

Электроэнергетические системы и сети

Методические указания и упражнения для самостоятельной работы
для студентов III-го курса факультета энергетики, обучающихся по направ-
лению 140400.62 «Электроэнергетика и электротехника»

Составители: канд. техн. наук, доц. А. В. Лыкин,
канд. техн. наук, проф. Ю. М. Сидоркин

Рецензент: канд. техн. наук, доц. Э.М.Чекмазов

Работа подготовлена кафедрой автоматизированных
электроэнергетических систем

ПРЕДИСЛОВИЕ

В дисциплине «Электроэнергетические системы и сети» большое место занимают вопросы моделирования и анализа режимов электрических сетей. По этим вопросам имеется практикум и цикл лабораторных работ.

Настоящие методические материалы предназначены для самостоятельной работы студентов. Сюда включены некоторые теоретические сведения, контрольные вопросы и упражнения. Работать над каждой из тем студенты могут как дома, так и в аудитории, где проводятся занятия или консультации. При выполнении упражнений требуется использование калькуляторов или компьютеров.

Все необходимые для выполнения заданий справочные данные можно найти в приложении.

1. КОНСТРУКЦИИ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ЛЭП

Линии электропередачи (ЛЭП) предназначены для передачи электрической энергии на расстояние. По конструктивному исполнению они разделяются на воздушные и кабельные линии (ВЛ и КЛ).

1.1. Конструкции ВЛ

Основными конструктивными элементами ВЛ являются провода, грозозащитные тросы, опоры, изоляторы и линейная арматура.

На ВЛ применяются неизолированные и изолированные многопроволочные провода. Наиболее распространены провода алюминиевые и сталеалюминиевые, а также из сплавов алюминия – АН и АЖ. Медные провода без специального технико-экономического обоснования на ВЛ не используются.

Многопроволочные провода из одного металла состоят из нескольких свитых между собой проволок, рис. 1.1, а. В сталеалюминиевых проводах

внутренние проволоки (сердечник) выполняются из стали, а верхние из алюминия или его сплавов, рис. 1.1, б. Стальной сердечник увеличивает механическую прочность провода. В обозначения марок проводов входят номинальные сечения, например А-35, АЖ-150. Для сталеалюминиевых проводов записываются номинальное сечение алюминиевой части и через дробную черту сечение стального сердечника, например АС-70/11, АС-240/32.

Проволоки изолированных проводов имеют специальную отличную от круга форму и при скручивании плотно прилегают друг к другу так, что не образуют между собой пустых промежутков. На провод накладывается прочная изоляция из сшитого полиэтилена. Для ВЛ напряжением до 1 кВ несколько проводов (жил) скручиваются между собой и подвешиваются на специальных поддерживающих зажимах к опорам. Такие провода называются самонесущими изолированными проводами (СИП), рис. 1.1, в. На напряжении выше 1 кВ (от 6 до 35 кВ) используются одножильные изолированные провода.

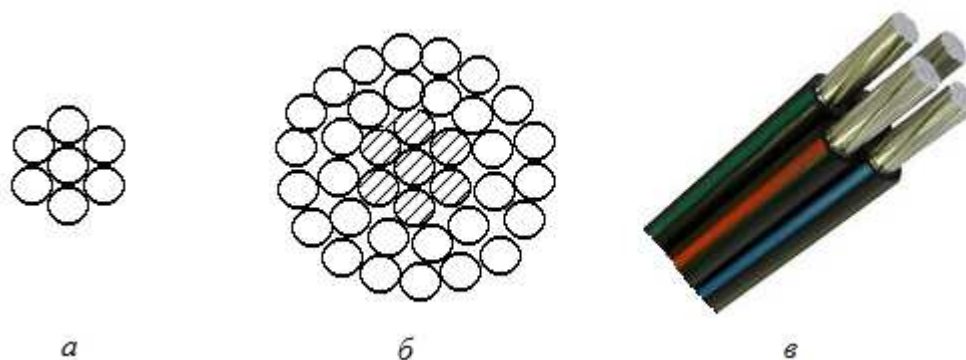


Рис. 1.1. Конструкции проводов ВЛ: а – многопроволочный; б – многопроволочный из двух металлов; в – изолированный из 4-х жил марки СИП

ВЛ выполняются на одноцепных и двухцепных опорах: соответственно одно- и двухцепные ЛЭП. Одна цепь ВЛ состоит из проводов разных фаз. Иногда фаза ВЛ расщеплена на несколько проводов n ($n = 2, 3, 4, \dots$). Это делается для повышения пропускной способности ЛЭП и снижения потерь на корону на ВЛ напряжением 330 кВ и выше.

Грозозащитные тросы предназначены для защиты проводов ЛЭП от прямых попаданий молнии. Тросы представляют собой стальные провода или специальные стальные канаты.

1.2. Конструкции КЛ

Кабельные линии состоят из силовых кабелей, кабельной арматуры (соединительные и концевые муфты и аппаратура для поддержания давления масла в маслонаполненных кабелях) и прокладываются в траншеях, коллекторах, туннелях, каналах и блоках.

Силовые кабели состоят из одной или нескольких токопроводящих жил, отделенных друг от друга и от окружающей среды изоляцией. Поверх изоляции для ее предохранения от влаги, кислот и механических повреждений накладывают защитную оболочку и стальную ленточную броню с защитными покровами. Токопроводящие жилы изготавливаются из алюминия однопроволочными (сечением до 16 мм²) и многопроволочными. Применение кабелей с медными жилами предусмотрено только в специальных случаях. На переменном токе до 1 кВ применяют четырехжильные кабели; сечение четвертой (нулевой) жилы меньше чем основных. Кабели в сетях переменного тока до 35 кВ – трехжильные, кабели 110 кВ и выше – одножильные.

Марки кабелей состоят из начальных букв слов, характеризующих их конструкцию. Первая буква А соответствует алюминиевым жилам, отсутствие обозначения – медным. Оболочки кабелей обозначаются буквами: А – алюминиевая; С – свинцовая; В – поливинилхлоридная; Н – резиновая, наиритовая; П – полиэтиленовая; кабели с отдельно оцинкованными жилами маркируются буквой О.

Буква Ц в начале марки кабелей с бумажной изоляцией означает пропитку нестекающим составом.

Марки бронированных кабелей отличаются следующими буквами: Б – стальные ленты, П – плоские стальные оцинкованные проволоки, К – такие

же проволоки, но круглые. Отсутствие защитного слоя (наружного покрова) обозначается буквой Г.

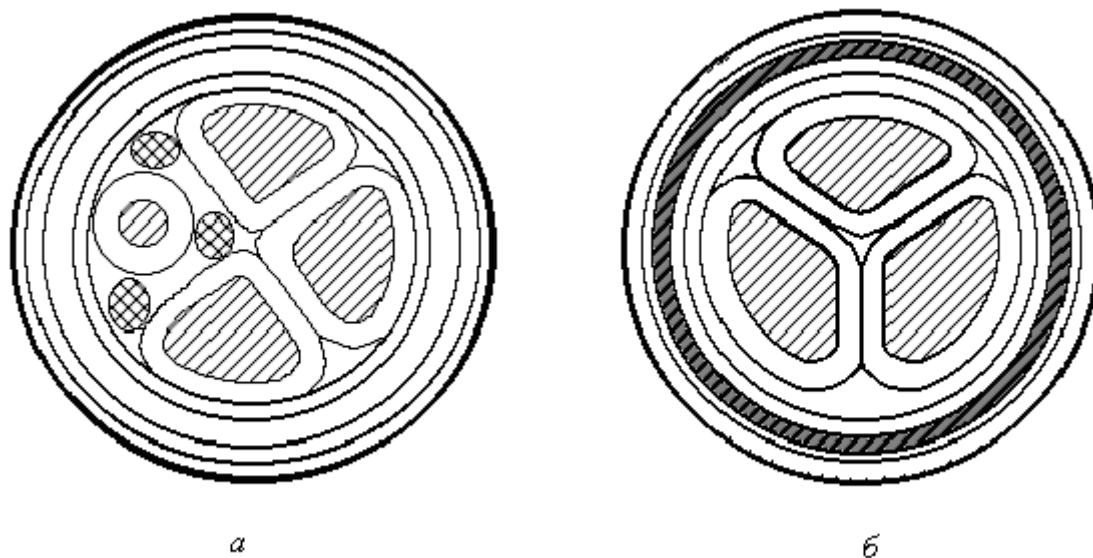


Рис.1.2. Силовые кабели: *а* – четырехжильный; *б* – трехжильный с бумажной пропитанной изоляцией на напряжение 1...10 кВ

Маслонаполненные кабели низкого давления маркируются буквами МН в начале названия кабеля, кабели высокого давления – буквами МВД; буква Т в конце марки – прокладка в трубопроводе. Буква У в конце марки означает – усовершенствованный.

Рядом с маркой кабеля обычно указывается количество и сечение токоведущих жил кабеля.

Примеры:

СПУ-3х240 – в свинцовой оболочке и броне из плоских стальных оцинкованных проволок с тремя медными жилами, сечением 240 мм², усовершенствованный;

ААГУ-3х120 – в алюминиевой оболочке, голый с тремя алюминиевыми жилами, сечением 120 мм², усовершенствованный;

АОСБ-150 – в свинцовой оболочке и броне из стальных лент с одной алюминиевой жилой сечением 150 мм².

В последнее время в электрических сетях получили широкое распространение кабели с изоляцией из сшитого полиэтилена (российское обозначение СПЭ, английское XLPE). Основные достоинства кабелей с изоляцией из СПЭ: изготавливаются на напряжение до 500 кВ; срок службы составляет не менее 30 лет; пропускная способность на 15-30 % выше, чем у кабелей с бумажной или маслонаполненной изоляцией; меньшие эксплуатационные расходы и потери в изоляции. Пример обозначения АПвВнг-1х300: А – с алюминиевыми жилами; Пв – изоляция из сшитого полиэтилена; Внг – наружная оболочка из поливинилхлорида не распространяющая горение с одной алюминиевой жилой 300 мм².

1.3. Сопротивления проводов ВЛ

Активное сопротивление проводов больше омического сопротивления из-за поверхностного эффекта. Однако для проводов из цветных металлов при частоте 50 Гц это отличие незначительно.

Удельное сопротивление алюминиевых (сталеалюминиевых) проводов равно 28,8 Ом·мм²/км (для медных 18,0 Ом·мм²/км), и в справочных таблицах расчетных данных проводов для каждого сечения приведены сопротивления на 1 км длины ВЛ: r_0 – погонное сопротивление (Ом/км). Эти сопротивления даны для температуры 20 °С, а при температуре θ , отличной от 20 °С, сопротивление провода уточняется по формуле

$$r_{0,\theta} = r_{0,20^\circ} [1 + 0,004(\theta - 20)], \text{ Ом/км.}$$

Активное сопротивление провода фазы ЛЭП длиной l км

$$R = r_0 l.$$

Если фаза имеет расщепление на n проводов одного сечения, то

$$R = \frac{r_0 l}{n}.$$

Реактивное (индуктивное) сопротивление провода фазы ВЛ зависит не только от размеров провода, но и от взаимного расположения проводов всех трех фаз на опорах ВЛ. Индуктивные сопротивления фаз ВЛ в общем случае различны.

Расположение проводов фаз зависит от вида ВЛ и может быть по вершинам треугольника и горизонтальное. Для двухцепных ВЛ погрешность от неучета влияния соседней цепи достигает 5...6 %, но в большинстве расчетов влияние фаз соседней (второй) цепи не учитывается.

Погонное реактивное сопротивление одной фазы ВЛ определяется как среднее значение сопротивлений фаз по формуле:

$$x_0 = \omega L_0 = \frac{\omega \mu_0}{2\pi} \left(\ln \frac{2D_{\text{cp}}}{d} + \frac{\mu}{4} \right),$$

где L_0 – погонная эквивалентная индуктивность фазы, Гн/км; $\omega = 2\pi f$ – круговая частота переменного тока, рад/с; f – частота переменного тока, $f = 50$ Гц; μ_0 – магнитная постоянная, $\mu_0 = 4\pi \cdot 10^{-4}$ Гн/км; $D_{\text{cp}} = \sqrt[3]{D_{\text{AB}} D_{\text{BC}} D_{\text{CA}}}$ – средне-геометрическое расстояние между проводами фаз; D_{AB} , D_{BC} , D_{CA} – расстояние между соответствующими фазами; d – диаметр провода; μ – относительная магнитная проницаемость.

При подстановке указанных числовых значений с учетом $\mu = 1$ для проводов из цветных металлов и замене натурального логарифма на десятичный, получаем

$$x_0 = 0,144 \lg \frac{2D_{\text{cp}}}{d} + 0,0157, \text{ Ом/км.}$$

Реактивное сопротивление фазы ВЛ длиной l км:

$$X = x_0 l.$$

Погонные индуктивные сопротивления разных ВЛ отличаются между собой достаточно мало вследствие наличия в формуле для их вычисления ло-

тарифма большого числа и для ВЛ высокого напряжения находятся в пределах 0,38...0,44 Ом/км. В среднем x_0 принимается равным 0,4 Ом/км.

При расщеплении фазы ВЛ на n проводов

$$x_0 = 0,144 \lg \frac{2D_{\text{ср}}}{d_{\text{экв}}} + \frac{0,0157}{n}, \text{ Ом/км,}$$

где $d_{\text{экв}} = \sqrt[n]{2^{n-1} d \prod_{i=2}^n a_{1i}}$ – эквивалентный диаметр фазы; a_{1i} – расстояние между одним (первым) проводом и другими проводами в фазе.

Среднее значение x_0 для ВЛ с расщепленной фазой равно 0,3 Ом/км.

1.4. Проводимости ВЛ

Активная проводимость между фазами ВЛ обусловлена токами утечки через изоляторы и короной. Она в большой степени зависит от погодных условий и является случайной величиной. В расчетах используется не сама активная проводимость, а потери мощности на корону. В среднем для ВЛ 220 кВ потери на корону $\Delta P_{\text{кор}}$ равны 2,4 кВт/км, а для ВЛ 500 кВ – 12 кВт/км.

В некоторых случаях определяют усредненное для года значение активной проводимости ВЛ по формуле:

$$g_0 = \frac{\Delta P_{\text{кор}}}{U_{\text{ном}}^2}, \text{ См/км.}$$

Емкостная проводимость ВЛ обусловлена емкостями между проводами разных фаз и емкостью провод – земля, рис. 1.3.

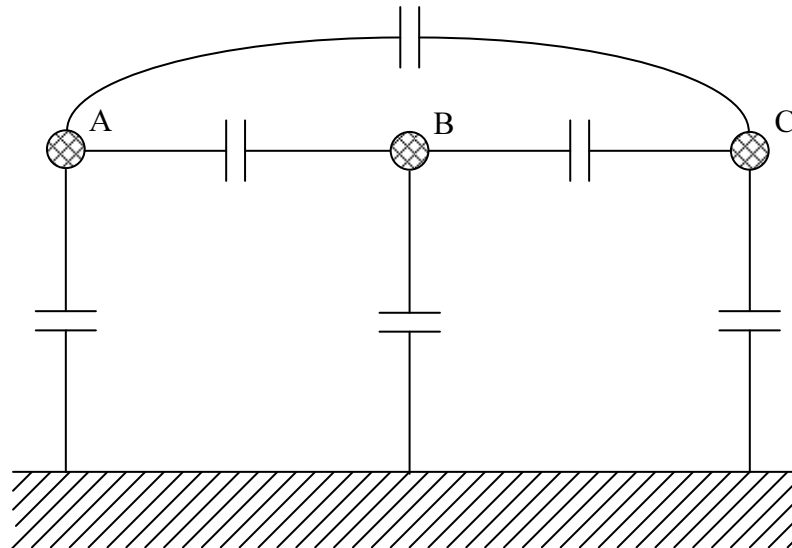


Рис.1.3. Емкостные связи фаз ВЛ

Погонная емкостная проводимость одной фазы ВЛ вычисляется по формуле:

$$b_0 = \omega C_0 = \frac{\omega 2\pi \epsilon \epsilon_0}{\ln \frac{2D_{cp}}{d}},$$

где C_0 – погонная эквивалентная емкость фазы, Ф/км; ϵ – относительная диэлектрическая проницаемость, о.е.; ϵ_0 – электрическая постоянная, $\epsilon_0 = \frac{1}{4\pi \cdot 9 \cdot 10^6}$ Ф/км. Остальные величины такие же как в формуле для индуктивного сопротивления.

Принимая для воздуха $\epsilon = 1$, $f = 50$ Гц и заменяя натуральный логарифм десятичным получаем:

$$b_0 = \frac{7,58}{\lg \frac{2D_{cp}}{d}} 10^{-6}, \text{ См/км.}$$

Для двухцепных ВЛ влияние соседней цепи на емкостную проводимость фазы так же, как и для индуктивного сопротивления не велико и в большинстве расчетов влияние соседних цепей не учитывается.

При расщеплении фазы ВЛ на n проводов

$$b_0 = \frac{7,58}{\lg \frac{2D_{\text{ср}}}{d_{\text{экв}}}} 10^{-6}, \text{ См/км.}$$

Среднее значение b_0 для ВЛ высокого напряжения составляет $2,7 \cdot 10^{-6}$ См/км, а для ВЛ с расщепленными фазами на несколько проводов – $3,8 \cdot 10^{-6}$ См/км.

Величина емкостной проводимости фазы ВЛ длиной l км:

$$B = b_0 l.$$

1.5. Сопротивления и проводимости токоведущих жил кабелей

Индуктивное сопротивление КЛ значительно меньше, а емкостная проводимость больше, чем у ВЛ. Из-за конструктивных особенностей кабелей погонные параметры КЛ не могут быть точно рассчитаны по формулам таким же, как для ВЛ, и даются в справочных таблицах.

Средние значения погонного индуктивного сопротивления x_0 для КЛ равны:

- трехжильные кабели до 1 кВ – 0,06 Ом/км,
- то же 6...10 кВ – 0,08 Ом/км,
- одножильные кабели 35...220 кВ – 0,15 Ом/км.

В справочных таблицах для силовых кабелей, как правило, вместо емкостной проводимости указывается расчетная емкость на одну фазу C_0 в микрофарадах или зарядная мощность линии в мегавольт-амперах реактивных на 1 км.

1.6. Вопросы и упражнения

1. На сколько процентов изменится активное сопротивление алюминиевого провода, если его температура поднимется с 0°C до 30°C ?
2. Какие физические явления имеют место при протекании переменного тока по проводу ВЛ?

3. От чего зависит индуктивное сопротивление участка линии электропередачи?

4. Какая из двух ВЛ напряжением 380 В имеет меньшее индуктивное сопротивление: выполненная неизолированными проводами марки АС или выполненная проводами марки СИП? Обе линии имеют одинаковое сечение проводов в фазе.

5. Насколько изменится индуктивное сопротивление участка воздушной линии электропередачи, если диаметр провода увеличить в два раза.

6. Насколько изменится индуктивное сопротивление участка линии электропередачи с горизонтальным расположением проводов на опорах, если расстояние между соседними фазами для ВЛ 110 кВ увеличить на 1 м?

7. Для какой из двух линий реактивное сопротивление больше: для линии с горизонтальным расположением проводов или для линии с расположением проводов в вершинах правильного треугольника, если сечения проводов линий одинаковые и одинаковые расстояния между соседними фазами?

8. Как изменится емкостная проводимость ЛЭП b_0 , если вместо одноцепной ЛЭП сделать двухцепную линию?

9. Как изменится емкостная проводимость b_0 , если для ВЛ в примере 2 (см ниже) сделать расщепление фазы не на три, а на четыре провода?

10. Описать конструкции кабелей по их маркам: ААБЗх50, ЦСБГЗх95, ВОВБЗх120, МВДТ550.

1.7. Примеры расчетов параметров ЛЭП

Пример 1. Для ВЛ напряжением 220 кВ с треугольным расположением проводов на опоре рассчитать погонные параметры r_0 , x_0 , g_0 , b_0 . Марка провода АС-240/32, диаметр провода $d = 21,6$ мм.

Расстояния между точками крепления проводов к гирляндам изоляторов на опоре ВЛ: $D_{AB} = 9,8$ м, $D_{BC} = 10,0$ м, $D_{CA} = 7,0$ м. Температура окру-

жающего воздуха $\theta = -10^\circ\text{C}$. Среднегодовые потери на корону $\Delta P_{\text{кор}} = 2,5$ кВт/км. Активное погонное сопротивление для $\theta = 20^\circ\text{C}$ $r_{0,20^\circ} = 0,118$ Ом/км.

Расчет

Активное погонное сопротивление при $\theta = -10^\circ\text{C}$:

$$r_{0,\theta} = r_{0,20^\circ} [1 + 0,004(\theta - 20)] = 0,121 [1 + 0,004(-10 - 20)] = 0,106 \text{ Ом/км.}$$

Среднегеометрическое междуфазное расстояние:

$$D_{\text{cp}} = \sqrt[3]{D_{\text{AB}} D_{\text{BC}} D_{\text{CA}}} = \sqrt[3]{9,8 \cdot 10,0 \cdot 7,0} = 8,819 \text{ м.}$$

Индуктивное погонное сопротивление:

$$x_0 = 0,144 \lg \frac{2D_{\text{cp}}}{d} + 0,0157 = 0,144 \lg \frac{2 \cdot 8819}{21,6} + 0,0157 = 0,435 \text{ Ом/км.}$$

Активная погонная проводимость:

$$g_0 = \frac{\Delta P_{\text{кор}}}{U_{\text{ном}}^2} = \frac{2,5}{220^2} 10^{-3} = 0,052 \cdot 10^{-6} \text{ См/км} = 0,052 \text{ мкСм/км.}$$

Емкостная погонная проводимость:

$$b_0 = \frac{7,58}{\lg \frac{2D_{\text{cp}}}{d}} 10^{-6} = \frac{7,58}{\lg \frac{2 \cdot 8819}{21,6}} 10^{-6} = 2,603 \cdot 10^{-6} \text{ См/км} = 2,603 \text{ мкСм/км.}$$

Пример 2. Рассчитать погонные реактивные параметры ВЛ 500 кВ с горизонтальным расположением проводов – индуктивное сопротивление и емкостную проводимость x_0 , b_0 . Марка провода 3хАС-300/66 (расщепленная фаза $n = 3$), диаметр провода $d = 25,5$ мм.

Расстояние между соседними фазами ВЛ $D = 12$ м. Расстояние между проводами, расположенными в вершинах правильного треугольника в расщепленной фазе $a = 40$ см.

Расчет

Эквивалентный радиус провода в расщепленной фазе:

$$d_{\text{экв}} = \sqrt[n]{2^{n-1} d \prod_{i=2}^n a_{1i}} = \sqrt[3]{2^2 25,5 \cdot 400^2} = 253,65 \text{ мм.}$$

Среднегеометрическое междуфазное расстояние:

$$D_{\text{cp}} = \sqrt[3]{D_{\text{AB}} D_{\text{BC}} D_{\text{CA}}} = \sqrt[3]{D \cdot D \cdot 2D} = \sqrt[3]{2D} = 1,26D = 1,26 \cdot 12 = 15,12 \text{ м.}$$

Индуктивное погонное сопротивление:

$$x_0 = 0,144 \lg \frac{2D_{\text{cp}}}{d_{\text{экв}}} + \frac{0,0157}{n} = 0,144 \lg \frac{2 \cdot 15120}{253,65} + \frac{0,0157}{3} = 0,304 \text{ Ом/км.}$$

Емкостная погонная проводимость:

$$b_0 = \frac{7,58}{\lg \frac{2D_{\text{cp}}}{d_{\text{экв}}}} 10^{-6} = \frac{7,58}{\lg \frac{2 \cdot 15120}{253,65}} 10^{-6} = 3,651 \cdot 10^{-6} \text{ См/км} = 3,651 \text{ мкСм/км.}$$

2. КОНСТРУКЦИИ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ

2.1. Схемы замещения трансформаторов

Электрическая энергия вырабатывается на электростанциях при относительно невысоком напряжении (до 24 кВ), и ее передача на большие расстояния при этом напряжении неэкономична. Достаточно сказать, что потери мощности обратно пропорциональны квадрату напряжения и прямо пропорциональны квадрату тока. Поэтому передача электрической энергии на расстояние осуществляется на повышенном напряжении. В месте потребления электрической энергии напряжение опять должно быть понижено до напряжения электроприемника. Таким образом, схема передачи электрической энергии выглядит, как на рис.2.1.

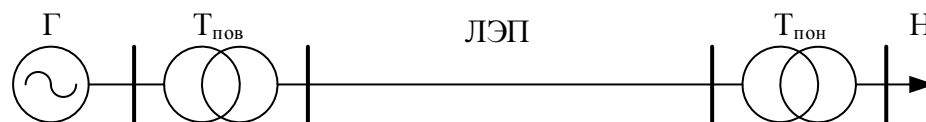


Рис. 2.1. Схема электропередачи (Г – генератор, Т_{пов} и Т_{пон} – повышающий и понижающий трансформаторы, Н – нагрузка)

Трансформатор представляет собой статический электромагнитный аппарат с двумя или более обмотками, предназначенными для преобразования переменного тока одного напряжения в переменный ток другого напряжения.

Преимущественное распространение имеют трехфазные трансформаторы. При сверхвысоком напряжении применяют и однофазные трансформаторы, соединенные в трехфазные группы. На подстанциях электрической сети применяют понижающие двух- и трехобмоточные трансформаторы, а также автотрансформаторы. Трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы имеют по три обмотки в каждой фазе и связывают сети трех номинальных напряжений.

Условные обозначения трансформаторов показаны на рис.2.2.

Математические модели трансформаторов наиболее просто изображаются в виде схем замещения. Самой простой и адекватной моделью в расчетах электрических сетей является Г-образная схема замещения. Как правило, схемы замещения трехфазных устройств изображаются для одной фазы. Для двухобмоточного трансформатора его Г-образные схемы замещения представлена на рис.2.3 и 2.4.

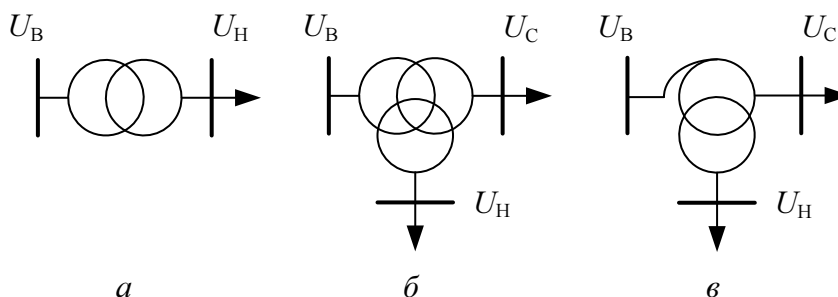


Рис..2.2. Условные графические обозначения трансформаторов:

a – двухобмоточный, *б* – трехобмоточный, *в* – автотрансформатор

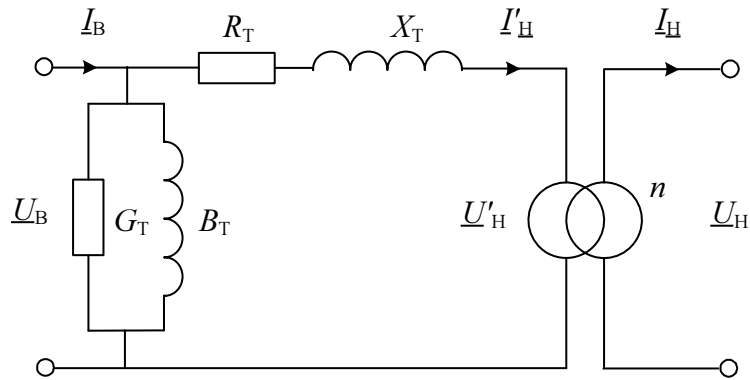


Рис. 2.3. Схема замещения двухобмоточного трансформатора

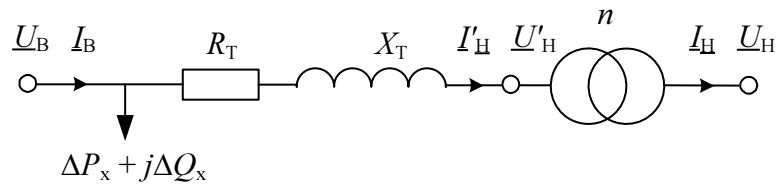


Рис. 2.4. Упрощенная схема замещения двухобмоточного трансформатора

Так как обмотки трансформатора имеют разное напряжение, то продольный элемент схемы замещения состоит из суммарных сопротивлений обеих обмоток трансформатора, приведенных к одному напряжению. Обычно приведение делается к стороне высшего напряжения. Тогда при $n = \frac{U'_H}{U_H}$

$$R_T + jX_T = (R_B + R'_H) + j(X_B + jX'_H) = (R_B + R_H n^2) + j(X_B + jX_H n^2).$$

В схемы замещения на рис. 2.3, 2.4 включена идеальная ветвь трансформации, характеризуемая величиной коэффициента трансформации. Иногда для простоты эта ветвь опускается, но в расчетах схем электрических сетей без приведения параметров к одному напряжению ветвь трансформации всегда подразумевается.

Схема замещения трехобмоточного трансформатора с представлением ветви потерь холостого хода постоянной мощностью показана на рис. 2.5.

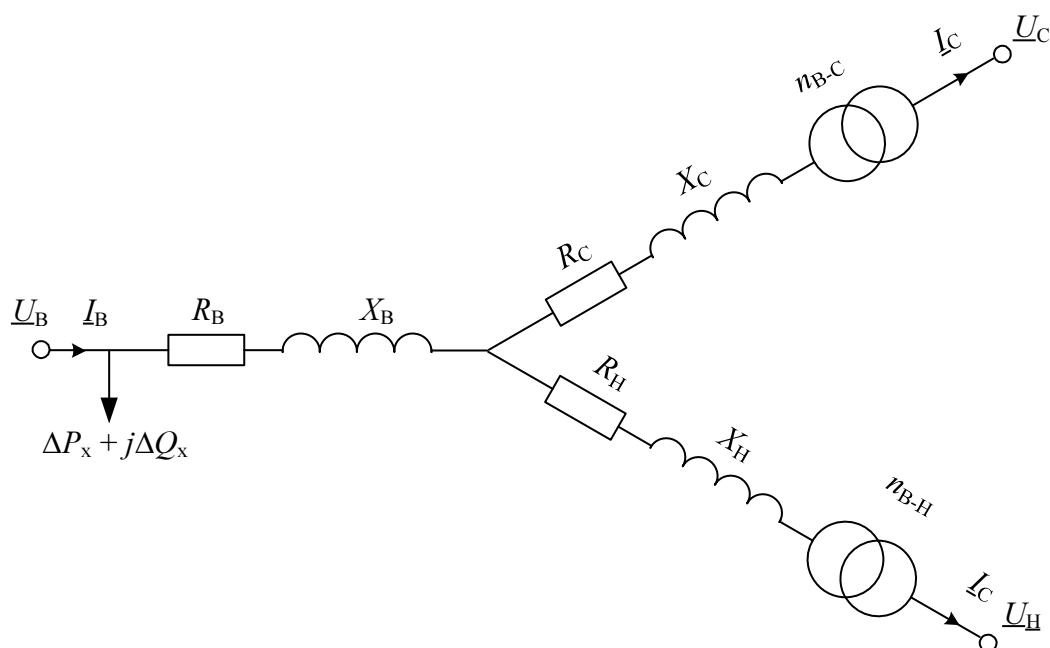


Рис. 2.5. Схема замещения трехобмоточного трансформатора

В паспортных данных трансформаторов наряду с номинальным напряжением и номинальной мощностью даются еще следующие параметры: потери короткого замыкания (КЗ) (ΔP_k в киловаттах) и напряжение КЗ (u_k в процентах), определенные из опыта короткого замыкания, а также потери холостого хода (ХХ) (ΔP_x в киловаттах) и ток ХХ (I_x в процентах), определенные из опыта холостого хода.

ΔP_k – потери активной мощности в обмотках трансформатора при номинальном токе, расходуемые на нагрев.

u_k – напряжение, равное падению напряжения на активном и реактивном сопротивлении трансформатора при номинальном токе, определяется для какой-либо пары обмоток на одной из них при закороченной второй при протекании по ней номинального тока и дается в процентах от номинального напряжения.

ΔP_x – потери активной мощности, вызванные перемагничиванием и вихревыми токами в стали трансформатора при номинальном напряжении, расходуемые на нагрев сердечника.

I_x – ток в одной из обмоток, включенной на номинальное напряжение при остальных разомкнутых обмотках. Ток холостого хода создает намагничивающую мощность, необходимую для получения магнитного потока, и дается в процентах от номинального тока.

Эти данные позволяют определить все сопротивления и проводимости схемы замещения трансформатора.

Активное сопротивление – R_T .

Потери активной мощности двухобмоточного трансформатора в его обмотках, определяемые из опыта КЗ:

$$\Delta P_K = 3I_{\text{НОМ}}^2 R_T.$$

Полная номинальная мощность трансформатора

$$S_{\text{НОМ}} = \sqrt{3} U_{\text{НОМ}} I_{\text{НОМ}},$$

где $U_{\text{НОМ}}$ – линейное номинальное напряжение, отсюда

$$R = \frac{\Delta P_K U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2}.$$

Для трехобмоточных трансформаторов проводят три опыта КЗ, в которых поочередно замыкают одну из обмоток при отсутствии нагрузок у других. При этом получают потери КЗ пар обмоток $\Delta P_{\text{к,В-С}}$, $\Delta P_{\text{к,В-Н}}$, $\Delta P_{\text{к,С-Н}}$, через которые можно определить суммарные сопротивления двух обмоток:

$$R_{\text{В-С}} = R_{\text{В}} + R_{\text{С}} = \frac{\Delta P_{\text{к,В-С}} U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2};$$

$$R_{\text{В-Н}} = R_{\text{В}} + R_{\text{Н}} = \frac{\Delta P_{\text{к,В-Н}} U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2};$$

$$R_{\text{С-Н}} = R_{\text{С}} + R_{\text{Н}} = \frac{\Delta P_{\text{к,С-Н}} U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2}.$$

Решая эти три уравнения относительно неизвестных сопротивлений обмоток, получаем

$$R_B = 0,5(R_{B-C} + R_{B-H} - R_{C-H});$$

$$R_C = 0,5(R_{B-C} + R_{C-H} - R_{B-H});$$

$$R_H = 0,5(R_{B-H} + R_{C-H} - R_{B-C}).$$

Обычно справочные данные по трехобмоточным трансформаторам содержат только значение максимальных потерь КЗ, как правило, для основной пары обмоток $\Delta P_{к,В-С}$, причем мощности всех обмоток одинаковы и равны номинальной¹. В этом случае активное сопротивление каждой из обмоток:

$$R_B = R_C = R_H = \frac{\Delta P_{к,В-С} U_{ном}^2}{2 S_{ном}^2}.$$

Для определения активного сопротивления автотрансформатора необходимо рассмотреть схему соединения его обмоток, которая показана на рис.2.6.

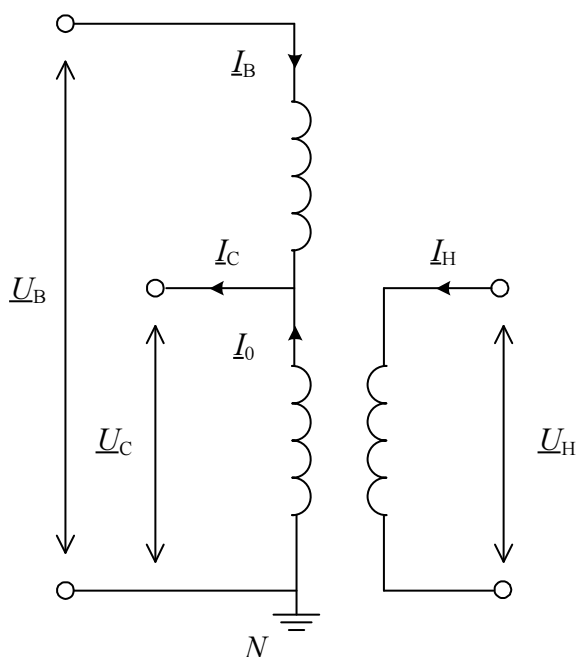


Рис. 2.6. Схема соединений обмоток автотрансформатора

Обмотка низкого напряжения автотрансформатора связана с другими обмотками только электромагнитной связью. Эта обмотка рассчитана на значительно меньшую мощность (50 % и ниже), чем номинальная мощность.

¹ До 1985 г. выпускались трехобмоточные трансформаторы, у которых одна или две обмотки рассчитывались на меньшую мощность – 2/3 (66,7 %) от номинальной мощности трансформатора.

Через обмотки высокого и среднего напряжения за счет наличия электрической связи между ними часть мощности передается электрическим путем. Мощность, передаваемую в автотрансформаторе электромагнитным путем, называют типовой мощностью. Эта мощность вычисляется через так называемый коэффициент выгоды автотрансформатора:

$$\alpha = \frac{U_{B, \text{ном}} - U_{C, \text{ном}}}{U_{B, \text{ном}}};$$

$$S_{\text{тип}} = \alpha S_{\text{ном}}.$$

При определении активных сопротивлений обмоток автотрансформатора следует учесть, что потери КЗ пар обмоток В-Н и С-Н в опытах КЗ измеряются при токе, соответствующим мощности обмотки низкого напряжения и величины $\Delta P'_{к, В-Н}$ и $\Delta P'_{к, С-Н}$ следует привести к номинальной мощности автотрансформатора (штрихи означают, что эти потери КЗ приведены к мощности обмотки низкого напряжения).

$$\Delta P_{к, В-Н} = \Delta P'_{к, В-Н} \left(\frac{S_{\text{ном}}}{S_{\text{HH}}} \right)^2;$$

$$\Delta P_{к, С-Н} = \Delta P'_{к, С-Н} \left(\frac{S_{\text{ном}}}{S_{\text{HH}}} \right)^2.$$

Дальнейший расчет активных сопротивлений обмоток выполняется так же, как у трехобмоточного трансформатора.

Иногда в справочной литературе для автотрансформаторов приводится только одно значение потерь КЗ – $\Delta P_{к, В-С}$. В этом случае активные сопротивления обмоток высокого и среднего напряжения определяются по формуле как для трехобмоточного трансформатора, а активное сопротивление обмотки низкого напряжения увеличивается по отношению к ним в $\left(\frac{S_{\text{ном}}}{S_{\text{HH}}} \right)$ раз:

$$R_B = R_C = \frac{\Delta P_{к, В-С} U_{\text{ном}}^2}{2 S_{\text{ном}}^2}; R_H = R_B \left(\frac{S_{\text{ном}}}{S_{\text{HH}}} \right).$$

Индуктивное сопротивление – X_T .

Падение напряжения на реактивном сопротивлении двухобмоточного трансформатора в процентах от номинального

$$\Delta U_{p,\%} = \frac{\sqrt{3} I_{\text{НОМ}} X_T}{U_{\text{НОМ}}} 100.$$

Подставив в данное уравнение значение тока через $S_{\text{НОМ}}$, получим

$$X_T = \frac{\Delta U_{p,\%} U_{\text{НОМ}}^2}{100 S_{\text{НОМ}}}, \quad (1)$$

$$\text{а } \Delta U_{p,\%} = \sqrt{u_k^2 - \Delta U_{a,\%}^2}.$$

Падение напряжения $\Delta U_{a,\%} = \frac{\sqrt{3} I_{\text{НОМ}} R_T}{U_{\text{НОМ}}} 100$ на активном сопротивлении мощных трансформаторов, применяемых в электрических сетях, мало по сравнению с $\Delta U_{p,\%}$. Поэтому иногда можно считать u_k приближенно равным $\Delta U_{p,\%}$, тогда

$$X_T = \frac{u_k U_{\text{НОМ}}^2}{100 S_{\text{НОМ}}}.$$

Для трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов u_k дается для каждой пары обмоток в процентах от номинального: $u_{k,B-C}$, $u_{k,B-H}$, $u_{k,C-H}$, поэтому расчет X_B , X_C , X_H аналогичен расчету активных сопротивлений при задании трех ΔP_k .

Для некоторых трансформаторов влияние падение напряжения на активном сопротивлении обмоток оказывается существенным и следует пользоваться формулой (1).

Активная и реактивная проводимости – G_T и B_T .

Расчет активной проводимости схемы замещения трансформатора выполняется по формуле:

$$G_T = \frac{\Delta P_x}{U_{\text{НОМ}}^2}.$$

Реактивная проводимость определяют по аналогичной формуле, но для этого используют потери ХХ реактивной мощности ΔQ_x .

$$B_T = \frac{\Delta Q_x}{U_{\text{ном}}^2}.$$

Потери реактивной мощности холостого хода вычисляют по измеренному току холостого хода I_x . У трансформаторов на ХХ потери реактивной мощности намного больше, чем активной мощности (в 4-6 раз), поэтому приближенно можно принять реактивную составляющую тока ХХ, равную току I_x , тогда

$$\Delta Q_x \approx \Delta S_x = \frac{I_x S_{\text{ном}}}{100},$$

где ΔS_x – полные потери мощности холостого хода.

При необходимости можно вычислить более точное значение потерь ΔQ_x по формуле

$$\Delta Q_x = \sqrt{\Delta S_x^2 - \Delta P_x^2}.$$

2.2. Трансформаторы с расщепленной обмоткой

Для ограничения токов короткого замыкания в электрических сетях среднего напряжения широко применяются трансформаторы с обмоткой низкого напряжения, расщепленной на две ветви с одинаковыми или близкими напряжениями. Эти ветви рассчитываются на мощность, равную 50 % от номинальной мощности трансформатора.

Трансформаторы с расщепленной обмоткой низкого напряжения могут работать как с соединением этих обмоток параллельно, так и раздельно. В первом случае трансформатор будет работать как обычный двухобмоточный трансформатор и в определении сопротивлений схемы замещения R_T и X_T нет особенностей.

В случае раздельной работы обмоток схема замещения аналогична схеме замещения трехобмоточного трансформатора.

Активные сопротивление обмоток ВН и НН принимаются одинаковыми: $R_B = R_H = R_T/2$. При раздельной работе обмоток НН: $R_{H1} = R_{H2} = 2R_H$.

Если предположить, что индуктивное сопротивление обмотки высокого напряжения равно нулю, т. е. считать, что X_T сосредоточено целиком в обмотках Н1 и Н2, то

$$\begin{aligned}X_{H1} &= X_{H2} = 2X_T; \\X_B &= 0.\end{aligned}$$

Это соотношение, строго говоря, справедливо лишь для групп однофазных трансформаторов, для которых ветви расщепленной обмотки могут рассматриваться как обмотки отдельных трансформаторов. В трехфазных трансформаторах степень магнитной связи между ветвями расщепленной обмотки отличается от однофазных и сильно зависит от конструкции расположения обмоток на стержне. При расположении ветвей расщепленной обмотки одна над другой, как это принято в отечественных трансформаторах (коэффициент расщепления равен 3,5 против 4 для однофазных), сопротивления ветвей расщепленной обмотки составляют примерно 90 % от указанной выше величины, т.е.:

$$\begin{aligned}X_{H1} &= X_{H2} = 1,8X_T; \\X_B &= X_T \left(1 - \frac{1,8}{2}\right) = 0,1X_T.\end{aligned}$$

2.3. Вопросы и упражнения

1. Определить параметры схемы замещения двухобмоточного трансформатора типа ТДН-16000/110 (см. табл. П.4).

2. Определить падение напряжения на активном сопротивлении двухобмоточного трансформатора в процентах от $U_{ном}$, если известны: $R_T = 1,4$ Ом, $S_{ном} = 40$ МВ·А, $U_{ном} = 115$ кВ при заданном $u_k = 10,5$ %. Определить $\Delta U_{p,\%}$ и сопоставить с u_k .

3. Определить параметры схемы замещения двухобмоточного трансформатора типа ТРДН-40000/110 для случаев параллельного и раздельного режимов работы ветвей расщепленной обмотки низкого напряжения.

4. Определить параметры схемы замещения автотрансформатора типа АТДЦТН-63000/220 (см. табл. П.7).

5. Какие физические процессы происходят при передаче мощности через трансформатор и что мы моделируем с помощью параметров схемы замещения трансформатора (R_T , X_T , G_T и B_T)?

6. Пояснить, чем выгоднее автотрансформатор по сравнению с трехобмоточным трансформатором.

7. Пояснить, как проводятся опыты КЗ и ХХ двухобмоточного и трехобмоточного трансформаторов.

8. Какой ток будет протекать по обмоткам двухобмоточного трансформатора в опыте КЗ, если к первичной обмотке подвести $U_{\text{ном}} = 121$ кВ, $u_k = 11$ %?

2.4. Примеры расчетов параметров трансформаторов

Пример 1. Определить параметры схемы замещения трансформатора типа ТМН-6300/35 (см. табл. П.3).

Расчет

Активное сопротивление:

$$R_T = \frac{\Delta P_K U_{\text{ном}}^2}{S_{\text{ном}}^2} = \frac{46,5 \cdot 35^2}{6,3^2} 10^{-3} = 1,44 \text{ Ом.}$$

Реактивное сопротивление:

$$X_T = \frac{u_k U_{\text{ном}}^2}{100 S_{\text{ном}}} = \frac{7,5 \cdot 35^2}{100 \cdot 6,3} = 14,58 \text{ Ом.}$$

Активная проводимость ХХ:

$$G_T = \frac{\Delta P_x}{U_{\text{ном}}^2} = \frac{9,25}{35^2} 10^{-3} = 7,55 \cdot 10^{-6} \text{ См} = 7,55 \text{ мкСм.}$$

Реактивная проводимость ХХ:

$$B_T = \frac{\Delta Q_x}{U_{\text{НОМ}}^2} = \frac{I_x S_{\text{НОМ}}}{100 U_{\text{НОМ}}^2} = \frac{0,9 \cdot 6,3}{100 \cdot 35^2} = 46,29 \cdot 10^{-6} \text{ СМ} = 46,29 \text{ мкСМ}.$$

Пример 2. Определить сопротивления обмоток и потери ХХ автотрансформатора типа АТДЦТН-200000/220 (см. табл. П.7). Типовая мощность автотрансформатора равна 80 МВ·А.

Из табл. П.7 берем данные, полученные в опыте КЗ для пар обмоток.

Параметр КЗ	В-С	В-Н	С-Н
$\Delta P_{\text{к}}, \text{ кВт}$	430	360*	320*
$u_{\text{к}}, \%$	11	32	20

* Эти данные отнесены к мощности обмотки низкого напряжения автотрансформатора.

Расчет

Приведем потери КЗ пар обмоток В-С и С-Н к номинальной мощности:

$$\Delta P_{\text{к,В-С}} = \Delta P'_{\text{к,В-С}} \left(\frac{S_{\text{НОМ}}}{S_{\text{НН}}} \right)^2 = 360 \left(\frac{200}{80} \right)^2 = 2250 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{\text{к,С-Н}} = \Delta P'_{\text{к,С-Н}} \left(\frac{S_{\text{НОМ}}}{S_{\text{НН}}} \right)^2 = 320 \left(\frac{200}{80} \right)^2 = 2000 \text{ кВт}.$$

Активные сопротивления пар обмоток:

$$R_{\text{В-С}} = \frac{\Delta P_{\text{к,В-С}} U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = \frac{430 \cdot 230^2}{200^2} 10^{-3} = 0,57 \text{ Ом};$$

$$R_{\text{В-Н}} = \frac{\Delta P_{\text{к,В-Н}} U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = \frac{2250 \cdot 230^2}{200^2} 10^{-3} = 2,98 \text{ Ом};$$

$$R_{\text{С-Н}} = \frac{\Delta P_{\text{к,С-Н}} U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} = \frac{2000 \cdot 230^2}{200^2} 10^{-3} = 2,65 \text{ Ом}.$$

Активные сопротивления обмоток:

$$R_B = 0,5(R_{B-C} + R_{B-H} - R_{C-H}) = 0,5(0,57 + 2,98 - 2,65) = 0,45 \text{ Ом};$$

$$R_C = 0,5(R_{B-C} + R_{C-H} - R_{B-H}) = 0,5(0,57 + 2,65 - 2,98) = 0,12 \text{ Ом};$$

$$R_H = 0,5(R_{B-H} + R_{C-H} - R_{B-C}) = 0,5(2,98 + 2,65 - 0,57) = 2,53 \text{ Ом}.$$

Реактивные сопротивления пар обмоток:

$$X_{B-C} = \frac{u_{к,B-C} U_{\text{НОМ}}^2}{100 S_{\text{НОМ}}} = \frac{11 \cdot 230^2}{100 \cdot 200} = 29,1 \text{ Ом};$$

$$X_{B-H} = \frac{u_{к,B-H} U_{\text{НОМ}}^2}{100 S_{\text{НОМ}}} = \frac{32 \cdot 230^2}{100 \cdot 200} = 84,64 \text{ Ом};$$

$$X_{C-H} = \frac{u_{к,C-H} U_{\text{НОМ}}^2}{100 S_{\text{НОМ}}} = \frac{20 \cdot 230^2}{100 \cdot 200} = 54,16 \text{ Ом}.$$

Реактивные сопротивления обмоток:

$$X_B = 0,5(X_{B-C} + X_{B-H} - X_{C-H}) = 0,5(29,1 + 84,64 - 54,16) = 30,42 \text{ Ом};$$

$$X_C = 0,5(X_{B-C} + X_{C-H} - X_{B-H}) = 0,5(29,1 + 54,16 - 84,64) = -1,32 \approx 0 \text{ Ом};$$

$$X_H = 0,5(X_{B-H} + X_{C-H} - X_{B-C}) = 0,5(84,64 + 54,16 - 29,1) = 54,22 \text{ Ом}.$$

Потери ХХ:

$$\Delta P_x = 125 \text{ кВт};$$

$$\Delta Q_x = \frac{I_x S_{\text{НОМ}}}{100} = \frac{0,5 \cdot 200}{100} = 1000 \text{ квар}.$$

3. СОСТАВЛЕНИЕ СХЕМ ЗАМЕЩЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

3.1. Схемы электрических сетей

Электрические сети состоят из множества элементов, электрически соединенных между собой. Это генераторы электростанций, повышающие и понижающие трансформаторы, ЛЭП, компенсирующие устройства (конденсаторы, реакторы и т. д.).

В задачах, решаемых при проектировании и эксплуатации электрических сетей, требуется анализировать их режимы работы на основе математических моделей, которыми являются схемы замещения или расчетные схемы.

Схемы замещения электрических сетей состоят из схем замещения их элементов. Следует различать классические *схемы замещения* сетей, используемые для анализа небольших схем, где выделяются все элементы, и *расчетные схемы*, предназначенные для расчетов на ЭВМ, в которых указываются интегральные параметры элементов электрической сети без указания вида схем замещения, так как в современных программах расчета на ЭВМ уже заложены соответствующие модели.

Для схем замещения простых электрических сетей говорят о П-образной схеме замещения ЛЭП и Г-образной схеме замещения трансформатора.

П-образная схема замещения трехфазной ЛЭП состоит из трех продольных ветвей с сосредоточенными сопротивлениями R и X фаз линии и поперечных ветвей, содержащих емкостные связи между фазами и нейтралью N . Нейтраль всегда имеется в моделях электрических сетей, даже если в сети физически не существует такой точки. Емкостные связи в схеме замещения ЛЭП разделены пополам и сосредоточены по концам схемы (рис. 3.1). Потери на корону учитываются отбором мощности (для ВЛ напряжением выше 220 кВ).

Поскольку в симметричной схеме параметры фаз одинаковые, удобно пользоваться так называемым однолинейным представлением схем замещения с изображением только одной фазы (рис. 3.2). Более того, в схеме замещения сети, чтобы не загромождать рисунок лишними линиями, нейтраль трехфазной сети не изображается и емкости как будто остаются в подвешенном виде или отмечается их присоединение к гипотетической нейтральной плоскости сети буквой N . Однако это правомерно только для симметричной схемы замещения сети и симметричной нагрузки.

Для ВЛ низкого напряжения и КЛ схема замещения упрощается за счет исключения емкостной проводимости и/или одного из сопротивлений R , X .

О схемах замещения трансформаторов см. п. 2.

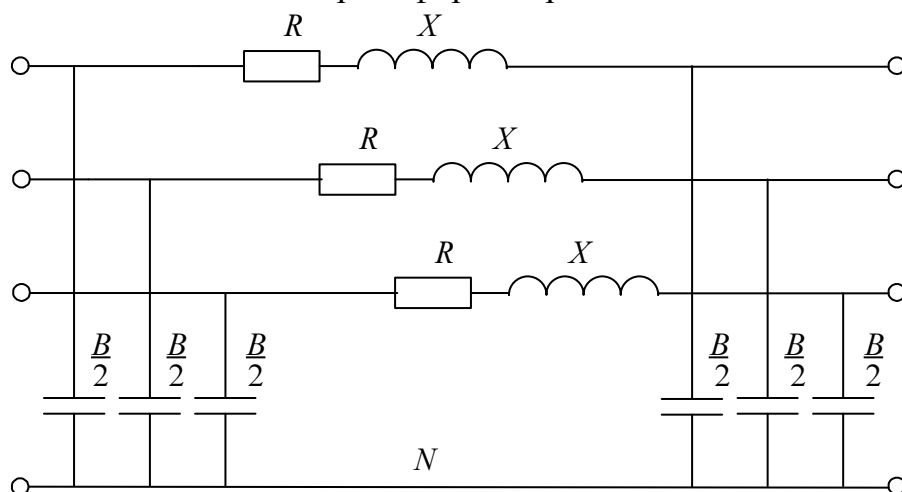


Рис. 3.1. П-образная схема замещения трехфазной ЛЭП

Схемы замещения компенсирующих устройств типа батарей конденсаторов (БК) и реакторов очень просты, так как в них малы потери на нагрев, и

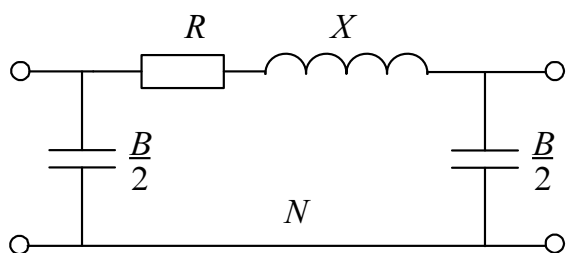


Рис.3.2. Однолинейная П-образная схема замещения трехфазной ЛЭП

они моделируются только емкостью или индуктивностью соответственно.

Важно отметить, что элементы типа R , X , G и B (сопротивления и проводимости) в схемах замещения даются для одной фазы, так как схемы, если это не

оговаривается специально, считаются симметричными. Однако элементы типа отбора мощности (потери холостого хода и на корону) даются для всех трех фаз.

Нагрузки, заданные в виде сопротивлений или проводимостей, также задаются для одной фазы, но как отбор мощности – для трех фаз.

3.2. Пример составления схемы замещения электрической сети

В качестве исходной схемы дается принципиальная схема сети (рис. 3.3).

Полная схема замещения включает в себя все элементы сети: каждую цепь линии, каждый трансформатор и т. п. (рис. 3.4). Эквивалентная схема замещения более простая, чем полная схема: в ней преобразованы в одну па-

раллельные ветви (как продольные, так и поперечные) и там, где это возможно, объединены в одну последовательную ветвь (рис. 3.5). При параллельном сложении схем замещения трехобмоточных трансформаторов (в виде двух трехлучевых звезд) предполагается, что потенциалы точек 0 и 0', рис. 3.4, одинаковы и эти точки можно совместить.

Схема замещения БК мощностью 10 Мвар представлена на рис. 3.4-3.6 в виде емкости со значением емкостной проводимости в микросименсах.

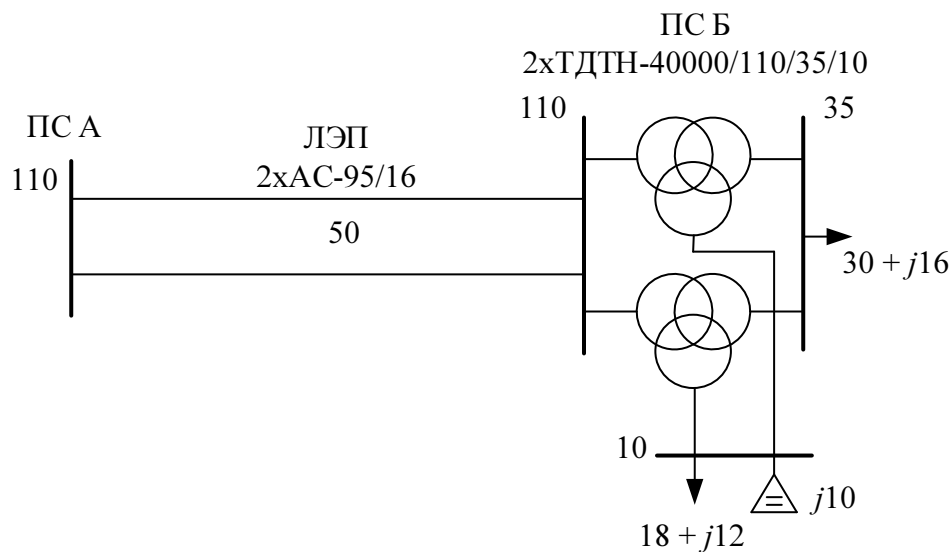


Рис.3.3. Принципиальная схема сети (мощности в мегавольт-амперах, напряжения в киловольтах, длина ЛЭП в километрах)

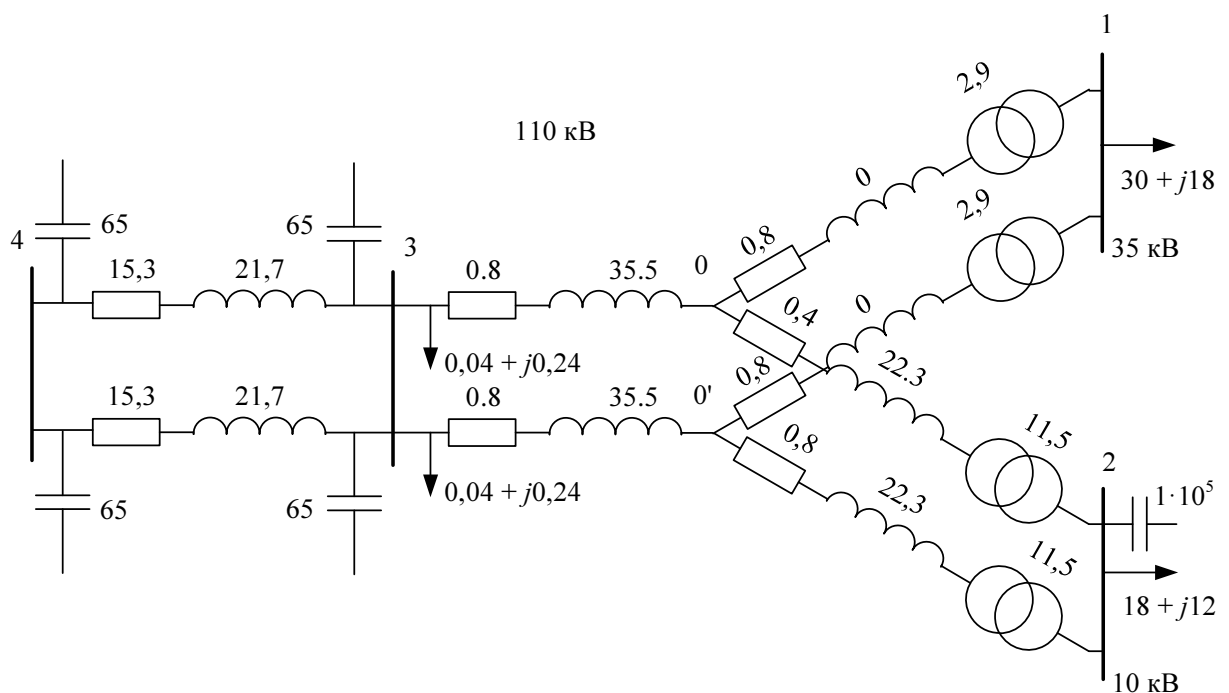


Рис.3.4. Полная схема замещения сети (сопротивления в омах, проводимости в микросименсах, мощности в мегавольт-амперах, коэффициенты трансформации в относительных единицах)

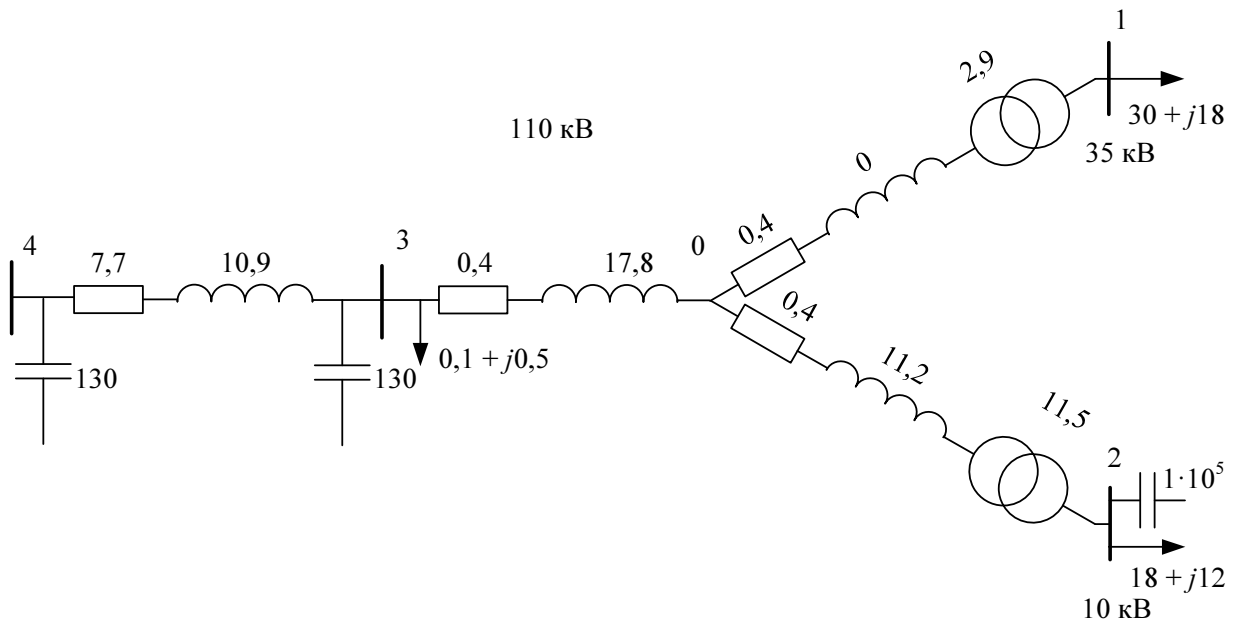


Рис.3.5. Эквивалентная схема замещения сети (сопротивления в омах, проводимости в микросименсах, мощности в мегавольт-амперах, коэффициенты трансформации в относительных единицах)

3.3. Расчетная схема замещения для примера

Расчетные схемы содержат те же данные, что и схемы замещения, но для удобства подготовки и чтения схем в них не прорисовываются отдельные элементы, а все ветви представляются сплошными линиями с указанием элементов трансформации, а для поперечных ветвей изображается вид элемента (рис. 3.6).

В отличие от схемы замещения в расчетной схеме емкостная проводимость ЛЭП дается в целом для линии, а веточки холостого хода трансформаторов и отборы активной мощности на корону в ЛЭП присоединяются к прилегающим узлам как мощности нагрузок.

Подготовка расчетных схем для ЭВМ является трудоемким и кропотливым делом, в котором вероятность ошибок очень велика. Поэтому данные

должны быть проверены, как правило, с помощью программных средств ЭВМ, например, средств контроля баз данных.

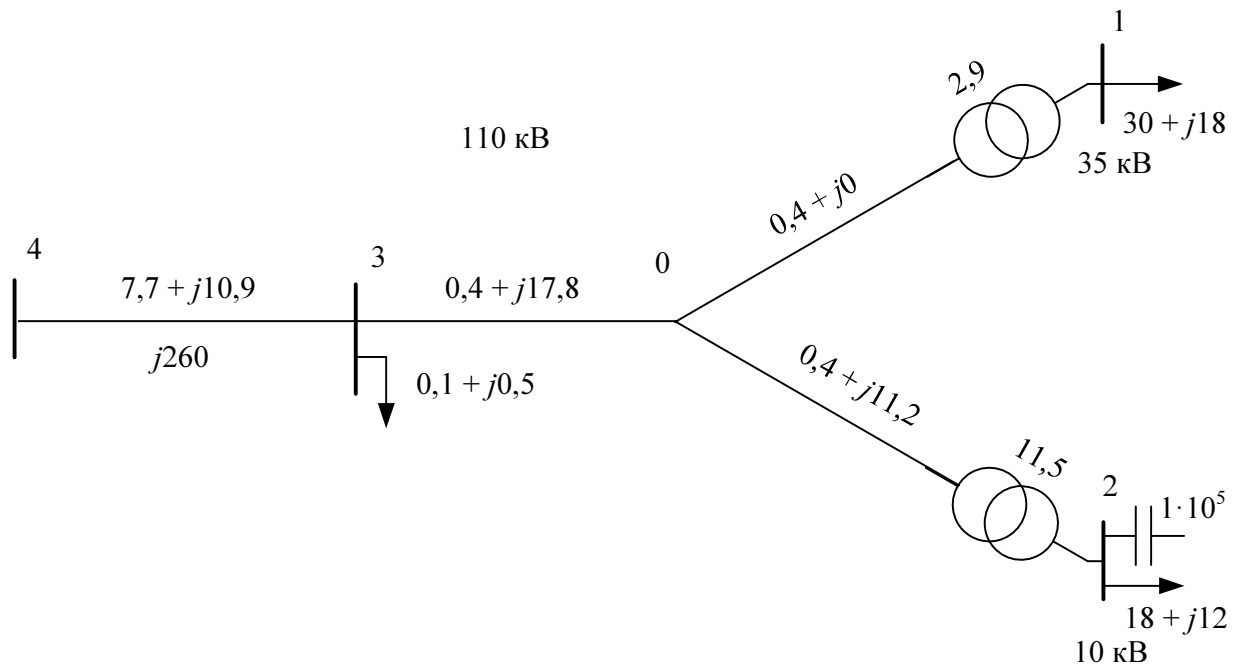


Рис.3.6. Расчетная схема сети (сопротивления в омах, проводимости в микросименсах, мощности в мегавольт-амперах, коэффициенты трансформации в относительных единицах)

3.4. Упражнения

Для заданного варианта схемы электрической сети составить полную и эквивалентную схемы замещения, на которых нанести численные значения параметров сети и нагрузок. Все узловые точки пронумеровать. В подрисуночной подписи к схемам указать единицы измерения параметров.

4. РАСЧЕТ РЕЖИМА ЛЭП ПО МОЩНОСТИ НАГРУЗКИ

4.1. Основные соотношения

В расчете режима ЛЭП по мощности нагрузки обычно бывают заданы либо напряжение и мощность с одного конца линии, либо мощность в конце (нагрузка), а напряжение в начале (источник).

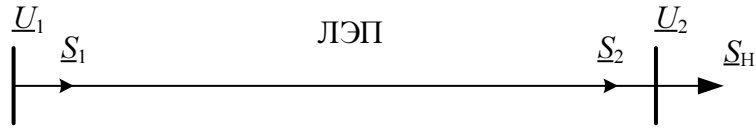


Рис.4.1. Схема линии электропередачи

Расчет режима ЛЭП по мощности нагрузки ведется путем вычисления потоков мощности по элементам схемы замещения. Падение напряжения в сопротивлении ЛЭП вычисляется непосредственно через потоки мощности:

$$\Delta \underline{U} = \sqrt{3} \underline{I} \underline{Z} = \frac{\underline{S}^*}{\underline{U}^*} \underline{Z}.$$

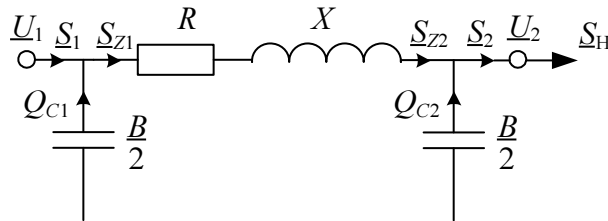


Рис.4.2. Схема замещения ЛЭП с параметрами линии и потоками мощности по элементам схемы

Если совместить $\underline{U}$ с действительной осью, то получим

$$\Delta \underline{U} = \frac{P - jQ}{U} (R + jX) = \frac{PR + QX}{U} + j \frac{PX - QR}{U} = \Delta U' + j \Delta U''.$$

Здесь P , Q и U берутся из одной точки сети (слева или справа от $\underline{Z}$).

Потери мощности в сопротивлении R и X :

$$\Delta P = 3I^2 R = 3 \left(\frac{S}{\sqrt{3}U} \right)^2 R = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R;$$

$$\Delta Q = 3I^2 X = 3 \left(\frac{S}{\sqrt{3}U} \right)^2 X = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} X.$$

Здесь P , Q и U также берутся из одной точки сети.

Реактивная мощность в одной из ветвей проводимости ЛЭП (зарядная мощность):

$$Q_C = U^2 \frac{B}{2},$$

где U – модуль напряжения в начале или конце ЛЭП;

B – емкостная проводимость ЛЭП.

4.2. Алгоритм расчета ЛЭП

Алгоритм расчета ЛЭП по мощности нагрузки при заданном напряжении и мощности в конце линии (см. рис. 4.4):

1. $P_2 + jQ_2$ – мощность в конце линии, здесь равна мощности нагрузки;
2. Q_{C2} – зарядная мощность в конце схемы замещения ЛЭП;
3. $P_{Z2} + jQ_{Z2}$ – мощность в конце ветви сопротивления линии;
4. ΔU – падение напряжения в линии (сопротивлении ЛЭП);
5. $\underline{U}_1$ – напряжение в начале линии;
6. $\Delta P + j\Delta Q$ – потери мощности в сопротивлении линии;
7. $P_{Z1} + jQ_{Z1}$ – мощность в начале ветви сопротивления линии;
8. Q_{C1} – зарядная мощность в начале схемы замещения ЛЭП;
9. $P_1 + jQ_1$ – мощность в начале линии.

Алгоритм расчета ЛЭП по мощности нагрузки при заданном напряжении в начале и мощности в конце состоит в последовательных приближениях к решению по пунктам приведенного ниже алгоритма до достижения желаемой точности, но, поскольку U_2 неизвестно, вместо него берется выбранное приближенное значение (как правило, берется номинальное напряжение $U_{ном}$).

Этап 1. Расчет потокораспределения.

1. $P_2 + jQ_2$ – мощность в конце линии – равна мощности нагрузки;
2. Q_{C2} – зарядная мощность в конце схемы замещения ЛЭП;
3. $P_{Z2} + jQ_{Z2}$ – мощность в конце ветви сопротивления линии;
4. $\Delta P + j\Delta Q$ – потери мощности в сопротивлении линии;
5. $P_{Z1} + jQ_{Z1}$ – мощность в начале ветви сопротивления линии;
6. Q_{C1} – зарядная мощность в начале схемы замещения ЛЭП;
7. $P_1 + jQ_1$ – мощность в начале линии.

Этап 2. Расчет режима напряжений.

1. ΔU – падение напряжения в линии (сопротивлении ЛЭП);
2. U_2 – напряжение в конце линии.

4.3. Упражнения

1. Выполнить расчет режима ЛЭП по мощности нагрузки при заданных напряжении и мощности в конце линии.
2. Выполнить расчет режима ЛЭП по мощности нагрузки при заданной мощности в конце линии, а напряжении в начале линии.

4.4. Примеры расчета ЛЭП по мощности нагрузки

Пример 1

Рассчитать режим линии электропередачи 220 кВ по заданной мощности нагрузки и напряжению на шинах нагрузки (расчет по данным конца ЛЭП). Схема ЛЭП приведена на рис. 4.3, Н – нагрузка, подключенная в конце линии.

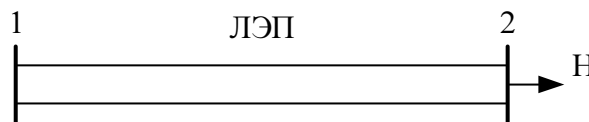


Рис. 4.3. Схема ЛЭП 220 кВ

Исходные данные

ЛЭП 220 кВ ($U_{ном} = 220$ кВ), провод марки АС-240/39, две цепи,

Длина линии $l = 100$ км.

Мощность нагрузки $\underline{S}_H = P_H + jQ_H = 180 + j70$ МВ·А.

Напряжение на шинах нагрузки $U_2 = 208$ кВ.

Указания

В расчете использовать П-образную схему замещения ЛЭП с активным и реактивным сопротивлениями и емкостной проводимостью.

В результате расчета определить мощность и напряжение в начале линии: $\underline{S}_1 = P_1 + jQ_1$ и U_1).

Решение

Схема замещения ЛЭП представлена на рис. 4.4.

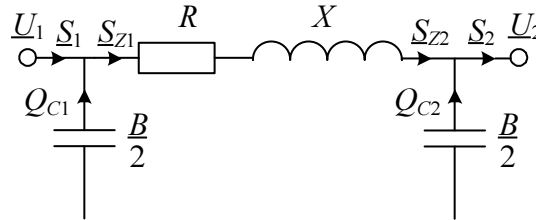


Рис. 4.4. П-образная схема замещения ЛЭП 220 кВ

Рассчитаем параметры схемы замещения с учетом длины $l = 100$ км и количества цепей $n = 2$.

Погонные параметры фазы ВЛ 220 кВ, выполненной проводом АС-240/39:

$$r_0 = 0,121 \text{ Ом/км}; x_0 = 0,435 \text{ Ом/км}; b_0 = 2,6 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}.$$

Параметры схемы замещения:

$$R = \frac{r_0 l}{n} = \frac{0,121 \cdot 100}{2} = 6,05 \text{ Ом};$$

$$X = \frac{x_0 l}{n} = \frac{0,435 \cdot 100}{2} = 21,75 \text{ Ом};$$

$$B = b_0 l \cdot n = 2,6 \cdot 100 \cdot 2 = 5,2 \cdot 10^{-4} \text{ См}.$$

Расчет ЛЭП ведем по мощности нагрузки.

Алгоритм расчета: $\{\underline{S}_2, Q_{C2}, \underline{S}_{Z2}, \Delta \underline{S}, \underline{S}_{Z1}, \Delta \underline{U}, U_1, Q_{C1}, \underline{S}_1\}$.

1. Мощность в конце линии равна мощности нагрузки:

$$\underline{S}_2 = \underline{S}_H = 180 + j70 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

2. Зарядная мощность в конце линии:

$$Q_{C2} = U_2^2 \frac{B}{2} = 208^2 \frac{5,2 \cdot 10^{-4}}{2} = 11,25 \text{ Мвар}.$$

3. Мощность $\underline{S}_{Z2}$, передаваемая по сопротивлению $\underline{Z} = R + jX$ в схеме замещения у конца линии:

$$\underline{S}_{Z2} = \underline{S}_2 - jQ_{C2} = 180 + j70 - j11,25 = 180 + j58,75 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Знак минус перед зарядной мощностью указывает на ее емкостной характер.

4. Потери мощности в ЛЭП (в сопротивлении $\underline{Z}$ схемы замещения):

$$\Delta \underline{S} = \frac{\underline{S}_{Z2}^2}{U_2^2} \underline{Z} = \frac{P_{Z2}^2 + Q_{Z2}^2}{U_2^2} \underline{Z} = \frac{180^2 + 58,75^2}{208^2} (6,05 + j21,75) = 5,02 + j18,03 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

5. Мощность $\underline{S}_{z1}$, передаваемая по сопротивлению $\underline{Z} = R + jX$ в схеме замещения у начала линии:

$$\underline{S}_{z1} = \underline{S}_{Z2} + \Delta \underline{S} = 180 + j58,75 + 5,02 + j18,03 = 185,02 + j76,78 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

6. Падение напряжения в линии (на сопротивлении $\underline{Z}$):

$$\begin{aligned} \Delta \underline{U} &= \frac{\underline{S}_{Z2}^*}{U_2} \underline{Z} = \frac{P_{Z2}R + Q_{Z2}X}{U_2} + j \frac{P_{Z2}X - Q_{Z2}R}{U_2} = \\ &= \frac{180 \cdot 6,05 + 58,75 \cdot 21,75}{208} + j \frac{180 \cdot 21,75 - 58,75 \cdot 6,05}{208} = 11,38 + j17,11 \text{ кВ}. \end{aligned}$$

7. Напряжение в начале линии U_1 :

$$\underline{U}_1 = U_2 + \Delta \underline{U} = 208 + 11,38 + j17,11 = 219,38 + j17,11 \text{ кВ};$$

$$U_1 = |\underline{U}_1| = 220,05 \text{ кВ}.$$

8. Зарядная мощность в начале линии:

$$Q_{C1} = U_1^2 \frac{B}{2} = 220,05^2 \frac{5,2 \cdot 10^{-4}}{2} = 12,59 \text{ Мвар}.$$

9. Мощность в начале линии:

$$\underline{S}_1 = \underline{S}_{z1} - jQ_{C1} = 185,01 + j76,78 - j12,59 = 185,01 + j64,18 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Таким образом,

$\begin{aligned} \underline{S}_1 &= 185,01 + j64,18 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \\ U_1 &= 220,05 \text{ кВ}. \end{aligned}$
--

Пример 2

Рассчитать режим линии электропередачи 220 кВ по заданной мощности нагрузки и напряжению в начале линии (расчет по мощности нагрузки и напряжению в начале линии)

Схема ЛЭП дана на рис. 4.3 (см. выше).

Исходные данные

ЛЭП 220 кВ ($U_{\text{ном}} = 220$ кВ), провод марки АС-240/39, две цепи,

Длина линии $l = 100$ км.

Мощность нагрузки $\underline{S}_H = P_H + jQ_H = 180 + j70$ МВ·А.

Напряжение в начале линии $U_1 = 220,05$ кВ (напряжение намеренно взято из расчета предыдущей задачи).

Решение

Схема замещения ЛЭП представлена на рис. 4.4 (см. выше).

Параметры схемы замещения те же, что и в примере 1.

Расчет ЛЭП ведем по мощности нагрузки методом «в два этапа».

Этот расчет является приближенным и может многократно повторяться для достижения требуемой точности расчета. Рассмотрим расчет первого приближения (первую итерацию).

Первый этап – расчет потоков мощности (расчет потокораспределения).

Начальное условие – считаем, что напряжение U_2 приближенно известно. Зададим для него начальное приближение – примем его равным номинальному напряжению ЛЭП:

$$U_2 = U_{\text{ном}} = 220 \text{ кВ.}$$

Алгоритм расчета: $\{\underline{S}_2, Q_{C2}, \underline{S}_{Z2}, \Delta \underline{S}, \underline{S}_{Z1}, Q_{C1}, \underline{S}_1\}$.

1. Мощность в конце линии равна мощности нагрузки:

$$\underline{S}_2 = \underline{S}_H = 180 + j70 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

2. Зарядная мощность в конце линии:

$$Q_{C2} = U_2^2 \frac{B}{2} = 220^2 \frac{5,2 \cdot 10^{-4}}{2} = 12,58 \text{ Мвар.}$$

3. Мощность $\underline{S}_{Z2}$, передаваемая по сопротивлению $\underline{Z} = R + jX$ в схеме замещения у конца линии:

$$\underline{S}_{Z2} = \underline{S}_2 - jQ_{C2} = 180 + j70 - j12,58 = 180 + j57,42 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

4. Потери мощности в ЛЭП (в сопротивлении $\underline{Z}$ схемы замещения):

$$\Delta \underline{S} = \frac{\underline{S}_{Z2}^2}{U_2^2} \underline{Z} = \frac{P_{Z2}^2 + Q_{Z2}^2}{U_2^2} \underline{Z} = \frac{180^2 + 57,42^2}{220^2} (6,05 + j21,75) = 4,47 + j16,05 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

5. Мощность $\underline{S}_{Z1}$, передаваемая по сопротивлению $\underline{Z} = R + jX$ в схеме замещения у начала линии:

$$\underline{S}_{Z1} = \underline{S}_{Z2} + \Delta \underline{S} = 180 + j57,42 + 4,47 + j16,05 = 184,47 + j73,47 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

6. Зарядная мощность в начале линии:

$$Q_{C1} = U_1^2 \frac{B}{2} = 220,05^2 \frac{5,2 \cdot 10^{-4}}{2} = 12,59 \text{ Мвар.}$$

Эта зарядная мощность определяется по заданному напряжению U_1 и может быть вычислена и раньше всех других величин.

7. Мощность в начале линии:

$$\underline{S}_1 = \underline{S}_{Z1} - jQ_{C1} = 184,47 + j73,47 - j12,59 = 184,47 + j60,88 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

Второй этап – расчет напряжений.

Алгоритм расчета: $\{\Delta \underline{U}, U_2\}$.

1. Падение напряжения в линии (на сопротивлении $\underline{Z}$):

$$\begin{aligned} \Delta \underline{U} &= \frac{\underline{S}_{Z1}^*}{U_1} \underline{Z} = \frac{P_{Z1} R + Q_{Z1} X}{U_1} + j \frac{P_{Z1} X - Q_{Z1} R}{U_1} = \\ &= \frac{184,47 \cdot 6,05 + 73,47 \cdot 21,75}{220,05} + j \frac{184,47 \cdot 21,75 - 73,47 \cdot 6,05}{220,05} = \\ &= 12,33 + j16,21 \text{ кВ.} \end{aligned}$$

2. Напряжение в конце линии U_2 :

$$\underline{U}_2 = U_1 - \Delta \underline{U} = 220,05 - 12,33 - j16,21 = 207,72 - j16,21 \text{ кВ;}$$

$$U_2 = |\underline{U}_2| = 208,35 \text{ кВ.}$$

Таким образом,

$$\begin{aligned}\underline{S}_1 &= 185,01 + j60,87 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \\ U_2 &= 208,35 \text{ кВ}.\end{aligned}$$

Расчет можно повторить, принимая напряжение U_2 равным только что найденному значению. Получится второе приближение к решению. Оно будет более точным, чем первое, и так далее.

Сопоставляя оба расчета ЛЭП, можно оценить погрешность второго расчета как разность напряжений в конце линии в обоих расчетах. В первом расчета напряжение U_2 задано 208 кВ, а во втором оно получилось 208,35 кВ, хотя по условию задания в начале линии напряжения, полученного из первого расчета, оно должно было получиться так же равным 208 кВ.

Погрешность первого приближения во втором расчете составляет 0,35 кВ.

5. РАСЧЕТ РЕЖИМА РАЗОМКНУТОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

5.1. Алгоритм расчета

Разомкнутой называется электрическая сеть, которая не содержит замкнутых контуров. На рис. 5.1 дан пример такой сети.

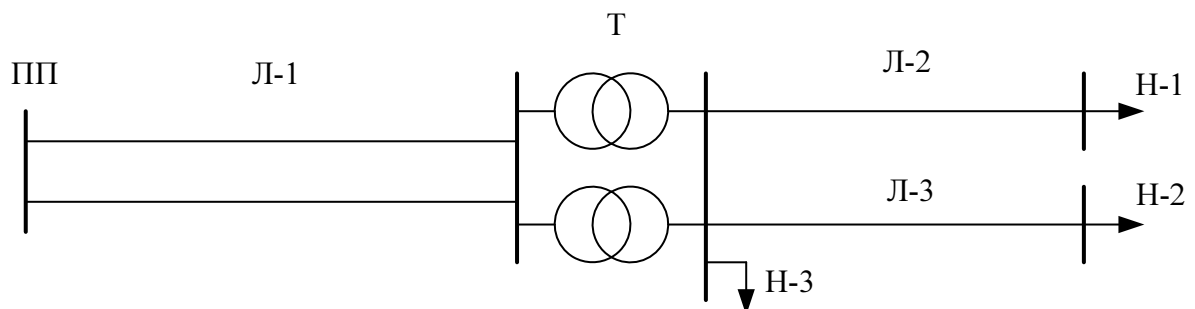


Рис. 5.1. Схема разомкнутой электрической сети (ПП – пункт питания)

Многие задачи анализа режимов электрических систем связаны с определением потоков мощности по ЛЭП и трансформаторов схемы сети и оценкой величин напряжений на шинах подстанций и потребителей.

Мы уже познакомились с расчетами ЛЭП. Этот расчет включает в себя две части: определение мощности на одном из концов линии (расчет потоко-распределения) и определение неизвестного напряжения (расчет режима напряжений).

Принято разделять на два этапа и расчет электрической сети: расчет потоко-распределения и расчет режима напряжений. Так как в дальнейшем в основном расчет сети будет идти при задании напряжения в начале сети и мощности нагрузок, то этап расчета потоко-распределения будет вестись приближенно по номинальному напряжению. В некоторых случаях в распределительных сетях для быстрой оценки потоко-распределения можно не учитывать потери в ЛЭП.

Расчет начинается с подготовительного этапа:

1. рисуется схема замещения сети;
2. определяются параметры схемы замещения и нагрузки на всех шинах (узлах) схемы. Наличие нагрузки отмечается стрелкой от этих шин. Возле каждой стрелки записывается численное значение нагрузки (активной и реактивной). Значения сопротивлений и проводимостей также подписываются возле своих обозначений на схеме. Потери холостого хода трансформаторов считаются нагрузкой в узле со стороны питания;
3. стрелками на схеме указываются направления потоков мощности (от пункта питания к нагрузке);
4. над шинами (узлами) надписываются номера для индексирования определяемых в расчете напряжений;
5. над идеальной трансформацией надписывается коэффициент трансформации.

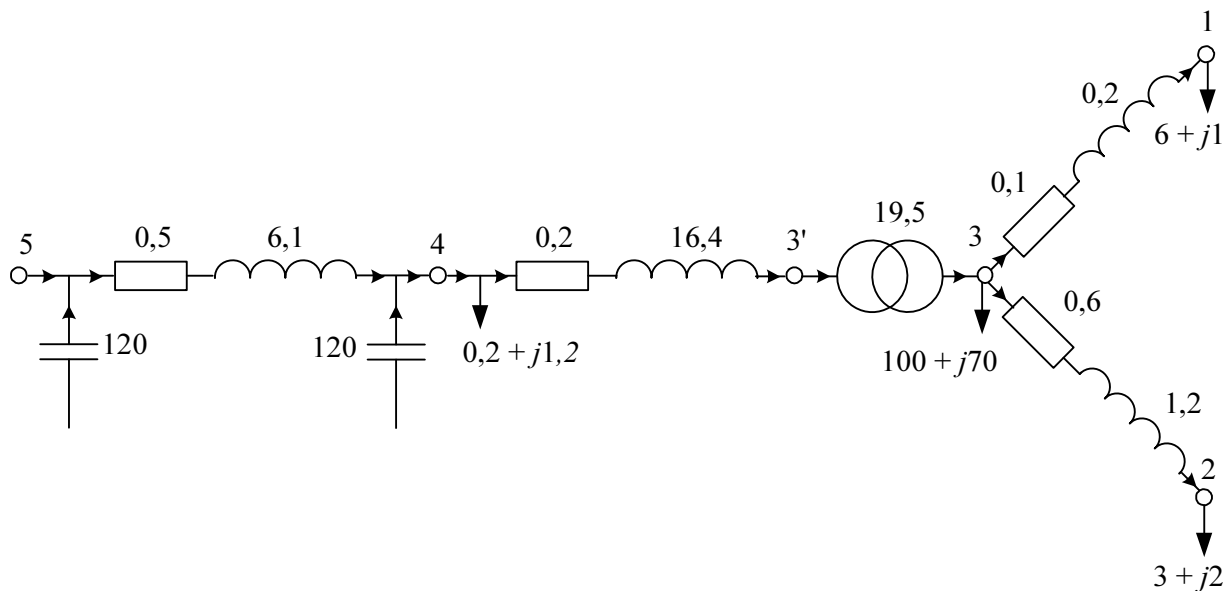


Рис.5.2. Схема замещения сети (сопротивления в омах, проводимости в микросименсах, мощности в мегавольт-амперах, коэффициент трансформации в относительных единицах)

Первый этап расчета – этап определения потокораспределения в схеме сети – состоит в последовательном расчете мощностей в начале каждой ветви (индекс единица). Расчет потерь мощности и зарядных мощностей ведется по номинальному напряжению соответствующей точки сети. Потери мощности в ветвях сопротивлений вычисляются по протекающей по ним известной мощности в конце ветви (индекс двойка).

Второй этап – расчет величин напряжений идет последовательно от ПП к узлам нагрузки и состоит в определении падений напряжений и самих напряжений. Падения напряжения определяются по известным напряжениям и потокам мощности в начале каждой ветви (индекс единица).

Для приведенной на рис. 6.2 схемы порядок расчета следующий:

Этап 1. Определяются:

- мощности в конце ветвей 3-1 и 3-2;
- потери в ветвях 3-1 и 3-2;
- мощности в начале ветвей 3-1 и 3-2;
- мощность в конце ветви 4-3';

- потери мощности в ветви 4-3';
- мощность в начале ветви 4-3';
- мощность на входе трансформатора;
- зарядная мощность в конце ветви 5-4;
- мощность в конце ветви 5-4;
- потери мощности в ветви 5-4;
- мощность в начале ветви 5-4;
- зарядная мощность в начале ветви 5-4;
- мощность ПП.

Этап 2. Определяются:

- падение напряжения в ветви 5-4 и напряжение в узле 4;
- падение напряжения в ветви 4-3' и напряжение в узле 3' перед трансформацией*;
- через k_T находится напряжение в узле 3 за трансформацией;
- падения напряжения в ветвях 3-2 и 3-1 и напряжения в узлах 2 и 1.

*Падение напряжения комплексная величина и важно понимать, как определяется фаза напряжения. Фазы (углы напряжений) могут иметь отсчет от действительной оси, с которой совмещается вектор напряжения ПП или от вектора напряжения любого другого узла. В расчетах на калькуляторе в формуле падения напряжения удобно пользоваться напряжением примыкающего к ветви узла с известным напряжением. Тогда в знаменателе формулы будет модуль этого напряжения и не придется делить на комплексное число. В этом случае фаза искомого напряжения получится относительно известного напряжения (U_1 – берется по модулю):

$$\underline{U}_2 = U_1 - \Delta \underline{U}.$$

Однако, если пользоваться формулой

$$\Delta \underline{U} = \frac{\underline{S}_{z1}^*}{\underline{U}_1^*} \underline{Z},$$

то отсчет фазы напряжения будет вестись от нуля – фазы напряжения ПП.

$$\underline{U}_2 = \underline{U}_1 - \Delta \underline{U},$$

где все величины – комплексные числа.

5.2. Упражнение

Для заданного варианта схемы электрической сети найти потоки мощности и напряжения, если известны параметры сети, мощности нагрузок и напряжение пункта питания.

5.3. Пример расчета радиально-магистральной электрической сети

Рассчитать режим электрической сети по заданной схеме, рис. 5.3.

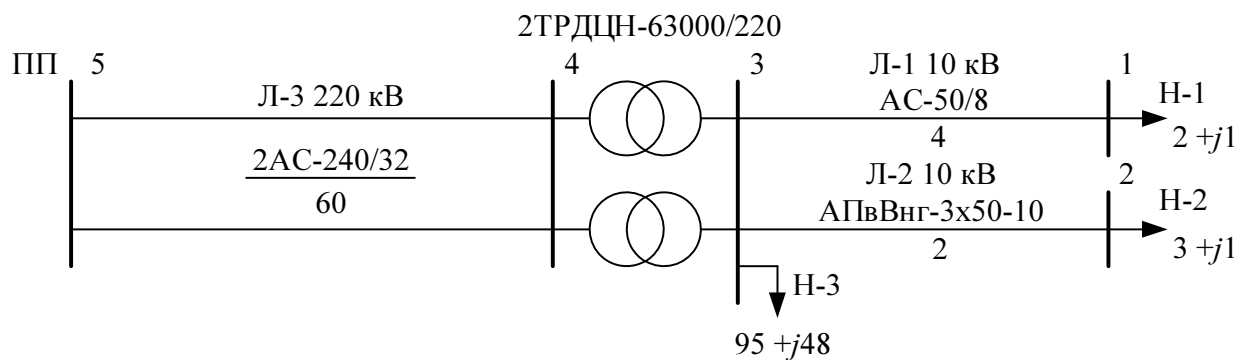


Рис. 5.3. Принципиальная схема электрической сети 220/10 кВ

Исходные данные

На схеме сети для ЛЭП даны марки проводов, кабелей и длины ЛЭП, км; для трансформаторов – типы и мощности в кВ·А. справочные данные по ЛЭП даны в табл. 5.1. Мощности нагрузок указаны на схеме в МВ·А.

Напряжение в пункте питания (ПП) $U_{\text{ПП}} = 238$ кВ.

Справочные данные по ЛЭП

№ ЛЭП	Марка провода	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	b_0 , мкСм/км
1	АС-50/8	0,603	0,35	—
2	АПВВнг-3х50-10	0,641	0,11	—
3	АС-240/32	0,121	0,435	2,6

Справочные данные по трансформаторам:

Тип – ТРДЦН-63000/220; $R_T = 4,0$ Ом; $X_T = 100,7$ Ом; $\Delta P_x = 82$ кВт; $\Delta Q_x = 504$ квар.

Указания

Для расчета использовать метод расчета по мощности нагрузки «в два этапа».

В результате расчета определить мощность пункта питания: $\underline{S}_{ПП} = P_{ПП} + jQ_{ПП}$ и напряжения в узловых точках сети.

Составление схемы замещения сети

На схеме замещения, рис. 5.4, для ЛЭП (Π-образная схема) указываем значения сопротивлений в омах, проводимостей в сименсах, а для трансформаторов (Γ-образная схема) сопротивления в омах и потери холостого хода в МВ·А. В схеме замещения трансформатора выделяется элемент идеальной трансформации с коэффициентом трансформации $k_T = U_{ВН} / U_{НН} = 230 / 11 = 20,91$.

Расчет параметров схемы замещения приведен в таблице 5.2.

Таблица 5.2

Параметры схемы замещения электрической сети (рис. 5.4)

Ветвь схемы за- мещения	Длина ЛЭП, км	Количество цепей/ трансформаторов	R , Ом	X , Ом	B , мкСм	ΔP_x , МВт	ΔQ_x , Мвар
3-1	4	1	2,41	1,4	—	—	—
3-2	2	1	1,28	0,22	—	—	—
5-4	60	2	3,63	13,05	312	—	—
4-3	—	2	2,0	50,35	—	0,16	1,01

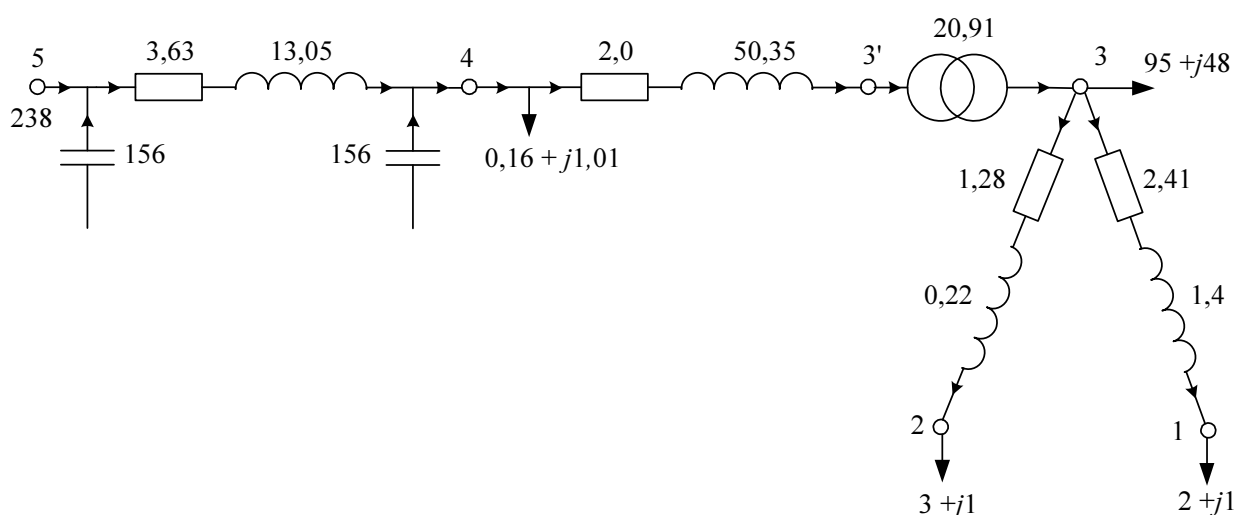


Рис. 5.4. Схема замещения электрической сети, рис 5.3

Замечания

1. Для ЛЭП 10 кВ емкостные проводимости не учитываются.
2. Нанесенные на схеме стрелки показывают направления потоков мощностей. Для участков с сопротивлениями потоки мощности имеют индекс Z : для начала ветви $Z1$ и конца – $Z2$. Для обозначения потоков мощностей по концам схем замещения ЛЭП и трансформатора использованы числовые индексы, которые означают: 1 – начало ЛЭП или вход трансформатора; 2 – конец ЛЭП или выход трансформатора.

Решение

В соответствии с методом расчета «в два этапа» выполняем расчет токораспределения – этап 1, и расчет режима напряжений – этап 2.

Этап 1. Расчет токораспределения.

Расчет начинаем с концевых точек схемы замещения и «передвигаемся» к ГПП с учетом рассчитываемых потерь мощности.

Участок 3-1.

Мощность в конце участка 3-1 равна мощности нагрузки узла 1.

$$\underline{S}_{Z2} = \underline{S}_{H1} = 2 + j1 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Потери мощности:

$$\Delta \underline{S} = \frac{P^2 + Q^2}{U_{\text{ном}}^2} (R + jX) = \frac{2^2 + 1^2}{10^2} (2,41 + j1,4) = 0,12 + j0,07 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Мощность в начале участка 3-1 больше $\underline{S}_{Z2}$ на величину потерь.

$$\underline{S}_{Z1} = \underline{S}_{Z2} + \Delta \underline{S} = (2 + j1) + (0,12 + j0,07) = 2,12 + j1,07 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Участок 3-2.

Мощность в конце участка 3-2 равна мощности нагрузки узла 2.

$$\underline{S}_{Z2} = \underline{S}_{H2} = 3 + j1 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Потери мощности:

$$\Delta \underline{S} = \frac{P^2 + Q^2}{U_{\text{ном}}^2} (R + jX) = \frac{3^2 + 1^2}{10^2} (1,28 + j0,22) = 0,13 + j0,02 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Мощность в начале участка 3-2 больше $\underline{S}_{Z2}$ на величину потерь.

$$\underline{S}_{Z1} = \underline{S}_{Z2} + \Delta \underline{S} = (3 + j1) + (0,13 + j0,02) = 3,13 + j1,02 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Участок 3'-3.

На участке 3'-3 нет сопротивлений, поэтому мощность по обеим сторонам идеального трансформатора одинакова и равна сумме трех мощностей – мощности нагрузки в узле 3 и двум потокам мощности на присоединенных ЛЭП. Это мощность на выходе трансформатора.

$$\underline{S}_{3'-3} = \underline{S}_{H3} + \underline{S}_{3-1} + \underline{S}_{3-2} = (95 + j48) + (2,12 + j1,07) + (3,13 + j1,02) = 100,25 + j50,09 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Здесь потоки мощности в начале ЛЭП равны соответствующим мощностям в начале участков с сопротивлениями – $\underline{S}_Z$.

Участок 4-3'.

Мощность в конце ветви сопротивления равна мощности участка 4-3' и равна мощности участка 3'-3.

$$\underline{S}_{Z2} = \underline{S}_2 = \underline{S}_{3'-3} = 100,25 + j50,09 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Потери мощности:

$$\Delta \underline{S} = \frac{P^2 + Q^2}{U_{\text{ном}}^2} (R + jX) = \frac{100,25^2 + 50,09^2}{220^2} (2 + j50,35) = 0,52 + j13,09 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Мощность в начале участка 4-3' больше $\underline{S}_{Z2}$ на величину потерь.

$$\underline{S}_{Z1} = \underline{S}_{Z2} + \Delta \underline{S} = (100,25 + j50,09) + (0,52 + j13,09) = 100,77 + j63,18 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Мощность на входе трансформатора с учетом потерь холостого хода

$$\underline{S}_1 = \underline{S}_{Z1} + \Delta \underline{S}_{\text{хх}} = (100,77 + j63,18) + (0,16 + j1,01) = 100,93 + j64,19 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Участок 5-4.

Мощность в конце ЛЭП₃ равна мощности на входе трансформатора.

$$\underline{S}_2 = 100,93 + j64,19 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Зарядная мощность в конце ЛЭП

$$Q_{C2} = U_{\text{ном}}^2 \frac{B}{2} = 220^2 \cdot 156 \cdot 10^{-6} = 7,55 \text{ Мвар}.$$

Мощность в конце ветви сопротивления Z

$$\underline{S}_{Z2} = \underline{S}_2 - jQ_{C2} = (100,93 + j64,19) - j7,55 = 100,93 + j56,44 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Потери мощности:

$$\Delta \underline{S} = \frac{P^2 + Q^2}{U_{\text{ном}}^2} (R + jX) = \frac{100,93^2 + 57,38^2}{220^2} (3,63 + j13,05) = 1,0 + j3,61 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Мощность в начале ветви сопротивления Z больше $\underline{S}_{Z2}$ на величину потерь.

$$\underline{S}_{Z1} = \underline{S}_{Z2} + \Delta \underline{S} = (100,93 + j56,44) + (1,0 + j3,61) = 101,93 + j60,25 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Зарядная мощность в начале ЛЭП

$$Q_{C1} = U_{\text{III}}^2 \frac{B}{2} = 238^2 \cdot 156 \cdot 10^{-6} = 8,84 \text{ Мвар.}$$

Мощность в начале ЛЭП есть мощность ПП

$$\underline{S}_{\text{III}} = \underline{S}_1 = \underline{S}_{Z1} - jQ_{C1} = (101,93 + j60,25) - j8,84 = 101,93 + j51,41 \text{ МВ} \cdot \text{А.}$$

Этап 2. Расчет режима напряжений

Расчет проводим от пункта питания, определяя падения напряжений на участках с сопротивлениями, «продвигаясь» от ПП к конечным узлам нагрузки.

Участок 5-4.

Падение напряжения

$$\begin{aligned} \Delta \underline{U} &= \frac{P_{Z1}R + Q_{Z1}X}{U_{\text{III}}} + j \frac{P_{Z1}X - Q_{Z1}R}{U_{\text{III}}} = \\ &= \frac{101,93 \cdot 3,63 + 60,25 \cdot 13,05}{238} + j \frac{101,93 \cdot 13,05 - 60,25 \cdot 3,63}{238} = 4,86 + j4,67 \text{ кВ.} \end{aligned}$$

Напряжение в узле 4

$$\underline{U}_4 = U_{\text{III}} - \Delta \underline{U} = 238 - (4,86 + j4,67) = 233,14 - j4,67 \text{ кВ.}$$

$$U_4 = 233,19 \text{ кВ.}$$

Участок 4-3'.

Падение напряжения

$$\begin{aligned} \Delta \underline{U} &= \frac{P_{Z1}R + Q_{Z1}X}{U_4} + j \frac{P_{Z1}X - Q_{Z1}R}{U_4} = \\ &= \frac{100,77 \cdot 2 + 63,18 \cdot 50,35}{233,19} + j \frac{100,77 \cdot 50,35 - 63,18 \cdot 2}{233,19} = 14,51 + j21,22 \text{ кВ.} \end{aligned}$$

Напряжение в узле 3'

$$\underline{U}_{3'} = U_4 - \Delta \underline{U} = 233,19 - (14,51 + j21,22) = 218,68 - j21,22 \text{ кВ.}$$

$$U_{3'} = 219,72 \text{ кВ.}$$

Участок 3'-3.

Напряжение на вторичной обмотке трансформатора (НН)

$$U_3 = \frac{U_{3'}}{k_T} = \frac{219,72}{20,91} = 10,51 \text{ кВ.}$$

Участок 3-2.

Падение напряжения

$$\begin{aligned} \Delta \underline{U} &= \frac{P_{z1}R + Q_{z1}X}{U_3} + j \frac{P_{z1}X - Q_{z1}R}{U_3} = \\ &= \frac{3,13 \cdot 1,28 + 1,02 \cdot 0,22}{10,51} + j \frac{3,13 \cdot 0,22 - 1,02 \cdot 1,28}{10,51} = 0,4 + j0,06 \text{ кВ.} \end{aligned}$$

Напряжение в узле 2

$$\underline{U}_2 = U_3 - \Delta \underline{U} = 10,51 - (0,40 + j0,06) = 10,11 - j0,06 \text{ кВ.}$$

$$U_2 = 10,11 \text{ кВ.}$$

Участок 3-1.

Падение напряжения

$$\begin{aligned} \Delta \underline{U} &= \frac{P_{z1}R + Q_{z1}X}{U_3} + j \frac{P_{z1}X - Q_{z1}R}{U_3} = \\ &= \frac{2,12 \cdot 2,41 + 1,07 \cdot 1,4}{10,51} + j \frac{2,12 \cdot 1,4 - 1,07 \cdot 2,41}{10,51} = 0,63 + j0,04 \text{ кВ.} \end{aligned}$$

Напряжение в узле 1

$$\underline{U}_1 = U_3 - \Delta \underline{U} = 10,51 - (0,63 + j0,04) = 9,88 - j0,04 \text{ кВ.}$$

$$U_1 = 9,88 \text{ кВ.}$$

Замечание

На участках сети 3-2 и 3-1 напряжением 10 кВ мнимая составляющая падения напряжения очень маленькая и не влияет на величину напряжения в узлах 1 и 2.

Результаты расчета:

$\begin{aligned} \underline{S}_{\text{III}} &= 101,93 + j51,41 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \\ U_1 &= 9,88 \text{ кВ}; \\ U_2 &= 10,11 \text{ кВ}; \\ U_3 &= 10,51 \text{ кВ.} \end{aligned}$

6. РАСЧЕТ РЕЖИМА ЗАМКНУТОЙ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

6.1. Замкнутые электрические сети

Электрическая сеть называется замкнутой, если она содержит замкнутые контуры. Расчет замкнутых электрических сетей вручную возможен только для самых простых случаев: один или два замкнутых контура с использованием приемов преобразования электрической сети, главным из которых является прием приведения сети к линии с двусторонним питанием. Суть этого метода состоит в «разрезании» контура со стороны подачи питания (мощности) в контур и получении как бы двух пунктов питания с одинаковым напряжением по модулю и фазе. На рис. 6.1, а показана сеть, содержащая один контур, а на рис. 6.1, б – его контурная часть, приведенная к линии с двусторонним питанием.

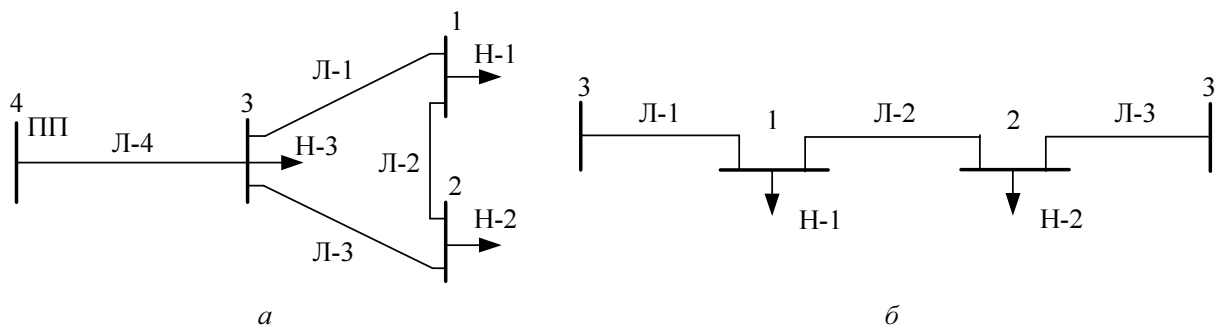


Рис. 6.1. Замкнутая сеть (а) и линия с двусторонним питанием (б)

Расчет сети с замкнутыми контурами идет отдельно для замкнутой и разомкнутой частей. Так для сети, изображенной на рис. 6.1, вначале рассчитывается потокораспределение в замкнутой части, а потом в разомкнутой. Расчет режима напряжений в этой схеме идет обратным порядком.

6.2. Алгоритм расчета

Рассмотрим порядок расчета линии с двусторонним питанием (рис. 6.1, б). В этом расчете можно выделить три этапа. Дополнительно по отношению

к расчету разомкнутой сети, где имеется два этапа, вводится этап расчета предварительного (без учета потерь) потокораспределения.

Следует также учесть, что зарядные мощности участков ЛЭП до расчета потокораспределения следует вычислить по номинальному напряжению сети и включить в мощности нагрузок узлов – получить расчетные нагрузки узлов (подробнее см. ниже пример расчета).

Этап 1. Расчет предварительного потокораспределения.

Для расчета приближенного потокораспределения достаточно найти, например, поток мощности на участке 3-1 (рис. 6.2), так как мощности на других участках находятся по закону Кирхгофа в узлах 1 и 2.

Зададимся произвольным направлением потоков мощности (см. рис. 6.2). Тогда приближенные потоки мощности в линиях 1, 2 и 3:

$$\begin{aligned}\underline{S}_1 &= \frac{\underline{S}_{H1}(\underline{Z}_2^* + \underline{Z}_3^*) + \underline{S}_{H2}\underline{Z}_3^*}{\underline{Z}_1^* + \underline{Z}_2^* + \underline{Z}_3^*} = \\ &= \frac{(P_{H1} + jQ_{H1})[(R_2 - jX_2) + (R_3 - jX_3)] + (P_{H2} + jQ_{H2})(R_3 - jX_3)}{(R_1 - jX_1) + (R_2 - jX_2) + (R_3 - jX_3)}; \\ \underline{S}_2 &= \underline{S}_1 - \underline{S}_{H1}; \\ \underline{S}_3 &= \underline{S}_{H2} - \underline{S}_2.\end{aligned}$$

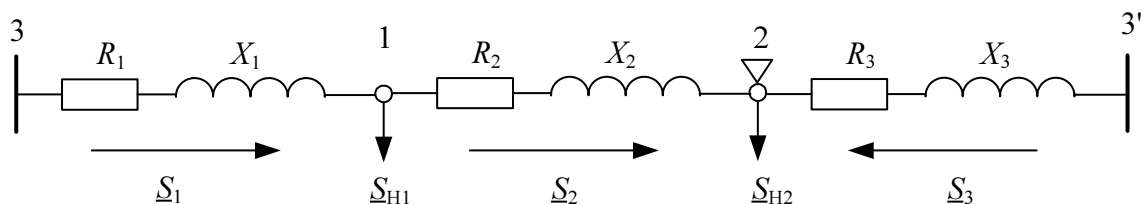


Рис. 6.2. Схема замещения линии с двусторонним питанием. Знак «наб-ла» означает точку потоко-раздела.

Найденные три потока мощности образуют предварительное потоко-распределение мощностей в линии с двусторонним питанием.

Этап 2. Расчет потокораспределения с учетом потерь мощности.

Находится точка потоко-раздела мощностей - точка, где потоки мощ-ности по участкам линии с двусторонним питанием направлены навстречу друг другу: это либо точка 1, либо точка 2, и линия с двусторонним питанием

представляется в виде двух разомкнутых схем. Если для рассматриваемого примера точкой потокораздела будем считать точку 2, то получим две схемы, показанные на рис. 6.3.

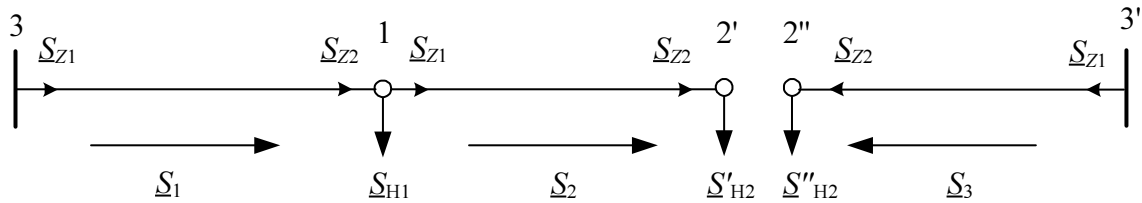


Рис. 6.3. Разделенная линия с двусторонним питанием: $\underline{S}'_{H2} + \underline{S}''_{H2} = \underline{S}_{H2}$

Считается, что мощности на концах обеих (левой и правой) разомкнутых сетей определены – они равны потокам $\underline{S}_2$ и $\underline{S}_3$, найденным на этапе 1. Далее расчет связан с определением потерь мощности в линиях (участках) по номинальному напряжению и уточнению потоков мощности. Важно понять, что этот расчет ведется точно так же, как для разомкнутой схемы – от нагрузок к пункту питания для двух отдельно рассматриваемых схем. После определения потоков мощности $\underline{S}_{Z1}$, вытекающих из пунктов 3 и 3' этап 2 заканчивается.

Этап 3. Расчет режима напряжений.

Этот этап полностью аналогичен расчету режима напряжений в разомкнутой сети с той лишь разницей, что выполнить его можно либо слева направо (определять $\underline{U}_1$, затем $\underline{U}_2$), либо справа налево (определять $\underline{U}_2$, затем $\underline{U}_1$).

6.2. Упражнение

Для заданного варианта замкнутой схемы электрической сети определить потокораспределение мощностей и напряжения в узловых точках.

6.3. Пример расчета линии с двусторонним питанием

Рассчитать режим линии с двусторонним питанием по заданной схеме, рис. 6.4.

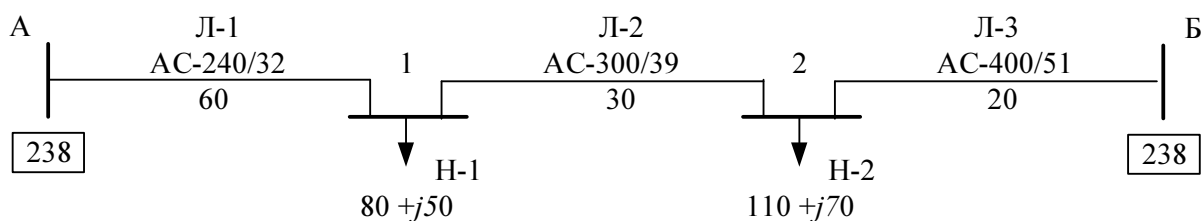


Рис. 6.4. Принципиальная схема линии с двусторонним питанием 220 кВ

Исходные данные

Принципиальная схема линии с двусторонним питанием состоит из трех участков – трех ЛЭП. На схеме, рис. 6.4, для ЛЭП даны марки проводов и длины, км. Мощности нагрузок указаны на схеме в МВ·А. Напряжение в пунктах питания А и Б: $U_A = U_B = 238$ кВ (на схеме указаны в рамке). Справочные данные о погонных параметрах ЛЭП приведены в табл. 6.1.

Таблица 6.1

Справочные данные по ЛЭП

ЛЭП	Марка провода	r_0 , Ом/км	x_0 , Ом/км	b_0 , мкСм/км
Л-1	АС-240/32	0,118	0,435	2,604
Л-2	АС-300/39	0,096	0,429	2,645
Л-3	АС-400/51	0,073	0,420	2,701

Указания

В результате расчета определить напряжения в узловых точках сети и мощности пунктов питания: $\underline{S}_A$ и $\underline{S}_B$.

1. Составление схемы замещения сети

Для схемы замещения, рис. 6.5, для ЛЭП (П-образная схема) рассчитываем значения сопротивлений в омах, проводимостей в сименсах. Результаты расчета параметров схемы замещения сведены в таблицу 6.2.

Таблица 6.2

Параметры схемы замещения электрической сети, рис. 6.5

Ветвь схемы замещения	Длина ЛЭП, км	Количество цепей	R, Ом	X, Ом	B, мкСм

A-1	60	1	7,08	26,10	156,24
1-2	30	1	2,88	12,87	79,35
2-Б	20	1	1,46	8,4	54,02

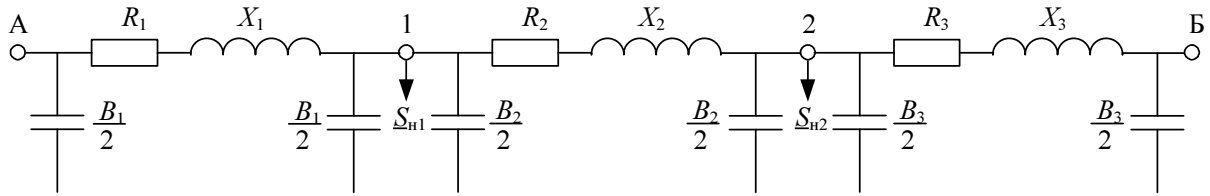


Рис. 6.5. Схема замещения линии с двусторонним питанием

2. Составление расчетной схемы сети

Расчетную схему, рис. 6.6, составляем по схеме замещения – рис. 6.5. Она не содержит графические обозначения для параметров схемы, при этом зарядные мощности ЛЭП включены в мощности нагрузок узлов, а зарядные мощности в емкостях ЛЭП, примыкающих к пунктам питания, отнесены к мощностям пунктов питания.

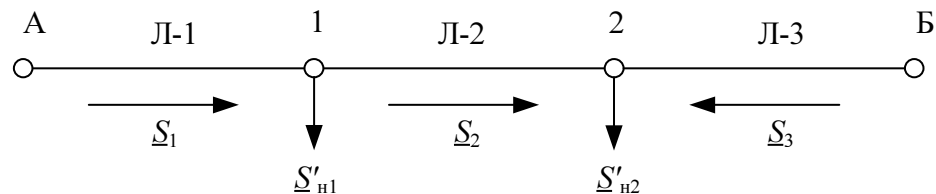


Рис. 6.6. Расчетная схема линии с двусторонним питанием

Расчетная нагрузка для узла 1:

$$\begin{aligned} \underline{S}'_{н1} &= \underline{S}_{н1} - j \frac{B_1 + B_2}{2} U_{ном}^2 = (80 + j50) - j \frac{156,24 + 79,35}{2} 10^{-6} 220^2 = \\ &= 80 + j44,3 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \end{aligned}$$

Расчетная нагрузка для узла 2:

$$\begin{aligned} \underline{S}'_{н2} &= \underline{S}_{н2} - j \frac{B_2 + B_3}{2} U_{ном}^2 = (110 + j70) - j \frac{79,35 + 54,02}{2} 10^{-6} 220^2 = \\ &= 110 + j66,77 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \end{aligned}$$

3. Расчет

В начале находим предварительное потокораспределение мощностей в ЛЭП без учета потерь мощности, а затем приводим схему к двум магистральным линиям и ведем расчет каждой из них методом «в два этапа».

Начальный этап. Расчет приближенного потокораспределения.

Перед расчетом выбираем направления рассчитываемых потоков мощности по линиям, рис. 6.6.

Поток мощности по Л-1:

$$\begin{aligned}\underline{S}_1 &= \frac{\underline{S}'_{н1}(\underline{Z}_2^* + \underline{Z}_3^*) + \underline{S}'_{н1}\underline{Z}_3^*}{\underline{Z}_1^* + \underline{Z}_2^* + \underline{Z}_3^*} = \\&= \frac{(80 + j44,3)[(2,88 - j12,87) + (1,46 - j8,4)] + (110 + j66,7)(1,46 - j8,4)}{(7,08 - j26,1) + (2,88 - j12,87) + (1,46 - j8,4)} = \\&= \frac{(80 + j44,3)(4,34 - j21,27) + (110 + j66,7)(1,46 - j8,4)}{(11,42 - j47,37)} = \\&= \frac{(91,45 \angle 28,98^\circ \cdot 21,71 \angle -78,47^\circ) + (128,68 \angle 31,26^\circ \cdot 8,53 \angle -80,14^\circ)}{48,73 \angle -76,45^\circ} = \\&= \frac{(1985,38 \angle -49,49^\circ) + (1097,64 \angle -48,88^\circ)}{48,73 \angle -76,45^\circ} = \\&= \frac{(1289,67 - j1509,47) + (721,85 - j826,89)}{48,73 \angle -76,45^\circ} = \frac{2011,52 - j2336,36}{48,73 \angle -76,45^\circ} = \\&= \frac{3082,98 \angle -49,27^\circ}{48,73 \angle -76,45^\circ} = 63,27 \angle 27,18^\circ = 56,28 + j28,9 \text{ МВ} \cdot \text{А}.\end{aligned}$$

Поток мощности по Л-2:

$$\underline{S}_2 = \underline{S}_1 - \underline{S}'_{н1} = (56,28 + j28,29) - (80 + j44,3) = -23,72 - j15,4 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Знак минус перед активной и реактивной мощностью говорит, что действительное направление потока мощности не совпадает с выбранным направлением на расчетной схеме сети. Меняем направление на схеме (будет показано ниже) и знак у рассчитанных мощностей по Л-2.

$$\underline{S}_2 = -\underline{S}_2 = 23,72 + j15,4 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Точка потоко­раздела в линии с двусторонним питанием находится в узле 1.

Поток мощности по Л-3:

$$\underline{S}_3 = \underline{S}_2 + \underline{S}'_{н2} = (23,72 + j15,4) + (110 + j66,77) = 133,72 + j82,17 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Схема линии с двусторонним питанием с указанием точки потоко­раздела приведена на рис. 6.7.

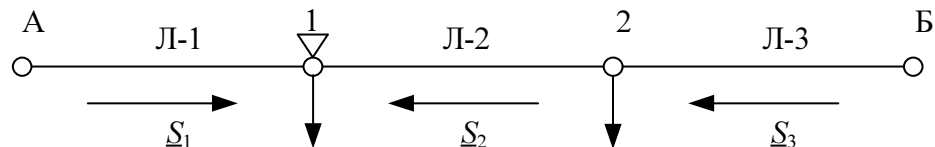


Рис. 6.7. Схема линии с двусторонним питанием с точкой потоко­раздела

Выполним проверку полученных результатов по балансу мощности – сумма мощностей нагрузок должна быть равна сумме мощностей, передаваемых из пунктов питания.

$$\underline{S}_{н1} + \underline{S}_{н2} = (80 + j44,3) + (110 + j66,77) = 190 + j111,07 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\underline{S}_1 + \underline{S}_3 = (56,28 + j28,9) + (133,72 + j82,17) = 190 + j111,07 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Баланс соблюдается, что указывает на отсутствие ошибок вычислений.

Расчет потоко­распределения (этап 1 метода «в два этапа»)

Линию с двусторонним питанием представляем в виде двух магистралей: А-1 и Б-2-1, рис. 6.8.

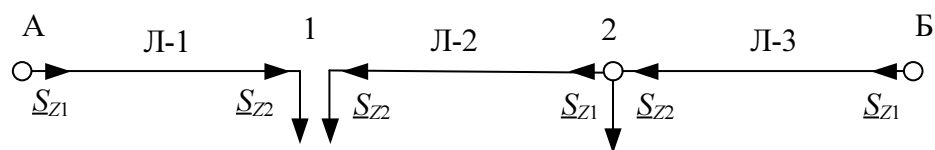


Рис. 6.8. Образование двух магистральных схем

Расчет начинаем с точки потоко­раздела в расчетной схеме и «передвигаемся» к пунктам питания А и Б по каждой из двух схем с учетом рассчитываемых потерь мощности.

Участок А-1.

Мощность в конце участка А-1 принимаем равной потоку мощности в Л-1, найденной в расчете приближенного потокораспределения:

$$\underline{S}_{Z2} = \underline{S}_1 = 56,28 + j28,9 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Потери мощности:

$$\Delta \underline{S} = \frac{P^2 + Q^2}{U_{\text{ном}}^2} (R + jX) = \frac{56,28^2 + 28,9^2}{220^2} (7,08 + j26,1) = 0,59 + j2,17 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Мощность в начале участка А-1 равна сумме $\underline{S}_{Z2}$ и потерь мощности.

$$\underline{S}_{Z1} = \underline{S}_{Z2} + \Delta \underline{S} = (56,28 + j28,9) + (0,59 + j2,17) = 56,87 + j31,07 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Участок 1-2.

Мощность в конце участка 1-2 принимаем равной потоку мощности в Л-2, найденной в расчете приближенного потокораспределения:

$$\underline{S}_{Z2} = \underline{S}_2 = 23,72 + j15,4 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Потери мощности:

$$\Delta \underline{S} = \frac{P^2 + Q^2}{U_{\text{ном}}^2} (R + jX) = \frac{23,72^2 + 15,4^2}{220^2} (2,28 + j12,87) = 0,05 + j0,22 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Мощность в начале участка 1-2 равна сумме $\underline{S}_{Z2}$ и потерь мощности.

$$\underline{S}_{Z1} = \underline{S}_{Z2} + \Delta \underline{S} = (23,72 + j15,4) + (0,05 + j0,22) = 23,77 + j15,62 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Участок 2-Б.

Мощность в конце ветви сопротивления равна сумме мощности начала участка 1-2 и мощности нагрузки $\underline{S}'_{\text{н2}}$.

$$\underline{S}_{Z2} = \underline{S}_{Z1} + \underline{S}'_{\text{н2}} = (23,77 + j15,62) + (110 + j66,77) = 133,77 + j82,39 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Потери мощности:

$$\Delta \underline{S} = \frac{P^2 + Q^2}{U_{\text{ном}}^2} (R + jX) = \frac{133,77^2 + 82,39^2}{220^2} (1,46 + j8,4) = 0,75 + j4,28 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Мощность в начале участка 2-Б равна сумме $\underline{S}_{Z2}$ и потерь мощности.

$$\underline{S}_{Z1} = \underline{S}_{Z2} + \Delta \underline{S} = (133,77 + j82,39) + (0,75 + j4,28) = 134,52 + j86,67 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Выполним проверку полученных результатов по балансу мощности – сумма мощностей нагрузок и потерь в ЛЭП должна быть равна сумме мощностей, передаваемых из пунктов питания.

$$\begin{aligned} \underline{S}_{\text{н1}} + \underline{S}_{\text{н2}} + \sum_i \Delta \underline{S}_i &= (80 + j44,3) + (110 + j66,77) + \\ &+ (0,59 + j2,17) + (0,05 + j0,22) + (0,75 + j4,28) = 191,39 + j117,74 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \\ \underline{S}_1 + \underline{S}_3 &= (56,87 + j31,07) + (134,52 + j86,67) = 191,39 + j117,74 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \end{aligned}$$

Баланс соблюдается, что указывает на отсутствие ошибок вычислений.

Учтем зарядные мощности ЛЭП, примыкающих к пунктам питания:

$$\begin{aligned} \underline{S}_A &= \underline{S}_{Z1}^{\text{Л-1}} - jU_A^2 \frac{B_1}{2} = (56,87 + j31,07) - j238^2 \cdot \frac{156,24}{2} \cdot 10^{-6} = \\ &= 56,87 + j26,64 \text{ МВ} \cdot \text{А}; \\ \underline{S}_B &= \underline{S}_{Z1}^{\text{Л-3}} - jU_B^2 \frac{B_3}{2} = (134,52 + j86,67) - j238^2 \cdot \frac{54,02}{2} \cdot 10^{-6} = \\ &= 134,52 + j85,14 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \end{aligned}$$

Расчет режима напряжений (этап 2 метода «в два этапа»)

Расчет проводим от пунктов питания, определяя падения напряжений на участках с сопротивлениями, «продвигаясь» к узлам нагрузки.

Участок А-1.

Падение напряжения:

$$\begin{aligned} \Delta \underline{U} &= \frac{P_{Z1}R + Q_{Z1}X}{U_{\text{пп}}} + j \frac{P_{Z1}X - Q_{Z1}R}{U_{\text{пп}}} = \\ &= \frac{56,87 \cdot 7,08 + 31,07 \cdot 26,1}{238} + j \frac{56,87 \cdot 26,1 - 31,07 \cdot 7,08}{238} = 5,09 + j5,31 \text{ кВ}. \end{aligned}$$

Напряжение в узле 1:

$$\underline{U}_1 = U_A - \Delta \underline{U} = 238 - (5,09 + j5,31) = 232,91 - j5,31 \text{ кВ}.$$

$$U_1 = 232,96 \text{ кВ}.$$

Участок 1-2.

Падение напряжения:

$$\Delta \underline{U} = \frac{P_{Z2}R + Q_{Z2}X}{U_1} + j \frac{P_{Z2}X - Q_{Z2}R}{U_1} =$$

$$= \frac{23,72 \cdot 2,88 + 15,4 \cdot 12,87}{232,96} + j \frac{23,72 \cdot 12,87 - 15,4 \cdot 2,88}{232,96} = 1,14 + j1,12 \text{ кВ.}$$

Напряжение в узле 2 (с учетом направления потоков мощности):

$$\underline{U}_2 = U_1 + \Delta \underline{U} = (232,91 - j5,31) + (1,14 + j1,12) = 234,05 - j4,19 \text{ кВ.}$$

$$U_2 = 234,09 \text{ кВ.}$$

Участок 2-Б.

Вычислим U_2 еще раз для проверки.

Падение напряжения:

$$\begin{aligned} \Delta \underline{U} &= \frac{P_{z1} R + Q_{z1} X}{U_B} + j \frac{P_{z1} X - Q_{z1} R}{U_B} = \\ &= \frac{134,52 \cdot 1,46 + 86,67 \cdot 8,4}{238} + j \frac{134,52 \cdot 8,4 - 86,67 \cdot 1,46}{238} = 3,89 + j4,22 \text{ кВ.} \end{aligned}$$

Напряжение в узле 2:

$$\underline{U}_2 = U_B - \Delta \underline{U} = 238 - (3,89 + j4,22) = 234,11 - j4,22 \text{ кВ.}$$

$$U_2 = 234,15 \text{ кВ.}$$

Ошибка расчета: $234,15 - 234,09 = 0,06 \text{ кВ.}$

Результаты расчета:

$\underline{S}_A = 56,87 + j26,64 \text{ МВ} \cdot \text{А};$ $\underline{S}_B = 134,52 + j85,14 \text{ МВ} \cdot \text{А};$ $U_1 = 232,96 \text{ кВ};$ $U_2 = 234,15 \text{ кВ.}$

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Лыкин А.В. Электрические системы и сети: Учебное пособие. – М.: Университетская книга; Логос, 2008
2. Справочник по проектированию электрических сетей / Под ред. Д.Л. Файбисовича. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2012.
3. ГОСТ 17544-85. Трансформаторы силовые масляные общего назначения классов напряжения 220, 330, 500 и 750 кВ. Технические условия.

Приложения

Таблица П.1

Усредненные среднегеометрические расстояния между фазами воздушных линий электропередачи

$U_{\text{НОМ}}$, кВ	до 1	6-10	20	35	110	150	220	330	500	750	1150
$D_{\text{ср}}$, м	0,5	1,25	1,5	3,5	5,0	6,5	8,0	11,0	14,0	19,5	30,0

Таблица П.2

Диаметры и электрические сопротивления сталеалюминевых проводов марок АС, АпС, АСК, АпСК, АСКП, АпСКП, АСКС, АпСКС (по ГОСТ 839-80)

Сечение, мм ²	Диаметр провода, мм	Погонное сопротивле- ние при 20 °С, Ом/км	Сечение, мм ²	Диаметр провода, мм	Погонное сопротивле- ние при 20 °С, Ом/км	Сечение, мм ²	Диаметр провода, мм	Погонное сопротивле- ние при 20 °С, Ом/км
10/1,8	4,5	2,766	185/43	19,6	0,158	400/93	29,1	0,072
16/2,7	5,6	1,801	185/28	23,1	0,158	450/56	28,8	0,068
25/4,2	6,9	1,176	240/32	21,6	0,121	500/26	30,0	0,059
35/6,2	8,4	0,790	240/39	21,6	0,124	500/27	29,4	0,061
50/8,0	9,6	0,603	240/56	22,4	0,122	500/64	30,6	0,060
70/11	11,4	0,429	300/39	24,0	0,098	500/204	34,5	0,060
70/72	15,4	0,428	300/48	24,1	0,099	500/336	37,5	0,060
95/16	13,5	0,306	300/66	24,5	0,102	550/71	32,4	0,054
95/141	19,8	0,321	300/67	24,5	0,103	600/72	33,2	0,051
120/19	15,2	0,249	300/204	29,2	0,099	650/79	34,7	0,046

120/27	15,4	0,253	330/30	24,8	0,088	700/86	36,2	0,043
150/19	16,8	0,199	330/43	25,2	0,089	750/96	37,7	0,039
150/24	17,1	0,198	400/18	26,0	0,078	800/105	39,7	0,036
150/34	17,5	0,201	400/22	26,6	0,075	1000/56	42,4	0,029
185/24	18,9	0,157	400/51	27,5	0,075			
185/29	18,8	0,162	400/64	27,7	0,075			

Таблица П.3

Трансформаторы трехфазные напряжением 35 кВ

Тип	Номи- нальная мощность, кВ·А	Регулиро- вание напряжения	Сочетание напряжений, кВ		Потери, кВт		u_k , %	I_x %
			ВН	НН	ΔP_x	ΔP_k		
ТМ-100/35	100	—	35	0,4	0,46	1,97	6,5	2,6
ТМ-160/35	160	—	35	0,4; 0,69	0,70	2,65	6,5	2,6
ТМ-250/35	250	—	35	0,4; 0,69	1,00	3,70	6,5	2,6
ТМ-400/35	400	—	35	0,4; 0,69	1,35	5,50	6,5	3,5
ТМ-630/35	630	—	35	0,4; 0,69	1,90	7,60	6,5	3,0
ТМ-1000/35	1000	—	20; 35	0,4-10,5	2,75	12,2	6,5	1,5
ТМ-1600/35	1600	—	20; 35	0,4-10,5	3,65	18,0	6,5	1,4
ТМ-2500/35	2500	—	20; 35	0,69-10,5	5,10	26,0	6,5	1,1
ТМ-4000/35	4000	—	20; 35	3,15-10,5	6,70	33,5	7,5	1,0

ТМ-6300/35	6300	—	20; 35	3,15-10,5	9,25	46,5	7,5	0,9
ТД-10000/35	10000	$\pm 2 \times 2,5 \%$	38,5	6,3; 10,5	14,5	65,0	7,5	0,8
ТД-16000/35	16000	$\pm 2 \times 2,5 \%$	38,5	6,3; 10,5	21,6	90,0	8,0	0,6
ТМН-1000/35	1000	$\pm 8 \times 1,5 \%$	20; 35	0,4-10,5	2,75	12,2	6,5	1,5
ТМН-1600/35	1600	$\pm 8 \times 1,5 \%$	20; 35	0,4-11,0	3,65	16,5	6,5	1,4
ТМН-2500/35	2500	$\pm 8 \times 1,5 \%$	20; 35	0,69-11,0	5,10	26,0	6,5	1,1
ТМН-4000/35	4000	$\pm 8 \times 1,5 \%$	20; 35	6,3; 11,0	6,70	33,5	7,5	1,0
ТМН-6300/35	6300	$\pm 8 \times 1,5 \%$	20; 35	6,3; 11,0	9,25	46,5	7,5	0,9
ТДНС-10000/35	10000	$\pm 8 \times 1,5 \%$	10,5-36,75	3,15-10,5	12,5	60	8,0	0,8
ТДНС-16000/35	16000	$\pm 8 \times 1,5 \%$	10,5-36,75	6,3; 10,5	18,0	85	10,0	0,6
ТРДНС-25000/35	25000	$\pm 8 \times 1,5 \%$	15,75-36,75	6,3; 10,5	25,0	115	9,5	0,5
ТРДНС-32000/15	32000	$\pm 8 \times 1,5 \%$	15,75	6,3	30	145	11,5	0,45
ТРДНС-32000/15	32000	$\pm 8 \times 1,5 \%$	20-36,75	6,3-10,5	30	145	11,5	0,45
ТРДНС-40000/35	40000	$\pm 8 \times 1,5 \%$	15,75-36,75	6,3-10,5	36	170	11,5	0,4
ТРДНС-63000/35	63000	$\pm 8 \times 1,5 \%$	20-36,75	6,3-10,5	50	250	11,5	0,35

Примечания: 1. Трансформаторы с переключением без возбуждения имеют ПБВ на стороне ВН.
2. Трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой имеют РПН на стороне ВН.

Трансформаторы трехфазные напряжением 110 кВ

Тип	Номинальная мощность, кВ·А	Регулирование напряжения	Сочетание напряжений, кВ		Потери, кВт		u_k , %	I_x , %
			ВН	НН	ΔP_x	ΔP_k		
ТМН-2500/110	2500	+10х1,5 %, -8х1,5 %	110	6,6; 11,0	5,5	22	10,5	1,5
ТМН-6300/110	6300	+10х1,5 %, -8х1,2 %	115	6,6; 11,0	10,0	48	10,5	1,0
ТДН-10000/110	10000	± 9 х1,78 %	115	6,6; 11,0	14,0	60	10,5	0,9
ТДН-16000/110	16000	± 9 х1,78 %	115	6,6; 11,0	21,0	86	10,5	0,85
ТРДН-25000/110	25000	± 9 х1,78 %	115	6,3; 10,5	25,0	120	10,5	0,75
ТРДН-32000/110	32000	± 9 х1,78 %	115	6,3; 10,5	32,0	145	10,5	0,75
ТРДН-40000/110	40000	± 9 х1,78 %	115	6,3; 10,5	42,0	160	10,5	0,70
ТРДЦН-63000/110	63000	± 9 х1,78 %	115	6,3; 10,5	59,0	245	10,5	0,65
ТРДЦН-80000/110	80000	± 9 х1,78 %	115	6,3; 10,5	70,0	310	10,5	0,60
ТРДЦН-125000/110	125000	± 9 х1,78 %	115	10,5	100	400	10,5	0,55
ТД(ТДЦ)-80000/110	80000	± 2 х2,5 %	121	3,15-13,8	70	310	10,5	0,60
ТДЦ-125000/110	125000	± 2 х2,5 %	121	10,5;13,8	120	400	10,5	0,55
ТДЦ-200000/110	200000	± 2 х2,5 %	121	13,8;15,75;18,0	170	550	10,5	0,50
ТДЦ-250000/110	250000		121	15,75	200	640	10,5	0,50
ТДЦ-400000/110	400000		121	20	320	900	10,5	0,45

Примечания: 1. Трансформаторы ТМН-2500 и 6300 имеют РПН на стороне НН, у остальных трансформаторов РПН включено в нейтраль ВН. 2. Трансформаторы с переключением без возбуждения имеют ПБВ на стороне ВН.

Таблица П.5

Трансформаторы трехфазные и однофазные напряжением 220 и 500 кВ

Тип	Номинальная мощность, кВ·А	Регулирование напряжения	Сочетание напряжений, кВ		Потери, кВт		u_k , %	I_x , %
			ВН	НН	ΔP_x	ΔP_k		
ТРДН-32000/220	32000	$\pm 8 \times 1,5$ %	230	6,6-11	53	167	12	0,9
ТРДЦН-63000/220	63000	$\pm 8 \times 1,5$ %	230	6,3-6,3	82	300	12	0,8
ТРДЦН-160000/220	160000	$\pm 8 \times 1,5$ %	230	11; 38,5	167	525	12	0,6
ТДЦ(ТЦ)-80000/220	80000	$\pm 2 \times 2,5$ %	242	10,5; 6,3; 13,8	105	320	11	0,6
ТДЦ(ТЦ)-125000/220	125000	$\pm 2 \times 2,5$ %	242	10,5; 13,8	135	380	11	0,5
ТДЦ(ТЦ)-200000/220	200000	$\pm 2 \times 2,5$ %	242	13,8; 15,75; 18	200	580	11	0,45
ТДЦ(ТЦ)-250000/220	250000	—	242	13,8; 15,75	240	650	11	0,45
ТДЦ(ТЦ)-400000/220	400000	—	242	13,8; 15,75	330	680	11	0,4
ТЦ-630000/220	630000	—	242	15,72; 20	380	1300	12,5	0,35
ОРЦ-533000/500	533000	—	525/1,73	15,75; 18,24	300	1400	13	0,3
ТДЦ(ТЦ)-250000/500	250000	—	525	13,8; 20; 15,75	250	600	13	0,45
ТДЦ(ТЦ)-400000/500	400000	—	525	13,8-36,75	350	800	12,6	0,4
ТЦ-630000/500	630000	—	525	15,75-36,75	500	1300	14	0,35

Примечания: 1. Трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой имеют РПН в нейтрали ВН. 2. Трансформаторы с переключением без возбуждения имеют ПБВ на стороне ВН.

Таблица П.6

Трехобмоточные трансформаторы трехфазные напряжением 35, 110 и 220 кВ

Тип	Номинальная мощность, кВ·А	Сочетание напряжений, кВ			Потери, кВт		u_k , %			I_x , %
		ВН	СН	НН	ΔP_x	ΔP_k	В-С	В-Н	С-Н	
ТМТН-6300/35	6300	35	10.5-15.75	6,3	12	55	7,5	16,0	7,5	1,2
ТДТН-10000/35	10000	36,75	10,5-15,75	6,3	19	61	8	16,5	7	1
ТДТН-16000/35	16000	36,75	10,5-15,75	6,3	28	116	8	16,5	7	1
ТМТН-6300/110	6300	115	38,5	6,6; 11	14	58	10,5	17	6	1,2
ТДТН-10000/110	10000	115	38,5	6,6; 11	19	76	10,5	17	6	1,1
ТДТН-16000/110	16000	115	38,5	6,6; 11	26	96	10,5	17	6	1
ТДТН-25000/110	25000	115	11; 38,5	6,6; 11	36	140	10,5	17	6	1
ТДТН-40000/110	40000	115	11; 38,5	6,6; 11	50	220	10,5	17	6	0,9
ТДТН(ТДЦТН)-63000/110	63000	115	11; 38,5	6,6; 11	70	290	10,5	17	6,5	0,9
ТДТН(ТДЦТН)-80000/110	80000	115	11; 38,5	6,6; 11	82	390	10,5	17	6,5	0,6
ТДТН-25000/220	25000	230	38,5	6,6; 11	50	135	12,5	20	6,5	1,2
ТДТН-40000/220	40000	230	38,5	6,6; 11	66	240	12,5	22	9,5	1,1

Примечания: 1. Трансформатор ТМТН-6300/35 имеет РПН на стороне ВН $\pm 6 \times 1,5$ %, СН и НН без ответвлений. Остальные трансформаторы напряжением 35 кВ имеют РПН на стороне ВН не менее $\pm 8 \times 1,5$ %, СН и НН без ответвлений.

2. Трансформаторы 110 кВ имеют РПН в нейтрали ВН $\pm 9 \times 1,78$ %, ПБВ на стороне СН 38,5 кВ $\pm 2 \times 2,5$ %.

3. Трансформаторы 220 кВ имеют РПН в нейтрали ВН $\pm 8 \times 1,5$ %, ПБВ на стороне СН $\pm 2 \times 2,5$ %.

Таблица П.7

Автотрансформаторы трехфазные и однофазные напряжением 220 и 500 кВ

Тип	Номиналь- ная мощность, кВ·А	Мощность обмотки НН, кВ·А	Сочетание напряжений, кВ			Потери, кВт				u_k , %			I_x , %
						ΔP_x	ΔP_k						
			ВН	СН	НН		В-С	В-Н	С-Н	В-С	В-Н	С-Н	
АТДЦТН- 63000/220	63000	32000	230	121	6,3; 10,5; 38,5	45	215	–	–	11	34	21	0,6
АТДЦТН- 125000/220	125000	63000	230	121	6,3;10,5; 38,5	85	290	235	230	11	31	19	0,5
АТДЦТН- 200000/220	200000	80000	230	121	6,3;10,5; 38,5	125	430	360	320	11	32	20	0,5
АТДЦТН- 250000/220	250000	125000	230	121	11;13,8; 15,75; 38,5	145	520	–	–	11	32	20	0,5
АТДЦТН- 250000/500	250000	100000	500	121	11;38,5	250	550	223	179	10,5	24	13	0,5
АОДЦТН- 167000/500	167000	50000	500/ 1.73	230/ 1,73	11	125	325	100	80	11	35	22	0,4
АОДЦТН- 267000/500	267000	67000	500/ 1,73	230/ 1,73	11; 15,75; 38,5	160	420	115	95	8,5	23	13	0,4

Примечания: 1. Автотрансформаторы 220 кВ имеют РПН на стороне СН в линии $\pm 6 \times 2$ %.

2. Автотрансформатор АТДЦТН-250000/500/110 имеет РПН в нейтрали ВН $\pm 6 \times 1,83$ %.

3. Автотрансформатор АОДЦТН-167000/500/220 имеет РПН в линии СН $\pm 6 \times 2,06$ %.

4. Автотрансформатор АОДЦТН-267000/500/220 имеет РПН в линии СН $\pm 8 \times 1,5$ %.