



Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова»

**О.В. Газизова
А.В. Варганова
Ю.Н. Кондрашова**

**ПРАКТИКУМ ПО ДИСЦИПЛИНЕ
«ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА»**

*Утверждено Редакционно-издательским советом университета
в качестве учебного пособия*

Издание 2-е, исправленное и дополненное

Магнитогорск
2022

Рецензенты:

кандидат технических наук, доцент,
заведующий кафедрой теплотехнических и энергетических систем
ФГБОУ ВО «Магнитогорский государственный
технический университет им. Г.И. Носова»
Е.Г. Нешпоренко

кандидат технических наук,
ведущий специалист ПВЭС
ПАО «Магнитогорский металлургический комбинат»
В.М. Тарасов

Газизова О.В., Варганова А.В., Кондрашова Ю.Н.

Практикум по дисциплине «Электроэнергетика» [Электронный ресурс] : учебное пособие / Ольга Викторовна Газизова, Александра Владимировна Варганова, Юлия Николаевна Кондрашова; ФГБОУ ВО «Магнитогорский государственный технический университет им. Г.И. Носова». – Электрон. текстовые дан. (1,67 Мб). – Магнитогорск : ФГБОУ ВО «МГТУ им. Г.И. Носова», 2022. – 1 электрон. опт. диск (CD-R). – Систем. требования : IBMPC, любой, более 1 GHz ; 512 Мб RAM ; 10 Мб HDD ; MS WindowsXP и выше ; AdobeReader 8.0 и выше ; CD/DVD-ROM дисковод ; мышь. – Загл. с титул. экрана.

ISBN 978-5-9967-2340-9

Пособие составлено в соответствии с программой дисциплины «Электроэнергетика». Пособие предназначено для проведения практических занятий, посвященных вопросам производства, передачи и распределения электроэнергии в электроэнергетических системах.

Пособие предназначено для студентов направлений подготовки Электроэнергетика и электротехника.

УДК 621.3

ISBN 978-5-9967-2340-9

© Газизова О.В., Варганова А.В.,
Кондрашова Ю.Н., 2022

© ФГБОУ ВО «Магнитогорский государственный
технический университет им. Г.И. Носова», 2022

Содержание

ВВЕДЕНИЕ	4
1. ХАРАКТЕРИСТИКИ И ПАРАМЕТРЫ ЭЛЕМЕНТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ.....	5
1.1. Воздушные и кабельные линии	5
1.2. Двухобмоточные трансформаторы.....	9
1.3. Трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы	10
1.4. Двухобмоточные трансформаторы с расщеплёнными обмотками низшего напряжения.....	12
1.5. Примеры решения задач	13
Задания для самостоятельной работы	18
2. ПОТЕРИ МОЩНОСТИ И ЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ.	21
2.1. Потери мощности в линиях электрической сети	21
2.2. Потери мощности в трансформаторах и автотрансформаторах	21
2.3. Определение потерь электрической энергии	23
2.4. Примеры решения задач	24
Индивидуальные задания.	27
3. РАСЧЕТ УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА РАЗОМКНУТЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ.....	33
3.1. Задачи расчета режима сети.....	33
3.2. Расчет линии по току нагрузки.....	33
3.3. Расчёт линии по мощности нагрузки	35
3.4. Приближенные методы определения потерь напряжения.....	37
3.5. Примеры решения задач	38
4. РАСЧЕТ УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА ЗАМКНУТЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ.....	59
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	76
ПРИЛОЖЕНИЕ А	77

ВВЕДЕНИЕ

Для передачи электроэнергии от станций к потребителям сооружаются линии электропередачи. Совокупность линий электропередачи образует электрическую сеть. Такая сеть может включать линии различного номинального напряжения, которое отличается от напряжения требующегося электроприемникам (двигателям, осветительным приборам, преобразовательным установкам и т.п.). Для взаимной связи линий электропередачи и потребителей сооружаются подстанции, на которых устанавливаются трансформаторы и автотрансформаторы, размещаются аппараты, служащие для отключения и включения отдельных электрических цепей, а также устройства, предназначенные для регулирования режима сети (синхронные компенсаторы, батареи статических конденсаторов и т.п.), контроля и автоматического управления. Подстанции служат соединительным звеном между отдельными линиями и потребителями электроэнергии и являются неотъемлемой частью электрической сети.

Электрические сети современных электрических систем отличаются весьма сложной конфигурацией, большим количеством элементов. Принято классифицировать электрические сети, их участки и отдельные электропередачи используя ряд показателей для характеристики этих объектов. Одним из таких показателей является род тока, в соответствии с которым различают электрические сети переменного и постоянного тока. Электрические сети и отдельные электропередачи характеризуются номинальным напряжением, величина которого также используется для классификации сетей. Существующая терминология различает низковольтные (с номинальным напряжением до 1000 В) и высоковольтные (с номинальным напряжением выше 1000 В) сети. К линиям высокого напряжения относятся линии с наибольшим номинальным напряжением ниже 400 кВ, к линиям сверхвысокого напряжения (СВН) - линии с наибольшим номинальным напряжением от 400 до 1000кВ, а к линиям ультравысокого напряжения (УВН) - линии с наибольшим номинальным напряжением 1000кВ и выше. Иногда электрические сети подразделяют на местные и районные. К первым относятся сети напряжением 35 кВ и ниже, ко вторым - свыше 35 кВ. В последнее время местные сети называют распределительными, а районные – питающими. Электрические сети могут классифицироваться и по признакам, определяющим конфигурацией схемы сети. Различают при этом разомкнутые и замкнутые сети. К разомкнутым относятся сети, образованные линиями, нагрузки которых могут получать энергию только с одной стороны. Замкнутыми называют такие сети, по которым возможно осуществлять электроснабжение потребителей не менее, чем с двух сторон.

Линии электропередачи с большой пропускной способностью напряжением 330кВ и выше, связывающие между собой отдельные электрические системы, называют межсистемными связями.

По конструктивному выполнению различают наружные и внутренние сети. Наружные сети выполняются воздушными и кабельными линиями, внутренние - изолированными проводами и кабелями, иногда голыми проводами и кабелями.

1. ХАРАКТЕРИСТИКИ И ПАРАМЕТРЫ ЭЛЕМЕНТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

1.1. Воздушные и кабельные линии

При расчете и анализе рабочих режимов линии ее представляют схемой замещения, содержащей элементы с сосредоточенными параметрами: активное R и индуктивное X сопротивления, активную G и реактивную B проводимости. При симметричных режимах схема замещения составляется для одной фазы сети трехфазного переменного тока.

На рис. 1.1 изображена П-образная схема замещения линии.

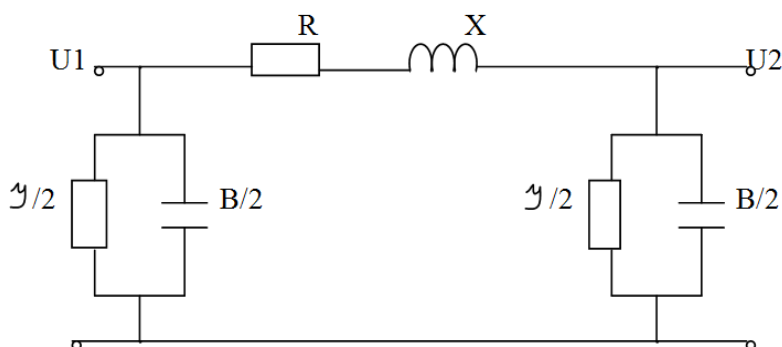


Рис. 1.1 П - образная схема замещения линии

Активное сопротивление проводов из цветного металла нормируется ГОСТ 839-80 и указывается в таблицах справочной литературы [1].

Активное сопротивление стальных проводов зависит от тока, протекающего по линии, и также находится по таблицам [2].

Индуктивное сопротивление одной фазы воздушной линии переменного трехфазного тока, имеющей транспозицию проводов, может быть определено по формуле:

$$x_0 = 2 \cdot \pi \cdot f \cdot \left(4.6 \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r} + 0.5 \cdot \mu \right) \cdot 10^{-4} \quad \frac{\text{Ом}}{\text{км}} \quad (1.1)$$

где f - частота переменного тока, Гц;

μ - относительная магнитная проницаемость материала провода;

$D_{\text{ср}}$ - среднегеометрическое расстояние между проводами линии на опоре, см;

r - внешний радиус провода, см.

При расстояниях между проводами $D1$, $D2$ и $D3$ среднегеометрическое расстояние:

$$D_{\text{ср}} = \sqrt[3]{D1 \cdot D2 \cdot D3} \quad (1.2)$$

Для линии с проводами из цветного металла при частоте 50 Гц $\mu=1$, поэтому:

$$x_0 = 0.144 \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r} + 0.0157 \quad (1.3)$$

Если при проектировании нет данных для определения среднегеометрического расстояния, то величину индуктивного сопротивления X_0 можно принять по таблицам [2].

Индуктивное сопротивление линий с расщепленными проводами определяется по формуле:

$$x_0 = 0.144 \lg \cdot \frac{D_{cp}}{\sqrt[n]{r \cdot \alpha_{cp}^{n-1}}} \quad (1.4)$$

где n – число проводов в фазе;

α_{cp} – среднегеометрическое расстояние между проводами одной фазы.

Для стальных проводов μ больше единицы и зависит от напряженности магнитного поля, поэтому индуктивное сопротивление одной фазы линии с такими проводами:

$$x_0 = x_0' + x_0'' = 0.144 \lg \cdot \frac{D_{cp}}{r} + \mu \cdot 0.0157 \quad (1.5)$$

где x_0' – внешнее индуктивное сопротивление;

x_0'' – внутреннее индуктивное сопротивление, определяемое по таблицам [2].

Потери активной мощности, связанные с появлением короны вокруг проводов воздушной линии, обуславливают активную проводимость. Активная проводимость на единицу длины линии определяется по формуле:

$$g_0 = \frac{\Delta P_{кор}}{U_{ном}^2} \cdot 10^{-3}, \frac{См}{км} \quad (1.6)$$

где $\Delta P_{кор}$ – потери на корону, кВт/км;

$U_{ном}$ – номинальное напряжение линии, кВ.

Коронирование проводов приводит к ряду нежелательных последствий. Поэтому при проектировании применяют только такие провода, диаметр которых при том или ином номинальном напряжении определяет напряженность поля, не приводящую к заметному развитию короны [3].

Увеличение внешнего диаметра проводов, а также расщепление проводов в фазе позволяет не учитывать при расчетах воздушных линий активную проводимость.

Реактивная (емкостная) проводимость 1 км воздушной линии при частоте 50 Гц определяется по формуле:

$$b_0 = \frac{7.58}{\lg \cdot \frac{D_{cp}}{r}} \cdot 10^{-6}, \frac{См}{км} \quad (1.7)$$

или по таблицам [1].

Емкостная проводимость кабельных линий зависит от их конструкции и берется по данным завода изготовителя. Она обуславливает появление емкостных (зарядных) тока и мощности в линии.

Зарядный ток линии, кА:

$$I_c = U_{\phi} \cdot \omega \cdot L, \quad (1.8)$$

где U_{ϕ} – фазное напряжение линии, кВ;

L – протяженность линии, км.

Зарядная мощность линии:

$$Q_c = U^2 \cdot \omega \cdot L, \text{ МВАр} \quad (1.9)$$

где U – линейное напряжение линии, кВ.

Зарядные токи оказывают существенное влияние на режим работы воздушных линий при напряжениях 110 кВ и выше, а кабельных линий – при напряжениях 20 кВ и выше.

Упрощенные схемы замещения линий электропередачи различных номинальных напряжений, применяемых при расчете и анализе их режимов, приведены на рис. 1.2.

Воздушные линии электропередачи напряжением 220 кВ и выше характеризуются индуктивным сопротивлением много большим активного. В связи с этим в ряде случаев возможно анализировать качественные особенности таких линий с помощью идеализированной схемы замещения (рис. 1.2, а), в которой активные сопротивления и проводимость принимаются равными нулю. При этом следует иметь в виду, что при определении технико-экономических показателей электрических сетей нельзя пренебрегать активным сопротивлением. Активное и индуктивное сопротивления воздушных линий напряжением 110 кВ соизмеримы, что отражено на схеме замещения (рис. 1.2, б).

Воздушные линии напряжением 35 кВ и ниже характеризуются относительно малыми значениями зарядных токов и мощностей, учет которых в практических расчетах нецелесообразен (рис. 1.2в).

В кабельных линиях активное сопротивление много больше индуктивного, поэтому в схемах замещения индуктивное сопротивление не учитывается.

Упрощенные схемы замещения кабельных линий напряжением 10 кВ и ниже показаны на рис. 1.2,г, напряжением 20 кВ – на рис.1.2,д, напряжением 35 кВ и выше – на рис 1.2,е.

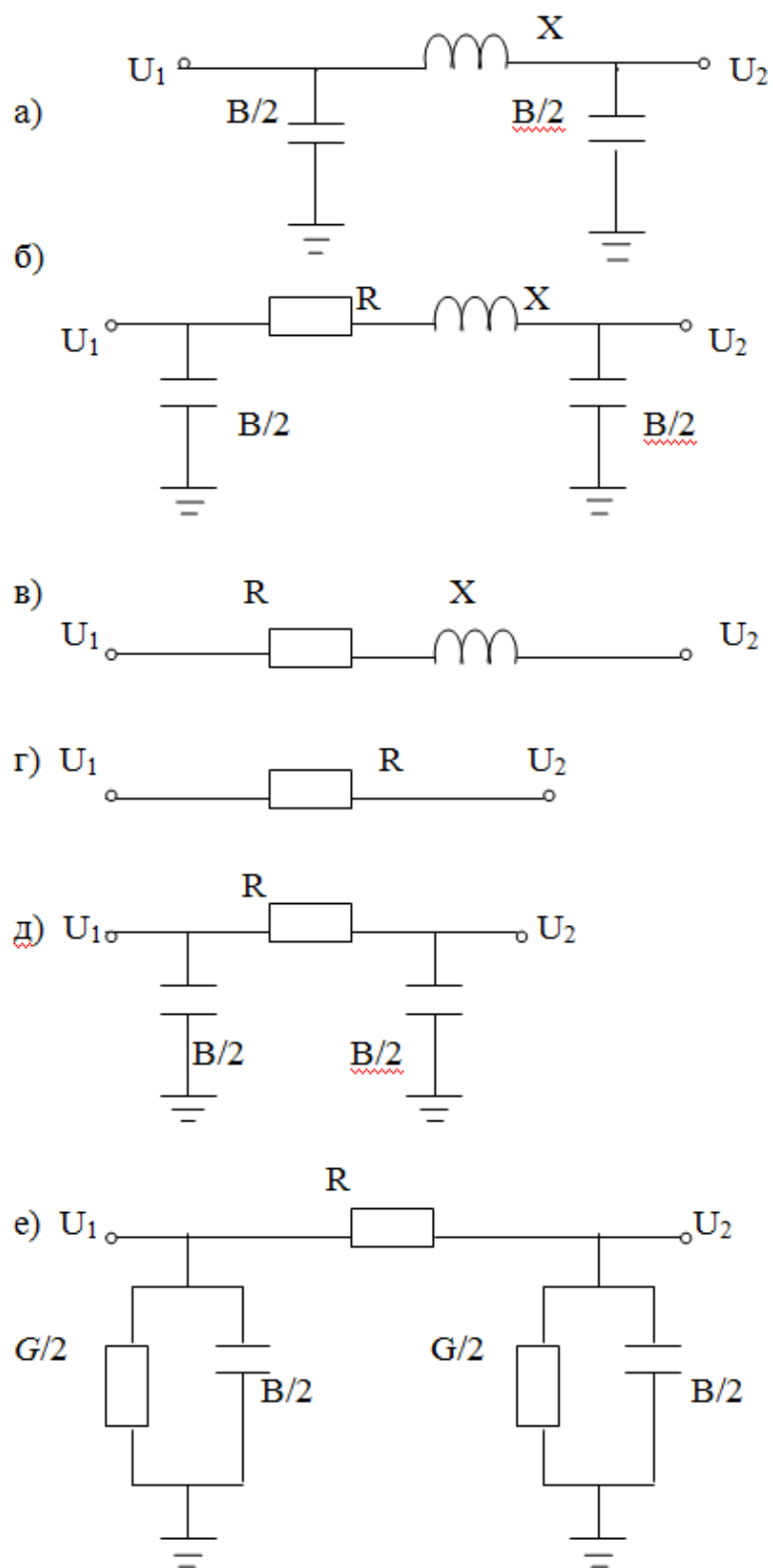


Рис.1.2 Упрощенные схемы замещения линий электропередачи

1.2. Двухобмоточные трансформаторы

Влияние трансформаторов на режим работы электрической системы и отдельных ее элементов может быть учтено с помощью Г-образной схемы замещения. Полная схема замещения для одной фазы двухобмоточного трансформатора показана на рис. 1.3.

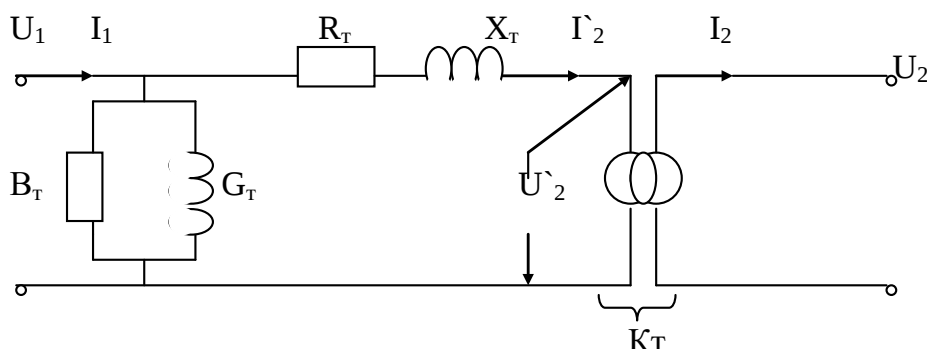


Рис. 1.3 Полная схема замещения двухобмоточного трансформатора

На схеме замещения: $R_T = r_1 + r'_2$ - сумма активного сопротивления первичной обмотки и приведенного к напряжению первичной обмотки активного сопротивления вторичной обмотки; $X_T = x_1 + x'_2$ - сумма индуктивного сопротивления первичной обмотки и приведенного к напряжению первичной обмотки индуктивного сопротивления вторичной обмотки. Эти два сопротивления обычно называют активным и индуктивным сопротивлениями трансформатора.

Активная G_T и реактивная B_T проводимости обуславливают активную и реактивную составляющие намагничивающего тока трансформатора I_μ . В схему включен идеальный трансформатор, не имеющий сопротивлений и магнитных потоков рассеяния, коэффициент трансформации которого:

$$K_T = U_2' / U_{2\text{ном}} \approx W_1 / W_2 \quad (1.10)$$

где U_2' - напряжение вторичной обмотки, приведённое к напряжению первичной обмотки ;

$U_{2\text{ном}}$ - номинальное напряжение вторичной обмотки;

w_1 и w_2 - число витков соответственно первичной и вторичной обмоток.

Обычно идеальный трансформатор в схемах замещения реальных трансформаторов опускается, а цепь проводимостей заменяется нагрузкой, равной потерям мощности при холостом ходе ΔS_{xx} . Упрощённая схема замещения двухобмоточного трансформатора показана на рис.1.4.

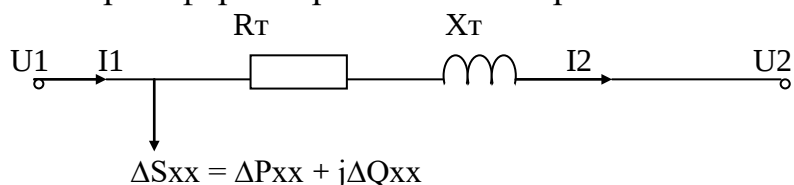


Рис.1.4 Упрощённая схема замещения двухобмоточного трансформатора.

Параметры схемы замещения (рис.1.3) определяются по следующим формулам:

$$R_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2} ; \quad (1.11)$$

$$X_T = \frac{U_K \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} ; \quad (1.12)$$

$$Y_T = \frac{\Delta P_{XX}}{U_{НОМ}^2} ; \quad (1.13)$$

$$B_T = \frac{\Delta Q_{XX}}{U_{НОМ}^2} \quad (1.14)$$

где ΔP_K – потери активной мощности при коротком замыкании трансформатора, кВт;

ΔP_{XX} – потери активной мощности при холостом ходе трансформатора, кВт;

U_K – напряжение короткого замыкания, %;

$U_{НОМ}$ – номинальное напряжение первичной обмотки, кВ;

$S_{НОМ}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА;

$\Delta Q_{XX} = S_{НОМ} \cdot \frac{I_{XX}}{100}$ – потери реактивной мощности при холостом ходе трансформатора, квар;

I_{XX} – ток холостого хода, %.

1.3. Трёхобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы

Параметры цепи намагничивания трёхобмоточных трансформаторов определяются аналогично двухобмоточным. Упрощённая схема замещения трёхобмоточного трансформатора показана на рис. 1.5.

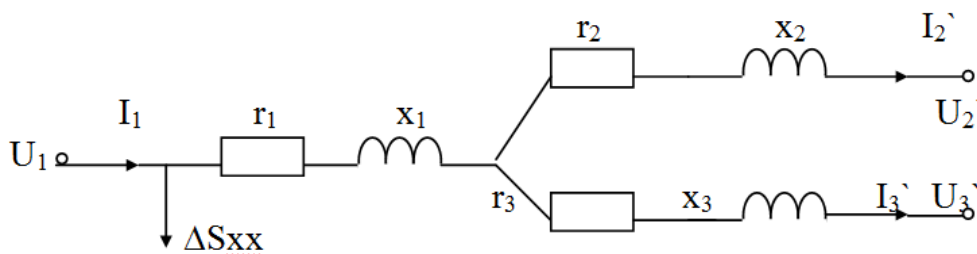


Рис.1.5 Упрощённая схема замещения трёхобмоточного трансформатора

При вычислении активных и индуктивных сопротивлений лучей схемы замещения принимают во внимание следующие особенности трёхобмоточных трансформаторов. Если в справочных материалах имеются данные о потерях активной мощности при коротком замыкании для каждой пары обмо-

ток $\Delta P_{K12}, \Delta P_{K13}, \Delta P_{K23}$, то определение активных сопротивлений выполняют в следующем порядке:

$$\left. \begin{aligned} r_1 = r_2 = r_3 &= \frac{\Delta P_K \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{2 \cdot S_{\text{НОМ}}^2} ; \\ x_{12} &= \frac{U_{K12} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} ; \\ x_{12} &= \frac{U_{K12} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} ; \\ x_{23} &= \frac{U_{K23} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} \end{aligned} \right\} \quad (1.15)$$

$$\left. \begin{aligned} r_1 &= \frac{r_{12} + r_{13} - r_{23}}{2} ; \\ r_2 &= \frac{r_{12} + r_{23} - r_{13}}{2} ; \\ r_3 &= \frac{r_{13} + r_{23} - r_{12}}{2} \end{aligned} \right\} \quad (1.16)$$

Если же в справочных материалах приводится одно (наибольшее) значение потерь активной мощности при коротком замыкании ΔP_K , то принимаются во внимание соотношения мощностей обмоток. При одинаковых мощностях всех обмоток, равных номинальной мощности трансформатора

$$r_1 = r_2 = r_3 = \frac{\Delta P_K \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{2 \cdot S_{\text{НОМ}}^2} \quad (1.17)$$

Если обмотки низшего и среднего напряжения имеют мощности в 1.5 раза меньше номинальной мощности трансформатора, то их активные сопротивления определяют по выражению

$$r_2 = r_3 = \frac{0.75 \cdot \Delta P_K \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{S_{\text{НОМ}}^2} \quad (1.18)$$

Напряжения короткого замыкания даются для каждой пары обмоток $U_{K12}, U_{K13}, U_{K23}$. Тогда

$$\left. \begin{aligned} x_{23} &= \frac{U_{K23} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} ; \\ x_{13} &= \frac{U_{K13} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} ; \\ x_{12} &= \frac{U_{K12} \cdot U_{\text{НОМ}}^2}{100 \cdot S_{\text{НОМ}}} ; \end{aligned} \right\} \quad (1.19)$$

$$\left. \begin{aligned} x_1 &= 0.5 \cdot (x_{12} + x_{13} - x_{23}) ; \\ x_2 &= 0.5 \cdot (x_{12} + x_{23} - x_{13}) ; \\ x_3 &= 0.5 \cdot (x_{13} + x_{23} - x_{12}) . \end{aligned} \right\} \quad (1.20)$$

Схема замещения трёхобмоточных автотрансформаторов и методика определения её параметров аналогичны трёхобмоточным трансформаторам.

1.4. Двухобмоточные трансформаторы с расщеплёнными обмотками низшего напряжения

Эти трансформаторы позволяют снизить мощности короткого замыкания на шинах низшего напряжения понизительных подстанций. Упрощённая схема замещения двухобмоточного трансформатора с расщеплёнными обмотками низшего напряжения показана на рис. 1.6

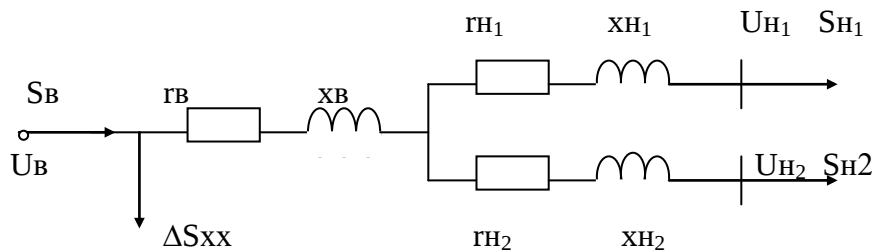


Рис.1.6 Упрощённая схема замещения двухобмоточного трансформатора с расщеплёнными обмотками низшего напряжения.

Для таких трансформаторов значения потерь активной мощности при коротком замыкании $\Delta P_{КВН}$ и напряжения короткого замыкания $U_{КВН}$ даются при условии работы расщеплённых обмоток параллельно на общую нагрузку. Активные сопротивления обмоток определяются по аналогии с трёхобмоточными трансформаторами с учётом мощностей обмоток ($S_{ВНОМ}=S_{НОМ}$, $S_{Н1}=S_{Н2НОМ}=0,5S_{НОМ}$).

$$r_{H1} = r_{H2} = \frac{\Delta P_{КВН} \cdot U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2} \quad (1.21)$$

Индуктивные сопротивления обмоток определяются с учётом коэффициента расщепления K_p , который принимается для трёхфазных трансформаторов равным 3,5.

$$\left. \begin{aligned} x_B &= x_{BH} \left(1 - \frac{K_p}{4} \right) = 0,125 \cdot x_{BH} ; \\ x_{H1} &= x_{H2} = x_{BH} \cdot \frac{K_p}{2} = 1,75 x_{BH} \end{aligned} \right\} \quad (1.22)$$

$$x_{BH} = \frac{U_{KBH} \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} \quad (1.23)$$

1.5. Примеры решения задач

Пример 1.5.1.

Определить параметры схемы замещения воздушной линии электропередачи номинальным напряжением 110 кВ протяжённостью 40 км, выполненной на одноцепных П-образных опорах с горизонтальным расположением проводов. Расстояние между проводами 5 м. На линии подвешены провода АС-240/32.

Решение.

$$r_0 = \frac{1000}{\gamma \cdot F} = \frac{1000}{31.7 \cdot 244} = 0.129 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$$

$$D_{cp} = \sqrt[3]{D_{12} \cdot D_{13} \cdot D_{23}} = \sqrt[3]{5 \cdot 5 \cdot 2 \cdot 5} = 6.3 \text{ м}$$

$$x_0 = 0.144 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r} + 0.0157 = 0.144 \lg \frac{630}{1.08} + 0.0157 = 0.414 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$$

$$b_0 = \frac{7.58 \cdot 10^{-6}}{\lg \frac{D_{cp}}{r}} = 2.74 \cdot 10^{-6} \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$$

$$r_0 = 0.121 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$$

$$x_0 = 0.405 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$$

$$b_0 = 2.81 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}}$$

Следовательно, параметры схемы замещения рассматриваемой линии с учётом справочных данных получим [1]

$$R = 0.121 \cdot 40 = 4.84 \text{ Ом}$$

$$X = 0.405 \cdot 40 = 16.2 \text{ Ом}$$

$$B = 2.81 \cdot 10^{-6} \cdot 40 = 112.4 \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

$$I_c = U_{\phi} \cdot B = \frac{110}{\sqrt{3}} \cdot 112.4 \cdot 10^{-6} = 0.007 \text{ кА}$$

$$Q_c = U^2 \cdot B = 110^2 \cdot 112.4 \cdot 10^{-6} = 1.36 \text{ Мвар}$$

Пример 1.5.2.

Определить параметры схемы замещения воздушной линии электропередачи номинальным напряжением 35кВ протяжённостью 20км, выполненной на опорах с расположением проводов треугольником. Расстояние между проводами на опоре 3,5 м. Линия выполнена проводами АС-150/24.

Решение. По справочнику [1]

$$r_0 = 0.198 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$$

$$x_0 = 0.406 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$$

$$R = 0.198 \cdot 20 = 3.96 \text{ Ом}$$

$$X = 0.406 \cdot 20 = 8.12 \text{ Ом.}$$

Длительно допустимый ток для провода АС-150/20 $I_{\text{доп}}=450 \text{ А}$

$$\epsilon_0 = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg \cdot \frac{D_{\text{ср}}}{r}} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg \cdot \frac{350}{0,855}} \cdot 10^{-6} = 2,9 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}}$$

Зарядный ток линии

$$I_c = \frac{35}{\sqrt{3}} \cdot 2,9 \cdot 10^{-6} \cdot 20 = 0.0012 \text{ кА}$$

Зарядная мощность линии

$$Q_c = 35^2 \cdot 2,9 \cdot 10^{-6} \cdot 20 = 0.071 \text{ Мвар}$$

Пропускная способность линии по условиям нагрева

$$S = \sqrt{3} \cdot U_{\text{НОМ}} \cdot I_{\text{НОМ}} = \sqrt{3} \cdot 35 \cdot 450 \cdot 10^{-3} = 27,3 \text{ МВА}$$

Таким образом, зарядная мощность линии много меньше её пропускной способности. Поэтому в схемах замещения воздушных линий напряжением 35кВ и ниже ёмкостная проводимость не учитывается.

Пример 1.5.3. Определить активное и индуктивное сопротивления воздушных линий электропередачи номинальным напряжением 10 кВ, протяжённостью 4 км, выполненной стальными проводами ПС-25 с расположением проводов на опоре треугольником. Расстояние между проводами 1 м. Мощность нагрузки, подключённой в конце линии, составляет 560 кВА.

Решение.

По справочным материалам [2] находим диаметр провода ПС-25 $d=5.6$

мм. Определим ток, протекающий в фазе линии

$$I = \frac{S}{\sqrt{3} \cdot U} = \frac{560}{\sqrt{3} \cdot 10} = 32 \text{ А}$$

По таблице П.1-6 [2] находим активное и внутреннее индуктивное сопротивление 1 км линии $r_0 = 7.1 \text{ Ом}$ $x' '_0 = 2.03 \text{ Ом}$.

Внешнее индуктивное сопротивление

$$x' '_0 = 0,144 \cdot \lg \frac{D_{cp}}{r} = 0.144 \cdot \lg \frac{100}{0.28} = 0.368 \text{ Ом}$$

Сопротивления линии

$$R = r_0 \cdot L = 7.1 \cdot 4 = 28.4 \text{ Ом}$$

$$X = (x' '_0 + x' '_0) \cdot L = (0.368 + 2.03) \cdot 4 = 9.6 \text{ Ом}$$

Пример 1.5.4. Определить параметры схемы замещения кабельной линии напряжением 6 кВ, протяженностью 0,4 км. Линия выполнена кабелем ААБ 3*25, проложенным в траншее.

Решение.

По справочным данным [2,4]

$$r_0 = 1.24 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$$

$$x_0 = 0.091 \frac{\text{Ом}}{\text{км}}$$

$$b_0 = 88 \cdot 10^{-6} \frac{\text{См}}{\text{км}}$$

$$I_{доп} = 105 \text{ А}$$

С учётом протяжённости кабеля

$$R = 1.24 \cdot 0.4 = 0.496 \text{ Ом}$$

$$X = 0.091 \cdot 0.4 = 0.0364 \text{ Ом}$$

$$B = 88 \cdot 10^{-6} \cdot 0,4 = 35,2 \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

Зарядная мощность кабельной линии

$$Q_c = 6^2 \cdot 35.2 \cdot 10^{-6} = 0,0013 \text{ Мвар}$$

Пропускная способность кабельной линии

$$S = \sqrt{3} \cdot B \cdot 105 = 1090 \text{ кВА}$$

Поскольку активное сопротивление кабеля значительно больше индуктивного, а пропускная способность намного превышает зарядную мощность, схема замещения его учитывает только активное сопротивление.

Пример 1.5.5. Определить параметры схемы замещения двухобмоточно-го трансформатора ТДН-16000/110.

Решение. По справочным данным [1]

$S_{НОМ}=16000$ кВА, $U_{НОМ}=115$ кВ, $U_{НННОМ}=11$ кВ, $\Delta P_K=85$ кВт, $\Delta P_X=19$ кВт, $I_{XX}=0,7\%$, $U_K=10,5\%$

$$\Delta Q_{XX} = S_{НОМ} \cdot \frac{I_{XX}}{100} = 16000 \cdot \frac{0,7}{100} = 112 \text{ кВар}$$

$$R_T = \frac{\Delta P_K \cdot U_{НОМ}^2}{S_{НОМ}^2} = \frac{10^3 \cdot 5 \cdot 115^2}{16000^2} = 4,39 \text{ Ом}$$

$$X_T = \frac{U_K \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}} = \frac{10 \cdot 5 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{100 \cdot 16000} = 86,79 \text{ Ом}$$

$$G_T = \frac{\Delta P_{XX}}{U_{НОМ}^2} = \frac{19 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 1,44 \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

$$B_T = \frac{\Delta Q_{XX}}{U_{НОМ}^2} = \frac{112 \cdot 10^{-3}}{115^2} = 8,47 \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

Пример 1.5.6. Определить параметры упрощённой схемы замещения трёхобмоточного трансформатора ТДТН-25000/110.

Решение. По справочным материалам [1].

$S_{НОМ}=25000$ кВА, $U_{ВННОМ}=38,5$ кВ, $U_{НННОМ}=6,6$ кВ, $U_{K12}=10,5\%$, $U_{K13}=17,5\%$, $U_{K23}=6,5\%$, $\Delta P_K=140$ кВт, $\Delta P_{XX}=31$ кВт, $\Delta Q_{XX}=175$ кВар.

Номинальные мощности всех обмоток одинаковы и равны номинальной мощности трансформатора.

$$r_1 = r_2 = r_3 = \frac{\Delta P_K \cdot U_{НОМ}^2}{2 \cdot S_{НОМ}^2} = \frac{140 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{1 \cdot 25000^2} = 1,48 \text{ Ом}$$

$$x_{12} = \frac{U_{K12} \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}^2} = \frac{10,5 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{100 \cdot 25000^2} = 55,6 \text{ Ом}$$

$$x_{13} = \frac{U_{K13} \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}^2} = \frac{17,5 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{100 \cdot 25000^2} = 92,6 \text{ Ом}$$

$$x_{23} = \frac{U_{K23} \cdot U_{НОМ}^2}{100 \cdot S_{НОМ}^2} = \frac{6,5 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{100 \cdot 25000^2} = 34,4 \text{ Ом}$$

$$x_1 = \frac{x_{12} + x_{13} - x_{23}}{2} = \frac{55,6 + 92,6 - 34,4}{2} = 56,9 \text{ Ом}$$

$$x_2 = \frac{x_{12} + x_{23} - x_{13}}{2} = \frac{55,6 + 34,4 - 92,6}{2} = -1,3 \text{ Ом}$$

$$x_3 = \frac{x_{13} + x_{23} - x_{12}}{2} = \frac{92.6 + 34.4 - 55.6}{2} = 35.7 \text{ Ом}$$

$$\Delta S_{xx} = \Delta P_{xx} + j\Delta Q_{xx} = 31 + j175 \text{ квар}$$

Пример 1. 5.7. Определить параметры схемы замещения двухобмоточного трансформатора с расщеплёнными обмотками низшего напряжения ТРДЦН – 80000/110.

Решение. По справочным материалам [1]

$S_{ном}=80000 \text{ кВА}$, $\Delta P_k=310 \text{ кВт}$, $\Delta P_{xx}=70 \text{ кВт}$, $\Delta Q_{xx}=480 \text{ квар}$,
 $U_{внном}=115 \text{ кВ}$, $R_{твн}=0.64 \text{ Ом}$, $U_{квн}=10.5\%$.

Решение.

$$\frac{\Delta P_{xx} \cdot U_{ном}^2}{S_{ном}^2} = \frac{310 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{80000^2} = 0,64 \text{ Ом}$$

Поскольку номинальная мощность высшего напряжения равна номинальной мощности трансформатора, а номинальные мощности обмоток низшего напряжения составляют 50% от номинальной мощности трансформатора, то

$$r_{\text{в}} = \frac{R_{\text{твн}}}{2} = \frac{0,64}{2} = 0,32 \text{ Ом}$$

$$r_{\text{н1}} = r_{\text{н2}} = 2 \cdot r_{\text{в}} = 2 \cdot 0,32 = 0,64 \text{ Ом}$$

$$x_{\text{твн}} = \frac{U_{\text{к}} \cdot U_{ном}^2}{100 \cdot S_{ном}} = \frac{10,5 \cdot 115^2 \cdot 10^3}{100 \cdot 80000} = 17,3 \text{ Ом}$$

$$x_{\text{в}} = 0.125 \cdot x_{\text{твн}} = 0,125 \cdot 17,3 = 2,16 \text{ Ом}$$

$$x_{\text{н1}} = x_{\text{н2}} = 1,75 \cdot x_{\text{твн}} = 1,75 \cdot 17,3 = 30,24 \text{ Ом}$$

$$\Delta S_{xx} = 70 + j480 \text{ кВА}$$

Пример 1. 5.8. Определить параметры упрощённой схемы замещения трёхфазного автотрансформатора АТДЦТН-200000/220/110, у которого номинальные мощности обмоток высшего и среднего напряжения равны номинальной мощности автотрансформатора, а номинальная мощность обмотки низшего напряжения составляет 50% от номинальной мощности автотрансформатора.

Решение. По справочным материалам [1]

$S_{ном}=200000 \text{ кВА}$, $U_1=230 \text{ кВ}$, $U_2=121 \text{ кВ}$, $U_3=11 \text{ кВ}$, $U_{к12}=11\%$, $U_{к13}=32\%$,
 $U_{к23}=20\%$, $\Delta P_k=430 \text{ кВт}$, $\Delta P_{xx}=125 \text{ кВт}$, $\Delta Q_{xx}=1000 \text{ квар}$,

$$r_1 = r_2 = \frac{430 \cdot 230^2 \cdot 10^3}{2 \cdot 200000^2} = 0.284 \text{ Ом}$$

$$r_3 = 2 r_2 = 2 \cdot 0.284 = 0.568 \text{ Ом}$$

$$x_{12} = \frac{11 \cdot 230^2 \cdot 10^3}{100 \cdot 200000} = 29.01 \text{ Ом}$$

$$x_{13} = \frac{32 \cdot 230^2 \cdot 10^3}{100 \cdot 200000} = 84.64 \text{ Ом}$$

$$x_{23} = \frac{20 \cdot 230^2 \cdot 10^3}{100 \cdot 200000} = 52.9 \text{ Ом}$$

$$x_1 = \frac{29.01 + 84.64 - 52.9}{2} = 30.4 \text{ Ом}$$

$$x_2 = \frac{29.01 + 52.9 - 84.64}{2} = -1.365 = 0 \text{ Ом}$$

$$x_3 = \frac{84.64 + 52.9 - 29.01}{2} = 54.3 \text{ Ом}$$

Задания для самостоятельной работы

Задание №1 Определить параметры схемы замещения воздушной линии электропередачи, если исходные данные приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1

Исходные данные для расчета

Вариант	Номинальное напряжение	Тип линии	Протяженность, км	Тип опор	Расположение проводов	Расстояние между проводами, м
1.	10	A-70	15	П10	треугольником	1,5
2.	35	АС-70/11	32	ПБ35-1В	треугольником	3
3.	110	АС-185/29	56	ПБ 110-15	горизонтальное	4
4.	220	АС-240/32	90	1 ПБ-220-1	бочка	7
5.	10	A-120	6	П10	горизонтальное	1
6.	35	АС-95/16	30	ПУБ35-1В	треугольником	4
7.	110	АС-120/19	20	ПБ 110-11	горизонтальное	5
8.	220	АС-300/39	60	ПБ 220-1	бочка	7,5
9.	35	АС-120/19	45	ПУБ35-1В	треугольником	3
10.	10	АС-50	10	П10	треугольником	
11.	110	АС-95/16	65	ПБ 110-1	горизонтальное	6
12.	220	АС-400/51	70	ПБ 220-3	бочка	7
13.	35	АС-95/16	63	ПБ35-1В	треугольником	4
14.	110	АС-70/11	84	1,2 УБ-110-1	горизонтальное	5
15.	220	АС-500/64	75	ПБ-220-12	бочка	8
16.	10	АС-120	4	П10	горизонтальное	1,5
17.	35	АС-70/11	10	ПБ35-1В	горизонтальное	3,5

18.	110	АС-185/29	54	ПБ 110-15	треугольником	7
19.	220	АС-240/32	100	1 ПБ-220-1	обратная елка	8
20.	35	АС-95/16	25	ПУБ35-1В	горизонтальное	4,5
21.	110	АС-120/19	36	ПБ 110-11	треугольником	6,5
22.	220	АС-300/39	92	ПБ 220-1	обратная елка	7,5
23.	10	А95	7	П10	треугольником	1
24.	35	АС-120/19	64	ПУБ35-1В	горизонтальное	3,5
25.	110	АС-95/16	34	ПСБ 110-1	треугольником	7
26.	220	АС-400/51	91	ПБ 220-3	обратная елка	8
27.	10	АС-35	5	П10	горизонтальное	1,5
28.	35	АС-95/16	20	ПБ35-1В	горизонтальное	4,5
29.	110	АС-70/11	15	1,2 УБ-110-1	треугольником	6,5
30.	220	АС-500/64	80	ПБ-220-12	обратная елка	7,5

Задание №2. Определить параметры упрощённой схемы замещения трансформатора, если исходные данные приведены в таблице 1.2.

Таблица 1.2

Исходные данные для расчета

Вариант	Номинальное напряжение ВН	Тип трансформатора	Дополнительные данные для расчета
1.	35	ТМН-4000	
2.	110	ТДЦ-125000	
3.	220	ТДТН-25000	$U_{CH}=35$ кВ; $U_{CH}=10$ кВ
4.	330	ТДЦ-125000	
5.	35	ТДНС-16000	
6.	110	ТДН-40000	
7.	220	ТРДНС-32000	
8.	330	ТРДЦН-63000	
9.	500	ТДЦ-400000	
10.	35	ТРДНС-25000	
11.	110	ТРДНС-40000	
12.	220	АТДЦТН-125000	$U_{CH}=110$ кВ; $U_{HH}=10$ кВ (50 % от $S_{НОМАТ}$)
13.	330	ТРДНС-40000	
14.	35	ТРДНС-40000	
15.	110	ТРДНС-63000	
16.	220	ТРДЦН-100000	
17.	35	ТМТН-6300	$U_{CH}=10$ кВ; $U_{HH}=6$ кВ

18.	110	ТДТН-1000	$U_{CH}=10 \text{ кВ}; U_{HH}=6 \text{ кВ}$
19.	220	ТДТН-63000	$U_{CH}=110 \text{ кВ}; U_{HH}=10 \text{ кВ}$
20.	330	АТДЦТН-200000	$U_{CH}=110 \text{ кВ}; U_{HH}=10 \text{ кВ}$ (50 % от $S_{\text{НОМАТ}}$)
21.	500	ТДЦ-250000	
22.	35	ТРДНС-63000	
23.	110	ТД-32000	
24.	220	ТРДЦН-200000	
25.	330	АТДЦТН-250000	$U_{CH}=150 \text{ кВ}; U_{HH}=10 \text{ кВ}$ (50 % от $S_{\text{НОМАТ}}$)
26.	35	ТДТН-1000	$U_{CH}=10 \text{ кВ}; U_{HH}=6 \text{ кВ}$
27.	110	ТДЦ-200000	
28.	500	ТЦ-630000	
29.	35	ТДТН-16000	$U_{CH}=10 \text{ кВ}; U_{HH}=6 \text{ кВ}$
30.	110	ТДН-16000	

2. ПОТЕРИ МОЩНОСТИ И ЭНЕРГИИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ.

2.1. Потери мощности в линиях электрической сети

Потери активной и реактивной мощности в линиях электропередачи переменного тока определяются по формулам

$$\Delta P_{\text{л}} = 3 \cdot I^2 \cdot R = \frac{S^2}{U^2} \cdot R = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot R, \quad (2.1)$$

$$\Delta Q_{\text{л}} = 3 \cdot I^2 \cdot X = \frac{S^2}{U^2} \cdot X = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot X. \quad (2.2)$$

где I – ток нагрузки линии;

S – полная мощность нагрузки линии;

P – активная мощность нагрузки линии;

Q – реактивная мощность нагрузки линии;

R – активное сопротивление линии;

X – индуктивное сопротивление линии;

U – напряжение линии.

2.2. Потери мощности в трансформаторах и автотрансформаторах

Потери активной и реактивной мощности в двухобмоточных трансформаторах определяются по формулам

$$\Delta P_{\text{т}} = \Delta P_{\text{xx}} + 3 \cdot (I_2)^2 \cdot R_{\text{т}} = \Delta P_{\text{xx}} + R_{\text{т}} \cdot \frac{(S_2)^2}{(U_2)^2}, \quad (2.3)$$

$$\Delta Q_{\text{т}} = \Delta Q_{\text{xx}} + 3 (I_2)^2 \cdot X_{\text{т}} = \Delta Q_{\text{xx}} + X_{\text{т}} \cdot \frac{(S_2)^2}{(U_2)^2}, \quad (2.4)$$

где I_2 – ток нагрузки трансформатора;

S_2 – мощность нагрузки трансформатора;

U_2 – напряжение вторичной обмотки трансформатора.

При параллельной работе n одинаковых трансформаторов

$$\Delta P_{\text{т}} = n \cdot \Delta P_{\text{xx}} + \frac{(S_2)^2 \cdot R_{\text{т}}}{n \cdot (U_2)^2}, \quad (2.5)$$

$$\Delta Q_{\text{т}} = n \cdot \Delta Q_{\text{xx}} + \frac{(S_2)^2 \cdot X_{\text{т}}}{n \cdot (U_2)^2}. \quad (2.6)$$

Потери мощности в двухобмоточных трансформаторах могут быть найдены по каталожным данным трансформаторов.

$$\Delta P_T = \Delta P_{xx} + \Delta P_K \cdot \left(\frac{S_2}{S_{HOM}} \right)^2, \quad (2.7)$$

$$\Delta Q_T = \Delta Q_{xx} + \Delta Q_K \cdot \left(\frac{S_2}{S_{HOM}} \right)^2, \quad (2.8)$$

$$\Delta Q_K = \frac{U_K}{100} \cdot S_{HOM}, \quad (2.9)$$

$$\Delta Q_T = \Delta Q_{xx} + \frac{U_K \cdot (S_2)^2}{100 \cdot S_{HOM}}. \quad (2.10)$$

Потери мощности в трехобмоточных трансформаторах

$$\Delta P_T = \Delta P_{xx} + \Delta P_{K1} \cdot \left(\frac{S_1}{S_{1HOM}} \right)^2 + \Delta P_{K2} \cdot \left(\frac{S_2}{S_{2HOM}} \right)^2 + \Delta P_{K3} \cdot \left(\frac{S_3}{S_{3HOM}} \right)^2, \quad (2.11)$$

$$\Delta Q_T = \Delta Q_{xx} + \frac{U_{K1}}{100} \cdot \frac{(S_1)^2}{S_{1HOM}} + \frac{U_{K2}}{100} \cdot \frac{(S_2)^2}{S_{2HOM}} + \frac{U_{K3}}{100} \cdot \frac{(S_3)^2}{S_{3HOM}}. \quad (2.12)$$

где $\Delta P_{K1}, \Delta P_{K2}, \Delta P_{K3}$ - потери короткого замыкания соответственно в обмотках высшего, среднего и низшего напряжения;

U_{K1}, U_{K2}, U_{K3} - напряжение короткого замыкания соответственно обмоток высшего, среднего и низшего напряжения, %;

S_1, S_2, S_3 - нагрузки соответственно обмоток высшего, среднего и низшего напряжения;

$S_{1ном}, S_{2ном}, S_{3ном}$ - номинальные мощности соответственно обмоток высшего, среднего и низшего напряжения.

Если в справочных материалах дается одно значение потерь короткого замыкания ΔP_K , то при $S_{1ном}=S_{2ном}=S_{3ном}=S_{ном}$ $\Delta P_{K1}=\Delta P_{K2}=\Delta P_{K3}=0.5 \cdot \Delta P_K$,

а при $S_{2ном}$ или $S_{3ном}$ в 1.5 раза меньших номинальной мощности трансформатора $S_{ном}$ $\Delta P_{K2}=\Delta P_{K3}=\Delta P_{K1}=1.5 \cdot 0.5 \Delta P_K=0.75 \Delta P_K$

Потери мощности в двухобмоточных трансформаторах с расщепленными обмотками низшего напряжения находятся по формулам, аналогичным (2.11) и (2.12). При этом принимают: $\Delta P_{KB}=0.5 \cdot \Delta P_{KBH}$ и $\Delta P_{KH1}=\Delta P_{KH2}=0.5 \cdot 0.5 \cdot \Delta P_{KBH1}=0.25 \Delta P_{KBH}$, $U_{KB}=0.125 \cdot U_{KBH}$ и $U_{KH1}=U_{KH2}=1.75 \cdot U_{KBH}$.

Потери мощности в трехфазных трехобмоточных автотрансформаторах определяются также, как в трехфазных трехобмоточных трансформаторах.

2.3. Определение потерь электрической энергии

В элементе сети, работающем с постоянной нагрузкой и имеющем потери активной мощности ΔP , потери электроэнергии за время t составляют $\Delta A = \Delta P \cdot t$.

Если же нагрузка сети в течение года изменяется, то потери электроэнергии за год могут быть определены по выражению:

$$\Delta A = 3R \int_0^{8760} I^2 dt = R \int_0^{8760} \frac{S^2}{U^2} dt, \quad (2.13)$$

Таким образом потери электроэнергии пропорциональны площади годового графика изменения квадратичных нагрузок.

При проектировании графики нагрузок не всегда бывают заданы, что приводит к необходимости использовать приближенные методы расчета. Одним из таких методов является метод, основанный на введении условного понятия времени потерь τ . При этом потери электроэнергии определяются по формуле:

$$\Delta A = 3 \cdot I_{нб}^2 \cdot R \cdot \tau = \frac{S_{нб}^2}{U^2} \cdot R \cdot \tau \quad (2.14)$$

где τ - время, при работе в течение которого с наибольшей нагрузкой потери электроэнергии за год получаются такими же, как и при нагрузке, изменяющейся в течение года по действительному графику.

Время потерь определяют по графикам в зависимости от времени использования наибольшей нагрузки $T_{нб}$ и коэффициента мощности нагрузки $\cos \varphi$ [5]. Для графиков типовой формы можно использовать эмпирическую формулу:

$$\tau = \left(0.124 + \frac{T_{нб}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 \quad (2.15)$$

Зависимость времени потерь от параметров, характеризующих конфигурацию годового графика изменения активной мощности нагрузки, устанавливает следующее выражение:

$$\tau = 2 \cdot T_{нб} - 8760 + \frac{(8760 - T_{нб})}{1 + \frac{T_{нб}}{8760} - 2 \cdot \frac{P_{нм}}{P_{нб}}} \cdot \left(1 - \frac{P_{нм}}{P_{нб}} \right)^2 \quad (2.16)$$

где $P_{нм}$ – наименьшая величина активной мощности нагрузки по графику.

Годовые потери электроэнергии в линиях электропередачи (без учета потерь мощности на корону и в изоляции):

$$\Delta A = \Delta P_{нб} \cdot \tau, \quad (2.17)$$

в двухобмоточных трансформаторах:

$$\Delta A_T = \Delta P_{xx} \cdot 8760 + \Delta P_K \cdot \left(\frac{S_{нб}}{S_{ном}} \right)^2 \cdot \tau \quad (2.18)$$

где $S_{нб}$ – мощность нагрузки трансформатора в режиме наибольших нагрузок; в трехобмоточных трансформаторах и автотрансформаторах:

$$\Delta A_T = \Delta P_{xx} \cdot 8760 + \Delta P_{K1} \cdot \left(\frac{S_{нб1}}{S_{ном1}} \right)^2 \cdot \tau_1 + \Delta P_{K2} \cdot \left(\frac{S_{нб2}}{S_{ном2}} \right)^2 \cdot \tau_2 + \Delta P_{K3} \cdot \left(\frac{S_{нб3}}{S_{ном3}} \right)^2 \cdot \tau_3 \quad (2.19)$$

в двухобмоточных трансформаторах с расщепленными обмотками низшего напряжения:

$$\Delta A_T = \Delta P_{xx} \cdot 8760 + \Delta P_{KB} \cdot \left(\frac{S_{нбв}}{S_{номв}} \right)^2 \cdot \tau_B + \Delta P_{KH1} \cdot \left(\frac{S_{нбн1}}{S_{номн1}} \right)^2 \cdot \tau_{H1} + \Delta P_{KH2} \cdot \left(\frac{S_{нбн2}}{S_{номн2}} \right)^2 \cdot \tau_{H2} \quad (2.20)$$

в батареях статических конденсаторов:

$$\Delta A_B = 0.003 \cdot Q_B \cdot T_B \quad (2.21)$$

где Q_B – реактивная мощность батареи, кВар;

T_B – время работы батареи, которое принимается равным 7000ч для нерегулируемых батарей и 5000 – 6000 для регулируемых.

2.4. Примеры решения задач

Пример 2.4.1.

Промышленное предприятие получает электроэнергию по двухцепной линии электропередачи напряжением 110 кВ, выполненной проводами АС – 95/16. Протяженность линии 50 км. На главной понизительной подстанции предприятия установлены два трансформатора ТРДН – 25000/110. Активная мощность нагрузки предприятия составляет 20МВт при $\cos\varphi = 0.62$. Время использования наибольшей нагрузки $T_{нб}=5800$ ч. Трансформаторы понизительной подстанции работают параллельно. Определить потери мощности и электроэнергии в трансформаторах и питающей линии.

Решение. По справочным материалам [1] находим:

для трансформатора ТРДН – 25000/110 $U_{вн ном}=115$ кВ, $U_{нн ном}=10.5$ кВ, $\Delta P_K=120$ кВт, $\Delta P_{xx}=27$ кВт, $U_K\%=10.5\%$, $\Delta Q_{xx}=175$ кВар;

Для линии с проводами АС– 95/16 $r_0=0.306$ Ом/км, $x_0=0.434$ Ом/км,

$$b_0 = 2.61 \cdot 10^{-6} \text{ См}, \quad q_0=0.035 \text{ Мвар/км.}$$

Полная мощность нагрузки трансформаторов:

$$S_2 = P_2 + jQ_2 = 20 + j \cdot 25.31 = 32.258 \text{ МВА}$$

Потери мощности в трансформаторах подстанции:

$$\Delta P_T = n \cdot \Delta P_{xx} + \frac{1}{n} \cdot \Delta P_K \cdot \left(\frac{S_2}{S_{ном}} \right)^2 = 2 \cdot 27 + \frac{1}{2} \cdot 120 \cdot \left(\frac{32.258}{25000} \right)^2 = 54 + 100 = 154 \text{ кВт}$$

$$\Delta Q_T = n \cdot \Delta Q_{XX} + \frac{[U_K \cdot (S_2)^2]}{n \cdot 100 \cdot S_{НОМ}} = 2 \cdot 175 + \frac{(10 \cdot 5 \cdot 32258^2)}{2 \cdot 100 \cdot 25000} = 2536 \quad \text{кВар}$$

Зарядная мощность, протекающая по проводимостям, включенным в конце линии:

$$Q''_c = 12 \cdot U^2 \cdot b_0 \cdot \frac{L}{2} = 2 \cdot 110^2 \cdot 2 \cdot 61 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{50}{2} = 1.58 \quad \text{МВар}$$

Мощность в конце линии:

$$S''_{л} = P''_{л} + j \cdot Q''_{л} = P_2 + j \cdot Q_2 - j \cdot Q''_c = 20 + j \cdot 25.31 - j \cdot 1.58 = 20 + j \cdot 27.53 = 34.03 \quad \text{МВА}$$

Потери мощности в линии:

$$\Delta P_{л} = \frac{(S''_{л})^2}{U^2} \cdot r_0 \cdot L \cdot \frac{n}{2} = \frac{34.03^2}{110^2} \cdot 0.306 \cdot 50 \cdot \frac{2}{2} = 1.464 \quad \text{МВт}$$

$$\Delta Q_{л} = \frac{(S''_{л})^2}{U^2} \cdot x_0 \cdot L \cdot \frac{n}{2} = \frac{34.03^2}{110^2} \cdot 0.434 \cdot 50 \cdot \frac{2}{2} = 2.077 \quad \text{МВт}$$

Потери электроэнергии в трансформаторах:

$$\Delta A_T = \Delta P_{XX} \cdot T + \Delta P_{HT} \cdot \tau = 54 \cdot 8760 + 100 \cdot 4342 = 907200 \quad \text{кВт} \cdot \text{ч}$$

$$\tau = \left(0.124 + \frac{T_{НБ}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = \left(0.124 + \frac{5800}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 4342 \quad \text{ч}$$

Потери электроэнергии в линии:

$$\Delta A_{л} = \Delta P_{л} \cdot \tau = 1464 \cdot 4342 = 6356688 \quad \text{кВт} \cdot \text{ч}$$

Пример 2.4.2.

Пример

Дана ЛЭП, представленная на рис. 1.

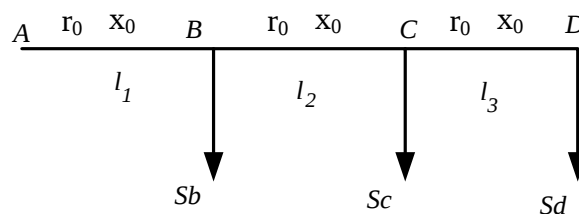


Рис. 1. Схема магистральной ЛЭП

Необходимо составить схему замещения, определить потери мощности и электроэнергии. Индуктивное сопротивление принять 0,42 Ом/км.

Таблица с исходными данными приведена ниже.

Таблица 2.1

Исходные данные

№ варианта	$U_{ном},$ кВ	$r_0,$ Ом/км	$T_{нб},$ ч	$l_1,$ км	$l_2,$ км	$l_3,$ км	$S_B,$ МВА	$S_C,$ МВА	$S_D,$ МВА	Стоимости 1 кВт*ч потерянной электро- энергии, руб.
1	6	0,25	4000	1,6	1,0	1,0	$2,1+j1,5$	$1,0+j0,9$	$1,5+j0,7$	1,6

Схема замещения приведена на рис. 2

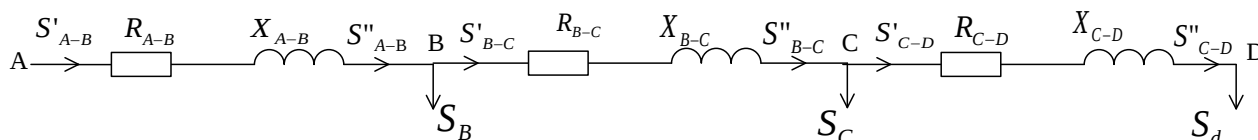


Рис. 2. Схема замещения

Мощность в конце линии CD равна мощности нагрузки узла D

$$S''_{CD} = P_d + jQ_d = 1,5 + j0,7i; \text{ МВА},$$

$$|S''_{CD}| = 1,655 \text{ МВА}.$$

Потери мощности на участке CD

$$\begin{aligned} \Delta S_{CD} &= \left(\frac{|S''_{CD}|}{U_{ном}} \right)^2 \cdot (r_0 + jx_0) \cdot l_3 = \left(\frac{1,665}{6} \right)^2 \cdot (0,25 + j0,42) \cdot 1 = \\ &= 0,0196 + j0,0323i \text{ МВА} \end{aligned}$$

Мощность в начале линии CD с учетом потерь:

$$\begin{aligned} S'_{CD} &= S''_{CD} + \Delta S_{CD} = 1,5 + j0,7i + 0,0196 + j0,0323i = \\ &= 1,5196 + j0,7323i \text{ МВА} \end{aligned}$$

Мощность в конце линии BC равна мощности нагрузки в узле C и мощности в начале предыдущего участка CD:

$$\begin{aligned} S''_{BC} &= P_C + jQ_C + S'_{CD} = 1,0 + j0,9i + 1,5196 + j0,7323i = \\ &= 2,5196 + j1,6323i \text{ МВА} \end{aligned}$$

$$|S''_{BC}| = 3 \text{ МВА}.$$

Потери мощности на участке BC

$$\begin{aligned} \Delta S_{BC} &= \left(\frac{|S''_{BC}|}{U_{ном}} \right)^2 \cdot (r_0 + jx_0) \cdot l_2 = \left(\frac{3}{6} \right)^2 \cdot (0,25 + j0,42) \cdot 1 = \\ &= 0,0625 + j0,105i \text{ МВА} \end{aligned}$$

Мощность в начале линии BC с учетом потерь:

$$\begin{aligned} S'_{BC} &= S''_{BC} + \Delta S_{BC} = 2,5196 + j1,6323i + 0,0625 + j0,105i = \\ &= 2,5821 + j1,7373i \text{ МВА} \end{aligned}$$

Мощность в конце линии АВ равна мощности нагрузки в узле В и мощности в начале предыдущего участка ВС:

$$S''_{AB} = P_B + jQ_B + S'_{BC} = 2,1 + 1,5i + 2,5821 + 1,7373i = 4,6821 + 3,2373i \text{ МВА}$$

$$|S''_{AB}| = 5,69 \text{ МВА.}$$

Потери мощности на участке ВС

$$\Delta S_{AB} = \left(\frac{|S''_{AB}|}{U_{ном}} \right)^2 \cdot (r_0 + jx_0) \cdot l_1 = \left(\frac{5,69}{6} \right)^2 \cdot (0,25 + j0,42) \cdot 1,6 = 0,36 + 0,604i \text{ МВА}$$

Мощность в начале линии АВ с учетом потерь:

$$S'_{AB} = S''_{AB} + \Delta S_{AB} = 4,6821 + 3,2373i + 0,36 + 0,604i = 5,0421 + 3,8413i \text{ МВА}$$

Суммарные потери активной мощности:

$$\Delta P_{\Sigma} = \Delta P_{CD} + \Delta P_{BC} + \Delta P_{AB} = 0,0196 + 0,0625 + 0,36 = 0,4421 \text{ МВт,}$$

Суммарные потери электроэнергии за год:

$$\Delta A_{\Sigma} = (\Delta P_{CD} + \Delta P_{BC} + \Delta P_{AB}) \cdot \tau = 0,4421 \cdot 2405 = 1063 \text{ МВт} \cdot \text{ч} = 1063000 \text{ кВт} \cdot \text{ч,}$$

где время наибольших потерь τ определяется:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{нб}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 2405 \text{ МВт,}$$

Издержки на затраченную электроэнергию:

$$И_{\Sigma} = \Delta A_{\Sigma} \cdot C = \frac{1063000 \cdot 1,6}{100} = 17014 \text{ руб,}$$

где C - стоимость 1 кВт*ч потерянной электроэнергии, коп.

Индивидуальные задания.

Задание № 1.

Задан годовой график электрических нагрузок для радиальной ЛЭП, приведенной на рис. 2.1. Приведено ее линейное номинальное напряжение. Заданы суммарные активное и реактивное сопротивление линии. Необходимо определить время максимальных нагрузок и время наибольших потерь, построить графики по продолжительности по мощности и квадратичному току. Определить потери мощности и электроэнергии в линии.

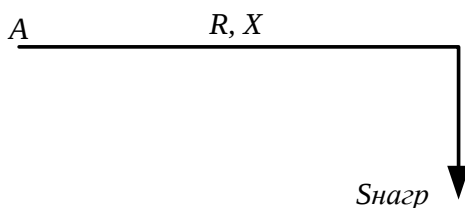


Рис. 2.1. Схема радиальной ЛЭП
Исходные данные приведены на рис 2.2-2.3.

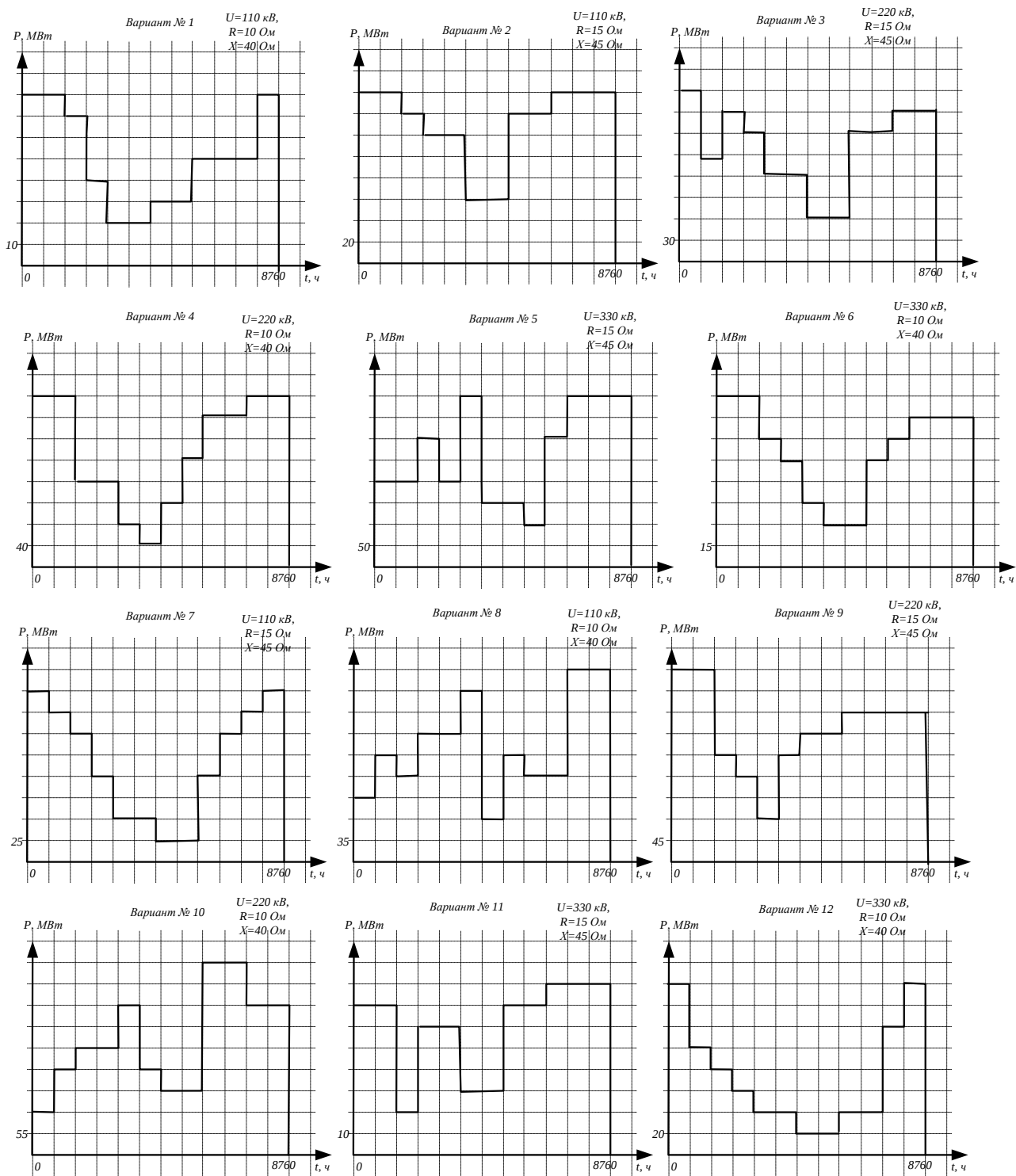


Рис. 2.2. Исходные данные

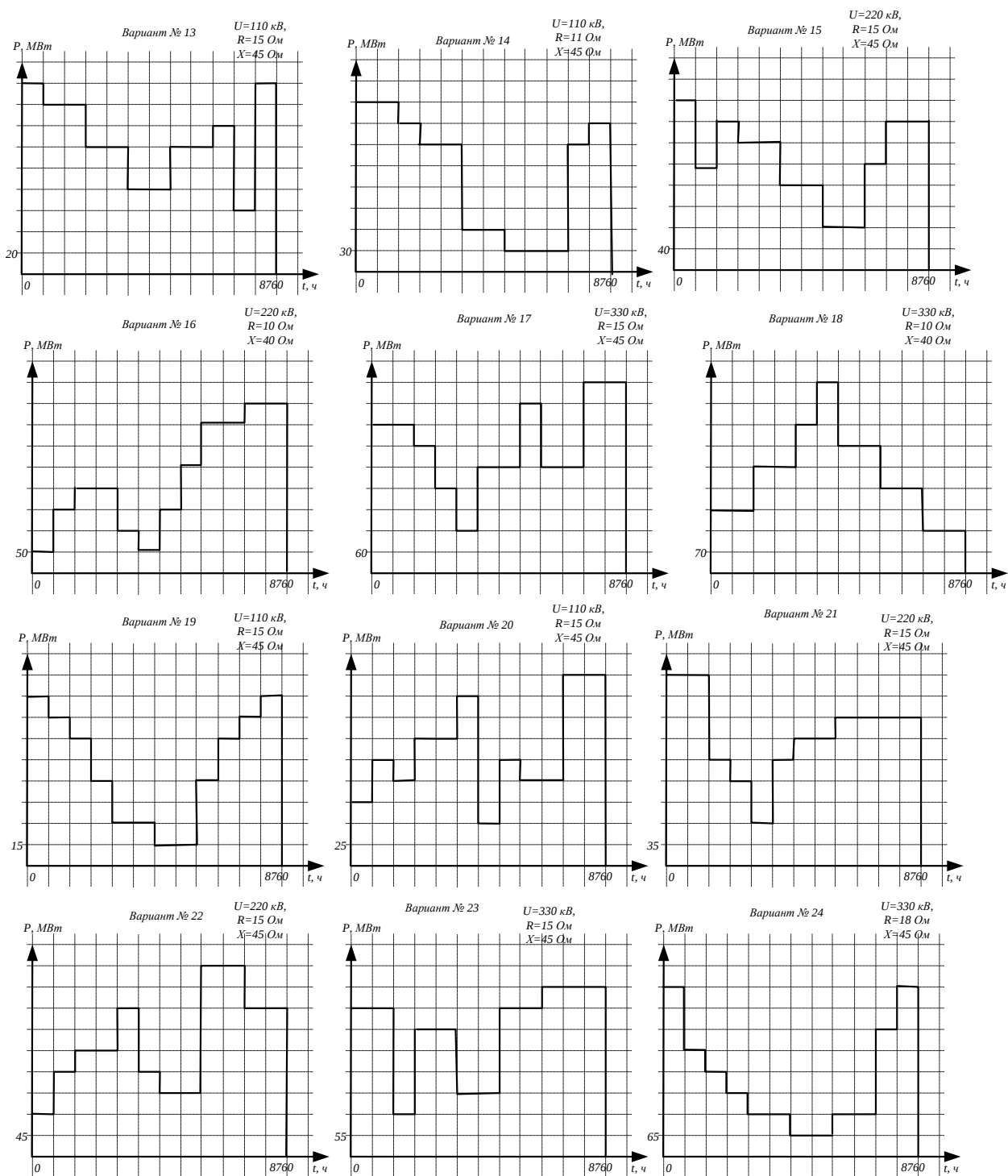


Рис. 2.3. Исходные данные

Задание № 2.

Дана ЛЭП, представленная на рис. 2.4.

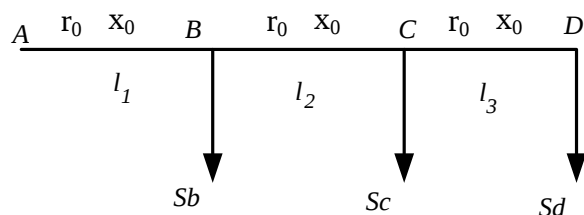


Рис. 2.4. Схема магистральной ЛЭП

Необходимо составить схему замещения, определить потери мощности и электроэнергии. Индуктивное сопротивление принять 0,42 Ом/км.

Таблица 2.2 с исходными данными приведена ниже.

Таблица 2.2

Исходные данные

№ варианта	$U_{ном},$ кВ	$r_0,$ Ом/км	$T_{нб},$ ч	$l_1,$ км	$l_2,$ км	$l_3,$ км	$S_B, \text{ МВА}$	$S_C,$ МВА	$S_D,$ МВА	Стоимости 1 кВт*ч потерянной электроэнергии, коп
1	6	0,25	4000	1,5	1,0	1,0	2,0+j1,5	1,2+j0,9	1,0+j0,7	1,5
2	10	0,3	5000	2,0	1,5	1,0	2,5+j1,6	2,0+j1,1	1,6+j0,9	1,6
3	35	0,25	6000	7,0	4,5	3,0	7,2+j3,0	4,8+j2,8	6,4+j3,6	1,7
4	6	0,3	4500	1,4	1,2	1,3	2,2+j1,1	1,0+j0,8	1,1+j0,5	1,8
5	10	0,25	5500	1,8	1,5	1,7	2,6+j1,5	2,1+j1,0	1,6+j0,8	1,9
6	35	0,3	6500	8,0	4,0	6,0	8,2+j3,9	5,6+j2,5	6,7+j3,9	2,0
7	6	0,25	4000	1,2	0,8	1,4	2,1+j1,3	1,0+j1,1	1,1+j0,9	1,4
8	10	0,3	5000	2,5	1,0	1,3	2,6+j1,7	2,1+j0,9	1,7+j0,5	1,3
9	35	0,25	6000	9,0	4,0	4,0	9,2+j3,1	5,8+j2,1	6,3+j2,6	1,2
10	6	0,3	4700	1,3	1,0	0,4	2,3+j1,1	1,7+j0,8	1,1+j0,5	1,2
11	10	0,25	5500	2,2	1,8	1,0	3,5+j1,1	2,1+j1,2	1,4+j0,8	1,0
12	35	0,3	6900	7,5	4,3	2,0	7,9+j4,0	5,8+j2,9	7,4+j2,6	1,5
13	6	0,25	4100	1,1	1,7	1,2	1,0+j1,5	1,8+j1,8	1,0+j0,9	1,6
14	10	0,3	5200	2,1	2,2	1,0	2,6+j2,6	2,1+j0,9	1,1+j0,8	1,7
15	35	0,25	6300	8,4	4,7	2,0	8,2+j2,0	5,8+j1,8	7,4+j4,6	1,8
16	6	0,3	4400	1,0	0,9	1,0	1,0+j1,5	1,3+j0,8	1,1+j0,5	1,9
17	10	0,25	5600	1,8	1,8	0,9	2,9+j0,9	2,8+j1,0	1,4+j0,8	2,0
18	35	0,3	6700	9,5	5,0	4,0	8,2+j4,0	3,8+j3,8	5,4+j4,6	1,4
19	6	0,25	4800	1,2	0,8	0,6	1,9+j1,4	1,1+j0,7	1,0+j0,6	1,3
20	10	0,3	5900	2,5	1,4	0,9	2,6+j1,7	2,1+j1,4	1,7+j1,0	1,2
21	35	0,25	6100	6,0	6,5	4,0	9,2+j3,1	4,9+j3,8	7,4+j3,0	1,2
22	6	0,3	4200	0,5	1,8	1,1	2,1+j1,4	1,3+j1,1	1,1+j0,6	1,0
23	10	0,25	5300	2,2	1,0	1,8	3,5+j1,4	2,0+j0,8	1,2+j0,8	1,5
24	35	0,3	6400	7,3	3,5	5,0	8,2+j4,0	5,8+j1,8	7,4+j3,2	1,6
25	6	0,25	4500	1,1	1,3	1,2	2,1+j1,1	1,1+j0,8	1,0+j0,6	1,7
26	10	0,3	5600	2,5	2,5	0,9	2,9+j1,9	2,9+j1,0	1,9+j0,9	1,8
27	35	0,25	6700	9,0	5,5	3,4	7,5+j3,5	5,8+j2,8	6,5+j3,5	1,9

28	6	0,3	4800	0,5	1,8	1,1	1,9+j1,7	1,6+j0,9	1,0+j0,9	2,0
29	10	0,25	5900	2,1	1,6	1,4	2,9+j1,8	2,1+j1,6	1,0+j0,9	1,4
30	35	0,3	6100	5,0	6,5	3,0	10,2+j3,0	5,8+j2,8	5,4+j3,0	1,3
31	6	0,25	4200	0,9	1,1	1,2	1,0+j2,5	2,2+j0,9	1,0+j0,7	1,2
32	10	0,3	5300	2,1	1,7	1,3	3,5+j1,3	2,3+j1,3	1,3+j0,9	1,2
33	35	0,25	6400	8,1	6,3	3,2	9,2+j3,1	5,8+j2,8	5,4+j3,1	1,0
34	6	0,3	4500	2,5	1,1	1,2	2,0+j1,2	1,0+j0,9	1,1+j0,8	1,5
35	10	0,25	5600	1,8	1,0	2,0	2,9+j1,9	2,1+j1,1	1,8+j1,2	1,6
36	35	0,3	6700	7,8	5,5	2,7	8,2+j3,1	5,8+j2,8	5,4+j3,6	1,7
37	6	0,25	4800	1,9	1,7	1,6	2,0+j1,9	1,9+j0,9	1,9+j0,9	1,8
38	10	0,3	5900	2,0	1,5	2,0	3,5+j1,6	2,0+j1,0	1,0+j0,9	1,9
39	35	0,25	6100	8,0	9,5	2,0	7,7+j3,7	4,7+j2,7	6,7+j3,7	2,0
40	6	0,3	4200	1,7	1,4	1,0	2,2+j1,9	1,3+j0,9	1,9+j0,6	1,4
41	10	0,25	5300	2,1	1,6	1,1	3,3+j1,3	2,0+j1,3	1,3+j0,9	1,3
42	35	0,3	6400	8,0	5,5	2,0	9,2+j3,1	4,8+j3,8	5,4+j2,6	1,2

Задание № 3.

Крупное промышленное предприятие получает электроэнергию по двухцепной линии электропередачи напряжения U_1 , выполненной проводами ВЛ. Протяженность линии L . На главной понизительной подстанции предприятия установлены два трансформатора T_1, T_2 . Активная мощность нагрузки предприятия составляет $P_{\text{нагр}}$ при $\cos\varphi$. Время использования наибольшей нагрузки $T_{\text{нб}}$. Силовые трансформаторы понизительной подстанции работают параллельно.

Вычертите принципиальную однолинейную схему с указанным электрооборудованием и схему замещения, рассчитайте параметры схемы замещения, а также определите потери мощности и электроэнергии в силовых трансформаторах и питающих линиях для всех перечисленных случаев:

- линия двухцепная и два трансформатора работают в параллель;
- один из трансформаторов T_2 находится в ремонте;
- одна из линий отключена по причине короткого замыкания на линии ВЛ. Расшифруйте типы проводов линий и марку силовых трансформаторов.

Таблица 2.3 с исходными данными приведена ниже.

Таблица 2.3

Исходные данные

<i>Вариант</i>	U1, кВ	тип провода ВЛ	L, км	Тип трансформаторов Т1, Т2	Рнагр, МВт	cosφ	Тнб, ч
1	110	АС-95	20	ТРДН-80000/110	65	0,5	2400
2	110	АС-95	30	ТДЦ-80000/110	60	0,51	2500
3	110	АС-95	30	ТДЦ-125000/110	100	0,52	2600
4	110	АС-95	30	ТДЦ-125000/110	106	0,53	2700
5	110	АС-95	40	ТДН-10000/110	8	0,54	2800
6	110	АС-120	50	ТДН-10000/110	8,5	0,55	2900
7	110	АС-120	40	ТДН-16000/110	14	0,56	3000
8	110	АС-120	50	ТДН-16000/110	13	0,57	3100
9	110	АС-150	60	ТРДН-25000/110	22	0,58	3200
10	110	АС-150	60	ТРДН-25000/110	20	0,59	3300
11	110	АС-185	20	ТРДН-40000/110	35	0,6	3400
12	110	АС-185	50	ТРДН-40000/110	36	0,61	3500
13	110	АС-185	50	ТРДН-63000/110	53	0,62	3600
14	35	АС-70	10	ТМН-4000/35	2	0,63	3700
15	35	АС-70	10	ТМН-4000/36	2,5	0,64	3800
16	35	АС-70	15	ТМН-6300/35	5	0,65	3900
17	35	АС-70	15	ТМН-6300/36	5,4	0,66	4000
18	35	АС-70	20	ТДНС-10000/35	8	0,67	4100
19	35	АС-95	20	ТДНС-10000/35	8,6	0,68	4200
20	35	АС-95	12	ТДНС-16000/35	12	0,69	4300
21	35	АС-95	12	ТДНС-16000/35	13	0,7	4400
22	35	АС-95	14	ТРДНС-25000/35	20	0,71	4500
23	35	АС-95	14	ТРДНС-25000/35	22	0,72	4600
24	35	АС-95	16	ТРДНС-32000/35	28	0,73	4700
25	35	АС-120	16	ТРДНС-32000/35	30	0,74	4800
26	35	АС-120	18	ТРДНС-40000/35	36	0,75	4900
27	35	АС-120	20	ТРДНС-40000/35	35	0,76	5000
28	35	АС-120	20	ТРДНС-63000/35	52	0,77	5100
29	35	АС-120	10	ТРДНС-63000/35	55	0,78	5200
30	220	АС-240	80	ТДТН-25000/220	20	0,79	5300
31	220	АС-240	90	ТДТН-25000/220	19	0,8	5400
32	220	АС-240	100	ТДТН-40000/220	32	0,81	5500
33	220	АС-240	110	ТДТН-40000/220	34	0,82	5600
34	220	АС-240	120	ТДТН-63000/220	48	0,83	5700
35	220	АС-240	130	ТДТН-63000/220	50	0,84	5800
36	220	АС-240	140	ТДТН-25000/220	18	0,85	5900
37	220	АС-240	150	ТДТН-25000/220	16	0,86	6000
38	220	АС-240	160	ТДТН-40000/220	35	0,87	6100
39	220	АС-240	170	ТДТН-40000/220	33	0,88	6200
40	220	АС-240	180	ТДТН-63000/220	56	0,89	6300

3. РАСЧЕТ УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА РАЗОМКНУТЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

3.1. Задачи расчета режима сети

При проектировании и эксплуатации электрических сетей необходимо оценивать условия, в которых будут работать потребители и оборудование. Определение параметров режима составляет задачу расчета режима сети. Все расчеты электрических сетей производятся с определенной точностью и неизбежно содержат те или иные погрешности. Наличие погрешностей требует выбора рациональных методов расчета. Принятый метод расчета должен давать возможность находить решения в пределах заданной точности с возможно меньшими затратами труда и времени.

3.2. Расчет линии по току нагрузки

Определим напряжение и ток в начале линии с равномерно распределенными сопротивлениями и проводимостями по заданному току нагрузки i_2 и фазному напряжению $U_{\phi 2}$ в конце линии (рис.3.1).

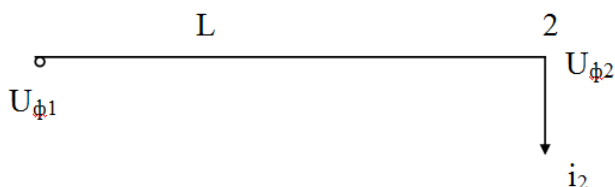


Рис.3.1 Расчетная схема линии

Примем для линии симметричную Π -образную схему замещения (рис.3.2).

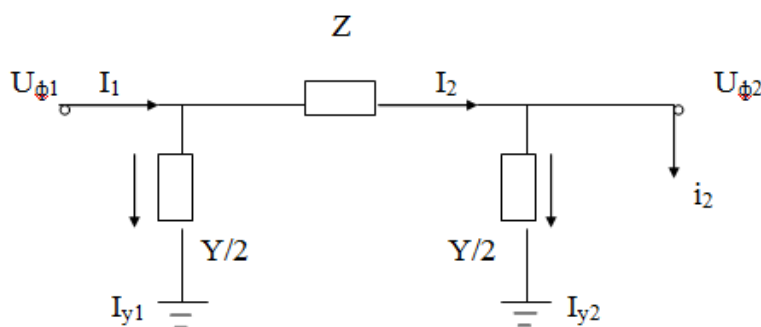


Рис. 3.2 Схема замещения линии

Вначале расчета находим активное R и индуктивное X сопротивления, активную и реактивную B проводимости линии. Векторная диаграмма токов и напряжений для рассматриваемой линии показана на рис. 3.3.

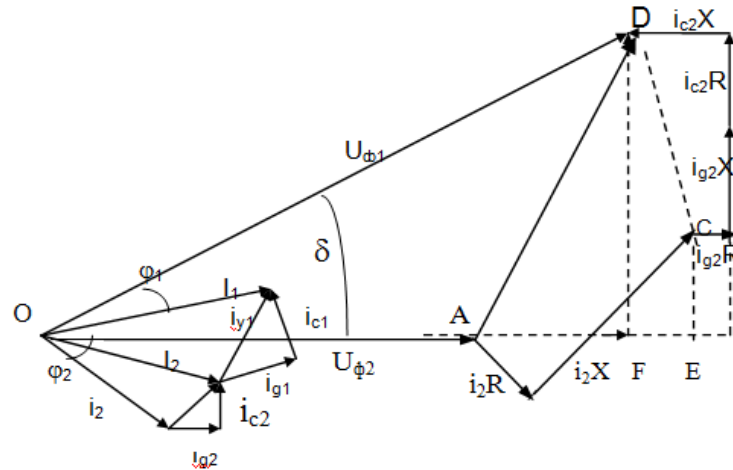


Рис. 3.3 Векторная диаграмма токов и напряжений линии

На схеме замещения и векторной диаграмме линии использованы следующие обозначения:

$I_2 = i_2 + i_{g2} + i_{c2}$ – ток в конце линии (ток по линии);

$i_{g2} = U_{\phi 2} \cdot \frac{G}{2}$ – активная составляющая тока в проводимости, включённой в конце линии;

$i_{c2} = U_{\phi 1} \cdot \frac{B}{2}$ – ёмкостная составляющая тока в проводимости, включённой в конце линии;

$I_1 = I_2 + i_{g1} + i_{c1}$ – ток в начале линии;

$i_{g1} = U_{\phi 1} \cdot \frac{G}{2}$ – активная составляющая тока в проводимости, включённой в начале линии;

$i_{c1} = U_{\phi 1} \cdot \frac{B}{2}$ – ёмкостная составляющая тока в проводимости, включённой в начале линии.

Полное падение напряжения в фазе линии $AD = \dot{U}_{\phi 1} - \dot{U}_{\phi 2}$ геометрическая разность векторов фазных напряжений в начале и в конце линии. В большинстве случаев для суждения о работе электрических сетей не нужно знать величину падения напряжения. Достаточно определить алгебраическую разность напряжений в начале и конце линии AE , которую называют потерей напряжения. Вектор

$$AF = \Delta U_{\phi} = (i_{a2} + i_{g1})R + (i_{p2} - i_{c2})X, \quad (3.1)$$

совпадающий по направлению с вектором напряжения $U_{\phi 2}$ в конце линии, называется продольной составляющей падения напряжения. Вектор

$$FD = \delta U_{\phi} = (i_{a2} + i_{g2})X - (i_{p2} - i_{c2})R, \quad (3.2)$$

определяющий в основном сдвиг по фазе между векторами напряжений $U_{\phi 1}$ и $U_{\phi 2}$, называется поперечной составляющей падения напряжения. В формулах

(3.1) и (3.2) $I_{a2}=i_2 \cdot \cos \varphi_2$ – активная составляющая тока нагрузки линии;
 $I_{p2}=i_2 \sin \varphi_2$ – реактивная составляющая тока нагрузки линии.

Из векторной диаграммы (рис.3.1) следует, что:

$$U_{\phi 1} = \sqrt{(U_{\phi 2} + \Delta U_{\phi 2})^2 + (\delta \cdot U_{\phi})^2}, \quad (3.3)$$

$$\operatorname{tg} \delta = \frac{\delta \cdot U_{\phi 2}}{U_{\phi 2} + \Delta U_{\phi 2}}. \quad (3.4)$$

Если при построении круговой диаграммы линии откладывать линейное напряжение U_2 в конце линии, активную и реактивные составляющие падения напряжения $\sqrt{3} \cdot i_2 \cdot R$ и $\sqrt{3} \cdot i_2 \cdot X$, отнесённые к линейному напряжению, то в этом случае вектор ОД даёт величину линейного напряжения в начале линии :

$$U_1 = \sqrt{(U_2 + \Delta U)^2 + \delta U^2}, \quad (3.5)$$

3.3. Расчёт линии по мощности нагрузки

Определим напряжение и мощность в начале линии по заданной мощности нагрузки $S_{\phi 2}$ и фазному напряжению $U_{\phi 2}$ в конце линии (рис.3.4)



Рис.3.4 Расчётная схема линии

Представим линию симметричной П-образной схемой замещения (рис 3.5)

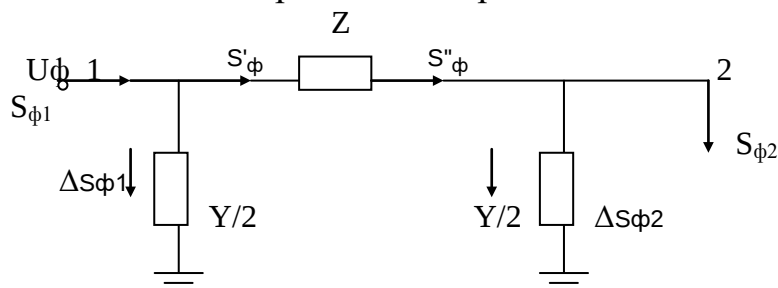


Рис.3.5 Схема замещения линии

Мощность в конце линии:

$$S''_{\phi} = P''_{\phi} + jQ''_{\phi} = p_{\phi 2} + jq_{\phi 2} + \Delta P_{g\phi 2} - j\Delta Q_{c\phi 2}$$

где $\Delta P_{g\phi 2} = (U_{\phi 2})^2 \cdot g_0 \cdot \frac{L}{2}$ – потери активной мощности в проводимости, включённой в конце линии;

$\Delta Q_{c\phi 2} = (U_{\phi 2})^2 \cdot b_0 \cdot \frac{L}{2}$ – ёмкостная мощность, генерируемая половиной длины линии.

Мощность в начале линии:

$$S'_{\phi} = P'_{\phi} + jQ'_{\phi} = P''_{\phi 2} + jQ''_{\phi 2} + \Delta P_{\phi л} + j\Delta Q_{\phi л}$$

где $\Delta P_{\phi л} = R \cdot \frac{(P''_{\phi})^2 + (Q''_{\phi})^2}{(U_{\phi 2})^2}$ -потери активной мощности в активном сопротивлении R линии;

$\Delta Q_{\phi л} = X \cdot \frac{(P''_{\phi})^2 + (Q''_{\phi})^2}{(U_{a2})^2}$ -потери реактивной мощности в индуктивном сопротивлении X линии.

Мощность, вытекающая в линию из точки 1:

$$S_{\phi 1} = P_{\phi 1} + jQ_{\phi 1} = P'_{\phi} + jQ'_{\phi} + \Delta P_{g\phi 1} - j\Delta Q_{сф 1},$$

где $\Delta P_{g\phi 1} = (U_{\phi 1})^2 \cdot g_0 \cdot \frac{L}{2}$ -потери активной мощности в проводимости в начале линии;

$\Delta Q_{сф 1} = (U_{\phi 1})^2 \cdot b_0 \cdot \frac{L}{2}$ -потери реактивной мощности в индуктивном сопротивлении X линии.

При расчёте линии “ по данным конца”, когда известны мощность нагрузки и напряжение конца линии :

$$U_{\phi 1} = U_{\phi 2} + \frac{P''_{\phi} \cdot R + Q''_{\phi} \cdot X}{U_{\phi 2}} + j \cdot \frac{P''_{\phi} \cdot X - Q''_{\phi} \cdot R}{U_{\phi 2}} \quad (3.6)$$

где $\frac{P''_{\phi} \cdot R + Q''_{\phi} \cdot X}{U_{\phi 2}} = \Delta U''_{\phi}$ -продольная составляющая падения напряжения в линии;

$\frac{P''_{\phi} \cdot X - Q''_{\phi} \cdot R}{U_{\phi 2}} = \delta U''_{\phi}$ -поперечная составляющая падения напряжения в линии.

При этом векторная диаграмма напряжений имеет вид (рис.3.6)

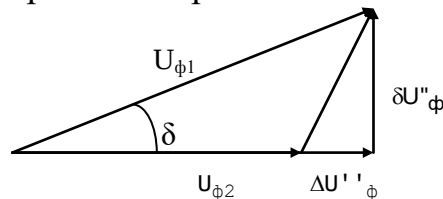


Рис.3.6 Векторная диаграмма напряжений при расчёте линии “по данным конца”

При расчёте линии “по данным начала”, когда известны мощность нагрузки и напряжение в начале линии:

$$U_{\phi 2} = U_{\phi 1} - \frac{P'_{\phi} \cdot R + Q'_{\phi} \cdot X}{U_{\phi 1}} - j \frac{P'_{\phi} \cdot X - Q'_{\phi} \cdot R}{U_{\phi 2}} \quad (3.7)$$

где $\frac{P'_{\phi} \cdot R + Q'_{\phi} \cdot X}{U_{\phi 1}} = \Delta U'_{\phi}$

$$\frac{P'_{\phi} \cdot X - Q'_{\phi} \cdot R}{U_{\phi 1}} = \delta U'_{\phi}$$

Векторная диаграмма напряжений для этого случая принимает вид (рис.3.7)

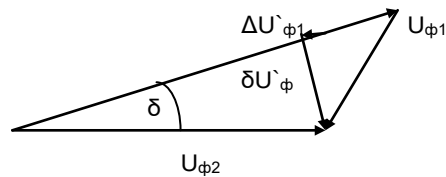


Рис. 3.7 Векторная диаграмма напряжений при расчете линии “ по данным начала”

Абсолютные значения линейных напряжений:

$$U_1 = \sqrt{(U_2 + \Delta U'')^2 + (\delta \cdot U'')^2}, \quad (3.8)$$

$$U_1 = \sqrt{(U_2 + \Delta U'')^2 + (\delta \cdot U'')^2}. \quad (3.9)$$

3.4. Приближенные методы определения потерь напряжения

Определение напряжений по формулам (3.8) и (3.9) требует значительной счетной работы, поэтому при инженерных расчетах электрических сетей обычно пользуются приближенными методами. Один из этих методов предполагает отказ от учета поперечной составляющей падения напряжения. При этом потеря напряжения приравнивается продольной составляющей падения напряжения. Пренебрегая влиянием поперечной составляющей падения напряжения при проектировании электрических сетей напряжением 35 – 220 кВ, значительно упрощаются расчеты линий с несколькими нагрузками (рис. 3.8)

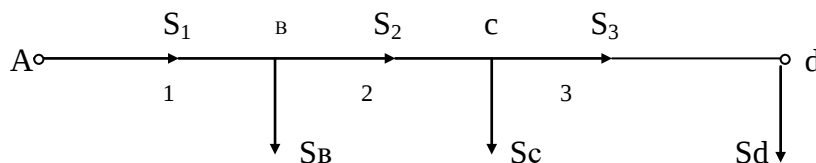


Рис. 3.8 Расчетная схема линии с несколькими нагрузками

Все предварительные расчеты районных сетей ведутся без учета влияния потерь мощности на участках сети на напряжение в точках подключения нагрузок, что соответствует расчету сети по одному напряжению. За среднее расчетное напряжение обычно принимают номинальное напряжение сети. При этом напряжение источника питания А можно выразить через напряжение конца линии

$$U_A = U_d + \Delta U_1 + \Delta U_2 + \Delta U_3 = U_d + \frac{(P_1 \cdot r_1 + Q_1 \cdot X_1)}{U_{НОМ}} + \frac{(P_2 \cdot r_2 + Q_2 \cdot X_2)}{U_{НОМ}} + \frac{(P_3 \cdot r_3 + Q_3 \cdot X_3)}{U_{НОМ}}$$

$$U_d + \frac{(P_1 \cdot r_1 + P_2 \cdot r_2 + P_3 \cdot r_3 + Q_1 \cdot X_1 + Q_2 \cdot X_2 + Q_3 \cdot X_3)}{U_{НОМ}}$$

или в общем виде:

$$U_A = U_d + \frac{\sum P_m \cdot r_m + \sum Q_m \cdot X_m}{U_{НОМ}} \quad (3.10)$$

Отсюда наибольшая потеря напряжения до наиболее удаленной точки линии с несколькими нагрузками может быть определена в общем случае по формуле:

$$\Delta U = \frac{\sum P_m \cdot r_m + \sum Q_m \cdot X_m}{U_{НОМ}} \quad (3.11)$$

где P_m и Q_m - линейные активные и реактивные мощности, протекающие по участкам сети;

r_m и X_m – активные и индуктивные сопротивления участков сети.

Такие же результаты можно получить и при использовании формулой:

$$\Delta U = \frac{\sum p_m \cdot R_m + \sum q_m \cdot X_m}{U_{НОМ}} \quad (3.12)$$

где p_m и q_m – активные и реактивные мощности нагрузок в различных точках сети;

R_m и X_m – активные и индуктивные сопротивления от точек приложения этих нагрузок до источника питания.

3.5. Примеры решения задач

Пример 3.5.1

Определить параметры режима воздушной линии электропередачи длиной 60 км с нагрузкой на конце 263 А при коэффициенте мощности нагрузки 0.8. Напряжение в конце линии 110 кВ. Линия выполнена проводом АС – 240/32.

Решение:

Активное сопротивление линии $R = r_0 \cdot L = 0.12 \cdot 60 = 7.2 \text{ Ом}$

Индуктивное сопротивление линии $X = x_0 \cdot L = 0.405 \cdot 60 = 24.3 \text{ Ом}$

Емкостная проводимость линии $B = b_0 \cdot L = 2.81 \cdot 10^{-6} \cdot 60 = 168.6 \cdot 10^{-6} \text{ См}$

Активной проводимостью линии пренебрегаем, принимая $G=0$.

Зарядный ток в проводимости, включенной в конце линии

$$i_{c2} = \frac{U_2}{\sqrt{3}} \cdot b_0 \cdot L \cdot \frac{1}{2} = \frac{110}{\sqrt{3}} \cdot 168.6 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{1}{2} = 0.0054 \text{ кА} = 5.4 \text{ А}$$

Активная составляющая тока нагрузки $i_{a2} = i_2 \cdot \cos \phi_2 = 263 \cdot 0.8 = 210 \text{ А}$

Реактивная составляющая тока нагрузки $i_{p2} = i_2 \cdot \sin \phi_2 = 263 \cdot 0.6 = 158 \text{ А}$

Ток в конце линии:

$$I_2 = i_{a2} + j \cdot (i_{p2} - i_{c2}) = 210 + j \cdot (158 - 5.4) = 210 + j \cdot 152.6 = 259 \text{ А}$$

Продольная составляющая падения напряжения в линии:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot [(i_{a2} + i_{g2}) \cdot R + (i_{p2} - i_{c2}) \cdot X]$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot [(210 + 0) \cdot 7.2 + (158.0 - 5.4) \cdot 24.3] = 9026 \text{ В}$$

Поперечная составляющая падения напряжения:

$$\delta U = \sqrt{3} \cdot [(i_{a2} + i_{g2}) \cdot X - (i_{p2} - i_{c2}) \cdot R]$$

$$\delta U = \sqrt{3} \cdot [(210 + 0) \cdot 24.3 - (158 - 5.4) \cdot 7.2] = 6929 \text{ В} = 6.9 \text{ кВ}$$

Напряжение в начале линии:

$$U_1 = \sqrt{(U_2 + \Delta U)^2 + (\delta U)^2} = \sqrt{(110 + 9)^2 + 6.9^2} = 119.2 \text{ кВ}$$

Без учета поперечной составляющей падения напряжения:

$$U_1 = U_2 + \Delta U = 119 \text{ кВ}$$

Разница полученных значений напряжения в начале линии 0.2 кВ или 0.18% $U_{ном}$.

Зарядный ток в проводимости, включенной в начале линии:

$$i_{c1} = \frac{119.2}{\sqrt{3}} \cdot 168.6 \cdot 10^{-6} \cdot 60 \cdot \frac{1}{2} = 0.0058 \text{ кА} = 5.8 \text{ А}$$

Ток в начале линии:

$$I_1 = I_2 + i_{g1} = j \cdot i_{c1}$$

или

$$210 + j \cdot 152.6 + 0 - j \cdot 5.8 = 210 + j \cdot (152.6 - 5.8) = 210 + j \cdot 146.8 = 256 \text{ А}$$

Пример 3.5.2

Определить параметры режима воздушной линии электропередачи, характеристика которой приведена в предыдущем примере, но нагрузка задана в конце линии активной мощностью $P_2=40$ мВт при коэффициенте мощности $\cos \phi_2=0.8$.

Решение.

Зарядная мощность в конце линии:

$$Q''_c = (U_c)^2 \cdot b_0 \cdot L \cdot \frac{1}{2} = 110^2 \cdot 168.6 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{1}{2} = 1.02 \text{ Мвар}$$

Мощность в конце линии:

$$S'' = P'' + j \cdot Q'' = P_2 + j \cdot (q_2 - Q''_c) = 40 + j \cdot (30 - 1.02) = 40 + j \cdot 28.98 \text{ мВА}$$

Напряжение в начале линии:

$$U_1 = U_2 + \frac{(P'' \cdot R + Q'' \cdot X)}{U_2} + j \cdot \frac{P'' \cdot X - Q'' \cdot R}{U_2}$$

$$U_1 = 110 + \frac{(40 \cdot 7.2 + 28.98 \cdot 24.3)}{110} + j \cdot \frac{(40 \cdot 24.3 - 30 \cdot 7.2)}{110} = 110 + 9 + j \cdot 8.9 \text{ кВ}$$

или

$$U_1 = \sqrt{(110 + 9)^2 + 8.9^2} = 119,2 \text{ кВ}$$

Потери мощности в сопротивлениях линии:

$$\Delta P_{\text{л}} = \frac{(P'')^2 + (Q'')^2}{(U_2)^2} \cdot R = \frac{40^2 + 28.98^2}{110^2} \cdot 7.2 = 1.45 \text{ мВт}$$

$$\Delta Q_{\text{л}} = \frac{40^2 + 28.98^2}{110^2} \cdot 24.3 = 4.89 \text{ Мвар}$$

Мощность в начале линии:

$$S' = P_1 + j \cdot Q_1 = P'' + j \cdot Q'' + \Delta P_{\text{л}} + j \cdot \Delta Q_{\text{л}} = 41.45 + j \cdot 33.87 \text{ МВА}$$

Зарядная мощность в начале линии:

$$Q'_c = (U_1)^2 \cdot b_0 \cdot L \cdot \frac{1}{2} = 119.2^2 \cdot 168.6 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{1}{2} = 1.2 \text{ Мвар}$$

Мощность, вытекающая в линию:

$$S_1 = P_1 + j \cdot Q_1 = P' + j \cdot (Q_1 - Q'_c) = 41.45 + j \cdot 32.67 \text{ МВА}$$

Пример 3.5.3

Определить параметры режима воздушной линии электропередачи, схема которой представлена на рис. 3.11.

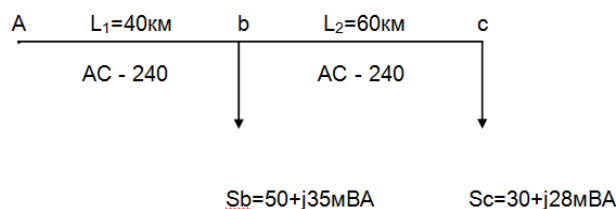


Рис.3.11 Расчетная схема линии

Напряжение источника питания $U_A = 231 \text{ кВ}$.

Представим линию симметричной П – образной схемой замещения (рис. 3.12)

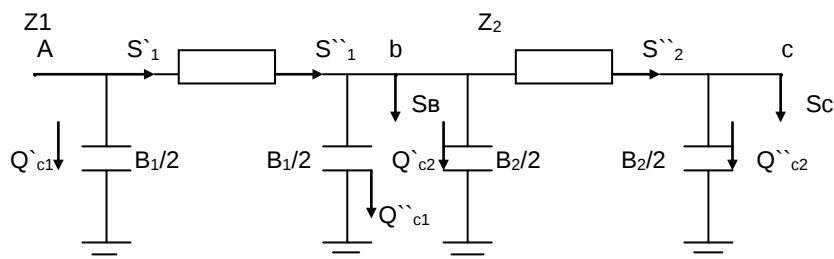


Рис. 3.12 Схема замещения линии электропередачи

Расчет выполним “по данным начала”. Определим сопротивления и проводимости участков линии:

$$r_1 = r_0 \cdot L_1 = 0.121 \cdot 40 = 4.84 \text{ Ом}$$

$$x_1 = x_0 \cdot L_1 = 0.435 \cdot 40 = 17.4 \text{ Ом}$$

$$B_1 = b_0 \cdot L_1 = 2.6 \cdot 10^{-6} \cdot 40 = 104 \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

$$r_2 = 7.26 \text{ Ом} \quad x_2 = 26.1 \text{ Ом} \quad B_2 = 156 \cdot 10^{-6} \text{ См}$$

Зарядные мощности участков линии:

$$Q_{c1} = 220^2 \cdot 104 \cdot 10^{-6} = 5.034 \text{ Мвар}$$

$$Q_{c2} = 220^2 \cdot 156 \cdot 10^{-6} = 7.5504 \text{ Мвар}$$

Мощность в конце участка 2 линии:

$$S'_2 = 30 + j28 - j \cdot \frac{7.55}{2} = 36 + j \cdot 24.225 \text{ МВА}$$

Потери мощности в сопротивлениях участка 2 линии:

$$\Delta P_2 = \frac{36^2 + 24.225^2}{220^2} \cdot 7.26 = 0.282 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q_2 = \frac{36^2 + 24.225^2}{220^2} \cdot 26.1 = 1.015 \text{ Мвар}$$

Мощность в начале участка 2 линии:

$$S'_2 = 36 + j \cdot 24.225 + 0.282 + j \cdot 1.015 = 36.282 + j \cdot 25.242 \text{ МВА}$$

Мощность в конце участка 1 линии:

$$S''_1 = P''_1 + jQ''_1 = P'_2 + jQ_c - jQ'_{cc} + P_B + jQ_B - jQ'_{c1}$$

$$S''_1 = 36.282 + j \cdot 25.242 - j \cdot \frac{7.55}{2} + 50 + j \cdot 35 - j \cdot \frac{5.034}{2} = 86.282 + j53.948 \text{ МВА}$$

Потери мощности в сопротивлениях участка 1 линии

$$\Delta P_1 = \frac{(86.282^2 + 53.948^2)}{220^2} \cdot 4.84 = 1.035 \text{ МВт}$$

$$\Delta Q_1 = \frac{(86.282^2 + 53.948^2)}{220^2} \cdot 17.4 = 3.721 \text{ Мвар}$$

Мощность в начале участка 1 линии:

$$S'_1 = P'_1 + jQ'_1 = P''_1 + j \cdot Q''_1 + \Delta P_1 + j \cdot \Delta Q_1 = 87.317 + j \cdot 57.669 \text{ МВА}$$

На втором этапе расчёта определим по заданному напряжению на источнике питания U_A напряжения в точках подключения нагрузок

$$U_{\hat{a}} = U_A - \frac{P'_1 \cdot r_1 + Q'_1 \cdot x_1}{U_A} - j \cdot \frac{P'_1 \cdot x_1 - Q'_1 \cdot r_1}{U_A}$$

$$U_B = 231 - \frac{87.317 \cdot 4.84 + 57.669 \cdot 17.4}{231} - j \cdot \frac{87.317 \cdot 17.4 - 57.669 \cdot 4.84}{231} = 224.9 \text{ кВ}$$

$$U_c = U_B - \frac{P'_2 \cdot r_2 + Q'_2 \cdot x_2}{U_B} - j \cdot \frac{P'_2 \cdot x_2 - Q'_2 \cdot r_2}{U_B}$$

$$U_c = 224.9 - \frac{36.282 \cdot 7.26 + 25.24 \cdot 26.1}{224.9} - j \cdot \frac{36.282 \cdot 26.1 - 25.24 \cdot 7.26}{224.9} = 220.8 \text{ кВ}$$

Пример 3.5.4

Определить наибольшую потерю напряжения в магистральной электрической сети с ответвлением напряжениями 35кВ. Схема сети показана на рис.3.13.

Заданы нагрузки сети $S_B = p_B + jq_B = 4000 + j2000$ кВА, $S_C = p_C + jq_C = 2000 + j1500$ кВА, $S_d = p_d + jq_d = 4000 + j3000$ кВА, $S_e = p_e + jq_e = 5000 + j3000$ кВА.

Длины участков в сети $L_1 = 5$ км, $L_2 = 4$ км, $L_3 = 4$ км, $L_4 = 4$ км

На участках сети 1 и 2 линии двухцепные, а на участках 3 и 4 одноцепные.

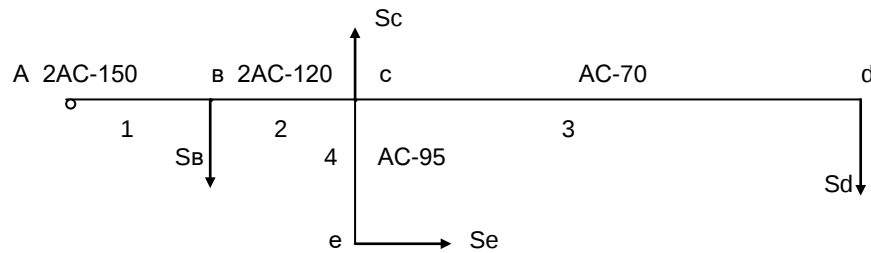


Рис.3.13 Расчётная схема сети с несколькими нагрузками

Активные и индуктивные сопротивления участков сети [1]

$$r_1 = r_0 \cdot L_1 \cdot \frac{1}{n} = 0.196 \cdot 5 \cdot \frac{1}{2} = 0.495 \text{ Ом}$$

$$r_2 = 0.249 \cdot 4 \cdot \frac{1}{2} = 0.498 \text{ Ом}$$

$$r_3 = 0.428 \cdot 4 = 1.712 \text{ Ом}$$

$$r_4 = 0.306 \cdot 4 = 1.224 \text{ Ом}$$

$$x_1 = x_0 \cdot L_1 \cdot \frac{1}{n} = 0.406 \cdot 5 \cdot \frac{1}{2} = 1.015 \text{ Ом}$$

$$x_2 = 0.414 \cdot 4 \cdot \frac{1}{2} = 0.828 \text{ Ом}$$

$$x_3 = 0.432 \cdot 4 = 1.728 \text{ Ом}$$

$$x_4 = 0.421 \cdot 4 = 1.684 \text{ Ом}$$

Потери напряжения до наиболее удалённых точек сети определим в начале по мощностям нагрузок и сопротивления от точек приложения этих нагрузок до источника питания. Потери напряжения до точки d

$$\Delta U_d = \frac{\sum p_m \cdot R_m + \sum q_m \cdot X_m}{U_{\text{НОМ}}} = \frac{p_B \cdot r_1 + (p_C + p_e) \cdot (r_1 + r_2) + p_d \cdot (r_1 + r_2 + r_3)}{U_{\text{НОМ}}} +$$

$$+ \frac{q_B \cdot x_1 + (q_B + q_e) \cdot (x_1 + x_2) + q_d \cdot (x_1 + x_2 + x_3)}{U_{\text{НОМ}}}$$

$$\Delta U_d = \frac{(4 \cdot 0,495 + 7 \cdot 0,993 + 4 \cdot 2,705 + 2 \cdot 1,015 + 4 \cdot 5 \cdot 1,843 + 3 \cdot 3,527)}{35} = 1162 \text{ В}$$

Потери напряжения до точки е

$$\Delta U_e = \frac{P_B \cdot r_1 + (P_C + P_D) \cdot (r_1 + r_2) + P_E \cdot (r_1 + r_2 + r_4)}{U_{\text{ном}}} + \frac{Q_B \cdot x_1 + (Q_C + Q_E) \cdot (x_1 + x_2) + Q_E \cdot (x_1 + x_2 + x_4)}{U_{\text{ном}}}$$

$$\Delta U_e = \frac{(4000 \cdot 0,495 + 6000 \cdot 0,993 + 5000 \cdot 2,217 + 2000 \cdot 1,015 + 4500 \cdot 1,843 + 3000 \cdot 3,527)}{35} = 1117 \text{ В}$$

Потери напряжения можно определить также по мощностям, протекающим по участкам сети, и сопротивлениям этих участков.

$$\Delta U_d = \frac{\sum P_m \cdot r_m + \sum Q_m \cdot X_m}{U_{\text{ном}}} = \frac{P_1 \cdot r_1 + P_2 \cdot r_2 + P_3 \cdot r_3 + Q_1 \cdot x_1 + Q_2 \cdot x_2 + Q_3 \cdot x_3}{U_{\text{ном}}},$$

где

$P_1 = P_B + P_C + P_D + P_E$	$Q_1 = Q_B + Q_C + Q_D + Q_E$
$P_2 = P_C + P_D + P_E$	$Q_2 = Q_C + Q_D + Q_E$
$P_3 = P_D$	$Q_4 = Q_D$
$P_4 = P_C$	$Q_4 = Q_C$

Следовательно,

$$\Delta U_d = \frac{15000 \cdot 0,495 + 11000 \cdot 0,498 + 4000 \cdot 1,712 + 9500 \cdot 1,015 + 7500 \cdot 0,828 + 3000 \cdot 1,728}{35} = 1162 \text{ В}$$

Таким образом, наибольшие потери напряжения имеют место до точки d.

$$\Delta U_{\text{нб}} = \Delta U_d = 1162 \text{ В} \quad \text{или} \quad \Delta U_{\text{нб}} = 1162 / 35000 = 3,32\% \text{ от } U_{\text{ном}}$$

Пример 3.5.5

Определить параметры режима воздушной линии электропередачи длиной 150 км с нагрузкой на конце 500 А при коэффициенте мощности нагрузки 0.8. Напряжение в конце линии 220 кВ. Линия выполнена проводом АС – 240/32. Расчет вести для линейных напряжений.

Решение:

Запишем сопротивления линии в соответствии со справочной литературой:

$$r_0 = 0,12 \text{ Ом/км}, \quad x_0 = 0,435 \text{ Ом/км}, \quad b_0 = 2,6 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}.$$

Активное сопротивление линии $R = r_0 \cdot L = 0,12 \cdot 150 = 18 \text{ Ом}.$

Индуктивное сопротивление линии $X = x_0 \cdot L = 0,435 \cdot 150 = 65,3 \text{ Ом}.$

Емкостная проводимость линии $B = b_0 \cdot L = 2,6 \cdot 10^{-6} \cdot 150 = 390 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$

Активной проводимостью линии пренебрегаем, принимая $G=0$.

Векторную диаграмму начинаем строить с того, что ось действительных величин (горизонтальную) совмещаем с вектором U_2 .

Зарядный ток в проводимости, включенной в конце линии, определяется величиной фазного напряжения в конце линии, приложенного к нему, опережает вектор U_2 на 90 эл. град. и составляет:

$$i_{c2} = \frac{U_2}{173} \cdot b_0 \cdot L \cdot \frac{1}{2} = \frac{220}{173} \cdot 390 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{1}{2} = 0.025 \text{ кА} = 25 \text{ А}$$

Угол нагрузки ϕ составляет 36,87 эл. град.

Вектор падения напряжения на активном сопротивлении R от тока нагрузки i_2 по направлению совпадает с вектором i_2 составляет:

$$\Delta U_1 = \sqrt{3} \cdot i_2 \cdot R = 1,73 \cdot 500 \cdot 18 \cdot 10^{-3} = 15,57 \text{ кВ.}$$

Вектор падения напряжения на реактивном сопротивлении X от тока нагрузки i_2 по направлению опережает вектор i_2 на 90 эл. град. и составляет:

$$\Delta U_2 = \sqrt{3} \cdot i_2 \cdot X = 1,73 \cdot 500 \cdot 65,3 \cdot 10^{-3} = 56,44 \text{ кВ.}$$

Вектор падения напряжения на активном сопротивлении R от емкостного тока i_{c2} по направлению совпадает с вектором i_{c2} составляет:

$$\Delta U_3 = \sqrt{3} \cdot i_{c2} \cdot R = 1,73 \cdot 25 \cdot 18 \cdot 10^{-3} = 0,8 \text{ кВ.}$$

Вектор падения напряжения на реактивном сопротивлении X от емкостного тока i_{c2} по направлению опережает вектор i_{c2} на 90 эл. град. и составляет:

$$\Delta U_4 = \sqrt{3} \cdot i_{c2} \cdot X = 1,73 \cdot 25 \cdot 65,3 \cdot 10^{-3} = 3 \text{ кВ.}$$

Геометрическая сумма падений напряжений даст полное падение напряжения (можно определить графически):

$$\Delta U = \Delta U_1 + \Delta U_2 + \Delta U_3 + \Delta U_4$$

Падение напряжение можно найти другим путем, если рассчитывать падения напряжения на сопротивлениях R и X не от токов нагрузки i_2 и емкостного i_{c2} , а сразу от тока в конце линии I_2 .

$$\text{Активная составляющая тока нагрузки } i_{a2} = i_2 \cdot \cos \phi_2 = 500 \cdot 0.8 = 400 \text{ А}$$

$$\text{Реактивная составляющая тока нагрузки } i_{p2} = i_2 \cdot \sin \phi_2 = 500 \cdot 0.6 = 300 \text{ А}$$

Ток в конце линии I_2 :

$$I_2 = i_{a2} + j \cdot (i_{p2} - i_{c2}) = 400 + j300 - j25 = 400 + j275 = 485 \text{ А}$$

Падение напряжения от тока I_2 в активном сопротивлении в линии совпадает по направлению с I_2 и составляет:

$$\Delta U_5 = \sqrt{3} \cdot I_2 \cdot R = 1,73 \cdot 485 \cdot 18 = 15 \text{ кВ,}$$

Падение напряжения от тока I_2 в реактивном сопротивлении в линии опережает по направлению I_2 на 90 эл. град. и составляет:

$$\Delta U_6 = \sqrt{3} \cdot I_2 \cdot X = 1,73 \cdot 485 \cdot 65,3 = 55 \text{ кВ,}$$

Полное падение напряжение должно быть равно по величине ранее полученному графически:

$$\Delta U = \Delta U_5 + \Delta U_6$$

$$\Delta U = \sqrt{(\Delta U_5)^2 + (\Delta U_6)^2} = \sqrt{15^2 + 55^2} = 57 \text{ кВ}$$

Вектор полного падения напряжения также можно разложить на продольную и поперечную составляющие:

Продольная составляющая падения напряжения в линии:

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot [(i_{a2} + i_{g2}) \cdot R + (i_{p2} - i_{c2}) \cdot X]$$

Поскольку активной проводимостью пренебрегли, $i_{g2}=0$, получим:

$$\Delta U = \sqrt{3} [(400+0)18 + (300-25)65.3] = 43522 \text{ В} \approx 43 \text{ кВ}$$

Поперечная составляющая падения напряжения:

$$\delta U = \sqrt{3} [(i_{a2} + i_{g2}) \cdot X - (i_{p2} - i_{c2}) \cdot R],$$

$$\delta U = \sqrt{3} [(400+0)65.3 - (300-25)18] = 37403 \text{ В} \approx 37 \text{ кВ}$$

Продольную и поперечную составляющую можно показать на рисунке отдельно.

Для проверки определим полное падение напряжения:

$$\Delta U = \sqrt{(\Delta U)^2 + (\delta U)^2} = \sqrt{43^2 + 37^2} = 57 \text{ кВ}$$

Напряжение в начале линии:

$$U_1 = \sqrt{(U_2 + \Delta U)^2 + (\delta U)^2} = \sqrt{(220 + 43)^2 + (37)^2} = 265 \text{ кВ}$$

.Без учета поперечной составляющей падения напряжения:

$$U_1 = U_2 + \Delta U = 220 + 43 = 263$$

Разница полученных значений напряжения в начале линии 2 кВ или 0.9% Уном, что допустимо в практических расчетах.

Зарядный ток в проводимости, включенной в начале линии, по направлению опережает U_1 на 90 эл. град.:

$$i_{c1} = \frac{U_1}{173} \cdot b_0 \cdot L \cdot \frac{1}{2} = \frac{264}{173} \cdot 390 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{1}{2} = 0.03 \text{ кА} = 30 \text{ А}$$

.

Ток в начале линии:

$$I_1 = I_2 + j \cdot i_{c1} = 400 + j275 - j30 = 400 + j245 = 469 \text{ А}$$

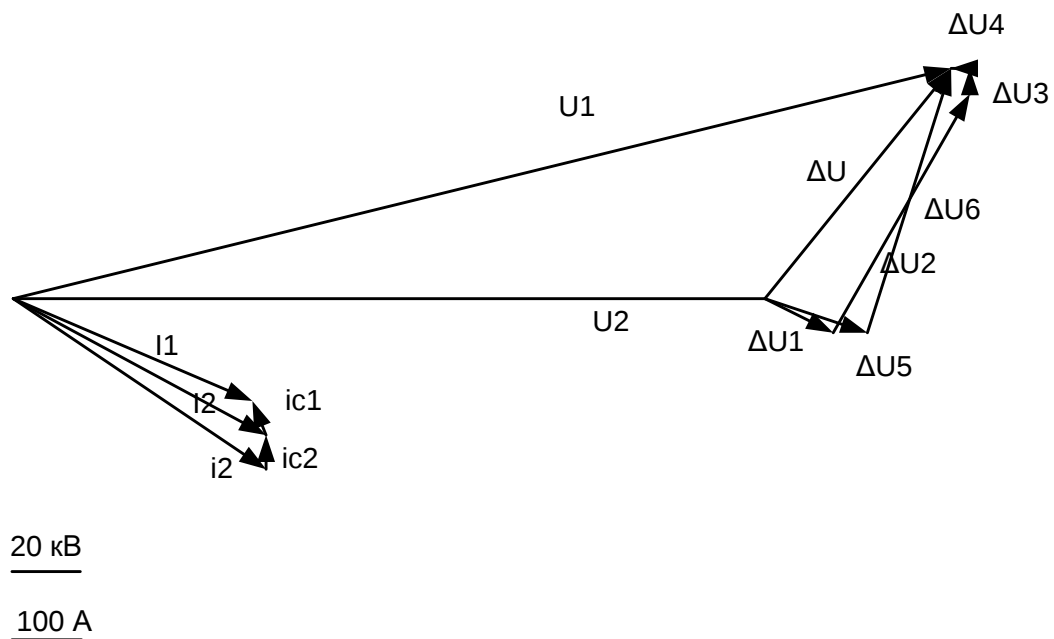


Рис. 3.14. Векторная диаграмма ЛЭП

Пример 3.5.6

Сеть 10 кВ выполнена проводом марки А-16. Провода расположены в вершинах равностороннего треугольника со стороной 1 м. Нагрузки в амперах и длины линий в километрах даны на схеме сети рис. 3.15. Коэффициент мощности всех нагрузок одинаков и равен 0,8. Сопротивление 1 км линии составляет $r_0 = 1,96$ Ом/км, $x_0 = 0,391$ Ом/км.

Требуется найти потерю напряжения до точек а и в сети.

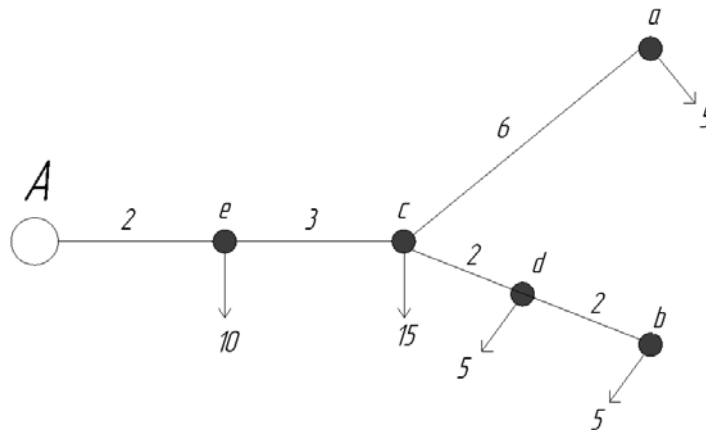


Рис. 3.15. Магистральная сеть

Решение. Потеря напряжения до точки а

$$\Delta U_{Aa} = \sqrt{3}[(5 \cdot 11 + 25 \cdot 5 + 10 \cdot 2)0,8 \cdot 1,96 + (5 \cdot 11 + 25 \cdot 5 + 10 \cdot 2)0,6 \cdot 0,391] \cdot 10^{-3} = 0,645 \text{ кВ.}$$

Потеря напряжения до точки b

$$\Delta U_{Ab} = \sqrt{3}[(5 \cdot 9 + 5 \cdot 7 + 20 \cdot 5 + 10 \cdot 2)0,8 \cdot 1,96 + (5 \cdot 9 + 5 \cdot 7 + 20 \cdot 5 + 10 \cdot 2)0,6 \cdot 0,391] \cdot 10^{-3} = 0,645 \text{ кВ.}$$

Потеря напряжения может быть определена и так:

$$\Delta U_{Aa} = \sqrt{3}[(5 \cdot 6 + 30 \cdot 3 + 40 \cdot 2)0,8 \cdot 1,96 + (5 \cdot 6 + 30 \cdot 3 + 40 \cdot 2)0,6 \cdot 0,391] \cdot 10^{-3} = 0,645 \text{ кВ.}$$

$$\Delta U_{Ab} = \sqrt{3}[(5*2 + 10*2 + 30*3 + 40*2)0,8*1,96 + (5*2 + 10*2 + 30*3 + 40*2)0,6*0,391]*10^{-3} = 0,645 \text{ кВ.}$$

Таким образом, потери напряжения до точек а и б одинаковы и составляют

$$\Delta U_{Aa} = \Delta U_{Ab} = \frac{0,645}{10} * 100 = 6,45\%.$$

Варианты заданий к задаче 3.5.6

Сеть 10 кВ выполнена проводом марки А. Провода расположены в вершинах равностороннего треугольника со стороной 1м. Нагрузки в амперах и длины линий в километрах даны в таблице согласно схеме сети рис. 3.15. Коэффициент мощности всех нагрузок приведен в соответствии с вариантом.

Требуется найти потерю напряжения до точек а и б сети.

Таблица 3.1.

Исходные данные

Варианты	Марка линии	коэффициент мощности	L _{ае} ,км	L _{ес} ,км	L _{са} ,км	L _{сд} ,км	L _{дб} ,км	I _е ,А	I _с ,А	I _д ,А	I _а ,А	I _б ,А
1	A-70	0,8	2	4	5	3	3	12	18	6	6	6
2	AC-35	0,9	3	3	4	2	2	10	15	5	5	5
3	A-95	0,75	4	3	3	3	3	10	12	4	4	4
4	AC-50	0,85	1	4	6	3	3	18	21	7	7	7
5	A-120	0,59	2	4	5	2	2	14	9	3	3	3
6	A-70	0,57	3	3	4	3	3	15	18	6	6	6
7	AC-35	0,61	4	3	3	3	3	10	15	5	5	5
8	A-95	0,63	2	4	6	2	2	10	12	4	4	4
9	AC-50	0,55	3	4	5	3	3	18	21	7	7	7
10	A-120	0,7	4	3	4	3	3	10	9	3	3	3
11	A-70	0,8	1	3	3	2	2	15	18	6	6	6
12	AC-35	0,57	2	4	6	3	3	10	15	5	5	5
13	A-95	0,61	3	4	5	3	3	10	12	4	4	4
14	AC-50	0,62	4	3	4	2	2	18	21	7	7	7
15	A-120	0,63	2	3	3	3	3	10	9	3	3	3
16	A-70	0,64	3	4	6	3	3	12	18	6	6	6
17	AC-35	0,65	4	4	5	2	2	13	15	5	5	5
18	A-95	0,66	1	3	4	3	3	10	12	4	4	4
19	FC-50	0,67	2	3	3	3	3	18	21	7	7	7
20	A-120	0,68	3	4	6	2	2	10	9	3	3	3
21	A-70	0,69	4	4	5	3	3	15	18	6	6	6
22	AC-35	0,71	2	3	4	3	3	10	15	5	5	5
23	A-95	0,72	3	3	3	2	2	10	12	4	4	4
24	AC-50	0,73	4	4	6	3	3	18	21	7	7	7
25	A-120	0,74	1	4	5	3	3	10	9	3	3	3
26	A-70	0,75	2	3	4	2	2	12	18	6	6	6
27	AC-35	0,76	3	3	3	3	3	10	15	5	5	5
28	A-95	0,77	4	4	6	3	3	10	12	4	4	4
29	AC-50	0,78	1	3	5	2	2	18	21	7	7	7
30	A-120	0,79	2	3	4	3	3	10	9	3	3	3

Пример 3.5.7

Сеть 35 кВ выполнена сталеалюминиевыми проводами, подвешенными на деревянных П-образных опорах с расстоянием между проводами 3 м. Длины участков сети в километрах, марки проводов, нагрузки (МВ*А) и коэффициенты их мощностей приведены на схеме сети рис. 3.16. Сопротивления 1 км линии составляют: для провода АС-35 $r_0 = 0,91$ Ом/км, $x_0 = 0,442$ Ом/км; для провода АС-95 $r_0 = 0,33$ Ом/км, $x_0 = 0,41$ Ом/км. Требуется определить наибольшую потерю напряжения в сети.

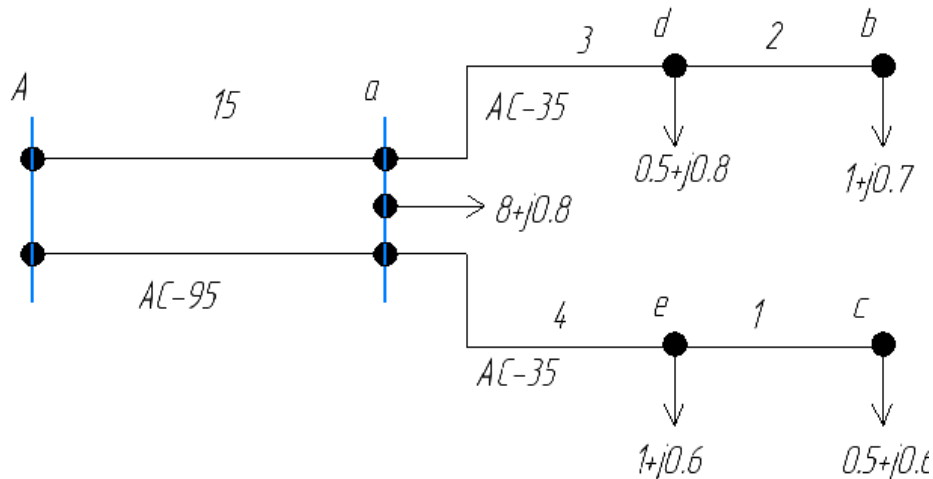


Рис. 3.16 Магистральная сеть

Решение. Определим активную и реактивную мощности нагрузок сети:

$$\dot{S}_a = S_a(\cos \varphi + j \sin \varphi) = 8(0,8 + j0,6) = 6,4 + j4,8 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}_b = 1(0,7 + j0,713) = 0,7 + j0,713 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}_c = 0,5(0,6 + j0,8) = 0,3 + j0,4 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}_d = 0,5(0,8 + j0,6) = 0,4 + j0,3 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}_e = 1(0,6 + j0,8) = 0,6 + j0,8 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

Мощность на головном участке Аа:

$$S_{Aa} = P_{Aa} + jQ_{Aa} = 8,4 + j7,01 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

потеря напряжения на этом участке

$$\Delta U_{Aa} = \frac{(8,4 * 0,33 + 7,01 * 0,41) * 15}{2 * 35} = 1,21 \text{ кВ};$$

Потеря напряжения на участках аbи аc:

$$\Delta U_{ab} = \frac{(0,7 * 5 + 0,4 * 3) * 0,91 + (0,713 * 5 + 0,3 * 3) * 0,442}{35} = 0,178 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{ac} = \frac{(0,3 * 5 + 0,6 * 4) * 0,91 + (0,4 * 5 + 0,8 * 4) * 0,442}{35} = 0,167 \text{ кВ};$$

Наибольшая потеря напряжения в сети:

$$\Delta U_{нб} = \Delta U_{Aa} + \Delta U_{ab} = 1,21 + 0,178 = 1,39 \text{ кВ}$$

или

$$\Delta U_{нб} = \frac{1,39}{35} * 100 = 3,96\%.$$

Варианты заданий к примеру 3.5.7

Сеть 35 кВ выполнена сталеалюминиевыми проводами, подвешенными на деревянных П-образных опорах с расстоянием между проводами 3м. Длины участков сети в километрах, марки проводов, нагрузки(МВ*А) и коэффициенты их мощностей приведены на схеме сети рис. 3.16. Сопротивления линии приведены в справочнике. Требуется определить наибольшую потерю напряжения в сети.

Таблица 3.2.
Исходные данные

Варианты	Марка первых линий	Марка остальных линий	LAa, км	Lec, км	Lad, км	Ldb, км	Lae, км	Se, МВА	Sc, МВА	Sd, МВА	Sa	Sb
1	АС-70	АС-35	15	1	5	3	5	1+0,9i	0,5+0,7i	0,5+0,8i	9+0,9i	1+j0,7
2	АС-95	АС-35	14	2	4	2	4	1+0,8i	0,4+0,7i	0,6+0,9i	8+0,8i	1+j0,8
3	АС-120	АС-35	13	1	3	1	3	1+0,7i	0,6+0,6i	0,4+0,8i	7+0,7i	1+j0,9
4	АС-70	АС-35	12	2	5	3	5	1+0,6i	0,6+0,8i	0,7+0,8i	6+0,9i	1+j0,10
5	АС-95	АС-35	16	1	4	2	4	1+0,9i	0,6+0,9i	0,6+0,7i	6+0,8i	1+j0,11
6	АС-120	АС-35	15	2	3	1	3	1+0,8i	0,7+0,9i	0,6+0,6i	6+0,6i	1+j0,12
7	АС-70	АС-35	14	1	5	3	5	1+0,7i	0,5+0,7i	0,5+0,8i	7+0,8i	1+j0,13
8	АС-95	АС-35	13	2	4	2	4	1+0,6i	0,4+0,7i	0,6+0,9i	7+0,9i	1+j0,14
9	АС-120	АС-35	12	1	3	1	3	1+0,9i	0,6+0,6i	0,4+0,8i	9+0,8i	1+j0,15
10	АС-70	АС-35	16	2	5	3	5	1+0,8i	0,6+0,8i	0,7+0,8i	9+0,7i	1+j0,16
11	АС-95	АС-35	15	1	4	2	4	1+0,7i	0,6+0,9i	0,6+0,7i	9+1i	1+j0,17
12	АС-120	АС-35	14	2	3	1	3	1+0,6i	0,7+0,9i	0,6+0,6i	8+1i	1+j0,18
13	АС-70	АС-35	13	1	5	3	5	1+0,9i	0,5+0,7i	0,5+0,8i	7+1i	1+j0,19
14	АС-95	АС-35	12	2	4	2	4	1+0,8i	0,4+0,7i	0,6+0,9i	9+0,9i	1+j0,20
15	АС-120	АС-35	16	1	3	1	3	1+0,7i	0,6+0,6i	0,4+0,8i	8+0,8i	1+j0,21
16	АС-70	АС-35	15	2	5	3	5	1+0,6i	0,6+0,8i	0,7+0,8i	7+0,7i	1+j0,22
17	АС-95	АС-35	14	1	4	2	4	1+0,9i	0,6+0,9i	0,6+0,7i	6+0,9i	1+j0,23
18	АС-120	АС-35	13	2	3	1	3	1+0,8i	0,7+0,9i	0,6+0,6i	6+0,8i	1+j0,24
19	АС-70	АС-35	12	1	5	3	5	1+0,7i	0,5+0,7i	0,5+0,8i	6+0,6i	1+j0,25
20	АС-95	АС-35	16	2	4	2	4	1+0,6i	0,4+0,7i	0,6+0,9i	7+0,8i	1+j0,26
21	АС-120	АС-35	15	1	3	1	3	1+0,9i	0,6+0,6i	0,4+0,8i	7+0,9i	1+j0,27
22	АС-70	АС-35	14	2	5	3	5	1+0,8i	0,6+0,8i	0,7+0,8i	9+0,8i	1+j0,28
23	АС-95	АС-35	13	1	4	2	4	1+0,7i	0,6+0,9i	0,6+0,7i	9+0,7i	1+j0,29
24	АС-120	АС-35	12	2	3	1	3	1+0,6i	0,7+0,9i	0,6+0,6i	9+1i	1+j0,30
25	АС-70	АС-35	16	1	5	3	5	1+0,9i	0,5+0,7i	0,5+0,8i	8+1i	1+j0,31
26	АС-95	АС-35	15	2	4	2	4	1+0,8i	0,4+0,7i	0,6+0,9i	7+1i	1+j0,32
27	АС-120	АС-35	14	1	3	1	3	1+0,7i	0,6+0,6i	0,4+0,8i	9+0,9i	1+j0,33
28	АС-70	АС-35	13	2	5	3	5	1+0,6i	0,6+0,8i	0,7+0,8i	8+0,8i	1+j0,34
29	АС-95	АС-35	12	1	4	2	4	1+0,9i	0,6+0,9i	0,6+0,7i	7+0,7i	1+j0,35
30	АС-120	АС-35	16	2	3	1	3	1+0,8i	0,7+0,9i	0,6+0,6i	6+0,9i	1+j0,36

Пример 3.5.8

Разветвленная разомкнутая сеть трехфазного переменного тока 380В с алюминиевыми проводами питает ряд нагрузок. Линия сооружена на деревянных одностоечных опорах, провода крепятся на штыревых изоляторах и располагаются в вершинах равностороннего треугольника со стороной 600 мм. Длины участков, м, нагрузки, кВт, их коэффициенты мощности приведены на схеме сети рис. 3.17. Магистраль Ae выполнена проводом одного сечения А-50 ($r_0 = 0,63$ Ом/км, $x_0 = 0,325$ Ом/км), ответвление bf – проводом А-16 ($r_0 = 1,96$ Ом/км, $x_0 = 0,358$ Ом/км), ответвление dg – равномерно распределенной осветительной нагрузкой – проводом А-25 ($r_0 = 1,27$ Ом/км, $x_0 = 0,345$ Ом/км)

Требуется определить наибольшую потерю напряжения в сети.

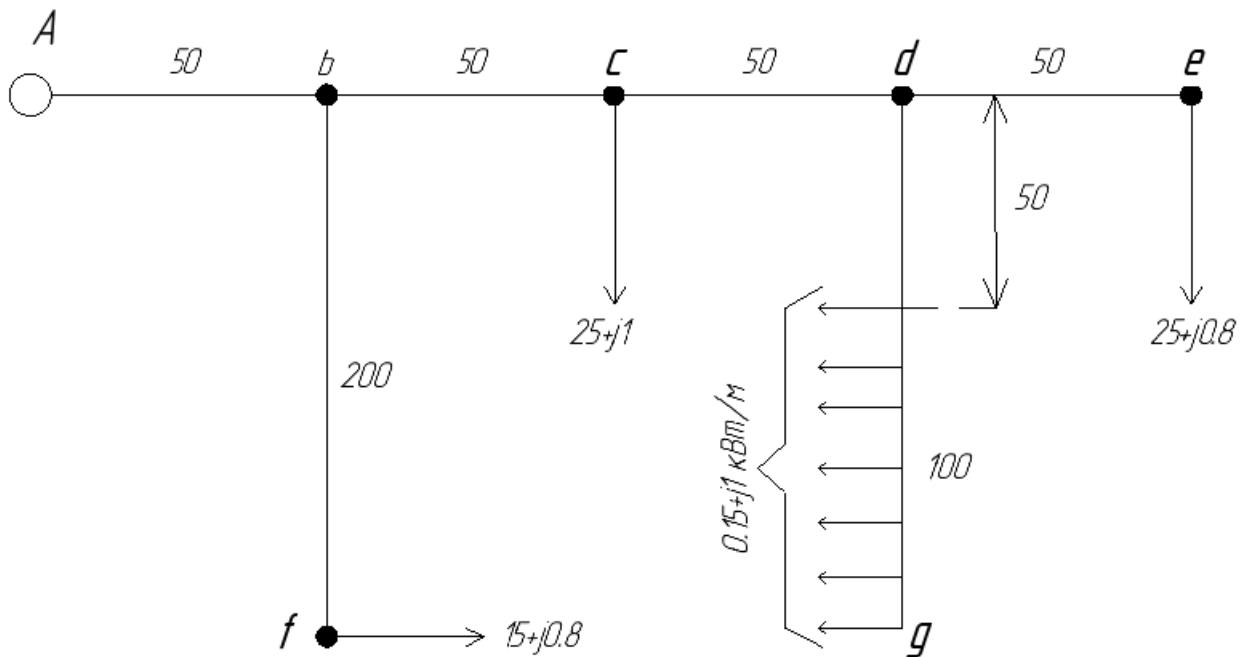


Рис. 3.17 Магистральная сеть

Решение. Определим активные и реактивные составляющие нагрузок:

$$\dot{S}_1 = 15 + j15 * 0.75 = 15 + j11.25 \text{ кВт} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}_c = 25 \text{ кВт};$$

$$\dot{S}_g = 0.15 * 100 = 15 \text{ кВт};$$

$$\dot{S}_e = 25 + j25 * 0.75 = 25 + j18.75 \text{ кВт} \cdot \text{А};$$

Найдем потерю напряжения в магистрали Ae :

$$\Delta U_{Ae} = \frac{(80 + 65 + 40 + 25) * 50 * 0.63 + (30 + 18.75 + 18.75 + 18.75) * 50 * 0.325}{380} = 21 \text{ В}$$

Потеря напряжения до точки f :

$$\Delta U_{Af} = \frac{15 * 200 * 1.96 + 80 * 50 * 0.63 + 11.25 * 200 * 0.358 + 30 * 50 * 0.325}{380} = 24.3 \text{ В}.$$

При определении потери напряжения до точки g заменим равномерно распределенную нагрузку в ответвлении dg сосредоточенной, приложенной в середине участка (рис. 3.18)

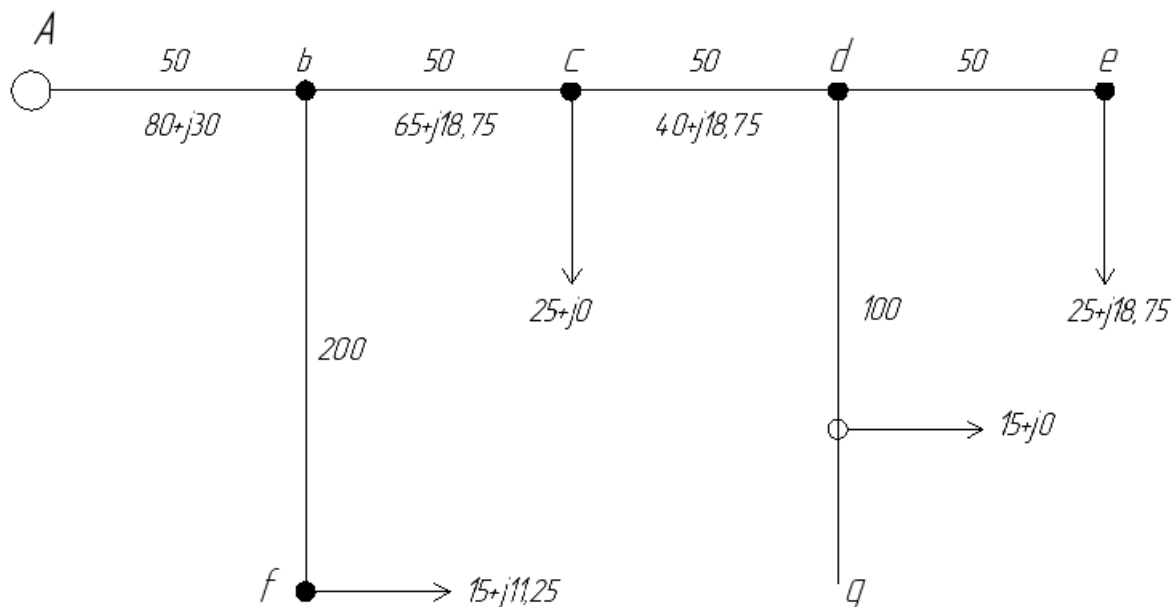


Рис. 3.18

$$\Delta U_{Ag} = \frac{(80 + 65 + 40) * 50 * 0,63 + 15 * 100 * 1,27 + 30 * 50 * 0,325 + 2 * 18,75 * 50 * 0,325}{380}$$

$$= 23\text{В.}$$

Таким образом, наибольшая потеря напряжения в сети составляет:

$$\Delta U_{нб} = \Delta U_{Af} = 24,3 \text{ В}$$

или

$$\Delta U_{нб} = \frac{24,3}{380} * 100 = 6,4\%.$$

Варианты заданий к примеру 3.5.8

Разветвленная разомкнутая сеть трехфазного переменного тока 380В с алюминиевыми проводами питает ряд нагрузок. Линия сооружена на деревянных одностоечных опорах, провода крепятся на штыревых изоляторах и располагаются в вершинах равностороннего треугольника. Длины участков, м, нагрузки, кВт, их коэффициенты мощности приведены на схеме сети рис. 3.17 и в таблице с вариантами. Магистраль Ae выполнена проводом одного сечения А-50 ($r_0 = 0,63$ Ом/км, $x_0 = 0,325$ Ом/км), ответвление bf – проводом А-16 ($r_0 = 1,96$ Ом/км, $x_0 = 0,358$ Ом/км), ответвление bq равномерно распределенной осветительной нагрузкой – проводом А-25 ($r_0 = 1,27$ Ом/км, $x_0 = 0,345$ Ом/км)

Требуется определить наибольшую потерю напряжения в сети.

Таблица 3.3.

Исходные данные

Варианты	LAb,км	Lbc,км	Lcd,км	Lde,км	Lbf,км	Sf	Sc	Se
1	40	40	40	40	200	15+0,9i	25+1,8i	25+0,5i
2	14	2	4	2	190	15+0,8i	25+0,8i	25+0,5i
3	13	1	3	1	180	15+0,7i	25+0,9i	25+0,4i
4	12	2	5	3	170	15+0,6i	25+0,7i	25+0,4i
5	16	1	4	2	160	15+1i	25+1i	25+0,9i
6	15	2	3	1	150	16+0,9i	25+1,1i	25+0,9i
7	14	1	5	3	140	16+0,8i	26+1,8i	26+0,8i
8	13	2	4	2	130	16+0,7i	26+0,8i	26+1,3i
9	12	1	3	1	150	16+0,6i	26+0,9i	26+0,5i
10	16	2	5	3	150	16+1i	26+0,7i	26+0,5i
11	15	1	4	2	200	17+0,9i	26+1i	26+0,8i
12	14	2	3	1	200	17+0,8i	26+1,1i	26+0,7i
13	13	1	5	3	200	17+0,7i	27+1,8i	27+0,8i
14	12	2	4	2	190	17+0,6i	27+0,8i	27+0,5i
15	16	1	3	1	180	17+1i	27+0,9i	27+0,8i
16	15	2	5	3	170	15+0,9i	27+0,7i	27+0,4i
17	14	1	4	2	160	15+0,8i	27+1i	27+0,8i
18	13	2	3	1	150	15+0,7i	27+1,1i	27+0,9i
19	12	1	5	3	140	15+0,6i	25+1,8i	25+0,8i
20	16	2	4	2	130	15+1i	25+0,8i	25+0,6i
21	15	1	3	1	150	16+0,9i	25+0,9i	25+0,6i
22	14	2	5	3	150	16+0,8i	25+0,7i	25+0,4i
23	13	1	4	2	200	16+0,7i	25+1i	25+0,5i
24	12	2	3	1	200	16+0,6i	25+1,1i	25+0,9i
25	16	1	5	3	200	16+1i	26+1,8i	26+0,8i
26	15	2	4	2	190	17+0,9i	26+0,8i	26+0,7i
27	14	1	3	1	180	17+0,8i	26+0,9i	26+0,8i
28	13	2	5	3	170	17+0,7i	26+0,7i	26+0,6i
29	12	1	4	2	160	17+0,6i	26+1i	26+0,9i
30	16	2	3	1	150	17+1i	26+1,1i	26+0,8i

Индивидуальные задания.

Задание № 1. Дана ЛЭП, представленная на рис. 3.15.

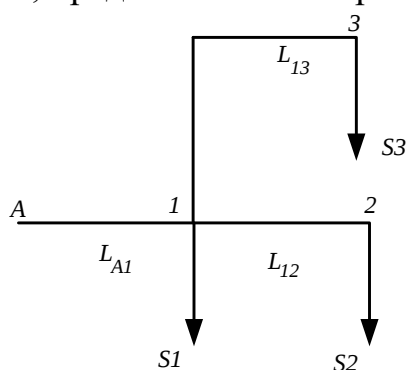


Рис. 3.15. Схема магистральной ЛЭП с ответвлением

Необходимо составить схему замещения и выполнить расчет линии по мощности нагрузки.

Таблица 3.4 с исходными данными приведена ниже.

Таблица 3.4

Исходные данные

№ вар.	$U_{\text{ном}}$, кВ	L_{A1} , км, марка	L_{12} , км, марка	L_{13} , км, марка	S_1 , МВА	S_2 , МВА	S_3 , МВА
1	110	20, 2*АС-240/32	30, АС-150/24	40, АС-240/32	20+j10	20+j20	30+j30
2	110	10, 3*АС-240/32	20, АС-240/32	30, АС-240/32	30+j20	30+j30	30+j30
3	110	30, 2*АС-185/29	25, АС-150/24	60, АС-70/11	30+j20	20+j20	10+j10
4	110	15, 2*АС-240/32	35, АС-185/29	20, АС-70/11	40+j20	25+j25	10+j10
5	110	35, 3*АС-185/29	40, АС-70/11	15, 2*АС-185/29	20+j20	10+j10	50+j50
6	110	17, 3*АС-240/32	30, АС-120/19	45, 2*АС-185/29	20+j20	15+j15	55+j55
7	110	36, 3*АС-185/29	44, АС-240/32	28, АС-240/32	10+j10	35+j45	35+j25
8	110	26, 3*АС-240/32	65, АС-240/32	30, АС-70/11	35+j45	35+j45	10+j10
9	220	36, АС-500/64	55, АС-240/32	30, АС-240/32	25+j45	55+j45	40+j40
10	220	29, 2*АС-300/39	40, АС-240/32	40, АС-240/32	40+j45	65+j75	35+j40
11	220	50, 2*АС-300/39	60, АС-240/32	70, АС-240/32	80+j80	60+j40	30+j40
12	220	40, 2*АС-400/51	68, АС-240/32	30, АС-240/32	95+j85	55+j40	40+j45
13	220	70, 2*АС-400/51	60, АС-300/39	70, АС-240/32	100+j80	60+j70	50+j50
14	220	55, 2*АС-400/51	35, АС-300/39	49, АС-240/32	115+j75	80+j50	55+j25
15	220	70, 2*АС-400/51	65, АС-300/39	63, АС-240/32	115+j75	65+j90	45+j75
16	220	50, 2*АС-300/39	65, АС-240/32	40, АС-240/32	70+j75	45+j75	40+j20
17	220	40, 2*АС-300/39	25, АС-240/32	50, АС-240/32	80+j50	65+j25	50+j35
18	220	65, 2*АС-400/51	55, АС-300/39	35, АС-240/32	135+j80	85+j70	35+j85
19	220	53, 2*АС-400/51	40, АС-300/39	35, АС-240/32	120+j70	70+j70	40+j50
20	220	69, 2*АС-400/51	55, АС-300/39	20, АС-240/32	130+j65	70+j50	35+j25

Задание № 2.

Дана ЛЭП, представленная на рис. 3.16.

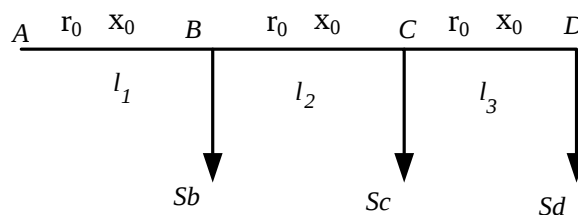


Рис. 3.16. Схема магистральной ЛЭП

Необходимо составить схему замещения, выполнить расчет линии по току нагрузки и построить векторную диаграмму токов и напряжений.

Таблица 3.5 с исходными данными приведена ниже.

Таблица 3.5

Исходные данные

№ варианта	$U_{\text{ном}}, \text{кВ}$	$r_0, \text{Ом/км}$	$x_0, \text{Ом/км}$	$l_1, \text{км}$	$l_2, \text{км}$	$l_3, \text{км}$	$S_B, \text{МВА}$	$S_C, \text{МВА}$	$S_D, \text{МВА}$
1	6	0,25	0,41	7,5	5,0	5,0	2,0+j1,5	1,2+j0,9	1,0+j0,7
2	10	0,25	0,41	10,0	7,5	5,0	2,5+j1,6	2,0+j1,1	1,6+j0,9
3	35	0,25	0,41	35,0	23	15,0	7,2+j3,0	4,8+j2,8	6,4+j3,6
4	6	0,25	0,41	7,4	6,2	5,3	2,2+j1,1	1,0+j0,8	1,1+j0,5
5	10	0,25	0,41	10,8	7,5	8,7	2,6+j1,5	2,1+j1,0	1,6+j0,8
6	35	0,25	0,41	40,0	20,0	30,0	8,2+j3,9	5,6+j2,5	6,7+j3,9
7	6	0,25	0,41	5,2	4,8	5,4	2,1+j1,3	1,0+j1,1	1,1+j0,9
8	10	0,25	0,41	12,5	5,0	5,3	2,6+j1,7	2,1+j0,9	1,7+j0,5
9	35	0,25	0,41	45,0	20,0	20,0	9,2+j3,1	5,8+j2,1	6,3+j2,6
10	6	0,25	0,41	6,3	5,0	2,4	2,3+j1,1	1,7+j0,8	1,1+j0,5
11	10	0,25	0,41	10,2	10,8	5,0	3,5+j1,1	2,1+j1,2	1,4+j0,8
12	35	0,25	0,41	36,5	20,3	10,0	7,9+j4,0	5,8+j2,9	7,4+j2,6
13	6	0,25	0,41	5,1	7,7	5,2	1,0+j1,5	1,8+j1,8	1,0+j0,9
14	10	0,25	0,41	10,1	10,2	5,0	2,6+j2,6	2,1+j0,9	1,1+j0,8
15	35	0,25	0,41	40,4	20,7	10,0	8,2+j2,0	5,8+j1,8	7,4+j4,6
16	6	0,25	0,41	5,0	5,9	5,0	1,0+j1,5	1,3+j0,8	1,1+j0,5
17	10	0,25	0,41	9,8	9,8	5,9	2,9+j0,9	2,8+j1,0	1,4+j0,8
18	35	0,25	0,41	50,5	25,0	20,0	8,2+j4,0	3,8+j3,8	5,4+j4,6
19	6	0,25	0,41	5,2	5,8	3,6	1,9+j1,4	1,1+j0,7	1,0+j0,6
20	10	0,25	0,41	12,5	7,4	5,9	2,6+j1,7	2,1+j1,4	1,7+j1,0
21	35	0,25	0,41	30,0	30,5	20,0	9,2+j3,1	4,9+j3,8	7,4+j3,0
22	6	0,25	0,41	3,5	9,8	5,1	2,1+j1,4	1,3+j1,1	1,1+j0,6
23	10	0,25	0,41	10,2	5,0	9,8	3,5+j1,4	2,0+j0,8	1,2+j0,8
24	35	0,25	0,41	35,3	17,5	25,0	8,2+j4,0	5,8+j1,8	7,4+j3,2
25	6	0,25	0,41	5,1	7,3	6,2	2,1+j1,1	1,1+j0,8	1,0+j0,6
26	10	0,25	0,41	12,5	12,5	5,9	2,9+j1,9	2,9+j1,0	1,9+j0,9
27	35	0,25	0,41	45,0	25,5	20,4	7,5+j3,5	5,8+j2,8	6,5+j3,5
28	6	0,25	0,41	2,5	9,8	5,1	1,9+j1,7	1,6+j0,9	1,0+j0,9
29	10	0,25	0,41	10,1	5,6	6,4	2,9+j1,8	2,1+j1,6	1,0+j0,9

30	35	0,25	0,41	35,0	30,5	15,0	10,2+j3,0	5,8+j2,8	5,4+j3,0
31	6	0,25	0,41	5,9	5,1	6,2	1,0+j2,5	2,2+j0,9	1,0+j0,7
32	10	0,25	0,41	10,1	8,7	6,3	3,5+j1,3	2,3+j1,3	1,3+j0,9
33	35	0,25	0,41	40,1	30,3	15,2	9,2+j3,1	5,8+j2,8	5,4+j3,1
34	6	0,25	0,41	12,5	5,1	6,2	2,0+j1,2	1,0+j0,9	1,1+j0,8
35	10	0,25	0,41	9,8	5,0	10,0	2,9+j1,9	2,1+j1,1	1,8+j1,2
36	35	0,25	0,41	40,8	25,5	12,7	8,2+j3,1	5,8+j2,8	5,4+j3,6
37	6	0,25	0,41	10,9	8,7	9,6	2,0+j1,9	1,9+j0,9	1,9+j0,9
38	10	0,25	0,41	10,0	7,5	10,0	3,5+j1,6	2,0+j1,0	1,0+j0,9
39	35	0,25	0,41	40,0	50,5	10,0	7,7+j3,7	4,7+j2,7	6,7+j3,7
40	6	0,25	0,41	7,7	7,4	5,0	2,2+j1,9	1,3+j0,9	1,9+j0,6
41	10	0,25	0,41	10,1	8,6	5,1	3,3+j1,3	2,0+j1,3	1,3+j0,9
42	35	0,25	0,41	40,0	55,5	14,0	9,2+j3,1	4,8+j3,8	5,4+j2,6

Задание № 3.

Определить параметры режима воздушной линии электропередачи, параметры которой приведены в таблице 3.6. Расчет вести для линейных напряжений.

Таблица 3.6

Исходные данные

№ варианта	Длина, км	Нагрузка, А	cos φ	U _{ном} , кВ	Марка провода
1	160	450	0,6	220	АС – 240/32
2	180	600	0,65	220	АС – 300/39
3	200	750	0,7	220	АС – 400/51
4	220	900	0,75	220	АС – 500/64
5	170	500	0,6	220	АС – 240/32
6	190	650	0,65	220	АС – 300/39
7	220	800	0,7	220	АС – 400/51
8	240	950	0,75	220	АС – 500/64
9	140	550	0,6	220	АС – 240/32
10	160	650	0,65	220	АС – 300/39
11	190	800	0,7	220	АС – 400/51
12	210	950	0,75	220	АС – 500/64
13	130	590	0,6	220	АС – 240/32
14	160	690	0,65	220	АС – 300/39
15	190	820	0,7	220	АС – 400/51
16	210	890	0,75	220	АС – 500/64
17	150	525	0,63	220	АС – 240/32
18	175	675	0,68	220	АС – 300/39
19	200	775	0,73	220	АС – 400/51

20	225	950	0,78	220	AC – 500/64
21	220	400	0,64	220	AC – 240/32
22	200	500	0,69	220	AC – 300/39
23	180	700	0,74	220	AC – 400/51
24	160	900	0,79	220	AC – 500/64
25	140	600	0,62	220	AC – 240/32
26	160	710	0,67	220	AC – 300/39
27	180	820	0,70	220	AC – 400/51
28	200	940	0,77	220	AC – 500/64
29	200	480	0,5	220	AC – 240/32
30	190	500	0,55	220	AC – 300/39
31	200	730	0,6	220	AC – 400/51
32	220	800	0,65	220	AC – 500/64
33	120	530	0,6	220	AC – 240/32
34	150	630	0,65	220	AC – 300/39
35	180	730	0,7	220	AC – 400/51
36	210	930	0,75	220	AC – 500/64
37	100	605	0,7	220	AC – 240/32
38	140	710	0,75	220	AC – 300/39
39	180	825	0,8	220	AC – 400/51
40	220	945	0,85	220	AC – 500/64

Задание № 4.

Определить наибольшую потерю напряжения в радиально-магистральной электрической сети с ответвлением Номинальное напряжение U_1 . Напряжение в т. А на 5% больше. Схема сети показана на рис. В таблице 3.7 заданы нагрузки сети S_B, S_G, S_E, S_L, S_F . длины участков в сети $L_1, L_2, L_3, L_4, L_5, L_6, L_7, L_8, L_9$ и типы линий.

Таблица 3.7

Исходные данные

Варианты	U1, кВ	L1, км	L2, км	L3, км	L4, км	L5, км	L6, км	L7, км	L8, км	L9, км	Sb, MBA	Sg, MBA	Se, MBA	Sd, MBA	Sk, MBA	Sf, MBA	AB	BC	CM	ME	MD	ML	LK	LF	CG
1	35	5	4	3	7	4	4	5	6	6	3+2i	2+1i	2+2i	3+1i	6+5i	4+5i	2AC-150	2AC-150	2AC-120	2AC-120	2AC-120	AC-95	AC-70	AC-70	2AC-150
2	35	4	4	3	7	4	4	5	7	7	6+2i	3+1i	2+2i	3+1i	6+5i	4+5i	AC-150	AC-150	AC-120	AC-120	AC-120	AC-95	AC-70	2AC-70	AC-150
3	35	3	4	3	7	4	4	5	8	8	3+2i	2+1i	5+2i	3+1i	3+5i	4+5i	AC-150	AC-150	2AC-120	2AC-120	2AC-120	AC-95	AC-70	AC-70	AC-150
4	35	2	3	4	6	4	4	5	6	6	3+2i	2+1i	2+2i	3+1i	6+5i	2+5i	2AC-150	2AC-150	AC-120	AC-120	AC-120	AC-95	AC-70	2AC-70	2AC-150
5	35	6	3	4	6	4	4	5	7	7	3+2i	4+1i	2+2i	4+1i	6+5i	4+5i	AC-150	AC-150	2AC-120	2AC-120	2AC-120	AC-95	AC-70	AC-70	AC-150
6	35	3	3	4	6	4	4	5	8	8	6+2i	2+1i	4+2i	3+1i	6+5i	4+5i	AC-150	AC-150	AC-120	AC-120	AC-120	AC-95	AC-70	2AC-70	AC-150
7	35	2	2	4	6	4	4	5	6	6	3+2i	2+1i	2+2i	3+1i	3+5i	4+5i	2AC-150	2AC-150	2AC-120	2AC-120	2AC-120	AC-95	AC-70	AC-70	2AC-150
8	35	4	2	4	5	4	4	5	7	7	3+2i	2+1i	5+2i	3+1i	6+5i	4+5i	AC-150	AC-150	AC-120	AC-120	AC-120	AC-95	AC-70	2AC-70	AC-150
9	35	2	2	3	5	4	4	5	8	8	5+2i	2+1i	2+2i	3+1i	6+5i	4+5i	AC-150	AC-150	2AC-120	2AC-120	2AC-120	AC-95	AC-70	AC-70	AC-150
10	35	5	2	3	5	3	3	6	6	6	3+2i	4+1i	2+2i	3+2i	6+5i	4+5i	2AC-150	2AC-150	AC-120	AC-120	AC-120	AC-95	AC-70	2AC-70	2AC-150
11	35	4	4	3	5	3	3	6	7	7	3+2i	2+1i	2+2i	3+1i	6+5i	4+5i	AC-150	AC-150	2AC-120	2AC-120	2AC-120	AC-95	AC-70	AC-70	AC-150
12	35	3	4	3	5	3	3	6	8	8	4+2i	2+1i	2+2i	3+1i	6+5i	4+5i	AC-150	AC-150	AC-120	AC-120	AC-120	AC-95	AC-70	2AC-70	AC-150
13	35	2	4	3	6	3	3	6	6	6	3+2i	2+1i	4+2i	3+3i	6+5i	4+5i	2AC-150	2AC-150	2AC-120	2AC-120	2AC-120	AC-95	AC-70	AC-70	2AC-150
14	35	6	3	2	6	3	3	6	7	7	3+2i	2+1i	2+2i	3+3i	1+5i	4+5i	AC-150	AC-150	AC-120	AC-120	AC-120	AC-95	AC-70	2AC-70	AC-150
15	35	3	3	2	6	3	3	6	8	8	3+2i	2+1i	2+2i	3+3i	6+5i	4+5i	AC-150	AC-150	2AC-120	2AC-120	2AC-120	AC-95	AC-70	AC-70	AC-150
16	35	2	3	2	6	3	3	6	6	6	1+2i	2+1i	2+2i	3+1i	6+5i	4+5i	2AC-150	2AC-150	AC-120	AC-120	AC-120	AC-95	AC-70	2AC-70	2AC-150
17	35	4	2	2	6	3	3	6	7	7	3+2i	2+1i	2+2i	3+1i	6+5i	4+5i	AC-150	AC-150	2AC-120	2AC-120	2AC-120	AC-95	AC-70	AC-70	AC-150
18	35	2	2	2	6	3	3	6	8	8	1+2i	2+1i	1+2i	3+1i	6+5i	4+5i	AC-150	AC-150	AC-120	AC-120	AC-120	AC-95	AC-70	2AC-70	AC-150
19	35	5	2	3	6	3	3	6	6	6	3+2i	2+1i	2+2i	3+1i	1+5i	4+5i	2AC-150	2AC-150	2AC-120	2AC-120	2AC-120	AC-95	AC-70	AC-70	2AC-150
20	35	4	2	3	7	4	4	4	7	7	3+2i	2+1i	2+2i	3+1i	6+5i	4+5i	AC-150	AC-150	AC-120	AC-120	AC-120	AC-95	AC-70	2AC-70	AC-150
21	110	30	40	30	10	40	40	40	8	8	13+12i	12+11i	11+11i	13+11i	16+15i	14+15i	2AC-240	2AC-240	2AC-185	2AC-185	2AC-185	AC-95	AC-70	AC-70	2AC-240
22	110	20	40	40	10	40	40	40	6	6	27+22i	22+21i	22+22i	23+21i	26+25i	24+25i	2AC-240	AC-240	AC-185	AC-185	AC-185	AC-95	AC-70	2AC-70	AC-240
23	110	60	40	40	20	40	40	40	7	7	33+32i	32+31i	32+32i	23+21i	26+25i	24+25i	2AC-240	2AC-240	2AC-185	2AC-185	2AC-185	AC-95	AC-70	AC-70	2AC-240
24	110	30	30	40	20	40	40	40	8	8	23+12i	22+11i	26+12i	13+11i	16+15i	14+15i	2AC-240	AC-240	AC-185	AC-185	AC-185	AC-95	AC-70	2AC-70	AC-240
25	110	20	30	40	10	40	40	40	6	6	13+22i	12+21i	12+22i	28+11i	26+15i	24+15i	2AC-240	2AC-240	2AC-185	2AC-185	2AC-185	AC-95	AC-70	AC-70	2AC-240
26	110	40	30	40	10	40	40	40	7	7	33+12i	32+11i	32+12i	13+21i	16+25i	14+25i	2AC-240	AC-240	AC-185	AC-185	AC-185	AC-95	AC-70	2AC-70	AC-240

Варианты	U1, кВ	L1, км	L2, км	L3, км	L4, км	L5, км	L6, км	L7, км	L8, км	L9, км	Sb, MBA	Sg, MBA	Se, MBA	Sd, MBA	Sk, MBA	Sf, MBA	AB	BC	CM	ME	MD	ML	LK	LF	CG
27	110	20	20	30	20	40	40	40	8	8	33+ 32i	32+ 31i	23+ 22i	13+ 11i	16+5i	4+15i	2AC-240	2AC-240	2AC-185	2AC-185	2AC-185	AC-95	AC-70	AC-70	2AC-240
28	110	50	20	30	20	40	40	4	6	6	23+ 22i	29+ 21i	22+ 22i	13+ 11i	16+ 15i	14+ 15i	2AC-240	AC-240	AC-185	AC-185	AC-185	AC-95	AC-70	2AC-70	AC-240
29	110	40	20	30	10	40	40	4	7	7	23+ 22i	22+ 12i	12+ 12i	33+ 31i	26+ 15i	24+ 25i	2AC-240	2AC-240	2AC-185	2AC-185	2AC-185	AC-95	AC-70	AC-70	2AC-240
30	110	30	20	30	10	50	40	50	8	8	28+ 22i	22+ 21i	32+ 32i	13+ 11i	16+ 15i	24+ 15i	2AC-240	AC-240	AC-185	AC-185	AC-185	AC-95	AC-70	2AC-70	AC-240
31	110	20	40	30	20	50	40	50	6	6	23+ 22i	22+ 21i	22+ 22i	39+ 31i	36+ 35i	34+ 35i	2AC-240	2AC-240	2AC-185	2AC-185	2AC-185	AC-95	AC-70	AC-70	2AC-240
32	110	60	40	20	20	50	40	50	7	7	13+ 12i	12+ 11i	12+ 12i	23+ 21i	26+ 25i	25+ 25i	2AC-240	AC-240	AC-185	AC-185	AC-185	AC-95	AC-70	2AC-70	AC-240
33	110	30	40	20	10	50	40	50	8	8	33+ 32i	32+ 31i	32+ 32i	23+ 21i	26+ 25i	24+ 25i	2AC-240	2AC-240	2AC-185	2AC-185	2AC-185	AC-95	AC-70	AC-70	2AC-240
34	110	20	30	20	10	50	40	50	6	6	43+ 42i	34+ 34i	22+ 22i	13+ 11i	16+ 15i	4+5i	2AC-240	AC-240	AC-185	AC-185	AC-185	AC-95	AC-70	2AC-70	AC-240
35	110	40	30	20	20	50	40	50	7	7	6+2i	12+ 11i	12+ 12i	23+ 21i	26+ 25i	34+ 35i	2AC-240	2AC-240	2AC-185	2AC-185	2AC-185	AC-95	AC-70	AC-70	2AC-240
36	110	20	30	20	20	30	40	30	8	8	13+ 12i	2+1i	14+ 12i	23+ 21i	26+ 25i	44+ 41i	2AC-240	AC-240	AC-185	AC-185	AC-185	AC-95	AC-70	2AC-70	AC-240
37	110	50	20	10	10	30	40	30	6	6	54+ 42i	32+ 21i	16+ 12i	13+ 11i	26+ 25i	4+5i	2AC-240	2AC-240	2AC-185	2AC-185	2AC-185	AC-95	AC-70	AC-70	2AC-240
38	110	40	20	10	10	30	40	30	7	7	13+ 12i	23+ 21i	22+ 22i	33+ 31i	21+ 45i	14+ 15i	2AC-240	AC-240	AC-185	AC-185	AC-185	AC-95	AC-70	2AC-70	AC-240
39	110	30	20	10	20	30	40	30	8	8	42+ 22i	22+ 21i	15+ 12i	13+ 11i	13+ 11i	14+ 15i	2AC-240	2AC-240	2AC-185	2AC-185	2AC-185	AC-95	AC-70	AC-70	2AC-240
40	110	20	20	10	20	30	40	30	6	6	23+ 21i	22+ 21i	11+ 11i	13+ 11i	16+ 15i	32+ 12i	2AC-240	AC-240	AC-185	AC-185	AC-185	AC-95	AC-70	2AC-70	AC-240

4. РАСЧЕТ УСТАНОВИВШЕГОСЯ РЕЖИМА ЗАМКНУТЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

В настоящем пособии приведены примеры расчетов и анализа режимов электрических сетей районных и местных (или распределительных) разомкнутых и замкнутых. Основной целью расчетов режимов является определение их параметров, характеризующих условия, в которых работают оборудование сетей и ее потребители. Результаты расчетов режимов сетей являются основой для оценки качества электроэнергии, выдаваемой потребителям, допустимости рассматриваемых режимов с точки зрения работы оборудования сети, а также выявления оптимальных условий электроснабжения потребителей.

Исходными данными при расчетах режимов электрических сетей являются известные мощности потребительских подстанций, величины напряжения источников питания или подстанций систем, получающих энергию по электрическим сетям от электростанций, а также параметры и взаимосвязь элементов сетей, на основе которых составляется расчетная схема замещения. При этом учитываются характерные особенности сети (см. задачи гл. 1) и назначение расчетов, которые могут быть проектными или эксплуатационными. Следует отметить, что в большинстве случаев нагрузка в подобного рода расчетах представляется постоянными активной и реактивной мощностями [Л.2,3]. Тем не менее здесь имеются примеры, когда расчет режима проводится при учете нагрузок постоянными сопротивлениями и статическими характеристиками по напряжению [Л. 2].

Расчеты режимов электрической сети практически ведутся методом последовательных приближений [Л. 2]. Необходимые при этом формулы принимаются в соответствии с [Л. 2,3,4].

Анализ режима местных сетей здесь ограничивается первым приближением -определением наибольших потерь напряжения при условии, что напряжение во всех узловых точках сети равно номинальному. Режим районных сетей рассчитывается в два этапа: на первом находятся распределение мощностей и их потери; второе приближение позволяет определить напряжение на шинах нагрузочных подстанций, если задано напряжение источника питания. При проведении расчетов второго этапа в большинстве случаев ограничиваются последовательным определением потерь напряжения по участкам сети, начиная от узловой точки, где задано напряжение,

При расчетах режимов замкнутых районных сетей или сетей с двусторонним питанием используются соотношения, данные в [Л. 2,3,4]. Иногда перед выполнением расчетов бывает целесообразно упростить схему замещения сети: найти расчетную нагрузку подстанций, объединить несколько источников питания в один, перенести промежуточные нагрузки, выполнить эквивалентные преобразования сети произвольной конфигурации с несколькими источниками питания, заменив их одним источником напряжения, сохраняя неизменным режим остальной сети.

Все эти операции, примеры которых приведены в этой главе, выполняются по рекомендациям и формулам [Л. 2].

Ниже приводятся основные из них.

Напряжение U_1 в начале участка линии, обладающего активным r и индуктивным x сопротивлениями и не имеющего ответвлений, при передаче активной мощности от начала к концу, определяется по мощности и напряжению в конце P_2, Q_2 и U_2 следующим образом:

$$U_1 = \sqrt{\left(U_2 + \frac{P_2 r + Q_2 x}{U_2}\right)^2 + \left(\frac{P_2 x - Q_2 r}{U_2}\right)^2};$$

или

$$U_1 = \sqrt{(U_2 + \Delta U_2)^2 + (\delta U_2)^2};$$

где ΔU_2 и δU_2 - продольная и поперечная слагающие падения напряжения на рассматриваемом участке. Последняя обычно принимается в расчет в сетях напряжением выше 110 кВ.

Аналогично определяется напряжение U_2 в конце участка по данным начала:

$$U_2 = \sqrt{\left(U_1 + \frac{P_1 r + Q_1 x}{U_1}\right)^2 + \left(\frac{P_1 x - Q_1 r}{U_1}\right)^2};$$

Потери мощности на этом участке линии:

$$\Delta P_{21} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2} r \approx \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_1^2} r;$$

$$\Delta Q_{21} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2} x \approx \frac{P_1^2 + Q_1^2}{U_1^2} x;$$

В приближенных расчетах потери мощности вычисляются не по действительным напряжениям начала или конца участка, а по номинальному напряжению $U_{ном}$.

В местных сетях напряжения в узлах находятся без учета поперечной составляющей падения напряжения. Потеря напряжения при этом вычисляется не по участкам, а для всей сети:

$$\Delta U = \sqrt{3} \left(\int_{i=1}^n i_{ja} R_j + \int_{i=1}^n i_{jr} X_j \right) = \frac{1}{U_{ном}} \left(\int_{i=1}^n i_{ja} R_j + \int_{i=1}^n i_{jr} X_j \right)$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \left(\sum_{i=1}^n i_{ja} R_j + \sum_{i=1}^n i_{jr} X_j \right) = \frac{1}{U_{ном}} \left(\sum_{i=1}^n p_j R_j + \sum_{i=1}^n q_j X_j \right),$$

где i_{ja}, i_{jr}, p_j, q_j - активные и реактивные составляющие токов и мощности нагрузок; R_j, X_j - активные и реактивные сопротивления линии от точки питания до точки приложения j -й нагрузки. При параллельной работе подтипов трансформаторов на подстанции потери мощности в них определяются по формулам, приведенным в гл. 1. Потери энергии в линиях определяются умножением потерь мощности на нагрев на время потерь

$$\Delta A_{\text{л}} = \Delta P_{\text{л}} \tau.$$

Если при этом учитываются и потери на корону $\Delta P_{\text{кор}}$, то

$$\Delta A_{\text{л}} = \Delta P_{\text{л}} \tau + \Delta P_{\text{кор}} * 8760$$

При нахождении потокораспределения в сети с двухсторонним питанием с точками A и B по концам или кольцевой расчет на первом этапе производится без учета потерь мощности. При этом потоки мощности головных участков равны:

$$\dot{S}_A = \frac{\sum_{m=1}^n \dot{S}_m * \dot{Z}_{mB}}{\dot{Z}_{AB}};$$

$$\dot{S}_B = \frac{\sum_{m=1}^n \dot{S}_m * \dot{Z}_{mA}}{\dot{Z}_{AB}};$$

где $\dot{S}_m$ – мощности нагрузок, $\dot{Z}_{AB}$ – суммарное сопротивление всех участков, $\dot{Z}_{mA}, \dot{Z}_{mB}$ – сопротивления от точки приложения нагрузок до точек A и B .

Аналогичные формулы используются при нагрузках, заданных токами.

В кольцевых однородных сетях, т.е. сетях, обладающих одинаковым отношением r/x на всех участках, распределение активных и реактивных мощностей не зависят друг от друга. В этом случае распределение активных и реактивных мощностей может производиться по соотношению активных или реактивных сопротивлений. Такой способ, носящий название «расщепление сети», используется для приближенного определения потокораспределения и в неоднородных сетях. При этом лучшие результаты достигаются при распределении активных мощностей по соотношению индуктивных сопротивлений, а реактивных мощностей по соотношению активных сопротивлений.

В расчетах кольцевых сетей могут быть использованы и другие формулы для определения потоков мощности головных участков от точек 1 и 2:

$$P_1 = U_1^2 y_{11} \sin a_{11} + U_1 U_2 y_{12} \sin(\delta - a_{12});$$

$$Q_1 = U_1^2 y_{11} \cos a_{11} + U_1 U_2 y_{12} \cos(\delta - a_{12});$$

и

$$P_2 = U_2^2 y_{22} \sin a_{22} + U_1 U_2 y_{12} \sin(\delta + a_{12});$$

$$Q_2 = U_2^2 y_{22} \cos a_{22} + U_1 U_2 y_{12} \cos(\delta + a_{12});$$

Здесь U_1, U_2 – напряжения в точках 1 и 2; δ – сдвиг фаз между этими напряжениями; $Y_{11} = y_{11} \angle 90^\circ - a_{11}, Y_{22} = y_{22} \angle 90^\circ - a_{22}, Y_{12} = y_{12} \angle 90^\circ - a_{12}$ – собственные и взаимные проводимости схемы замещения, в которой нагрузки представлены постоянными сопротивлениями. Последние формулы удобны при расчетах сети с различными по величине и фазе напряжениями по концам. Однако, их применение требует особой тщательности вычисления собственных и взаимных проводимостей схемы замещения.

Индивидуальное задание.

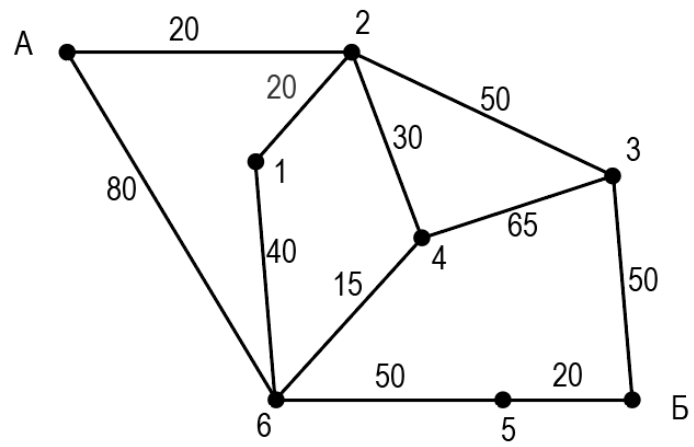
Выбрать марки и сечения проводов и рассчитать потокораспределение в сложноразветвленной сети методом преобразования. Длины ЛЭП указаны на структурной схеме (см. номер варианта). В узлах имеются нагрузки мощностью, приведенные в таблице 4.1, а узел Б является генерирующими.

Таблица 4.1

Исходные данные к заданию

Вари- ант	№ схемы	U _{ном} , кВ	Мощность узлов нагрузки и генерации станции А, МВА						
			1	2	3	4	5	6	А
1	1	35	12+j12	15+j25	20+j15	0+j0	15+j20	20+j30	10+j10
2	2	110	15+j10	40+j25	20+j20	0+j0	35+j30	25+j15	40+j35
3	3	220	45+j30	60+j50	30+j25	60+j50	0+j0	30+j20	70+j50
4	4	35	12+j10	15+j25	10+j25	0+j0	20+j10	20+j10	10+j15
5	5	110	30+j20	40+j30	80+j50	30+j15	0+j0	20+j15	80+j60
6	6	220	30+j15	0+j0	40+j30	50+j30	70+j70	40+j30	60+j50
7	7	35	10+j10	20+j20	30+j20	0+j0	30+j20	10+j10	10+j15
8	8	110	60+30j	20+j10	50+j20	0+j0	30+j20	40+j20	60+j40
9	9	220	20+j20	30+j0	10+j30	0+j0	80+j50	60+j30	90+j40
10	10	35	0+j0	20+j20	10+j15	20+j25	20+j10	10+j10	20+j30
11	1	110	12+j12	35+j25	40+j35	0+j0	45+j30	60+j50	50+j40
12	2	220	15+j10	40+j25	20+j20	0+j0	35+j30	25+j15	60+j45
13	3	35	15+j10	20+j20	10+j15	20+j20	0+j0	20+j10	10+j10
14	4	110	22+j10	35+j25	40+j25	0+j0	70+j60	40+j30	40+j35
15	5	220	50+j20	40+j40	80+j50	30+j25	0+j0	20+j35	80+j60
16	6	35	10+j15	0+j0	10+j30	30+j30	10+j20	15+j30	10+j20
17	7	110	80+j50	30+j20	70+j60	0+j0	50+j40	20+j20	50+j30
18	8	220	60+40j	50+j20	50+j30	0+j0	30+j30	40+j30	60+j40
19	9	35	20+j20	10+j10	10+j20	0+j0	10+j20	20+j30	20+j15
20	10	110	0+j0	60+j50	70+j40	30+j25	60+j30	30+j30	70+j40
21	1	220	52+j32	35+j25	40+j35	0+j0	45+j30	60+j50	50+j60
22	2	35	15+j10	10+j15	20+j20	0+j0	5+j10	20+j15	20+j15
23	3	110	45+j30	60+j50	30+j25	60+j50	0+j0	30+j20	70+j50
24	4	220	62+j50	35+j25	40+j25	0+j0	70+j60	40+j30	50+j35
25	5	35	10+j20	20+j10	10+j20	20+j15	0+j0	10+j15	10+j20
26	6	110	30+j15	0+j0	40+j30	50+j30	70+j70	40+j30	60+j50
27	7	220	80+j50	30+j20	70+j60	0+j0	50+j40	50+j40	50+j30
28	8	35	10+10j	20+j10	15+j20	0+j0	10+j20	20+j20	10+j10
29	9	110	20+j20	30+j10	10+j30	0+j0	80+j50	60+j30	90+j40
30	10	220	0+j0	60+j50	70+j40	30+j25	60+j30	30+j30	70+j40

Вариант 1



Вариант 2

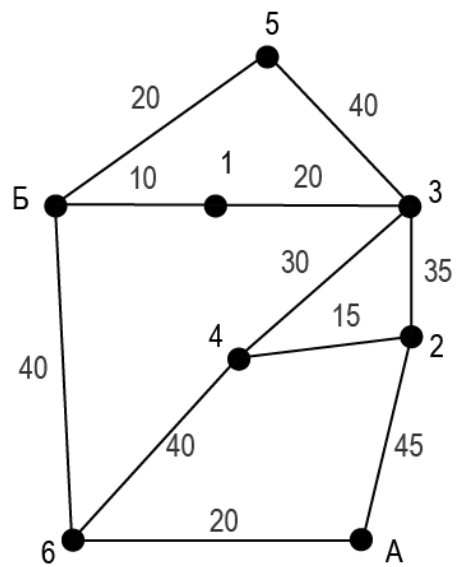
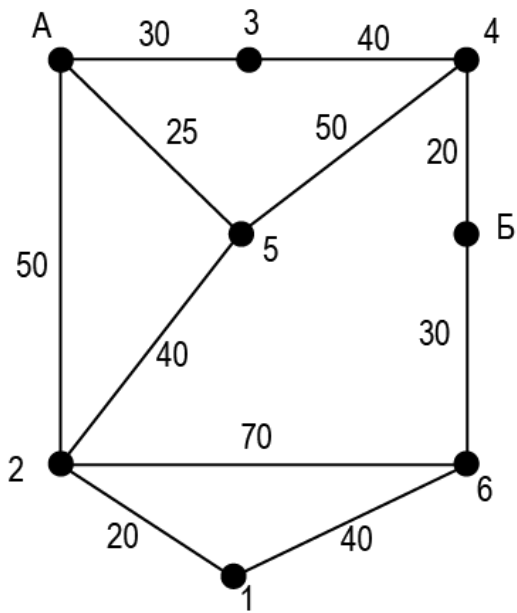
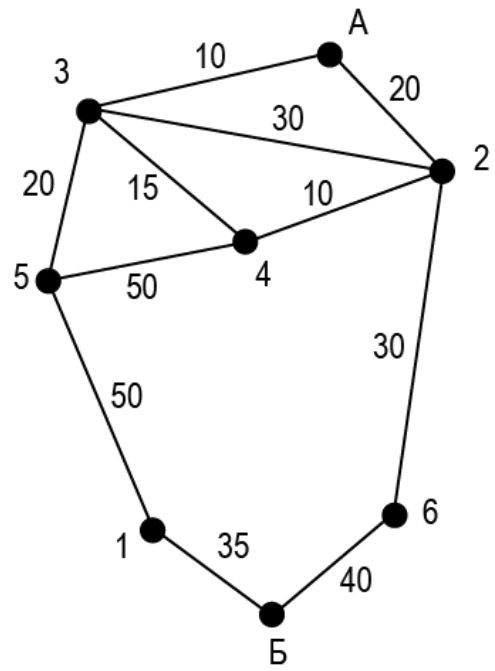


Рис.1 Вариант №1 и 2 схемы сети

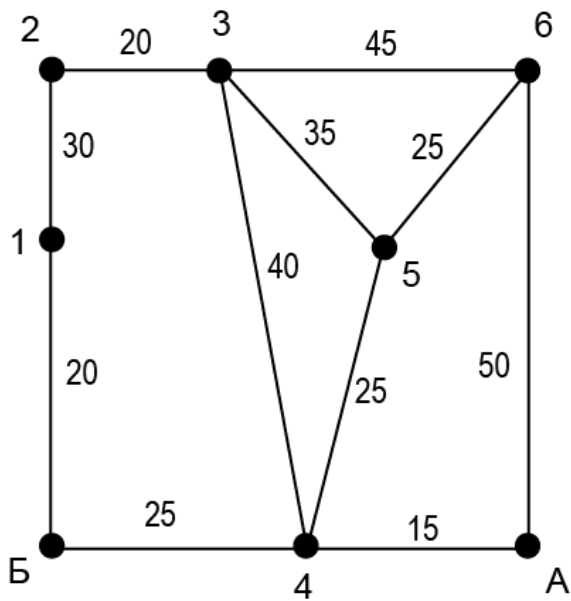
Вариант 3



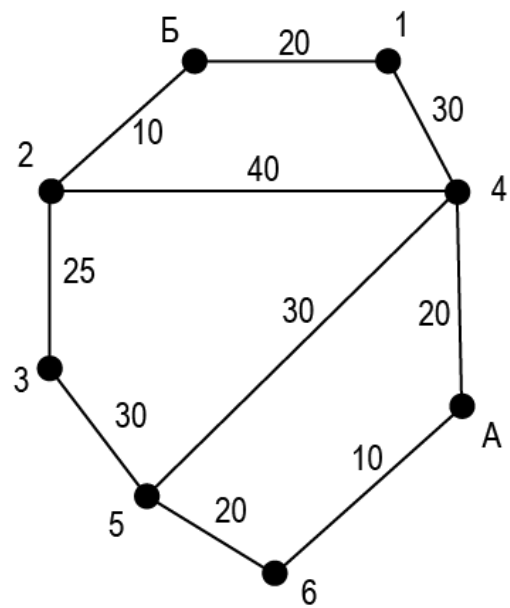
Вариант 4



Вариант 5



Вариант 6



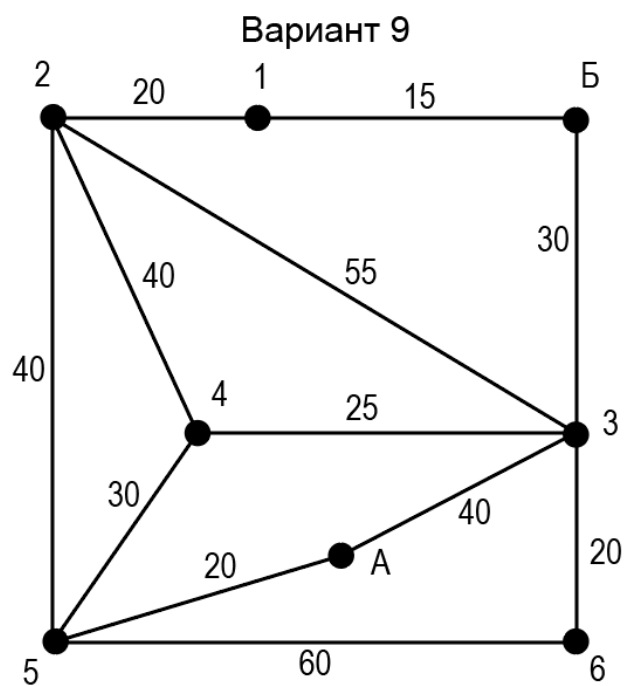
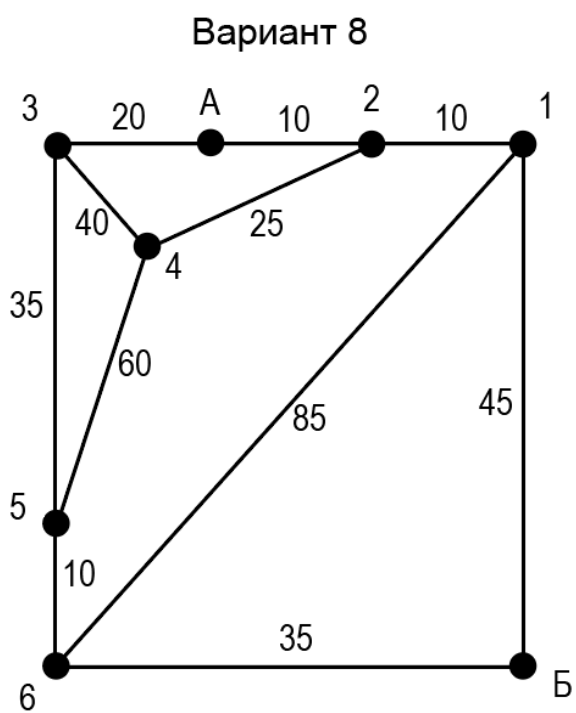


Рис.2. Вариант №3 - №6 схемы сети

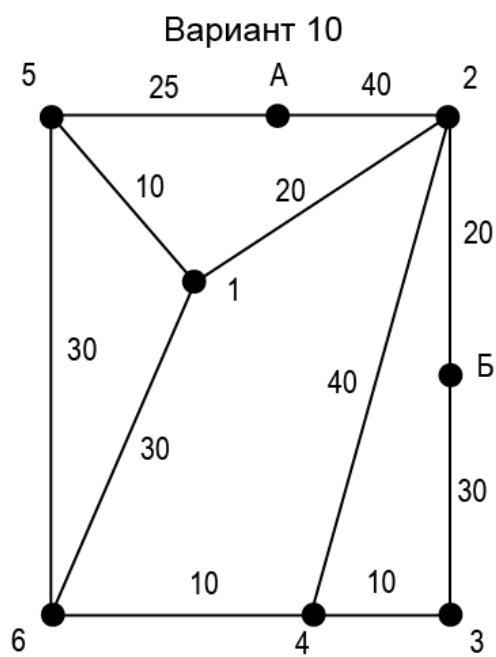
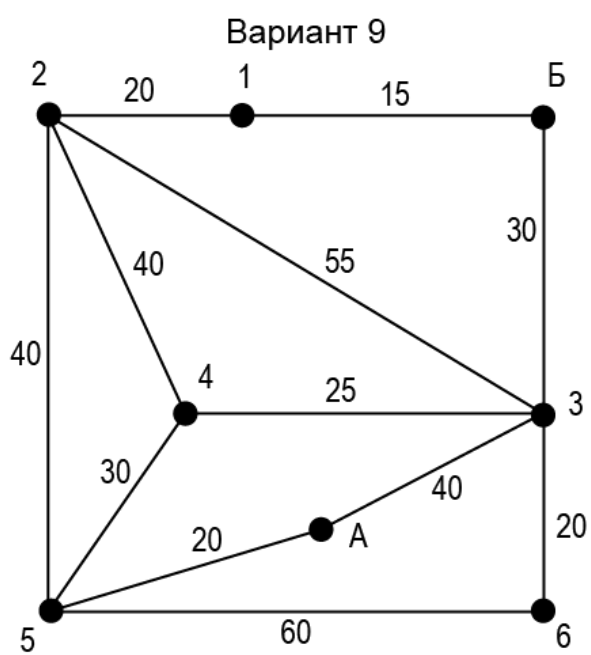


Рис.3. Вариант №7 - №10 схемы сети

Пример 4.1.

Расчет потокораспределения мощности в сложнзамкнутой сети методом ее преобразования

Рассчитать потокораспределение в сложнзамкнутой сети методом преобразования.

Линии электропередачи (ЛЭП) сети выполнены проводом одной марки с одинаковой площадью поперечного сечения. Длины указаны на структурной схеме (рис.4). Соблюдается условие однородности сети ($R_i/X_i = \text{const}$). В узлах $N_1, \dots, N_6$, исключая N_4 , имеются нагрузки мощностью $S_1 = 25 + j10 \text{ МВА}$, $S_2 = 35 + j30 \text{ МВА}$, $S_3 = 10 + j10 \text{ МВА}$, $S_5 = 35 + j25 \text{ МВА}$, $S_6 = 20 + j15 \text{ МВА}$, а узлы А и Б являются генерирующими. В узле А размещен источник ограниченной мощности ($S_A = -30 - j20 \text{ МВА}$).

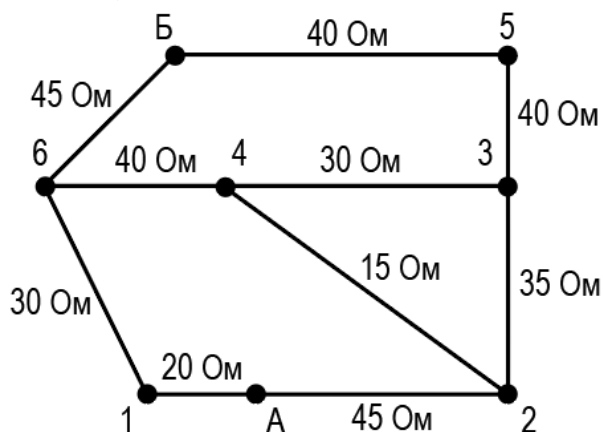


Рис.4. Структурная схема сети

Решение

Воспользуемся допущением о численном равенстве сопротивлений длинам ЛЭП, т.к. вся сеть выполнена проводом с одинаковой площадью поперечного сечения и $R_i/X_i = \text{const}$ по условию задачи.

Преобразуем трехлучевую звезду с центром в узле 4 в треугольник 2-3-6. Для этого определим сопротивления сторон эквивалентного треугольника 2-3-6 по сопротивлениям лучей 4-6, 4-3, 4-2 звезды:

$$Z'_{23} = Z_{42} + Z_{43} + \frac{Z_{42}Z_{43}}{Z_{46}} = 15 + 30 + \frac{15 \times 30}{40} = 56.25 \text{ Ом};$$

$$Z_{26} = Z_{42} + Z_{46} + \frac{Z_{42}Z_{46}}{Z_{43}} = 15 + 40 + \frac{15 \times 40}{30} = 75 \text{ Ом};$$

$$Z_{36} = Z_{43} + Z_{46} + \frac{Z_{43}Z_{46}}{Z_{42}} = 30 + 40 + \frac{30 \times 40}{15} = 150 \text{ Ом};$$

В результате преобразований получена схема (рис.5).

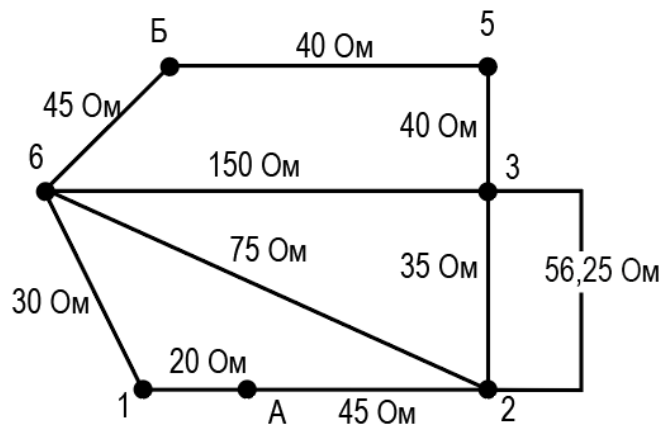


Рис.5. Замена звезды треугольником

Заменим два параллельных сопротивления $Z_{23}=35 \text{ Ом}$ и $Z'_{23}=56,25 \text{ Ом}$ одним:

$$Z''_{23} = \frac{Z_{23} Z'_{23}}{Z_{23} + Z'_{23}} = \frac{35 \times 56,25}{35 + 56,25} = 24,58 \text{ Ом.}$$

Схема упрощения (рис.6).

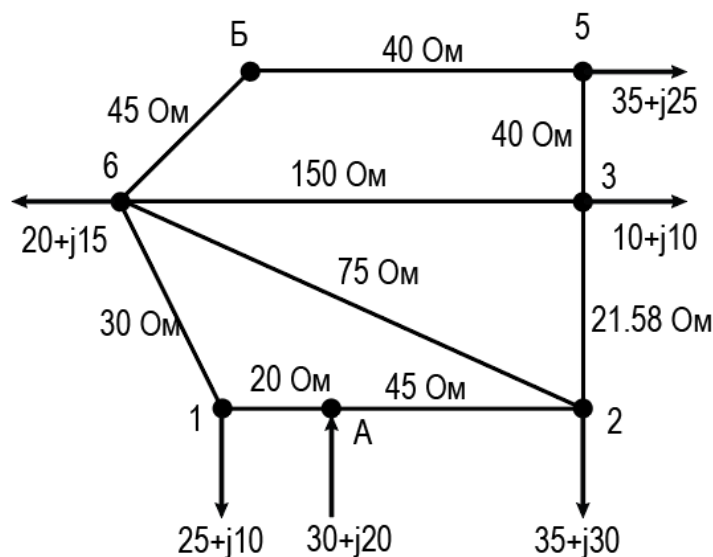


Рис.6. Замена Z_{23} и Z'_{23} на Z''_{23}

Нанесем на нее мощности нагрузки узлов N_1-N_6 и генерации станции А. Разнесем нагрузку узла 1 в узлы 2 и 6:

$$S_1^2 = \frac{S_1 Z_{16}}{Z_{61A2}} = \frac{(25+j10) \times 30}{(30+20+45)} = 7,89+j3,16 \text{ МВА,}$$

$$S_1^6 = \frac{S_1 Z_{12}}{Z_{61A2}} = \frac{(25+j10) \times (20+45)}{(30+20+45)} = 17,11+j6,84 \text{ МВА,}$$

Проверка:

$$S_1 = S_1^2 + S_1^6 = (7,89+j3,16) + (17,11+j6,84) = 25+j10 \text{ МВА,}$$

Разнесем мощность станции А в узлы 2 и 6:

$$S_A^2 = \frac{(-S_A)Z_{A6}}{Z_{61A2}} = \frac{(-30-j20) \times (20+30)}{(30+20+45)} = -18,79-j10,53 \text{ МВА},$$

$$S_A^2 = \frac{(-S_A)Z_{A2}}{Z_{61A2}} = \frac{(-30-j20) \times 45}{(30+20+45)} = -14,21-j9,47 \text{ МВА};$$

Проверка:

$$S_A = S_A^2 + S_A^6 = (-18,79-j10,53) + (-14,21-j9,47) = -30-j20 \text{ МВА};$$

Определим нагрузки узлов 2 и 6 с учетом разнесенных мощностей S_1 и S_A :

$$S'_2 = S_2 + S_1^2 + S_A^2 = (35-j30) + (7,89-j3,16) + (-18,79-j10,53) = 27,1-j22,63 \text{ МВА};$$

$$S'_6 = S_6 + S_1^6 + S_A^6 = (20-j15) + (17,11-j6,84) + (-14,21-j9,47) = 22,9-j12,37 \text{ МВА}.$$

Выполним проверку расчетов:

$$S_1 + S_2 + S_6 - S_A = S'_2 + S'_6, \text{ т.е.}$$

$$(25+j10) + (35+j30) + (20+j15) - (30+j20) =$$

$$= (27,1+j22,63) + (22,9+j12,37) \text{ или } 50+j35 = 50+j35$$

В результате разнесения мощности S_1 и S_A в узлы 2 и 6 получена схема (рис.7), в которой участок цепи между узлами 2 и 6 (2-A-1-6) не имеет нагрузок.

Определим сопротивление:

$$Z_{2A16} = Z_{2A} + Z_{A1} + Z_{16} = 45 + 20 + 30 = 95 \text{ Ом}.$$

Заменим два сопротивления Z_{26} и Z_{2A16} , включение параллельно между узлами 2 и 6, одним эквивалентным:

$$Z'_{26} = \frac{Z_{26} \times Z_{2A16}}{Z_{26} + Z_{2A16}} = \frac{75 \times 95}{75 + 95} = 41,91 \text{ Ом}.$$

Получена схема (рис.8).

Разнесем нагрузку узла 2 ($S'_2 = 27,1 + j22,63$) в узлы 3 и 6:

$$S'^3_{26} = \frac{Z'_{26} \times S'_2}{Z'_{26} + Z'_{23}} = \frac{(j22,63 + 27,1) \times 41,91}{21,58 + 41,91} = 17,89 + j14,94 \text{ Ом};$$

$$S'^6_{26} = \frac{Z'_{23} \times S'_2}{Z'_{23} + Z'_{26}} = \frac{(27,1 + j22,63) \times 21,58}{41,91 + 21,58} = 9,21 + j7,69 \text{ Ом}.$$

Проверка:

$$S'_2 = S'^3_{26} + S'^6_{26} = (17,89 + j14,94) + (9,21 + j7,69) = 27,1 + j22,63 \text{ МВА}.$$


$$S'_3 = S_3 + S_2'^3 = (10 + j10) + (17.89 + j14.94) = 27.89 + j24.94 \text{ MBA};$$

$$S''_6 = S'_6 + S_2'^6 = (22.9 + j12.37) + (9.21 + j7.69) = 32.11 + j20.06 \text{ MBA}$$

Получена схема (рис.9).

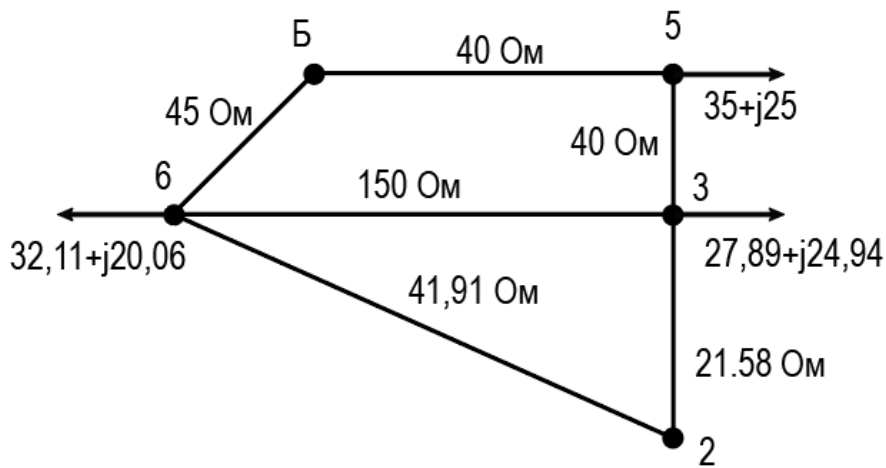


Рис.9. Схема и нагрузки после разнесения

Определим сопротивление участка цепи 6-2-3:

$$Z_{623} = Z'_{62} + Z''_{23} = 41.91 + 21.58 = 63.49 \text{ Ом.}$$

Заменим два сопротивления Z_{36} и Z_{623} , включенные параллельно между узлами 3 и 6, одним эквивалентным:

$$Z'_{36} = \frac{Z_{36} Z_{623}}{Z_{36} + Z_{623}} = \frac{150 \times 63.49}{150 + 63.49} = 44.61 \text{ Ом.}$$

Получена эквивалентная кольцевая сеть (рис.10), которую можно представить линией с двухсторонним питанием (рис.11).

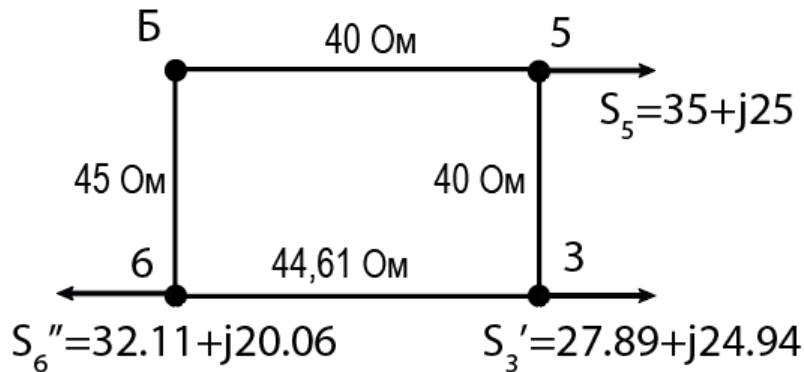


Рис.10. Кольцевая сеть

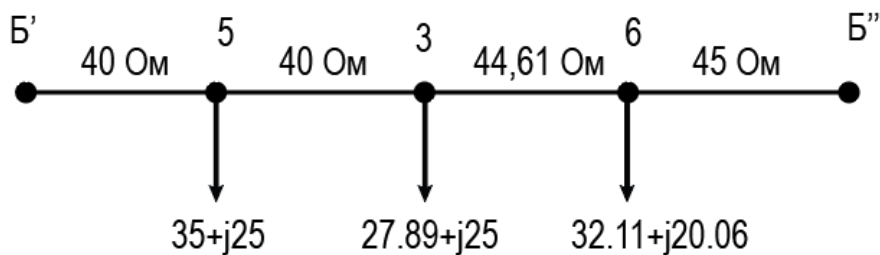


Рис.11. Линия с двухсторонним питанием

По концам этой линии (Б' и Б'') имеются источники неограниченной мощности. Напряжения источников равна по величине $U_{Б'} = U_{Б''} = U_{Б}$ и совпадает по фазе. Схема предельно упрощена. Поэтому переходим к расчету потокораспределения в ней. Но, перед этим произведем еще одну проверку:

$$\begin{aligned} S_1 + S_2 + S_3 + S_4 + S_5 + S_6 - S_A &= S_5 + S'_3 + S''_6 \text{ или} \\ (25+j10) + (35+j30) + (10+j10) + (35+j25) + (20+j15) + (30+j20) &= \\ (" 35+j25) + (27.89+j24.94) + (32.11+j20.06); \end{aligned}$$

$$95+j70=95+j70$$

Определим потоки мощности на головных участках линии ($S_{Б'5}$ и $S_{Б''5}$):

$$\begin{aligned} S_{Б'5} &= \frac{S_5(Z_{53}+Z_{36}+Z_{Б''6})+S'_3(Z_{36}+Z_{Б''6})+S''_6 Z_{Б''6}}{Z_{Б''5}+Z_{53}+Z_{36}+Z_{Б''6}} = \\ &= \frac{(35+j25)(40+44.61+45)+(27.89+j24.94)(44.61+45)+(32.11+j20.06) \times 45}{40+40+44.61+45} = \\ &= 50+j37.6 \text{ МВА} \\ S_{Б''6} &= \frac{S_5 Z_{Б'5}+S'_3(Z_{53}+Z_{Б''5})+S''_6(Z_{Б'5}+Z_{53}+Z_{36})}{Z_{Б''5}+Z_{53}+Z_{36}+Z_{Б''6}} = \\ &= \frac{(35+j25) \times 40+(27.89+j24.94)(40+40)+(32.11+j20.06) \times (40+40+44.61)}{40+40+44.61+45} = \\ &= 45+j32.4 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Проверка: $S_{Б'6}+S_{Б''6}=S_5+S'_3+S''_6$;

$$(50+j37.6)+(45+j32.4)=(35+j25)+(27.89+j24.94)+(32.11+j20.6)$$

или $95+j70=95+j70$ МВА.

Определим потоки мощности на участках 5-3 и 3-6 линии:

$$S_{53}=S_{Б'5}-S_5=(50+j37.6)-(35+j24)=15+j12.6 \text{ МВА};$$

$$S_{63}=S_{Б''6}-S''_6=(45+j32.4)-(32.11+j20.06)=12.89+j12.34 \text{ МВА.}$$

Проверка: $S'_3 = S_{53} + S_{63}$;

$$27.89+j24.94=(15+j12.6)+(12.89+j12.34)=27.89+j24.94 \text{ МВА.}$$

Нанесем расчетные потоки мощности на соответствующие участки линии с двухсторонним питанием (рис.12). Узел 3 является точкой раздела мощностей.

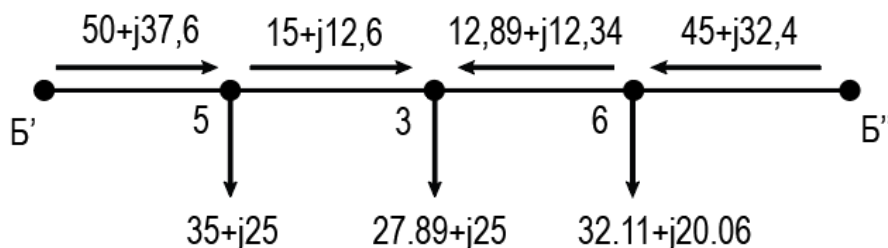


Рис.12. Потоки мощности в линии с двухсторонним питанием

По известному потоку на эквивалентном участке 3-6 ($S_{36}=12.89+j12.34$ МВА) определим уравнительный поток в линии между узлами 6,2,3 (S_{623}) и поток мощности в физической линии 6-3 (S'_{63}):

$$\begin{aligned} S'_{63} &= \frac{S_{63} Z'_{63}}{Z_{63}} = \frac{(12.89+j12.34) \times 44.61}{150} = 3.83+j3.67 \text{ МВА}; \\ S_{623} &= \frac{S_{63} Z'_{63}}{Z_{623}} = \frac{(12.89+j12.34) \times 44.61}{63.49} = 9.06+j8.67 \text{ МВА.} \end{aligned}$$

Проверка: $S'_{63} = S_{63} = S_{623}$;
 $12.89 + j12.34 = (3.83 + j3.67) + (9.06 + j8.67) = 12.89 + j12.34 \text{ МВА}$.
 Полученные потоки мощности нанесем на схему сети (рис.16).

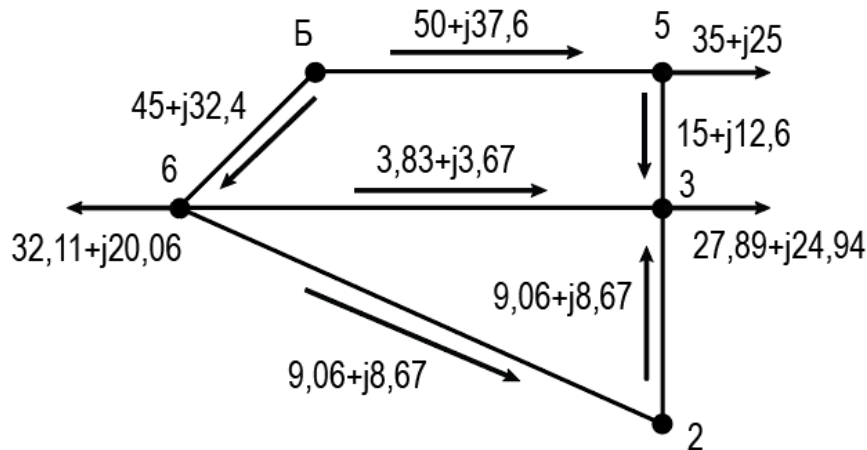


Рис.13. Уравнительный поток в линии 3-2-6

Выполним возвращение ранее разнесенной нагрузки (S'_{32}) в узел 2. При этом внесем коррекцию в потоки мощности на участках 6-2 и 2-3:

$$S_{62} = S_{623} + S'^6_2 = (9.06 + j8.67) + (9.21 + j7.69) = 18.27 + j16.36 \text{ МВА};$$

$$S_{23} = S_{623} - S'^3_2 = (9.06 + j8.67) - (17.89 + j14.94) = -8.83 + j6.27 \text{ МВА}$$

Знак минус при активной и реактивной составляющих потока мощности в линии 2-3 (S_{23}) указывает, что они протекают от узла 3 к узлу 2 (рис. 14).

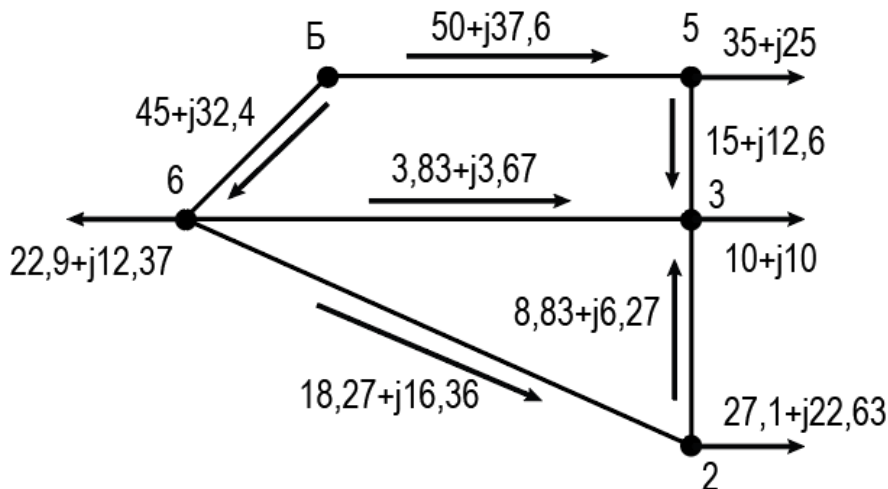


Рис. 14. Потоки в линиях при восстановлении нагрузки в узле 2

Проверка: $S_{62} = S_{61A2} + S'_{62}$;
 $18.27 + j16.36 = (8.06 + j7.22) + (10.21 + j9.14) = 18.27 + j16.36 \text{ МВА}$.

Подобной вычислительной операцией разделим поток S_{32} на две части, одна из которых протекает по физической линии 3-2 (S'_{32}), а другая (S''_{32}) – по эквиваленту Z'_{23} , полученному в результате преобразования звезды с центром в узле 4 в треугольник 2-3-6:

$$S'_{32} = \frac{S_{32} Z''_{23}}{Z_{23}} = \frac{(8.83 + j6.27) \times 21.58}{35} = 5.44 + j3.87 \text{ МВА};$$

$$S''_{32} = \frac{S_{32} Z''_{23}}{Z'_{23}} = \frac{(8.83 + j6.27) \times 21.58}{56.25} = 3.39 + j2.41 \text{ МВА}.$$

Проверка: $S_{32} = S'_{32} + S''_{32}$;

$$8.83 + j6.27 = (5.44 + j3.87) + (3.39 + j2.41) = 8.83 + j6.28 \text{ МВА.}$$

Нанесем расчетные потоки мощности на схему (рис.15).

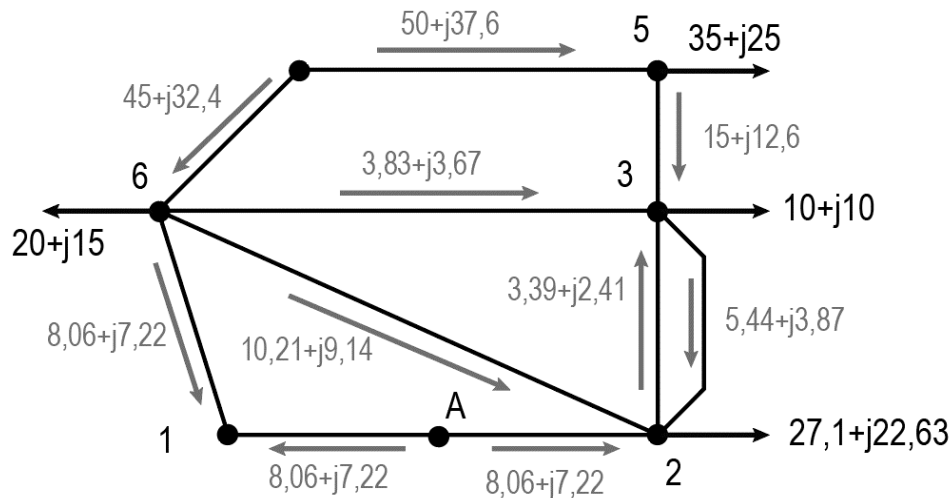


Рис.15. Уравнительные потоки в линиях

Из узлов 2 и 6 возвратим в узел 1 разнесенные ранее части нагрузки S_1^6 и S_1^2 , наложив их на уравнительный поток мощности S_{61A2} на участках между узлами 6 и 1, 1 и А, А и 2:

$$S_{61} = S_{61A2} + S_1^6 = (8.06 + j7.22) + (17.1 + j6.84) = 25.17 + j14.04 \text{ МВА};$$

$$S_{1A} = S_{A2} = S_{61A2} - S_1^2 = (8.06 + j7.22) + (7.89 + j3.16) = 0.17 + j4.06 \text{ МВА.}$$

Проверка: $S_1 = S_{61} - S_{A1}$;

$$25 + j10 = (25.17 + j14.04) - (0.17 + j4.06) = 25 + j9.98 \text{ МВА.}$$

Аналогично произведем возврат из узлов 2 и 6 в узел А разнесенных частей генерации станции А, т.е. S_A^2 и S_A^6 . Тогда потоки мощности в физических линиях 6-1, 1-А, А-2 будут равны:

$$S'_{61} = S_{61} + S_A^6 = (25.17 + j14.04) + (-14.21 - j9.47) = 10.96 + j4.57 \text{ МВА};$$

$$S'_{1A} = S_{1A} + S_A^6 = (0.17 + j4.06) + (-14.21 - j9.47) = 14.04 + j5.41 \text{ МВА};$$

$$S'_{A2} = S_{A2} + S_A^6 = (0.17 + j4.06) + (-14.79 - j10.53) = 15.96 + j14.59 \text{ МВА.}$$

На участке 1-А поток мощности направлен от узла А к узлу 1, т.е.

$$S'_{A1} = 14.04 + j5.41 \text{ МВА.}$$

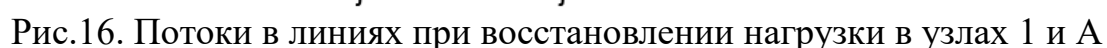
Проверка 1: $S_1 = S'_{61} - S'_{A1}$;

$$25 + j10 = (10.96 + j4.57) + (14.04 + j5.41) = 25 + j9.98 \text{ МВА.}$$

Проверка 1: $S_A = S'_{A1} - S'_{A2}$;

$$-30 - j20 = (-14.04 - j5.41) + (-15.96 - j14.59) = -30 - j20 \text{ МВА.}$$

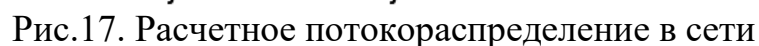
Покажем полученное потокораспределение на схеме (рис.16).


$$\begin{aligned} S_{64} &= S'_{63} + S'_{62} = (3.83 + j3.67) + (10.21 + j9.14) = 14.04 + j12.81 \text{ MBA}; \\ S_{34} &= S''_{32} - S'_{63} = (3.39 + j2.41) - (3.83 + j3.67) = -0.44 - j1.26 \text{ MBA}; \\ S_{24} &= S''_{32} - S'_{62} = -(3.39 + j2.41) - (10.21 + j9.14) = -13.6 - j11.55 \text{ MBA}. \end{aligned}$$

Проверка: $S_{64} = S_{42} - S_{43}$;

$$14,04 + j12,81 = (13,6 + j11,55) + (0,44 + j1,26) = 14,04 + j12,81.$$

Искомое потокораспределение в сети показано на рис.17.



Окончательная проверка расчетного потокораспределения в сети (рис.17):

1. Выполнение балансовых условий для узла Б

$$S_{B5} + S_{B6} = S_1 + S_2 + S_3 + S_5 + S_6 - S_A$$

или $(50 + j37.6) + (45 + j32.4) = (25 + j10) + (35 + j30) + (10 + j10) + (35 + j25) + (20 + j15) - (30 + j20);$

$$95 + j70 = 95 + j70;$$

2. Выполнение первого закона Кирхгофа для узлов сети:

• Проверка выполнения первого закона Кирхгофа для узлов 1, 4, 5 и А приведена выше на этапах разэквивалентирования расчетной схемы;

• Узел 2 $S_2 = S_{A2} + S_{42} + S_{32}$ или

$$35 + j30 = (15.96 + j14.59) + (13.6 + j11.55) + (5.44 + j3.87) = 35 + j30;$$

• Узел 3 $S_3 = S_{53} + S_{43} - S_{32}$ или

$$10 + j10 = (15 + j12.6) + (0.44 + j1.26) - (5.44 + j3.87) = 10 + j9.99;$$

• Узел 6 $S_6 = S_{B6} - S_{64} - S_{61};$

$$20 + j15 = (45 + j32.4) - (14.04 + j12.81) - (10.96 + j4.57) = 20 + j15.02;$$

2. Выполнение второго закона Кирхгофа для контуров:

• Контур Б-5-3-4-6-Б $dU_{B5} + dU_{53} - dU_{43} - dU_{64} - dU_{B6} =$
 $= (50 + j37.6) \times 40 + (15 + j12.6) \times 40 - (0.44 + j1.26) \times 30 -$
 $-(14.04 + j12.81) \times 40 - (45 + j32.4) \times 45 = 0.2 - j0.2;$

• Контур 3-2-4-3 $dU_{42} - dU_{32} - dU_{43} =$
 $(13.6 + j11.55) \times 15 - (5.44 + j3.87) \times 35 -$
 $-(0.44 + j1.26) \times 30 = 0.4 + j0;$

• Контур 6-4-2-А-1-6 $dU_{64} + dU_{42} - dU_{A2} + dU_{A1} - dU_{61} =$
 $(14.04 + j12.81) \times 40 + (13.6 + j11.55) \times 15 - (15.96 + j14.59) \times 45 +$
 $+(14.04 + j5.41) \times 20 - (10.96 + j4.57) \times 30 = 0.2 + j0.2.$

Вывод

Рассчитано потокораспределение активных и реактивных мощностей в сложноразветвленной сети. Оно удовлетворяет выполненным проверкам.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Справочник по проектированию электроэнергетических систем. Под. ред. С.С. Рокотяна и И.М. Шапиро. М. Энергоатомиздат, 1985 – 352с.
2. Боровиков В.А., Косарев В.К., Ходот Г.А. Электрические сети энергетических систем. Л.Энергия,1977 – 391с.
3. Правила устройства электроустановок. VI издание. Санкт- Петербург.Изд-во Деан, 1999-926с
4. Мельников Н.А. Электрические сети и системы. М. Энергия 1975-463с.
5. Идельчик В.И. Электрические сети и системы. М. Энергоатомиздат, 1989-592с.

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТРАНСФОРМАТОРОВ И ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Таблица А.1

Параметры двухобмоточных трансформаторов

Тип	S_n , МВ·А	Пределы ре- гулирования	U_n обмоток, кВ		U_k , %	ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %	R_m , Ом	X_m , Ом
			ВН	НН						
ТМН-4000/35	4	$\pm 6 \times 1,5\%$	35	6,3; 10,5	7,5	33,5	5,6	0,9	2,6	23
ТМН-6300/35	6,3	$\pm 6 \times 1,5\%$	35	6,3; 11	7,5	46,5	9,25	0,8	1,4	14,6
ТДНС-10000/35	10	$\pm 8 \times 1,5\%$	36,75	6,3; 10,5	8	60	12	0,75	0,81	10,8
ТДНС-16000/35	16	$\pm 8 \times 1,5\%$	38,5	6,3; 10,5	10	85	17	0,7	0,45	8,4
ТРДНС-25000/35	25	$\pm 8 \times 1,5\%$	36,75	6,3; 10,5	10,5	115	25	0,65	0,25	5,1
ТРДНС-32000/35	32	$\pm 8 \times 1,5\%$	36,75	6,3; 10,5	12,7	145	29	0,6	0,19	4,8
ТРДНС-40000/35	40	$\pm 8 \times 1,5\%$	36,75	6,3; 10,5	12,7	170	36	0,5	0,14	3,9
ТРДНС-63000/35	63	$\pm 8 \times 1,5\%$	36,75	6,3; 10,5	12,7	250	50	0,45	0,1	2,5
ТД-10000/35	10	$\pm 2 \times 1,5\%$	38,5	6,3; 10,5	7,5	46,5	9,25	0,6	0,96	11,1
ТД-16000/35	16	$\pm 2 \times 1,5\%$	38,5	6,3; 10,5	7,5	46,5	9,25	0,8	0,52	7,4
ТДЦ-80000/110	80	$\pm 2 \times 1,5\%$	121	6,3; 10,5	11	310	85	0,6	0,71	19,2
ТДЦ-125000/110	125	$\pm 2 \times 1,5\%$	121	10,5	10,5	400	120	0,55	0,37	12,3
ТДН-10000/110	10	$\pm 9 \times 1,77\%$	115	6,6; 11	10,5	58	14	0,9	7,95	139
ТДН-16000/110	16	$\pm 9 \times 1,77\%$	115	6,6; 11	10,5	85	18	0,7	4,38	86,7
ТРДН-25000/110	25	$\pm 9 \times 1,77\%$	115	6,3; 10,5	10,5	120	25	0,65	2,54	55,9
ТРДН-40000/110	40	$\pm 9 \times 1,77\%$	115	6,3; 10,5	10,5	170	34	0,55	1,4	34,7
ТРДН-63000/110	63	$\pm 9 \times 1,77\%$	115	6,3; 10,5	10,5	245	50	0,5	0,87	22
ТРДН-80000/110	80	$\pm 9 \times 1,77\%$	115	6,3; 10,5	10,5	310	58	0,45	0,6	17,4
ТД-80000/220	80	$\pm 2 \times 1,5\%$	242	6,3;10,5	11	315	79	0,45		
ТДЦ-125000/220	125	$\pm 2 \times 1,5\%$	242	10,5	11	380	120	0,55		
ТДЦ-200000/220	200	$\pm 2 \times 1,5\%$	242	13,8	11	660	130	0,4		
ТРДН-32000/220	32	$\pm 12 \times 1\%$	230	6,3; 11	11,5	150	45	0,65		
ТРДН-40000/220	40	$\pm 12 \times 1\%$	230	6,3; 11	11,5	170	50	0,6	5,6	158,7
ТРДН-63000/220	63	$\pm 12 \times 1\%$	230	6,3; 11	11,5	265	70	0,5	3,9	100,7

Примечание: стоимость трансформаторов приведена на 1985 г.

Таблица А.2

Параметры трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов

Тип	S_n , МВ·А	Пределы регу- лирования	U_n обмоток, кВ			U_k , %			ΔP_k , кВт	ΔP_x , кВт	I_x , %
			ВН	СН	НН	ВН	СН	НН			
ТДТН-25000/110	25	$\pm 9 \times 1,77\%$	115	11	6,6;11	10,5	17,5	6,5	140	28,5	0,7
ТДТН-40000/110	40	$\pm 9 \times 1,77\%$	115	11	6,6;11	10,5	17,5	6,5	200	39	0,6
ТДТН-63000/110	63	$\pm 9 \times 1,77\%$	115	11	6,6;11	10,5	18	7	290	53	0,55
ТДТН-80000/110	80	$\pm 9 \times 1,77\%$	115	11	6,6;11	10,5	18,5	7	365	64	0,5
ТДТН-25000/220	25	$\pm 12 \times 1\%$	230	38,5	6,6;11	15	20	6,5	130	45	0,9
ТДТН-40000/220	40	$\pm 12 \times 1\%$	230	38,5	6,6;11	11	22	9,5	220	54	0,55
ТДТН-63000/220	63	$\pm 12 \times 1\%$	230	38,5	6,6;11	11	12,5	9,5	220	55	0,5
АТДЦТН- 63000/220/110	63	$\pm 6 \times 2\%$	230	121	6,6;11	11	35	22	200	37	0,45
АТДЦТН- 125000/220/110	125	$\pm 6 \times 2\%$	230	121	6,3; 10,5	11	45	28	315	65	0,4
АТДЦТН- 200000/220/110	200	$\pm 6 \times 2\%$	230	121	6,3; 11	11	32	20	430	105	0,45
АТДЦТН- 250000/220/110	250	$\pm 6 \times 2\%$	230	121	6,3; 11	11	32	20	500	120	0,4

Примечание: стоимость трансформаторов приведена на 1985 г.

Таблица А.3

Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 6 и 10 кВ

Тип	S_n , МВ·А	U_n обмоток, кВ		U_k , %	ΔP_k , МВт	ΔP_x , МВт	I_x , %	R_m , Ом	X_m , Ом
		ВН	НН						
ТМ-400/10	400	10	0,23; 0,69; 0,4; 3,15	4,5	5,5–5,9	0,92–1,08	2,1–3,0	3,7	10,6
ТМ-630/10	630	10		5,5	7,6–8,5	1,42–1,68	2,0–3,0	2,12	8,5
ТМ-1000/6	1000	6,3		8	12,2	2,3–2,75	1,5	0,44	2,84
ТМ-1000/10	1000	10		5,5	12,2– 11,6	2,1–2,45	1,4–2,8	1,22	5,35
ТМ-1600/10	1600	10		5,5	18	2,8–3,3	1,3–2,6	0,7	3,27
ТМ-2500/10	2500	10		5,5	25–23,5	3,9–4,6	1,0	0,4	2,16

Таблица А.4

Технические характеристики воздушных линий электропередач
(данные приведены для длины линии 100 км)

$F_{ном}$, мм ²	Количество проводов по фазе	Ток допусти- мый, дли- тельный, А	r_o , Ом/км	35 кВ	110 кВ			220 кВ		
				x_o , Ом/км	x_o , Ом/км	$b_o \cdot 10^{-4}$, См	q_o , МВАр	x_o , Ом/км	$b_o \cdot 10^{-4}$, См	q_o , МВАр
70/11	1	265	42,8	43,2	44,4	2,55	3,40	–	–	–
95/16	1	330	30,6	42,1	43,4	2,61	3,50	–	–	–
120/19	1	390	24,9	41,4	42,7	2,66	3,55	–	–	–
150/24	1	450	19,8	40,6	42,0	2,70	3,60	–	–	–
185/29	1	510	16,2	–	41,3	2,75	3,70	–	–	–
240/32	1	605	12,0	–	40,5	2,81	3,75	43,5	2,6	13,9
300/39	1	710	9,8	–	–	–	–	42,9	2,64	14,1

400/51	1	825	7,5	–	–	–	–	42	2,7	14,4
500/64	1	945	6,0	–	–	–	–	41,3	2,74	14,6

Таблица А.5

Технико-экономические характеристики проводов

Сечение, мм ²	А		АС		АСО		АСУ	
	Масса, кг/км	Сопротивление, Ом/км	Масса, кг/км		Масса, кг/км	Сопротивление, Ом/км	Масса, кг/км	Сопротивление, Ом/км
			Алюминия	Стали				
10	–	–	–	–	–	–	–	–
16	44	1,98	–	–	–	–	–	–
25	68	1,28	–	–	–	–	–	–
35	95	0,92	100	48	–	–	–	–
50	136	0,64	132	63	–	–	–	–
70	191	0,46	188	88	–	–	–	–
95	257	0,34	261	124	–	–	–	–
120	322	0,27	324	147	–	–	530	0,28
150	407	0,21	409	190	559	0,21	673	0,21
185	503	0,17	500	228	687	0,17	850	0,17
240	656	0,132	673	248	935	0,13	1111	0,131
300	817	0,106	830	302	1098	0,108	1390	0,106
400	1087	0,108	1090	400	1501	0,08	1840	0,079
500	1376	0,063	1354	498	1836	0,065	–	–

Таблица А.6

Конструктивные размеры воздушных линий электропередачи

U_H , кВ	Расстояние между фазами, м	Длина пролета, м	Высота опоры, м
6	1	40-50	10
10	1	40-50	10
35	3	150-200	12
110	4-5	170-250	13-14
150	5,5	200-280	15-16
220	7	250-350	25-30

Учебное текстовое электронное издание

**Газизова Ольга Викторовна
Варганова Александра Владимировна
Кондрашова Юлия Николаевна**

**ПРАКТИКУМ ПО ДИСЦИПЛИНЕ
«ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИКА»**

Учебное пособие

Издание 2-е, исправленное и дополненное

Ответственность за содержание возлагается на авторов
Издается полностью в авторской редакции

1,67 Мб

1 электрон. опт. диск

г. Магнитогорск, 2022 год
ФГБОУ ВО «МГТУ им. Г.И. Носова»
Адрес: 455000, Россия, Челябинская область, г. Магнитогорск,
пр. Ленина 38

ФГБОУ ВО «Магнитогорский государственный
технический университет им. Г.И. Носова»
Кафедра электроснабжения промышленных предприятий
Библиотечно-информационный комплекс
e-mail: bik@magtu.ru