{P_{13} R_{13} + Q_{13} X_{13}}{U_1} = 112,32 - \frac{6,02 \cdot 6,33 + 2,79 \cdot 6,66}{112,32} = 111,82 \text{ кВ}.$$

Переходим к расчету режима линии А1

$$\begin{aligned} \underline{S}_{A1}^K &= \underline{S}_{12}^H + \underline{S}_{13}^H + \underline{S}_{p1} = 20,15 + 6,02 + 10 + j(7,98 + 2,79 + 3,95) = \\ &= 36,17 + j14,72 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \end{aligned}$$

$$\Delta \underline{S}_{A1} = \frac{(S_{A1}^K)^2}{U_1^2} Z_{A1} = \frac{36,17^2 + 14,72^2}{112,32^2} (6,12 + j12,6) = 0,74 + j1,52 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\underline{S}_{A1}^H = \underline{S}_{A1}^K + \Delta \underline{S}_{A1} = 36,17 + 0,74 + j(14,72 + 1,52) = 36,91 + j16,24 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\underline{S}_A = \underline{S}_{A1}^H - jQ_{cA1} / 2 = 36,91 + j(16,24 - 0,49) = 36,91 + j15,75 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

И, наконец, напряжение в узле А

$$U_A = U_1 - \frac{P_{A1}^K R_{A1} + Q_{A1}^K X_{A1}}{U_1} = 112,32 - \frac{36,17 \cdot 6,12 + 14,72 \cdot 12,6}{112,32} = 115,94 \text{ кВ}.$$

Пример 3. В приведенной на рис. 3.6 схеме электрической сети определить мощность, которую получит потребитель в

узле 1 \underline{S}_1 , и напряжение в узлах 1, 2 и 3, если $\underline{S}_A = 40 + j18$ МВА, $\underline{S}_2 = 13 + j5$ МВА, $\underline{S}_3 = 12 + j4$ МВА и $U_A = 115$ кВ. Линии А1 и 23 выполнены проводом АС-70/11 и имеют протяженность по 20 км, а линия А2 — проводом АС-120/19 при длине 35 км.

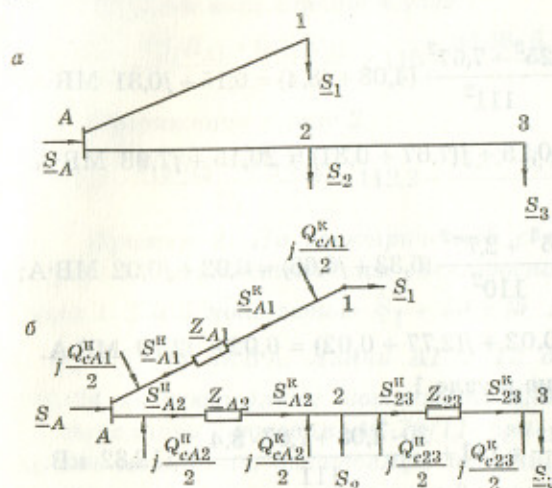


Рис. 3.6. Схема электрической сети:

а — схема сети;
б — режимная схема

Решение. Параметры схемы замещения сети

$$\underline{Z}_{A1} = \underline{Z}_{23} =$$

$$= 8,44 + j8,88 \text{ Ом};$$

$$Q_{cA1} / 2 = Q_{c23} / 2 =$$

$$= 0,31 \text{ Мвар};$$

$$\underline{Z}_{A2} = 8,54 + j14,95 \text{ Ом};$$

$$Q_{cA2} / 2 = 0,56 \text{ Мвар}$$

Расчет режима части сети А-2-3 аналогичен примеру 1, поэтому приводим его без пояснений

$$\underline{S}_{23}^* = 12 + j(4 - 0,31) =$$

$$= 12 + j3,69 \text{ МВА};$$

$$\Delta \underline{S}_{23} = \frac{12^2 + 3,69^2}{110^2} (8,44 +$$

$$+ j8,88) = 0,1 + j0,1 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{23}^n = 12 + 0,1 + j(3,69 + 0,1) = 12,1 + j3,79 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{A2}^* = 13 + j5 + 12,1 + j3,79 - j(0,56 + 0,31) = 25,1 + j7,92 \text{ МВА};$$

$$\Delta \underline{S}_{A2} = \frac{25,1^2 + 7,92^2}{110^2} (8,54 + j14,95) = 0,49 + j0,86 \text{ МВА}.$$

Теперь рассчитываем режим линии А1.

Мощность в начале линии

$$\underline{S}_{A1}^n = \underline{S}_A - \underline{S}_{A2}^n + j(Q_{cA2} + Q_{cA1}) / 2 =$$

$$= 40 + j18 - (25,59 + j8,78) + j(0,56 + 0,31) = 14,41 + j10,09 \text{ МВА}.$$

Потери мощности в линии

$$\Delta \underline{S}_{A1} = \frac{(\underline{S}_{A1}^n)^2}{U_A^2} \underline{Z}_{A1} = \frac{14,41^2 + 10,09^2}{115^2} (8,44 + j8,88) = 0,2 + j0,2 \text{ МВА}.$$

Мощность в конце линии

$$\underline{S}_{A1}^* = \underline{S}_{A1}^n - \Delta \underline{S}_{A1} = 14,41 - 0,2 + j(10,09 - 0,2) = 14,21 + j9,89 \text{ МВА}.$$

Мощность нагрузки узла 1

$$\underline{S}_1 = \underline{S}_{A1}^* + jQ_{cA1} / 2 = 14,21 + j(9,89 + 0,31) = 14,21 + j10,2 \text{ МВА}.$$

Определяем напряжения в узлах

$$U_1 = 115 - \frac{14,41 \cdot 8,44 + 10,09 \cdot 8,88}{115} = 113,16 \text{ кВ};$$

$$U_2 = 115 - \frac{25,59 \cdot 8,54 + 8,78 \cdot 14,95}{115} = 111,96 \text{ кВ};$$

$$U_3 = 111,96 - \frac{12,1 \cdot 8,44 + 3,79 \cdot 8,88}{111,96} = 110,75 \text{ кВ};$$

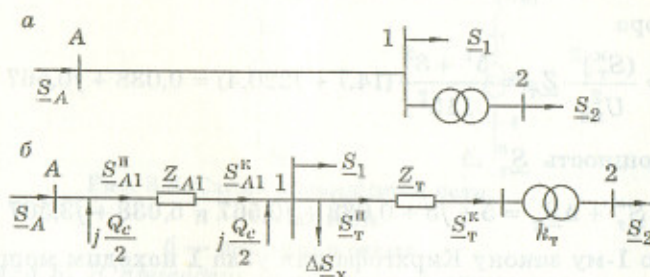


Рис. 3.7. Схема сети с трансформатором:

а — схема сети;
б — режимная схема

Пример 4. В приведенной на рис. 3.7 схеме электрической сети определить мощность \underline{S}_1 и напряжение в узле А при номинальном коэффициенте трансформации трансформатора, если $\underline{S}_A = 30 + j15$ МВА, $\underline{S}_2 = 5 + j3$ МВА и $U_2 = 6,3$ кВ. Линия А1 выполнена проводом АС-95/16 и имеет длину 30 км. На подстанции установлен трансформатор ТМН-6300/115/6,6.

Решение. Параметры схемы замещения линии

$$R_{A1} = 0,301 \cdot 30 = 9,03 \text{ Ом}; \quad X_{A1} = 0,434 \cdot 30 = 13,02 \text{ Ом};$$

$$Q_{cA1} / 2 = 110^2 \cdot 2,61 \cdot 10^{-6} \cdot 30 / 2 = 0,47 \text{ Мвар}.$$

Параметры трансформатора и его схемы замещения

$$\Delta P_K = 44 \text{ кВт}; \quad \Delta P_X = 11,5 \text{ кВт}; \quad U_K = 10,5\%; \quad I_X = 0,8\%;$$

$$R_T = 14,7 \text{ Ом}; \quad X_T = 220,4 \text{ Ом}; \quad \Delta Q_X = 50,4 \text{ квар}.$$

Расчет режима следует начинать с нахождения распределения мощностей в линии или трансформаторе в соответствии со схемой замещения, данной на рис. 3.7 б.

Определяем мощность в начале линии

$$\underline{S}_{A1}^n = \underline{S}_A + jQ_{cA1} / 2 = 30 + j(15 + 0,47) = 30 + j15,47 \text{ МВ·А.}$$

Потери мощности в линии

$$\Delta \underline{S}_{A1} = \frac{(\underline{S}_{A1}^n)^2}{U_n^2} Z_{A1} = \frac{30^2 + 15,47^2}{110^2} (9,03 + j13,02) = 0,85 + j1,22 \text{ МВ·А.}$$

Мощность в конце линии

$$\Delta \underline{S}_{A1}^k = \Delta \underline{S}_{A1}^n - \Delta \underline{S}_{A1} = 30 + j15,47 - (0,85 + j1,22) = 29,15 + j14,25 \text{ МВ·А.}$$

Так как $\underline{S}_2 = \underline{S}_T^k$, то потери мощности в обмотках трансформатора

$$\Delta \underline{S}_T = \frac{(\underline{S}_T^k)^2}{U_{nn}^2} Z_T = \frac{5^2 + 3^2}{115^2} (14,7 + j220,4) = 0,038 + j0,567 \text{ МВ·А.}$$

Мощность \underline{S}_T^n

$$\underline{S}_T^n = \underline{S}_T^k + \Delta \underline{S}_T = 5 + j3 + 0,038 + j0,567 = 5,038 + j3,567 \text{ МВ·А.}$$

По 1-му закону Кирхгофа для узла 1 находим мощность \underline{S}_1

$$\underline{S}_1 = \underline{S}_{A1}^k + jQ_{cA1} / 2 - \Delta \underline{S}_x - \underline{S}_T^n = 25,15 - 0,012 - 5,038 + j(14,25 + 0,47 - 0,050 - 3,567) = 20,1 + j11,1 \text{ МВ·А.}$$

Расчет режима напряжения начинаем с определения приведенного к стороне ВН напряжения на шинах низшего напряжения

$$U_2^n = U_2 \cdot k_T = 6,3 \cdot \frac{115}{6,6} = 109,77 \text{ кВ.}$$

Находим напряжение в узле 1

$$U_1 = U_2^n + \frac{P_T^k R_T + Q_T^k X_T}{U_2^n} = 109,77 + \frac{5 \cdot 14,7 + 3 \cdot 220,4}{109,77} = 116,46 \text{ кВ.}$$

И, наконец, находим напряжение в узле А

$$U_A = U_1 - \frac{P_{A1}^k R_{A1} + Q_{A1}^k X_{A1}}{U_1} = 116,46 - \frac{25,15 \cdot 9,03 + 14,25 \cdot 13,02}{116,46} = 120,0 \text{ кВ.}$$

Следует отметить очень большое влияние на режим напряжения реактивного сопротивления трансформатора, что особенно сильно проявляется в сетях с низким коэффициентом мощности нагрузок.

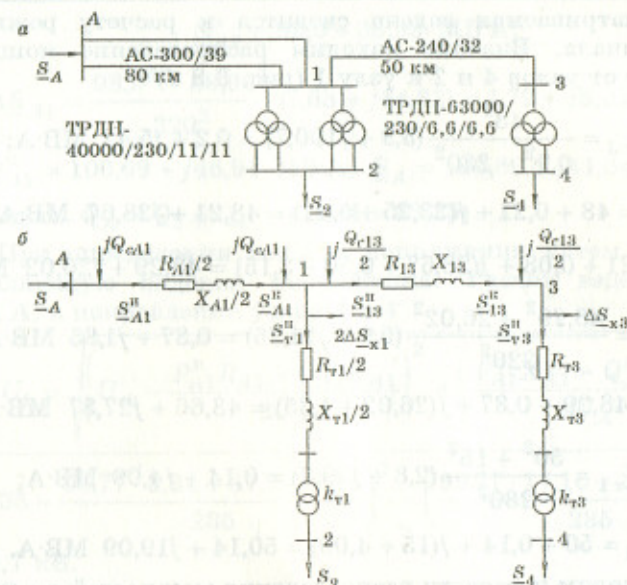


Рис. 3.8. Схема разомкнутой сети:

а — схема сети;

б — режимная схема

Пример 5. В приведенной на рис. 3.8 схеме электрической сети определить \underline{S}_A , U_2 и U_4 при коэффициентах трансформации трансформаторов $k_{T1} = 233,45 / 11$ и $k_{T3} = 230 / 6,6$, если $\underline{S}_2 = 50 + j15 \text{ МВ·А}$, $P_4 = 48 \text{ МВт}$ при $\cos \varphi_4 = 0,9$ и $U_A = 235 \text{ кВ}$.

Решение. Параметры схем замещения элементов электрической сети:

$$R_{A1} / 2 = 0,096 \cdot 80 / 2 = 3,84 \text{ Ом; } X_{A1} / 2 = 0,429 \cdot 80 / 2 = 17,16 \text{ Ом;}$$

$$Q_{cA1} = 220^2 \cdot 2,64 \cdot 10^{-6} \cdot 80 = 10,2 \text{ Мвар;}$$

$$R_{13} = 0,118 \cdot 50 = 5,9 \text{ Ом; } X_{13} = 0,435 \cdot 50 = 21,75 \text{ Ом;}$$

$$Q_{c13} / 2 = 220^2 \cdot 2,6 \cdot 10^{-6} \cdot 50 / 2 = 3,15 \text{ Мвар;}$$

$$2\Delta \underline{S}_x = 2(0,05 + j0,36) \text{ МВ·А; } R_{T1} / 2 = 2,8 \text{ Ом;}$$

$$X_{T1} / 2 = 79,3 \text{ Ом; } \Delta \underline{S}_{x3} = 0,08 + j0,50 \text{ МВ·А;}$$

$$R_{T3} = 3,9 \text{ Ом; } X_{T3} / 2 = 100,7 \text{ Ом;}$$

Рассматриваемая задача сводится к расчету режима по данным начала. Вначале находим распределение мощностей, ведя расчет от узлов 4 и 2 к узлу 1 (рис. 3.8 б)

$$\Delta S_{T3} = \frac{48^2}{0,9^2 + 230^2} (3,9 + j100,7) = 0,2 + j5,42 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\underline{S}_{T3}^n = 48 + 0,21 + j(23,25 + 5,42) = 48,21 + j28,67 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\underline{S}_{13}^k = 48,21 + 0,08 + j(28,67 + 0,50 - 3,15) = 48,29 + j26,02 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\Delta S_{13} = \frac{48,29^2 + 26,02^2}{220^2} (5,9 + j21,75) = 0,37 + j1,35 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\underline{S}_{13}^n = 48,29 + 0,37 + j(26,02 + 1,35) = 48,66 + j27,37 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\Delta S_{T1} = \frac{50^2 + 15^2}{230^2} (2,8 + j79,3) = 0,14 + j4,09 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\underline{S}_{T1}^n = 50 + 0,14 + j(15 + 4,09) = 50,14 + j19,09 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Переходим к расчету распределения мощностей в линии А1

$$\underline{S}_{A1}^k = \underline{S}_{13}^n + \underline{S}_{T1}^n + \Delta S_{A1} - j(Q_{c13} / 2 + Q_{cA1}) = 48,66 + 50,14 + 2 \cdot 0,05 + j(27,37 + 19,09 + 2 \cdot 0,36 - 3,15 - 10,2) = 98,9 + j33,83 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\Delta S_{A1} = \frac{98,9^2 + 33,83^2}{220^2} (3,84 + j17,16) = 0,87 + j3,87 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\underline{S}_{A1}^n = 98,9 + 0,87 + j(33,83 + 3,87) = 99,77 + j37,7 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

В итоге находим мощность, выдаваемую источником А в сеть

$$\underline{S}_A = 99,77 + j(37,7 - 10,2) = 99,77 + j27,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Анализируя величины реактивной мощности, выдаваемой источником А и потребляемой нагрузками в узлах 2 и 4, видим, что последние превышают Q_A ($38,25 > 27,5$). Объясняется это тем, что генерируемая линиями зарядная мощность превышает суммарные потери реактивной мощности в линиях и трансформаторах.

Совсем иная картина возникнет, если на участке А1 отключить одну из линий. После отключения параметры линии А1 будут равны

$$R_{A1} = 7,68 \text{ Ом}; X_{A1} = 34,32 \text{ Ом}; Q_{cA1} / 2 = 5,1 \text{ Мвар}.$$

Значит

$$\underline{S}_{A1}^k = 98,9 + 38,93 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\Delta S_{A1} = \frac{98,9^2 + 38,93^2}{220^2} (7,68 + j34,32) = 1,79 + j8,01 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\underline{S}_{A1}^n = 100,69 + j46,94 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \underline{S}_A = 100,69 + j41,84 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Здесь $Q_A > Q_2 + Q_4$ ($41,84 > 38,25$).

При определении режима напряжения учтем поперечную составляющую падения напряжения. Расчет ведем, начиная с узла А, в направлении узлов 2 и 4

$$U_1 = \sqrt{\left(U_A - \frac{P_{A1}^n R_{A1} + Q_{A1}^n X_{A1}}{2U_A} \right)^2 + \left(\frac{P_{A1}^n X_{A1} - Q_{A1}^n R_{A1}}{2U_A} \right)^2} =$$

$$= \sqrt{\left(235 - \frac{99,77 \cdot 3,84 + 37,7 \cdot 17,16}{235} \right)^2 + \left(\frac{99,77 \cdot 17,16 - 37,7 \cdot 3,84}{235} \right)^2} =$$

$$= 230,7 \text{ кВ}.$$

Оценивая влияние поперечной составляющей падения напряжения можно получить, что она изменяет величину напряжения U_1 только на 0,1 кВ (0,04%). Поэтому при расчете напряжения узла 3 ее не учитываем

$$U_3 = U_1 - \frac{P_{13}^n R_{13} + Q_{13}^n X_{13}}{U_1} = 230,7 - \frac{48,66 \cdot 5,9 + 27,37 \cdot 21,75}{230,7} =$$

$$= 226,88 \text{ кВ}.$$

Находим приведенные к стороне ВН напряжения на шинах низшего напряжения подстанций. Расчет ведем с учетом поперечной составляющей падения напряжения

$$U_2^n = \sqrt{\left(U_1 - \frac{P_{T1}^n R_{T1} + Q_{T1}^n X_{T1}}{2U_1} \right)^2 + \left(\frac{P_{T1}^n X_{T1} - Q_{T1}^n R_{T1}}{2U_1} \right)^2} =$$

$$= \sqrt{\left(230,7 - \frac{50,14 \cdot 2,8 + 19,09 \cdot 79,3}{230,7} \right)^2 + \left(\frac{50,14 \cdot 79,3 - 19,09 \cdot 2,8}{230,7} \right)^2} =$$

$$= 224,17 \text{ кВ}.$$

Здесь поперечная составляющая падения напряжения изменяет величину напряжения 0,65 кВ (0,3%), что больше ее влияния в линиях

$$U_4^2 = \sqrt{\left(226,88 - \frac{48,21 \cdot 3,9 + 28,67 \cdot 100,7}{226,88}\right)^2 + \left(\frac{48,21 \cdot 100,7 + 28,67 \cdot 3,9}{226,88}\right)^2} = 214,35 \text{ кВ.}$$

Определяем действительные напряжения на шинах низшего напряжения подстанций

$$U_2 = U_2^2 / k_{T1} = 224,17 \cdot \frac{11}{233,45} = 10,56 \text{ кВ;}$$

$$U_4 = U_4^2 / k_{T3} = 214,35 \cdot \frac{6,6}{230} = 6,15 \text{ кВ.}$$

3.1.3. Задания для самостоятельной работы

1. В приведенной на рис. 3.5 схеме электрической сети определить \underline{S}_1 и U_2 , если $\underline{S}_A = 40 + j18$ МВ·А, $\underline{S}_2 = 22 + j10$ МВ·А и $U_1 = 116$ кВ. Линия А1 имеет длину 30 км выполнена проводом АС-185/29, а линия 12 выполнена проводом АС-120/19 при длине 25 км.

2. В приведенной на рис. 3.5 схеме электрической сети определить \underline{S}_2 и U_A , если $\underline{S}_A = 90 + j40$ МВ·А, $\underline{S}_1 = 35 + j15$ МВ·А и $U_2 = 220$ кВ. Линии А1 и 12 выполнены проводом АС-240/32 и имеют протяженность соответственно 40 и 80 км.

3. Для условий предыдущей задачи определить напряжение U_A и мощность \underline{S}_A , которые нужно подвести к началу линии А1, чтобы при отключенной с конца линии 12 нагрузке \underline{S}_3 напряжение в узле 1 было бы равным 225 кВ. Найти в этом режиме напряжение в конце линии 12.

4. В приведенной на рис. 3.6 схеме электрической сети определить \underline{S}_A и U_3 , если $\underline{S}_1 = 12 + j5$ МВ·А; $\underline{S}_2 = 8 + j4$ МВ·А, $P_3 = 15$ МВт при $\cos \varphi_3 = 0,9$ и $U_1 = 109$ кВ. Линии А1 и 23 выполнены проводом АС-95/16 и имеют длину соответственно 25 и 15 км. Линия А2 выполнена проводом АС-150/24 при длине 30 км.

5. Для условий предыдущей задачи рассчитать годовые потери электроэнергии во всей сети при времени использования наибольшей нагрузки потребителей $T_{нб1} = 4000$ ч, $T_{нб2} = 3600$ ч и $T_{нб3} = 5200$ ч.

6. В приведенной на рис. 3.7 схеме электрической сети определить мощность \underline{S}_A и напряжение U_2 при номинальном коэффициенте трансформации трансформатора, если $\underline{S}_1 = 16 + j10$ МВ·А, $\underline{S}_2 = 2,5$ МВ·А при $\cos \varphi_2 = 0,9$ и $U_A = 113$ кВ. Линия А1 выполнена проводом АС-95/16 и имеет длину 35 км. На подстанции установлен трансформатор типа ТМН-2500/110/6,6.

7. В приведенной на рис. 3.8 схеме электрической сети линии А1 и 13 выполнены проводом АС-120/19 и имеют длину соответственно 35 км и 20 км. На подстанции 1 установлены два трансформатора типа ТДН-10000/110/11, а на подстанции 3 — один типа ТРДН-25000/115/10,5. Требуется определить \underline{S}_2 и U_2 при номинальных коэффициентах трансформации трансформаторов, если $\underline{S}_A = 35 + j13$ МВ·А, $\underline{S}_4 = 25$ МВ·А при $\cos \varphi_4 = 0,93$ и $U_4 = 10,5$ кВ.

8. В приведенной на рис. 3.1 схеме электрической сети линия А1 выполнена проводом АС-185/29 и имеет длину 30 км, а линии 12 и 13 выполнены проводом АС-70/11 при длине соответственно 25 и 20 км. Источник выдает в сеть мощность $\underline{S}_A = 36$ МВ·А при $\cos \varphi_A = 0,9$, а мощности потребителей в узлах 2 и 3 равны соответственно $\underline{S}_2 = 9 + j3$ МВ·А и $\underline{S}_3 = 13 + j4$ МВ·А. Напряжение в узле А равно 118 кВ. Требуется определить мощность, потребляемую нагрузкой в узле 1, и напряжения в узлах 1, 2 и 3.

9. В приведенный на рис. 3.7 схеме электрической сети найти годовые потери электроэнергии в линии и трансформаторе и напряжение в узле 1. Линия длиной 25 км выполнена проводом АС-120/19. На подстанции установлен трансформатор ТДН-10000/115/11, работающий с коэффициентом трансформации $k_T = 112,95 / 11$. Мощности нагрузки равны $\underline{S}_1 = 12 + j5$ МВ·А и $\underline{S}_2 = 8 + j4$ МВ·А, а время использования их наибольшей нагрузки составляет $T_{нб1} = 4500$ ч и $T_{нб2} = 3400$ ч.

3.2. Разомкнутые распределительные сети напряжением 6-35 кВ и до 1 кВ

3.2.1. Теоретические положения

Распределительные сети выполняются воздушными и кабельными линиями. Практически воздушные линии применяются в сетях от 1 до 35 кВ, а кабельные — чаще имеют напряжения до 10 кВ включительно. Распределительные сети сооружаются разомкнутыми или замкнутыми, но работающими в разомкнутом режиме. Они содержат большое количество нагрузок, линий и трансформаторов, что делает расчеты сетей объемными. Вместе с тем такие сети имеют ряд особенностей, учет которых позволяет упростить расчет их режимов.

Расчет режимов распределительных сетей ведется на основе следующих допущений:

- 1) не учитывается зарядная мощность линий;
- 2) для кабельных линий, как правило, не учитываются их реактивные сопротивления, т. е. в их схемах замещения присутствуют только активные сопротивления;
- 3) не учитываются потери холостого хода трансформаторов;

4) при расчете потоков мощности в линиях не учитываются потери мощности;

5) расчет напряжений в узлах ведется по потере напряжения, которая оценивается по номинальному напряжению.

Обычно расчет режима распределительной сети сводится к определению распределения мощностей и величины наименьшего напряжения в узлах. Последнюю, как правило, находят по наибольшей потере напряжения $\Delta U_{\text{нб}}$.

Рассмотрим процесс расчета распределительной сети на примере, данном на рис. 3.9. При расчете распределения мощностей потери мощности не учитываются, поэтому (рис. 3.9 б)

$$\underline{S}_{12} = \underline{S}_{12}^{\text{к}} = \underline{S}_{12}^{\text{н}} = \underline{S}_2. \quad (3.9)$$

Аналогично

$$\underline{S}_{13} = \underline{S}_3.$$

По 1-му закону Кирхгофа для узла 1

$$\underline{S}_A = \underline{S}_1 + \underline{S}_{12} + \underline{S}_{13} = \underline{S}_1 + \underline{S}_2 + \underline{S}_3. \quad (3.10)$$

Значит, для любого участка передаваемая по нему мощность определяется простым суммированием его нагрузок.

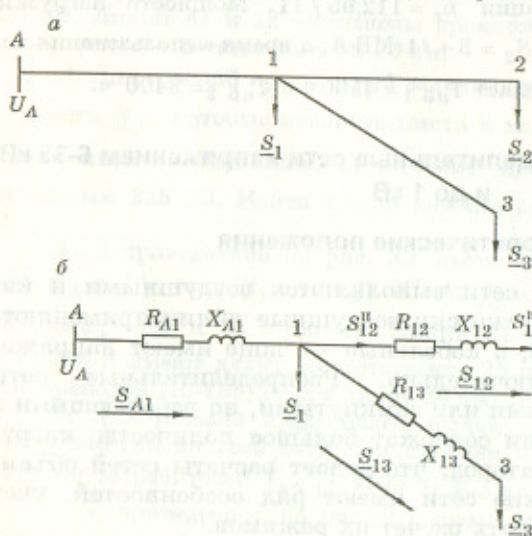


Рис. 3.9. Расчет режима разомкнутой распределительной сети:
а — схема сети;
б — схема замещения

Наибольшее значение потери напряжения имеют до точки 2 или 3.

Соответственно

$$\Delta U_{A2} = \Delta U_{A1} + \Delta U_{12};$$

$$\Delta U_{A3} = \Delta U_{A1} + \Delta U_{13}.$$

Поэтому, если

$$\Delta U_{12} > \Delta U_{13}, \quad \text{то}$$

$$\Delta U_{A2} > \Delta U_{A3}.$$

При известном распределении мощностей (рис. 3.5. б) наибольшую потерю напряжения можно найти по формуле

$$\Delta U_{A2} = \frac{P_{A1}R_{A1} + Q_{A1}X_{A1}}{U_{\text{н}}} + \frac{P_{12}R_{12} + Q_{12}X_{12}}{U_{\text{н}}}. \quad (3.11)$$

Наибольшую потерю напряжения можно также найти через мощности нагрузок

$$\Delta U_{A2} = \frac{(P_1 + P_3)R_{A1} + (Q_1 + Q_3)X_{A1} + P_2R_{A2} + Q_2X_{A2}}{U_{\text{н}}}. \quad (3.12)$$

В распределительных сетях нагрузка часто задается в виде токов. Формулы расчета наибольшей потери напряжения в этом случае примут следующий вид:

$$\Delta U_{A2} = \sqrt{3}(I_{A1}R_{A1} \cos \varphi_{A1} + I_{A1}X_{A1} \sin \varphi_{A1} + I_{12}R_{12} \cos \varphi_{12} + I_{12}X_{12} \sin \varphi_{12}); \quad (3.11 \text{ а})$$

$$\Delta U_{12} = \sqrt{3}((I_1 \cos \varphi_1 + I_3 \cos \varphi_3)R_{A1} + (I_1 \sin \varphi_1 + I_3 \sin \varphi_3)X_{A1} + I_2 \cos \varphi_2 R_{A2} + I_2 \sin \varphi_2 X_{A2}) \quad (3.12 \text{ а})$$

3.2.2. Примеры решения задач

Пример 1. В схеме распределительной сети напряжением 10 кВ, представленной на рис. 3.9, найти потокораспределение и наибольшую потерю напряжения. Линии A1 и 12 выполнены проводом AC-70/11 и имеют длину соответственно 5 и 3 км, а линия 13 выполнена проводом AC-50/8 при длине 2,5 км. Мощности нагрузок равны:

$$\underline{S}_1 = 500 + j200 \text{ кВ}\cdot\text{А}; \quad \underline{S}_2 = 250 + j100 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$P_3 = 200 \text{ кВт при } \cos \varphi_3 = 0,9.$$

Решение. Схема замещения сети включает в себя только активные и реактивные сопротивления и дана на рис. 3.9 б. Для линий A1 и 12 $r_0 = 0,422 \text{ Ом/км}$; $x_0 = 0,367 \text{ Ом/км}$, а для линии 13 $r_0 = 0,595 \text{ Ом/км}$; $x_0 = 0,378 \text{ Ом/км}$.

Сопротивления линий будут равны:

$$R_{A1} = 2,11 \text{ Ом}; \quad X_{A1} = 1,84 \text{ Ом}; \quad R_{12} = 1,27 \text{ Ом}; \quad X_{12} = 1,10 \text{ Ом};$$

$$R_{13} = 1,49 \text{ Ом}; \quad X_{13} = 0,95 \text{ Ом}.$$

При определении распределения мощностей не учитываем потери мощности. Поэтому имеем:

$$\underline{S}_{12} = \underline{S}_2 = 250 + j100 \text{ кВ}\cdot\text{А}; \quad \underline{S}_{13} = \underline{S}_3 = 200 + j96,9 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$\underline{S}_{A1} = \underline{S}_1 + \underline{S}_2 + \underline{S}_3 = 500 + 250 + 200 + j(200 + 100 + 96,9) = 950 + j396,9 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

Наибольшая потеря напряжения будет на участке сети A12 или A13. Т. к. линия A1 для них общая, то сравним потери напряжения в линиях 12 и 13

$$\Delta U_{12} = \frac{P_2 R_{12} + Q_2 X_{12}}{U_n} = \frac{250 \cdot 1,27 + 100 \cdot 1,10}{10} = 42,8 \text{ В};$$

$$\Delta U_{13} = \frac{P_3 R_{13} + Q_3 X_{13}}{U_n} = \frac{200 \cdot 1,49 + 96,9 \cdot 0,95}{10} = 39 \text{ В}.$$

Учитывая, что $\Delta U_{12} > \Delta U_{13}$, наибольшая потеря напряжения будет на участке A12

$$\Delta U_{A12} = \Delta U_{A1} + \Delta U_{12} = \frac{950 \cdot 2,11 + 396,9 \cdot 1,84}{10} + 42,8 = 316,3 \text{ В}.$$

В процентах это составляет:

$$\frac{\Delta U}{U_n} 100\% = \frac{316,3}{10000} 100\% = 3,16\%,$$

что вполне допустимо для сетей 10 кВ.

Пример 2. Найти потери мощности в сети 10 кВ, заданной на рис. 3.10, и потери напряжения до точек 3 и 4. Участки сети A1 и 14 выполнены проводом АС-70/11 и имеют длину 4 и 5 км, а линии 12 и 23 проводом А-50 при длине соответственно 3 и 2 км. Нагрузки узлов равны $I_1 = 10 \text{ А}$, $I_2 = 20 \text{ А}$, $I_3 = 30 \text{ А}$, $I_4 = 50 \text{ А}$ при одинаковом для всех них $\cos \varphi = 0,85$

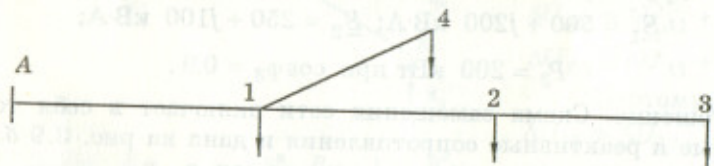


Рис. 3.10. Схема разомкнутой разветвленной сети

Решение. Находим сопротивления линий

$$R_{A1} = 0,422 \cdot 4 = 1,69 \text{ Ом}; \quad X_{A1} = 0,367 \cdot 4 = 1,47 \text{ Ом};$$

$$R_{14} = 0,422 \cdot 5 = 2,11 \text{ Ом}; \quad X_{14} = 0,367 \cdot 5 = 1,84 \text{ Ом};$$

$$R_{12} = 0,578 \cdot 3 = 1,73 \text{ Ом}; \quad X_{12} = 0,380 \cdot 3 = 1,14 \text{ Ом};$$

$$R_{23} = 0,578 \cdot 2 = 1,16 \text{ Ом}; \quad X_{23} = 0,380 \cdot 2 = 0,76 \text{ Ом};$$

Для расчета потерь мощности определяем токи в линиях

$$I_{23} = I_3 = 30 \text{ А}; \quad I_{14} = I_4 = 50 \text{ А};$$

$$I_{12} = I_2 + I_3 = 50 \text{ А}; \quad I_{A1} = I_1 + I_2 + I_3 + I_4 = 110 \text{ А}.$$

Потери мощности

$$\Delta P_{A1} = 3 \cdot I_{A1}^2 R_{A1} = 3 \cdot 110^2 \cdot 1,69 \cdot 10^{-3} = 61,4 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{A1} = 3 \cdot I_{A1}^2 X_{A1} = 3 \cdot 110^2 \cdot 1,47 \cdot 10^{-3} = 53,4 \text{ квар};$$

$$\Delta P_{14} = 3 \cdot 50^2 \cdot 2,11 \cdot 10^{-3} = 15,83 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{14} = 3 \cdot 50^2 \cdot 1,84 \cdot 10^{-3} = 13,8 \text{ квар};$$

$$\Delta P_{12} = 3 \cdot 50^2 \cdot 1,73 \cdot 10^{-3} = 12,98 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{12} = 3 \cdot 50^2 \cdot 1,14 \cdot 10^{-3} = 8,55 \text{ квар};$$

$$\Delta P_{23} = 3 \cdot 30^2 \cdot 1,16 \cdot 10^{-3} = 3,13 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_{23} = 3 \cdot 30^2 \cdot 0,76 \cdot 10^{-3} = 2,05 \text{ квар}.$$

Оценим долю суммарных потерь активной мощности в потребляемой нагрузками активной мощности

$$\Delta P_{\Sigma} = 61,4 + 15,83 + 12,98 + 3,13 = 93,34 \text{ кВт};$$

$$P_{\Sigma} = \sqrt{3} \cdot I_{A1} \cdot U_n \cos \varphi = \sqrt{3} \cdot 110 \cdot 10 \cdot 0,85 = 1617,55 \text{ кВт};$$

$$\frac{\Delta P_{\Sigma}}{P_{\Sigma}} 100\% = \frac{93,34 \cdot 100\%}{1617,55} = 5,77\%.$$

Находим потери напряжения до точек 4 и 3

$$\Delta U_{A14} = \Delta U_{A1} + \Delta U_{14} = \sqrt{3}(I_{A1} \cos \varphi \cdot R_{A1} + I_{A1} \sin \varphi \cdot X_{A1} + I_{14} \cos \varphi \cdot R_{14} + I_{14} \sin \varphi \cdot X_{14}) = \sqrt{3}(110 \cdot 0,85 \cdot 1,69 + 110 \cdot 0,527 \cdot 1,47 + 50 \cdot 0,85 \cdot 2,11 + 50 \cdot 0,527 \cdot 1,84) = 659,7 \text{ В}.$$

$$\Delta U_{A13} = \Delta U_{A1} + \Delta U_{12} + \Delta U_{23} = \sqrt{3}(110 \cdot 0,85 \cdot 1,69 + 110 \cdot 0,527 \cdot 1,47 + 50 \cdot 0,85 \cdot 1,73 + 50 \cdot 0,527 \cdot 1,14 + 30 \cdot 0,85 \cdot 1,16 + 30 \cdot 0,527 \cdot 0,76) = 671,9 \text{ В}.$$

По отношению к номинальному напряжению они составляют

$$\frac{\Delta U_{A14}}{U_n} 100\% = 6,6\%; \quad \frac{\Delta U_{A13}}{U_n} 100\% = 6,7\%.$$

Пример 3. Для электрической сети, схема которой приведена на рис. 3.11 а, найти потери электроэнергии методом времени наибольших потерь и напряжение в узле 2 при следующих дополнительных исходных данных:

$$\underline{S}_{нб 1} = 1300 + j400 \text{ кВ} \cdot \text{А}; \quad T_{нб 1} = 4600 \text{ ч}; \quad P_{нб 2} = 500 \text{ кВт};$$

$$\cos \varphi_2 = 0,9; \quad T_{нб 2} = 3400 \text{ ч}; \quad U_A = 10,5 \text{ кВ}.$$

Решение. Определяем параметры схемы замещения, которая дана на рис. 3.11 б.

$$R_{\text{л}} / 2 = 0,326 / 2 = 0,163 \text{ Ом}; R_{\text{т}} / 2 = 3,7 / 2 = 1,85 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{т}} / 2 = 10,6 / 2 = 5,3 \text{ Ом}.$$

Распределение мощностей находим без учета потерь мощности в элементах сети

$$\text{Поэтому } \underline{S}_{\text{т}} = \underline{S}_{\text{нб } 2} = 500 + j242 \text{ кВ}\cdot\text{А};$$

$$\underline{S}_{\text{л}} = \underline{S}_{\text{нб } 1} + \underline{S}_{\text{нб } 2} = 1800 + j642 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

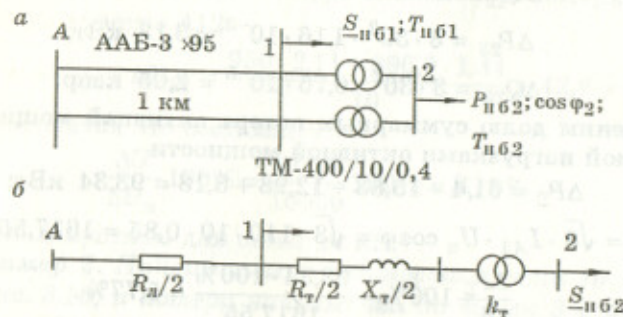


Рис. 3.11. Схема распределительной сети:

а — исходная схема;

б — схема замещения

Определяем время использования наибольшей нагрузки: — трансформатора

$$T_{\text{нб } \text{т}} = T_{\text{нб } 2} = 3400 \text{ ч};$$

— линии

$$T_{\text{нб } \text{л}} = \frac{P_{\text{нб } 1} T_{\text{нб } 1} + P_{\text{нб } 2} T_{\text{нб } 2}}{P_{\text{нб } 1} + P_{\text{нб } 2}} = \frac{1300 \cdot 4600 + 500 \cdot 3400}{1300 + 500} = 4267 \text{ ч}.$$

По формуле (2.22) рассчитываем время наибольших потерь

$$\tau_{\text{т}} = (0,124 + T_{\text{нб } \text{т}} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + 3400 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 1886,0 \text{ ч}.$$

Находим потери электроэнергии в элементах сети, приняв $\Delta P_{\text{х}} = 1 \text{ кВт}$ и $\Delta P_{\text{к}} = 5,7 \text{ кВт}$,

$$\Delta W_{\text{т}} = \frac{\Delta P_{\text{к}}}{2} \left(\frac{S_{\text{нб } \text{т}}}{S_{\text{н}}} \right)^2 \tau_{\text{т}} + 2 \Delta P_{\text{х}} \cdot T = \frac{5,7}{2} \cdot \frac{500^2 + 242^2}{400^2} \cdot 1886,0 + 2 \cdot 1 \cdot 8760 = 27886,0 \text{ кВт}\cdot\text{ч},$$

$$\Delta W_{\text{л}} = \frac{S_{\text{л}}^2 R_{\text{л}}}{U_{\text{н}}^2} \tau_{\text{л}} = \frac{1800^2 + 642^2}{10^2} \cdot 0,163 \cdot 2656,7 \cdot 10^{-3} = 15815,4 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Общие потери

$$\Delta W_{\text{с}} = \Delta W_{\text{т}} + \Delta W_{\text{л}} = 27886,0 + 15815,4 = 43701,4 \text{ кВт}\cdot\text{ч}.$$

Расчет напряжений в распределительных сетях ведется по потере напряжения.

Напряжение в узле 1

$$U_1 = U_{\text{А}} - \frac{P_{\text{л}} R_{\text{л}}}{2 \cdot U_{\text{н}}} = 10,5 - \frac{1800 \cdot 0,163}{10} \cdot 10^{-3} = 10,47 \text{ кВ}.$$

Напряжение в узле 2, приведенное к ВН,

$$U_2^{\text{В}} = U_1 - \frac{P_{\text{т}} R_{\text{т}} + Q_{\text{т}} X_{\text{т}}}{2 U_{\text{н}}} = 10,47 - \frac{500 \cdot 1,85 + 245 \cdot 5,3}{10} \cdot 10^{-3} = 10,25 \text{ кВ}.$$

Действительное напряжение в узле 2 при номинальном коэффициенте трансформации

$$U_2 = U_2^{\text{В}} / k_{\text{т}} = 10,25 \cdot 0,4 / 10 = 0,41 \text{ кВ}.$$

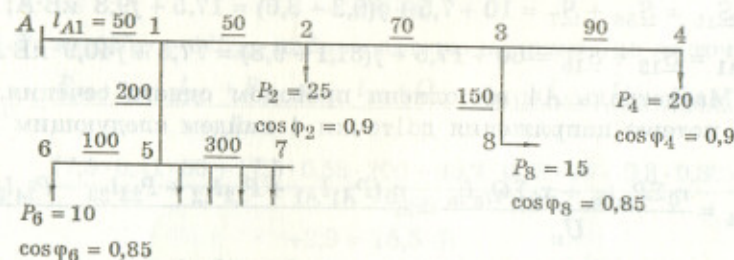


Рис. 3.12. Схема распределительной сети напряжением 380 В

Пример 4. Определить наибольшую потерю напряжения в трехфазной линии напряжением 380 В, схема которой приведена на рис. 3.12. Длины участков линии в метрах, активные мощности нагрузок в киловаттах и их коэффициенты мощности указаны на рисунке. Участок линии 57 имеет равномерно распределенную осветительную нагрузку величиной $P_{\text{у}} = 0,03 \text{ кВт/м}$ при $\cos \varphi = 0,9$. Магистраль А4 выполнена проводом одного сечения А-70 ($r_0 = 0,41 \text{ Ом/км}$; $x_0 = 0,28 \text{ Ом/км}$), ответвления 38 и 57 — проводом А-35 ($r_0 = 0,84 \text{ Ом/км}$; $x_0 = 0,31 \text{ Ом/км}$), ответвления 15 и 56 — проводом А-50 ($r_0 = 0,58 \text{ Ом/км}$; $x_0 = 0,30 \text{ Ом/км}$).

Решение. Определяем активные и реактивные мощности нагрузок

$$Q_2 = P_2 \operatorname{tg} \varphi_2 = 25 \cdot 0,484 = 12,1 \text{ квар;}$$

$$Q_4 = 20 \cdot 0,484 = 9,7 \text{ квар; } Q_6 = 10 \cdot 0,620 = 6,2 \text{ квар;}$$

$$Q_8 = 15 \cdot 0,620 = 9,3 \text{ квар.}$$

$$P_7 = P_{y57} = 0,03 \cdot 250 = 7,5 \text{ кВт; } Q_7 = 7,5 \cdot 0,484 = 3,6 \text{ квар.}$$

В линиях местных электрических сетей при определении мощностей на отдельных участках потери мощности не учитывают. Находим мощности в линиях, идя от наиболее удаленных участков к источнику питания А

$$\underline{S}_{34} = \underline{S}_4 = 20 + j9,7 \text{ кВ·А; } \underline{S}_{38} = \underline{S}_8 = 15 + j9,3 \text{ кВ·А;}$$

$$\underline{S}_{23} = \underline{S}_{34} + \underline{S}_{38} = 20 + 15 + j(9,7 + 9,3) = 35 + j19,0 \text{ кВ·А;}$$

$$\underline{S}_{12} = \underline{S}_{23} + \underline{S}_2 = 35 + 25 + j(19,0 + 12,1) = 60 + j31,1 \text{ кВ·А;}$$

$$\underline{S}_{56} = \underline{S}_6 = 10 + j6,2 \text{ кВ·А;}$$

$$\underline{S}_{15} = \underline{S}_{56} + \underline{S}_7 = 10 + 7,5 + j(6,2 + 3,6) = 17,5 + j9,8 \text{ кВ·А;}$$

$$\underline{S}_{A1} = \underline{S}_{12} + \underline{S}_{15} = 60 + 17,5 + j(31,1 + 9,8) = 77,5 + j40,9 \text{ кВ·А;}$$

Магистраль А4 выполнена проводом одного сечения. Поэтому потерю напряжения до точки 4 найдем следующим образом

$$\begin{aligned} \Delta U_{A4} &= \frac{r_0 \sum P_{il} l_{ia} + x_0 \sum Q_{il} l_{ia}}{U_{\Pi}} = \frac{r_0 (P_{A1} l_{A1} + P_{12} l_{12} + P_{23} l_{23} + P_{34} l_{34}) +}{U_{\Pi}} \\ &\quad + \frac{x_0 (Q_{A1} l_{A1} + Q_{12} l_{12} + Q_{23} l_{23} + Q_{34} l_{34})}{U_{\Pi}} = \\ &= 0,41 \cdot (77,5 \cdot 50 + 60 \cdot 50 + 35 \cdot 70 + 20 \cdot 90) \cdot 10^{-3} + \\ &\quad + 0,28 \cdot (40,9 \cdot 50 + 31,1 \cdot 50 + 19,0 \cdot 70 + 9,7 \cdot 90) \cdot 10^{-3} \cdot 10^3 = 16,3 \text{ В.} \end{aligned}$$

Определяем потерю напряжения до точки 8, учитывая, что магистраль и ответвление 38 выполнены разными проводами

$$\begin{aligned} \Delta U_{A8} &= \frac{\sum P_{il} r'_{0il} l_{il} + \sum Q_{il} x_{0il} l_{il}}{U_{\Pi}} = \\ &= \frac{P_{A1} r'_{0A1} l_{A1} + P_{12} r'_{012} l_{12} + P_{23} r'_{023} l_{23} + P_{34} r'_{038} l_{34}}{U_{\Pi}} + \\ &\quad + \frac{Q_{A1} x_{0A1} l_{A1} + Q_{12} x_{012} l_{12} + Q_{23} x_{023} l_{23} + Q_{34} x_{034} l_{34}}{U_{\Pi}} = \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} &= 77,5 \cdot 0,41 \cdot 50 + 60 \cdot 0,41 \cdot 50 + 35 \cdot 0,41 \cdot 70 + 15 \cdot 0,84 \cdot 150 + \\ &\quad + 40,9 \cdot 0,28 \cdot 50 + 31,1 \cdot 0,28 \cdot 50 + 19,0 \cdot 0,28 \cdot 70 + 9,3 \cdot 0,31 \cdot 150 = 19,8 \text{ В.} \end{aligned}$$

Сравним потери напряжения линий 56 и 57

$$\Delta U_{56} = \frac{P_{56} \cdot r_{056} \cdot l_{56} + Q_{56} \cdot x_{056} \cdot l_{56}}{U_{\Pi}} = \frac{(10 \cdot 0,58 \cdot 100 + 6,2 \cdot 0,30 \cdot 100)}{380} = 2,0 \text{ В.}$$

Для определения потери напряжения до точки 7 заменим равномерно распределенную нагрузку на ответвлении 57 сосредоточенной нагрузкой величиной \underline{S}_7 , приложенной в середине участка 57. Т. е. длина участка от точки 5 до точки приложения нагрузки равна $l_{57} / 2 = 150 \text{ м.}$

Значит, потеря напряжения в линии 57

$$\Delta U_{57} = \frac{P_7 \cdot r_{057} \cdot l_{57} / 2 + Q_7 \cdot x_{057} \cdot l_{57} / 2}{U_{\Pi}} = \frac{(7,5 \cdot 0,84 \cdot 150 + 3,6 \cdot 0,31 \cdot 150)}{380} = 2,9 \text{ В.}$$

Т. к. $\Delta U_{57} > \Delta U_{56}$, найдем потерю напряжения до точки 7

$$\begin{aligned} \Delta U_{A7} &= \frac{P_{A1} \cdot r_{0A1} \cdot l_{A1} + P_{15} \cdot r_{015} \cdot l_{15} + Q_{A1} \cdot x_{0A1} \cdot l_{A1} + Q_{15} \cdot x_{015} \cdot l_{15}}{U_{\Pi}} + \\ &\quad + \Delta U_{57} = \frac{77,5 \cdot 0,41 \cdot 50 + 17,5 \cdot 0,58 \cdot 200 + 40,9 \cdot 0,28 \cdot 50 + 9,8 \cdot 0,30 \cdot 200}{380} + \\ &\quad + 2,9 = 15,5 \text{ В.} \end{aligned}$$

Следовательно, наибольшая потеря напряжения будет до точки 8

$$\Delta U_{\Pi 6} = \Delta U_{A8} = 19,8 \text{ В.}$$

В процентах это составляет

$$\Delta U_{\Pi 6} = \frac{\Delta U_{\Pi 6}}{U_{\Pi}} \cdot 100 = \frac{19,8}{380} \cdot 100 = 5,2\%.$$

3.2.3. Задания для самостоятельной работы

1. Для схемы сети, представленной на рис. 3.9, найти точку с наиболее низким напряжением и его величину в ней при следующих исходных данных. Линии напряжением 380 В — четырехпроводные с проводом А-35. Длины линий А1, 12 и 13 соответственно равны 100, 80 и 60 м. Нагрузки сети

$$\underline{S}_A = 25 + j10 \text{ кВ·А; } \underline{S}_1 = 11 + j4 \text{ кВ·А; } \underline{S}_2 = 6 + j3 \text{ кВ·А.}$$

2. Найти потери мощности в схеме сети, исходные данные которой приведены в предыдущей задаче.

3. Предприятие мощностью $P = 1260$ кВт при $\cos \varphi = 0,9$ получает электроэнергию по двум кабельным линиям через двухтрансформаторную подстанцию с трансформаторами ТМ-1000/10/0,4. Линии напряжением 10 кВ и длиной 1 км выполнены кабелем ААБ-3 × 70. Рассчитать потери мощности в сети.

4. По блочной схеме линия-трансформатор получает электроэнергию потребитель мощностью $S = 630$ кВ·А при $\cos \varphi = 0,8$. Линия выполнена проводом АС-70/11 и имеет длину 8 км, марка трансформатора ТМ-630/10/0,4. Определить напряжение у потребителя при номинальном коэффициенте трансформации трансформатора, если напряжение в начале линии равно 10,4 кВ.

5. Равномерно распределенная по фазам нагрузка величиной $S = 18$ кВ·А при $\cos \varphi = 0,9$ получает питание по линии напряжением 380 В, длиной 200 м, выполненной кабелем АВВГ(3 × 25+1 × 16). Найти потерю напряжения и потери активной мощности в линии.

6. Предприятие мощностью $S = 2 + j1$ МВ·А обеспечивается электроэнергией по линии напряжением 10 кВ и длиной 2 км, выполненной проводом А-50. Параллельно ей предполагается проложить такую же воздушную линию или кабельную линию, выполненную кабелем ААБ-(3 × 50).

Определить для каждого из этих случаев общие потери активной мощности и сравнить их.

3.3. Простейшие замкнутые сети

3.3.1. Теоретические положения

К ним относят кольцевые сети, имеющие один замкнутый контур (рис. 3.13. а), и линии с двухсторонним питанием, опирающиеся на два источника питания (рис. 3.13 б). В замкнутом режиме обычно эксплуатируются сети напряжением 110 кВ и выше. При проведении расчетов кольцевая сеть представляется в виде линии с двухсторонним питанием путем разделения ее источника питания на два А и В. Поэтому рассматриваемые сети рассчитываются одинаково. Наиболее часто встречается расчет замкнутой сети, когда известны напряжения источников питания, мощности нагрузок и параметры линий.

Аналогично расчету разомкнутых питающих сетей напряжением 110 — 220 кВ расчет режимов замкнутых сетей можно разбить на три стадии. Первые две стадии, когда определяются параметры схемы замещения и находятся расчетные нагрузки, полностью совпадают с расчетом разомкнутых сетей. На третьей стадии ведется расчет режима сети в несколько этапов.

На первом этапе находится распределение мощностей без учета потерь мощности. Здесь вначале рассчитываются мощности на головных участках. При равных напряжениях источников

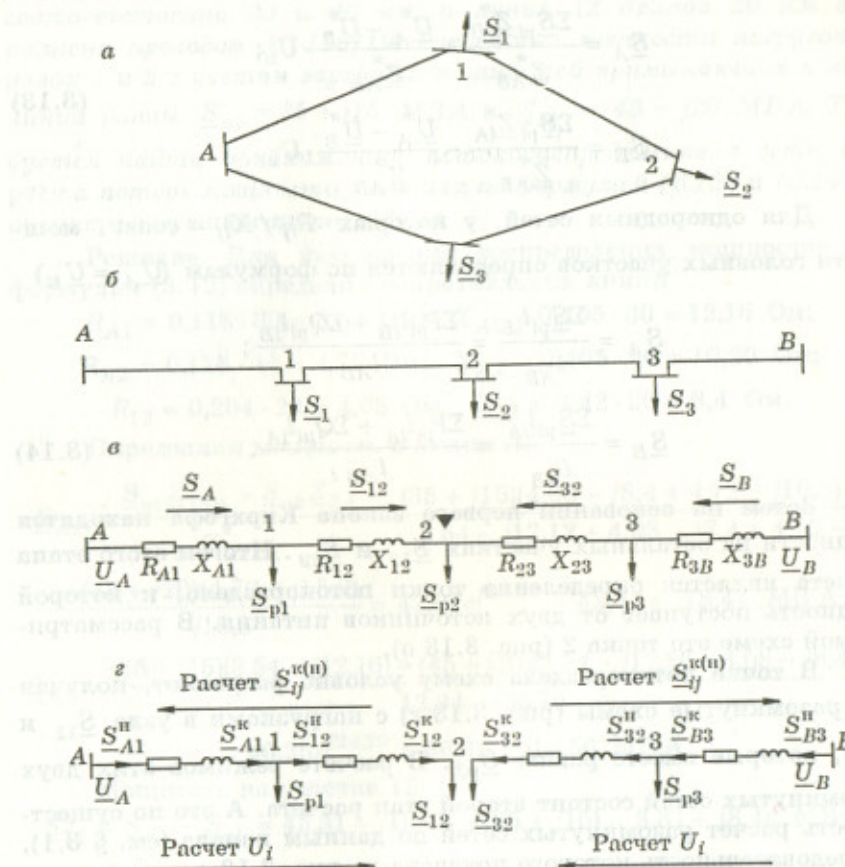


Рис. 3.13. Схемы простейших замкнутых сетей и последовательность их расчета:

а — кольцевая сеть;

б — линия с двухсторонним питанием;

в — расчетная схема первого этапа расчета;

г — расчетная схема второго этапа расчета

$$\begin{aligned}
 S_A &= \frac{\sum S_{pi} Z_{iB}^*}{Z_{AB}^*} = \frac{S_{p1} Z_{1B}^* + S_{p2} Z_{2B}^* + S_{p3} Z_{3B}^*}{Z_{A1}^* + Z_{12}^* + Z_{23}^* + Z_{3B}^*}; \\
 S_B &= \frac{\sum S_{pi} Z_{iA}^*}{Z_{AB}^*} = \frac{S_{p1} Z_{1A}^* + S_{p2} Z_{2A}^* + S_{p3} Z_{3A}^*}{Z_{A1}^* + Z_{12}^* + Z_{23}^* + Z_{3B}^*}.
 \end{aligned} \quad (3.12)$$

При разных напряжениях источников $U_A \neq U_B$

$$\begin{aligned}\underline{S}_A &= \frac{\sum \underline{S}_{pi} \underline{Z}_{iB}^*}{\underline{Z}_{AB}^*} + \frac{\underline{U}_A^* - \underline{U}_B^*}{\underline{Z}_{AB}^*} \cdot \underline{U}_B; \\ \underline{S}_B &= \frac{\sum \underline{S}_{pi} \underline{Z}_{iA}^*}{\underline{Z}_{AB}^*} - \frac{\underline{U}_A^* - \underline{U}_B^*}{\underline{Z}_{AB}^*} \cdot \underline{U}_A.\end{aligned}\quad (3.13)$$

Для однородных сетей, у которых $R_{ij} / X_{ij} = \text{const}$, мощности головных участков определяются по формулам ($\underline{U}_A = \underline{U}_B$)

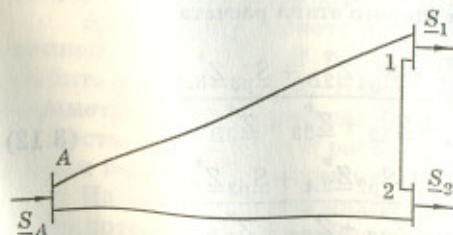
$$\begin{aligned}\underline{S}_A &= \frac{\sum \underline{S}_{pi} l_{iB}}{l_{AB}} = \frac{\sum P_{pi} l_{iB} + j \sum Q_{pi} l_{iB}}{l_{AB}}; \\ \underline{S}_B &= \frac{\sum \underline{S}_{pi} l_{iA}}{l_{AB}} = \frac{\sum P_{pi} l_{iA} + j \sum Q_{pi} l_{iA}}{l_{AB}}.\end{aligned}\quad (3.14)$$

Затем на основании первого закона Кирхгофа находятся мощности на остальных участках \underline{S}_{12} и \underline{S}_{23} . Итогом этого этапа расчета является определение точки потококораздела, к которой мощность поступает от двух источников питания. В рассматриваемой схеме это точка 2 (рис. 3.13 а).

В точке потококораздела схему условно разрезают, получая две разомкнутые схемы (рис. 3.13 г) с нагрузками в узле \underline{S}_{12} и \underline{S}_{32} , которые вместе равны \underline{S}_{p2} . В расчете режимов этих двух разомкнутых сетей состоит второй этап расчета. А это по существу есть расчет разомкнутых сетей по данным начала (см. § 3.1), последовательность которого показана на рис. 3.13 г.

Возможны случаи несовпадения точек потококораздела активных и реактивных мощностей. Особенности таких расчетов показаны в примере 4. (см. § 3.3.2).

3.3.2. Примеры решения задач



Пример 1. В приведенной на рис. 3.14 схеме замкнутой электрической сети напряжением 110 кВ линии А1 и А2 выполнены проводом АС-240/32 и имеют длину

Рис. 3.14. Схема замкнутой сети

соответственно 30 и 40 км, а линия 12 длиной 20 км выполнена проводом АС-150/19. Расчетные мощности нагрузок в узлах 1 и 2 с учетом зарядных мощностей примыкающих к ним линий равны $\underline{S}_{p1} = 35 + j15$ МВА и $\underline{S}_{p2} = 45 + j20$ МВА. Требуется найти приближенное потокораспределение в сети без учета потерь мощности в линиях по формулам (3.12) и (3.14) и оценить погрешность последних.

Решение. Для нахождения распределения мощностей по формулам (3.12) определим сопротивления линий

$$R_{A1} = 0,118 \cdot 30 = 3,54 \text{ Ом}; \quad X_{A1} = 0,405 \cdot 30 = 12,16 \text{ Ом};$$

$$R_{A2} = 0,118 \cdot 40 = 4,72 \text{ Ом}; \quad X_{A2} = 0,405 \cdot 40 = 16,20 \text{ Ом};$$

$$R_{12} = 0,204 \cdot 20 = 4,08 \text{ Ом}; \quad X_{12} = 0,42 \cdot 20 = 8,4 \text{ Ом}.$$

Определяем мощность в линии А1

$$\begin{aligned}\underline{S}_{A1} &= \frac{\underline{S}_{p1} \underline{Z}_{12A}^* + \underline{S}_{p2} \underline{Z}_{2A}^*}{\underline{Z}_{A12A}^*} = \frac{(35 + j15)(4,08 - j8,4 + 4,72 - j16,2) +}{3,54 - j12,12 + 4,08 - j8,4 + 4,72 -} \\ &\quad + (45 + j20)(4,72 - j16,2) = 47,07 e^{j23,06} = 43,31 + j18,44 \text{ МВА};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\underline{S}_{A2} &= \frac{(35 + j15)(3,54 - j12,16) + (45 + j20)(3,54 - j12,16 + 4,08 - j8,4)}{12,34 - j36,76} = \\ &= 40,25 e^{j24,29} = 36,69 + j16,56 \text{ МВА}.\end{aligned}$$

Мощность на участке 12

$$\underline{S}_{12} = \underline{S}_{A1} - \underline{S}_{p1} = 43,31 + j18,44 - (35 + j15) = 8,31 + j3,44 \text{ МВА}.$$

Находим мощности \underline{S}_{A1} и \underline{S}_{A2} по формулам (3.14)

$$\begin{aligned}\underline{S}_{A1} &= \frac{\underline{S}_{p1} l_{12A} + \underline{S}_{p2} l_{2A}}{l_{A12A}} = \frac{(35 + j15)(20 + 40) + 45 + j20 \cdot 40}{30 + 20 + 40} = \\ &= 43,33 + j18,89 \text{ МВА};\end{aligned}$$

$$\underline{S}_{A2} = \frac{(35 + j15)30 + (45 + j20)(30 + 20)}{90} = 36,67 + j16,11 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{12} = 8,33 + j3,89 \text{ МВА}.$$

Погрешность расчета \underline{S}_{A1} по формуле (3.14) составляет

$$\delta P = \frac{43,33 - 43,31}{43,31} \cdot 100 = 0,05\%, \quad \delta Q = \frac{18,89 - 18,44}{18,44} \cdot 100 = 2,44\%.$$

Значит, неучет сопротивлений в большей степени влияет на распределение реактивных мощностей.

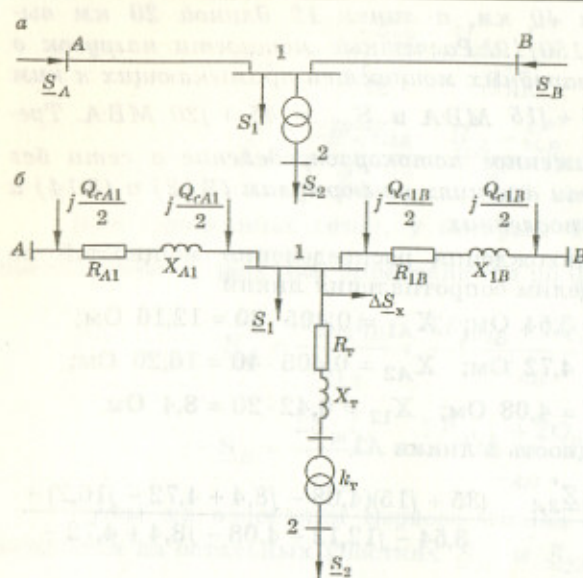


Рис. 3.15. Схема линии с двухсторонним питанием:

- а — схема сети;
б — схема замещения;
в — отключена ветвь 02;
г — отключена ветвь 12

$l_{B1} = 40$ км.

Решение. В соответствии со схемой замещения параметры линий

$$R_{A1} = 0,301 \cdot 25 = 7,53 \text{ Ом}; X_{A1} = 0,434 \cdot 25 = 10,85 \text{ Ом};$$

$$Q_{cA1} / 2 = 110^2 \cdot 2,61 \cdot 10^{-3} \cdot 25 / 2 = 0,39 \text{ Мвар};$$

$$R_{B1} = 0,301 \cdot 40 = 12,04 \text{ Ом}; X_{B1} = 0,434 \cdot 40 = 17,36 \text{ Ом};$$

$$Q_{cB1} / 2 = 110^2 \cdot 2,61 \cdot 10^{-3} \cdot 40 / 2 = 0,63 \text{ Мвар}.$$

Параметры трансформатора

$$\Delta P_K = 60 \text{ кВт}; \Delta P_X = 14 \text{ кВт}; U_K = 10,5\%; I_X = 0,7\%.$$

Расчетные параметры

$$R_T = 7,95 \text{ Ом}; X_T = 139 \text{ Ом}; \Delta Q_X = 70 \text{ квар}.$$

Найдем потери мощности в трансформаторе

Пример 2. В приведенной на рис. 3.15 схеме электрической сети с двухсторонним питанием определить мощности

\underline{S}_A и \underline{S}_B и напряжение узла 2 при номинальном коэффициенте трансформации трансформатора ТДН-10000/115/11, если

$$U_A = U_B = 116 \text{ кВ},$$

$$\underline{S}_1 = 30 + j15 \text{ МВА}$$

и $S_2 = 9 \text{ МВА}$ при $\cos \varphi_2 = 0,9$. Обе

линии выполнены проводом АС-95/16 и имеют длину $l_{A1} = 25$ км и

$$\Delta P_T = \Delta P_K \left(\frac{S_2}{S_n} \right)^2 + \Delta P_X = 60 \left(\frac{9}{10} \right)^2 + 14 = 62,6 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_T = \frac{U_K \cdot S^2}{100 \cdot S_n} 10^3 + \Delta Q_X = \frac{10,5 \cdot 9^2}{100 \cdot 10} \cdot 10^3 + 70 = 920,5 \text{ квар}.$$

Определяем расчетную мощность узла 1

$$\underline{S}_{p1} = \underline{S}_1 + \underline{S}_2 + \Delta \underline{S}_T - j(Q_{cA1} / 2 + Q_{cB1} / 2) = 30 + 8,1 + 0,06 + j(15 + 3,92 + 0,92 - 0,39 - 0,63) = 38,16 + j18,82 \text{ МВА}.$$

Т.к. сеть является однородной, то распределение мощностей без учета потерь мощности находим по формулам (3.14)

$$\underline{S}_{A1} = \frac{\underline{S}_{p1} \cdot l_{B1}}{l_{AB}} = \frac{(38,16 + j18,82) \cdot 40}{25 + 40} = 23,48 + j11,58 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{B1} = \frac{\underline{S}_{p1} \cdot l_{A1}}{l_{AB}} = \frac{(38,16 + j18,82) \cdot 25}{25 + 40} = 14,68 + j7,24 \text{ МВА}.$$

Баланс мощностей соблюдается ($\underline{S}_{p1} = \underline{S}_{A1} + \underline{S}_{B1}$), поэтому мощности найдены правильно.

Принимая их за действительные в конце линий A1 и B1 (\underline{S}_{A1}^K и \underline{S}_{B1}^K), находим потери мощности в линиях. При этом расчет последних ведем по номинальному напряжению, т. к. напряжение узла 1 не задано

$$\Delta \underline{S}_{A1} = \frac{(\underline{S}_{A1}^K)^2}{U_n^2} \underline{Z}_{A1} = \frac{23,48^2 + 11,58^2}{110^2} (7,53 + j10,85) = 0,43 + j0,62 \text{ МВА};$$

$$\Delta \underline{S}_{B1} = \frac{(\underline{S}_{B1}^K)^2}{U_n^2} \underline{Z}_{B1} = \frac{14,68^2 + 7,24^2}{110^2} (12,04 + j17,36) = 0,27 + j0,38 \text{ МВА}.$$

Рассчитываем мощности в начале линий

$$\underline{S}_{A1}^n = \underline{S}_{A1}^K + \Delta \underline{S}_{A1} = 23,48 + 0,43 + j(11,58 + 0,62) = 23,91 + j12,20 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{B1}^n = \underline{S}_{B1}^K + \Delta \underline{S}_{B1} = 14,68 + 0,27 + j(7,24 + 0,38) = 14,95 + j7,62 \text{ МВА}.$$

Определяем мощности, отдаваемые источниками питания

$$\underline{S}_A = \underline{S}_{A1}^n - j \frac{Q_{cA1}}{2} = 23,91 + j(12,20 - 0,39) = 23,91 + j11,81 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_B = \underline{S}_{B1}^n - j \frac{Q_{cB1}}{2} = 14,95 + j(7,62 - 0,63) = 14,95 + j6,99 \text{ МВА}.$$

Переходим к расчету напряжений. Вначале определяем напряжение узла 1, его можно найти по напряжению узла А или

В. При этом из-за малого влияния пренебрегаем поперечной составляющей падения напряжения в линиях

$$U_1 = U_A - \frac{P_{A1} R_{A1} + Q_{A1} X_{A1}}{U_A} = 116 - \frac{23,91 \cdot 7,53 + 12,20 \cdot 10,85}{116} = 113,31 \text{ кВ};$$

$$U_1 = 116 - \frac{14,95 \cdot 12,04 + 7,62 \cdot 17,36}{116} = 113,31 \text{ кВ}.$$

Данный расчет подтверждает правильность полученных ранее результатов.

Теперь находим приведенное к обмотке высшего напряжения напряжение в узле 2. Его определяем по мощности \underline{S}_T , которая проходит по обмоткам трансформатора

$$U_2^B = \sqrt{\left(U_1 - \frac{P_T R_T + Q_T X_T}{U_1} \right)^2 + \left(\frac{P_T X_T - Q_T R_T}{U_1} \right)^2} = \sqrt{\left(113,31 - \frac{(8,1 + 0,05) \cdot 7,95 + (3,92 + 0,85) \cdot 139}{113,31} \right)^2 + \left(\frac{(8,1 + 0,05) \cdot 139 - (3,92 + 0,85) \cdot 7,95}{113,31} \right)^2} = 107,33 \text{ кВ}.$$

Действительное напряжение в узле 2

$$U_2 = U_2^B / k_T = 107,33 \cdot 11 / 115 = 10,27 \text{ кВ}.$$

Пример 3. Для условий задачи 2 найти \underline{S}_A и \underline{S}_B , если $U_A = 116 \text{ кВ}$ и $U_B = 116,6 \text{ кВ}$.

Решение. Параметры элементов сети и расчетная нагрузка узла 1 определены в предыдущей задаче.

Т. к. напряжения источников питания разные, то распределение мощностей без учета потерь мощности в линиях находим по формулам (3.13), принимая во внимание, что сеть является однородной

$$\begin{aligned} \underline{S}_{A1} &= \frac{S_{p1} \cdot l_{1B}}{l_{AB}} + \frac{U_A - U_B}{Z_{AB}^*} \cdot U_{11} = \\ &= \frac{(38,16 + j18,82) \cdot 40}{65} + \frac{116 - 116,6}{7,53 + j12,04 - j(10,85 + 17,36)} \cdot 110 = \\ &= 23,48 + j11,58 + (-1,10 - j1,58) = 22,38 + j10,00 \text{ МВ·А}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{S}_{B1} &= \frac{S_{p1} \cdot l_{1A}}{l_{AB}} - \frac{U_A - U_B}{Z_{AB}^*} \cdot U_{11} = \frac{(38,16 + j18,82) \cdot 25}{65} - \frac{116 - 116,6}{19,57 - j28,21} \cdot 10 = \\ &= 14,68 + j7,24 - (-1,10 - j1,58) = 15,78 + j8,82 \text{ МВ·А}; \end{aligned}$$

Потери мощности в линиях

$$\Delta \underline{S}_{A1} = \frac{22,38^2 + 10,00^2}{110^2} (7,53 + j10,85) = 0,37 + j0,54 \text{ МВ·А};$$

$$\Delta \underline{S}_{B1} = \frac{15,78^2 + 8,82^2}{110^2} (12,04 + j17,36) = 0,33 + j0,47 \text{ МВ·А}.$$

Мощности в начале линий с учетом потерь мощности и источников питания соответственно равны

$$\underline{S}_{A1}^n = 22,38 + 0,37 + j(10,00 + 0,54) = 22,75 + j10,54 \text{ МВ·А};$$

$$\underline{S}_{B1}^n = 15,78 + 0,33 + j(8,82 + 0,47) = 16,11 + j9,29 \text{ МВ·А};$$

$$\underline{S}_A = 22,75 + j(10,54 - 0,39) = 22,75 + j10,15 \text{ МВ·А};$$

$$\underline{S}_B = 16,11 + j(9,29 - 0,63) = 16,11 + j8,66 \text{ МВ·А}.$$

Рассчитываем напряжения

$$U_1 = U_A + \Delta U_{A1} = 116 - \frac{22,75 \cdot 7,53 + 10,54 \cdot 10,85}{116} = 113,55 \text{ кВ};$$

$$U_1 = U_B - \Delta U_{B1} = 116,6 - \frac{16,11 \cdot 12,04 + 9,29 \cdot 17,36}{116,6} = 113,55 \text{ кВ};$$

$$\begin{aligned} U_2^B &= \sqrt{\left(113,55 - \frac{8,15 \cdot 7,95 + 4,77 \cdot 139}{113,55} \right)^2 + \left(\frac{8,15 \cdot 139 - 4,77 \cdot 7,95}{113,55} \right)^2} = \\ &= 107,60 \text{ кВ}; \end{aligned}$$

$$U_2 = 107,60 \cdot \frac{11}{115} = 10,29 \text{ кВ}.$$

Пример 4. В приведенной на рис. 3.14 схеме замкнутой электрической сети напряжением 110 кВ линии А1 и А2 выполнены проводом АС-240/32 имеют длину по 30 км, а линия 12 длиной 20 км выполнена проводом АС-95/16. Расчетные нагрузки узлов 1 и 2 с учетом зарядных мощностей примыкающих к ним линий равны $\underline{S}_{p1} = 25 + j14,1 \text{ МВ·А}$ и $\underline{S}_{p2} = 45 + j9,1 \text{ МВ·А}$.

Определить мощность, отдаваемую источником питания в сеть.

Решение. Удельные параметры линий

$$r_{0A1} = r_{0A2} = 0,121 \text{ Ом/км}; \quad x_{0A1} = x_{0A2} = 0,405 \text{ Ом/км};$$

$$r_{012} = 0,306 \text{ Ом/км}; \quad x_{012} = 0,434 \text{ Ом/км};$$

Сопротивления линий

$$R_{A1} = R_{A2} = 0,121 \cdot 30 = 3,63 \text{ Ом}; \quad X_{A1} = X_{A2} = 0,405 \cdot 30 = 12,15 \text{ Ом};$$

$$R_{12} = 0,306 \cdot 20 = 6,12 \text{ Ом}; \quad X_{12} = 0,434 \cdot 20 = 8,68 \text{ Ом}.$$

По формулам (3.12) находим мощности на участках сети, примыкающих к источнику без учета потерь мощности

$$\begin{aligned} \underline{S}_{A1} &= \frac{\underline{S}_{p1}(\underline{Z}_{12}^* + \underline{Z}_{2A}^*) + \underline{S}_{p2} \cdot \underline{Z}_{2A}^*}{\underline{Z}_{A1}^* + \underline{Z}_{12}^* + \underline{Z}_{2A}^*} = \\ &= \frac{(25 + j14,1)(6,12 - j8,68 + 3,63 - j12,15) + (45 + j9,1)(3,63 - j12,15)}{3,63 - j12,15 + 6,12 - j8,68 + 3,63 - j12,15} = \\ &= 31,92 + j11,64 \text{ МВ·А}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{S}_{A2} &= \frac{\underline{S}_{p1} \cdot \underline{Z}_{1A}^* + \underline{S}_{p2}(\underline{Z}_{21}^* + \underline{Z}_{1A}^*)}{\underline{Z}_{A1}^* + \underline{Z}_{12}^* + \underline{Z}_{2A}^*} = \\ &= \frac{(25 + j14,1)(3,63 - j12,15) + (45 + j9,1)(6,12 - j8,68 + 3,63 - j12,15)}{3,63 - j12,15 + 6,12 - j8,68 + 3,63 - j12,15} = \\ &= 38,08 + j11,56 \text{ МВ·А}. \end{aligned}$$

В правильности этих расчетов убеждаемся по уравнению баланса мощностей

$$\underline{S}_{A1} + \underline{S}_{B2} = \underline{S}_{p1} + \underline{S}_{p2}.$$

Мощность в линии 12 находим, применив первый закон Кирхгофа для узла 1

$$\underline{S}_{12} = \underline{S}_{A1} - \underline{S}_{p1} = 31,92 + j11,64 - 25 - j14,1 = 6,92 - j2,46 \text{ МВ·А}.$$

В результате имеем, что в линии 12 активная и реактивная мощности направлены встречно. Т.е. активная мощность передается из узла 1 в узел 2, а реактивная — наоборот. Таким образом, данная сеть имеет две точки потококораздела мощностей: точка 1 является потококоразделом реактивных мощностей, а точка 2 — активных (рис. 3.16 а).

Расчет распределения мощностей такой сети с учетом потерь мощности в линиях имеет некоторые особенности, состоящие в следующем.

В начале следует найти потери мощности в линии между точками потококораздела мощностей

$$\Delta \underline{S}_{12} = \frac{\underline{S}_{12}^2}{U_n^2} \underline{Z}_{12} = \frac{6,92^2 + 2,46^2}{110^2} (6,12 + j8,68) = 0,03 + j0,04 \text{ МВ·А}.$$

Далее замкнутая сеть превращается в две разомкнутые сети (рис. 3.16 б), путем исключения из нее участка, находящегося между двумя точками потококораздела. При этом нагрузки узлов 1 и 2 принимаются равными

$$\begin{aligned} \underline{S}_1^1 &= \underline{S}_{A1} + \Delta \underline{P}_{12} = \\ &= P_{A1} + \Delta P_{12} + jQ_{A1} = \\ &= 31,92 + 0,03 + j11,64 = \\ &= 31,95 + j11,64 \text{ МВ·А}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{S}_2^1 &= \underline{S}_{A2} + \Delta Q_{12} = \\ &= 38,08 + j(11,56 + 0,04) = \\ &= 38,08 + j11,60 \text{ МВ·А}. \end{aligned}$$

Теперь задача сведена к расчету распределения мощностей в двух разомкнутых сетях А1 и В2. Результаты этого расчета следующие

$$\Delta \underline{S}_{A1} = 0,35 + j1,16 \text{ МВ·А};$$

$$\Delta \underline{S}_{A2} = 0,48 + j1,59 \text{ МВ·А};$$

$$\Delta \underline{S}_{A1}^H = 32,30 + j12,80 \text{ МВ·А};$$

$$\Delta \underline{S}_{A2}^H = 38,56 + j13,19 \text{ МВ·А};$$

$$\underline{S}_A = 70,86 + j25,99 \text{ МВ·А}.$$

Пример 5. Для схемы электрической сети и исходных данных, представленных на рис. 3.17, определить мощность, которую получит потребитель в узле 3 (\underline{S}_3).

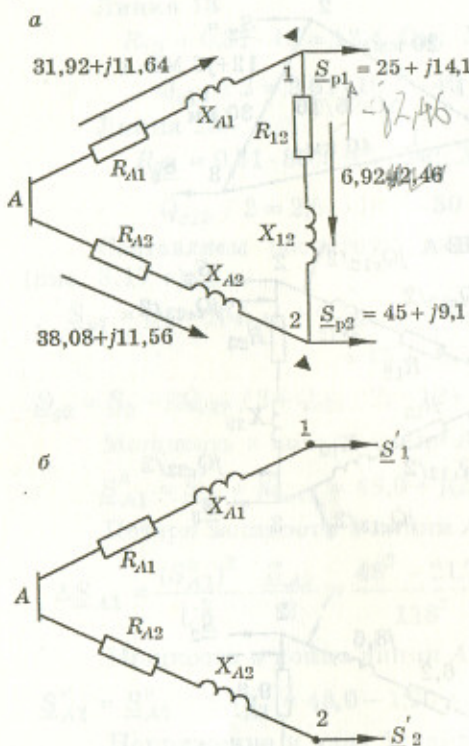


Рис. 3.16. Расчетные схемы замкнутой сети с разными точками потококораздела активных и реактивных мощностей:
а — расчетная схема первого этапа;
б — расчетная схема второго этапа расчета

Решение. Находим параметры схемы замещения (рис. 3.17 б)

Линия А1

$$R_{A1} / 2 = 0,25 \cdot 40 / 2 = 5 \text{ Ом}; \quad X_{A1} / 2 = 0,43 \cdot 40 / 2 = 8,6 \text{ Ом};$$

$$Q_{CA1} = 2,66 \cdot 10^{-6} \cdot 40 \cdot 110^2 = 1,3 \text{ Мвар}.$$

Линия 12

$$R_{12} = 0,31 \cdot 20 = 6,2 \text{ Ом}; X_{12} = 0,43 \cdot 20 = 8,6 \text{ Ом};$$

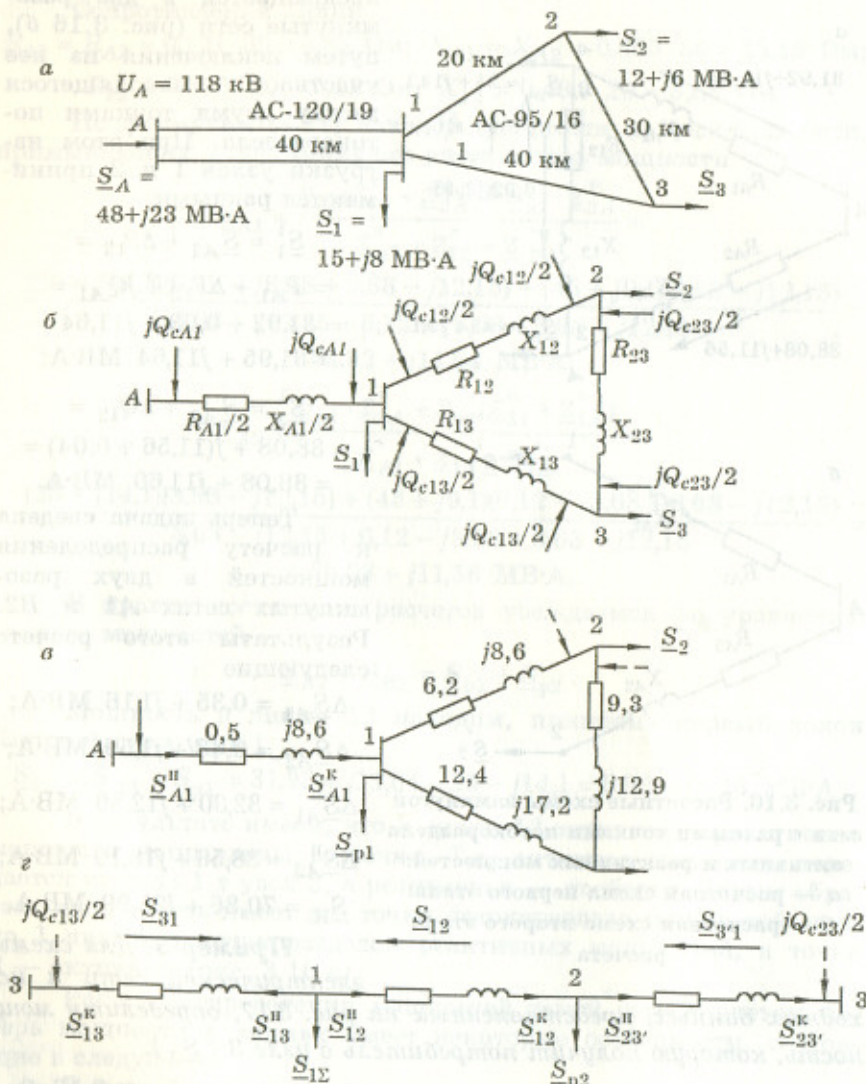


Рис. 3.17. Схема смешанной сети:

- а — исходная схема;
 б — схема замещения;
 в — расчетная схема;
 г — расчетная схема замкнутой части сети

$$Q_{c12} / 2 = 2,61 \cdot 10^{-6} \cdot 20 \cdot 110^2 / 2 = 0,32 \text{ Мвар.}$$

Линия 13

$$R_{13} = 0,31 \cdot 40 = 12,4 \text{ Ом}; X_{13} = 0,43 \cdot 40 = 17,2 \text{ Ом};$$

$$Q_{c13} / 2 = 2,61 \cdot 10^{-6} \cdot 40 \cdot 110^2 / 2 = 0,64 \text{ Мвар.}$$

Линия 23

$$R_{23} = 0,31 \cdot 30 = 9,3 \text{ Ом}; X_{23} = 0,43 \cdot 30 = 12,9 \text{ Ом};$$

$$Q_{c23} / 2 = 2,61 \cdot 10^{-6} \cdot 30 \cdot 110^2 / 2 = 0,47 \text{ Мвар.}$$

Составляем расчетную схему и определяем ее нагрузки (рис. 3.17 в).

$$\begin{aligned} S_{p1} &= S_1 - j(Q_{cA1} + Q_{c12} / 2 + Q_{c13} / 2) = 15 + j(8 - 1,3 - 0,64) = \\ &= 15 + j5,74 \text{ МВ·А}; \end{aligned}$$

$$S_{p2} = S_2 - j(Q_{c12} / 2 + Q_{c23} / 2) = 12 + j(6 - 0,32 - 0,47) = 12 + j5,21 \text{ МВ·А};$$

Мощность в начале линии A1

$$S_{A1}^n = S_A + jQ_{cA1} = 48,0 + j(23 - 1,3) = 48,0 + j21,7 \text{ МВ·А.}$$

Потери мощности в линии A1

$$\Delta S_{A1} = \frac{(S_{A1}^n)^2}{U_A^2} \cdot \frac{Z_{A1}}{2} = \frac{48^2 + 21,7^2}{118^2} (5 + j8,6) = 1,00 + j1,70 \text{ МВ·А.}$$

Мощность в конце линии A1

$$S_{A1}^k = S_{A1}^n - \Delta S_{A1} = 48,0 - 1,00 + j(21,7 - 1,70) = 47,0 + j20,0 \text{ МВ·А.}$$

Напряжение в узле 1 найдем без учета поперечной составляющей падения напряжения

$$U_1 = U_A - \frac{P_{A1} R_{A1} + Q_{A1} X_{A1}}{2U_A} = 118 - \frac{48,0 \cdot 5 + 21,7 \cdot 8,6}{118} = 114,38 \text{ кВ.}$$

Теперь необходимо перейти к расчету замкнутой части сети.

Для определения в ней распределения мощностей без учета потерь мощности можно ее условно разделить по узлу 3 и представить в виде линии с двухсторонним питанием (рис. 3.17 г). Здесь

$$S_{12} = S_{p1} - S_{A1}^k = 15,0 - 47,0 + j(5,74 - 22,0) = -(32 + j16,26) \text{ МВ·А.}$$

Знак "минус" говорит о том, что этот узел является источником питания линии с двухсторонним питанием.

Находим мощности в линиях 31 и 32, учитывая, что замкнутая сеть однородная

$$\underline{S}_{31} = \frac{\underline{S}_{1\Sigma} \cdot l_{123'} + \underline{S}_{p2} \cdot l_{23'}}{l_{3123'}} = \frac{-(32 + j16,26) \cdot 50 + (12 + j5,21) \cdot 30}{90} =$$

$$= -(13,78 + j7,30) \text{ МВ}\cdot\text{А};$$

$$\underline{S}_{3'1} = \frac{\underline{S}_{1\Sigma} \cdot l_{13} + \underline{S}_{p2} \cdot l_{213}}{l_{3123'}} = \frac{-(32 + j16,26) \cdot 40 + (12 + j5,21) \cdot 60}{90} =$$

$$= -(6,22 + j3,75) \text{ МВ}\cdot\text{А};$$

Расчеты выполнены верно, т. к.

$$\underline{S}_{31} + \underline{S}_{3'2} = \underline{S}_{1\Sigma} + \underline{S}_{p2}.$$

По 1-му закону Кирхгофа для узла 1 находим мощность \underline{S}_{12}

$$\underline{S}_{12} = \underline{S}_{1\Sigma} - \underline{S}_{31} = -32 + 13,78 - j(16,26 - 7,30) = -(18,22 + j8,94) \text{ МВ}\cdot\text{А}.$$

Отрицательный знак мощностей всех линий указывает на то, что фактически они имеют направление противоположное обозначенному на рис. 3.17 г.

Дальнейший расчет мощностей с учетом потерь мощности в линиях следует начинать с узла 1, который является точкой потокоораздела мощностей источника питания т. к.

$$\underline{S}_{1\Sigma} = \underline{S}_{31} + \underline{S}_{12}$$

Принимаем мощности \underline{S}_{31} и \underline{S}_{12} за действительные мощности в начале линий у узла 1 и находим потери в них

$$\Delta \underline{S}_{13} = \frac{\underline{S}_{13}^2}{U_1^2} Z_{13} = \frac{13,78^2 + 7,3^2}{114,38^2} (12,4 + j17,2) = 0,23 + j0,32 \text{ МВ}\cdot\text{А};$$

$$\Delta \underline{S}_{12} = \frac{\underline{S}_{12}^2}{U_1^2} Z_{12} = \frac{18,22^2 + 8,94^2}{114,38^2} (6,2 + j8,6) = 0,20 + j0,27 \text{ МВ}\cdot\text{А};$$

Мощности в конце линий

$$\underline{S}_{13}^K = \underline{S}_{13} - \Delta \underline{S}_{13} = 13,78 - 0,23 + j(7,3 - 0,32) = 13,55 + j6,98 \text{ МВ}\cdot\text{А};$$

$$\underline{S}_{12}^K = \underline{S}_{12} - \Delta \underline{S}_{12} = 18,22 - 0,20 + j(8,94 - 0,27) = 18,02 + j8,67 \text{ МВ}\cdot\text{А}.$$

Напряжения в узлах

$$U_3 = U_1 - \frac{P_{13}R_{13} + Q_{13}X_{13}}{U_1} = 114,38 - \frac{13,78 \cdot 12,4 + 7,3 \cdot 17,2}{114,38} = 111,79 \text{ кВ};$$

$$U_2 = U_1 - \frac{P_{12}R_{12} + Q_{12}X_{12}}{U_1} = 114,38 - \frac{18,22 \cdot 6,2 + 8,94 \cdot 8,6}{114,38} = 112,72 \text{ кВ};$$

Мощность в начале линии 23'

$$\underline{S}_{23'}^K = \underline{S}_{12}^K - \underline{S}_{p2} = 18,02 - 12 + j(8,67 - 5,21) = 6,02 + j3,46 \text{ МВ}\cdot\text{А}.$$

Потери мощности

$$\Delta \underline{S}_{23'} = \frac{(\underline{S}_{23'}^K)^2}{U_2^2} Z_{23'} = \frac{6,02^2 + 3,46^2}{112,72^2} (9,3 + j12,9) = 0,03 + j0,05 \text{ МВ}\cdot\text{А}.$$

Мощность в конце линии

$$\underline{S}_{23}^K = \underline{S}_{23'}^K - \Delta \underline{S}_{23'} = 6,02 - 0,03 + j(3,46 - 0,05) = 5,99 + j3,41 \text{ МВ}\cdot\text{А}.$$

И, наконец, находим мощность, которую получит потребитель узла 3

$$\underline{S}_3 = \underline{S}_{13}^K + \Delta \underline{S}_{23'} - j(Q_{c13} / 2 + Q_{c23} / 2) = 13,55 + 5,99 + j(6,98 + 3,41 - 0,64 - 0,47) = 19,54 + j9,28 \text{ МВ}\cdot\text{А}.$$

3.3.3. Задания для самостоятельной работы

1. В приведенной на рис. 3.14 схеме электрической сети все линии выполнены проводом АС-185/29 и имеют длины $l_{A1} = 40$ км, $l_{A2} = 30$ км и $l_{12} = 20$ км. Мощности нагрузок узлов 1 и 2 одинаковы и равны $\underline{S}_1 = \underline{S}_2 = 30 + j20$ МВ·А, а напряжение источника питания $U_A = 117$ кВ.

Найти распределение мощностей в сети и напряжения в узлах 1 и 2.

2. Для схемы сети с параметрами линий из предыдущей задачи найти мощность и напряжение узла 1, если $\underline{S}_A = 65 + j25$ МВ·А $\underline{S}_2 = 30$ МВ·А при $\cos \varphi_2 = 0,9$ и $U_A = 116$ кВ.

3. Для схемы электрической сети, представленной на рис. 3.15, найти напряжение узла 1 и мощности \underline{S}_A и \underline{S}_B при одинаковых напряжениях источников питания равных 230 кВ. Линия А1 выполнена проводом АС-240/32, а линия В1 — АС-300/39. Длины линий соответственно 60 и 80 км. Нагрузки узлов $\underline{S}_1 = 50 + j20$ МВ·А и $\underline{S}_2 = 90$ МВ·А при $\cos \varphi_2 = 0,92$. Марка трансформатора ТРДЦН-100000/220.

4. Для электрической сети (см. рис. 3.15) с нагрузками и параметрами линий и трансформатора, приведенными в предыдущей задаче, найти мощность \underline{S}_B и напряжение узла В, если мощность $\underline{S}_A = 70 + j30$ МВ·А и напряжение $U_A = 226$ кВ.

5. Для электрической сети (см. рис. 3.15) с параметрами линий и трансформатора, приведенными в предыдущей задаче, найти мощность \underline{S}_1 и напряжения узлов А и В, если $\underline{S}_A = \underline{S}_B = 60 + j30$ МВ·А, $\underline{S}_2 = 100$ МВ·А при $\cos \varphi_2 = 0,9$ и напряжение узла 1 равно 220 кВ.

6. По двухцепной линии длиной 35 км и напряжением 110 кВ через двухтрансформаторную подстанцию с трансформаторами ТРДН-

40000/110 получает питание потребитель мощностью $50 + j15$ МВ·А. Одна цепь линии выполнена проводом АС-120/19, а другая — АС-95/16. Найти потери мощности в каждой цепи линии.

7. В приведенной на рис. 3.14 схеме замкнутой электрической сети напряжением 110 кВ определить мощность, которую получит потребитель в узле 1 (\underline{S}_1) при следующих исходных данных: все линии выполнены проводом АС-95/16; длины линии $l_{A1} = 40$ км; $l_{12} = 30$ км; $l_{A2} = 25$ км; $\underline{S}_A = 40 + j20$ МВ·А; $\underline{S}_2 = 13 + j6$ МВ·А; $U_A = 116$ кВ.

3.4. Совместный расчет сетей нескольких номинальных напряжений

3.4.1. Теоретические положения

Электрические сети, содержащие несколько номинальных напряжений, могут быть разомкнутыми, либо замкнутыми.

Расчет разомкнутых сетей нескольких номинальных напряжений выполняется по тем же принципам, что и расчет разомкнутых сетей одного напряжения (см. § 3.1, 3.2). Отличие заключается лишь в том, что при переходе через трансформаторы от сети одного напряжения к сети другого номинального напряжения в процессе вычисления напряжений учитывают коэффициенты трансформации трансформаторов. Кроме того, при определении потерь мощности подставляют в расчетные формулы напряжения соответствующего класса.

Для определения потоков мощности в замкнутой сети можно использовать обобщенное контурное уравнение:

$$\sum_{i=1}^n \underline{S}_i \underline{Z}_i = U_0^2 (1 - \prod_{i=1}^n k_i), \quad (3.15)$$

где $\underline{S}_i, \underline{Z}_i$ — мощность и сопротивление i -го участка сети;

U_0 — напряжение опорного узла;

k_i — коэффициент трансформации трансформаторов с продольно-поперечным регулированием на i -м участке сети, принимаемый по направлению обхода контура;

n — число участков сети в контуре.

Если в контур включены только трансформаторы с продольным регулированием, то уравнение принимает вид:

$$\sum_{i=1}^n \underline{S}_i \underline{Z}_i = U_0^2 (1 - \prod_{i=1}^n k_i). \quad (3.16)$$

Уравнительную мощность в контуре, создаваемую неуравновешенными коэффициентами трансформации, можно определить по формуле:

$$\underline{S}_y = \underline{S}_{i1} - \underline{S}_{i2}, \quad (3.17)$$

где \underline{S}_{i1} — мощность на i -м участке при $\prod_{i=1}^n k_i = 1$;

\underline{S}_{i2} — мощность на i -м участке при $\prod_{i=1}^n k_i \neq 1$.

Формулы (3.15) и (3.16) предполагают, что сопротивления участков контура приведены к одному номинальному напряжению. Приведение обычно осуществляют к высшему напряжению, имеющемуся в контуре. Эту процедуру выполняют по формулам:

$$R_{iv} = R_{in} (U_v / U_n)^2, \quad X_{iv} = X_{in} (U_v / U_n)^2, \quad (3.18)$$

где U_v, U_n — соответственно высшее и низшее номинальное напряжение сети;

R_{in}, X_{in} — сопротивления i -го участка в сети низшего напряжения;

R_{iv}, X_{iv} — сопротивления i -го участка, приведенные к высшему номинальному напряжению.

3.4.2. Примеры решения задач

Пример 1. Замкнутая электрическая сеть содержит линию 12 напряжением 220 кВ и линии 34, 35 напряжением 110 кВ. От подстанции 4-6-7 отходит линия 78 напряжением 35 кВ (рис. 3.18). Марки проводов и длины линий электропередачи в км указаны на схеме. Для расчета параметров линий использовать следующие данные:

Марка провода	Активное сопротивление Ом/км	Реактивное сопротивление Ом/км
АС 400/51	0,075	0,42
АС 240/39	0,12	0,41
АС 185/29	0,17	0,41
АС 120/19	0,25	0,43

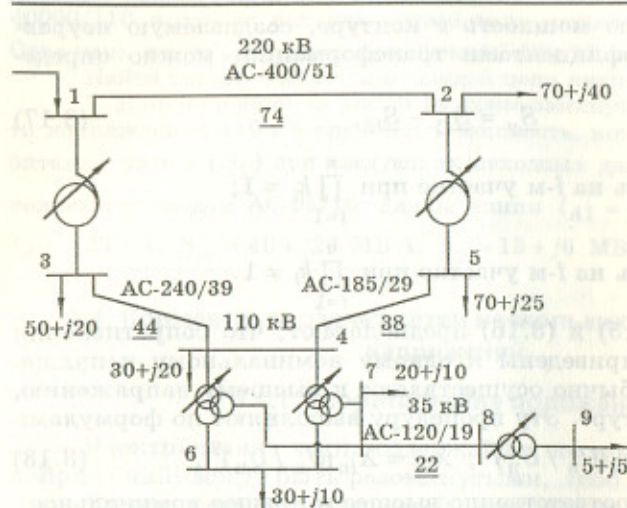


Рис. 3.18. Исходная схема к расчету сети двух номинальных напряжений

сопротивления каждого автотрансформатора следующие: $R_{ВН} = 0,55 \text{ Ом}$, $R_{СН} = 0,48 \text{ Ом}$, $X_{ВН} = 59,2 \text{ Ом}$, $X_{СН} = 0$.

На подстанции с шинами 4-6-7 установлено два трехобмоточных трансформатора типа ТДТН-25000/110, имеющие номинальные напряжения и диапазоны регулирования $115 \pm 9 \times 1,78\% / 38,5 \pm 2 \times 2,5\% / 6,6 \text{ кВ}$. На стороне ВН — устройство регулирования с РПН, а на стороне СН без РПН. Сопротивления двух параллельных трансформаторов равны $R_{ВН} = R_{СН} = R_{НН} = 0,75 \text{ Ом}$, $X_{ВН} = 28,5 \text{ Ом}$, $X_{СН} = 0$, $X_{НН} = 18 \text{ Ом}$. Обмотки НН автотрансформаторов ненагружены.

На подстанции с шинами 8-9 установлен трансформатор типа ТМН 6300/35, имеющий номинальные напряжения и диапазон регулирования устройства с РПН $35 \pm 6 \times 1,5 / 11 \text{ кВ}$.

Активные и реактивные мощности узлов в МВА в режиме максимальных нагрузок сети приведены на рис. 3.18.

Активные и реактивные мощности в режиме минимальных нагрузок сети принять от соответствующих мощностей узлов в режиме максимальных нагрузок: для узлов 2, 3, 4 — 70%, для узлов 5, 6, 7, 9 — 50%.

Расчет произвести методом обобщенных контурных уравнений. Потерями холостого хода трансформаторов и ак-

На подстанциях с шинами 1-3 и 2-5 установлены одинаковые автотрансформаторы типа АТДЦТН-125000/220/110, имеющие номинальные напряжения 230/121/6,6 кВ. На стороне СН имеется устройство регулирования напряжения с пределами $\pm 6 \times 2\%$. Спро-

тивной и реактивной проводимостями линий пренебречь. Узел 1 принять за балансирующий. Напряжения в узле 1 во всех режимах принять $U_1 = 230 \text{ кВ}$.

Требуется:

1. Выполнить электрические расчеты сети для нормальных режимов максимальных и минимальных нагрузок, в результате которых найти потоки мощности с учетом потерь мощности во всех ветвях сети 220 — 110 кВ;

2. Выполнить электрический расчет послеаварийного режима при максимальных нагрузках и отключении линии 3-4.

Расчет нормальных режимов выполнить для случаев:

а) коэффициенты трансформации автотрансформаторов 1-3 и 2-5 $k_{13} = k_{25} = 230 / 121$;

б) коэффициенты трансформации автотрансформатора 1-3 $k_{13} = 230 / 121 \text{ кВ}$ и автотрансформатора 2-5 $k_{25} = 230 / 121 - 5 \times 2\% \text{ кВ}$.

Решение. 1. Составим расчетную схему замещения сети с нанесенными на нее величинами сопротивлений линий и трансформаторов, а также величинами нагрузок в узлах (рис. 3.19).

Рассмотрим разомкнутую сеть, содержащую узлы 4, 6, 7, 8, 9 и являющуюся составной частью всей схемы. Рассчитаем для нее потоки мощности с учетом потерь для максимального и минимального режимов.

Потери активной мощности на i -ом участке будем рассчитывать по формуле

$$\Delta P_i = \frac{P_i^2 + Q_i^2}{U_n^2} R_i, \quad (3.19)$$

где P_i , Q_i — потоки соответственно активной и реактивной мощностей в конце участка;

R_i — активное сопротивление участка;

U_n — номинальное напряжение.

Потери реактивной мощности на i -ом участке:

$$\Delta Q_i = \frac{P_i^2 + Q_i^2}{U_n^2} X_i. \quad (3.20)$$

Здесь X_i — индуктивное сопротивление участка.

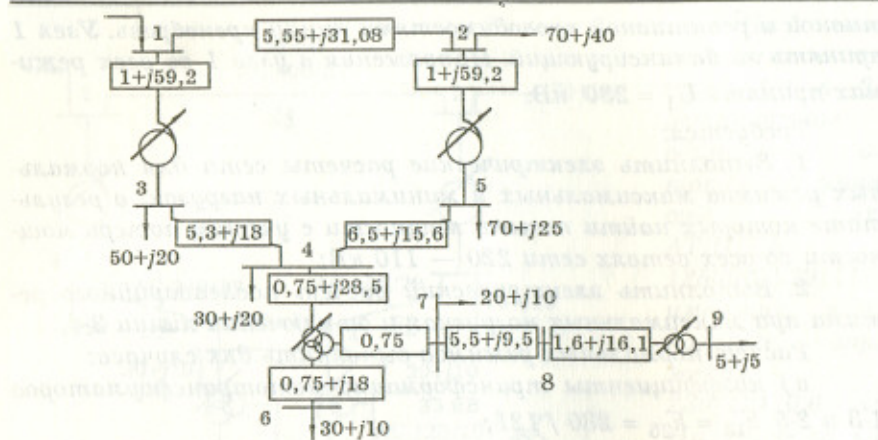


Рис. 3.19. Расчетная схема замещения

Прибавляя полученные потери мощности к потоку мощности в конце участка, получим поток мощности в начале участка. Переходя через узлы, учитываем закон Кирхгофа о балансе мощностей в узле сети. Расчет ведем с точностью до одного знака после запятой.

а) Максимальный режим.

Потери мощности на участке 8-9 будут равны:

$$\Delta P_{89} = \frac{P_9^2 + Q_9^2}{U_n^2} R_{89} = \frac{5^2 + 5^2}{35^2} \cdot 1,6 \approx 0,1 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{89} = \frac{P_9^2 + Q_9^2}{U_n^2} X_{89} = \frac{5^2 + 5^2}{35^2} \cdot 16,1 \approx 0,7 \text{ Мвар}.$$

Этот поток мощности равен потоку мощности в конце участка 7-8, поскольку в узле 8 нет ни нагрузки, ни генерации. Наносим его на схему рис. 3.20 а.

Аналогично рассуждая, рассчитаем потери мощности на каждом из участков рассматриваемой сети. При расчете потерь мощности в обмотках эквивалентного трансформатора 4-6-4 в качестве U_n берем 110 кВ, поскольку к этому напряжению приведены сопротивления всех обмоток трансформатора. Потоки мощности в начале и конце каждого участка наносим на схему рис. 3.20 а.

б) Минимальный режим.

В узлах 6, 7, 9 уменьшим нагрузки на 50% согласно условию и найдем потоки мощности с учетом потерь аналогично п. а). Результаты наносим на схему рис. 3.20 б.

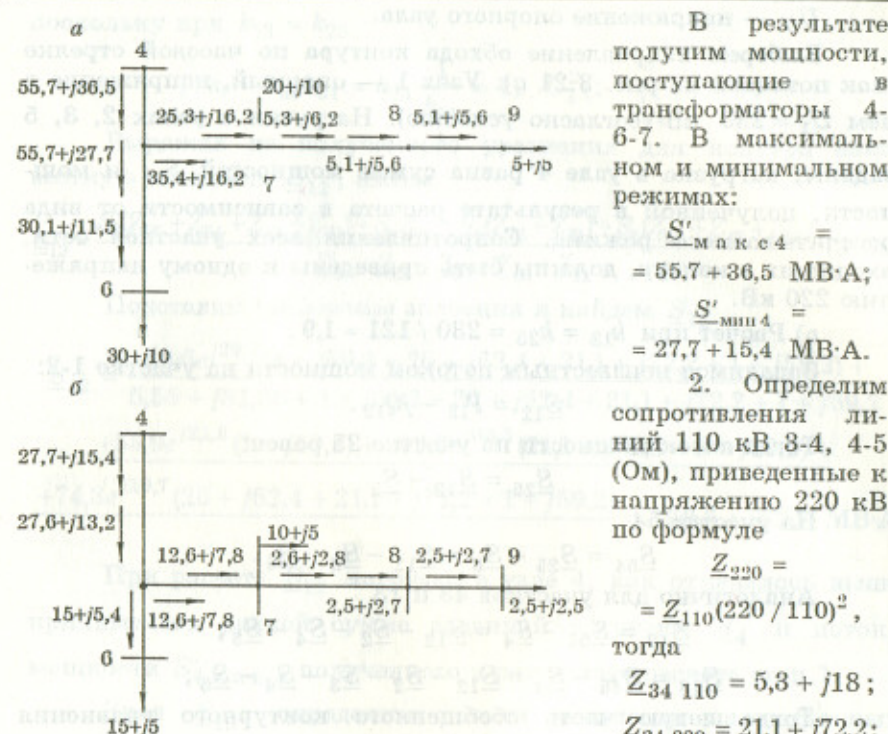


Рис. 3.20. Потоки мощности с учетом потерь в разомкнутой сети, содержащей узлы 4, 6, 7, 8, 9:

а — режим максимальных нагрузок;

б — режим минимальных нагрузок

В результате получим мощности, поступающие в трансформаторы 4-6-7. В максимальном и минимальном режимах:

$$S'_{\text{макс}4} = 55,7 + 36,5 \text{ МВ·А};$$

$$S'_{\text{мин}4} = 27,7 + 15,4 \text{ МВ·А}.$$

2. Определим сопротивления линий 110 кВ 3-4, 4-5 (Ом), приведенные к напряжению 220 кВ по формуле

$$Z_{220} = Z_{110} (220 / 110)^2,$$

тогда

$$Z_{34 \text{ 110}} = 5,3 + j18;$$

$$Z_{34 \text{ 220}} = 21,1 + j72,2;$$

$$Z_{45 \text{ 110}} = 6,5 + j15,6;$$

$$Z_{45 \text{ 220}} = 26 + j62,4.$$

3. Рассчитаем потокораспределение без учета потерь в контуре, содержащем узлы 1, 2, 3, 4, 5.

Для этого используем обобщенное контурное уравнение (3.16)

$$\sum_{i=1}^n S_i Z_i = U_0^2 (1 - \prod_{i=1}^n k_i),$$

где n — число участков сети, входящих в контур;

S_i — поток мощности на i -ом участке (без учета потерь);

Z_i — сопротивление i -го участка сети;

k_i — коэффициент трансформации i -го участка сети, взятый по направлению обхода контура, для линий $k_i = 1$.

U_0 — напряжение опорного узла.

Выберем направление обхода контура по часовой стрелке (как показано на рис. 3.21 а). Узел 1 — опорный, напряжение в нем $U_1 = 230$ кВ (согласно условию). Нагрузки в узлах 2, 3, 5

заданы; нагрузка в узле 4 равна сумме мощностей \underline{S}_4 и мощности, полученной в результате расчета в зависимости от вида рассчитываемого режима. Сопротивления всех участков сети, входящих в контур, должны быть приведены к одному напряжению 220 кВ.

а) Расчет при $k_{13} = k_{25} = 230 / 121 = 1,9$.

Зададимся неизвестным потоком мощности на участке 1-2:

$$\underline{S}_{12} = P_{12} - jQ_{12}.$$

Тогда поток мощности на участке 25 равен:

$$\underline{S}_{25} = \underline{S}_{12} - \underline{S}_2$$

На участке 54

$$\underline{S}_{54} = \underline{S}_{25} - \underline{S}_5 = \underline{S}_{12} - \underline{S}_2 - \underline{S}_5.$$

Аналогично для участков 43 и 13

$$\underline{S}_{43} = \underline{S}_{54} - \underline{S}_4 = \underline{S}_{12} - \underline{S}_2 - \underline{S}_4 - \underline{S}_5;$$

$$\underline{S}_{13} = \underline{S}_{43} - \underline{S}_3 = \underline{S}_{12} - \underline{S}_2 - \underline{S}_3 - \underline{S}_4 - \underline{S}_5;$$

Тогда левую часть обобщенного контурного уравнения можно записать следующим образом

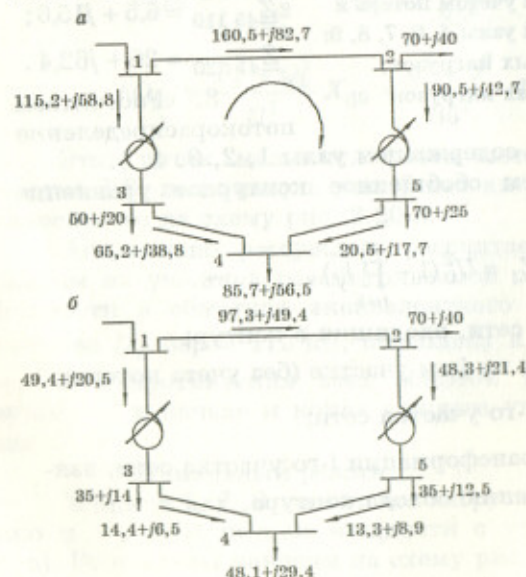
$$\begin{aligned} \sum_{i=1}^5 \underline{S}_i Z_i &= \underline{S}_{12} \cdot Z_{12} + \underline{S}_{25} \cdot Z_{25} + \\ &+ \underline{S}_{54} \cdot Z_{54} + \underline{S}_{43} \cdot Z_{43} + \underline{S}_{31} \cdot Z_{31} = \\ &= \underline{S}_{12} \cdot Z_{12} + (\underline{S}_{12} - \underline{S}_2) \cdot Z_{25} + \\ &+ (\underline{S}_{12} - \underline{S}_2 - \underline{S}_5) \cdot Z_{54} + \\ &+ (\underline{S}_{12} - \underline{S}_2 - \underline{S}_4 - \underline{S}_5) \cdot Z_{43} + \\ &+ (\underline{S}_{12} - \underline{S}_2 - \underline{S}_3 - \underline{S}_4 - \underline{S}_5) \cdot Z_{31} = 0, \end{aligned}$$

Рис. 3.21.

Потокораспределение в контуре без учета потерь при $k_{13}=k_{25}$:

а — режим максимальных нагрузок;

б — режим минимальных нагрузок



поскольку при $k_{13} = k_{25}$

$$\prod_{i=1}^5 k_i = k_{25} k_{31} = k_{25} \frac{1}{k_{31}} = 1, \quad U_1^2 (1 - \prod_{i=1}^5 k_i) = 0.$$

Выражая из полученного уравнения для контура неизвестную мощность \underline{S}_{12} , имеем

$$\underline{S}_{12} = \frac{\underline{S}_2(Z_{25} + Z_{54} + Z_{43} + Z_{31}) + \underline{S}_3 Z_{31} + \underline{S}_4(Z_{43} + Z_{31}) + \underline{S}_5(Z_{54} + Z_{43} + Z_{31})}{Z_{12} + Z_{25} + Z_{54} + Z_{43} + Z_{31}}. \quad (3.21)$$

Подставим численные значения и найдем \underline{S}_{12}

$$\begin{aligned} \underline{S}_{12} &= \frac{80,6e^{j29,7} (1 + j59,2 + 26 + j62,4 + 21,1 + j72,2 + 1 + j59,2) + \\ &+ 53,9e^{j21,8} (1 + j59,2) + 102,6e^{j33,3} (21,1 + j72,2 + 1 + j59,2) + \\ &+ 74,3e^{j19,7} (26 + j62,4 + 21,1 + j72,2 + 1 + j59,2)}{160,5 + j82,7} = 160,5 + j82,7 \text{ МВ·А} \end{aligned}$$

При расчете \underline{S}_{12} нагрузка в узле 4, как отмечалось выше принималась равной сумме заданной нагрузки \underline{S}_4 и потока мощности $\underline{S}_{4 \text{ макс}}$ полученного в результате расчета по п.1.

Зная \underline{S}_{12} , определим потоки мощности на остальных участках контура

$$\underline{S}_{25} = \underline{S}_{12} - \underline{S}_2 = 90,5 + j42,7 \text{ МВ·А},$$

$$\underline{S}_{54} = \underline{S}_{25} - \underline{S}_5 = 20,5 + j17,7 \text{ МВ·А},$$

$$\underline{S}_{43} = \underline{S}_{54} - \underline{S}_4 = -65,2 - j38,8 \text{ МВ·А},$$

$$\underline{S}_{31} = \underline{S}_{43} - \underline{S}_3 = -115,2 - j58,8 \text{ МВ·А}.$$

Знак (-) у потока мощности означает, что поток на данном участке направлен противоположно выбранному направлению обхода.

Найденные потоки мощности наносим на схему рис. 3.21 а. Для режима минимальных нагрузок контурное уравнение аналогично, но нагрузки в узлах уменьшены (см. условие задачи). Подставляя новые значения нагрузок в узлах, найдем \underline{S}_{12} в режиме минимальных нагрузок

$$\underline{S}_{12} = \frac{56,41e^{j29,7} \cdot 257,7e^{j79} + 37,7e^{j21,8} \cdot 59,2e^{j89} +}{289,3e^{j79,1}}$$

$$+56,3e^{j31,4} \cdot 133,2e^{j80,5} + 37,15e^{j19,7} \cdot 199,7e^{j76,1} = 97,3 + j49,4 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Потоки мощности на остальных участках контура в режиме минимальных нагрузок

$$S_{25} = S_{12} - S_2 = 48,3 + j21,4 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

$$S_{54} = S_{25} - S_5 = 13,3 + j8,9 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

$$S_{43} = S_{54} - S_4 = -14,4 - j6,5 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

$$S_{31} = S_{43} - S_3 = -49,4 - j20,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Найденные потоки мощности наносим на схему рис. 3.21 б

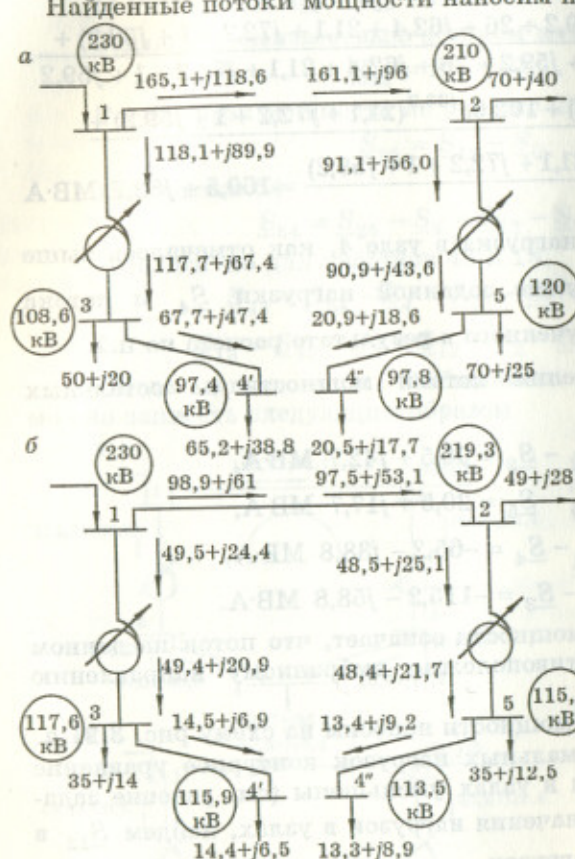


Рис. 3.22. Потокораспределение в контуре с учетом потерь:

а — режим максимальных нагрузок;
б — режим минимальных нагрузок

4. Рассчитаем потокораспределение в контуре с учетом потерь. Для этого на рис. 3.21 находим точки потокораздела активных и реактивных мощностей. В обоих случаях это узел 4.

Затем условно разорвем контур в узле 4, как показано на рис. 3.22. Получим две конечных точки — 4' и 4". Нагрузку в точке 4' примем равной источнику мощности S_{34} ,

а в точке 4" — S_{54} . Полученную разомкнутую сеть будем рассчитывать по общим правилам, находя потери мощности на участках по формулам (3.19), (3.20), а потери напряжения по следующей формуле:

$$\Delta U = \frac{P_l R_l + Q_l X_l}{U_l}, \quad (3.22)$$

где P_l , Q_l — активная и реактивная мощности в начале участка;

ΔU — продольная составляющая падения напряжения (поперечной составляющей падения напряжения пренебрегаем);

U_l — напряжение в начале участка.

Необходимо обратить внимание на то, что при расчете потокораспределения с учетом потерь сопротивления линий 3-4 и 4-5 должны быть приведены к своему номинальному напряжению, т. е. 110 кВ.

При переходе через трансформатор, определяя напряжение на обмотке низшего напряжения, кроме ΔU еще необходимо учесть коэффициент трансформации.

Результаты расчетов потоков мощностей в контуре с учетом потерь и напряжений в узлах для режима максимальных и минимальных нагрузок приведены на рис. 3.22.

Напряжения в точках 4' и 4" получились различными ввиду того, что была проделана лишь одна итерация процесса расчета сети.

5. Выполним п.3 при $k_{13} \neq k_{25}$. В этом случае правая часть уравнения (3.16) не равна нулю, а левая часть не изменяется. Следовательно, (3.21) можно переписать следующим образом:

$$S_{12} = \frac{S_2(Z_{25} + Z_{54} + Z_{43} + Z_{31}) + S_3 \cdot Z_{31} + S_4(Z_{43} + Z_{31}) + S_5(Z_{54} + Z_{43} + Z_{31}) + U_1 \left(1 - k_{25} \cdot \frac{1}{k_{13}}\right)}{Z_{12} + Z_{25} + Z_{54} + Z_{43} + Z_{31}}.$$

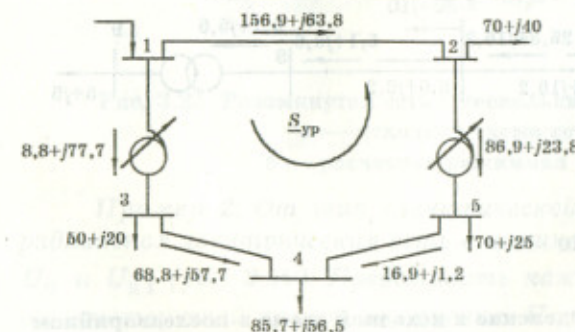


Рис. 3.23. Потокораспределение в контуре без учета потерь при $k_{13} \neq k_{25}$ (режим максимальных нагрузок)

Подставляя в (3.23) численные значения

$$(k_{25} = 230 / 108,9 =$$

$$= 2,1, k_{13} = 1,9),$$

получим значение

$$S_{12} \text{ при } k_{13} \neq k_{25}:$$

$$S_{12} = 156,9 - j63,8 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Потоки мощности на остальных участках контура приведены рис. 3.23.

6. Определим значение и направление уравнивающей мощности, созданной неодинаковыми коэффициентами трансформации k_{13} и k_{25} .

Рассмотрим схемы рис. 3.21 а и рис. 3.23. Можно заметить, что поток мощности $\underline{S}_{12}^{k_{13}=k_{25}}$ (рис. 3.21 а) меньше, чем поток $\underline{S}_{12}^{k_{13} \neq k_{25}}$ (рис. 3.23) на величину $\underline{S}_{ур}$:

$$\underline{S}_{ур} = \underline{S}_{12}^{k_{13}=k_{25}} - \underline{S}_{12}^{k_{13} \neq k_{25}} = 3,6 + j18,9 \text{ МВ·А.}$$

Направлена $\underline{S}_{ур}$ против часовой стрелки, так, как показано на рис. 3.23.

Примечание. Читателю предлагается найти более простой способ определения $\underline{S}_{ур}$.

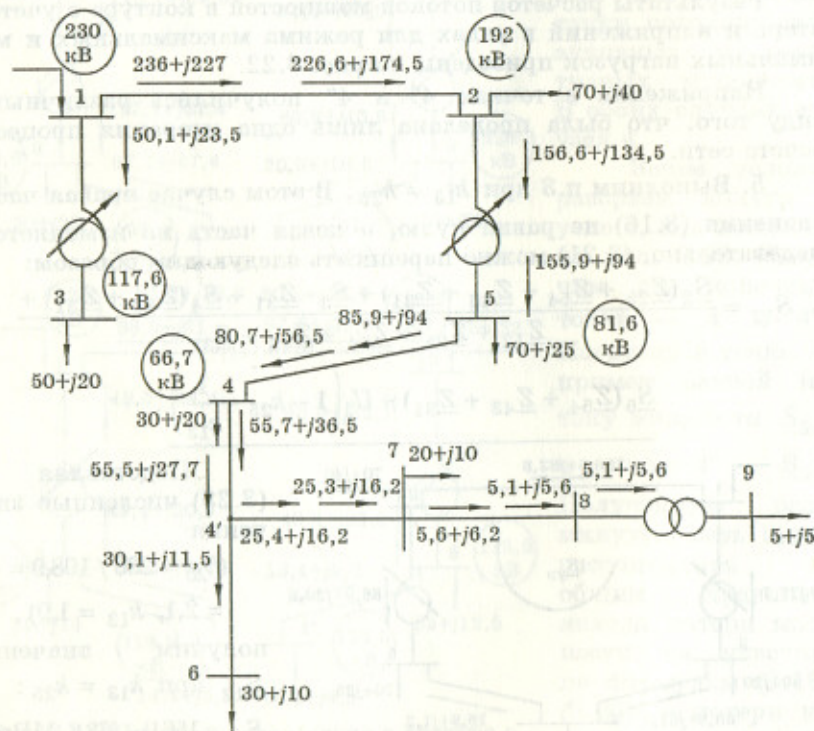


Рис. 3.24. Потокораспределение в исходной схеме в послеаварийном режиме

7. Определим потокораспределение с учетом потерь и напряжения в узлах в послеаварийном режиме при отключении линии 3-4 и при $k_{13} = k_{25}$.

Расчет в данном случае проводится как для обычной разомкнутой сети, с использованием формул (3.19), (3.20), (3.22).

Результаты расчета нанесены на схему рис. 3.24.

Анализ результатов расчета показывает, что в послеаварийном режиме имеют место низкие напряжения на шинах 110 кВ в узлах 4 и 5.

Результаты решения данной задачи будут использованы при рассмотрении задач § 4.3 и § 5.2.

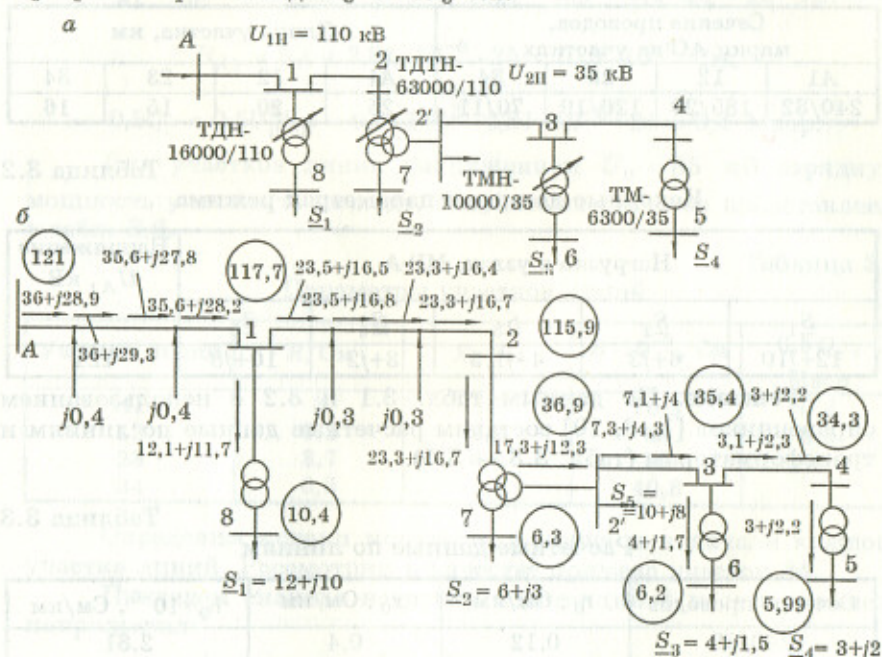


Рис. 3.25. Разомкнутая сеть с несколькими напряжениями:

а — исходная схема сети;
б — расчетная режимная схема

Пример 2. От шин электрической станции А питается радиальная электрическая сеть с номинальными напряжениями U_H и U_{H1} (рис. 3.25). Представить каждый участок линии соответствующей схемой замещения. Потерями на корону в линиях пренебречь. Нагрузки подстанций, длины участков, марки проводов, напряжение на шинах станций U_A принять из табл.

3.1 и 3.2. Коэффициенты трансформации трансформаторов принять на подстанции 1 $k_1 = 115 / 11$ кВ, на подстанциях 3 и 4 — 35/6,3 кВ, на подстанции 2 $k_2 = 115/38,5/6,6$ кВ.

Определить потоки мощности в начале и конце каждого участка линии, потери мощности, модули напряжений в узлах.

Результаты расчетов представить в виде схемы с нанесенными на нее потоками мощности на участках и напряжениями в узлах.

Таблица 3.1

Исходные данные о параметрах схемы

Сечение проводов, марки АС на участках				Длина участка, км			
A1	12	23	34	A1	12	23	34
240/32	185/29	120/19	70/11	25	20	15	16

Таблица 3.2

Исходные данные о параметрах режима

Нагрузка в узлах, МВ·А					Напряжение U_A , кВ
\underline{S}_1	\underline{S}_2	\underline{S}_3	\underline{S}_4	\underline{S}_5	
12+j10	6+j3	4+j1,5	3+j2	10+j8	121

Решение. По данным табл. 3.1 и 3.2 с использованием справочников [1, 3, 10] составим расчетные данные по линиям и трансформаторам (табл. 3.3 — 3.5).

Таблица 3.3

Расчетные данные по линиям

Сечение проводов	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	$b_0 \cdot 10^{-6}$, См/км
240/32	0,12	0,4	2,81
185/29	0,162	0,413	2,75
120/19	0,249	0,427	2,66
70/11	0,428	0,444	2,55

Таблица 3.4

Расчетные данные двухобмоточных трансформаторов

Тип	R_T , Ом	X_T , Ом	ΔP_x , кВт	ΔQ_x , квар
ТДН-16000/110	4,38	86,7	19	112
ТМ-6300/35	1,4	14,6	9,2	80
ТМН-10000/35	0,88	10,1	14,5	80

Таблица 3.4

Расчетные данные трехобмоточного трансформатора

Тип	R_T , Ом			X_T , Ом			ΔP_x , кВт	ΔQ_x , квар
	ВН	СН	НН	ВН	СН	НН		
ТДТН-6300/110	0,5	0,5	0,5	22	0	13,6	56	441

Определим параметры участков линий. Например, для участка линии A1:

$$R_{A1} = r_0 l = 0,12 \cdot 25 = 3 \text{ Ом}; \quad X_{A1} = x_0 l = 0,4 \cdot 25 = 10 \text{ Ом};$$

$$B_{A1} = b_0 l = 2,81 \cdot 10^{-6} \cdot 25 = 70,3 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$0,5 Q_c = 0,5 U_n^2 b_0 l = 0,5 \cdot 110^2 \cdot 2,81 \cdot 10^{-6} \cdot 25 = 0,4 \text{ Мвар}.$$

Для участков линий напряжением $U_n = 35$ кВ зарядную мощность учитывать не надо. Результаты расчетов представлены в табл. 3.6.

Таблица 3.6

Параметры участков линий

Участки линий	R , Ом	X , Ом	$B \cdot 10^{-6}$, См	$0,5 Q_c$, Мвар
A1	3	10	70,3	0,4
12	3,2	8,2	55	0,3
23	3,7	6,4	53	-
34	6,8	7,1	40,8	-

Определим потоки мощности в конце и в начале каждого участка линий. Рассмотрим в качестве примера участок 34.

Приведем сначала нагрузку подстанции 4 к сети высшего напряжения:

$$P_{4в} + jQ_{4в} = (P_4 + \Delta P_x + \frac{P_4^2 + Q_4^2}{U_{2н}^2} R_T) + j(Q_4 + \Delta Q_x + \frac{P_4^2 + Q_4^2}{U_{2н}^2} X_T) =$$

$$= (3 + 14,5 \cdot 10^{-3} + \frac{3^2 + 2^2}{35^2} \cdot 0,88) + j(2 + 80 \cdot 10^{-3} + \frac{3^2 + 2^2}{35^2} \cdot 10,1) \approx 3 + j2,2 \text{ МВ·А}.$$

Поток мощности в конце участка:

$$P_{34}'' + jQ_{34}'' = P_{4в} + j(Q_{4в} - 0,5 Q_c) = 3 + j(2,2 + 0,5 \cdot 0) = 3 + j2,2 \text{ МВ·А}.$$

Потери мощности на участке 34

$$\Delta P_{34} = \frac{3^2 + 2,2^2}{35^2} \cdot 6,8 = 0,1 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{34} = \frac{3^2 + 2,2^2}{35^2} \cdot 7,1 = 0,1 \text{ Мвар.}$$

Поток мощности в начале участка 34

$$P'_{34} + jQ'_{34} = (P'_{34} + \Delta P_{34}) + j(Q'_{34} + \Delta Q_{34} - 0,5Q_c) = \\ = (3 + 0,1) + j(2,2 + 0,1 - 0) = 3,1 + j2,3 \text{ МВ·А.}$$

Аналогичным образом производится вычисление потоков мощности на остальных участках сети (табл. 3.7). При этом для расчета потерь мощности на участках 36 и 2' 3 подставляется напряжение $U_{2н} = 35 \text{ кВ}$, а на остальных участках — $U_{1н} = 110 \text{ кВ}$.

Таблица 3.7

Результаты расчета потокораспределения

Номер участка	ΔP , МВт	ΔQ , Мвар	Мощности на участках, МВ·А	
			в конце	в начале
45	0	0,2	$3+j2$	$3+j2,2$
34	0,1	0,1	$3+j2,2$	$3,1+j2,3$
36	0	0,2	$4+j1,5$	$4+j1,7$
2' 3	0,2	0,3	$7,1+j4$	$7,3+j4,3$
02'	0	0	$17,3+j12,3$	$17,3+j12,3$
07	0	0,1	$6+j3$	$6+j3,1$
20	0	1,3	$23,3+j15,4$	$23,3+j16,7$
12	0,2	0,4	$23,3+j16,7$	$23,5+j16,5$
18	0,1	1,7	$12+j10$	$12,1+j11,7$
A1	0,4	1,5	$35,6+j28,2$	$36+j28,9$

Напряжения в узлах определим обратным ходом, начиная с узла 1:

$$\underline{U}_1 = U_A - \frac{P'_{A1}R_{A1} + Q'_{A1}X_{A1}}{U_A} - j \frac{P'_{A1}X_{A1} - Q'_{A1}R_{A1}}{U_A} = \\ = 121 - \frac{36 \cdot 3 + 29,3 \cdot 10}{121} - j \frac{36 \cdot 10 - 29,3 \cdot 3}{121} = 117,7 - j2,25.$$

По модулю $U_1 = 117,7 \text{ кВ}$.

Результаты расчета представлены в табл. 3.8, где в узлах 5-8 даны напряжения за трансформаторами, приведенные к шинам высшего напряжения.

Таблица 3.8

Результаты расчета напряжений

Номер узла	1	2	3	4	5	6	7	8
Напряжение, кВ	117,7	115,9	35,4	34,3	33,3	34,8	110,1	108,9

Для получения действительных напряжений на шинах низшего напряжения приведенные напряжения необходимо разделить на заданный по условию задачи коэффициент трансформации.

Так, для узла 8 получим

$$U_8 = \frac{108,9}{115/11} = 10,4 \text{ кВ}$$

Для подстанции 2 напряжение на шинах 2' найдем по формуле:

$$U'_2 = (U_2 - (\Delta U_{вн} + \Delta U_{сн})) / k_T = (115,9 - (5,4 + 0,09)) / \frac{38,5}{11} = 36,9 \text{ кВ,}$$

где $\Delta U_{вн}$, $\Delta U_{сн}$ — падение напряжения в обмотках соответственно высшего и низшего напряжения трансформатора.

Результаты расчета напряжений с учетом коэффициентов трансформации трансформаторов приведены на рис. 3.25 б.

3.5. Вопросы для самопроверки

1. Какими параметрами представляются линии и трансформаторы при расчете режимов питающих сетей 110 и 220 кВ?
2. Что собой представляет расчетная схема и как определяются расчетные нагрузки?
3. Приведите алгоритм расчета режимов разомкнутых сетей, состоящих из двух последовательных линий при заданных нагрузках и напряжении последнего потребителя.
4. Назовите особенности расчета режимов разомкнутых распределительных сетей.
5. Какие замкнутые сети относятся к числу неоднородных?
6. Назовите основные этапы расчета режимов замкнутых сетей.
7. В чем заключаются особенности расчета режимов линий с двухсторонним питанием при неодинаковых напряжениях источников питания?
8. В чем отличие расчета режимов замкнутых однородных и неоднородных сетей?
9. В чем особенность расчета режимов замкнутых сетей при несовпадении точек потоко раздела активных и реактивных мощностей?
10. Назовите особенности работы и расчетов режимов замкнутых по конфигурации режимов распределительных сетей.
11. Принципы расчета режимов электрических сетей двух номинальных напряжений.

Глава 4. Элементы проектирования электрических сетей

4.1. Выбор номинального напряжения сети и трансформаторов на понижающих подстанциях

4.1.1. Теоретические положения

Номинальное напряжение зависит от многих факторов, поэтому задача выбора его не имеет прямого однозначного решения. В практике проектирования при выборе напряжения используют ряд подходов.

Исходя из длин линий и величины передаваемой по ним мощности, намечают напряжения отдельных линий по:

— известным эмпирическим формулам, например, Стилла и Илларионова

$$U = 4,34\sqrt{l + 16P}; \quad (4.1)$$

$$U = 1000 / \sqrt{500 / l + 2500 / P}, \quad (4.2)$$

где l , P — длина линии, км, и мощность на одну цепь линии, МВт;

— таблицам, характеризующим пропускную способность и дальность передачи линий разных напряжений (табл. П.3.6);

— кривым, разделяющим экономические области применения разных напряжений (рис. 4.1).

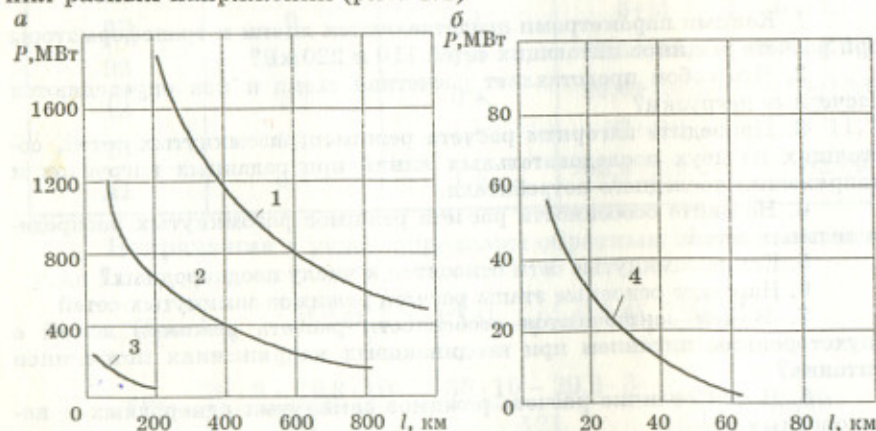


Рис. 4.1. Области применения линий разных номинальных напряжений:

а, б — границы экономичности: 1 — 750 и 330 кВ; 2 — 500 и 220 кВ; 3 — 220 и 110 кВ; 4 — 110 и 35 кВ.

Далее уточняются значения напряжений, где принимается во внимание:

— во-первых, уже сложившаяся система напряжений в рассматриваемом регионе;

— во-вторых, техническая приемлемость намеченных напряжений (например, по потере напряжения для обеспечения качества напряжения, возможности применения допустимых сечений проводов, исходя из нормальной работы унифицированных опор);

— в-третьих, отсутствие малозагруженных линий.

С учетом всего этого намечают, например, два значения возможных напряжений, которые подвергают технико-экономическому сравнению.

Задача выбора трансформаторов состоит в выборе их количества и мощности. Выбор числа трансформаторов на подстанции в определяющей степени зависит от требований надежности электроснабжения, предъявляемых потребителями. Электроприемники 1-й категории должны обеспечиваться электроэнергией от двух трансформаторов. Электроприемники 2-й категории также рекомендуется обеспечивать электроэнергией от подстанций с двумя трансформаторами. Однако, при наличии централизованного резерва трансформаторов и возможности замены поврежденного трансформатора за время не более суток допускается их питание от одного трансформатора. Электроснабжение электроприемников 3-й категории может выполняться от одного источника через однострановую подстанцию, если для ремонта или замены поврежденного трансформатора достаточно суток. При выборе числа трансформаторов для подстанций систем электроснабжения промышленности или сельского хозяйства необходимо обеспечивать нормативные уровни надежности электроснабжения.

Выбор установленной мощности трансформаторов подстанций производится по условиям их работы в нормальном и послеаварийном режимах. Суммарная установленная мощность трансформаторов должна удовлетворять условиям

$$S_T \geq P_{нб} / n_T; \quad (4.3)$$

$$S_T \geq \frac{P_{ав}}{k_{ав}(n_T - n_{отк})}, \quad (4.4)$$

где n_T , S_T — количество и единичная мощность трансформаторов;

$P_{нб}$ — максимальная нагрузка подстанции в нормальном режиме;

$P_{ав} = P_{нб} - P_{рез}$ — нагрузка подстанции в послеаварийном режиме;

$P_{рез}$ — часть нагрузки подстанции, резервируемая по сетям вторичного напряжения;

$n_{отк}$ — количество отключенных трансформаторов;

$k_{ав}$ — допустимый коэффициент перегрузки трансформаторов в аварийных случаях.

Мощность одитрансформаторной подстанции определяется максимальной загрузкой трансформатора в нормальном режиме (до 100%).

Для двухтрансформаторных подстанций мощность каждого трансформатора выбирается исходя из условия, учитывающего допускаемую в течение не более 5 суток перегрузку в 40% на время максимумов нагрузки продолжительностью не более 6 ч в сутки

$$S_T \geq S_{нб} / 1,4. \quad (4.5)$$

То есть при отсутствии резервирования по сетям вторичного напряжения мощность каждого трансформатора принимается равной $0,7 P_{нб}$.

При наличии перспективных графиков нагрузки проектируемых подстанций мощность трансформаторов может быть уменьшена за счет учета их допустимой систематической перегрузки.

Для потребительских подстанций выбор мощности трансформаторов устанавливается отраслевыми нормативными материалами. Так, для подстанций сельскохозяйственного назначения мощность одно- и двухтрансформаторных подстанций определяется для нормального режима по экономическим интервалам нагрузки.

$$S_{нм}^0 \leq S_{нб} / n_T \leq S_{нб}^0, \quad (4.6)$$

где $S_{нм}^0$, $S_{нб}^0$ — соответственно, наименьшая и наибольшая границы экономического интервала нагрузки принятого трансформатора для данного вида нагрузки (табл. П.3.8).

Принятые трансформаторы проверяются в нормальном режиме по коэффициенту допустимых систематических нагрузок k_c и в аварийном режиме по коэффициенту аварийной перегрузки $k_{ав}$ по условиям (табл. П.3.9)

$$\frac{S_{нб}}{n_T S_T} \leq k_c; \quad (4.7)$$

$$\frac{S_{нб}}{S_T} \leq k_{ав}. \quad (4.8)$$

4.1.2. Примеры решения задач

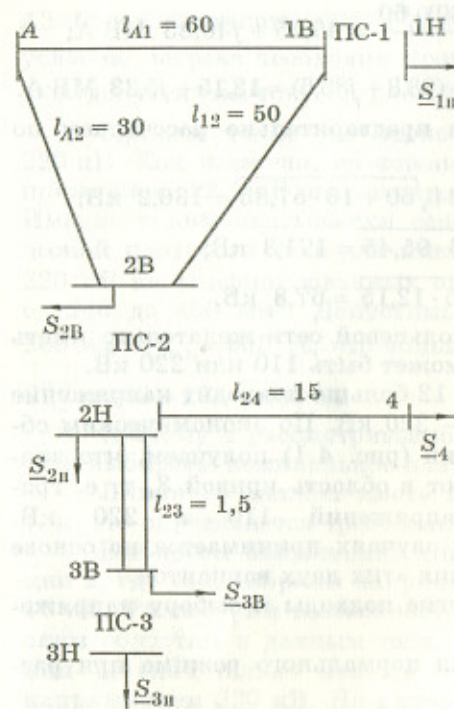


Рис. 4.2. Схема сети к задаче по выбору напряжения линий и трансформаторов на подстанциях

Пример 1. На рис. 4.2. показана схема варианта вновь проектируемой сети, где длины линий указаны в километрах. Мощности узлов нагрузки равны:

$$S_{1н} = 70 + j30 \text{ МВА};$$

$$S_{2н} = 30 + j12 \text{ МВА};$$

$$S_{2в} = 40 + j18 \text{ МВА};$$

$$S_{3в} = 3 + j1,5 \text{ МВА};$$

$$S_{3н} = 0,3 + j0,1 \text{ МВА};$$

$$S_4 = 10 + j4 \text{ МВА}.$$

Нагрузки узлов 1Н, 2Н, 2В относятся к 1 категории по надежности электроснабжения, а узлов 3Н и 4 — к 3 категории. Номинальное напряжение потребителей узлов 1Н и 2Н — 10 кВ, а узла 3Н — 380 В. Выбрать номинальное напряжения электрической сети и трансформаторы подстанций 1, 2 и 3.

Решение. Для выбора номинальных напряжений в замкнутой части электрической сети найдем суммарные нагрузки узлов 1В и 2В

$$S_{1в\Sigma} = S_{1н} = 70 + j30 \text{ МВА};$$

$$S_{2в\Sigma} = S_{2в} + S_{2н} + S_{3в} + S_{3н} + S_4 = 30 + 40 + 3 + 0,3 + 10 + j(12 + 18 + 1,5 + 0,1 + 4) = 83,3 + j35,6 \text{ МВА};$$

Определяем мощности в отдельных линиях

$$S_{A1} = \frac{S_{1н\Sigma} \cdot l_{12A} + S_{2в\Sigma} \cdot l_{2A}}{l_{A12A}} =$$

$$= \frac{(70 + j30) \cdot 80 + (83,3 + j35,6) \cdot 30}{140} = 57,85 + j24,77 \text{ МВ·А};$$

$$S_{A2} = \frac{S_{2n\Sigma} \cdot l_{21A} + S_{1n\Sigma} \cdot l_{1A}}{l_{A12A}} =$$

$$= \frac{(83,3 + j35,6) \cdot 110 + (70 + j30) \cdot 60}{140} = 95,45 + j40,83 \text{ МВ·А};$$

$$S_{12} = S_{A2} - S_{2n\Sigma} = 95,45 + j40,83 - (83,3 + j35,6) = 12,15 + j5,23 \text{ МВ·А}.$$

Номинальные напряжения предварительно рассчитаем по эмпирической формуле (4.1)

$$U_{A1} = 4,34\sqrt{l_{A1} + 16P_{A1}} = 4,34\sqrt{60 + 16 \cdot 57,85} = 136,2 \text{ кВ};$$

$$U_{A2} = 4,34\sqrt{30 + 16 \cdot 95,45} = 171,3 \text{ кВ};$$

$$U_{12} = 4,34\sqrt{50 + 16 \cdot 12,15} = 67,8 \text{ кВ}.$$

Так как для всех линий кольцевой сети желательно иметь одинаковое напряжение, то это может быть 110 или 220 кВ.

По табл. П.3.6. для линии 12 больше подходит напряжение 100 кВ, а для линий A1 и A2 — 220 кВ. По экономическим областям номинальных напряжений (рис. 4.1) получаем, что значения P и l этих линий попадают в область кривой 3, т. е. границы равноэкономичности напряжений 110 и 220 кВ. Окончательное решение в таких случаях принимается на основе технико-экономического сравнения этих двух вариантов.

Рассмотрим некоторые другие подходы к выбору напряжений.

Найдем токи в линиях для нормального режима при разных напряжениях:

$$I_{A1}^{110} = \frac{S_{A1}}{\sqrt{3}U_{110}} = \frac{\sqrt{57,85^2 + 24,77^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 330 \text{ А};$$

$$I_{A1}^{220} = \frac{\sqrt{57,85^2 + 24,77^2}}{\sqrt{3} \cdot 220} \cdot 10^3 = 165 \text{ А};$$

$$I_{A2}^{110} = \frac{\sqrt{95,45^2 + 40,83^2}}{\sqrt{3} \cdot 110} \cdot 10^3 = 546 \text{ А};$$

$$I_{A2}^{220} = \frac{\sqrt{95,45^2 + 40,83^2}}{\sqrt{3} \cdot 220} \cdot 10^3 = 273 \text{ А}.$$

Из оценки сечений проводов по экономической плотности тока (см. § 4.2) следует, что при напряжении 110 кВ для линий A1 необходимо сечение 300 мм², а для линии A2 — 500 мм². Од-

нако для линий напряжением 110 кВ на унифицированных опорах можно применять сечение провода не более 240 мм². Чтобы это условие выполнялось участки A1 и A2 необходимо выполнять двухцепными, что усложнит сеть. Заметим, что в послеаварийном режиме, например, при обрыве линии A1 по участку линии A2 будет протекать ток $I_{A2}^{на} = I_{A1} + I_{A2} = 876 \text{ А}$. Значит, по условию нагрева необходим провод сечением 500 мм², для которого допустимый ток $I_{доп} = 945 \text{ А}$.

Сделаем такие же оценочные расчеты для напряжения 220 кВ. Как известно, по короне сечение провода для линий напряжением 220 кВ не может быть принято меньше 240 мм². Именно таким оказывается сечение, определенное по экономической плотности тока для линии A2. Для линий напряжением 220 кВ на унифицированных опорах можно применять сечения от 240 до 400 мм². Допустимый ток по условию нагрева для 240 мм² $I_{доп} = 605 \text{ А}$, что больше тока послеаварийного режима

$$I_{A2}^{на} = 165 + 273 = 438 \text{ А}.$$

Поэтому в рассматриваемом примере для линий кольцевой сети выбираем номинальное напряжение 220 кВ.

Линия 23 должна иметь номинальное напряжение 10 кВ, т. к. это определяется требованием потребителя узла 2Н.

Выбираем напряжение линии 24. Она отходит от подстанции 2, где уже выбраны напряжения узлов 2В — 220 кВ и 2Н — 10 кВ. Рассмотрим возможности их применения. По экономическим областям и данным табл. П.3.6. значения P и l для линии 24 значительно меньше соответствующих значений линии напряжением 220 кВ. На напряжении 220 кВ по экономической плотности тока для линии 24 достаточно было бы выбрать сечение 25 мм² т. к. ток нормального режима

$$I_{24}^{220} = \frac{S_{24}}{\sqrt{3}U_{220}} = \frac{\sqrt{10^2 + 4^2}}{\sqrt{3} \cdot 220} \cdot 10^3 = 28 \text{ А}.$$

Но это недопустимо по короне, из-за чего сечение следовало бы увеличить почти в 10 раз. Значит, для рассматриваемой линии напряжение 220 кВ является завышенным.

Оценим приемлимость напряжения 10 кВ. Ток нормального режима этой линии

$$I_{24}^{10} = \frac{\sqrt{10^2 + 4^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} \cdot 10^3 = 622,6 \text{ А}.$$

Значит, по экономической плотности тока следовало бы принять сечение около 600 мм², что недопустимо для напряже-

ния 10 кВ. Увеличение числа параллельных линий, например, до 5 также нереально. Легко убедиться, что линия напряжением 10 кВ длиной 15 км и с мощностью 10 МВт будет иметь большие потери мощности и напряжения. Значит и напряжение 10 кВ для линии 24 неприемлемо.

Рассчитаем напряжение этой линии по формуле (4.1)

$$U_{24} = 4,34\sqrt{15 + 16 \cdot 10} = 57,4 \text{ кВ.}$$

То есть расчетное значение находится между номинальными напряжениями 35 и 110 кВ. По экономическим областям номинальных напряжений (см. рис. 4.1) значения P и l линий 24 попадают ниже кривой 4, т. е. границы равноэкономичности напряжений 35 и 110 кВ. На большую целесообразность напряжения 35 кВ указывает и табл. П.3.6.

Поэтому для линии 24 окончательно выбираем напряжение 35 кВ.

Переходим к вопросу выбора трансформаторов на подстанциях.

Выбор числа трансформаторов на понижающих подстанциях в первую очередь определяется требованиями, предъявляемыми потребителями к надежности электроснабжения. От подстанций 1 и 2 получают электроэнергию потребители 1-й категории ($S_{1н}$, $S_{2н}$, $S_{3н}$), поэтому на них необходима установка двух трансформаторов. Подстанция 3 обеспечивает электроэнергией потребителя $S_{3н}$, который относится к III-ей категории. Поэтому на ней допускается установка одного трансформатора.

На подстанции 1 трансформаторы связывают сети с напряжениями 220 и 10 кВ. Расчетную мощность каждого трансформатора определяем по формуле (4.5)

$$S_T = S_{1н} / 1,4 = \sqrt{70^2 + 30^2} / 1,4 = 54,4 \text{ МВ·А.}$$

По табл. П.2.4; выбираем трансформаторы ТРДЦН-63000/220. Коэффициент загрузки трансформаторов в нормальном режиме

$$k_3 = \frac{\sqrt{70^2 + 30^2}}{2 \cdot 63} = 0,60.$$

Для подстанции 3, связывающей сети с напряжениями 10 и 0,38 кВ и имеющей нагрузку $S_{3н} = 300 + j100$ кВ·А, выбираем трансформатор ТМ-400/10. Коэффициент загрузки его

$$k_3 = \frac{\sqrt{300^2 + 100^2}}{400} = 0,79.$$

Трансформаторы, установленные на подстанции 2, связывают сети трех разных напряжений: 220, 35 и 10 кВ. Поэтому

выбираем два трехобмоточных трансформатора. Для определения их мощности находим мощность, передаваемую по обмотке высшего напряжения

$$S_{в} = S_{2н} + S_{3в} + S_{3н} + S_4 = 40 + 3 + 0,3 + 10 + j(18 + 1,5 + 0,1 + 4) = 53,3 + j23,6 \text{ МВ·А.}$$

Мощность каждого трансформатора

$$S_T = S_{в} / 1,4 = \frac{\sqrt{53,3^2 + 23,6^2}}{1,4} = 41,6 \text{ МВ·А.}$$

По табл. П.2.5 выбираем трехобмоточные трансформаторы марки ТДТН-40000/230/38,5/11. Коэффициент загрузки их в нормальном режиме

$$k_3 = \frac{\sqrt{53,3^2 + 23,6^2}}{2 \cdot 40} = 0,73.$$

Допустим, что при выборе номинального напряжения линии 24 предпочтение было отдано напряжению 110 кВ. Тогда на подстанции 2 необходимо было устанавливать два автотрансформатора марки АТДЦН-63000/230/121/11. Коэффициент загрузки их по обмотке высшего напряжения низок

$$k_{з.в} = \frac{\sqrt{53,3^2 + 23,6^2}}{2 \cdot 63} = 0,46.$$

Мощность обмотки низшего напряжения автотрансформатора равна 50% мощности трансформатора. Поэтому коэффициент загрузки обмоток низшего напряжения близок к допустимому

$$k_{з.н} = \frac{\sqrt{(P_{2н} + P_{3в} + P_{3н})^2 + (Q_{2н} + Q_{3в} + Q_{3н})^2}}{2S_{н.н}} = \frac{\sqrt{(40 + 3 + 0,3)^2 + (18 + 1,5 + 0,1)^2}}{2 \cdot 0,5 \cdot 63} = 0,75.$$

Пример 2. От подстанций с напряжением 10/0,4 кВ предлагается обеспечить электроэнергией животноводческий комплекс по производству молока на 400 голов с расчетной нагрузкой 200 кВА. Выбрать трансформаторы подстанции.

Решение. Данный комплекс по надежности электроснабжения относится к I категории, поэтому на подстанции намечаем к установке два трансформатора.

Мощность трансформаторов выбираем по выражению (4.6).

Для заданного вида нагрузки расчетная мощность нормального режима $S_{нб} / 2 = 200 / 2 = 100$ кВ·А, находится в пре-

делах экономического интервала нагрузки 86...115 кВ·А трансформатора мощностью 63 кВ·А (табл. П.3.8).

Проверяем трансформаторы по нагрузке, допустимой в нормальном режиме по условию (4.7)

$$\frac{S_{нб}}{n \cdot S_r} \leq k_c$$

Коэффициент допустимых систематических нагрузок $k_c = 1,50$ (табл. П.3.9).

$$\frac{200}{2 \cdot 63} > 1,50.$$

То есть условие не соблюдается.

Поэтому принимаем к установке трансформаторы ТМ-100/10 и опять проверяем выполнение условия (4.7)

$$\frac{200}{2 \cdot 100} < 1,50,$$

которое сейчас выполняется.

Проверяем трансформаторы по нагрузке в послеаварийном режиме по условию (4.8)

$$S_{нб} / S_r \leq k_{ав}.$$

Коэффициент аварийной перегрузки $k_{ав} = 1,62$ (табл. П.3.9)

$$200 / 100 > 1,62,$$

т. е. условие не соблюдается.

Вместо выбранных принимаем трансформаторы ТМ-160/10. Теперь условие (4.8) выполняется, т. к. для трансформатора 160 кВ·А 1,64 и

$$200 / 160 < 1,64.$$

4.1.3. Задания для самостоятельной работы

3. Выбрать трансформаторы для электроснабжения от сети напряжением 10 кВ сельской электрокотельной, работающей на напряжении 380 В и имеющей расчетную нагрузку 300 кВ·А. По надежности электроснабжения объект относится ко 2-й категории.

4. Выбрать трансформаторы на подстанции, связывающей сети напряжением 220, 110 и 6 кВ и обеспечивающей электроэнергией потребители 1 и 2 категорий мощностью 120 МВ·А по сети 110 кВ и 30 МВ·А по сети 6 кВ.

5. Для варианта проектируемой электрической сети (рис. 3.8) необходимо выбрать напряжение при следующих исходных данных: длины линий А1 — 50 км и 12 — 40 км; мощности нагрузок $S_2 = 60 + j20$ МВ·А и $S_4 = 25$ МВ·А при $\cos \varphi_4 = 0,9$.

6. На рис. 3.13 а представлена схема варианта вновь проектируемой электрической сети, имеющая следующие исходные данные: длины

участков линий А1 — 30 км, 12 — 20 км, 23 — 25 км; А3 — 15 км; мощности нагрузок в МВт $P_1 = 13$, $P_2 = 30$, $P_3 = 25$ при одинаковом для всех узлов $\cos \varphi = 0,92$; по надежности электроснабжения потребители узлов 2 и 3 относятся к 1-й категории, а узла 3 — к 3-й категории. Выбрать номинальное напряжение сети и трансформаторы в узлах нагрузки.

7. Для проектируемой электрической сети, приведенной на рис. 3.15, выбрать номинальное напряжение и трансформаторы на подстанции при следующих исходных данных: длины линий А1 и 1В соответственно 80 и 50 км; мощности нагрузок $S_1 = 40 + j25$ МВ·А и $S_2 = 50 + j20$ МВ·А; потребитель узла 2 относится к 1-й категории по надежности электроснабжения.

8. От районной подстанции, связывающей сети с напряжениями 110, 35 и 10 кВ, необходимо обеспечить электроэнергией строящееся предприятие мощностью 8 МВт по надежности электроснабжения отнесенное ко 2-й категории и расположенное в 10 км от подстанции. Выбрать номинальное напряжение линии, питающей предприятие.

9. Выбрать трансформаторы на подстанции 10/0,4 кВ, обеспечивающей электроэнергией животноводческий комплекс с расчетной нагрузкой 250 кВ·А, отнесенный к 1-й категории по надежности электроснабжения. В послеаварийном режиме предусмотрено резервирование 40 кВ·А нагрузки от соседней подстанции по сети напряжением 380 В.

4.2. Выбор сечений проводников воздушных и кабельных линий

4.2.1. Теоретические положения

Выбор сечений проводников воздушных и кабельных линий, как правило, производится исходя из экономических условий, которым отвечают методы экономической плотности тока и экономических токовых интервалов. При этом необходимо учитывать ряд технических ограничений, имеющих в большинстве своем вполне конкретную область применения.

Выбор сечений по экономической плотности тока ведется для нормального рабочего режима максимальных нагрузок рассматриваемой электрической сети, для которого и определяется расчетный ток $I_{нб}$. Далее, исходя из предполагаемого конструктивного исполнения линии, марки провода или кабеля и времени использования максимальных нагрузок, выбирают значение экономической плотности тока $j_э$ (табл. 4.1).

Сечение проводника, определенное по формуле

$$F_э = I_{нб} / j_э, \quad (4.9)$$

округляют до стандартного.

Таблица 4.1

Экономическая плотность тока, А/мм²

Тип проводника	$I_{нб}$, ч/год		
	1000-3000	3001-5000	Более 5000
Неизолированные провода:			
медные	2,5	2,1	1,8
алюминиевые	1,3	1,1	1,0
Кабели с бумажной изоляцией с жилами:			
медными	3,0	2,5	2,0
алюминиевыми	1,6	1,4	1,2
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией с жилами:			
медными	3,5	3,1	2,7
алюминиевыми	1,9	1,7	1,6

В воздушных и кабельных линиях с промежуточными отборами мощности для соседних участков допускается принимать одинаковое сечение проводника, соответствующее экономическому для наиболее протяженного участка, если их расчетные сечения различаются на одну ступень по шкале стандартных сечений.

При определении расчетного тока $I_{нб}$ в замкнутых сетях надо учитывать следующее. Для сетей напряжением 110 кВ и выше нормальным рабочим режимом является замкнутый. И расчет распределения мощностей в них, по которому находятся токи $I_{нб}$, ведется в предположении однородности сети по формулам (3.14). Для замкнутых по конфигурации сетей 6-35 кВ нормальным рабочим режимом является разомкнутый. При этом размыкание осуществляют, как правило, на участке, обеспечивающем минимум потерь мощности в сети, который определяется так. Находят распределение мощностей в замкнутом режиме сети, считая ее однородной. Затем выявляют линию, по которой протекает наименьшая активная мощность, и отключают ее.

В соответствии с [11] выбор сечений по экономической плотности тока ведется в линиях напряжением не выше 220 кВ. Из линий этого класса напряжения исключение составляют: сети промышленных предприятий до 1 кВ при времени использования наибольшей нагрузки до 4000-5000 ч; ответвления к отдельным электроприемникам напряжением до 1 кВ и осветительные сети; сети временных сооружений, а также устройства со сроком службы 3-5 лет.

В [10] выбор сечений проводов в воздушных линиях 35 кВ и выше предлагается производить не по экономической плотности тока, а по экономическим интервалам тока (мощности). Он ведется по расчетной токовой нагрузке, определяемой для нормального рабочего режима максимальных нагрузок и учитывающей изменения нагрузки по годам эксплуатации линии и число часов использования наибольшей нагрузки $T_{нб}$

$$I_p = I_{нб} \cdot \alpha_i \cdot \alpha_T, \quad (4.10)$$

где $I_{нб}$ — ток в линии на пятый год ее эксплуатации в нормальном режиме, соответствующем максимуму нагрузки энергосистемы;

α_i — коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии, для линий 110-220 кВ принимается равным 1,05;

α_T — коэффициент, учитывающий число использования наибольшей нагрузки линии $I_{нб}$ и коэффициент ее попадания в максимум энергосистемы k_M (табл. 4.2)

Экономические интервалы тока для выбора сечений даются в виде таблиц в зависимости от напряжения, расчетной токовой нагрузки I_p , района по гололеду, материала опор и количества цепей в линии.

Таблица 4.2

Усредненные значения коэффициента α_T

Напряжение ВЛ, кВ	K_M	$T_{нб}$, ч		
		< 4000	4000-6000	> 6000
35-330	1,0	0,8	1,0	1,3
	0,8	0,9	1,2	1,6
	0,6	1,1	1,5	2,2

Экономические интервалы токов подсчитаны для сечений, пригодных по условиям короны. Поэтому проверять по условию короны надо только воздушные линии 110 кВ и выше, прокладываемые на высоте более 1500 м над уровнем моря. Выбранные по экономическим интервалам токов воздушные линии 35 кВ не надо проверять по допустимым потерям напряжения, т. к. повышать уровень напряжения в них за счет увеличения сечения экономически нецелесообразно. В некоторых линиях сечения не выбираются по экономическим условиям. В них основными

условиями выступают потеря напряжения $F_{\Delta U}$ и нагрев длительно допустимым током $F_{I_{доп}}$

Здесь надо оценить неравенство $F_{\Delta U} < F_{I_{доп}}$ и выбрать большее сечение.

Для кабельных линий, как правило, $F_{I_{доп}} > F_{\Delta U}$. Для воздушных линий с небольшими нагрузками и относительно большими длинами (сельские сети) $F_{\Delta U} > F_{I_{доп}}$.

Надежность работы электрических сетей в большой степени зависит от температуры нагрева проводов и кабелей. Поэтому во всех без исключения электрических сетях провода и кабели должны выбираться или, если они выбраны по другим условиям, проверяться по условиям допустимого нагрева. Проводник подходит по допустимому нагреву, если соблюдается условие

$$I_{нб} \leq I_{доп} \quad (4.11)$$

где $I_{доп}$ — допустимый ток проводника, учитывающий реальные условия его прокладки и охлаждения и аварийной перегрузки; $I_{нб}$ — наибольший ток из нормального, послеаварийного и ремонтного режимов.

При расчете воздушных линий $I_{доп}$ принимается равным допустимому табличному значению для проводника рассматриваемого сечения. Для кабельных линий допустимый ток определяется по выражению

$$I_{доп} = I_{доп.т} k_{п} k_{т} k_{ав}, \quad (4.12)$$

где $I_{доп.т}$ — допустимый табличный ток для рассматриваемого кабеля; $k_{п}$ — поправочный коэффициент, учитывающий число рядом проложенных работающих кабелей; $k_{т}$ — поправочный коэффициент на температуру окружающей среды, исходя из условий прокладки; $k_{ав}$ — коэффициент перегрузки в послеаварийном режиме.

Для сетей напряжением до 1 кВ выбор сечения проводника по нагреву должен быть увязан с выбором защищающих аппаратов

$$I_{доп} \geq I_{ном.з.апп.} / k, \quad (4.13)$$

где $I_{ном.з.апп.}$ — номинальный ток защищающего аппарата;

k — коэффициент, равный 0,8 для городских сетей и 3 для промышленных предприятий и силовых установок.

В сетях напряжением 0,38-20 кВ выбранное или выбираемое сечение должно удовлетворять условию

$$\Delta U_{нб} \leq \Delta U_{доп}, \quad (4.14)$$

где $\Delta U_{доп}$ — допустимая потеря напряжения, обеспечивающая необходимые отклонения напряжения; $\Delta U_{нб}$ — потеря напряжения от источника до наиболее удаленной точки сети.

Необходимость проверки этого условия вызывается, во-первых, требованием обеспечения отклонений напряжения у потребителей в соответствии с ГОСТом, и, во-вторых, существенным влиянием сечения проводника на потери напряжения из-за того, что в рассматриваемых сетях $r_0 > x_0$.

При выборе сечений по допустимой потере напряжения кроме выполнения условия (4.14) могут приниматься во внимание дополнительные условия: неизменность сечения по всей линии с несколькими нагрузками $F = \text{const}$, минимум расхода металла $m_F = \min$ и минимум потерь мощности $\Delta P_{\Sigma} = \min$. Необходимость выполнения первого условия характерна для городских сетей, имеющих большое количество нагрузок, достаточно близко расположенных друг к другу. Второе дополнительное условие используется в сельских сетях, где из-за малых нагрузок экономия металла часто важнее, чем экономия, например, потерь электроэнергии. Последнее условие, соответствующее постоянной плотности тока, наиболее характерно для промышленных сетей, имеющих достаточно большие нагрузки при малых расстояниях их передачи.

Рассмотрим алгоритм выбора сечений проводников по допустимой потере напряжения с учетом необходимости выполнения дополнительных условий.

Во всех случаях решение начинается с выбора величины удельного индуктивного сопротивления x_0 зависимости от конструктивного исполнения сети и номинального напряжения. Затем определяется реактивная составляющая потери напряжения

$$\Delta U_p = \frac{x_0 \Sigma Q_{л} \cdot L}{U_n}$$

Дальше находится активная составляющая допустимой потери напряжения

$$\Delta U_{а. доп} = \Delta U_{доп} - \Delta U_p$$

Эта часть расчета является одинаковой для всех дополнительных условий, а следующие расчеты по определению сечений проводников для них различны.

При выборе дополнительного условия $F = \text{const}$ сечение проводника определяется по формуле

$$F = \frac{\sum P_{il} \cdot l_{il}}{\gamma \Delta U_{a. до н} U_n},$$

где γ — удельная проводимость материала проводника (для алюминиевых и сталеалюминиевых проводников $\gamma = 32 \text{ м/Ом} \cdot \text{мм}^2$).

Для дополнительного условия $\Delta P_{\Sigma} = \min$ вначале рассчитывается плотность тока, одинаковая для всех участков

$$j_{\Delta U} = \frac{\gamma \Delta U_{a. до н}}{\sqrt{3 \sum l_{il} \cdot \cos \varphi_{il}}},$$

а затем для каждого участка определяются расчетные сечения

$$F_{il} = I_{il} / j_{\Delta U}.$$

И, наконец, для условия $m_F = \min$ в случае n нагрузок вначале находится сечение последнего участка линии $(n-1) - n$

$$F_{(n-1)-n} = \frac{\sqrt{P_{(n-1)-n}}}{\gamma \Delta U_{a. до н} U_n} \sum l_{il} \cdot \sqrt{P_{il}}.$$

Далее последовательно определяются сечения предыдущих участков линии

$$F_{(n-2)-(n-1)} = F_{(n-1)-n} \sqrt{P_{(n-2)-(n-1)} / P_{(n-1)-n}}.$$

Последующий расчет для всех дополнительных условий одинаковый. Найденные расчетные сечения округляются до ближайших стандартных значений. Для них находятся параметры r_0 и x_0 и рассчитывается действительная потеря напряжения до наиболее удаленной точки

$$\Delta U_{нб} = \frac{\sum P_{il} R_{il} + \sum Q_{il} X_{il}}{U_n}.$$

Если в результате выполняется условие (4.14), т. е. $\Delta U_{нб} \leq \Delta U_{до н}$, то найденные сечения подходят. В противном случае необходимо изменение выбранных сечений.

Как уже отмечалось в § 1.1, сечение проводов в воздушных линиях напряжением 110 кВ и выше должно быть не менее минимального допустимого значения по условию исключения короны.

Для линий также установлены минимальные сечения которые можно применять по условию механической прочности. Для линий напряжением до 1 кВ такими являются алюминиевые

провода сечением 16 мм² и сталеалюминиевые 10 мм², а для линий напряжением выше 1 кВ соответственно 35 и 25 мм².

4.2.2. Примеры решения задач

Пример 1. Предприятие с максимальной нагрузкой $S_{нб} = 35 \text{ МВА}$ предполагается обеспечить электроэнергией по двухцепной воздушной линии напряжением 110 кВ. Время использования максимальной нагрузки составляет $T_{нб} = 4200 \text{ ч}$. Выбрать провода линии.

Решение. В качестве проводов принимаем сталеалюминиевые провода марки АС.

Сечение проводов выбираем по экономической плотности тока. Определяем ток в линии для нормального рабочего режима, когда работают обе цепи линии

$$I_{нб} = \frac{S_{нб}}{2\sqrt{3}U_n} = \frac{35 \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 110} = 92 \text{ А}.$$

По табл. 4.1 находим, что экономическая плотность тока $j_э = 1,1 \text{ А/мм}^2$. Экономически целесообразное сечение проводов линии

$$F_э = I_{нб} / j_э = 92 / 1,1 = 84 \text{ мм}^2.$$

В соответствии со шкалой стандартных сечений выбираем ближайшее, соответствующее проводу марки АС-95/16.

Отмечаем, что данный провод годится по условию короны, т. к. минимально допустимое сечение по короне для линий напряжением 110 кВ — 70 мм².

Проверяем выбранный провод по нагреву длительно допустимым током. Допустимый ток для сталеалюминиевых проводов, проложенных вне помещений, согласно табл. П.1.1, составляет $I_{до н} = 330 \text{ А}$. Значит, для нормального режима

$$I_{нб} < I_{до н}.$$

В послеаварийном режиме, когда одна из двух цепей отключена, ток также меньше допустимого $I_{н.а} < I_{до н} (2 \cdot 92 < 330)$.

Для проектируемой линии окончательно выбираем провод АС-95/16.

Пример 2. Два крупных узла нагрузки питаются от замкнутой сети напряжением 220 кВ, схема которой изображена на рис. 3.14. Мощности нагрузок потребителей составляют $S_{нб1} = 60 + j20 \text{ МВА}$ и $S_{нб2} = 90 + j40 \text{ МВА}$. Длины линий

равны $l_{A1} = 70$ км, $l_{A2} = 55$ км, $l_{12} = 40$ км. Времена использования максимальных нагрузок для обоих потребителей составляют 3800 ч. Выбрать сечения проводов сети.

Решение. Предполагая, что сеть является однородной, по формулам (3.14) для нормального рабочего режима находим приближенное распределение мощностей

$$S_{A1} = \frac{(60 + j20) \cdot (55 + 40) + (90 + j40) \cdot 55}{70 + 55 + 40} = 64,55 + j24,85 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{A2} = \frac{(90 + j40) \cdot (70 + 40) + (60 + j20) \cdot 70}{165} = 85,45 + j35,15 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Мощность в линии 12 равна $S_{12} = 4,55 + j4,85 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$

Определяем токи в линиях

$$I_{A1} = \frac{S_{A1}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{\sqrt{64,55^2 + 24,85^2}}{\sqrt{3} \cdot 220} 10^3 = 181,7 \text{ А};$$

$$I_{A2} = \frac{S_{A2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{\sqrt{85,45^2 + 35,15^2}}{\sqrt{3} \cdot 220} 10^3 = 242,8 \text{ А};$$

$$I_{12} = \frac{S_{12}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{\sqrt{4,55^2 + 4,85^2}}{\sqrt{3} \cdot 220} 10^3 = 17,5 \text{ А}.$$

Время использования максимальных нагрузок для всех линий одинаково и равно 3800 ч. Для линий выбираем сталеалюминиевые провода, поэтому экономическая плотность тока для всех участков $j_3 = 1,1 \text{ А/мм}^2.$

Находим экономически целесообразные сечения

$$F_{A1} = 181,7 / 1,1 = 165 \text{ мм}^2; F_{A2} = 242,8 / 1,1 = 220,7 \text{ мм}^2;$$

$$F_{12} = 17,5 / 1,1 = 15,9 \text{ мм}^2.$$

Ближайшие стандартные сечения соответственно равны 185 мм², 240 мм² и 16 мм².

По условию короны для линий 220 кВ минимально допустимое сечение 240 мм². Поэтому во всех линиях увеличиваем сечение до этого значения. Проверяем его по условию нагрева длительно допустимым током. Допустимый ток для провода АС-240/32 $I_{\text{доп}} = 605 \text{ А}.$ Наибольший ток будет протекать по линии А1 и А2 в послеаварийном режиме при отключении соответственно линии А2 или А1

$$I_{\text{п.а}} = I_{A1} + I_{A2} = 181,7 + 242,8 = 424,5 \text{ А}.$$

Это меньше допустимого значения

Поэтому окончательно для всех линий рассматриваемой сети выбираем провод АС-240/32.

Пример 3. Электроснабжение небольшого предприятия предполагается осуществить по трем кабелям марки ААБ напряжением 10 кВ, проложенным в земле на расстоянии 100 мм друг от друга при температуре почвы + 20°С. Наибольшая нагрузка предприятия 4500 кВ·А, а время использования максимальной нагрузки 5200 ч. Выбрать сечения кабелей.

Решение. Сечение кабелей выбираем по экономической плотности тока, которая для заданной марки кабеля при $T_{\text{нб}} = 5200$ ч равна $j_3 = 1,2 \text{ А/мм}^2.$ Находим ток нормального режима работы.

$$I_{\text{нб}} = \frac{S_{\text{нб}}}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{4500}{3 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 86,7 \text{ А}.$$

Экономически целесообразное сечение

$$F_3 = 86,7 / 1,2 = 72,3 \text{ мм}^2.$$

Выбираем ближайшее стандартное сечение 70 мм².

Проверяем данное сечение по условию нагрева для режима, когда один кабель отключен.

Послеаварийный ток для этого случая равен

$$I_{\text{п.а}} = \frac{S_{\text{нб}}}{2\sqrt{3}U_{\text{н}}} = \frac{4500}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 10} = 130,1 \text{ А}.$$

Допустимый ток для выбранного кабеля марки ААБ при прокладке в земле при $t = 15^\circ\text{С}$ $I_{\text{доп.т}} = 165 \text{ А}.$

По формуле (4.12) находим допустимый ток для реальных условий охлаждения. В рассматриваемом послеаварийном режиме работают два кабеля, поэтому поправочный коэффициент на число работающих кабелей $k_{\text{ц}} = 0,9.$ Поправочный коэффициент на температуру окружающей среды исходя из заданных условий прокладки (нормированная температура жил 60°С, нормированная температура среды 15°С, фактическая температура среды 20°С) $k_t = 0,94.$ Допустимая на период ликвидации послеаварийного режима перегрузка для рассматриваемых кабелей при коэффициенте предварительной нагрузки 0,6 (86,7/165) и длительности максимума 3 ч, $k_{\text{ав}} = 1,35.$

Значит

$$I_{\text{доп}} = I_{\text{доп.т}} \cdot k_{\text{ц}} \cdot k_t \cdot k_{\text{ав}} = 165 \cdot 0,9 \cdot 0,94 \cdot 1,35 = 188,5 \text{ А}.$$

Условие (4.11) соблюдается ($130,1 < 188,5$), поэтому окончательно выбираем сечение 70 мм^2 .

Пример 4. Потребителя мощностью $S_{нб} = 50 + j15 \text{ кВА}$ с временем использования максимальной нагрузки 2600 ч предполагается обеспечить электроэнергией по воздушной линии напряжением 380 В и длиной 100 м . Выбрать провода линии.

Решение. Для линии напряжением 380 В выбираем алюминиевые провода. В соответствии с [11] для линий напряжением до 1 кВ при $T_{нб}$ до $4000 - 5000$ часов сечения проводников не следует выбирать по экономической плотности тока. Выбираем сечение по условию нагрева с последующей проверкой его по допустимой потере напряжения и механической прочности.

Ток в линии

$$I_{нб} = \frac{S_{нб}}{\sqrt{3} \cdot U_{нб}} = \frac{\sqrt{50^2 + 15^2}}{\sqrt{3} \cdot 380} 10^3 = 79,4 \text{ А.}$$

Выбираем провод марки А-16 с $I_{доп} = 105 \text{ А}$, т. к. для воздушных линий напряжением до 1 кВ по условиям прочности следует применять алюминиевые провода сечением не менее 16 мм^2 .

Проверим сечение по допустимой потере напряжения, приняв $\Delta U_{доп} = 4\%$.

Удельные сопротивления линии $r_0 = 1,98 \text{ Ом/км}$; $x_0 = 0,33 \text{ Ом/км}$.

Фактическая потеря напряжения в линии

$$\Delta U = \frac{(P_{нб} r_0 + Q_{нб} x_0) l}{U_{нб}} = \frac{(50 \cdot 1,98 + 15 \cdot 0,33) \cdot 0,1}{0,38} = 27,3 \text{ В.}$$

Это составляет

$$\Delta U = \frac{27,3 \cdot 100}{380} = 7,2\%,$$

что больше допустимого значения.

Легко убедиться, что по потере напряжения подходит провод А-35, для которого $r_0 = 0,92 \text{ Ом/км}$ и $x_0 = 0,31 \text{ Ом/км}$. А потеря напряжения составляет

$$\Delta U = \frac{(50 \cdot 0,92 + 15 \cdot 0,31) \cdot 0,1}{0,380} \cdot \frac{100}{380} = 3,5\%.$$

Окончательно выбираем провод А-35.

Пример 5. Участок городской электрической сети напряжением 380 В предполагается выполнить кабелем АВВГ

(рис. 3.5 а) Длины линий равны: $l_{A1} = 60 \text{ м}$, $l_{A2} = 40 \text{ м}$. Нагрузки потребителей составляют $P_1 = 60 \text{ кВт}$, $P_2 = 40 \text{ кВт}$, при одинаковом $\cos \varphi = 0,85$.

Выбрать сечения кабелей по допустимой потере напряжения, которая равна $\Delta U_{доп} = 4\%$.

Решение. Как отмечалось, при выборе сечений по допустимой потере напряжения для городской сети в качестве дополнительного условия, как правило, применяется равенство его на всех участках.

Реактивная мощность потребителей

$$Q_1 = P_1 \tan \varphi = 60 \cdot 0,62 = 37,2 \text{ квар}; Q_2 = 40 \cdot 0,62 = 24,8 \text{ квар.}$$

Определяем активную и реактивную мощности, передаваемые по линиям

$$P_{12} = P_2 = 40 \text{ кВт}; P_{A1} = P_1 + P_2 = 60 + 40 = 100 \text{ кВт};$$

$$Q_{12} = Q_2 = 24,8 \text{ квар}; Q_{A1} = Q_1 + Q_2 = 37,2 + 24,8 = 62 \text{ квар.}$$

Примем удельное индуктивное сопротивление линий равным $0,06 \text{ Ом/км}$ и найдем реактивную составляющую потери напряжения

$$\Delta U_p = \frac{x_0 \Sigma Q_{il} \cdot l_{il}}{U_{нб}} = \frac{0,06(62 \cdot 0,06 + 24,8 \cdot 0,04)}{0,38} = 0,75 \text{ В.}$$

Заметим, что по отношению к допустимой потере напряжения

$$(\Delta U_{доп} = 4 \cdot 380 / 100 = 15,2 \text{ В})$$

ΔU_p очень мала.

Находим активную составляющую допустимой потери напряжения

$$\Delta U_{а. доп} = \Delta U_{доп} - \Delta U_p = 15,2 - 0,75 = 14,45 \text{ В.}$$

Определяем сечение жил кабелей

$$F = \frac{\Sigma P_{il} \cdot l_{il}}{\gamma \cdot \Delta U_{а. доп} \cdot U_{нб}} = \frac{(100 \cdot 0,06 + 40 \cdot 0,04) \cdot 10^3}{32 \cdot 14,45 \cdot 0,38} = 43,3 \text{ мм}^2$$

Ближайшее стандартное сечение 50 мм^2 . Для него

$$r_0 = 0,62 \text{ Ом/км}; x_0 = 0,063 \text{ Ом/км.}$$

Находим фактическую потерю напряжения в выбранных кабелях

$$\Delta U = \frac{r_0 \Sigma P_{il} l_{il} + x_0 \Sigma Q_{il} l_{il}}{U_{нб}} = \frac{0,62 \cdot (100 \cdot 0,06 + 40 \cdot 0,04) +}{0,38}$$

$$\frac{+0,063(62 \cdot 0,06 + 24,8 \cdot 0,04)}{100} = 13,18 \text{ В.}$$

Фактическая потеря напряжения меньше допустимой ($\Delta U < \Delta U_{\text{доп}}$), следовательно, выбранные кабели подходят.

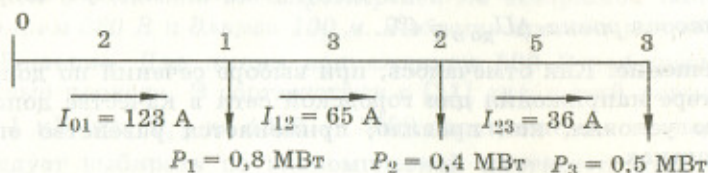


Рис. 4.3. Схема сети к задаче 7 § 4.2.2

Пример 6. Для схемы сети, представленной на рис. 4.3, определить сечения проводов по экономической плотности тока и допустимой потере напряжения, принимая их одинаковыми на всех участках. Мощности в узлах и длины участков сети указаны на схеме. Номинальное напряжение сети $U_{\text{н}} = 10 \text{ кВ}$, время использования максимальных нагрузок $T_{\text{нб}} = 2800 \text{ ч}$, коэффициент мощности во всех узлах $\cos \varphi = 0,8$, допустимая потеря напряжения $\Delta U_{\text{доп}} = 5,5\%$.

Решение. По формуле $I = \frac{P}{\sqrt{3}U_{\text{н}} \cos \varphi}$ найдем токи на всех участках (указаны на схеме рис. 4.3).

По $T_{\text{нб}}$ из табл. 4.1 примем экономическую плотность тока $j_{\text{н}} = 1,3 \text{ А/мм}^2$.

Определим коэффициент, учитывающий неравномерность нагрузки вдоль сети

$$k_{\text{н}} = \sqrt{\frac{I_{01}^2(l_{01} + l_{12} + l_{23})}{I_{01}^2 l_{01} + I_{12}^2 l_{12} + I_{23}^2 l_{23}}} = \sqrt{\frac{123^2(2 + 3 + 5)}{123^2 \cdot 2 + 65^2 \cdot 3 + 36^2 \cdot 5}} = 1,75.$$

Найдем экономическую плотность тока с учетом поправочного коэффициента

$$j'_{\text{н}} = j_{\text{н}} k_{\text{н}} = 1,3 \cdot 1,75 = 2,27 \text{ А/мм}^2.$$

Тогда сечение проводов

$$F_{\text{э}} = I_{01} / j'_{\text{н}} = 123 / 2,27 = 54 \text{ мм}^2.$$

Принимаем стандартную марку провода А-50 с ближайшим сечением.

Найдем допустимую потерю напряжения в вольтах

$$\Delta U_{\text{доп}} = \frac{\Delta U_{\text{доп}} \%}{100} \cdot U_{\text{н}} = \frac{5,5}{100} \cdot 10000 = 550 \text{ В.}$$

Учитывая, что реактивное сопротивление слабо зависит от сечения провода, зададимся его средним значением $x_{0 \text{ эр}} = 0,38 \text{ Ом/км}$.

Вычислим составляющую потери напряжения в реактивном сопротивлении

$$\Delta U_{\text{р}} = \sqrt{3} \sum_{i=1}^n I_i x_{0 \text{ эр}} l_i \sin \varphi_i = \sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,6(123 \cdot 2 + 65 \cdot 3 + 36 \cdot 5) = 228 \text{ В.}$$

Тогда допустимая составляющая потери напряжения в активном сопротивлении

$$\Delta U_{\text{а. доп}} = \Delta U_{\text{доп}} - \Delta U_{\text{р}} = 550 - 228 = 322 \text{ В.}$$

Найдем необходимое сечение проводов

$$F_{\Delta U} = \frac{\sqrt{3} \sum_{i=1}^n I_i l_i \cos \varphi_i}{\gamma \Delta U_{\text{а. доп}}} = \frac{\sqrt{3} \cdot 0,8(123 \cdot 2 + 65 \cdot 3 + 36 \cdot 5)}{32 \cdot 322} = 83 \text{ мм}^2.$$

Здесь γ — удельная проводимость алюминия, $\frac{\text{м}}{\text{Ом} \cdot \text{мм}^2}$.

Принимаем марку провода А-95, для которой $r_0 = 0,34 \text{ Ом/км}$, $x_0 = 0,358 \text{ Ом/км}$.

Определим действительную потерю напряжения при выбранном сечении

$$\begin{aligned} \Delta U_{\text{д}} = \sqrt{3} \sum_{i=1}^n (I_i r_0 l_i \cos \varphi_i + I_i x_0 l_i \sin \varphi_i) = \sqrt{3} (123 \cdot 0,34 \cdot 2 \cdot 0,8 + \\ + 123 \cdot 0,385 \cdot 2 \cdot 0,6 + 65 \cdot 0,34 \cdot 3 \cdot 0,8 + 65 \cdot 0,385 \cdot 3 \cdot 0,6 + \\ + 36 \cdot 0,34 \cdot 5 \cdot 0,8 + 36 \cdot 0,358 \cdot 5 \cdot 0,6) = 522,5 \text{ В} < 550 \text{ В} \end{aligned}$$

Отсюда следует, что выбранное сечение удовлетворяет допустимой потере напряжения.

Если принять сечение А-50, полученное по экономической плотности тока, то действительная потеря напряжения $\Delta U_{\text{д}} = 794,2 \text{ В} > 550 \text{ В}$.

Поставим задачу сохранить сечение, выбранное по экономической плотности тока, обеспечив $\Delta U_{\text{д}} \leq \Delta U_{\text{доп}}$ за счет применения устройства продольной компенсации. С целью повышения напряжения во всей сети продольную компенсацию целесообразно установить на участке 01.

При марке провода А-50 ($r_0 = 0,64$ Ом/км, $x_0 = 0,38$ Ом/км) действительная потеря напряжения на участке 123 составит $\Delta U_{123} = 480,2$ В.

Следовательно, на участке 01 можно допустить

$$\Delta U_{01_{доп}} = 550 - 480,2 = 69,8 \text{ В.}$$

При марке провода А-95 $\Delta U_{01_{доп}} = 206,5$ В.

Таким образом, изменив марку провода на А-50, за счет продольной компенсации необходимо понизить потерю напряжения с 206,5 до 69,8 В.

Потеря напряжения в линии может быть представлена в виде

$$\Delta U = P \frac{R + X \operatorname{tg} \varphi}{U_n}$$

Отсюда при заданной допустимой потере напряжения можно найти величину максимальной передаваемой мощности

$$P_m = \frac{\Delta U_{доп} U_n}{R + X \operatorname{tg} \varphi}$$

а при наличии продольной компенсации

$$P_m = \frac{\Delta U_{доп} U_n}{R + X(1 - k_c) \operatorname{tg} \varphi},$$

где k_c — степень продольной компенсации, определяемая отношением емкостного сопротивления конденсаторов к индуктивному сопротивлению линии:

$$k_c = x_c / x.$$

При соответствующих сечениях проводов сопротивления участка 01 равны

$$R_{95} = 0,34 \cdot 2 = 0,68 \text{ Ом, } X_{95} = 0,358 \cdot 2 = 0,716 \text{ Ом,}$$

$$R_{50} = 0,64 \cdot 2 = 1,28 \text{ Ом, } X_{50} = 0,38 \cdot 2 = 0,76 \text{ Ом.}$$

Тогда на основании выражений для P_m можно записать уравнение

$$P_{95} = P_{50} = \frac{\Delta U_{95} U_n}{R_{95} + X_{95} \operatorname{tg} \varphi} = \frac{\Delta U_{50} U_n}{R_{50} + X_{50} (1 - k_c) \operatorname{tg} \varphi}.$$

Подставляя числовые значения, получим

$$\frac{206,5 \cdot 10}{0,68 + 0,716 \cdot 0,75} = \frac{69,8 \cdot 10}{1,28 \cdot 0,76 (1 - k_c) 0,75}.$$

Отсюда $k_c = 2,51$. Тогда $X_c = 2,51 \cdot 0,76 = 1,91$ Ом.

Ток батареи конденсаторов равен рабочему току линии 01 $I_6 = 123$ А.

Напряжение на батарее

$$U_6 = I_6 X_6 = 123 \cdot 1,91 = 235 \text{ В.}$$

Выберем конденсаторы с номинальным напряжением $U_k = 400$ В и номинальной мощностью $Q_k = 9$ квар. Тогда число последовательно включенных конденсаторов в батарее составит $n = 1$ ($235 \text{ В} < 400 \text{ В}$).

Сопротивление конденсатора

$$X_k = \frac{U_k^2}{Q_k} = \frac{400^2}{9000} = 17,8 \text{ Ом.}$$

Ток конденсатора

$$I_k = \frac{U_k}{X_k} = \frac{400}{17,8} = 22,5 \text{ А.}$$

Найдем число параллельно выключенных в батарее конденсаторов

$$m = I_6 / I_k = 123 / 22,5 = 5,5 \text{ или } m = X_k / X_c = 17,8 / 1,91 = 9.$$

Примем $m = 0$. Тогда мощность устройства продольной компенсации

$$Q_6 = 3Q_k \cdot m \cdot n = 3 \cdot 9 \cdot 9 \cdot 1 = 243 \text{ квар.}$$

Пример 7. Задана схема сети, приведенная на рис. 4.4 а, на которой указаны максимальные нагрузки узлов в МВА и длины участков в км. Время использования максимальной мощности нагрузки $T_{нб1} = T_{нб2} = 6000$ ч, $T_{нб3} = 4000$ ч. При расчете принять марки проводов АС

Требуется:

а) определить потоки мощности на участках сети без учета потерь мощности, полагая, что сеть однородная;

б) выбрать номинальные напряжения для каждого участка сети, после чего принять одно напряжение для всех участков;

в) на всех участках определить сечения по экономической плотности тока;

г) проверить выбранные сечения на нагрев в послеаварийных режимах при поочередном отключении линий 01, 02, 12, 23 (одной цепи).

Решение. Поток мощности в одной цепи на участке сети 23

$$S_{23} = S_3 / 2 = (50 + j30) / 2 = 25 + j15 \text{ МВ·А.}$$

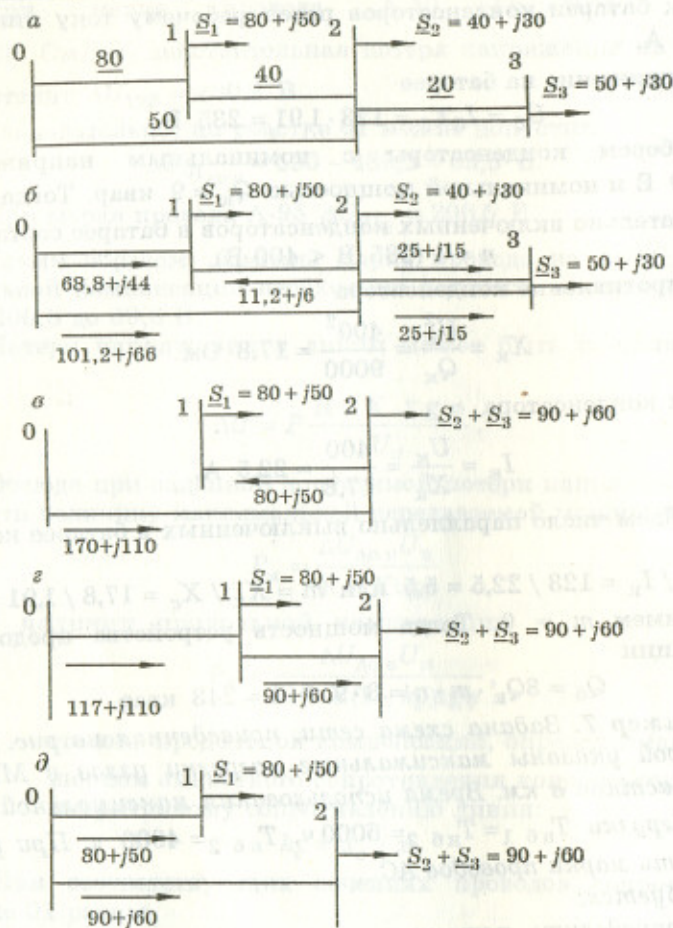


Рис. 4.4. Схема сети к задаче 7.4.2.2.

- а — схема сети;
 б — нормальный режим;
 в — отключена ветвь 01;
 з — отключена ветвь 02;
 д — отключена ветвь 12;

Мощность на шинах 2

$$\underline{S}'_2 = \underline{S}_2 + \underline{S}_3 = (50 + j30) + (40 + j30) = 90 + j60 \text{ МВ·А.}$$

Поток мощности на участке 01 определим по формуле

$$\underline{S}_{01} = \frac{\underline{S}_1(l_{12} + l_{20}) + \underline{S}'_2 \cdot l_{20}}{l_{01} + l_{12} + l_{20}} = \frac{(80 + j50)90 + (90 + j60)50}{170} = 68,8 + j44,0 \text{ МВ·А.}$$

Тогда на участке 12 поток мощности

$$\underline{S}_{12} = \underline{S}_{01} - \underline{S}_1 = (68,8 + j44) - (80 + j50) = -11,2 - j6,0 \text{ МВ·А,}$$

а на участке 20

$$\underline{S}_{02} = \underline{S}_{12} - \underline{S}'_2 = (-11,2 - j6,0) - (90 + j60) = -101,2 - j66,0 \text{ МВ·А.}$$

Результаты расчета с учетом направлений потоков мощности приведены на рис. 4.4 б

Выбор наиболее выгодного напряжения произведем по формуле

$$U_{\text{эк}} = 100 / \sqrt{500 / l + 2500 / P},$$

где l — длина линии, км;

P — передаваемая мощность, МВт.

Так, для одной цепи участка 23

$$U_{\text{эк}23} = 100 / \sqrt{500 / 20 + 2500 / 25} = 89,4 \text{ кВ.}$$

Для остальных участков аналогично получим

$$U_{\text{эк}12} = 65,1 \text{ кВ, } U_{\text{эк}01} = 112,2 \text{ кВ, } U_{\text{эк}02} = 129,7 \text{ кВ.}$$

Для всех участков примем номинальное напряжение $U_{\text{н}} = 110 \text{ кВ.}$

Сечения проводов по экономической плотности тока определим по формуле

$$F = I / j_a.$$

Например, для участка 23 при $T_{23} = T_{\text{нб}3} = 4000 \text{ ч}$ из табл. 4.1 принимаем $j_a = 1,1 \text{ А/мм}^2$.

Ток на участке 23

$$I_{23} = \frac{S_{23}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{н}}} = \frac{\sqrt{25^2 + 15^2} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110} = 153 \text{ А.}$$

Сечение провода фазы $F_{23} = 153 / 1,1 = 139 \text{ мм}^2$. Принимаем ближайшее стандартное сечение 150/24.

Для замкнутой сети 012 определим средневзвешенное значение $T_{\text{нб}}$

$$T_{\text{ср}} = \frac{\sum_{i=1}^n P_i T_i}{\sum_{i=1}^n P_i} = \frac{80 \cdot 6000 + 40 \cdot 6000 + 50 \cdot 4000}{80 + 40 + 50} = 5412 \text{ ч.}$$

Для этого значения $T_{ср}$ нормативная плотность тока $j_3 = 1 \text{ А/мм}^2$.

Токи и сечения на участках равны:

Участок	01	12	02
Ток, А	429	66,7	635
Расчетное сечение, мм ²	429	66,7	635
Стандартное сечение	2 × 240/32 70/11		2 × 300/39

На участках 01 и 02 ввиду больших расчетных сечений принимаем линии с двумя проводами в расщепленной фазе.

Для проверки выбранных сечений по нагреву в замкнутой сети найдем потокораспределения в различных послеаварийных режимах рис. 4.4 а, з, д) и соответствующие токи. Допустимые по нагреву токи для выбранных по экономической плотности тока сечений примем из справочников [1, 3, 10, 11]. Результаты расчета сведены в табл. 4.3

Таблица 4.3

Результаты проверки сечений провода по нагреву

Номер участка	Допустимый ток по нагреву для выбранного сечения, А	Ток, А, в режиме			
		нормальном	послеаварийном при отключении участка		
			01	02	12
01	1210	429	-	1064	495
12	265	66,7	495	568	-
02	1420	635	1064	-	568

Из таблицы видно, что на участках 01 и 02 токи в послеаварийных режимах не превышают допустимые токи по нагреву. На участке 12 наибольший ток имеет место при отключении участка 02 и превышает допустимый для выбранного сечения по плотности тока (568 > 265). Минимальным сечением, удовлетворяющим условиям нагрева, является стандартное сечение 240/32 с допустимым током 605 А.

Для проверки сечения проводов по нагреву на участке 23 следует рассмотреть послеаварийный режим с отключением одной цепи. Тогда в другой цепи мощность будет равна $50 + j30$, и ток составит 306 А, который меньше допустимого (450 А) для выбранного сечения 150/24

Пример 8. Воспользовавшись уравнением приведенных затрат на 1 км воздушной линии электропередачи

$$Z = p_{\Sigma} k_0 + 3I_{н6}^2 r_0 \tau \beta \xi \cdot 10^{-8} \text{ тыс. р/км,} \quad (4.15)$$

построить экономические интервалы токовой нагрузки воздушных линий напряжением 110 кВ при сокращенной номенклатуре стандартных сечений проводов. Стоимостные данные принять по ценам 1984 года. Стоимость потеряннго 1 кВт · ч $\beta = 1,85$ коп/кВт · ч, капвложения k_0 на 1 км линии, а также удельные сопротивления r_0 по данным табл. 4.4. Время максимальных потерь $\tau = 5200$ ч. Суммарный коэффициент p_{Σ} , отражающий нормы отчислений от капвложений на амортизацию, обслуживание и ремонт, а также нормативный коэффициент эффективности (в терминах рыночной экономики — банковский процент по ссуде) принять равным 0,148. Коэффициент потерь на коронирование проводов $\xi = 1,03$.

Таблица 4.4

Сопротивления и стоимости 1 км линии электропередачи напряжением 110 кВ

Марка провода	АС-70/11	АС-120/19	АС-240/32
r_0 , Ом/км	0,43	0,25	0,12
k_0 , тыс. р/км	14,5	15,6	18,7

Решение. Подставим в формулу (4.15) общие данные для всех марок проводов:

$$Z = 0,148 k_0 + 3I_{н6}^2 r_0 \cdot 5200 \cdot 1,85 \cdot 1,03 \cdot 10^{-8} =$$

$$0,148 k_0 + 2,97 \cdot 10^{-4} I_{н6}^2 r_0 \text{ тыс. р/км.}$$

Тогда, с учетом данных табл. 4.1 (k_0 и r_0) для каждой марки провода подучим:

Марка провода

Приведенные затраты

$$\begin{aligned} \text{АС-70/11} \quad Z &= 0,148 \cdot 14,5 + 2,97 \cdot 0,43 \cdot 10^{-4} \cdot I_{н6}^2 = \\ &= 2,15 + 1,28 \cdot 10^{-4} \cdot I_{н6}^2 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{АС-120/19} \quad Z &= 0,148 \cdot 15,6 + 2,97 \cdot 0,25 \cdot 10^{-4} \cdot I_{н6}^2 = \\ &= 2,31 + 0,74 \cdot 10^{-4} \cdot I_{н6}^2 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{АС-240/32} \quad Z &= 0,148 \cdot 18,7 + 2,97 \cdot 0,12 \cdot 10^{-4} \cdot I_{н6}^2 = \\ &= 2,77 + 0,36 \cdot 10^{-4} \cdot I_{н6}^2 \end{aligned}$$

Задаваясь теперь различными значениями токов, найдем приведенные затраты для каждой марки провода (табл. 4.5). Зависимости приведенных затрат от расчетного значения токовой нагрузки показаны на рис. 4.5

Таблица 4.5

Информация к нахождению экономических интервалов нагрузки

Марка провода	Приведенные затраты, тыс.р/км, при значениях токов, А						
	0	25	50	75	100	125	150
АС-70/11	2,15	2,23	2,47	2,87	3,43	4,15	5,03
АС-120/19	2,31	2,36	2,50	2,73	3,05	3,47	3,98
АС-240/32	2,77	2,79	2,86	2,97	3,13	3,33	3,58

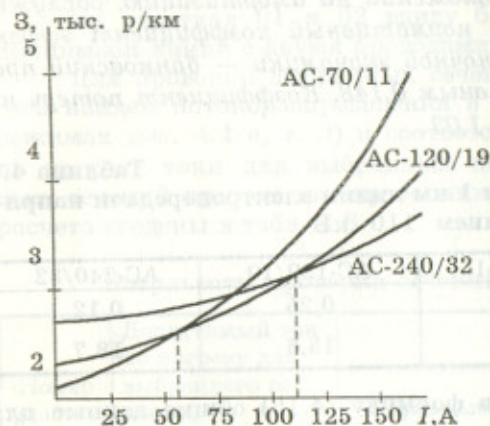


Рис. 4.5. Зависимости приведенных затрат от тока для разных сечений

Найдем граничные значения токов, при которых экономически целесообразно переходить от одного сечения проводов к другому. Для этого приравняем сначала выражения приведенных затрат для проводов АС-70/11 и АС-120/19:

$$2,15 + 1,28 \cdot 10^{-4} I_{нб}^2 = 2,31 + 0,74 \cdot 10^{-4} I_{нб}^2$$

Отсюда $I_{нб} = 54,4$ А.

Составим аналогичное уравнение для марок проводов АС-120/19 и АС-240/32:

$$2,31 + 0,74 \cdot 10^{-4} I_{нб}^2 = 2,77 + 0,36 \cdot 10^{-4} I_{нб}^2$$

Отсюда $I_{нб} = 110,0$ А.

Следовательно при расчетной нагрузке $I_{нб} < 54,4$ А целесообразно принимать марку проводов АС-70/11, при $54,4 < I_{нб} < 110,0$ — АС-120/19, а при $I_{нб} > 110,0$ А — АС-240/32.

4.2.3. Задания для самостоятельной работы

1. В приведенной на рис. 3.1 схеме электрической сети напряжением 110 кВ выбрать сечения проводов. Мощности нагрузок узлов равны $S_1 = 20 + j12$ МВ·А, $S_2 = 15 + j6$ МВ·А и $S_3 = 5$ МВ·А при $\cos \varphi_3 = 0,9$. Длины линий $l_{A1} = 25$ км, $l_{12} = 15$ км, $l_{13} = 12$ км. Время использования максимальной нагрузки всех потребителей одинаково и равно 4800 ч.

2. В электрической сети (см. рис. 3.5) напряжением 220 кВ с нагрузками $S_1 = 70 + j30$ МВ·А и $S_2 = 60 + j25$ МВ·А при времени использования максимальной нагрузки соответственно 3100 и 5200 ч и длинами $l_{A1} = 60$ км и $l_{12} = 40$ км выбрать сечения проводов.

3. Для электрической сети напряжением 35 кВ, представленной на рис. 3.6, выбрать сечение проводов для участка А1 при следующих исходных данных: $S_A = 12 + j4$ МВ·А, $S_2 = 4 + j1$ МВ·А, $S_3 = 3 + j1$ МВ·А, $T_{нбA} = 4300$ ч, $T_{нб2} = T_{нб3} = 2800$ ч; $l_{A1} = 13$ км, $l_{A2} = 8$ км, $l_{23} = 10$ км.

4. Выбрать сечение проводов в воздушной линии напряжением 10 кВ и длиной 6 км (см. рис. 3.7) при следующих характеристиках нагрузок: $S_1 = 600$ кВ·А при $\cos \varphi_1 = 0,9$; $S_2 = 500 + j200$ кВ·А; $T_{нб1} = 2900$ ч и $T_{нб2} = 5100$ ч.

5. Выбрать сечение проводов для линии А1 электрической сети напряжением 220 кВ, представленной на рис. 3.8, если $S_A = 100 + j40$ МВ·А и $T_{нбA} = 4100$ ч.

6. Для замкнутой электрической сети напряжением 110 кВ, представленной на рис. 3.14, выбрать сечение проводов всех линий. Нагрузки подстанций и длины линий равны $S_1 = 30 + j15$ МВ·А; $P_2 = 25$ МВт при $\cos \varphi_2 = 0,93$; $l_{A1} = 30$ км; $l_{12} = 15$ км; $l_{A2} = 20$ км. Время использования максимальной нагрузки $T_{нб1} = T_{нб2} = 3800$ ч.

7. Определить предельную активную мощность, которую можно передать при $\cos \varphi = 0,9$ по линии напряжением 10 кВ и длиной 10 км, выполненной проводом АС-70/11, чтобы потеря напряжения в линии не превысила допустимую величину, равную 6 %.

8. Электроснабжение предприятия предполагается осуществить по сети напряжением 10 кВ, выполненной кабелем марки ААБ сечением 120 мм². Кабели проложены в земле при температуре +25°С с расстоянием между ними 100 мм. Сколько кабелей потребуется проложить по условию нагрева?

9. Два кабеля напряжением 10 кВ с медными жилами и бумажной изоляцией сечением 95 мм² проложены в земле при $t = +20^\circ\text{С}$ и расстояниями между ними 100 мм. Могут ли они по условию нагрева в нормальном и послеаварийном режимах обеспечить передачу мощности 5000 кВ·А?

10. Два кабеля напряжением 380 В марки АВВГ сечением 70 мм² и длиной 80 м проложены в земле при $t = +20^\circ\text{С}$, при этом на участке длиной 20 м они находятся на открытом воздухе при $t = +25^\circ\text{С}$. Определить наибольшую мощность, которую можно передать по кабелям по условию нагрева в нормальном и послеаварийном режимах.

11. Выбрать сечения проводов для участка сельской электрической сети напряжением 10 кВ по потере напряжения, если $\Delta U_{доп} = 6\%$ (см. рис. 3.9). Величины нагрузок потребителей и длины линий $I_1 = 20$ А, $I_2 = 35$ А, $I_3 = 25$ А при одинаковом $\cos \varphi = 0,91$; $l_{A1} = 2$ км; $l_{12} = 0,5$ км; $l_{13} = 1,0$ км.

12. Потребитель мощностью 5 МВ·А при $\cos \varphi = 0,9$ питается по двум кабелям напряжением 10 кВ и длиной 1,3 км, проложенным в земле при температуре почвы $t = +15^\circ\text{C}$ с расстоянием между ними 200 мм. Время использования максимальной нагрузки 4500 ч и допустимая потеря напряжения 5%. Выбрать сечение кабелей с медными жилами в бумажной изоляции.

13. Выбрать сечение кабелей напряжением 380 В с алюминиевыми жилами для питания нескольких цехов промышленного предприятия (см. рис. 3.9). Мощности нагрузок узлов 1, 2 и 3 равны соответственно 80, 80 и 100 кВт при $\cos \varphi = 0,9$. Время использования максимальной нагрузки всех потребителей 2900 ч. Длины участков линий $l_{A1} = 60$ м; $l_{12} = 40$ м; $l_{13} = 50$ м. Допустимая потеря напряжения $\Delta U_{доп} = 4\%$.

14. Два предприятия получают электроэнергию от одной подстанции по кабельным линиям напряжением 10 кВ, выполненным кабелем с алюминиевыми жилами в бумажной изоляции сечением 95 мм². При этом первое предприятие, имеющее мощность $3,2 + j0,9$ МВ·А, питается по одному кабелю, а второе мощностью 4 МВ·А — по двум кабелям. Кабели проложены в земле при температуре $+20^\circ\text{C}$, причем на выходе от подстанции на участке длиной 30 м все три кабеля проложены в общей траншее с расстоянием между ними 100 мм. Проверить сечения кабелей по условию нагрева.

4.3. Выбор средств регулирования напряжения

4.3.1. Теоретические положения

Одним из важных показателей качества напряжения является отклонение напряжения. Установленные ГОСТом нормы на отклонение напряжения в определяющей степени обеспечиваются средствами регулирования напряжения. Наиболее эффективными из известных средств регулирования напряжения являются трансформаторы и автотрансформаторы с устройствами регулирования напряжения под нагрузкой (с РПН). Они способны обеспечить любой вид регулирования напряжения, включая и встречное регулирование. Последнее означает поддержание повышенного напряжения на шинах вторичного напряжения подстанций в период наибольшей нагрузки $U_{2ж.нб}$ и его снижение

до номинального значения в период наименьшей нагрузки $U_{2ж.нм}$

$$\begin{aligned} U_{2ж.нм} &\approx U_{2н.с}, \\ U_{2ж.нб} &\approx (1,05 \dots 1,1) U_{2н.с}, \end{aligned} \quad (4.15)$$

где $U_{2н.с}$ — номинальное напряжение сети вторичного напряжения.

Рассмотрим порядок выбора регулировочных ответвлений в разных трансформаторах.

В двухобмоточных трансформаторах с РПН регулировочные ответвления выполняются в обмотке высшего напряжения. Из электрического расчета двухобмоточного трансформатора (см. рис. 2.2) определяется напряжение на стороне НН приведенное к ВН, в режимах наименьших и наибольших нагрузок

$$U_{2нм}^B = U_{1нм} - \Delta U_{т.нм}; \quad U_{2нб}^B = U_{1нб} - \Delta U_{т.нб}. \quad (4.16)$$

Желаемые регулировочные ответвления обмотки ВН трансформатора определяются по формулам

$$U_{отв.нм} = \frac{U_{2нм}^B}{U_{2ж.нм}} \cdot U_{н.ном}; \quad U_{отв.нб} = \frac{U_{2нб}^B}{U_{2ж.нб}} \cdot U_{н.ном}. \quad (4.17)$$

Затем они округляются до ближайших стандартных $U_{отв.ст.нм}$, $U_{отв.ст.нб}$ и находятся действительные напряжения на стороне НН

$$\begin{aligned} U_{2д.нм} &= U_{2нм}^B \cdot U_{н.ном} / U_{отв.ст.нм}; \\ U_{2д.нб} &= U_{2нб}^B \cdot U_{н.ном} / U_{отв.ст.нб}. \end{aligned} \quad (4.18)$$

Трехобмоточные трансформаторы со стороны высшего напряжения имеют ответвления с РПН, а со стороны среднего напряжения, как правило, имеют ответвления с переключением без нагрузки. Находящиеся сейчас в эксплуатации автотрансформаторы имеют устройства РПН, встроенные преимущественно в линейный вывод обмотки среднего напряжения. Данные трансформаторы имеют одну схему замещения (рис. 4.6), поэтому для них одинаковы некоторые этапы выбора ответвлений для обеспечения требуемых напряжений. Рассмотрим алгоритмы этих расчетов при заданных напряжениях узла 1 U_1 , параметрах трансформаторов R_{Ti} и X_{Ti} , мощностях обмоток S_i .

Вначале для режимов наибольших и наименьших нагрузок определяют напряжение узла 0. Без учета поперечной составляющей падения напряжения

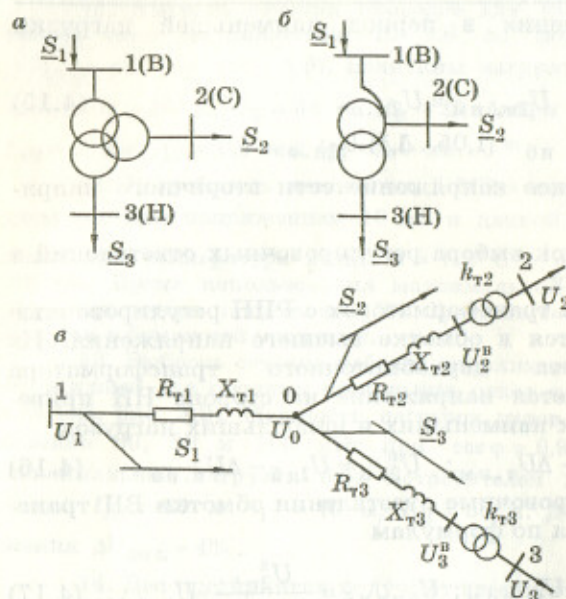


Рис. 4.6. Выбор регулировочных ответвлений:
а — трехобмоточный трансформатор;
б — автотрансформатор;
в — режимная схема

$$U_{\text{отв.вн.нб}} = \frac{U_{3\text{нб}}^B}{U_{3\text{ж.нб}}} U_{\text{н.ном}}$$

Для автотрансформатора определяют напряжение ответвления со стороны СН, которое обеспечивает требуемое напряжение на шинах среднего напряжения $U_{2\text{ж.нб}}$

$$U_{\text{отв.сн.нб}} = \frac{U_{\text{вн}}}{U_{2\text{нб}}^B} \cdot U_{2\text{ж.нб}}$$

Далее рассчитанные напряжения ответвлений округляют до ближайших стандартных $U_{\text{отв.ст.вн.нм}}$ и $U_{\text{отв.ст.сн.нб}}$ соответственно.

Действительное напряжение на шинах НН трехобмоточного трансформатора

$$U_{3\text{д.нб}} = \frac{U_{3\text{нб}}^B}{U_{\text{отв.ст.вн.нб}}} U_{\text{н.ном}}$$

$$U_{0\text{нб}} = U_{1\text{нб}} - \frac{P_{1\text{нб}} R_{\tau 1} + Q_{1\text{нб}} X_{\tau 1}}{U_{1\text{нб}}}$$

Приведенные к обмотке ВН напряжения узлов 2 и 3

$$U_{2\text{нб}}^B = U_{0\text{нб}} - \frac{P_{2\text{нб}} R_{\tau 2} + Q_{2\text{нб}} X_{\tau 2}}{U_{0\text{нб}}};$$

$$U_{3\text{нб}}^B = U_{0\text{нб}} - \frac{P_{3\text{нб}} R_{\tau 3} + Q_{3\text{нб}} X_{\tau 3}}{U_{0\text{нб}}}$$

Для трехобмоточного трансформатора рассчитывают напряжение ответвления со стороны ВН, которое обеспечивает необходимое напряжение на шинах низшего напряжения $U_{3\text{ж.нб}}$

Действительное напряжение на шинах СН автотрансформатора

$$U_{2\text{д.нб}} = \frac{U_{2\text{нб}}^B}{U_{\text{вн}}} U_{\text{отв.ст.сн.нб}}$$

Аналогичный порядок выбора этих ответвлений для режима минимальных нагрузок.

Затем для трехобмоточного трансформатора определяют напряжение ответвления со стороны обмотки СН, которое необходимо для обеспечения на шинах СН напряжения $U_{2\text{ж}}$

$$U_{\text{отв.сн}} = \frac{U_{\text{отв.ст.вн.нб}} + U_{\text{отв.ст.вн.нм}}}{U_{2\text{нб}}^B + U_{2\text{нм}}^B} U_{2\text{ж}}$$

Полученное значение округляют до ближайшего стандартного $U_{\text{отв.ст.сн}}$.

Действительные напряжения на шинах СН

$$U_{2\text{д.нб}} = \frac{U_{\text{отв.ст.сн}}}{U_{\text{отв.ст.вн.нб}}} \cdot U_{2\text{нб}}^B; \quad U_{2\text{д.нм}} = \frac{U_{\text{отв.ст.сн}}}{U_{\text{отв.ст.вн.нм}}} \cdot U_{2\text{нм}}^B$$

В автотрансформаторе коэффициент трансформации между обмотками ВН и НН неизменный, поэтому

$$U_{3\text{д.нб}} = \frac{U_{3\text{нб}}^B}{U_{\text{вн}}} U_{\text{н.ном}}; \quad U_{3\text{д.нм}} = \frac{U_{3\text{нм}}^B}{U_{\text{вн}}} U_{\text{н.ном}}$$

На подстанциях 6-35/0,4 кВ, как правило, применяются трансформаторы без регулирования под нагрузкой (с ПБВ), которые кроме основного имеют два или четыре дополнительных ответвления.

Все они имеют ограниченные возможности по регулированию напряжения. Например они не обеспечивают встречное регулирование, т. к. для переключения регулировочного ответвления требуется отключить трансформатор от сети. Поэтому такие переключения проводятся редко, а в режимах наибольших и наименьших нагрузок трансформатор работает на одном регулировочном ответвлении.

Для двухобмоточного трансформатора с ПБВ требуемое регулировочное ответвление находится по формуле

$$U_{\text{отв}} = \frac{U_{2\text{нм}}^B + U_{2\text{нб}}^B}{2U_{2\text{ж}}} U_{\text{н.ном}} \quad (4.19)$$

Для независимого регулирования напряжения в отдельных линиях или группе линий напряжением 6-10 кВ, при реконструкции подстанций с трансформаторами с ПБВ, а также для обеспечения возможности регулирования напряжения в обмотке НН автотрансформаторов применяются линейные регулировоч-

ные трансформаторы (ЛР). Они выбираются по проходной мощности нагрузки и напряжению сети, в которую включаются.

Известны и другие способы воздействия на режим напряжения, например, за счет применения установок продольной и поперечной компенсации.

4.3.2. Примеры решения задач

Пример 1. На подстанции с максимальной нагрузкой $S_{нб} = 20 + j10$ МВА установлен трансформатор ТРДН-25000/115/10,5/10,5. Выбрать регулировочные ответвления, обеспечивающие встречное регулирование напряжения на шинах низшего напряжения 10 кВ, если нагрузка в минимальном режиме составляет 60% от максимальной, а напряжение на шинах высшего напряжения подстанции в режимах наибольших и наименьших нагрузок соответственно равно 120 и 115 кВ.

Решение. При решении воспользуемся расчетной схемой, представленной на рис. 4.7.

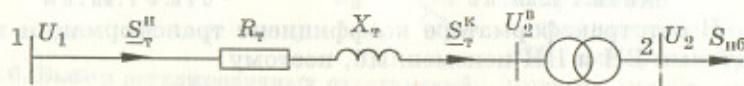


Рис. 4.7. Расчетная схема к задаче 1 § 4.3.2

Параметры трансформатора $R_t = 2,54$ Ом; $X_t = 55,9$ Ом.

Потери мощности в трансформаторе при максимальной нагрузке

$$\Delta S_{т.нб} = \frac{S_{нб}^2}{U_{нб}^2} Z_t = \frac{20^2 + 10^2}{115^2} (2,54 + j55,9) = 0,10 + j2,11 \text{ МВ·А.}$$

Мощность до сопротивлений трансформатора

$$S_{т.нб} = S_{нб} + \Delta S_{т.нб} = 20 + 0,10 + j(10 + 2,11) = 20,10 + j12,11 \text{ МВ·А.}$$

Приведенное к обмотке ВН напряжение на шинах низшего напряжения без учета поперечной составляющей падения напряжения

$$U_{2нб}^n = U_{нб} - \frac{P_{т.нб} R_t + Q_{т.нб} X_t}{U_{нб}} = \frac{20,10 \cdot 2,54 + 12,11 \cdot 55,9}{120} = 113,93 \text{ кВ.}$$

Найдем эти же параметры для режима минимальных нагрузок

$$\Delta S_{т.нм} = 0,04 + j0,76 \text{ МВ·А; } S_{т.нм}^n = 12,04 + j6,76 \text{ МВ·А;}$$

$$U_{2нм}^n = 111,45 \text{ кВ.}$$

По условиям встречного регулирования примем

$$U_{2ж.нб} = 1,05 U_{н.с} = 10,5 \text{ кВ; } U_{2ж.нм} = 1,0 U_{н.с} = 10, \text{ кВ.}$$

Расчетное ответвление трансформатора для соответствующих режимов

$$U_{отв.нб} = \frac{U_{2нб}^n}{U_{2ж.нб}} U_{н.ном} = \frac{113,93}{10,5} \cdot 10,5 = 113,93 \text{ кВ.}$$

$$U_{отв.нм} = \frac{111,45}{10,0} \cdot 10,5 = 117,02 \text{ кВ.}$$

Устройство регулирования напряжения трансформатора имеет пределы $\pm 9 \times 1,78\%$.

Выбираем ближайшие стандартные ответвления

$$U_{отв.ст.нб} = U_{нн} - n \cdot 1,78 \cdot U_{нн} / 100 = 115 - 1 \cdot 1,78 \cdot 115 / 100 = 112,95 \text{ кВ;}$$

$$U_{отв.ст.нм} = 115 + 1 \cdot 1,78 \cdot 115 / 100 = 117,05 \text{ кВ.}$$

Действительные напряжения на шинах низшего напряжения подстанции

$$U_{2д.нб} = \frac{U_{2нб}^n}{U_{отв.ст.нб}} U_{н.ном} = \frac{113,93}{112,95} \cdot 10,5 = 10,59 \text{ кВ;}$$

$$U_{2д.нм} = \frac{111,45}{117,05} \cdot 10,5 = 10,00 \text{ кВ.}$$

Значит регулировочные возможности трансформатора обеспечивают встречное регулирование напряжения.

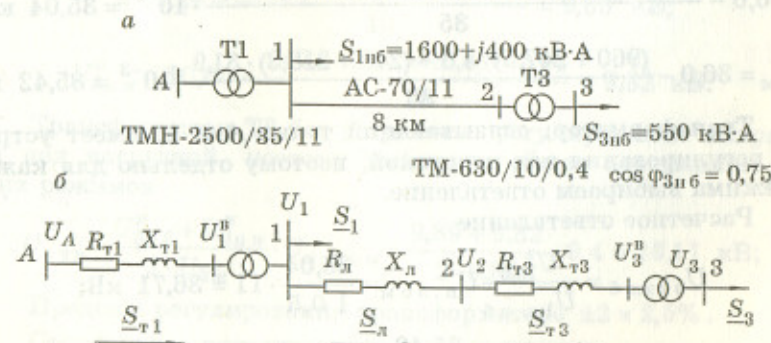


Рис. 4.8. Схема сети к задаче 2 § 4.3.2

а — схема сети;

б — расчетная схема

Пример 2. Для схемы электрической сети, приведенной на рис. 4.8, выбрать ответвления трансформаторов для обеспече-

ния в узле 1 в режиме максимальных нагрузок напряжения $U_{1ж.нб} = 10,5$ кВ и в режиме минимальных нагрузок $U_{1ж.нм} = 10,2$ кВ, а в узле 3 — $U_{3ж} = 0,39$ кВ. Мощности нагрузок в минимальном режиме $S_{1нм} = 0,6S_{1нб}$; $S_{3нм} = 0,6S_{3нб}$. Напряжение в узле А в рассматриваемых режимах одинаково и равно 36,0 кВ.

Решение. В соответствии со схемой замещения (рис. 4.8 б) находим параметры сети

$$R_{T1} = 4,60 \text{ Ом}; X_{T1} = 31,90 \text{ Ом}; R_{T3} = 2,12 \text{ Ом}; X_{T3} = 8,50 \text{ Ом};$$

$$R_{л} = 0,42 \cdot 8 = 3,36 \text{ Ом}; X_{л} = 0,367 \cdot 8 = 2,94 \text{ Ом}.$$

Мощности нагрузок в минимальном режиме

$$S_{1нм} = 0,6S_{1нб} = 0,6(1600 + j400) = 960 + j240 \text{ кВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{3нм} = 0,6S_{3нб} = 0,6(412,5 + j363,8) = 247,5 + j218,3 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

При расчете распределения мощностей в сети пренебрежем потерями мощности в ее элементах.

В результате этого

$$S_{T1} = S_1 + S_3; S_{л} = S_3; S_{T3} = S_3.$$

Находим приведенное к стороне ВН напряжение в точке 1, принимая во внимание, что сеть распределительная

$$U_{1нб}^B = U_{Анб} - \frac{P_{T1нб}R_{T1} + Q_{T1нб}X_{T1}}{U_{1ВН}} =$$

$$= 36,0 - \frac{(1600 + 412,5) \cdot 4,6 + (400 + 363,8) \cdot 31,9}{35} \cdot 10^{-3} = 35,04 \text{ кВ};$$

$$U_{1нм}^B = 36,0 - \frac{(960 + 247,5) \cdot 4,6 + (240 + 218,3) \cdot 31,9}{35} \cdot 10^{-3} = 35,42 \text{ кВ}.$$

Трансформатор, связывающий точки А и 1, имеет устройство регулирования под нагрузкой, поэтому отдельно для каждого режима выбираем ответвление.

Расчетное ответвление

$$U_{отв.нб} = \frac{U_{1нб}^B}{U_{1ж.нб}} U_{н.ном} = \frac{35,04}{10,5} \cdot 11 = 36,71 \text{ кВ};$$

$$U_{отв.нм} = \frac{35,42}{10,0} \cdot 11 = 38,19 \text{ кВ}.$$

Пределы регулирования рассматриваемого трансформатора $\pm 6 \times 1,5\%$.

Выбираем ближайшие стандартные ответвления

$$U_{отв.ст.нб} = 35 + (1,5 \cdot \frac{35}{100}) \cdot 3 = 36,58 \text{ кВ};$$

$$U_{отв.ст.нм} = 35 + (1,5 \cdot \frac{35}{100}) \cdot 6 = 38,15 \text{ кВ}.$$

Действительные напряжения в узле 1

$$U_{1д.нб} = \frac{U_{1нб}^B}{U_{отв.ст.нб}} U_{н.ном} = \frac{35,04}{36,58} \cdot 11 = 10,54 \text{ кВ};$$

$$U_{1д.нм} = \frac{35,42}{38,15} \cdot 11 = 10,21 \text{ кВ}.$$

Определяем напряжение в узле 2 с учетом потерь напряжения в линии 12

$$U_{2нб} = U_{2д.нб} - \frac{P_{л}R_{л} + Q_{л}X_{л}}{U_{нл}} =$$

$$= 10,54 - \frac{412,5 \cdot 3,36 + 363,8 \cdot 2,94}{10} = 10,29 \text{ кВ};$$

$$U_{2нм} = 10,21 - \frac{247,5 \cdot 3,36 + 218,3 \cdot 2,94}{10} = 10,06 \text{ кВ};$$

Приведенное к стороне ВН трансформатора Т3 напряжение в точке 3

$$U_{3нб}^B = U_{2нб} - \frac{P_{T3нб}R_{T3} + Q_{T3нб}X_{T3}}{U_{ВН}} =$$

$$= 10,29 - \frac{412,5 \cdot 2,12 + 363,8 \cdot 8,5}{10} = 9,89 \text{ кВ};$$

$$U_{3нм}^B = 10,06 - \frac{247,5 \cdot 2,12 + 218,3 \cdot 2,94}{10} = 9,82 \text{ кВ}.$$

Трансформатор Т3 без устройства регулирования напряжения под нагрузкой, поэтому выбираем общее ответвление для обоих режимов

$$U_{отв} = \frac{U_{3нб}^B + U_{3нм}^B}{2 \cdot U_{3ж}} U_{н.ном} = \frac{9,89 + 9,82}{2 \cdot 0,39} \cdot 0,4 = 10,11 \text{ кВ};$$

Пределы регулирования трансформатора $\pm 2 \times 2,5\%$.

Стандартное регулировочное ответвление

$$U_{отв.ст} = 10 \text{ кВ} (\%).$$

Действительные напряжения в узле 3

$$U_{3д.нб} = \frac{U_{3нб}^B}{U_{отв.ст}} U_{н.ном} = \frac{9,89}{10,0} \cdot 0,4 = 0,396 \text{ кВ};$$

$$U_{3д. н м} = \frac{9,82}{10,0} \cdot 0,4 = 0,393 \text{ кВ.}$$

Пределы регулирования напряжения трансформаторов вполне обеспечивают необходимые уровни напряжения в узлах 1 и 3.

Пример 3. На районной подстанции установлен автотрансформатор марки АТДЦТН-63000/230/121/10,5. Нагрузка со стороны среднего напряжения равна $\underline{S}_c = 45 + j15 \text{ МВ·А}$, а со стороны низшего напряжения $\underline{S}_н = 10 + j3 \text{ МВ·А}$. К обмотке высшего напряжения подведено напряжение 230 кВ. Выбрать ответвление автотрансформатора для обеспечения на шинах среднего напряжения величины 115 кВ. Найти напряжение на шинах низшего напряжения подстанции.

Решение. При решении воспользуемся схемой замещения, представленной на рис. 2.2 в.

Параметры автотрансформатора

$$R_{T1} = R_{T2} = 1,4 \text{ Ом}; R_{T3} = 2,8 \text{ Ом};$$

$$X_{T1} = 104 \text{ Ом}; X_{T2} = 0; X_{T3} = 195,6 \text{ Ом}.$$

Мощность в конце обмотки ВН найдем без учета потерь мощности в обмотках СН и НН в силу их малости по отношению к передаваемой по ним мощности

$$\underline{S}_{T1}^k = \underline{S}_2 + \underline{S}_3 = 55 + j18 \text{ МВ·А}.$$

Потери мощности в обмотке ВН

$$\Delta \underline{S}_{T1} = \frac{(\underline{S}_{T1}^k)^2}{U_{вн}^2} \underline{Z}_{T1} = \frac{55^2 + 18^2}{230^2} (1,4 + j104) = 0,09 + j6,58 \text{ МВ·А}.$$

Мощность в начале обмотки ВН

$$\underline{S}_{T1}^н = \underline{S}_{T1}^k + \Delta \underline{S}_{T1} = 55,09 + j24,58 \text{ МВ·А}.$$

Напряжение в точке 0 схемы замещения

$$U_0 = \sqrt{\left(U_1 - \frac{P_{T1}^н R_{T1} + Q_{T1}^н X_{T1}}{U_1} \right)^2 + \left(\frac{P_{T1}^н X_{T1} - Q_{T1}^н R_{T1}}{U_1} \right)^2} =$$

$$= \sqrt{\left(230 - \frac{55,09 \cdot 1,4 + 24,58 \cdot 104}{230} \right)^2 + \left(\frac{55,09 \cdot 104 - 24,58 \cdot 1,4}{230} \right)^2} = 219,95 \text{ кВ}.$$

Приведенное к стороне ВН напряжение на шинах среднего и низшего напряжения найдем без учета поперечной составляющей падения напряжения

$$U_2^н = U_0 - \frac{P_2 R_{T2} + Q_2 X_{T2}}{U_0} = 219,95 - \frac{45 \cdot 1,4 + 15 \cdot 0}{219,95} = 219,66 \text{ кВ};$$

$$U_3^н = U_0 - \frac{P_3 R_{T3} + Q_3 X_{T3}}{U_0} = 219,95 - \frac{10 \cdot 2,8 + 3 \cdot 195,6}{219,95} = 217,15 \text{ кВ}.$$

Находим расчетное ответвление для обеспечения в узле 2 $U_{2ж} = 115 \text{ кВ}$

$$U_{отв.с.н} = \frac{U_{вн}}{U_2^н} U_{2ж} = \frac{230}{219,66} \cdot 115 = 120,41 \text{ кВ}.$$

В данном автотрансформаторе устройство регулирования напряжения встроено в линейный вывод обмотки СН и имеет пределы регулирования $\pm 6 \times 2\%$ по отношению к $U_{сн} = 121 \text{ кВ}$.

Выбираем ближайшее стандартное ответвление

$$U_{отв.с.с.н} = U_{сн} = 121 \text{ кВ}.$$

Действительное напряжение на шинах СН

$$U_{2д} = \frac{U_{отв.с.с.н}}{U_{вн}} U_2^н = \frac{121}{230} \cdot 219,66 = 115,56 \text{ кВ}.$$

Действительное напряжение на шинах низшего напряжения

$$U_{3д} = U_3^н / k_{T13} = 217,15 \cdot 10,5 / 230 = 9,9 \text{ кВ}.$$

Если при этом значении не обеспечивается требуемое отклонение напряжения у потребителей, подключенных к шинам обмотки НН, то можно дополнительно установить линейный регулятор. Он выбирается по мощности нагрузки обмотки НН и ее напряжению. Для этих целей подходит линейный регулятор ЛТМН-16000/10 проходной мощностью 16 МВ·А с пределами регулирования $\pm 10 \times 1,5\%$.

Пример 4. Для снижения потерь мощности в электрической сети (см. рис. 4.8) в узле 3 установлена регулируемая батарея статических конденсаторов мощностью 300 квар. Определить, как следует регулировать мощность этой батареи при нагрузках узла 3 равных $\underline{S}_{3нб}$; $0,75 \underline{S}_{3нб}$ и $0,5 \underline{S}_{3нб}$ если соответствующие этим нагрузкам отклонения напряжения в узле 1 $\delta U\% = -2; 0; +2$ и в узле 3 отклонение напряжения не должно выходить за пределы $0 \leq \delta U\% \leq 5$.

Решение. Параметры линии и трансформатора ТЗ, Ом

$$R_{л} = 3,36; X_{л} = 2,94; R_{T3} = 2,12; X_{T3} = 8,50.$$

Величины нагрузок узла 3 в заданных режимах, кВ·А

$$\underline{S}_{3нб} = 412,5 + j363,8; \underline{S}'_3 = 0,75\underline{S}_{3нб} = 309,4 + j272,9;$$

$$\underline{S}''_3 = 0,5\underline{S}_{3нб} = 206,3 + j181,9.$$

При включении всей батареи статических конденсаторов в режиме максимальных нагрузок потери напряжения в сети на участке 13 составят

$$\Delta U_{13нб} = \frac{P_{3нб}(R_{л} + R_{тз}) + (Q_{3нб} - Q_{к})(X_{л} + X_{тз})}{U_{н}} = \\ = \frac{412,5(3,36 + 2,12) + (363,8 - 300)(2,94 + 8,50)}{10} \cdot 10^{-3} = 0,30 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{13нб}\% = \Delta U_{13нб} \cdot 100\% / U_{н} = 0,30 \cdot 100 / 10 = 3,0\%.$$

Определим необходимую добавку напряжения трансформатора, чтобы обеспечить в узле 3 минимальное допустимое отклонение напряжения

$$\delta U_{т.р} = \delta U_3 + \Delta U_{13нб} - \delta U_{1нб},$$

где δU_3 — допустимое отклонение напряжения в узле 3;

$\delta U_{1нб}$ — отклонение напряжения в узле 1.

$$\delta U_{т.р} = 0 + 3 - (-2) = 5\%.$$

Эту добавку получим при переводе переключателя ответвлений в среднее положение ($U_{вн}$).

Отклонение напряжения в узле 3

$$\delta U_3 = \delta U_{т.р} + \delta U_{1нб} - \Delta U_{13нб} = 5 + (-2) - 3 = 0\%.$$

При нагрузке $0,75\underline{S}_{3нб}$, если батарею конденсаторов не отключать, потери напряжения составят

$$\Delta U'_{13} = \frac{309,4 \cdot 5,48 + (272,9 - 300) \cdot 11,44}{10} \cdot 10^{-3} = 0,14 \text{ кВ}; \\ \Delta U'_{13}\% = 1,4\%.$$

Отклонение напряжения в узле 3 при выбранном ответвлении

$$\delta U_3 = 5 + 0 - 1,4 = 3,6\%,$$

что допустимо.

При нагрузке $0,5\underline{S}_{3нб}$ и включенной батареи

$$\Delta U''_{13} = \frac{206,3 \cdot 5,48 + (181,9 - 300) \cdot 11,44}{10} \cdot 10^{-3} = -0,02 \text{ кВ}; \\ \Delta U''_{13}\% = -0,2\%.$$

Отклонение напряжения в узле 3

$$\delta U_3 = 5 + 2 - (-0,2) = 7,2\%,$$

что больше допустимого на

$$\delta U_* = 7,2 - 5 = 2,2\%.$$

Значит, часть батареи конденсаторов надо отключить. Мощность, которую следует отключить

$$\delta Q_{к} = \frac{10^3 U_{н}^2 \delta U_*}{(X_{л} + X_{тз}) \cdot 100} = \frac{10^3 \cdot 10^2 \cdot 2,2}{11,44 \cdot 100} = 192,3 \text{ квар}.$$

Отключаем $\delta Q_{к} = 200$ квар, поэтому $\delta Q''_{к} = 300 - 200 = 100$ квар.

Потери напряжения в сети

$$\Delta U''_{13} = \frac{206,3 \cdot 5,48 + (181,9 - 100) \cdot 11,44}{10} \cdot 10^{-3} = 0,21 \text{ кВ};$$

$$\Delta U''_{13}\% = 2,1\%.$$

Отклонение напряжения в узле 3

$$\delta U_3 = 5 + 2 - 2,1 = 4,9\%,$$

что допустимо.

Пример 5. В электрической сети, представленной на рис. 4.9 выбрать ответвление трансформатора для обеспечения допустимых отклонений напряжения у потребителей 3 и 4 при следующих исходных данных: $U_{1нб} = 1,05U_{н}$; $U_{1нм} = 1,0U_{н}$; $\underline{S}_{3нм} = 0,4\underline{S}_{3нб}$; $\underline{S}_{4нм} = 0,4\underline{S}_{4нб}$; $\Delta U_{12нб} = 3\%$; $\Delta U_{тнб} = 4\%$; $\Delta U_{34нб} = 6\%$.

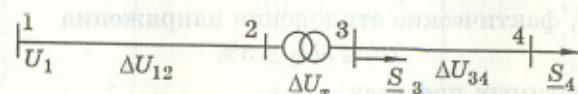


Рис. 4.9. Схема сети к задаче 5 § 4.3.2

Решение. Так как потери напряжения пропорциональны величине мощности нагрузки, то в минимальном режиме

$$\Delta U_{12нм} = 0,4\Delta U_{12нб} = 0,4 \cdot 3 = 1,2\%; \Delta U_{тнм} = 1,6\%; \Delta U_{34нм} = 2,4\%.$$

Допустимые отклонения напряжения в узлах 3 и 4

$$-5\% \leq \delta U \leq +5\%.$$

Уровень приведенного к обмотке ВН напряжения в узле 3 можно найти по выражению

$$U_3^B = U_1 - \Delta U_{12} - \Delta U_{т}.$$

Для рассматриваемых режимов в относительных единицах

$$U_{3нб}^n = (1,05 - 0,03 - 0,04)U_n = 0,98U_n;$$

$$U_{3нм}^n = (1,0 - 0,012 - 0,016)U_n = 0,972U_n.$$

Наиболее близкий к источнику потребитель узла 3, наиболее удаленный потребитель узла 4. Поэтому отклонение напряжения в узле 3 должно быть $\delta U_3 \leq +5\%$, а в узле 4 $\delta U_4 \leq -5\%$.

Так как в максимальном режиме $\Delta U_{34нб} = 6\%$, то

$$\delta U_3 \geq -5 + 6 = +1\%.$$

Значит, $+1\% \leq \delta U_3 \leq +5\%$ и желаемые напряжения в узле 3

$$1,01U_{н.с} \leq U_{3ж} \leq 1,05U_{н.с},$$

где $U_{н.с}$ — номинальное напряжение сети, к которой подключена обмотка низшего напряжения.

Примем $U_{3ж} = 1,03U_{н.с}$.

Находим нужное ответвление трансформатора

$$U_{отв} = \frac{U_{3нб}^n + U_{3нм}^n}{2 \cdot U_{3ж}} U_{нн} = \frac{(0,98 + 0,972)U_n}{2 \cdot 1,03U_{н.с}} \cdot 1,05U_{н.с} = 0,995U_n$$

Выбираем стандартное ответвление $U_{отв.ст} = U_n$ (0%).

Действительное напряжение в узле 3

$$U_{3д.нб} = \frac{U_3^n}{U_{отв.ст}} U_{нн} = \frac{0,98}{1,0} \cdot 1,05U_{н.с} = 1,03U_{н.с};$$

$$U_{3д.нм} = \frac{0,972}{1,0} \cdot 1,05U_{н.с} = 1,02U_{н.с}.$$

Значит, фактические отклонения напряжения

$$2\% \leq \delta U_3 \leq 3\%$$

лежат в допустимых пределах.

Пример 6. Для расчета принять исходные данные и результаты электрических расчетов замкнутой сети (ветви 12, 13, 25, 34, 45) при коэффициентах трансформации $k_{13} = k_{25}$ из задачи § 3.4 (см. рис. 3.18). Задачу решить применительно к трансформаторам подстанций с шинами 4-6-7 и 8-9.

Требуется определить достаточность диапазонов регулирования трансформаторов для обеспечения желаемых напряжений в режимах максимальных и минимальных нагрузок и в послеаварийном режиме (при отключении линии 34).

Желаемое напряжение принять: для подстанции 4-6-7 на шинах 6 кВ в максимальном и послеаварийном режимах

$U_{ж.нб} = 1,05U_n = 6,3$ кВ, в минимальном режиме $U_{ж.нм} = 1,0U_n = 6,0$ кВ; для подстанции 4-6-7 на шинах 7 во всех режимах $U_{ж} = 36,5$ кВ; для подстанции 8-9 на шинах 9 в максимальном и послеаварийном режимах $U_{ж.нб} = 1,05U_n = 10,5$ кВ; в минимальном режиме $U_{ж.нм} = 1,0U_n = 10,0$ кВ.

Решение. 1. Для обмоток ВН и СН трансформатора 4-6-7 и трансформатора 8-9 рассчитаем напряжения ответвления, соответствующие каждой ступени регулирования. Полученные результаты сведем в табл. 4.6.

2. Для режимов максимальных и минимальных нагрузок и послеаварийного режима найдем напряжения на шинах 6 и 7 приведенные к шинам высшего напряжения. Для этого используем результаты расчетов потокораспределения (см. рис. 3.20 а, б) и напряжения в узле 4 (см. рис. 3.22 а, б и 3.24, а также формулу (4.16)). В результате получим

$$U'_{нб6} = 85,4 \text{ кВ}; U'_{нм6} = 108,0 \text{ кВ}; U'_{па6} = 54 \text{ кВ};$$

$$U'_{нб7} = 87,5 \text{ кВ}; U'_{нм7} = 109,3 \text{ кВ}; U'_{па7} = 56,8 \text{ кВ}.$$

Таблица 4.6

Параметры регулирования трансформаторов

Номер ответвления	Добавка напряжения, %	Напряжение ответвления, кВ
Трансформатор 4-6-7		
Обмотка ВН		
1	-16,02	96,6
2	-14,24	98,6
3	-12,46	100,7
4	-10,68	102,7
5	-8,9	104,8
6	-7,12	106,8
7	-5,34	108,9
8	-3,56	111,0
9	-1,78	113,0
10	0	115
11	+1,78	117,0
12	+3,56	119,1
13	+5,34	121,1
14	+7,12	123,2
15	+8,9	125,2
16	+10,68	127,3
17	+12,46	129,3
18	+14,24	131,4
19	+16,02	133,4

	Обмотка СН	
1	-5	36,6
2	-2,5	37,5
3	0	38,5
4	+2,5	39,5
5	+5	40,4
	Трансформатор 8-9	
1	-9	31,9
2	-7,5	32,4
3	-6	32,9
4	-4,5	33,4
5	-3	34,0
6	-1,5	34,5
7	0	35,0
8	+1,5	35,5
9	+3	36,1
10	+4,5	36,6
11	+6	37,1
12	+7,5	37,6
13	+9	38,2

3. Для всех режимов определим расчетные ответвления обмотки высшего напряжения трансформатора 4-6-7 из условия обеспечения желаемого напряжения на шинах 6 по формуле

$$U_{\text{вн. ж. нб}} = \frac{U'_{\text{нб}}}{U_{\text{н. ж. нб}}} \cdot U_{\text{нн}}$$

где $U'_{\text{нб}}$ — напряжение на шинах 6 в максимальном, минимальном или послеаварийном режиме, приведенное к шинам высшего напряжения;

$U_{\text{н. ж. нб}}$ — желаемое напряжение на шинах 6 во всех трех режимах (берется из условия);

$U_{\text{нн}}$ — номинальное напряжение обмотки низшего напряжения трансформатора ($U_{\text{нн}} = 6,6$ кВ).

Подставляя числовые значения, получим

$$U_{\text{вн. ж. нб}} = \frac{85,4}{6,3} 6,6 = 89,5 \text{ кВ}, \quad U_{\text{вн. ж. нм}} = \frac{108}{6} 6,6 = 118,8 \text{ кВ},$$

$$U_{\text{вн. ж. на}} = \frac{54}{6,3} 6,6 = 56,6 \text{ кВ}.$$

По табл. 4.6 выбираем ближайшие стандартные ответвления:

— в максимальном и послеаварийном режимах — №1 ($U_{\text{отв}} = 96,6$ кВ);

— в минимальном режиме — №12 ($U_{\text{отв}} = 119,1$ кВ).

4. Определим действительные напряжения на шинах 6 по формуле

$$U_{\text{нб}} = U'_{\text{нб}} / k_{\text{нб}}$$

где $U'_{\text{нб}}$ — напряжения по п.2;

$k_{\text{нб}}$ — коэффициент трансформации во всех трех режимах.

Учитывая, что в максимальном и послеаварийном режимах коэффициент трансформации трансформатора 4-6-7 равен 96,9/6,6, а в минимальном режиме 119,1/6,6 получим

$$U_{\text{б. д. нб}} = \frac{85,4 \cdot 6,6}{96,6} = 5,8 \text{ кВ}; \quad U_{\text{б. д. нм}} = \frac{108 \cdot 6,6}{119,1} = 6,0 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{б. д. на}} = \frac{54 \cdot 6,6}{96,6} = 3,7 \text{ кВ}.$$

Отсюда следует, что диапазон регулирования трансформатора достаточен для обеспечения желаемого напряжения на шинах 6 лишь в минимальном режиме.

5. Определим расчетное ответвление обмотки среднего напряжения, исходя из желаемого напряжения на шинах 7 по формуле

$$U_{\text{с. ж}} = \frac{(U_{\text{вн. д. нб}} + U_{\text{вн. д. нм}}) \cdot U_{\text{с}}}{U'_{\text{с. нб}} + U'_{\text{с. нм}}},$$

где $U_{\text{вн. д. нб}}$, $U_{\text{вн. д. нм}}$ — действительные напряжения обмотки ВН, выбранные в п.4;

$U'_{\text{с. нб}}$, $U'_{\text{с. нм}}$ — напряжения на шинах 7 в максимальном и минимальном режимах, приведенные к стороне ВН;

$U_{\text{с}}$ — желаемое напряжение на шинах 7.

$$U_{с.п.ж} = \frac{(96,6 + 119,1) \cdot 36,5}{87,5 + 109,8} = 40,0 \text{ кВ.}$$

Выберем ответвление №5, $U_{отв} = 40,4 \text{ кВ.}$

6. Определим действительные напряжения во всех режимах на шинах 7, применяя формулу (4.18)

$$U_{7д.пб} = \frac{87,5 \cdot 40,2}{96,6} = 36,4 \text{ кВ; } U_{7д.пм} = \frac{109,3 \cdot 40,2}{119,1} = 36,9 \text{ кВ;}$$

$$U_{7д.па} = \frac{56,8 \cdot 40,2}{96,6} = 23,6 \text{ кВ.}$$

7. Определим расчетные и выберем стандартные ответвления трансформатора 8-9 во всех режимах. Исходя из действительных напряжений на шинах 7 во всех режимах, пользуясь формулой (3.22) задачи § 3.4 и схемами на рис. 3.20 а, б определим напряжение на шинах 9 для 3-х режимов, приведенное к стороне ВН

$$U'_{9пб} = 31,1 \text{ кВ; } U'_{9пм} = 34,5 \text{ кВ; } U'_{9па} = 14,9 \text{ кВ.}$$

Применим формулу (4.17) для трансформатора 8-9.

Тогда ($U_{нн} = 11 \text{ кВ}$)

$$U_{8ж.пб} = \frac{31,1}{10,5} \cdot 11 = 32,6 \text{ кВ; } U_{8ж.пм} = \frac{34,5}{10,0} \cdot 11 = 38,0 \text{ кВ;}$$

$$U_{8ж.па} = \frac{14,9}{10,5} \cdot 11 = 15,6 \text{ кВ.}$$

По таблице 4.6 выбираем ближайшие стандартные ответвления: в максимальном режиме №2 ($U_{отв} = 32,4 \text{ кВ}$), в послеаварийном режиме — №1 ($U_{отв} = 31,9 \text{ кВ}$); в минимальном режиме — №13 ($U_{отв} = 38,2 \text{ кВ}$).

8. По формуле (4.18) определим действительные напряжения на шинах 9 во всех режимах

$$U_{9д.пб} = \frac{31,1}{32,4} \cdot 11 = 10,6 \text{ кВ; } U_{9д.пм} = \frac{34,5}{38,2} \cdot 11 = 9,9 \text{ кВ;}$$

$$U_{9д.па} = \frac{14,9}{31,9} \cdot 11 = 5,1 \text{ кВ.}$$

Отсюда видно, что имеющийся на трансформаторе диапазон регулирования позволяет обеспечить желаемое напряжения в максимальном и минимальном режимах. В послеаварийном режиме диапазон регулирования явно недостаточен.

Определим мощность компенсирующих устройств, которую необходимо установить на шинах 9 для обеспечения желаемого напряжения в послеаварийном режиме $U_{ж.па} = 10,5 \text{ кВ.}$

Желаемое напряжение, приведенное к ВН,

$$U'_{9ж.па} = 10,5 \cdot \frac{31,9}{11} = 30,5 \text{ кВ.}$$

Напряжение, которое необходимо скомпенсировать компенсирующим устройством,

$$U_k^{п.а} = -U'_{9па} + U'_{9ж.па} = -14,9 + 30,5 = 15,6 \text{ кВ.}$$

Мощность компенсирующего устройства, необходимая для обеспечения желаемого напряжения

$$Q_k = \frac{U_k^{п.а} U'_{9ж.па}}{X_{\Sigma}},$$

где X_{Σ} — суммарное индуктивное сопротивление системы, примем его $X_{\Sigma} = X_{78} + X_{89}$ (см. рис. 3.19).

Тогда

$$Q_k = \frac{15,6 \cdot 30,5}{25,6} = 18,6 \text{ Мвар.}$$

Пример 7. Определить статистические показатели качества напряжений в узле нагрузки, если известна гистограмма в виде вероятностей различных отклонений напряжения, приведенных в табл. 4.7

Таблица 4.7
Вероятности отклонений напряжения

Диапазон отклонений напряжения, %	-8... -6	-6... -4	-4... -2	-2... 0	0... +2	+2... +4	+4... +6	+6... +8
Вероятность попадания отклонения напряжения в диапазон	0,029	0,094	0,131	0,161	0,205	0,196	0,125	0,059

Определить также время, в течение которого отклонение напряжения будет находиться в пределах $-2...+4\%$.

Решение. Среднее отклонение напряжения

$$\delta U_{ср} = \sum_{i=1}^n p_i \delta U_i,$$

где δU_i — отклонение напряжения, соответствующее середине i -го диапазона наблюдения;

i -го диапазона наблюдения;

p_i — вероятность попадания отклонения напряжения в i -й диапазон;

n — число диапазонов.

Среднеквадратичное отклонение напряжения

$$\delta U_{\text{с.к.}} = \sqrt{\sum_{i=1}^n p_i \delta U_i^2 - \delta U_{\text{с.р.}}^2}$$

Используя заданные значения параметров, получим

$$\delta U_{\text{с.р.}} = 0,029(-7) + 0,094(-5) + 0,131(-3) + 0,161(-1) + 0,205 \cdot 1 + 0,193 \cdot 3 + 0,125 \cdot 5 + 0,059 \cdot 7 = +0,6\%$$

$$\delta U_{\text{с.к.}} = \sqrt{0,029(-7)^2 + 0,094(-5)^2 + 0,131(-3)^2 + 0,161(-1)^2 + 0,205 \cdot 1^2 + 0,193 \cdot 3^2 + 0,125 \cdot 5^2 + 0,059 \cdot 7^2} = 3,56\%$$

Вероятность нахождения отклонений напряжения в интервале от -2 до $+4\%$ $p = 0,161 + 0,205 + 0,196 = 0,562$ или $56,2\%$ всего времени наблюдения.

4.3.3. Задания для самостоятельной работы

1. На подстанции с трансформатором ТМН-6300/115/11 при нагрузке $5000 + j2000$ кВ·А и номинальном коэффициенте трансформации на шинах низшего напряжения установилось напряжение $U_2 = 10,1$ кВ. Выбрать регулировочное ответвление трансформатора, при котором U_2 было бы равно $10,4$ кВ.

2. К шинам высшего напряжения подстанции, на которой установлен трансформатор ТМН-1000/35/0,4, подведено напряжение $U_1 = 34,5$ кВ. Выбрать регулировочное ответвление трансформатора для обеспечения на шинах низшего напряжения $U_{2\text{ж}} = 400$ В.

3. Для схемы электрической сети и исходных данных, представленных на рис. 3.12, выбрать регулировочные ответвления трансформатора, обеспечивающие встречное регулирование напряжения на шинах низшего напряжения подстанции напряжением 10 кВ, если мощности узлов A и 1 в режиме минимальных нагрузок составляют 50% от максимальных, а напряжение в узле A в режимах максимальных и минимальных нагрузок соответственно равно $36,5$ и $35,5$ кВ.

4. К шинам высшего напряжения районной подстанции с автотрансформатором марки АТДЦН-125000/230/121/10,5 подведено напряжение 230 кВ. Выбрать регулировочное ответвление, обеспечивающее со стороны среднего напряжения 115 кВ, если нагрузка со стороны СН равна $85 + j30$ МВ·А, а со стороны НН автотрансформатора подключен синхронный компенсатор, выдающий мощность $Q_{\text{с.к.}}$

$= 20$ Мвар. При расчете режима потерями активной мощности в автотрансформаторе пренебречь.

5. В представленной на рис. 4.9 схеме электрической сети линии 12 и 34 выполнены проводами АС-50/8 и А-35 и имеют длину соответственно 8 км и 150 м, а на подстанции установлен трансформатор ТМ-250/10/0,4. В максимальном режиме нагрузки узлов 3 и 4 равны $S_{3\text{нб}} = 150 + j80$ кВ·А, $S_{4\text{нб}} = 45 + j12$ кВ·А, а в минимальном режиме их величины составляют 60% от максимальной. Выбрать ответвление трансформатора для обеспечения нормальных допустимых отклонений напряжения у потребителей 3 и 4 , если при максимальных и минимальных нагрузках напряжение в узле 1 равно соответственно $10,5$ и $10,1$ кВ.

6. На подстанции установлен трехобмоточный трансформатор ТДТН-25000/115/38,5/6,6. Нагрузки в максимальном режиме обмоток среднего и низшего напряжений равны $S_{2\text{нб}} = 8 + j3$ МВ·А и $S_{3\text{нб}} = 12 + j5$ МВ·А, а в минимальном режиме они составляют 50% от максимальных. Выбрать ответвления для обеспечения на шинах низшего напряжения встречного регулирования напряжения, а на шинах среднего напряжения величины, близкой к $36,5$ кВ. В заданных режимах на шинах высшего напряжения поддерживаются напряжения соответственно 118 и 115 кВ.

4.4. Вопросы для самопроверки

1. Назовите основные задачи проектирования электрических сетей.
2. Каким требованиям должна удовлетворять электрическая сеть?
3. На какие категории по надежности электроснабжения делятся электроприемники? Назовите их примеры.
4. Чем определяется номинальное напряжение линий электропередач?
5. Каким образом выбирается напряжение линий?
6. Принципы выбора трансформаторов на понижающих подстанциях.
7. Назовите условия выбора сечений проводников в линиях разного исполнения и напряжения.
8. Область применения и сущность выбора сечений проводников по экономической плотности тока.
9. Область применения и сущность выбора проводов по экономическим интервалам мощности.
10. В каких сетях необходимо выбирать или проверять сечения по допустимой потере напряжения?
11. В чем состоит различие выбора сечений проводников по допустимой потере напряжения в городских, промышленных и сельских электрических сетях?
12. Какие факторы, влияющие на нагрев проводников, учитываются при выборе или проверке их сечений по условиям нагрева допустимым током?

13. В линиях какого исполнения и напряжения сечения проводников следует выбирать или проверять по условию нагрева?

14. Для каких марок кабелей надо учитывать поправочный коэффициент на число рядом проложенных работающих кабелей?

15. В каких линиях сечения проводников следует выбирать по условию короны?

16. Назовите минимальные допустимые сечения проводников для линий напряжением выше 1 кВ по механической прочности.

17. Назовите основные средства регулирования напряжения в электрических сетях.

18. В чем заключается встречное регулирование напряжения?

19. Какими средствами регулирования обеспечивается встречное регулирование напряжения?

20. Назовите возможности различных трансформаторов, как средств регулирования напряжения.

21. Приведите порядок выбора регулировочных ответвлений для различных марок трансформаторов.

22. Каковы возможности регулирования напряжения на электростанциях?

23. В чем состоит регулирование напряжения изменением передаваемой реактивной мощности и какими средствами оно обеспечивается?

24. Назовите нормы на отклонение напряжения у потребителей.

Глава 5. Методы снижения потерь электроэнергии в электрических сетях

Снижение потерь электроэнергии в сетях является частью задачи повышения экономичности работы энергосистемы. Фактически, применение почти всех мероприятий по снижению потерь (МСП) направлено на достижение нескольких целей одновременно. Все МСП можно разделить на две основные группы: организационные, направленные на совершенствование эксплуатационного обслуживания сетей и оптимизацию их режимов, которые являются практически беззатратными и технические, направленные на реконструкцию и модернизацию сетей, которые требуют дополнительных капиталовложений.

Основой оценки эффективности МСП является расчет их влияния на потери электроэнергии в сети. Для организационных мероприятий эффект чаще выражается величиной снижения потерь электроэнергии. При оценке эффективности технических мероприятий надо также учитывать дополнительные затраты, связанные с применением МСП.

5.1. Расчет снижения потерь электроэнергии от применения организационных мероприятий

5.1.1. Теоретические положения

Из организационных мероприятий по снижению потерь электроэнергии наибольшее внимание уделяется режимным мероприятиям. Рассмотрим некоторые из них.

Оптимизация законов регулирования напряжения в центрах питания разомкнутых электрических сетей. Практически все сети напряжением до 35 кВ и значительная часть сетей 110 кВ эксплуатируются в разомкнутом режиме. Основное назначение средств регулирования напряжения, установленных в центрах их питания, состоит в обеспечении допустимых отклонений напряжения у электроприемников, присоединенных к сетям 6-10 кВ и ниже.

В настоящее время в центрах питания сетей 6-10 кВ, как правило, применяются трансформаторы РПН, которые обеспечивают в них встречное регулирование напряжения и одновременно позволяют снизить потери электроэнергии. При этом регулирование напряжения в сетях 35 и 110 кВ ведется, исходя из минимума потерь электроэнергии в них. Вопросы регулирования напряжения в центрах питания сетей 6-10 кВ подробно рассмотрены в § 4.3.

Относительное изменение потерь электроэнергии в активных сопротивлениях линий и трансформаторов (нагрузочных

времени использования максимальной нагрузки $T_{нб}$ или обратной ему величины — коэффициента заполнения графика k_3

$$k_{\Phi} = \frac{1090}{T_{нб}} + 0,876 = \frac{0,124}{k_3} + 0,876. \quad (5.7)$$

Снижение потерь электроэнергии при выравнивании графика нагрузки определяют по формуле

$$\delta \Delta W = \Delta W_{н} (1 - k_{\Phi 2}^2 / k_{\Phi 1}^2), \quad (5.8)$$

где $k_{\Phi 1}$ и $k_{\Phi 2}$ — коэффициент формы графика до и после его выравнивания.

Выравнивание нагрузок фаз в сетях напряжением 380 В. В городских и сельских сетях напряжением 380 В преобладают однофазные электроприемники, которые и вызывают неравномерность загрузки фаз. Неравномерная загрузка фаз увеличивает потери электроэнергии в них и создает дополнительные потери в нулевом проводе. Количественной мерой неравномерности является коэффициент увеличения потерь

$$k_{н} = 3 \frac{I_A^2 + I_B^2 + I_C^2}{(I_A + I_B + I_C)^2} (1 + 1,5 \frac{R_0}{R_{\Phi}}) - 1,5 \frac{R_0}{R_{\Phi}}; \quad (5.9)$$

где R_0 и R_{Φ} — сопротивление нулевого и фазного проводов;

$I_A + I_B + I_C$ — токи фаз.

Для уменьшения коэффициента $k_{н}$ необходимо периодически после замеров перераспределять нагрузку между фазами. Величину снижения потерь электроэнергии можно оценить по формуле

$$\delta \Delta W = \Delta W (k_{н1} - k_{н2}), \quad (5.10)$$

где $k_{н1}$, $k_{н2}$ — значения коэффициента до и после выравнивания нагрузок фаз

ΔW — потери электроэнергии в режиме симметричных нагрузок.

5.1.2. Примеры решения задач

Пример 1. Молочно-товарная ферма получает электроэнергию от подстанции 10/0,4 кВ, на шинах которой среднее значение напряжения составляет 420 В. Суточное электропотребление фермы в осенне-зимнем сезоне 2400 кВт·ч, а распределение его по видам электроприемников следующее: освещение — 30%, нагревательные установки — 30%,

электродвигатели — 40%. Оценить возможное суточное снижение электропотреблений за осенне-зимний сезон, если за счет регулировочных ответвлений трансформатора подстанции напряжение на шинах снизить до 400 В.

Решение. Изменение напряжения приводит к изменению потребляемой электроприемниками мощности, что учитывается статическими характеристиками нагрузки по напряжению. Их количественной мерой является регулирующий эффект нагрузки k_p (см. § 1.3). Для заданных осветительной, нагревательной и двигательной нагрузок примем их равными соответственно

$$k_p^0 = 1,8; \quad k_p^n = 2,0; \quad k_p^d = 1,0.$$

Для учета реальной структуры электропотребления определим регулирующий эффект электроэнергии

$$k_{IV} = \frac{k_p^0 W_0 + k_p^n W_n + k_p^d W_d}{W},$$

где W_0 , W_n , W_d — соответственно доля электроэнергии на освещение, нагревательные и двигательные установки от общего суточного электропотребления.

$$k_{IV} = \frac{1,8 \cdot 0,3 + 2,0 \cdot 0,3 + 1,0 \cdot 0,4}{1,0} = 1,54.$$

Снижение суточного электропотребления при уменьшении уровня напряжения на величину δU % определим по формуле

$$\delta W_{с у т} = k_{IV} \frac{\delta U \%}{100} W_{с у т},$$

где $W_{с у т}$ — суточное электропотребление в исходном режиме.

Для приведенных исходных данных

$$\delta U \% = \frac{420 - 400}{400} 100 \% = 5 \%.$$

Значит

$$\delta W_{с у т} = 1,54 \cdot 2400 \cdot 5 / 100 = 184,8 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

А это составляет 7,7 % от суточного электропотребления.

Пример 2. Для схемы сети, приведенной на рис. 4.8, определить величину снижения потерь электроэнергии за счет оптимизации напряжения в узле 1. Исходные расчетные нагрузочные потери электроэнергии 20000 кВт·ч. График суммарной нагрузки подстанции характеризуется коэффициентом заполнения $k_3 = 0,6$ и соотношением нагрузок в минимальном и мак-

симальном режимах $S_{нм} = 0,4S_{нб}$. В режиме максимальных нагрузок напряжение в узле 1 целесообразно поднять на $\delta U_1 = 4,5\%$, а в режиме минимальных нагрузок на $\delta U_2 = 1,5\%$.

Решение. Величину снижения потерь электроэнергии можно оценить по формуле (5.3), для чего найдем входящие в нее параметры.

Коэффициент

$$k_{\min} = \frac{S_{нм}}{S_{нб}} = 0,4.$$

Относительная продолжительность режима максимальных нагрузок

$$t_1 = \frac{k_3 - k_{\min}}{1 - k_{\min}} = \frac{0,6 - 0,4}{1 - 0,4} = 0,33.$$

Продолжительность режима минимальных нагрузок

$$t_2 = 1 - t_1 = 1 - 0,33 = 0,67.$$

Снижение потерь электроэнергии

$$\begin{aligned} \delta \Delta W &= \frac{1,5}{100} \Delta W_{н} \frac{t_1 \delta U_1 + t_2 k_{\min}^2 \delta U_2}{t_1 + t_2 k_{\min}^2} = \\ &= \frac{1,5}{100} \cdot 20000 \cdot \frac{0,33 \cdot 4,5 + 0,67 \cdot 0,4^2 \cdot 1,5}{0,33 + 0,67 \cdot 0,4^2} = 1129 \text{ кВт} \cdot \text{ч}. \end{aligned}$$

Это составляет

$$\delta W\% = \frac{1129 \cdot 100\%}{20000} = 5,6\%.$$

Пример 3. Для схемы сети и исходных данных о нагрузках из предыдущей задачи в результате применения мер по выравниванию графика нагрузки удалось увеличить коэффициент заполнения графика до значения 0,75. Определить вызванную этими мерами величину снижения потерь.

Решение. Снижение потерь электроэнергии определим по формуле (5.8)

$$\delta \Delta W = \Delta W_{н} (1 - k_{\phi 2}^2 / k_{\phi 1}^2).$$

Предварительно найдем коэффициенты формы графиков нагрузок по формуле (5.7)

$$k_{\phi 1} = \frac{0,124}{k_{a1}} + 0,876 = \frac{0,124}{0,6} + 0,876 = 1,083;$$

$$k_{\phi 2} = \frac{0,124}{0,75} + 0,876 = 1,041.$$

Тогда

$$\delta \Delta W = 20000 \cdot (1 - 1,041^2 / 1,083^2) = 1521,2 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Это составляет

$$\delta \Delta W\% = \frac{1521,2 \cdot 100\%}{20000} = 7,6\%.$$

5.1.3. Задания для самостоятельной работы

1. По четырехпроводной линии напряжением 380 В и длиной 300 м, выполненной проводом А-50 производится электроснабжение объекта с однофазными и трехфазными электроприемниками, имеющего нагрузки по фазам $I_A = 90$ А, $I_B = 50$ А, $I_C = 70$ А. Оценить величину снижения потерь мощности за счет выравнивания нагрузки фаз.

2. На подстанции с напряжениями 10/0,4 кВ установлены два трансформатора мощностью по 250 кВ·А. Определить мощность, ниже которой целесообразно держать в работе один трансформатор.

3. Определить величину снижения потерь электроэнергии в распределительной сети, если в результате выравнивания графика нагрузки время использования максимальных нагрузок было увеличено с 3000 до 3600 часов. Потери электроэнергии в исходном режиме составили 120 тыс. кВт·ч.

4. В распределительной сети, приведенной на рис. 3.9, при напряжении в узле А в режиме максимальных нагрузок, равном 10,2 кВ и в режиме минимальных нагрузок — 10 кВ потери электроэнергии составили 45 тыс. кВт·ч, а график суммарной нагрузки сети характеризуется значениями $k_{\min} = 0,35$ и $k_a = 0,6$. Определите снижение потерь электроэнергии, если напряжение в режиме максимальных нагрузок поднять до 10,5 кВ, а в режиме минимальных нагрузок — до 10,2 кВ.

5.2. Расчет снижения потерь электроэнергии от применения технических мероприятий

5.2.1. Теоретические положения

Расчетное снижение потерь электроэнергии от применения технических мероприятий зависит от точности определения потерь до и после внедрения мероприятия. Кроме того, при определении эффективности их должно быть учтено влияние организационных мероприятий. Когда снижение потерь электроэнергии от применения технических мероприятий определяется без предварительного учета эффекта от организационных мероприятий, то расчетное снижение потерь будет выше действительного. С учетом этих обстоятельств снижение потерь от применения технических мероприятий следует определять по формуле

$$\delta \Delta W = (\Delta W_{н} - \Delta W_{о}) k_{о м} k_{м п}, \quad (5.11)$$

где ΔW_H , ΔW_0 — потери электроэнергии в исходном режиме и после применения мероприятия;

$k_{0.к.}$ — коэффициент, учитывающий возможное завышение эффекта от неучета организационных мероприятий;

$k_{мп}$ — коэффициент, учитывающий точность метода расчета потерь.

К техническим относятся мероприятия по реконструкции, модернизации и строительству сетей. Они, как правило, связаны с установкой дополнительного оборудования. При эксплуатации сетей такими являются установка компенсирующих устройств разных напряжений, замена недогруженных и перегруженных трансформаторов, замена проводов на перегруженных воздушных линиях напряжением до 10 кВ, ввод в работу устройств автоматического регулирования напряжения на трансформаторах и компенсирующих устройствах, внедрение последовательных регулировочных трансформаторов с поперечным регулированием.

Одним из самых эффективных мероприятий является установка компенсирующих устройств. При этом чем ближе к потребителю установить компенсирующее устройство, тем большее снижение потерь электроэнергии оно вызовет. Например, их установка в сетях 35-10 кВ дает снижение потерь в 2-3 раза меньшее, чем в сетях 6-10 кВ. Расчет взаимосвязанных значений оптимальных мощностей компенсирующих устройств в сетях энергосистемы и потребителей производят по специальным оптимизационным программам. Заметим лишь, что при работе компенсирующих устройств в них теряется часть активной мощности и электроэнергии. Поэтому снижение потерь электроэнергии, определенное по формуле (5.11) должно быть уменьшено на значение потерь в компенсирующих устройствах. Последние для батарей статических конденсаторов мощностью $Q_{бск}$ могут быть определены по формуле

$$\Delta W_{бск} = a \cdot Q_{бск} \cdot T, \quad (5.12)$$

где a — относительные потери в БСК принимаемые для напряжения 6-10 кВ равными 0,002 кВт/квар и 380 В — 0,004 кВт/квар;

T — время работы БСК.

Для ориентировочной оценки снижения потерь электроэнергии в радиальных распределительных сетях от применения распределительных сетей от применения компенсирующих устройств мощностью $Q_{к.у}$ можно воспользоваться формулой

$$\delta \Delta W = \frac{2Q_{к.у} Q_{п.} - Q_{к.у}^2}{U_n^2} R_0 \tau k_{мп} - \Delta W_{к.у}, \quad (5.13)$$

где $Q_{п.}$ — реактивная мощность потребителей;

R_0 — эквивалентное по потерям мощности сопротивление сети;

τ — время наибольших потерь.

Во многих случаях эффективным мероприятием является автоматическое регулирование мощности конденсаторных установок. В большей степени это проявляется при резко переменных графиках реактивной нагрузки потребителей. Эффект от применения этого мероприятия состоит из снижения потерь электроэнергии в отдельные промежутки времени и одновременной оптимизации уровней напряжения в сети. Однако не исключены случаи, когда при улучшении режима напряжения в сети возрастают потери электроэнергии.

Мероприятие по замене перегруженных трансформаторов применяется в основном с целью разгрузки эксплуатируемых трансформаторов. При этом снижение потерь электроэнергии в них является сопутствующим эффектом и вызывается большим уменьшением нагрузочных потерь $\delta \Delta W_H$ по сравнению с некоторым увеличением потерь холостого хода $\delta \Delta W_X$

$$\delta \Delta W = \delta \Delta W_H - \delta \Delta W_X. \quad (5.14)$$

Замена недогруженных трансформаторов на трансформаторы меньшей мощности выполняется с целью снижения потерь электроэнергии. При этом несколько увеличиваются нагрузочные потери, но в большей мере снижаются потери холостого хода. Обычно замена трансформатора на меньшую мощность практически всегда целесообразна, если коэффициент его загрузки составляет не более 0,35 — 0,45.

Замена проводов воздушных линий осуществляется с целью повышения их пропускной способности. Снижение потерь электроэнергии при этом является сопутствующим эффектом и определяется по формуле

$$\delta \Delta W = 3I_{н6}^2 \cdot \tau \cdot l(r_{01} - r_{02}), \quad (5.15)$$

где l — длина линии;

r_{01} , r_{02} — удельное погонное сопротивление старого и нового провода.

Заметим, что во всех случаях применения технических мероприятий при оценке их экономической эффективности эффект

от снижения потерь электроэнергии должен сопоставляться с затратами, необходимыми для их внедрения.

Замкнутые электрические сети, как правило, обладают некоторой степенью неоднородности. В наибольшей степени неоднородность присуща замкнутым контурам, образованным сетями различных номинальных напряжений. В них естественное распределение мощностей, определяемое по формулам (3.12) и (3.13), не соответствует экономическому режиму, обеспечивающему минимальные потери активной мощности в сети. Известно, что экономическое распределение мощностей в контуре определяется только их активными сопротивлениями.

Так применительно к схеме сети по рис. 3.13 в

$$S_{A1}^o = \frac{S_{p1}R_{123A} + S_{p2}R_{23A} + S_{p3}R_{3A}}{R_{A123A}}. \quad (5.16)$$

При естественном распределении мощностей в части неоднородной сети, имеющей большее отношение реактивного сопротивления к активному будет передаваться меньшая, чем при режиме экономического распределения, активная мощность и большая реактивная. Т. е. часть сети, обладающая более высокой пропускной способностью, имеет меньшую загрузку по сравнению с экономической и наоборот, что вызвано появлением уравнительной мощности

$$S_y = S^o - S^e.$$

Рассмотрим некоторые способы, позволяющие обеспечить переход от естественного распределения мощности к экономическому.

Наиболее простой — это размыкание замкнутой неоднородной сети. Для нахождения оптимальных точек деления, схему сети принимают за однородную, т. к. в ней распределение мощностей соответствует экономическому. Определив по формулам (3.14) потокораспределение, находят наименее нагруженную линию, примыкающую к точкам потокораздела, и ее отключают. Заметим однако, что места деления определяются величинами нагрузок, которые меняются. Поэтому оптимальные точки размыкания могут быть различны для разных режимов. При размыкании замкнутых сетей, надо обеспечить требуемую надежность электроснабжения потребителей.

Другой способ оптимизации режима неоднородной сети состоит в изменении параметров отдельных участков ее так, чтобы обеспечить однородность сети. Практически это может быть выполнено применением установок продольной емкостной компенсации.

Экономическое распределение мощностей может быть также получено путем принудительного распределения мощностей

за счет применения последовательных регулировочных трансформаторов с продольным и поперечным регулированием. В замкнутом контуре сети с сопротивлением Z_k они должны создавать противо-э.д.с, компенсирующую уравнительную мощность S_y

$$E_y = \frac{S_y^* Z_k}{U} = \frac{P_y R_k + Q_y X_k}{U} + j \frac{P_y X_k - Q_y R_k}{U} \quad (5.17)$$

5.2.2. Примеры решения задач

Пример 1. По двухцепной линии напряжением 110 кВ и длиной 40 км передается наибольшая мощность $S_{нб} = 50 + j20$ МВА при времени использования максимальной нагрузки $T_{нб} = 4000$ ч. Одна цепь линии выполнена проводом АС-95/16, а вторая АС-150/24. Найти естественное и экономическое распределение мощностей и соответствующие им потери активной мощности и электроэнергии.

Решение. Параметры линий:
АС-95/16

$$r_{01} = 0,301 \text{ Ом/км}; R_{л1} = 12,04 \text{ Ом};$$

$$x_{01} = 0,434 \text{ Ом/км}; X_{л1} = 17,36 \text{ Ом}.$$

АС-150/24

$$r_{02} = 0,204 \text{ Ом/км}; R_{л2} = 8,16 \text{ Ом};$$

$$x_{02} = 0,420 \text{ Ом/км}; X_{л2} = 16,8 \text{ Ом}.$$

Естественное распределение мощностей находим по формуле (3.12)

$$S_{л1}^o = \frac{S_{нб} \cdot Z_{л2}^*}{Z_{л1}^* + Z_{л2}^*} = \frac{(50 + j20)(8,16 - j16,8)}{12,04 - j17,36 + 8,16 - j16,8} = 25,34e^{j17,11} = 24,22 + j7,46 \text{ МВ·А};$$

$$S_{л2}^o = \frac{(50 + j20)(12,04 - j17,36)}{20,20 - j34,16} = 28,67e^{j25,94} = 25,78 + j12,54 \text{ МВ·А}.$$

По формуле (5.16) определяем экономическое распределение мощностей

$$S_{л1}^e = \frac{S_{нб} R_{л2}}{R_{л1} + R_{л2}} = \frac{(50 + j20) \cdot 8,16}{12,04 + 8,16} = 20,20 + j8,08 \text{ МВ·А};$$

$$S_{л2}^e = \frac{(50 + j20) \cdot 12,04}{20,20} = 29,80 + j11,92 \text{ МВ·А}.$$

Находим потери активной мощности при естественном и экономическом распределении мощностей

$$\Delta P_{л1}^e = \frac{(S_{л1}^e)^2}{U_n^2} R_{л1} = \frac{25,34^2}{110^2} \cdot 12,04 = 0,64 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{л2}^e = \frac{28,67^2}{110^2} \cdot 8,16 = 0,55 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{л1}^3 = \frac{20,20^2 + 8,08^2}{110^2} \cdot 12,04 = 0,47 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{л2}^3 = \frac{29,80^2 + 11,92^2}{110^2} \cdot 8,16 = 0,70 \text{ МВт}.$$

Суммарные потери

$$\Delta P_{\Sigma}^e = \Delta P_{л1}^e + \Delta P_{л2}^e = 0,64 + 0,55 = 1,19 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{\Sigma}^3 = 0,47 + 0,70 = 1,17 \text{ МВт}.$$

Величина снижения потерь мощности

$$\delta \Delta P = \Delta P_{\Sigma}^e - \Delta P_{\Sigma}^3 = 1,19 - 1,17 = 0,02 \text{ МВт}.$$

Находим снижение потерь электроэнергии

$$\tau = (0,124 + T_{нб} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = (0,124 + 4000 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 2405 \text{ ч};$$

$$\delta \Delta W = \delta \Delta P \cdot \tau = 0,02 \cdot 2405 = 48,10 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Пример 2. По двум линиям напряжением 10 кВ и длиной 6 км через двухтрансформаторную подстанцию с трансформаторами ТМ-400/10 обеспечивается электроснабжение мастерской по ремонту сельскохозяйственной техники и индукционной электрокотельной, работающей ночью. Линии выполнены проводами АС-35/6,2. Наибольшая мощность электрокотельной $S_{нб.к} = 120 + j400$ кВА, а время ее работы $T_k = 1200$ ч. Дневной максимум нагрузки мастерской составляет $S_{нб.м} = 190 + j90$ кВА и $T_{нб.м} = 3000$ ч. Определить возможное снижение потерь электроэнергии в сети в результате применения технических мероприятий.

Решение. Как видим, индукционная электрокотельная потребляет очень большую реактивную мощность и тем самым загружает электрическую сеть.

За счет установки у электрокотельной конденсаторной установки доведем коэффициент реактивной мощности до значения $\text{tg} \varphi_k = 0,4$.

Найдем необходимую для этого мощность конденсаторов

$$Q_k = P_{нб.к} (\text{tg} \varphi_{к.н} - \text{tg} \varphi_k) = 120(3,33 - 0,4) = 352 \text{ квар}.$$

Здесь исходный коэффициент реактивной мощности

$$\text{tg} \varphi_{к.н} = \frac{Q_{нб.к}}{P_{нб.к}} = \frac{400}{120} = 3,33.$$

Установим на низшей стороне подстанции конденсаторную батарею мощностью 350 квар, включаемую одновременно с электрокотельной.

В результате мощность, потребляемая из сети электрокотельной, составит

$$S'_{нб.к} = S_{нб.к} - jQ_k = 120 + j(400 - 350) = 120 + j50 \text{ квар}.$$

Из дневного и ночного максимумов нагрузки чуть больше дневной. При нем коэффициент загрузки трансформаторов очень мал

$$k_z = \frac{S_{нб.м}}{2 \cdot S_{н}} = \frac{\sqrt{190^2 + 90^2}}{2 \cdot 400} = 0,26.$$

Заменяем заданные трансформаторы на меньшую мощность. В соответствии с формулами (4.6 — 4.8) примем к установке трансформаторы по 160 кВА.

Для определения снижения потерь электроэнергии от применения компенсирующих устройств по формуле (5.13) найдем сопротивление линий и трансформаторов и потери в конденсаторах

$$R_{л\Sigma} = r_0 l / 2 = 0,835 \cdot 6 / 2 = 2,5 \text{ Ом};$$

$$R_{т\Sigma}^{160} = R_t^{160} / 2 = 3,7 / 2 = 1,85 \text{ Ом};$$

$$\Delta W_{к.у} = 0,004 \cdot 350 \cdot 1200 = 1680 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Так как электрокотельная работает с постоянной нагрузкой одинаковое с конденсаторами время, то $\tau = T_k$.

Снижение потерь

$$\begin{aligned} \delta \Delta W &= \frac{2Q_{к.у} Q_{нб} - Q_{к.у}^2}{U_n^2} (R_{л\Sigma} + R_{т\Sigma}) \tau \cdot k_{мп} - \Delta W_{к.у} = \\ &= \frac{2 \cdot 350 \cdot 400 - 350^2}{10^2} \cdot 10^{-3} \cdot (2,5 + 1,85) \cdot 1200 - 1 - 1680 = 6542 \text{ кВт} \cdot \text{ч}. \end{aligned}$$

Найдем снижение потерь от замены трансформаторов. Считаем, что электроприемники мастерской в ночное время не работают.

Потери электроэнергии в трансформаторах 400 кВ·А найдем по формуле

$$\Delta W_T^{400} = 2\Delta P_X \cdot T + \frac{\Delta P_K}{2S_H^2} ((S'_{H.6.K})^2 \tau_K + S_{H.6.M}^2 \tau_M).$$

Паспортные характеристики трансформаторов

$$\Delta P_X = 1,08 \text{ кВт}; \Delta P_K = 5,9 \text{ кВт}.$$

$$\tau_M = (0,124 + 3000 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 1575 \text{ ч};$$

$$\Delta W_T^{400} = 2 \cdot 1,08 \cdot 8760 + \frac{5,9}{2 \cdot 400^2} ((120^2 + 50^2) \cdot 1200 + (190^2 + 90^2) \cdot 1575) = 20579,0 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Потери в трансформаторах 160 кВ·А

$$\Delta P_X = 0,54 \text{ кВт}; \Delta P_K = 3,1 \text{ кВт};$$

$$\Delta W_T^{160} = 2 \cdot 0,54 \cdot 8760 + \frac{3,1}{2 \cdot 160^2} ((120^2 + 50^2) \cdot 1200 + (190^2 + 90^2) \cdot 1575) = 14903,7 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Снижение потерь электроэнергии от замены трансформаторов

$$\delta \Delta W_T = \Delta W_T^{400} - \Delta W_T^{160} = 20579,0 - 14903,7 = 5675,3 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Общее снижение потерь электроэнергии от применения технических мероприятий

$$\delta \Delta W_{\Sigma} = \delta \Delta W + \delta \Delta W_T = 6542 + 5675,3 = 12217,3 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Пример 3. Задана неоднородная замкнутая электрическая сеть, содержащая линию 12 напряжением 220 кВ, линии 34 и 45 напряжением 110 кВ, автотрансформаторы 1-3 и 2-5 (рис. 3.18) Исходные данные о параметрах сети и нагрузках принять из примера 1 § 3.4.

Требуется: рассчитать и проанализировать естественное, экономичное и принудительное распределение мощностей в замкнутой сети.

Решение. 1. По данным потокораспределения в максимальном режиме (см. рис. 3.22 а) с учетом параметров сети (см. рис. 3.19) определим суммарные потери активной мощности при естественном распределении мощностей.

$$\Delta P_{\Sigma} = 7,5 \text{ МВт}.$$

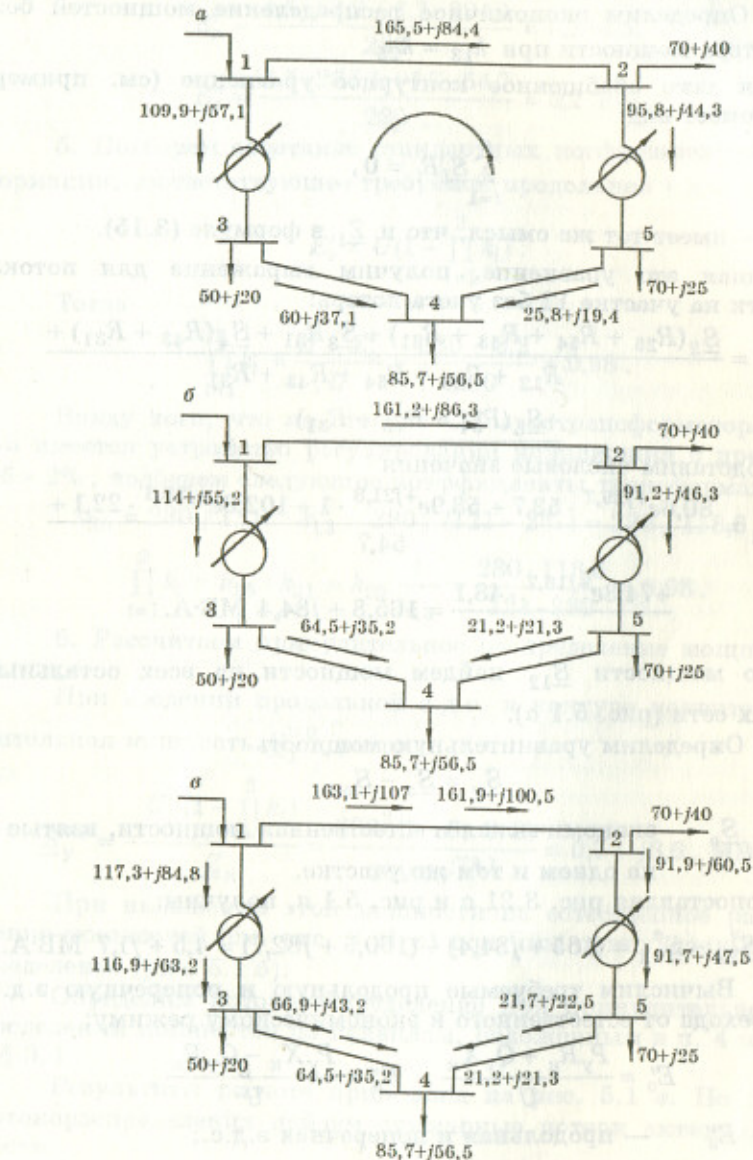


Рис. 5.1. Распределение мощностей в неоднородной сети:
а — экономическое распределение мощностей в контуре;
б — принудительное распределение мощностей в контуре без учета потерь;
в — принудительное распределение мощностей в контуре с учетом потерь

2. Определим экономичное распределение мощностей без учета потерь мощности при $k_{13} = k_{25}$.

Для него обобщенное контурное уравнение (см. пример 1 § 3.4) имеет вид:

$$\sum_{i=1}^n \underline{S}_i R_i = 0,$$

где R_i — имеет тот же смысл, что и Z_i в формуле (3.15).

Решая это уравнение, получим выражение для потока мощности на участке 12 без учета потерь:

$$\underline{S}_{12} = \frac{\underline{S}_2(R_{25} + R_{54} + R_{43} + R_{31}) + \underline{S}_3 R_{31} + \underline{S}_4(R_{43} + R_{31}) + \underline{S}_5(R_{54} + R_{43} + R_{31})}{R_{12} + R_{25} + R_{54} + R_{43} + R_{31}}$$

Подставим числовые значения

$$\underline{S}_{12} = \frac{80,6e^{+j29,7} \cdot 53,7 + 53,9e^{+j21,8} \cdot 1 + 102,6e^{+j33,3} \cdot 22,1 + 74,3e^{+j19,7} \cdot 48,1}{54,7} = 165,8 + j84,4 \text{ МВ·А.}$$

По мощности \underline{S}_{12} найдем мощности на всех остальных участках сети (рис. 5.1 а).

3. Определим уравнительную мощность

$$\underline{S}_y = \underline{S}_3 - \underline{S}_6,$$

где \underline{S}_3 , \underline{S}_6 — экономическая и естественная мощности, взятые на одном и том же участке.

Сопоставляя рис. 3.21 а и рис. 5.1 а, получим:

$$\underline{S}_y = \underline{S}_{12}^3 - \underline{S}_{12}^6 = (165 + j84,4) - (160,5 + j82,7) = 4,5 + j1,7 \text{ МВ·А.}$$

4. Вычислим требуемые продольную и поперечную э.д.с. для перехода от естественного к экономическому режиму:

$$E'_3 \approx \frac{P_y R_k + Q_y X_k}{U}, \quad E''_3 \approx \frac{P_y X_k - Q_y R_k}{U},$$

где E'_3 , E''_3 — продольная и поперечная э.д.с.;

$Z_k = R_k + jX_k$ — сопротивление контура;

$\underline{S}_y = P_y + jQ_y$ — уравнительная мощность.

Подставляя соответствующие значения, получим:

$$E'_3 = \frac{4,5 \cdot 54,7 - 1,7 \cdot 284,1}{230} = 3,2 \text{ кВ};$$

$$E''_3 = \frac{4,5 \cdot 284,1 - 1,7 \cdot 54,7}{230} = 5,2 \text{ кВ.}$$

5. Подберем сочетание стандартных коэффициентов трансформации, соответствующее требуемой продольной э.д.с. E'_3 :

$$E'_3 = U(1 - \prod_{i=1}^2 k_i).$$

Тогда

$$\prod_{i=1}^2 k_i = \frac{U - E'_3}{U} = \frac{230 - 3,2}{230} = 0,98.$$

Ввиду того, что на стороне СН автотрансформатора 1-3 и 2-5 имеется устройство регулирования напряжения с пределами $\pm 6 \times 2\%$, подберем следующие коэффициенты трансформации:

$$k_{25} = 230 / 121; \quad k_{13} = 230 / (121 - 2\%) = 230 / 118,6;$$

$$\prod_{i=1}^2 k_i = k_{25} \cdot k_{31} = k_{25} \frac{1}{k_{13}} = \frac{230 \cdot 118,6}{121 \cdot 230} = 0,98.$$

6. Рассчитаем принудительное распределение мощностей в контуре.

При введении продольной э.д.с. в контуре появится уравнительная мощность $\underline{S}_y^{\text{пр}}$, равная:

$$\underline{S}_y^{\text{пр}} = - \frac{U^2(1 - \prod_{i=1}^2 k_i)}{Z_k} = \frac{230^2(1 - 0,98)}{289,3e^{j79,1}} = 0,7 - j3,6 \text{ МВ·А.}$$

При наложении этой мощности на естественное распределение мощностей (см. рис. 3.21 а) получим принудительное распределение (рис. 5.1 б).

Определим потокораспределение при принудительном распределении мощностей по правилам, изложенным в п. 4 примера 1 § 3.4.

Результаты расчета приведены на рис. 5.1 в. По данным потокораспределения найдем суммарные потери активной мощности

$$\Delta P_\Sigma = 5,4 \text{ МВт.}$$

Таким образом, за счет принудительного распределения мощностей достигнуто снижение потерь мощности

$$\delta P = 7,5 - 5,4 = 2,1 \text{ МВт.}$$

5.2.3. Задания для самостоятельной работы

1. Потребитель максимальной мощностью 1400 кВт при времени использования максимальной нагрузки 3800 ч обеспечивается электроэнергией по линии напряжением 10 кВ и длиной 7 км, выполненной проводом А-35. Определить возможное снижение потерь электроэнергии за счет замены провода на экономически целесообразное сечение.

2. В схеме сети, представленной на рис. 4.7, определить возможное снижение потерь электроэнергии для случаев установки статических конденсаторов мощностью 250 квар в узлах 2 и 3. Время использования максимальной нагрузки потребителя 3 $T_{нб} = 3600$ ч.

3. Определить возможное снижение потерь электроэнергии от замены трансформатора ТМ-250/10, который обеспечивает электроэнергией молочно-товарную ферму с максимальной мощностью 110 кВт при $T_{нб} = 3200$ ч, на трансформатор меньшей мощности.

5.3. Вопросы для самопроверки

1. В чем отличие организационных мероприятий по снижению потерь электроэнергии от технических?

2. Как оценить эффективность организационных мероприятий по снижению потерь?

3. Как влияет неоднородность замкнутой сети на потери электроэнергии?

4. Назовите основные организационные мероприятия по снижению потерь.

5. Назовите основные технические мероприятия по снижению потерь.

6. Почему применение трансформаторов с РПН позволяет снизить потери электроэнергии?

7. Как определить оптимальные точки размыкания замкнутых распределительных сетей напряжением 6-10 кВ?

8. Назовите наиболее точные методы расчета потерь электроэнергии.

9. К каким положительным последствиям приводит установка компенсирующих устройств в электрических сетях?

10. Какими способами в замкнутых неоднородных сетях можно достигнуть экономического распределения мощностей?

Приложения

П.1. Технические данные воздушных и кабельных линий

Табл. П.1.1.1. Расчетные данные воздушных линий напряжением 380 В, 6, 10 и 35 кВ

Сечение провода марки А(АС), мм ²	Допустимый ток, А	Диаметр провода, мм	r_0 , Ом/км, при +20°С	x_0 , Ом/км при напряжении, кВ			
				0,38	6	10	35
16(16/2,7)	105 (105)	5,1 (5,6)	1,108 (1,782)	-	-	-	-
25(25/4,2)	135 (145)	6,4 (6,9)	1,150 (1,152)	0,319	0,319 (0,392)	0,402 (0,401)	-
35(35/6,2)	170 (175)	7,5 (8,4)	0,835 (0,777)	0,308	0,380 (0,376)	0,391 (0,386)	-
50(50/8)	215 (210)	9,0 (9,6)	0,578 (0,595)	0,297	0,369 (0,368)	0,380 (0,378)	-
70(70/11)	265 (265)	10,7 (11,4)	0,413 (0,422)	0,283	0,355 (0,357)	0,366 (0,367)	0,420 (0,432)
95(95/16)	320 (330)	12,3 (13,5)	0,311 (0,301)	0,274	0,346 (0,347)	0,357 (0,356)	0,411 (0,421)
120(120/19)	375 (390)	14,0 (15,2)	0,246 (0,244)	-	0,338	0,349	0,403 (0,414)
150(150/24)	440 (450)	15,8 (17,1)	0,194 (0,204)	-	-	-	0,398 (0,406)

Табл. П.1.2. Расчетные данные воздушных линий напряжением 110 и 220 кВ

Сечение провода, мм ²	Длительный допустимый ток, А	Диаметр провода, мм	r_0 , Ом/км, при +20° С	110 кВ		220 кВ	
				x_0 , Ом/км	b_0 , 10 ⁻⁶ См/км	x_0 , Ом/км	b_0 , 10 ⁻⁶ См/км
70/11	265	10,7	0,422	0,444	2,55	-	-
95/16	330	12,3	0,301	0,434	2,61	-	-
120/19	390	14,0	0,244	0,427	2,66	-	-
150/24	450	15,8	0,204	0,420	2,70	-	-
185/29	510	18,8	0,159	0,413	2,75	-	-
240/32	605	21,6	0,118	0,405	2,81	0,435	2,60
300/39	710	24	0,096	-	-	0,429	2,64
400/51	825	27,5	0,073	-	-	0,420	2,70
500/64	945	30,6	0,059	-	-	0,413	2,74

Таблица П.1.3. Расчетные данные воздушных линий напряжением 330 и 750 кВ

Сечение провода, мм ²	Количество проводов в фазе	r_0 , Ом/км при 20° С	330 кВ			750 кВ		
			x_0 , Ом/км	b_0 , 10 ⁶ См/км	Q_c , Мвар/км	x_0 , Ом/км	b_0 , 10 ⁶ м/км	Q_c , Мвар/км
240/32	2	0,06	0,331	3,38	0,406	-	-	-
240/56	5	0,024	-	-	-	0,308	3,76	2,12
300/39	2	0,048	0,328	3,41	0,409	-	-	-
300/66	5	0,021	-	-	-	0,288	4,11	2,31
400/51	5	0,015	-	-	-	0,286	4,13	2,32
400/93	4	0,019	-	-	-	0,289	4,13	2,32
500/64	4	0,015	-	-	-	0,303	3,9	2,19

Таблица П.1.4. Расчетные данные кабелей с бумажной изоляцией (на 1 км)

Сечение жилы, мм ²	r_0 , Ом		x_0 , Ом при напряжении, кВ				
	медь	алюминий	0,38	6	10	20	35
10	1,84	3,1	0,073	0,11	-	-	-
16	1,15	1,94	0,068	0,102	0,113	-	-
25	0,74	1,24	0,066	0,091	0,099	0,135	-
35	0,52	0,89	0,064	0,087	0,095	0,129	-
50	0,37	0,62	0,063	0,083	0,09	0,119	-
70	0,26	0,443	0,061	0,08	0,086	0,116	0,137
95	0,194	0,326	0,060	0,078	0,083	0,110	0,126
120	0,153	0,258	0,060	0,076	0,081	0,107	0,120
150	0,122	0,206	0,060	0,074	0,079	0,104	0,116
185	0,099	0,167	0,060	0,073	0,077	0,101	0,113
240	0,077	0,129	0,059	0,071	0,075	0,098	0,111
300	0,061	0,103	-	-	-	0,095	0,097

П.2. Технические данные трансформаторов и автотрансформаторов

Таблица П.2.1. Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 6 и 10 кВ

Тип трансформатора	S_n , кВ·А	Каталожные данные					
		U_n обмоток, кВ		U_k , %	ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %
		ВН	НН				
ТМ-25/6	25	6,3	0,4	4,5	0,6	0,13	3,2
ТМ-25/10	25	10	0,4	4,7	0,69	0,13	3,2
ТМ-40/6	40	6,3	0,4	4,5	0,88	0,19	3,0
ТМ-40/10	40	10	0,4	4,7	1,00	0,19	3,0
ТМ-63/6	63	6,3	0,4	4,5	1,28	0,26	2,8
ТМ-63/10	63	10	0,4	4,7	1,47	0,26	2,8
ТМ-100/6	100	6,3	0,4	4,5	1,97	0,36	2,6
ТМ-100/10	100	10	0,4	4,7	2,27	0,36	2,6
ТМ-160/6	160	6,3	0,4	4,5	2,65	0,56	2,4
ТМ-160/10	160	10	0,4	4,5	2,65	0,56	2,4
ТМ-250/10	250	10	0,4	4,5	3,7	1,05	2,3
ТМ-400/10	400	10	0,4	4,5	5,5	0,92	2,1
ТМ-630/10	630	10	0,4	5,5	7,6	1,42	2,0
ТМ-1000/10	1000	10	0,4	5,5	12,2	2,1	2,8

Таблица П.2.2. Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 35 кВ

Тип трансформатора	S_n , МВ·А	Каталожные данные					
		U_n обмоток, кВ		U_k , %	ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %
		ВН	НН				
ТМ-100/35	0,1	35	0,4	6,5	1,9	0,5	2,6
ТМ-160/35	0,16	35	0,4	6,5	2,6; 3,1	0,7	2,4
ТМ-250/35	0,25	35	0,4; 0,69	6,5	3,7; 4,2	1,0	2,3
ТМН(ТМ)-400/35	0,4	35	0,4; 0,69	6,5	5,5; 5,9	1,3	2,1
ТМН(ТМ)-630/35	0,63	35	0,4; 0,69; 6,3; 11	6,5	7,6; 8,5	1,9	2,0
ТМН(ТМ)-1000/35	1,0	35	0,4; 0,69; 6,3; 11	6,5	12,2; 11,6	2,7	1,5
ТМН(ТМ)-1600/35	1,6	35	0,69; 6,3; 11	6,5	18,0; 16,5	3,6	1,4
ТМН(ТМ)-2500/35	2,5	35	0,69; 6,3; 11	6,5	25,0; 23,5	5,1	1,1
ТМН(ТМ)-4000/35	4,0	35	6,3; 11	7,5	33,5	6,7	1,0
ТМН(ТМ)-6300/35	6,3	35	6,3; 11	7,9	46,5	9,4	0,9
ТДН-10000/35	10	36,75	6,3; 10,5	8,0	65	14,5	0,8
ТДН-16000/35	16	36,75	6,3; 10,5	8,0	90	21	0,75
ТДН-25000/35	25	36,75	6,3; 10,5	8,0	125	29	0,7
ТРДНС-25000/35	25	36,75	6,3/6,3; 10,5/10,5	9,5	115	25	0,5
ТРДНС-32000/35	32	36,75	6,3/6,3; 10,5/10,5	11,5	145	30	0,45
ТРДНС-40000/35	40	36,75	6,3/6,3; 10,5/10,5	11,5	170	36	0,4

Примечания: 1. Регулирование напряжения осуществляется на стороне ВН путем РПН или ПБВ.

2. Пределы регулирования трансформаторов ТМ — $\pm 2 \times 2,5\%$, ТМН — $\pm 6 \times 1,5\%$, ТДН и ТРДНС — $\pm 8 \times 1,5\%$

Таблица П.2.3. Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 110 кВ

Тип трансформатора	S_n , МВ·А	Каталожные данные					
		U_n обмоток, кВ		U_k , %	ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %
		ВН	НН				
ТМН-2500/110	2,5	110	6,6; 11	10,5	22	5,5	1,5
ТМН-6300/110	6,3	115	6,6; 11	10,5	44	11,5	0,8
ТДН-10000/110	10	115	6,6; 11	10,5	60	14	0,7
ТДН-16000/110	16	115	6,6; 11	10,5	85	19	0,7
ТРДН-25000/110	25	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	120	27	0,7
ТРДН-40000/110	40	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	172	36	0,65
ТРДН-63000/110	63	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	260	59	0,6
ТРДН-80000/110	80	115	6,3/6,3; 6,3/10,5; 10,5/10,5	10,5	310	70	0,6
ТРДН-125000/110	125	115	10,5/10,5	10,5	400	100	0,55

- Примечания: 1. Регулирование напряжения осуществляется за счет РПН в нейтрали обмотки ВН, за исключением трансформаторов 2500 кВ·А с РПН на стороне НН.
 2. Пределы регулирования трансформаторов $\pm 9 \times 1,78\%$, за исключением трансформатора 2500 кВ·А с пределами $\pm 10 \times 1,5\%$ и $\pm 8 \times 1,5\%$.
 3. Трансформаторы типа ТРДН могут изготавливаться также с нерасщепленной обмоткой НН 38,5 кВ.

Таблица П.2.4. Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 220 кВ

Тип трансформатора	S_n , МВ·А	Каталожные данные					
		U_n обмоток, кВ		U_k , %	ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %
		ВН	НН				
ТРДН-40000/220	40	230	11/11; 6,6/6,6	12	170	50	0,9
ТРДЦН-63000/220	63	230	11/11; 6,6/6,6	12	300	82	0,8
ТРДЦН-100000/220	100	230	11/11; 38,5	12	360	115	0,7
ТРДЦН-160000/220	160	230	11/11; 38,5	12	525	167	0,6

- Примечания: 1. Регулирование напряжения осуществляется в нейтрали ВН; пределы регулирования — $\pm 8 \times 1,5\%$.

Таблица П.2.5. Трехфазные трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы 220 кВ

Тип трансформатора	S_n , МВ·А	Каталожные данные								
		U_n обмоток, кВ			U_k , %			ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %
		ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н			
ТДТН-25000/220	25	230	38,5	6,6; 11	12,5	20	6,5	135	50	1,2
ТДТН-40000/220	40	230	38,5	6,6; 11	12,5	22	9,5	220	55	1,1
АТДЦТН-63000/220/110	63	230	121	6,6; 11; 38,5	11	35,7	21,9	215	45	0,5
АТДЦТН-125000/220/110	125	230	121	6,6; 11; 38,5	11	45	28	305	65	0,5
АТДЦТН-200000/220/110	200	230	121	6,6; 11; 38,5	11	32	20	430	125	0,5
АТДЦТН-250000/220/110	250	230	121	10,5; 38,5	11,5	33,4	20,8	520	145	0,5

Таблица П.2.6. Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 330 кВ

Тип трансформатора	S_n , МВ·А	Каталожные данные					
		U_n обмоток, кВ		U_n , %	ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %
		ВН	НН				
ТРДЦН-40000/330	40	330	6,3/6,3	11	180	80	1,4
ТРДЦН-63000/330	63	330	6,3/10,5 10,5/10,5	11	265	120	0,7

Примечания: пределы регулирования напряжения $\pm 8 \times 1,5\%$.

Таблица П.2.7. Трехфазные и однофазные автотрансформаторы 330 кВ

Тип трансформатора	S_n , МВ·А	Каталожные данные									
		U_n обмоток, кВ			U_k , %			ΔP_k , кВт			I_x , %
		ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н	В-С	В-Н	С-Н	
АТДЦТН-125000/330/110	125	330	115	6,3;10,5;38,5	10	35	24	370	-	-	0,5
АТДЦТН-200000/330/110	200	330	115	6,6;10,5;38,5	10	34	2,5	600	-	-	0,5
АТДЦТН-240000/330/220	240	330	242	11; 38,5	7,3	70	60	430	260	250	0,5
АТДЦТН-133000/330/220	133	330	330	10,5; 38,5	9	60,4	48,5	280	125	105	0,15
		$\sqrt{3}$	$\sqrt{3}$								

Примечания: 1. Регулирование напряжения осуществляется на стороне СН за счет РПН с пределами регулирования $\pm 6 \times 2\%$. Автотрансформатор 240 МВ·А устройств регулирования не имеет.
2. Мощность обмоток НН составляет 50% от номинальной для 125 МВ·А; 40% для 200 МВ·А и 25% для 240 и 133 МВ·А.

11

П.3. Данные для выбора параметров линий и трансформаторов

Табл. П.3.1. Длительно допустимые токи кабелей с бумажной изоляцией, прокладываемых в земле при температуре почвы $+15^\circ\text{C}$

Сечение жилы, мм ²	Ток, А, для кабелей			
	трехжильный напряжением, кВ			четырёхжильный до 1 кВ
	до 3	6	10	
4	55/42	-	-	50/38
6	70/55	-	-	60/46
10	95/75	80/60	-	85/65
16	120/90	105/80	95/75	115/90
25	160/125	135/105	120/90	150/115
35	190/145	160/125	150/115	175/135
50	235/180	200/155	180/140	215/165
70	285/180	245/190	215/165	265/200
95	340/260	295/225	265/205	310/240
120	390/300	340/260	310/240	350/270
150	435/335	390/300	355/275	395/305
185	490/380	440/340	400/310	450/345
240	570/440	510/390	460/355	-

Примечания: 1. В числителе приведены данные для медных жил, в знаменателе — для алюминиевых.
2. Приведенные в таблице токи соответствуют следующим допустимым температурам нагрева жил: для кабелей до 3 кВ — 80°C ; 6 кВ — 65°C ; 10 кВ — 60°C .

Табл.П.3.2. Длительно допустимые токи кабелей с бумажной изоляцией, прокладываемых в воздухе при температуре +25°С

Сечение жилы, мм ²	Ток, А, для кабелей			
	трехжильный напряжением, кВ			четырёхжильный до 1 кВ
	до 3	6	10	
6	45/35	--	-	-
10	60/46	55/42	-	60/45
16	80/60	65/50	60/46	80/60
25	105/80	90/70	85/65	100/75
35	125/95	110/85	105/80	120/95
50	155/120	145/110	135/105	145/110
70	200/155	175/135	165/130	185/140
95	245/190	215/165	200/155	215/165
120	285/220	250/190	240/185	260/200
150	330/255	290/225	270/210	300/230
185	375/290	325/250	305/235	340/260
240	430/330	375/290	350/270	-

Примечания: 1. В числителе приведены данные для медных жил, в знаменателе — для алюминиевых.

Табл. П. 3.3. Поправочные коэффициенты на температуру окружающей среды для определения допустимых токов силовых кабелей и изолированных проводников

Нормированная температура среды, °С	Предельная температура проводника, °С	Поправочные коэффициенты при фактической температуре среды, °С								
		-5 и ниже	0	+5	+10	+15	+20	+25	+30	+35
15	80	1,14	1,11	1,08	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83
25	80	1,24	1,20	1,17	1,13	1,09	1,04	1,00	0,95	0,90
25	70	1,29	1,24	1,20	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88
15	65	1,18	1,14	1,10	1,05	1,00	0,95	0,89	0,84	0,77
25	65	1,32	1,27	1,22	1,17	1,12	1,06	1,00	0,94	0,87
15	60	1,20	1,15	1,12	1,05	1,00	0,94	0,88	0,82	0,75
25	60	1,35	1,31	1,25	1,20	1,13	1,07	1,00	0,93	0,85
15	55	1,22	1,17	1,12	1,07	1,00	0,93	0,86	0,79	0,71
25	55	1,41	1,35	1,29	1,23	1,15	1,08	1,00	0,91	0,82
15	50	1,25	1,20	1,14	1,07	1,00	0,93	0,84	0,76	0,66
25	50	1,48	1,41	1,34	1,26	1,18	1,09	1,00	0,89	0,78

Табл.П.3.4. Послеаварийные перегрузки кабелей 6-10 кВ с бумажной изоляцией

Вид прокладки	Величина перегрузки при длительности максимума, ч		
	1	3	6
В земле	1,5/1,35	1,35/1,25	1,25/1,25
В воздухе	1,35/1,3	1,25/1,25	1,25/1,2
В трубах (в земле)	1,3/1,2	1,2/1,15	1,15/1,1

Примечания: 1. В числителе приведены данные при коэффициенте предварительной нагрузки 0,6, в знаменателе — 0,8.
2. Кабели с полиэтиленовой изоляцией допускают перегрузку до 10%, а кабели с поливинилхлоридной изоляцией до 15%.

Табл. П.3.5. Поправочный коэффициент на количество работающих кабелей с бумажной изоляцией, лежащих в земле

Расстояние между кабелями в свету, мм	Коэффициент при количестве кабелей					
	1	2	3	4	5	6
100	1,00	0,90	0,85	0,80	0,78	0,75
200	1,00	0,92	0,87	0,84	0,82	0,81
300	1,00	0,93	0,90	0,87	0,86	0,85

Табл. П.3.6. Пропускная способность и дальность передачи линий 110-330 кВ

Напряжение линии, кВ	Применяемые сечения проводов, мм ²	Передаваемая мощность, МВт		Длина линии электропередачи, км	
		натуральная	при плотности тока 1,1 А/мм ²	предельная при КПД = 0,9	средняя (между двумя соседними подстанциями)
110	70-240	30	13-45	80	25
220	240-400	135	90-150	400	100
330	2 × 240-2 × 400	360	270-450	700	130

Табл. П.3.7. Экономические интервалы токовых нагрузок сталеалюминиевых проводов воздушных линий 35-220 кВ

Напря- жение кВ	Тип опор	Материал опор	Район по гололеду	Предельная экономическая нагрузка на одну цепь, А, при сечении, мм ²							
				70	95	120	150	185	240	300	400
35	Одно- цепные	Железо- бетон	I-II	-	100	155	200	-	-	-	-
			III-IV	-	95	140	200	-	-	-	-
		Сталь	I-II	70	125	135	200	-	-	-	-
	Двух- цепные	Железо- бетон	III-IV	-	115	125	200	-	-	-	-
			I-II	80	115	170	180	-	-	-	-
		Сталь	III-IV	65	95	165	180	-	-	-	-
110	Одно- цепные	Железо- бетон	I-II	55	-	185	185	220	370	-	-
			III-IV	-	-	125	150	230	370	-	-
		Сталь	I-II	55	115	-	185	215	370	-	-
			III-IV	-	85	110	165	200	370	-	-
	Двух- цепные	Железо- бетон	I-II	65	105	150	190	215	340	-	-
			III-IV	55	80	150	170	210	340	-	-
		Сталь	I-II	60	115	-	205	220	340	-	-
			III-IV	45	90	110	180	210	340	-	-
220	Одно- цепные	Железо- бетон, сталь	I-IV	-	-	-	-	-	280	385	480
	Двух- цепные	Железо- бетон, сталь	I-IV	-	-	-	-	-	305	375	460

Табл. П.3.8. Экономические интервалы нагрузки трансформаторов подстанций 6-10/0,4 кВ сельскохозяйственного назначения

Шифр и наименование вида нагрузки	Номинальная мощность трансформатора, кВ·А							
	25	40	63	100	160	250	400	630
1.1. Производствен- ные потребители	до 45	46-85	86-125	126-160	161-320	321-355	356-620	621-830
1.2. Коммунально- бытовые потребители	до 45	46-75	76-120	121-150	151-315	316-345	346-630	631-840
1.3. Сельские жилые дома	до 45	46-80	81-115	116-145	146-310	311-350	351-620	621-820
1.4. Смешанная нагрузка с преобладанием производственной	до 50	51-85	86-115	116-150	151-295	296-330	331-565	566-755
1.5. Смешанная с преобладанием коммунально-бытовой	до 45	46-75	76-105	106-130	131-280	281-315	316-545	546-740
1.6. Комплексы по производству молока	до 45	46-85	86-115	116-145	146-300	301-330	331-570	571-755
1.7. Комплексы по производству свинины	до 50	51-90	91-125	126-150	151-295	296-330	331-560	561-740
1.8. Комплексы по производству говядины	до 50	51-90	91-125	126-150	151-285	286-315	316-545	546-725
1.9. Нагрузка аккумуляционных электродвигателей	до 65	66-115	116-165	166-220	221-465	466-505	506-980	981-1215
1.10. Сезонные летне- осенние потребители	до 65	66-110	111-165	166-210	211-430	431-475	476-885	886-1085

Табл. П.3.9. Коэффициенты допустимых систематических нагрузок и аварийных перегрузок трансформаторов подстанций 6-10/0,4 кВ

Шифр вида нагрузки	Номинальная мощность трансформатора, кВ·А	Расчетный сезон и среднесуточная температура, °C	Коэффициент допустимой систематической нагрузки, k_c	Коэффициент допустимой аварийной перегрузки, $k_{ав}$
1.1	63 100	зимний -10	1,65 1,59	1,75 1,73
1.2	100 160	зимний -10	1,68 1,65	1,80 1,78
1.3	63 100	зимний -10	1,70 1,68	1,84 1,83
1.4	63 100	зимний -10	1,58 1,77	1,73 1,65
1.5	63 100	зимний -10	1,61 1,53	1,73 1,67
1.6	100 160	зимний -10	1,50 1,45	1,62 1,64
1.7	160 250	зимний -10	1,43 1,37	1,60 1,53
1.8	160 250	зимний -10	1,52 1,44	1,70 1,66
1.9	160 250	зимний -10	1,46 1,44	1,55 1,54
1.10	160 250	летний +20	1,38 1,33	1,40 1,36

Литература

- Идельчик В.И. Электрические системы и сети. — М.: Энергоатомиздат, 1989.
- Электрические системы. Т.2. Электрические сети / Под ред. В.А. Веникова. — М.: Высшая школа, 1971.
- Последов Г.Е., Федин В.Т. Электрические системы и сети. Проектирование. — Минск, Вышэйшая школа, 1988.
- Электроэнергетические системы в примерах и иллюстрациях / Под ред. В.А. Веникова. — М.: Энергоатомиздат, 1983.
- Петренко Л.И. Электрические сети. Сборник задач. — Киев, Вища школа, 1985.
- Солдаткина Л.А. Электрические сети и системы. — М.: Энергия, 1978.
- Потери электроэнергии в электрических сетях энергосистем / Под ред. В.Н. Казанцева. — М.: Энергоатомиздат, 1983.
- Веников В.А., Идельчик В.И., Лисеев М.С. Регулирование напряжения в электрических системах. — М.: Энергоатомиздат, 1985.
- Железко Ю.С. Выбор мероприятий по снижению потерь электроэнергии в электрических сетях. — М.: Энергоатомиздат, 1989.
- Справочник по проектированию электроэнергетических систем / Под ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. — М.: Энергоатомиздат, 1985.
- Правила устройства электроустановок. — 6-е издание перераб. и доп. — М.: Энергоатомиздат, 1986.

Содержание

	стр.
Предисловие.....	3
Глава 1. Параметры электрических нагрузок и схем замещения элементов электрических сетей.....	5
1.1. Воздушные и кабельные линии.....	5
1.2. Трансформаторы и автотрансформаторы.....	12
1.3. Нагрузки электрических сетей.....	21
1.4. Вопросы для самопроверки.....	25
Глава 2. Расчет параметров установившихся режимов и потерь электроэнергии в элементах электрической сети.....	27
2.1. Воздушные и кабельные линии.....	27
2.2. Трансформаторы и автотрансформаторы.....	35
2.3. Определение потерь электроэнергии в линиях и трансформаторах.....	44
2.4. Вопросы для самопроверки.....	52
Глава 3. Расчет параметров установившихся режимов разомкнутых и простейших замкнутых электрических сетей.....	53
3.1. Разомкнутые питающие сети напряжением 110-220 кВ.....	53
3.2. Разомкнутые распределительные сети напряжением 6 — 35 кВ и до 1 кВ.....	69
3.3. Простейшие замкнутые сети.....	78
3.4. Совместный расчет сетей нескольких номинальных напряжений.....	92
3.5. Вопросы для самопроверки.....	107
Глава 4. Элементы проектирования электрических сетей...	108
4.1. Выбор номинального напряжения и трансформаторов на понижающих подстанциях.....	108
4.2. Выбор сечений проводников воздушных и кабельных линий.....	117
4.3. Выбор средств регулирования напряжения...	138
4.4. Вопросы для самопроверки.....	157
Глава 5. Методы снижения потерь электроэнергии в электрических сетях.....	159
5.1. Расчет снижения потерь электроэнергии от применения организационных мероприятий.....	159
5.2. Расчет снижения потерь электроэнергии от применения технических мероприятий.....	165
5.3. Вопросы для самопроверки.....	176
Приложения.....	177
Литература	191