

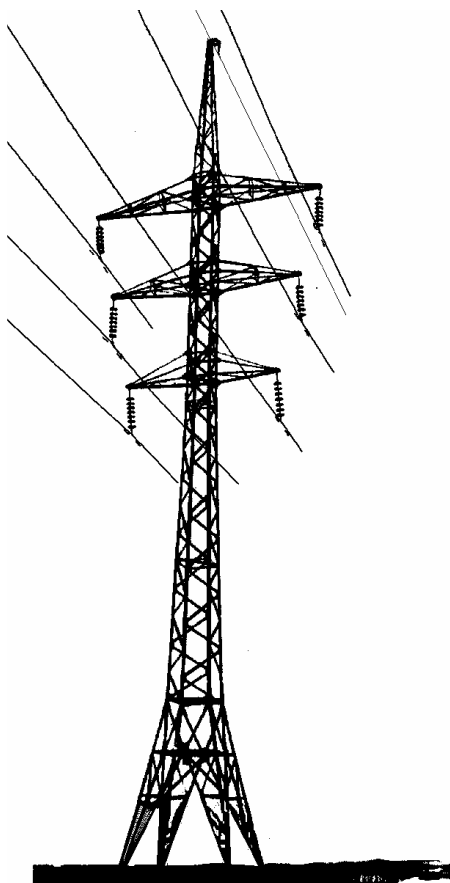
И.М. Хусаинов

ПРИМЕРЫ РАСЧЕТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Учебное пособие



И.М. Хусаинов



**ПРИМЕРЫ РАСЧЕТОВ
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ
СЕТЕЙ**

Учебное пособие

1998

УДК 621.316.1

Примеры расчетов электрических сетей : Учебное пособие /
Хусаинов И.М. Саратов.гос.техн.ун-т. Саратов, 1998. 9 с.
ISBN 5-7433-0379-7

В учебном пособии приведены примеры решений всех основных типовых задач по расчетам электрических сетей, встречающихся при курсовом и дипломном проектировании. Даны краткие теоретические сведения и литература, которую рекомендуется изучить перед решением задач.

Предназначено для самостоятельной работы студентов дневной и, особенно, заочной формы обучения направления 551700 и специальности 1004.

Рецензенты:

кафедра применения электрической энергии в сельском хозяйстве Саратовского государственного агроинженерного университета;
гл. энергетик АО «Саратовнефтегаз» А.М.Ефимов.

Одобрено

редакционно-издательским советом
Саратовского государственного технического университета

ISBN 5-7433-0379-7

**© Саратовский государственный
технический университет,
1998.**

ВВЕДЕНИЕ

С расчетом параметров элементов электрических сетей, параметров их режимов, а также с расчетами элементов электрических сетей при проектировании систем электроснабжения студенты специальности 1004 “Электроснабжение” (по отраслям) встречаются при изучении всех основных специальных дисциплин. При курсовом и дипломном проектировании этим расчетам также отводится большая роль. При этом студенты дневной формы обучения рассматривают примеры расчетов на практических занятиях, а при выполнении домашних заданий и, особенно, при курсовом проектировании углубляют и закрепляют полученные навыки. Однако ввиду ограниченности учебного времени, отведенного на практические занятия, на них рассматривается лишь узкий круг самых типовых задач, оставляя все остальное на самостоятельную проработку. В технической литературе, имеющейся в библиотеке С ГТУ, примеры таких расчетов представлены в разрозненном виде в десятках изданий. Это обстоятельство сильно затрудняет самостоятельную работу студентов и делает ее очень непривлекательной. Для студентов заочной формы обучения эта проблема стоит еще более остро, так как они в основном занимаются самостоятельно и, проживая зачастую вне областного центра и не имея широкого доступа к специальной литературе, вынуждены пользоваться, чем придется (например, черновиками студентов прошлых лет обучения и т.п.) или откладывать выполнение контрольных работ и курсовых проектов на время лабораторно-экзаменационной сессии. Данное пособие содержит в скомпонованном виде примеры практически всех расчетов, встречающихся при изучении электрических сетей или при их проектировании, за исключением механического расчета, который относится к узкоспециальным. По мнению автора, оно значительно облегчит самостоятельную работу студентов при изучении многих тем.

В начале каждой главы дана краткая теоретическая справка, поясняющая методы решения включенных в нее задач, а также ссылки на литературу, где можно найти подробное изложение теории и объяснение методов решения.

1.ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ЭЛЕМЕНТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Основные элементы, образующие в своей совокупности электрическую сеть, - это линии электропередачи и трансформаторные подстанции. Для расчета электрического режима сети (потоков мощности на участках, напряжений в узловых точках, токов и т.д.) необходимо знать их параметры.

Под параметрами линий электропередачи понимают активное и реактивное сопротивления проводов (или токопроводящих жил, если линия кабельная), а также активные и реактивные проводимости между проводами и между проводами и землей, которые учитывают утечки тока через изоляцию, коронный разряд и электрическую емкость. Все параметры представляются в расчете на одну фазу. Существуют два варианта представления этих параметров: погонные параметры и параметры схемы замещения. Погонные параметры отражают свойства линии на единицу ее длины (обычно на один километр), а параметры схемы замещения - свойства всей линии. Строго говоря, любая линия электропередачи должна представляться, как линия с распределенными параметрами, поскольку ввиду большой протяженности в ней имеют место волновые явления. Но в этом случае расчеты режимов значительно усложняются. Поэтому на практике для линий длиной до 300...400 км (это обычно линии питающих сетей напряжением 35...220 кВ и линии распределительных сетей 6...35 кВ) волновые явления ввиду их очень слабого проявления не учитывают и представляют линию в виде П-образной схемы замещения с сосредоточенными параметрами. При этом с целью облегчения последующего расчета электрического режима делают и некоторые дополнительные упрощения. Так, в воздушных линиях до 35 кВ не учитывается емкостная проводимость, а в линиях до 220 кВ не учитывается также и активная проводимость. Если емкость учитывается, то удобно учесть ее не в виде проводимости, а в виде так называемой зарядной мощности. Для системообразующих линий и линий межсистемной связи, имеющих большую протяженность и напряжения 330 кВ и выше, волновыми явлениями пренебрегать нельзя, соответственно, нельзя пользоваться и схемами замещения с сосредоточенными параметрами, поэтому для них обычно рассчитывают только погонные значения активного и реактивного сопротивлений. При этом нужно учитывать, что провода в фазах таких линий обычно расщеплены. Кроме, того для таких линий определяется волновое сопротивление, коэффициент распространения волны (комплексные значения), а также натуральная мощность и волновая длина. Параметры подстанций определяются параметрами входящих в них трансформаторов. Их определение производится на основе каталожных данных. Двухобмоточные трансформаторы представляются Г-образной схемой замещения. При этом определяются активное и реактивное сопротивления, отображающие потери в обмотках и

активная и реактивная проводимости, отображающие потери холостого хода. Потери в обмотках и потери холостого хода также являются параметрами. И более того, часто бывает более удобно включать в схему замещения потери холостого хода вместо соответствующих проводимостей. Для трехобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов, а также для трансформаторов с расщепленными обмотками продольная ветвь схемы замещения представляется в виде звезды, где каждой обмотке соответствует свой луч. При расчете их параметров следует искать в каталоге (или предварительно определять) потери короткого замыкания и напряжения короткого замыкания для каждой обмотки.

Перед решением задач этой главы рекомендуется изучить [1, с.54...77].

ЗАДАЧА 1.1. Определить параметры одноцепной ВЛ-10кВ, выполненной проводом марки А-35 со среднегеометрическим расстоянием между фазами 1,4м. Длина линии 7,6 км. Составить схему замещения линии.

РЕШЕНИЕ . Определяем активное погонное сопротивление линии:

$$r_0 = \frac{\rho}{F} = \frac{28,8}{35} = 0,82 \text{ Ом} / \text{км};$$

Здесь $\rho = 28.8 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2 / \text{км}$ - удельное сопротивление алюминия;

$F = 35 \text{ мм}^2$ - сечение провода;

(По данным ГОСТ 839-80 $r_0 = 0,83 \text{ Ом} / \text{км}$; $d_{np} = 7,5 \text{ мм}$.)

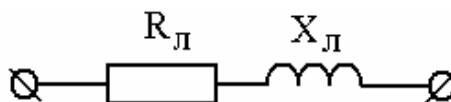
Определяем погонное реактивное сопротивление линии:

$$x_0 = 0,144 \lg \frac{D_{cp}}{d_{np} / 2} + 0,0157 = 0,144 \lg \frac{1400}{7,5 / 2} + 0,0157 = 0,386 \text{ Ом} / \text{км}.$$

Здесь $D_{cp} = 1400 \text{ мм}$ – среднегеометрическое расстояние между фазами.

Зарядная мощность ВЛ напряжением 35кВ и ниже обычно не учитывается.

Схема замещения линии:



Параметры схемы замещения:

$$R_{\text{л}} = r_0 L = 0,82 \cdot 7,6 = 6,23 \text{ Ом}; \quad X_{\text{л}} = x_0 L = 0,386 \cdot 7,6 = 2,93 \text{ Ом};$$

Здесь $L = 7,6 \text{ км}$ – длина линии.

ЗАДАЧА 1.2. Определить параметры двухцепной ВЛ-110кВ, выполненной проводом марки АС-120/27 на одностоечных железобетонных опорах

со среднегеометрическим расстоянием между фазами 3,5 м.. Длина линии - 64 км.

РЕШЕНИЕ. Активное погонное сопротивление линии и диаметр провода определяем по [3, табл. П.1-2]:

$$r_0 = 0,249 \text{ Ом / км}; \quad d_{np} = 15,5 \text{ мм.}$$

Погонное реактивное сопротивление линии определяем по [3,табл.П.1-3], произведя соответствующую интерполяцию:

$$x_0 = 0,380 \text{ Ом / км.}$$

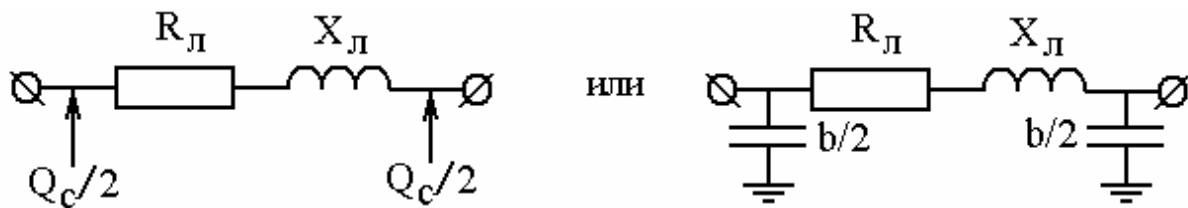
Погонную ёмкостную проводимость линии определяем по [3,табл.1-4]:

$$b_0 = 2,86 \cdot 10^{-6} \text{ См / км.}$$

(Эту же величину можно было бы определить и расчетным путем:

$$b_0 = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg D_{cp} / (d_{np} / 2)} = \frac{7,58 \cdot 10^{-6}}{\lg 3500 / (15,5 / 2)} = 2,86 \cdot 10^{-6} \text{ См / км.}$$

Составляем схему замещения линии (2 варианта) и определяем её параметры, учитывая, что линия двухцепная:



$$R_{л} = \frac{r_0 L}{2} = \frac{0,249 \cdot 64}{2} = 7,97 \text{ Ом}; \quad X_{л} = \frac{x_0 L}{2} = \frac{0,389 \cdot 64}{2} = 12,16 \text{ Ом};$$

$$Q_c / 2 = 2U_{ном}^2 b_0 L / 2 = 2 \cdot 110^2 \cdot 2,86 \cdot 10^{-6} \cdot 64 / 2 = 2,21 \text{ Мвар};$$

$$b / 2 = 2b_0 L / 2 = 2 \cdot 2,86 \cdot 10^{-6} \cdot 64 / 2 = 1,82 \cdot 10^{-4} \text{ Ом.}$$

ЗАДАЧА 1.3 Определить погонные параметры одноцепной ВЛ-500кВ, выполненной с фазой, расщепленной на три провода марки АС-330/43 с расположением проводов фазы по вершинам равностороннего треугольника с расстоянием между проводами $a = 400$ мм. Линия смонтирована на порталых металлических опорах с горизонтальным расположением фаз и расстоянием между центрами фаз 11 м. Среднегодовые потери активной мощности на корону принять 7,5 кВт/км. Длина линии 450 км. Определить также волновое сопротивление, коэффициент распространения волны, волновую длину и натуральную мощность линии.

РЕШЕНИЕ. Определяем активное погонное сопротивление провода и его диаметр (по справочным данным):

$$r_{0np} = 0,087 \text{ Ом / км}; \quad d_{np} = 25,2 \text{ мм.}$$

Активное погонное сопротивление фазы (при числе проводов $n=3$):

$$r_0 = \frac{r_{0np}}{n} = \frac{0,087}{3} = 0,029 \text{ Ом / км.}$$

Эквивалентный радиус фазы:

$$r_{\text{э}} = \sqrt[n]{\frac{d_{np}}{2} \cdot a^{n-1}} = \sqrt[3]{\frac{25,2}{2} \cdot 400^2} = 126 \text{ мм.}$$

Среднегеометрическое расстояние между фазами:

$$D_{cp} = \sqrt[3]{D_{1-2} D_{2-3} D_{3-1}} = \sqrt[3]{11 \cdot 11 \cdot 22} = 13,86 \text{ м (13860 мм)}.$$

Погонное индуктивное сопротивление:

$$x_0 = 0,144 \lg \frac{D_{cp}}{r_{\text{э}}} + \frac{0,0157}{n} = 0,144 \lg \frac{13860}{126} + \frac{0,0157}{3} = 0,299 \text{ Ом / км.}$$

Погонная ёмкостная проводимость:

$$b_0 = \frac{7,58}{\lg(D_{cp} / r_{\text{э}})} \cdot 10^{-6} = \frac{7,58}{\lg(13860 / 126)} = 3,71 \cdot 10^{-6} \text{ См / км.}$$

Активная погонная проводимость:

$$g_0 = \frac{\Delta P_{\text{кор}}}{U_{\text{ном}}^2} = \frac{7,5 \cdot 10^3}{(500 \cdot 10^3)^2} = 3,00 \cdot 10^{-8} \text{ См / км.}$$

Волновое сопротивление линии:

$$\underline{Z}_c = \sqrt{\frac{r_0 + jx_0}{g_0 + jb_0}} = \sqrt{\frac{0,029 + j0,299}{3,00 \cdot 10^{-8} + j3,71 \cdot 10^{-6}}} = 284 e^{-j2,54^\circ} \text{ Ом.}$$

Коэффициент распространения волны:

$$\begin{aligned} r_0 &= \beta_0 + j\alpha_0 = \\ &= \sqrt{(r_0 + jx_0)(g_0 + jb_0)} = \sqrt{(0,029 + j0,299)(3,00 \cdot 10^{-8} + j3,71 \cdot 10^{-6})} = \\ &= (5,53 \cdot 10^{-5} + j1,054 \cdot 10^{-3}) \text{ рад / км} = (3,17 \cdot 10^{-3} + j0,060) \text{ град / км.} \end{aligned}$$

Волновая длина линии:

$$\lambda_{\text{э}} = \alpha_0 L = 0,060 \cdot 450 = 27 \text{ град.}$$

Натуральная мощность линии:

$$S_{\text{нат}} = \frac{U_{\text{ном}}^2}{\underline{Z}_c} = \frac{(500 \cdot 10^3)^2}{284 e^{-j2,54^\circ}} = (879 + j39) \text{ МВА.}$$

ЗАДАЧА 1.4. Определить параметры одноцепной ВЛ-6 кВ, выполненной стальным проводом ПС-25 со среднегеометрическим расстоянием между фазами 1,25 м. Длина линии - 4 км, а её нагрузка колеблется от 10 А до 30 А.

РЕШЕНИЕ. Погонное активное сопротивление линии при токах 10 А и 30 А определяем по [3,табл.П.1-6]:

$$r_{0(10)} = 5,5 \text{ Ом / км}; \quad r_{0(30)} = 7,1 \text{ Ом / км}.$$

Из этой же таблицы берём погонную величину внутреннего индуктивного сопротивления линии:

$$x''_{0(10)} = 0,93 \text{ Ом / км}; \quad x''_{0(30)} = 2,01 \text{ Ом / км}.$$

Внешнее индуктивное сопротивление от величины тока не зависит. Его определяем по [3,табл.П1-5]: $x'_0 = 0,381 \text{ Ом / км}.$

Погонное индуктивное сопротивление линии:

$$x_{0(10)} = x'_0 + x''_{0(10)} = 0,381 + 0,93 = 1,31 \text{ Ом / км};$$

$$x_{0(30)} = x'_0 + x''_{0(30)} = 0,381 + 2,01 = 2,39 \text{ Ом / км}.$$

Определяем параметры схемы замещения:

$$R_{(10)} = r_{0(10)} \cdot L = 5,5 \cdot 4 = 22 \text{ Ом};$$

$$R_{(30)} = r_{0(30)} \cdot L = 7,5 \cdot 4 = 28,4 \text{ Ом};$$

$$X_{(10)} = x_{0(10)} \cdot L = 1,31 \cdot 4 = 5,24 \text{ Ом};$$

$$X_{(30)} = x_{0(30)} \cdot L = 2,39 \cdot 4 = 9,56 \text{ Ом}.$$

ЗАДАЧА 1.5. Определить активное и индуктивное сопротивления кабельной линии 10 кВ длиной 260 м, выполненной пучком из 6 кабелей типа ААБ 3х240.

РЕШЕНИЕ. Погонные параметры кабеля определяем по [3,табл.П.1-9]

$$r_0 = 0,129 \text{ Ом / км}; \quad x_0 = 0,075 \text{ Ом / км}.$$

Рассчитываем сопротивления линии:

$$R = \frac{r_0 L}{n} = \frac{0,129 \cdot 0,26}{6} = 5,59 \cdot 10^{-3} \text{ Ом}; \quad X = \frac{x_0 L}{n} = \frac{0,075 \cdot 0,26}{6} = 3,25 \cdot 10^{-3} \text{ Ом}.$$

ЗАДАЧА 1.6. На понижающей подстанции 110/6 кВ установлены 2 трансформатора ТМН-6300/110, включенные на параллельную работу. Определить параметры схемы замещения подстанции, приведенные к стороне высшего напряжения и найти потери мощности в ней, если нагрузка подстанции составляет:

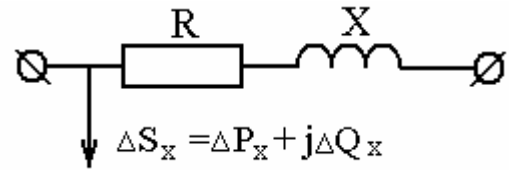
$$S_{нагр} = 7,5 + j 5,2 \text{ МВА}.$$

РЕШЕНИЕ. По [1, табл. П7] находим каталожные данные трансформаторов:

$$U_{\text{в ном}} = 115 \text{ кВ}; \quad U_{\text{н ном}} = 6,6 \text{ кВ}; \quad U_{\text{к}} = 10,5 \%;$$

$$\Delta P_{\text{к}} = 44 \text{ кВт}; \quad \Delta P_{\text{х}} = 11,5 \text{ кВт}; \quad I_{\text{х}} = 0,8 \%.$$

Составляем схему замещения подстанции:



Определяем параметры одного трансформатора.

$$R_T = \Delta P_{\text{к}} \cdot \frac{U_{\text{в ном}}^2}{S_{\text{ном}}^2} = 0,044 \cdot \frac{115^2}{6,3^2} = 14,7 \text{ Ом};$$

$$X_T = \frac{U_{\text{к}\%}}{100} \cdot \frac{U_{\text{в ном}}^2}{S_{\text{ном}}} = \frac{10,5}{100} \cdot \frac{115^2}{6,3} = 220,4 \text{ Ом};$$

$$\Delta Q_{\text{х}} = \frac{I_{\text{х}\%}}{100} \cdot S_{\text{ном}} = \frac{0,8}{100} \cdot 6,3 = 0,0504 \text{ Мвар}.$$

Определяем параметры схемы замещения подстанции, учитывая, что на ней 2 трансформатора.

$$R = \frac{R_T}{n} = \frac{14,7}{2} = 7,35 \text{ Ом}; \quad X = \frac{X_T}{n} = \frac{220,4}{2} = 110,2 \text{ Ом}.$$

$$\Delta S_{\text{х}} = 2(\Delta P_{\text{х}} + j\Delta Q_{\text{х}}) = 2(0,0115 + j0,0504) = 0,023 + j0,1008 \text{ МВА}.$$

Определяем потери мощности на подстанции.

$$\Delta P = \frac{1}{n} \cdot \Delta P_{\text{к}} \cdot \frac{S_{\text{нагр}}^2}{S_{\text{ном}}^2} + n \cdot \Delta P_{\text{х}} = \frac{1}{2} \cdot 0,0144 \cdot \frac{7,5^2 + 5,2^2}{6,3^2} + 2 \cdot 0,0115 = 0,0692 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q = \frac{1}{n} \cdot \frac{U_{\text{к}\%}}{100} \cdot \frac{S_{\text{нагр}}^2}{S_{\text{ном}}} + n \cdot \frac{I_{\text{х}\%}}{100} \cdot S_{\text{ном}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{7,5^2 + 5,2^2}{6,3} + 2 \cdot \frac{0,8}{100} \cdot 6,3 = 0,795 \text{ Мвар}.$$

Здесь $n = 2$ - количество трансформаторов на подстанции.

ЗАДАЧА 1.7. На районной понижающей подстанции установлены два трехобмоточных трансформатора ТДТН - 40 000 / 220 с соотношением мощностей обмоток 100 % / 100 % / 100 % со следующими каталожными данными:

$$U_{\text{в ном}} = 230 \text{ кВ}; \quad U_{\text{с ном}} = 38,5 \text{ кВ}; \quad U_{\text{н ном}} = 11 \text{ кВ};$$

$$U_{\text{к в-с}} = 12,5 \%; \quad U_{\text{к с-н}} = 9,5 \%; \quad U_{\text{к в-н}} = 22 \%;$$

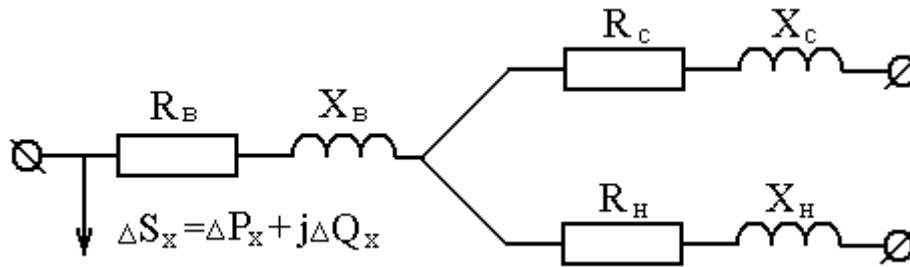
$$\Delta P_{\text{к в-с}} = 220 \text{ кВт}; \quad \Delta P_{\text{х}} = 55 \text{ кВт}; \quad I_{\text{х}} = 1,1 \%.$$

Нагрузка на шинах среднего и низшего напряжения составляет:

$$S_c = 30 + j 25 \text{ MVA}; \quad S_n = 30 + j 25 \text{ MVA}.$$

Определить приведенные к стороне высшего напряжения параметры схемы замещения двух параллельно включенных трансформаторов и общие потери мощности в них.

РЕШЕНИЕ . Составляем схему замещения.



Определяем напряжения короткого замыкания, соответствующие лучам схемы замещения.

$$U_{кв} = 0,5 (U_{кв-н} + U_{кв-с} - U_{кс-н}) = 0,5 (22 + 12,5 - 9,5) = 12,5\%;$$

$$U_{кс} = 0,5 (U_{кв-с} + U_{кс-н} - U_{кв-н}) = 0,5 (12,5 + 9,5 - 22) = 0\%;$$

$$U_{кн} = 0,5 (U_{кв-н} + U_{кс-н} - U_{кв-с}) = 0,5 (22 + 9,5 - 12,5) = 9,5\%.$$

Поскольку значение ΔP_k задано только при одном опыте короткого замыкания, а номинальные мощности всех обмоток по условию равны, то принимаем, что при всех опытах короткого замыкания ΔP_k имеют одну и ту же величину. Поэтому:

$$\Delta P_{кв} = 0,5 (\Delta P_{кв-н} + \Delta P_{кв-с} - \Delta P_{кс-н}) = 0,5 \Delta P_{кв-с} = 0,5 \cdot 0,22 = 0,11 \text{ MBm};$$

$$\Delta P_{кв} = \Delta P_{кс} = \Delta P_{кн} = 0,11 \text{ MBm}.$$

При этом активные сопротивления лучей также равны между собой:

$$R_{с} = R_c = R_n = \frac{1}{n} \Delta P_{кв} \frac{U_{с ном}^2}{S_{ном}^2} = \frac{1}{2} \cdot 0,11 \cdot \frac{230^2}{40^2} = 1,82 \text{ Ом}.$$

Определяем индуктивные сопротивления схемы замещения:

$$X_{\epsilon} = \frac{1}{n} \cdot \frac{U_{\kappa \epsilon}}{100} \cdot \frac{U_{\epsilon \text{ ном}}^2}{S_{\text{ном}}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{12,5}{100} \cdot \frac{230^2}{40} = 82,7 \text{ Ом};$$

$$X_c = \frac{1}{n} \cdot \frac{U_{\kappa c}}{100} \cdot \frac{U_{\epsilon \text{ ном}}^2}{S_{\text{ном}}} = 0;$$

$$X_H = \frac{1}{n} \cdot \frac{U_{\kappa H}}{100} \cdot \frac{U_{\epsilon \text{ ном}}^2}{S_{\text{ном}}} = \frac{1}{2} \cdot \frac{9,5}{100} \cdot \frac{230^2}{40} = 62,8 \text{ Ом}.$$

Определяем потери холостого хода:

$$\Delta S_x = n (\Delta P_x + j \frac{I_{x\%}}{100} S_{\text{ном}}) = 2 (0,055 + j \frac{1,1}{100} \cdot 40) = 0,11 + j0,88 \text{ МВА}.$$

Определяем общие потери мощности в трансформаторах. При этом считаем, что $\underline{S}_{\epsilon} = \underline{S}_c = \underline{S}_H$:

$$\begin{aligned} \Delta P &= \frac{1}{n} \left(\Delta P_{\kappa \epsilon} \frac{\underline{S}_{\epsilon}^2}{S_{\text{ном}}^2} + \Delta P_{\kappa c} \frac{\underline{S}_c^2}{S_{\text{ном}}^2} + \Delta P_{\kappa H} \frac{\underline{S}_H^2}{S_{\text{ном}}^2} \right) + n \Delta P_x = \\ &= \frac{1}{2} \left(0,11 \cdot \frac{60^2 + 50^2}{40^2} + 0,11 \cdot \frac{30^2 + 25^2}{40^2} + 0,11 \cdot \frac{30^2 + 25^2}{40^2} \right) + 2 \cdot 0,055 = 0,425 \text{ МВт}; \\ \Delta Q &= \frac{1}{n} \left(\frac{U_{\kappa \epsilon \%}}{100} \cdot \frac{\underline{S}_{\epsilon}^2}{S_{\text{ном}}} + \frac{U_{\kappa c \%}}{100} \cdot \frac{\underline{S}_c^2}{S_{\text{ном}}} + \frac{U_{\kappa H \%}}{100} \cdot \frac{\underline{S}_H^2}{S_{\text{ном}}} \right) + n \frac{I_{x\%}}{100} S_{\text{ном}} = \\ &= \frac{1}{2} \left(\frac{12,5}{100} \cdot \frac{60^2 + 50^2}{40} + 0 + \frac{9,5}{100} \cdot \frac{30^2 + 25^2}{40} \right) + 2 \cdot \frac{1,1}{100} \cdot 40 = 12,22 \text{ Мвар}. \end{aligned}$$

ЗАДАЧА 1.8. Определить параметры схемы замещения трехобмоточного автотрансформатора АТДЦТН-200 000/220/110. Расчетная мощность обмотки низшего напряжения. $S_{H \text{ ном}} = 0,5 S_{\text{ном}}$. Автотрансформатор имеет следующие каталожные данные:

$$U_{\epsilon \text{ ном}} = 230 \text{ кВ}; \quad U_{c \text{ ном}} = 121 \text{ кВ}; \quad U_{H \text{ ном}} = 11 \text{ кВ};$$

$$U_{\kappa \epsilon - c} = 11\%; \quad U_{\kappa c - H} = 20\% \quad U_{\kappa \epsilon - H} = 32\%;$$

$$\Delta P_{\kappa \epsilon - c} = 430 \text{ кВт}; \quad \Delta P_{\kappa \epsilon - H} = 360 \text{ кВт}; \quad \Delta P_{\kappa c - H} = 320 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_x = 125 \text{ кВт}; \quad I_x = 0,5 \text{ \%}.$$

РЕШЕНИЕ. Приводим потери мощности в режиме короткого замыкания ВН и СН к номинальной мощности трансформатора. Так как в соответствии с условиями задачи мощность обмотки низшего напряжения составляет 0,5 от номинальной мощности трансформатора, то:

$$\Delta P_{\text{кв-н}} = \frac{360}{0,5^2} = 1440 \text{ кВт}; \quad \Delta P_{\text{кс-н}} = \frac{320}{0,5^2} = 1280 \text{ кВт}.$$

Определяем потери мощности короткого замыкания и напряжения короткого замыкания, соответствующие лучам схемы замещения.

$$\Delta P_{\text{кв}} = 0,5 (430 + 1440 - 1280) = 295 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{\text{кс}} = 0,5 (430 + 1280 - 1440) = 135 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{\text{кн}} = 0,5 (1440 + 1280 - 430) = 1145 \text{ кВт};$$

$$U_{\text{кв}} = 0,5 (11 + 32 - 20) = 11,5 \text{ \%};$$

$$U_{\text{кс}} = 0,5 (11 + 20 - 32) \approx 0 \text{ \%};$$

$$U_{\text{кн}} = 0,5 (20 + 32 - 11) = 20,5 \text{ \%}.$$

Определяем параметры схемы замещения.

$$R_{\text{в}} = \Delta P_{\text{кв}} \frac{U_{\text{в ном}}^2}{S_{\text{ном}}^2} = 0,295 \cdot \frac{230^2}{200^2} = 0,35 \text{ Ом};$$

$$R_{\text{с}} = \Delta P_{\text{кс}} \frac{U_{\text{в ном}}^2}{S_{\text{ном}}^2} = 0,135 \cdot \frac{230^2}{200^2} = 0,18 \text{ Ом};$$

$$R_{\text{н}} = \Delta P_{\text{кн}} \frac{U_{\text{в ном}}^2}{S_{\text{ном}}^2} = 1,145 \cdot \frac{230^2}{200^2} = 1,51 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{в}} = \frac{U_{\text{кв \%}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{в ном}}^2}{S_{\text{ном}}} = \frac{11,5}{100} \cdot \frac{230^2}{200} = 30,4 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{с}} = 0;$$

$$X_{\text{н}} = \frac{U_{\text{кн \%}}}{100} \cdot \frac{U_{\text{в ном}}^2}{S_{\text{ном}}} = \frac{20,5}{100} \cdot \frac{230^2}{200} = 54,2 \text{ Ом};$$

$$\Delta S_x = \Delta P_x + j \frac{I_{\text{x \%}}}{100} S_{\text{ном}} = 0,125 + j \frac{0,5}{100} \cdot 200 = 0,125 + j 1,00 \text{ МВА};$$

2. РАСЧЕТ РЕЖИМОВ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Расчет режима любой электрической цепи предполагает определение напряжений в узлах и токов в ветвях. При расчете режимов электрических сетей вместо токов обычно используют потоки мощности в линиях электропередачи. Принципиальной разницы здесь нет, но такое представление более удобно, поскольку как источники, так и потребители электроэнергии чаще задаются своими мощностями. Пользуются при этом известными законами Ома и Кирхгофа, но по уравнениям, составленным применительно к потокам мощности. А уже после расчета режима определяют, если необходимо, и токи. Следует иметь в виду, что во всех используемых формулах следует подставлять линейное значение напряжения, сопротивления отдельных фаз и суммарные потоки мощности (то есть во всех трех фазах). При расчете режимов линий электропередачи интерес представляют 4 величины: напряжение и мощность в начале линии и напряжение и мощность в конце линии. При этом две из них должны быть заданы, а две оставшиеся подлежат расчету. Порядок и методы расчета определяются тем, какие именно величины заданы и какие необходимо определить. В данном разделе рассматриваются случаи расчета, наиболее часто встречающиеся на практике, а именно, когда заданы мощность и напряжение нагрузки, а мощность и напряжение в начале требуется определить, или когда заданы мощность нагрузки и напряжение в начале, а определить нужно напряжение в конце. Часто при расчете режима линии требуется также определить потери мощности и потери напряжения. Перед выполнением расчетов рекомендуется изучить [1, с.97...116, 127...130].

Для расчета режимов линий до 220 кВ используют схемы замещения с сосредоточенными параметрами, при более высоких напряжениях необходимо учитывать и волновые явления. Поэтому для расчета необходимы погонные параметры, а также некоторые волновые параметры. Более подробно об этом см. [2, с.144...145].

ЗАДАЧА 2.1. Определить, какое напряжение необходимо поддерживать в начале ВЛ-10 кВ, параметры которой были определены в задаче 1.1, чтобы при нагрузке $25 + j11$ А в конце линии было напряжение 10,2 кВ. Найти потери мощности в линии.

РЕШЕНИЕ. При решении будем использовать фазные значения напряжений. Напряжение в конце линии составляет:

$$U_{2\phi} = \frac{U_{2л}}{\sqrt{3}} = \frac{10,2}{\sqrt{3}} = 5,89 \text{ кВ}.$$

Определяем напряжение в начале линии.

$$U_{1\phi} = U_{2\phi} + I_{12} \cdot Z_{12} = 5,89 \cdot 10^3 + (25 + j11) \cdot (6,23 + j2,93) = 6083 + j142 \text{ В.}$$

Модуль линейного напряжения в начале линии:

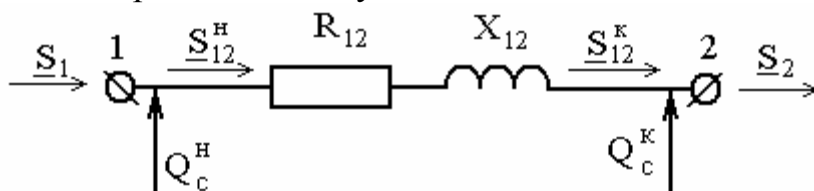
$$U_1 = \sqrt{3} \cdot \sqrt{U_{1\phi a}^2 + U_{1\phi p}^2} = \sqrt{3} \cdot \sqrt{6,083^2 + 0,142^2} = 10,54 \text{ кВ.}$$

Потери мощности в линии:

$$\Delta S_{12} = 3 I_{12}^2 Z_{12} = 3 (25^2 + 11^2) (6,23 + j2,93) \cdot 10^{-3} = 13,94 + j6,56 \text{ кВА.}$$

ЗАДАЧА 2.2. Рассчитать параметры режима ВЛ-110кВ, рассмотренной в задаче 1.2, которая питает нагрузку $45 + j20$ МВА. Напряжение в конце линии 108 кВ.

РЕШЕНИЕ. Приводим схему замещения линии.



Поскольку задана точная величина напряжения в конце линии, уточняем зарядную мощность в конце линии:

$$Q_c^K = U_2^2 \cdot \frac{b}{2} = 108^2 \cdot 1,83 \cdot 10^{-4} = 2,13 \text{ Мвар.}$$

Мощность в конце линии определяем по первому закону Кирхгофа.

$$\underline{S}_{12}^K = \underline{S}_2 - jQ_c^K = 45 + j20 - j2,13 = 45 + j12,87 \text{ МВА.}$$

Теперь определяем потери мощности в линии:

$$\Delta P_{12} = \frac{(P_{12}^K)^2 + (Q_{12}^K)^2}{U_2^2} R_{12} = \frac{45^2 + 12,87^2}{108^2} \cdot 7,97 = 1,60 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{12} = \frac{(P_{12}^K)^2 + (Q_{12}^K)^2}{U_2^2} X_{12} = \frac{45^2 + 12,87^2}{108^2} \cdot 12,16 = 2,44 \text{ Мвар.}$$

По первому закону Кирхгофа определяем мощность в начале линии:

$$\underline{S}_{12}^H = \underline{S}_{12}^K + \Delta P_{12} + j\Delta Q_{12} = 45 + j17,87 + 1,60 + j2,44 = 46,60 + j20,31 \text{ МВА.}$$

Определяем продольную и поперечную составляющие падения напряжения в линии:

$$\Delta U_{12} = \frac{P_{12}^K R_{12} + Q_{12}^K X_{12}}{U_2} = \frac{45 \cdot 7,97 + 17,87 \cdot 12,16}{108} = 5,33 \text{ кВ};$$

$$\delta U_{12} = \frac{P_{12}^{\kappa} X_{12} + Q_{12}^{\kappa} R_{12}}{U_2} = \frac{45 \cdot 12,16 + 17,87 \cdot 7,97}{108} = 3,75 \text{ кВ}.$$

Находим напряжение в начале линии и угол сдвига фаз между напряжениями в конце и в начале линии:

$$U_1 = \sqrt{(U_2 + \Delta U_{12})^2 + (\delta U_{12})^2} = \sqrt{(108 + 5,33)^2 + 3,75^2} = 113,39 \text{ кВ};$$

$$\delta = \arctg \frac{\delta U_{12}}{U_2 + \Delta U_{12}} = \arctg \frac{3,75}{108 + 5,33} = 1,9 \text{ град}.$$

А теперь для сравнения найдем напряжение в начале линии приближенно, учитывая только продольную составляющую падения напряжения:

$$U_1 \approx U_2 + \Delta U_2 = 108 + 5,33 = 113,33 \text{ кВ}.$$

Ошибка составляет менее 0,06%. Это подтверждает допустимость определения потери напряжения в линиях до 220кВ приближенно, только по продольной составляющей падения напряжения.

С учетом зарядной мощности в начале линии находим мощность, “втекающую” в линию со стороны питающей подстанции:

$$Q_c^H = U_1^2 \cdot \frac{b}{2} = 113,3^2 \cdot 1,83 \cdot 10^{-4} = 2,35 \text{ Мвар};$$

$$\underline{S}_1 = \underline{S}_{12}^H - j Q_c^H = 46,60 + j 20,21 - j 2,35 = 46,60 + j 17,96 \text{ МВА}.$$

ЗАДАЧА 2.3. От районной понижающей подстанции, на шинах которой поддерживается напряжение 119 кВ, отходит двухцепная ВЛ-110 кВ, параметры схемы замещения которой определены в задаче 1.2. Линия питает нагрузку $\underline{S}_2 = 58 + j 25 \text{ МВА}$. Рассчитать параметры электрического режима линии и определить к.п.д. электропередачи.

РЕШЕНИЕ. Проводим решение в 2 этапа. Сначала, двигаясь от конца линии к ее началу, определяем потоки мощности, считая напряжение равным номинальному. Затем, двигаясь от начала к концу, определяем потерю напряжения в линии и напряжение в конце.

Поток мощности в конце линии:

$$\underline{S}_{12}^{\kappa} = \underline{S}_2 - j Q_c^{\kappa} = 58 + j 25 - j 2,21 = 58 + j 22,79 \text{ МВА}.$$

Потери мощности в линии:

$$\Delta P_{12} = \frac{(P_{12}^{\kappa})^2 + (Q_{12}^{\kappa})^2}{U_{ном}^2} R_{12} = \frac{58^2 + 22,79^2}{110^2} \cdot 7,97 = 2,56 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{12} = \frac{(P_{12}^{\kappa})^2 + (Q_{12}^{\kappa})^2}{U_{ном}^2} X_{12} = \frac{58^2 + 22,79^2}{110^2} \cdot 12,16 = 3,90 \text{ Мвар}.$$

Поток мощности в начале линии:

$$\underline{S}_{12}^H = \underline{S}_{12}^{\kappa} + \Delta P_{12} + j \Delta Q_{12} = 58 + j 22,79 + 2,56 + j 3,90 = 60,56 + j 26,69 \text{ МВА}.$$

Потеря напряжения в линии (определяется по данным начала):

$$\Delta U_{12} = \frac{P_{12}^H R_{12} + Q_{12}^H X_{12}}{U_1} = \frac{60,56 \cdot 7,97 + 26,69 \cdot 12,16}{119} = 6,78 \text{ кВ};$$

Напряжение в конце линии: $U_2 = U_1 - \Delta U_{12} = 119 - 6,78 = 112,22 \text{ кВ}.$

Определяем к.п.д. электропередачи.

$$\eta = \frac{P_{12}^{\kappa}}{P_{12}^H} \cdot 100\% = \frac{58}{60,56} \cdot 100\% = 95,77\%.$$

ЗАДАЧА 2.4. По линии межсистемной связи ЛЭП-500 кВ, параметры которой рассмотрены в задаче 1.3, в режиме наибольших нагрузок на приемную подстанцию поступает мощность $620+j180$ МВА, а в режиме наименьших нагрузок $240+j110$ МВА. Напряжение в конце линии в этих режимах составляет соответственно 522 кВ и 504 кВ. Найти напряжение и мощность в начале линии, углы между векторами напряжений в начале и в конце линии, а также реактивную мощность, генерируемую линией в этих режимах. Активными потерями в линии пренебречь.

РЕШЕНИЕ. Поскольку длина рассматриваемой линии значительно больше 300 км, то, согласно [1], необходимо учитывать распределенность параметров, поэтому проводим расчет не по схеме замещения, а представляя линию в виде пассивного четырехполюсника. Для него справедливы соотношения:

$$\begin{aligned} \underline{U}_1 &= A \underline{U}_2 + \sqrt{3} B \underline{I}_2; \\ \underline{I}_1 &= \frac{1}{\sqrt{3}} C \underline{U}_2 + D \underline{I}_2. \end{aligned}$$

Коэффициенты четырехполюсника определяем по [2, табл. 6.84].

Находим токи в конце линии в обоих режимах.

$$\begin{aligned} \underline{I}_2' &= \frac{\underline{S}_2'}{\sqrt{3} \underline{U}_2} = \frac{620 - j180}{\sqrt{3} \cdot 522} \cdot 10^3 = 714 e^{-j16^\circ}; \\ \underline{I}_2'' &= \frac{\underline{S}_2''}{\sqrt{3} \underline{U}_2} = \frac{240 - j110}{\sqrt{3} \cdot 504} \cdot 10^3 = 302 e^{-j25^\circ}. \end{aligned}$$

Определяем напряжение, ток и мощность в начале линии в режиме наибольших нагрузок:

$$\begin{aligned}\underline{U}_1' &= \underline{U}_2' \cos \lambda_B + j \sqrt{3} \underline{Z}_c \underline{I}_2' \sin \lambda_B = \\ &= 522 \cos 27^\circ + j \sqrt{3} \cdot 284 \cdot 714 e^{-j16^\circ} \cdot 10^{-3} \cdot \sin 27^\circ = 531 e^{j17^\circ} \text{ кВ};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\underline{I}_1' &= j \frac{\underline{U}_2'}{\sqrt{3} \underline{Z}_c} \sin \lambda_B + \underline{I}_2' \cos \lambda_B = \\ &= j \frac{522}{\sqrt{3} \cdot 284} \cdot 10^3 \cdot \sin 27^\circ + 714 e^{-j16^\circ} \cdot \cos 27^\circ = 683 e^{j27^\circ} \text{ А}.\end{aligned}$$

$$\underline{S}_1' = \sqrt{3} \underline{U}_1' \underline{I}_1' = \sqrt{3} \cdot 531 e^{j17^\circ} \cdot 683 e^{-j27^\circ} \cdot 10^{-3} = 620 - j109 \text{ МВА}.$$

Здесь: $\lambda_B = 27^\circ$ - волновая длина линии (по результатам решения задачи 1.3).

$\underline{Z}_c = 284 \text{ Ом}$ - волновое сопротивление линии (Принято чисто активным, поскольку линия без потерь).

То же, в режиме наименьших нагрузок:

$$\begin{aligned}\underline{U}_1'' &= \underline{U}_2'' \cos \lambda_B + j \sqrt{3} \underline{Z}_c \underline{I}_2'' \sin \lambda = \\ &= 504 \cos 27^\circ + j \sqrt{3} \cdot 284 \cdot 302 e^{-j25^\circ} \cdot 10^{-3} \cdot \sin 27^\circ = 481 e^{j7^\circ} \text{ кВ};\end{aligned}$$

$$\begin{aligned}\underline{I}_1'' &= j \frac{\underline{U}_2''}{\sqrt{3} \underline{Z}_c} \sin \lambda_B + \underline{I}_2'' \cos \lambda_B = \\ &= j \frac{504}{\sqrt{3} \cdot 284} \cdot 10^3 \cdot \sin 27^\circ + 302 e^{-j26^\circ} \cdot \cos 27^\circ = 430 e^{j55^\circ} \text{ А}.\end{aligned}$$

$$\underline{S}_1'' = \sqrt{3} \underline{U}_1'' \underline{I}_1'' = \sqrt{3} \cdot 481 e^{j7^\circ} \cdot 430 e^{-j55^\circ} \cdot 10^{-3} = 240 - j256 \text{ МВА}.$$

Определяем углы между векторами напряжений в начале и в конце линии и реактивную мощность, генерируемую линией.

В режиме наибольших нагрузок:

$$\begin{aligned}\delta_{12}' &= \varphi_1' - \varphi_2' = 17^\circ - 0 = 17^\circ; \\ Q_L' &= Q_2' - Q_1' = 180 - (-109) = 289 \text{ Мвар}.\end{aligned}$$

В режиме наименьших нагрузок:

$$\begin{aligned}\delta_{12}'' &= \varphi_1'' - \varphi_2'' = 7^\circ - 0 = 7^\circ; \\ Q_L'' &= Q_2'' - Q_1'' = 110 - (-226) = 336 \text{ Мвар}.\end{aligned}$$

3. РАСЧЕТ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

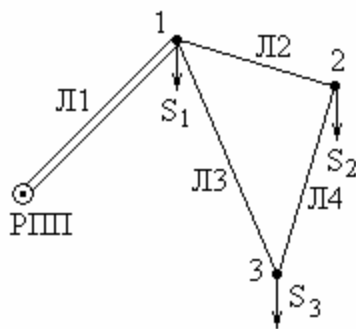
При расчете режима сети удобно предварительно определить расчетные нагрузки подстанций, представляющие собой собственно нагрузки потребителей с учетом потерь мощности в трансформаторах подстанций потребителей и зарядной мощности линий, прилегающих к подстанциям. [1, с.116...120].

Порядок дальнейшего расчета зависит от конфигурации сети. Режим радиально-магистральной сети рассчитывают в два этапа. На первом этапе, двигаясь от концов магистралей к их началам, последовательно определяют поток мощности в конце каждой линии, потери мощности и поток мощности в начале. При этом напряжения всех участков принимаются равными номинальному значению. На втором этапе, двигаясь от начал магистралей к концам, определяют потери напряжения по участкам и действительные напряжения на каждой подстанции [1, с.110...116]. Расчет режима магистральной линии с двухсторонним питанием начинают с определения потоков мощности на головных участках, а затем, в соответствии с первым законом Кирхгофа определяют потоки всех остальных участков (без учета потерь) с тем, чтобы найти точки потокораздела. Далее, разбив магистраль на две части по точке потокораздела, уточняют потоки с учетом потерь и определяют напряжения, как для разомкнутой сети [1, с.137...152]. Если рассчитывается режим кольцевой сети, то она условным разрезанием по источнику питания вначале превращается в линию с двухсторонним питанием. Если сеть сложноразветвленная, то специальным преобразованием [1, с.454...466] ее предварительно приводят к кольцевой сети и находят приближенное (без учета потерь) потокораспределение. Затем обратным преобразованием находят потоки мощности на всех участках исходной сети. После этого определяют точки потокораздела, делят по ним сеть на радиально-магистральные линии и уточняют режим, как указано выше.

При расчете режимов сетей большой сложности используют методы, основанные на составлении и решении систем уравнений узловых напряжений. Эти методы предполагают использования ЭВМ и специального программного обеспечения и здесь не рассматриваются.

Если сеть состоит из участков с разными номинальными напряжениями, то расчет потокораспределения вначале производится так же, как и для сети с одним напряжением, но только дополнительно учитываются потери мощности в трансформаторах связи. А на втором этапе, то есть при расчете напряжений, в расчетную схему вводятся идеальные трансформаторы, которые устанавливаются в пунктах, где стыкуются участки разных напряжений, и при переходе этих точек напряжение умножается на их коэффициенты трансформации [1, с.122...127].

ЗАДАЧА 3.1. Определить расчетную нагрузку подстанции 1, подключенной к сети 110кВ. На подстанции установлены два трансформатора ТДН-6300/110. Параметры сети и ее схема приведены ниже:



Линия	Марка провода	Кол-во цепей	Длина, км	b ₀ , См/км
Л1	АС-96/16	2	60	2,74·10 ⁻⁶
Л2	АС-70/11	1	30	2,66·10 ⁻⁶
Л3	АС-70/11	1	40	2,66·10 ⁻⁶
Л4	АС-70/11	1	35	2,77·10 ⁻⁶

Выполнить расчет для следующих случаев: режим наибольших нагрузок ($S_1 = S'_1 = 7,5 + j 5,2 \text{ МВА}$); послеаварийный режим, возникающий после отключения одной из цепей линии Л₁ (при $S_1 = S'_1$); послеаварийный режим, возникающий после отключения линии Л₂ (при $S_1 = S'_1$); нормальный режим наименьших нагрузок ($S_1 = S''_1 = 3 + j 2 \text{ МВА}$).

РЕШЕНИЕ. Составляем схему замещения п/ст 1, используя результаты, полученные при решении задачи 1.6. Определяем нагрузку подстанции, приведенную к шинам высшего напряжения S_1^B .

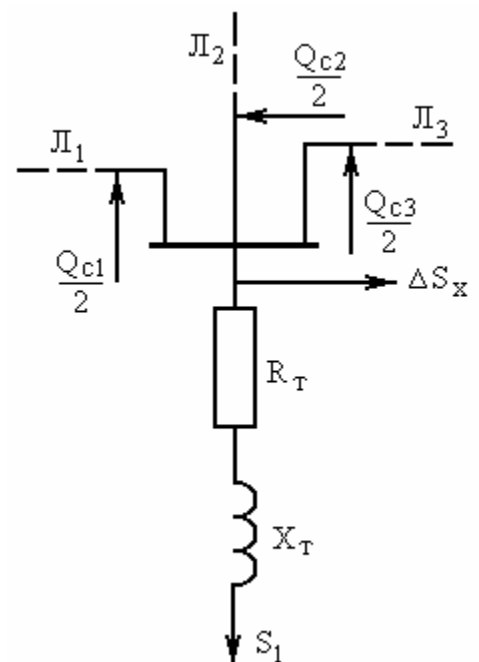
В режиме наибольших нагрузок она составляет: $\underline{S}_1^B = \underline{S}'_1 + \Delta P'_T + j \Delta Q'_T =$
 $= 7,5 + j 5,2 + 0,069 + j 0,795 =$
 $= 7,569 + j 5,995 \text{ МВА}.$

В режиме наименьших нагрузок вначале определяем потери мощности в трансформаторах, а затем приведенную нагрузку подстанции:

$$\Delta P_T'' = \frac{1}{2} \Delta P_{\kappa} \frac{(S_1'')^2}{S_{ном}^2} + 2 \cdot \Delta P_x = \frac{1}{2} \cdot 0,044 \cdot \frac{3^2 + 2^2}{6,3^2} + 2 \cdot 0,0115 = 0,030 \text{ Мвт}.$$

$$\Delta Q_T'' = \frac{1}{2} \frac{U_{\kappa\%}}{100} \frac{(S_1'')^2}{S_{ном}} + 2 \frac{I_{x\%}}{100} S_{ном} = \frac{1}{2} \cdot \frac{10,5}{100} \cdot \frac{3^2 + 2^2}{6,3} + 2 \cdot \frac{0,8}{100} \cdot 6,3 = 0,209 \text{ Мвар}.$$

$$\underline{S}_1^{B''} = \underline{S}_1'' + \Delta P_T'' + j \Delta Q_T'' = 3 + j 2 + 0,030 + j 0,209 = 3,030 + j 2,209 \text{ МВА}.$$



Определяем зарядную мощность линий (см. задачу 1.2):

$$\frac{Q_{c1}}{2} = 2 \cdot U_{ном}^2 \cdot b_{01} \frac{L_1}{2} = 2 \cdot 110^2 \cdot 2,74 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{60}{2} = 1,99 \text{ Мвар};$$

$$\frac{Q_{c2}}{2} = U_{ном}^2 \cdot b_{02} \frac{L_2}{2} = 110^2 \cdot 2,66 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{30}{2} = 0,48 \text{ Мвар};$$

$$\frac{Q_{c3}}{2} = U_{ном}^2 \cdot b_{03} \frac{L_3}{2} = 110^2 \cdot 2,66 \cdot 10^{-6} \cdot \frac{40}{2} = 0,64 \text{ Мвар}.$$

Теперь можно найти расчетную нагрузку подстанции в режиме наибольших нагрузок.

$$\begin{aligned} \underline{S}_{расч} &= \underline{S}_1^B - j \left(\frac{Q_{c1}}{2} + \frac{Q_{c2}}{2} + \frac{Q_{c3}}{2} \right) = \\ &= 7,569 + j 5,995 - j (1,99 + 0,48 + 0,64) = 7,569 + j 2,885 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

В послеаварийном режиме, возникающем после отключения одной из цепей линии Л₁, зарядная мощность Q_{c1} уменьшается вдвое. В этом режиме:

$$\begin{aligned} \underline{S}_{расч} &= \underline{S}_1^B - j \left(0,5 \cdot \frac{Q_{c1}}{2} + \frac{Q_{c2}}{2} + \frac{Q_{c3}}{2} \right) = \\ &= 7,569 + j 5,995 - j (0,5 \cdot 1,99 + 0,48 + 0,64) = 7,569 + j 3,88 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

В послеаварийном режиме, возникающем после отключения линии Л₂, исчезает зарядная мощность Q_{c2}. Поэтому:

$$\begin{aligned} \underline{S}_{расч} &= \underline{S}_1^B - j \left(\frac{Q_{c1}}{2} + \frac{Q_{c3}}{2} \right) = \\ &= 7,569 + j 5,995 - j (1,99 + 0,64) = 7,569 + j 3,365 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

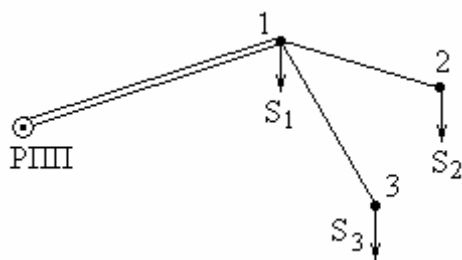
Определяем расчетную мощность подстанции в режиме наименьших нагрузок.

$$\begin{aligned} \underline{S}_{расч} &= \underline{S}_1^{''B} - j \left(\frac{Q_{c1}}{2} + \frac{Q_{c2}}{2} + \frac{Q_{c3}}{2} \right) = \\ &= 3,030 + j 2,209 - j (1,99 + 0,48 + 0,64) = 3,030 - j 0,901 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

ЗАДАЧА 3.2. Выполнить расчет режима электрической сети, показанной на рисунке. Параметры линий сети представлены в таблице. Расчетная нагрузка подстанций:

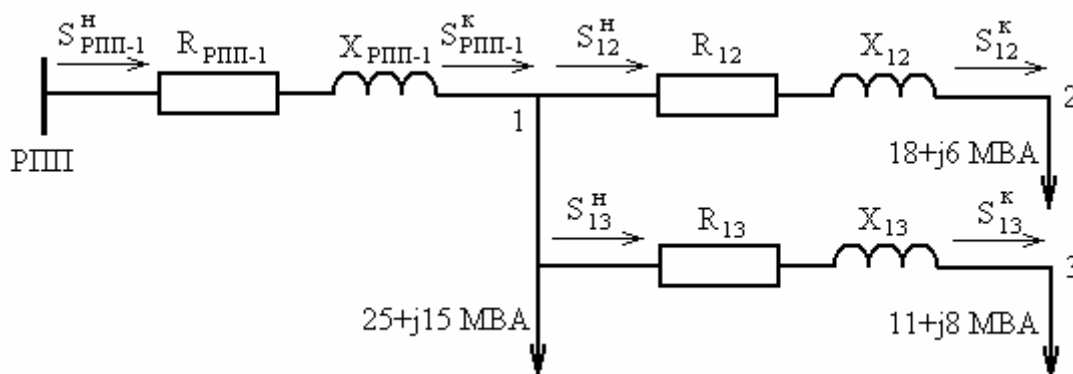
$$S_1 = 25 + j 15 \text{ МВА}; \quad S_2 = 11 + j 8 \text{ МВА}; \quad S_3 = 18 + j 6 \text{ МВА}.$$

На шинах РПП поддерживается напряжение 110 кВ.



Линия	R, Ом	X, Ом
РПП-1	7,97	12,16
1-2	9,42	12,87
1-3	11,3	15,44

РЕШЕНИЕ. Составляем схему замещения сети.



Выполняем первый этап расчета режима - определяем потокораспределение с учетом потерь в линиях. Мощность в конце и в начале участка 1-3:

$$\underline{S}_{13}^K = \underline{S}_3 = 18 + j6 \text{ MVA};$$

$$\Delta P_{13} = \frac{(P_{13}^K)^2 + (Q_{13}^K)^2}{U_{ном}^2} R_{13} = \frac{18^2 + 6^2}{110^2} \cdot 11,3 = 0,336 \text{ MW};$$

$$\Delta Q_{13} = \frac{(P_{13}^K)^2 + (Q_{13}^K)^2}{U_{ном}^2} X_{13} = \frac{18^2 + 6^2}{110^2} \cdot 15,44 = 0,459 \text{ Mvar};$$

$$\underline{S}_{13}^H = \underline{S}_{13}^K + \Delta P_{13} + j \Delta Q_{13} = 18 + j6 + 0,336 + j0,459 = 18,336 + j6,459 \text{ MVA}.$$

Мощность в конце и в начале участка 1-2:

$$\underline{S}_{12}^K = \underline{S}_2 = 11 + j8 \text{ MVA};$$

$$\Delta P_{12} = \frac{(P_{12}^K)^2 + (Q_{12}^K)^2}{U_{ном}^2} R_{12} = \frac{11^2 + 8^2}{110^2} \cdot 9,42 = 0,144 \text{ MW};$$

$$\Delta Q_{12} = \frac{(P_{12}^K)^2 + (Q_{12}^K)^2}{U_{ном}^2} X_{12} = \frac{11^2 + 8^2}{110^2} \cdot 12,87 = 0,197 \text{ Mvar};$$

$$\underline{S}_{12}^H = \underline{S}_{12}^K + \Delta P_{12} + j \Delta Q_{12} = 11 + j 8 + 0,144 + j 0,197 = 11,144 + j 8,197 \text{ МВА}.$$

Мощность в конце и в начале участка РПП-1:

$$\begin{aligned} \underline{S}_{РПП-1}^K &= \underline{S}_1 + \underline{S}_{12}^H + \underline{S}_{13}^H = 25 + j 15 + 11,144 + j 8,197 + 18,336 + j 6,459 = \\ &= 54,48 + j 29,656 \text{ МВА}; \end{aligned}$$

$$\Delta P_{РПП-1} = \frac{(P_{РПП-1}^K)^2 + (Q_{РПП-1}^K)^2}{U_{ном}^2} R_{РПП-1} = \frac{54,48^2 + 29,656^2}{110^2} \cdot 7,97 = 2,534 \text{ МВт};$$

$$\begin{aligned} \Delta Q_{РПП-1} &= \frac{(P_{РПП-1}^K)^2 + (Q_{РПП-1}^K)^2}{U_{ном}^2} X_{РПП-1} = \\ &= \frac{54,48^2 + 29,656^2}{110^2} \cdot 12,16 = 3,867 \text{ Мвар}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{S}_{РПП-1}^H &= \underline{S}_{РПП-1}^K + \Delta P_{РПП-1} + j \Delta Q_{РПП-1} = \\ &= 54,48 + j 29,66 + 2,53 + j 3,87 = 57,01 + j 33,53 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

Выполняем второй этап расчета режима - определяем напряжения на шинах высшего напряжения подстанций.

Потеря напряжения на участке РПП – 1:

$$\Delta U_{РПП-1} = \frac{P_{РПП-1}^H R_{РПП-1} + Q_{РПП-1}^H X_{РПП-1}}{U_{РПП}} = \frac{57,01 \cdot 7,97 + 33,53 \cdot 12,16}{116} = 7,43 \text{ кВ};$$

Напряжение на шинах подстанции 1:

$$U_1 = U_{РПП} - \Delta U_{РПП-1} = 116 - 7,43 = 108,57 \text{ кВ}.$$

Напряжение на шинах подстанции 2:

$$\Delta U_{12} = \frac{P_{12}^H R_{12} + Q_{12}^H X_{12}}{U_1} = \frac{11,144 \cdot 9,42 + 8,197 \cdot 12,87}{108,57} = 1,94 \text{ кВ};$$

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{12} = 108,57 - 1,94 = 106,63 \text{ кВ}.$$

Напряжение на шинах подстанции 3:

$$\Delta U_{13} = \frac{P_{13}^H R_{13} + Q_{13}^H X_{13}}{U_1} = \frac{18,34 \cdot 11,3 + 6,46 \cdot 15,44}{108,57} = 2,83 \text{ кВ};$$

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{13} = 108,57 - 2,83 = 105,74 \text{ кВ}.$$

Определяем наибольшую потерю напряжения.

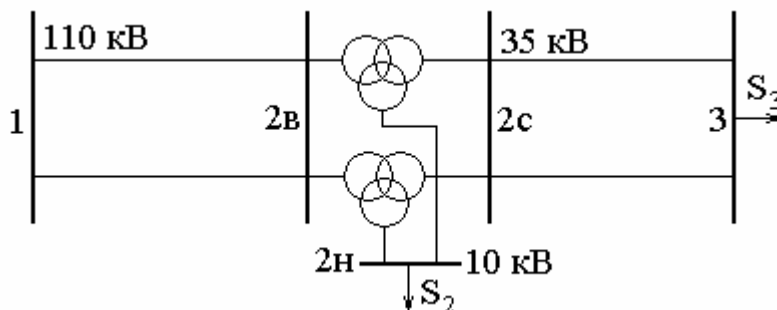
$$\Delta U_{\text{нб}\%} = \frac{U_{\text{РПП}} - U_{\text{нм}}}{U_{\text{РПП}}} \cdot 100\% = \frac{116 - 105,74}{116} \cdot 100\% = 8,84\%.$$

ЗАДАЧА 3.3 От шин 110 кВ подстанции 1 по двухцепной ВЛ осуществляется электроснабжение подстанции 2. На подстанции 2 установлены два трехобмоточных трансформатора ТДН 25000/110. К шинам низшего напряжения подключена нагрузка $S_2 = 13 + j8 \text{ MVA}$ (расчетное значение), а от шин среднего напряжения отходит двухцепная ВЛ-35кВ, питающая подстанцию 3, расчетная нагрузка которой $S_3 = 10 + j5,1 \text{ MVA}$. Параметры линий представлены в таблице.

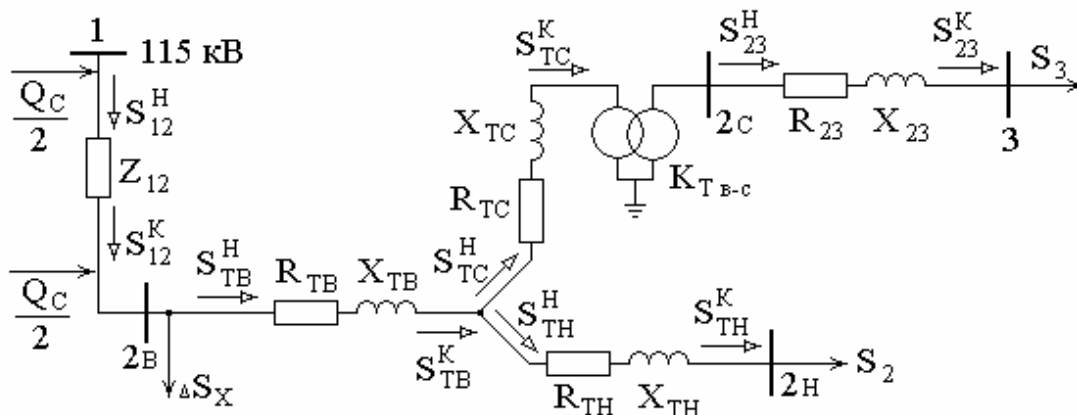
Линия	$U_{\text{ном}}, \text{ кВ}$	$L, \text{ км}$	$R_0, \text{ Ом/км}$	$X_0, \text{ Ом/км}$	$Q_{c0}, \text{ квар/км}$
1-2	110	64	0,249	0,380	34,6
2-3	35	18	0,314	0,411	-

Выполнить расчет режима этой сети (с двумя номинальными напряжениями) в нормальном режиме, если напряжение на шинах подстанции 1 составляет 115 кВ.

РЕШЕНИЕ. Составляем расчетную схему сети:



На основании расчетной схемы составляем схему замещения сети:



Параметры схемы замещения трехобмоточного трансформатора берем из [2, табл. 6.46]:

$$\Delta P_{\kappa} = 145 \text{ кВт}; \Delta P_x = 36 \text{ кВт}; \Delta Q_x = 350 \text{ квар}; R_{m\delta} = R_{mc} = R_{mn} = 1,5 \text{ Ом}; \\ X_{m\delta} = 54 \text{ Ом}; X_{mc} = 0; X_{mn} = 33 \text{ Ом}; U_{\text{в ном}} = 115 \text{ кВ}; U_{\text{с ном}} = 38,5 \text{ кВ}.$$

Определяем недостающие параметры схемы замещения сети.

$$\underline{Z}_{12} = (R_0 + jX_0) \cdot \frac{L}{2} = (0,249 + j0,380) \cdot \frac{64}{2} = 7,97 + j12,16 \text{ Ом};$$

$$\frac{Q_c}{2} = 2Q_{c0} \cdot \frac{L}{2} = 2 \cdot 24,6 \cdot 10^{-3} \cdot \frac{64}{2} = 2,21 \text{ Мвар};$$

$$R_{23} = R_0 \cdot \frac{L_{23}}{2} = 0,314 \cdot \frac{18}{2} = 2,83 \text{ Ом};$$

$$X_{23} = X_0 \cdot \frac{L_{23}}{2} = 0,411 \cdot \frac{18}{2} = 3,70 \text{ Ом}.$$

Определяем коэффициент трансформации идеального трансформатора.

$$k_{m\delta-c} = \frac{U_{\text{в ном}}}{U_{\text{с ном}}} = \frac{115}{38,5} = 2,99.$$

Производим расчет потокораспределения.

$$\underline{S}_{23}^{\kappa} = \underline{S}_3 = 10 + j5,1 \text{ МВА};$$

$$\Delta \underline{S}_{23} = \frac{(P_{23}^{\kappa})^2 + (Q_{23}^{\kappa})^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot (R_{23} + jX_{23}) = \frac{10^2 + 5,1^2}{35^2} \cdot (2,83 + j3,70) = \\ = 0,29 + j0,38 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{23}^H = \underline{S}_{23}^{\kappa} + \Delta \underline{S}_{23} = 10 + j5,1 + 0,29 + j0,38 = 10,29 + j5,48 \text{ МВА}.$$

Поток мощности через идеальный трансформатор:

$$\underline{S}_{mc}^{\kappa} = \underline{S}_{23}^H = 10,29 + j5,48 \text{ МВА}.$$

Продолжаем расчет потокораспределения.

$$\Delta \underline{S}_{mc} = \frac{(P_{mc}^{\kappa})^2 + (Q_{mc}^{\kappa})^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot (R_{mc} + jX_{mc}) = \frac{10,29^2 + 5,48^2}{110^2} \cdot (1,5 + j0) = 0,02 \text{ МВт}.$$

$$\underline{S}_{mc}^H = \underline{S}_{mc}^{\kappa} + \Delta \underline{S}_{mc} = 10,29 + j5,48 + 0,02 = 10,49 + j5,48 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{mn}^{\kappa} = \underline{S}_2 = 13 + j8 \text{ МВА};$$

$$\Delta \underline{S}_{mn} = \frac{(P_{mn}^{\kappa})^2 + (Q_{mn}^{\kappa})^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot (R_{mn} + jX) = \frac{13^2 + 8^2}{110^2} \cdot (1,5 + j33) = 0,03 + j0,64 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{mn}^H = \underline{S}_{mn}^K + \Delta \underline{S}_{mn} = 13 + j8 + 0,03 + 0,64 = 13,03 + j8,64 \text{ MVA};$$

$$\underline{S}_{m\sigma}^K = \underline{S}_{mc}^H + \underline{S}_{mn}^H = 10,49 + j5,48 + 13,03 + j8,64 = 23,52 + j14,12 \text{ MVA};$$

$$\Delta \underline{S}_{m\sigma} = \frac{(P_{m\sigma}^K)^2 + (Q_{m\sigma}^K)^2}{U_{ном}^2} \cdot (R_{m\sigma} + X_{m\sigma}) = \frac{23,52^2 + 14,12^2}{110^2} \cdot (1,5 + j54) = 0,09 + j3,36 \text{ MVA};$$

$$\underline{S}_{m\sigma}^H = \underline{S}_{m\sigma}^K + \Delta \underline{S}_{m\sigma} = 23,52 + j14,12 + 0,09 + j3,36 = 23,61 + j17,48 \text{ MVA};$$

$$\underline{S}_{12}^K = \underline{S}_{mn}^H + \Delta \underline{S}_x - j \frac{Q_c}{2} = 23,61 + j17,48 + 0,036 + j0,25 - j2,21 = 23,65 + j15,52 \text{ MVA};$$

$$\Delta \underline{S}_{12} = \frac{(P_{12}^K)^2 + (Q_{12}^K)^2}{U_{ном}^2} \cdot Z_{12} = \frac{23,65^2 + 15,52^2}{110^2} \cdot (7,97 + j12,16) = 0,53 + j0,80 \text{ MVA};$$

$$\underline{S}_{12}^H = \underline{S}_{12}^K + \Delta \underline{S}_{12} = 23,65 + j15,52 + 0,53 + j0,80 = 24,18 + j16,32 \text{ MVA}.$$

Производим расчет напряжений. При этом потерю напряжения в трансформаторе определяем приближенно, без учета поперечной составляющей.

$$\Delta U_{12} = \frac{P_{12}^H R_{12} + Q_{12}^H X_{12}}{U_1} = \frac{24,18 \cdot 7,97 + 16,32 \cdot 12,16}{110} = 3,56 \text{ кВ};$$

$$U_{2\sigma} = U_1 - \Delta U_{12} = 115 - 3,56 = 111,44 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{m\sigma} = \frac{P_{m\sigma}^2 R_{m\sigma} + Q_{m\sigma}^H X_{m\sigma}}{U_2} = \frac{23,61 \cdot 1,5 + 17,48 \cdot 54}{111,44} = 8,79 \text{ кВ};$$

$$U'_{2o} = U_{2\sigma} - \Delta U_{m\sigma} = 111,44 - 8,79 = 102,65 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{mn} = \frac{P_{mn}^H R_{mn} + Q_{mn}^H X_{mn}}{U'_{2o}} = \frac{13,03 \cdot 1,5 + 8,64 \cdot 33}{102,65} = 2,97 \text{ кВ};$$

$$\Delta U = \frac{P_{mc}^H R_{mc} + Q_{mc}^H X_{mc}}{U'_{2o}} = \frac{10,49 \cdot 1,5 + 5,48 \cdot 0}{102,65} = 0,15 \text{ кВ}.$$

Напряжение на шинах низшего напряжения подстанции 2, приведенное к стороне высшего напряжения:

$$U'_{2н} = U'_{2o} - \Delta U_{mn} = 102,65 - 2,97 = 99,68 \text{ кВ}.$$

Напряжение на шинах среднего напряжения подстанции 2, приведенное к стороне высшего напряжения:

$$U'_{2с} = U'_{2o} - \Delta U_{mc} = 102,65 - 0,15 = 102,5 \text{ кВ}.$$

Действительное значение этого же напряжения:

$$U_{2c} = \frac{U'_{2c}}{k_{тв-с}} = \frac{102,5}{2,99} = 34,28 \text{ кВ}.$$

Продолжаем расчет напряжений.

$$\Delta U_{23} = \frac{P_{23}^H R_{23} + Q_{23}^H X_{23}}{U_{2c}} = \frac{10,29 \cdot 2,83 + 5,48 \cdot 3,70}{34,28} = 1,44 \text{ кВ};$$

$$U_3 = U_{2c} - \Delta U_{23} = 34,28 - 1,44 = 32,84 \text{ кВ}.$$

Наибольшая потеря напряжения в рассматриваемой сети:

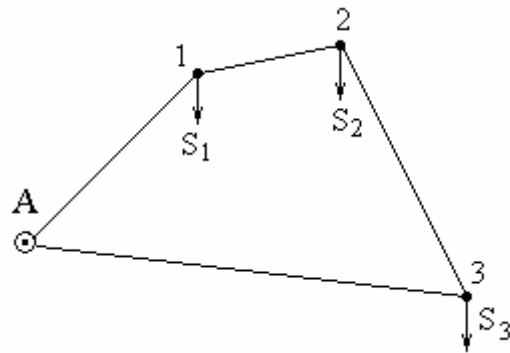
$$\Delta U_{н\delta\%} = \frac{U_1 - U_3 k_{тв-с}}{U_1} \cdot 100\% = \frac{115 - 32,84 \cdot 2,99}{115} \cdot 100\% = 14,6\%.$$

ЗАДАЧА 3.4. Электроснабжение трех промышленных потребителей осуществляется по кольцевой схеме от шин 110 кВ районной понизительной подстанции А. Расчетные нагрузки потребителей составляют:

$$S_1 = 16 + j11 \text{ МВА};$$

$$S_2 = 38 + j20 \text{ МВА};$$

$$S_3 = 42 + j19 \text{ МВА}.$$



Линии электропередачи, образующие данную сеть, имеют следующие параметры:

Линия А-1: $L=22\text{ км}; R=2,68 \text{ Ом}; X=8,82 \text{ Ом};$

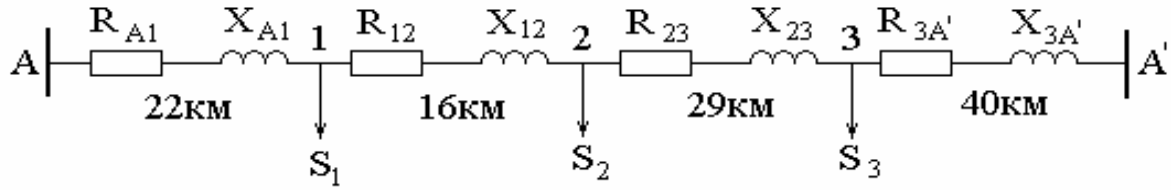
Линия А-3: $L=40\text{ км}; R=4,88 \text{ Ом}; X=16,04 \text{ Ом};$

Линия 1-2: $L=16\text{ км}; R=2,54 \text{ Ом}; X=6,54 \text{ Ом};$

Линия 2-3: $L=29\text{ км}; R=9,1 \text{ Ом}; X=12,44 \text{ Ом}.$

На шинах подстанции А поддерживается напряжение 118 кВ. Произвести расчет режима данной сети. При этом расчет потоков мощности на одном из головных участков сделать двумя способами - по сопротивлениям и по длинам участков и сравнить полученные результаты.

РЕШЕНИЕ. Составляем схему замещения сети, разрезав сеть по источнику. При этом получается линия с двухсторонним питанием. Схема замещения этой линии:



Определяем поток мощности на головном участке А-1 по сопротивлениям линий.

$$\underline{S}_{A1} = \frac{\underline{S}_1 \left(\underline{Z}_{12}^* + \underline{Z}_{23}^* + \underline{Z}_{3A'}^* \right) + \underline{S}_2 \left(\underline{Z}_{23}^* + \underline{Z}_{3A'}^* \right) + \underline{S}_3 \underline{Z}_{3A'}^*}{\underline{Z}_{A1}^* + \underline{Z}_{12}^* + \underline{Z}_{23}^* + \underline{Z}_{3A'}^*}.$$

Здесь:

$$\underline{S}_1 = 16 + j11 = 19,42e^{j34^\circ} \text{ MBA}; \quad \underline{S}_2 = 38 + j20 = 42,94e^{j28^\circ} \text{ MBA};$$

$$\underline{S}_3 = 42 + j19 = 46,10e^{j24^\circ} \text{ MBA};$$

$$\underline{Z}_{12}^* + \underline{Z}_{23}^* + \underline{Z}_{3A'}^* = 2,54 - j6,54 + 9,1 - j12,44 + 4,48 - j16,04 = 38,72e^{-j65^\circ} \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{23}^* + \underline{Z}_{3A'}^* = 9,1 - j12,44 + 4,48 - j16,04 = 31,73e^{-j64^\circ} \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{3A'}^* = 4,48 - j16,04 = 16,77e^{-j73^\circ} \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{A1}^* + \underline{Z}_{12}^* + \underline{Z}_{23}^* + \underline{Z}_{3A'}^* = 2,68 - j8,82 + 2,54 - j6,54 + 9,10 - j12,44 + 4,88 - j16,04 = 47,86e^{-j66^\circ} \text{ Ом};$$

$$\begin{aligned} \underline{S}_{A1} &= \frac{19,42e^{j34^\circ} \cdot 38,72e^{-j65^\circ} + 42,94e^{j28^\circ} \cdot 31,73e^{-j64^\circ}}{47,86e^{-j66^\circ}} + \\ &+ \frac{46,10e^{j24^\circ} \cdot 16,77e^{-j73^\circ}}{47,86e^{-j66^\circ}} = 52,89 + j28,12 \text{ MBA}. \end{aligned}$$

Производим приближенный расчет этого же потока мощности, приняв допущение, что вся рассматриваемая сеть однородна:

$$\begin{aligned} P &= \frac{P_1(L_{12} + L_{23} + L_{3A'}) + P_2(L_{23} + L_{3A'}) + P_3 L_{3A'}}{L_{A1} + L_{12} + L_{23} + L_{3A'}} = \\ &= \frac{16(16 + 29 + 40) + 38(29 + 40) + 42 \cdot 40}{22 + 16 + 29 + 40} = 52,92 \text{ MBm}; \end{aligned}$$

$$Q_{A1} = \frac{Q_1(L_{12} + L_{23} + L_{3A'}) + Q_2(L_{23} + L_{3A'}) + Q_3 L_{3A'}}{L_{A1} + L_{12} + L_{23} + L_{3A'}} =$$

$$= \frac{11(16 + 29 + 40) + 20(29 + 40) + 19 \cdot 40}{22 + 16 + 29 + 40} = 28,74 \text{ Мвар.}$$

Сравнение этого результата с предыдущим показывает, что ошибка, внесенная допущением однородности линий, не превышает 2,2%. Поэтому, если не требуется высокой точности расчетов, можно ограничиться приближенным вычислением потокораспределения.

Определяем поток мощности на головном участке $A'3$:

$$P_{A'3} = \frac{P_1 L_{A1} + P_2 (L_{A1} + L_{12}) + P_3 (L_{A1} + L_{12} + L_{23})}{L_{A1} + L_{12} + L_{23} + L_{3A'}} =$$

$$= \frac{16 \cdot 22 + 38(22 + 16) + 42(22 + 16 + 20)}{22 + 16 + 29 + 40} = 43,08 \text{ МВт};$$

$$Q_{A'3} = \frac{Q_1 L_{A1} + Q_2 (L_{A1} + L_{12}) + Q_3 (L_{A1} + L_{12} + L_{23})}{L_{A1} + L_{12} + L_{23} + L_{3A'}} =$$

$$= \frac{11 \cdot 22 + 20(22 + 16) + 19(22 + 16 + 20)}{22 + 16 + 29 + 40} = 21,26 \text{ Мвар.}$$

Делаем проверку по балансу мощности. Должно быть:

$$P_{A1} + jQ_{A1} + P_{A'3} + jQ_{A'3} = P_1 + jQ_1 + P_2 + jQ_2 + P_3 + jQ_3.$$

В действительности имеем:

$$P_{A1} + jQ_{A1} + P_{A'3} + jQ_{A'3} = 52,92 + j28,74 + 43,08 + j21,26 = 96 + j50 \text{ МВА};$$

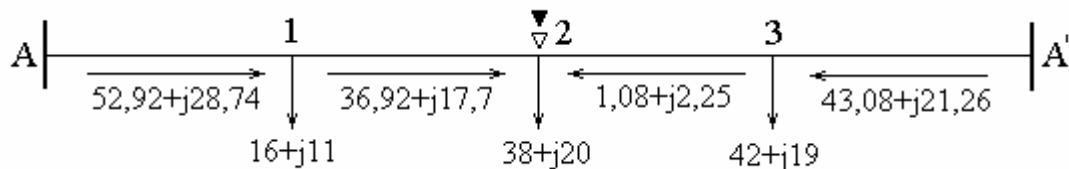
$$P_1 + jQ_1 + P_2 + jQ_2 + P_3 + jQ_3 = 16 + j11 + 38 + j20 + 42 + j19 = 96 + j50 \text{ МВА};$$

Следовательно, потоки мощности на головных участках определены верно.

По первому закону Кирхгофа рассчитываем потоки мощности на остальных участках сети и наносим их на расчетную схему:

$$\underline{S}_{12} = \underline{S}_{A1} - \underline{S}_1 = 52,92 + j28,74 - 16 - j11 = 36,92 + j17,74 \text{ МВА};$$

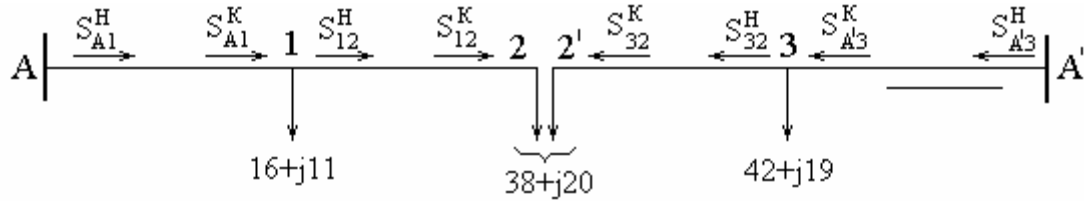
$$\underline{S}_{23} = \underline{S}_{12} - \underline{S}_2 = 36,92 + j17,74 - 38 - j20 = -1,08 - j2,26 \text{ МВА.}$$



Знаки «минус» здесь свидетельствуют о том, что действительное направление потока мощности – от потребителя 3 к потребителю 2. В пункте 2 – точка потокоораздела.

Теперь уточняем потокораспределение путем учета потерь мощности в линиях электропередачи. Для этого разделяем сеть по точке потокоораздела на

две радиальные сети. При этом потребитель в точке потокоораздела также делится на два потребителя, причем мощность каждого из них принимается равной потокам мощности, подтекающим к точке потокоораздела слева и справа.



Далее две полученные сети рассчитываем отдельно:

$$\underline{S}_{12}^K = \underline{S}_{12} = 36,92 + j17,74 \text{ MBA};$$

$$\Delta \underline{S}_{12} = \frac{(P_{12}^K)^2 + (Q_{12}^K)^2}{U_{ном}^2} \cdot \underline{Z}_{12} = \frac{36,92^2 + 17,74^2}{110^2} \cdot (2,64 + j6,54) = 0,35 + j0,91 \text{ MBA};$$

$$\underline{S}_{12}^H = \underline{S}_{12}^K + \Delta \underline{S}_{12} = 36,92 + j17,74 + 0,35 + j0,91 = 37,27 + j18,65 \text{ MBA};$$

$$\underline{S}_{A1}^K = \underline{S}_{12}^H + \underline{S}_1 = 37,27 + j18,65 + 16 + j11 = 53,27 + j29,65 \text{ MBA};$$

$$\Delta \underline{S}_A = \frac{(P_{A1}^K)^2 + (Q_{A1}^K)^2}{U_{ном}^2} \cdot \underline{Z}_{A1} = \frac{53,27^2 + 29,65^2}{110^2} \cdot (2,68 + j8,82) = 0,82 + j2,71 \text{ MBA};$$

$$\underline{S}_{A1}^H = \underline{S}_{A1}^K + \Delta \underline{S}_A = 53,27 + j29,65 + 0,82 + j2,71 = 54,09 + j32,36 \text{ MBA};$$

$$\underline{S}_{32}^H = \underline{S}_{32} = 1,08 + j2,26 \text{ MBA};$$

$$\Delta \underline{S}_{32} = \frac{(P_{32}^K)^2 + (Q_{32}^K)^2}{U_{ном}^2} \cdot \underline{Z}_{32} = \frac{1,08^2 + 2,26^2}{110^2} \cdot (9,14 + j12,44) = j0,01 \text{ Мвар};$$

$$\underline{S}_{32}^H = \underline{S}_{32}^K + \Delta \underline{S}_{32} = 1,08 + j2,26 + j0,01 = 1,08 + j2,27 \text{ MBA};$$

$$\underline{S}_{A'3}^K = \underline{S}_{32}^H + \underline{S}_3 = 1,08 + j2,27 + 42 + j19 = 43,08 + j21,27 \text{ MBA};$$

$$\Delta \underline{S}_{A'3} = \frac{(P_{A'3}^K)^2 + (Q_{A'3}^K)^2}{U_{ном}^2} \cdot \underline{Z}_{A'3} = \frac{43,08^2 + 21,27^2}{110^2} \cdot (4,88 + j16,04) = 0,93 + j3,06 \text{ MBA};$$

$$\underline{S}_{A'3}^H = \underline{S}_{A'3}^K + \Delta \underline{S}_{A'3} = 43,08 + j21,27 + 0,93 + j3,06 = 44,01 + j24,33 \text{ MBA}.$$

На втором этапе расчета определяем потери напряжения на участках сети и напряжения у потребителей:

$$\Delta U_{A1} = \frac{P_{A1}^H R_{A1} + Q_{A1}^H X_{A1}}{U_A} = \frac{54,09 \cdot 2,68 + 32,36 \cdot 8,82}{118} = 3,65 \text{ кВ};$$

$$U_1 = U_A - \Delta U_{A1} = 118 - 3,65 = 114,35 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{12} = \frac{P_{12}^H R_{12} + Q_{12}^H X_{12}}{U_1} = \frac{37,27 \cdot 2,54 + 18,65 \cdot 6,54}{114,35} = 1,89 \text{ кВ};$$

$$U'_2 = U_1 - \Delta U_{12} = 114,35 - 1,89 = 112,46 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{A'3} = \frac{P_{A'3}^H R_{A'3} + Q_{A'3}^H X_{A'3}}{U_A} = \frac{44,01 \cdot 4,88 + 24,33 \cdot 16,04}{118} = 5,13 \text{ кВ};$$

$$U_3 = U_A - \Delta U_{A'3} = 118 - 5,13 = 112,87 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{32} = \frac{P_{32}^H R_{32} + Q_{32}^H X_{32}}{U_3} = \frac{1,08 \cdot 9,1 + 2,27 \cdot 12,44}{112,87} = 0,34 \text{ кВ};$$

$$U''_2 = U_3 - \Delta U_{32} = 112,87 - 0,34 = 112,53 \text{ кВ}.$$

Усредняем напряжение у потребителя 2:

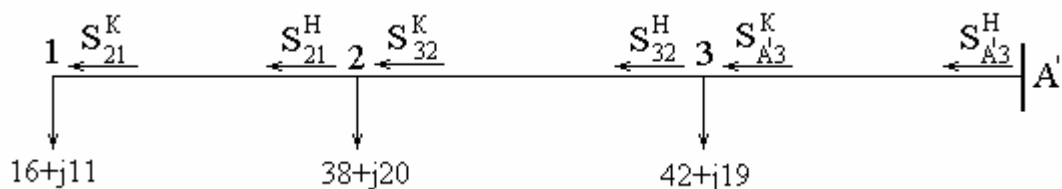
$$U_2 = \frac{U'_2 + U''_2}{2} = \frac{112,46 + 112,53}{2} = 112,5 \text{ кВ}.$$

Определяем наибольшую потерю напряжения в кольцевой сети, как потерю напряжения от шин источника питания до точки потокораздела.

$$\Delta U_{\text{нд}} = \frac{U_A - U_2}{U_A} \cdot 100\% = \frac{118 - 112,5}{118} \cdot 100\% = 4,66\%.$$

ЗАДАЧА 3.5. Произвести расчет послеаварийного режима сети рассмотренной в задаче 3.4, возникшего в результате отключения наиболее загруженного участка А-1.

РЕШЕНИЕ. Составляем расчетную схему сети для послеаварийного режима.



Производим расчет потокораспределения, двигаясь от наиболее удаленного потребителя к источнику питания:

$$\underline{S}_{21}^K = \underline{S}_1 = 16 + j11 \text{ МВА};$$

$$\Delta \underline{S}_{21} = \frac{(P_{21}^K)^2 + (Q_{21}^K)^2}{U_{\text{ном}}^2} \cdot \underline{Z}_{21} = \frac{16^2 + 11^2}{110^2} \cdot (2,54 + j6,54) = 0,08 + j0,20 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{21}^H = \underline{S}_{21}^K + \Delta \underline{S}_{21} = 16 + j11 + 0,08 + j0,20 = 16,08 + j11,20 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{32}^K = \underline{S}_{21}^H + \underline{S}_2 = 16,08 + j11,20 + 38 + j20 = 54,08 + j31,20 \text{ МВА};$$

$$\Delta \underline{S}_{32} = \frac{(P_{32}^K)^2 + (Q_{32}^K)^2}{U_{ном}^2} \cdot \underline{Z}_{32} = \frac{54,08^2 + 31,20^2}{110^2} \cdot (9,1 + j12,44) =$$

$$= 2,93 + j4,01 \text{ MVA};$$

$$\underline{S}_{32}^H = \underline{S}_{32}^K + \Delta \underline{S}_{32} = 54,08 + j31,20 + 2,93 + j4,01 = 57,01 + j35,21 \text{ MVA};$$

$$\underline{S}_{A'3}^K = \underline{S}_{32}^H + \underline{S}_3 = 557,01 + j35,21 + 42 + j19 = 99,01 + j54,21 \text{ MVA};$$

$$\Delta \underline{S}_{A'3} = \frac{(P_{A'3}^K)^2 + (Q_{A'3}^K)^2}{U_{ном}^2} \cdot \underline{Z}_{A'3} = \frac{99,01^2 + 54,21^2}{110^2} \cdot (4,88 + j16,040) =$$

$$= 5,14 + j16,89 \text{ MVA};$$

$$\underline{S}_{A'3}^H = \underline{S}_{A'3}^K + \Delta \underline{S}_{A'3} = 99,01 + j54,21 + 5,14 + j16,89 = 104,15 + j71,10 \text{ MVA}.$$

Определяем потери напряжения по участкам и напряжения у потребителей, двигаясь от источника к концу сети:

$$\Delta U_{A'3} = \frac{P_{A'3}^H R_{A'3} + Q_{A'3}^H X_{A'3}}{U_A} = \frac{104,15 \cdot 4,88 + 71,10 \cdot 16,04}{118} = 13,97 \text{ кВ};$$

$$U_3 = U_A - \Delta U_{A'3} = 118 - 13,97 = 104,03 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{32} = \frac{P_{32}^H R_{32} + Q_{32}^H X_{32}}{U_3} = \frac{57,01 \cdot 9,1 + 35,21 \cdot 21,44}{104,03} = 9,20 \text{ кВ};$$

$$U_2 = U_3 - \Delta U_{32} = 104,03 - 9,20 = 94,83 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{21} = \frac{P_{21}^H R_{21} + Q_{21}^H X_{21}}{U_2} = \frac{16,08 \cdot 2,54 + 11,20 \cdot 6,54}{94,83} = 1,20 \text{ кВ};$$

$$U_1 = U_2 - \Delta U_{21} = 94,83 - 1,20 = 93,63 \text{ кВ}.$$

Определяем наибольшую потерю напряжения в сети в послеаварийном режиме:

$$\Delta U_{н\delta} = \frac{U_A - U_1}{U_A} \cdot 100\% = \frac{118 - 93,63}{118} \cdot 100\% = 20,65\%.$$

ЗАДАЧА 3.6. Для электроснабжения 5 потребителей сооружена сеть 110кВ. Расчётные нагрузки потребителей составляют:

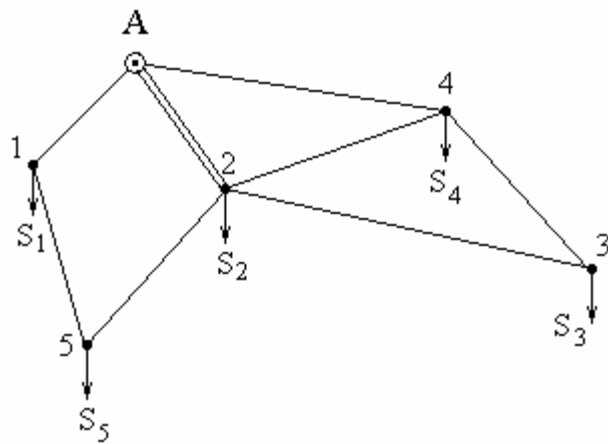
$$S_1 = 26 + j15 \text{ MVA}; \quad S_2 = 38 + j20 \text{ MVA}; \quad S_3 = 42 + j19 \text{ MVA};$$

$$S_4 = 21 + j13 \text{ MVA}; \quad S_5 = 16 + j11 \text{ MVA}..$$

Схема сети представлена на рисунке, параметры линий – в таблице. Произвести расчёт режима этой сети.

Линия	A-1	A-2	A-4	1-5	2-5	2-3	3-4	2-4
Длина, км	22	24	40	28	32	67	45	35
$R_{л}, \text{Ом}$	2,68	1,87	4,88	8,79	13,44	16,66	10,78	8,38
$X_{л}, \text{Ом}$	8,80	4,56	16,05	11,76	13,76	27,88	16,40	12,76

РЕШЕНИЕ: Данная сеть – сложноразветвленная. Поэтому вначале преобразуем ее в простую разветвленную сеть. Преобразование начинаем с разнесения нагрузки S_3 между точками 2 и 4.



Определяем часть нагрузки S_3 , переносимую в точку 2:

$$\underline{S}_{2(3)} = \underline{S}_3 \cdot \frac{R_{34} - jX_{34}}{R_{34} - jX_{34} + R_{23} - jX_{23}} =$$

$$= (42 + j19) \cdot \frac{10,78 - j16,40}{10,78 - j16,40 + 16,66 - j27,88} = 15,64 + j7,56 \text{ МВА.}$$

Оставшаяся часть нагрузки S_3 переносится в точку 4:

$$\underline{S}_{4(3)} = \underline{S}_3 - \underline{S}_{2(3)} = (42 + j19) - (15,64 + j7,56) = 26,36 + j11,44 \text{ МВА.}$$

В результате этих переносов нагрузки в точках 2 и 4 изменятся:

$$\underline{S}_2' = \underline{S}_2 + \underline{S}_{2(3)} = (38 + j20) + (15,64 + j7,56) = 53,64 + j27,56 \text{ МВА;}$$

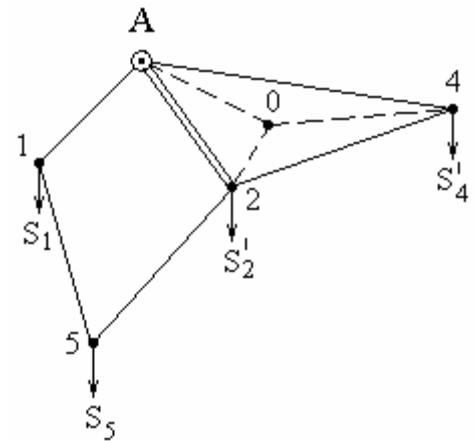
$$\underline{S}_4' = \underline{S}_4 + \underline{S}_{4(3)} = (21 + j13) + (26,36 + j11,44) = 47,36 + j24,44 \text{ МВА.}$$

Теперь две параллельные линии 2-4 и 2-3-4 (в точке 3 нагрузки уже нет) преобразовываем в одну эквивалентную и определяем её параметры:

$$\underline{Z}_{24\text{э}} = \frac{\underline{Z}_{24}(\underline{Z}_{23} + \underline{Z}_{34})}{\underline{Z}_{24} + (\underline{Z}_{23} + \underline{Z}_{34})} =$$

$$= \frac{(8,38 + j12,76) \cdot (16,66 + j27,88 + 10,78 + j16,40)}{8,38 + j12,76 + 16,66 + j27,88 + 10,78 + j16,40} = 6,43 + j9,90 \text{ Ом.}$$

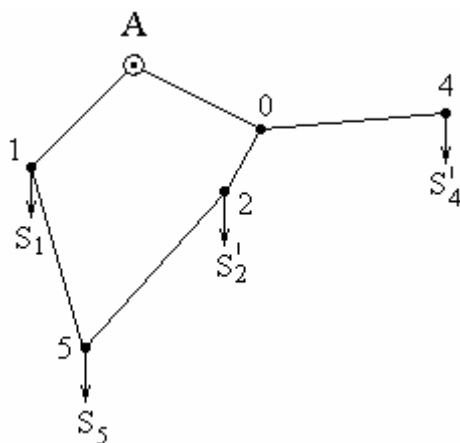
Получившийся треугольник А-2-4 преобразовываем в эквивалентную звезду (см. рисунок) и находим сопротивления его лучей:



$$\underline{Z}_{A0} = \frac{\underline{Z}_{A4} \cdot \underline{Z}_{A2}}{\underline{Z}_{A4} + \underline{Z}_{A2} + \underline{Z}_{249}} = \frac{(4,88 + j16,05) \cdot (1,87 + j4,56)}{4,88 + j16,05 + 1,87 + j4,56 + 6,43 + j9,90} = 0,68 + j2,40 \text{ Ом};$$

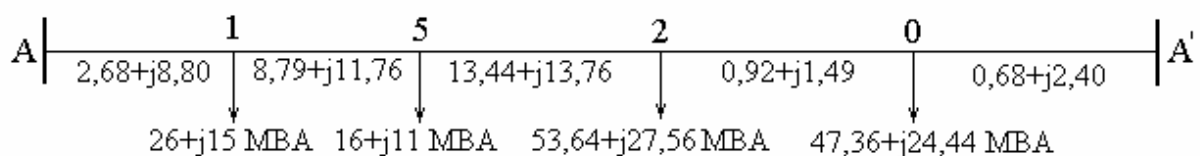
$$\underline{Z}_{20} = \frac{\underline{Z}_{A2} \cdot \underline{Z}_{249}}{\underline{Z}_{A4} + \underline{Z}_{A2} + \underline{Z}_{249}} = \frac{(1,87 + j4,56) \cdot (6,43 + j9,90)}{4,88 + j16,05 + 1,87 + j4,56 + 6,43 + j9,90} = 0,92 + j1,49 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{40} = \frac{\underline{Z}_{A4} \cdot \underline{Z}_{249}}{\underline{Z}_{A4} + \underline{Z}_{A2} + \underline{Z}_{249}} = \frac{(4,88 + j16,05) \cdot (6,43 + j9,90)}{4,88 + j16,05 + 1,87 + j4,56 + 6,43 + j9,90} = 2,66 + j5,33 \text{ Ом}.$$



Простая замкнутая сеть, получившаяся в результате этих преобразований имеет показанный здесь вид.

«Разрезав» ее по источнику питания А, получим линию с двухсторонним питанием. Составляем расчетную схему линии и наносим на нее сопротивления нагрузки. При этом нагрузку 4 переносим в точку 0.



По выражению $\underline{S}_{A1} = \sum \underline{S}_i \frac{\underline{Z}_{iA}^*}{\underline{Z}_{AA}^*}$ находим поток мощности на головном

участке А-1, при этом:

$$\underline{Z}_{0A}^* = 0,68 - j2,40 = 2,49e^{-j74,2^\circ} \text{ Ом};$$

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{2A}^* &= \underline{Z}_{0A}^* + \underline{Z}_{20}^* = 0,68 - j2,40 + 0,92 - j1,49 = 1,60 - j3,89 = \\ &= 4,21e^{-j67,6^\circ} \text{ Ом}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{5A}^* &= \underline{Z}_{2A}^* + \underline{Z}_{52}^* = 1,60 - j3,89 + 13,44 - j13,76 = 15,04 - j17,65 = \\ &= 23,19e^{-j49,6^\circ} \text{ Ом}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{1A}^* &= \underline{Z}_{5A}^* + \underline{Z}_{15}^* = 15,04 - j17,65 + 8,79 - j11,76 = 23,83 - j29,41 = \\ &= 37,85e^{-j51^\circ} \text{ Ом}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{Z}_{AA}^* &= \underline{Z}_{1A}^* + \underline{Z}_{A1}^* = 23,83 - j29,41 + 2,68 - j8,80 = 26,51 - j38,21 = \\ &= 46,41e^{-j55,2^\circ} \text{ Ом}; \end{aligned}$$

$$\underline{S}_1 = 26 + j15 = 30,02e^{j30^\circ}$$

$$\underline{S}_5 = 16 + j11 = 19,42e^{j34,5^\circ}$$

$$\underline{S}_2 = 53,64 + j27,56 = 60,31e^{j27,2^\circ}$$

$$\underline{S}_0 = \underline{S}_4 = 47,36 + j24,44 = 53,29e^{j27,3^\circ}$$

$$\begin{aligned} \underline{S}_{A1} &= \frac{30,02e^{j30^\circ} \cdot 37,85e^{-j51^\circ} + 19,42e^{j34,5^\circ} \cdot 23,19e^{-j49,6^\circ}}{46,51e^{-j55,2^\circ}} + \\ &+ \frac{60,31e^{j27,2^\circ} \cdot 4,21e^{-j67,6^\circ} + 53,29e^{j27,3^\circ} \cdot 2,49e^{-j74,2^\circ}}{46,51e^{-j55,2^\circ}} = \\ &= 35,70 + j21,79 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

Потоки мощности на остальных участках определяем, используя I закон Кирхгофа, и наносим полученные потоки на расчётную схему:

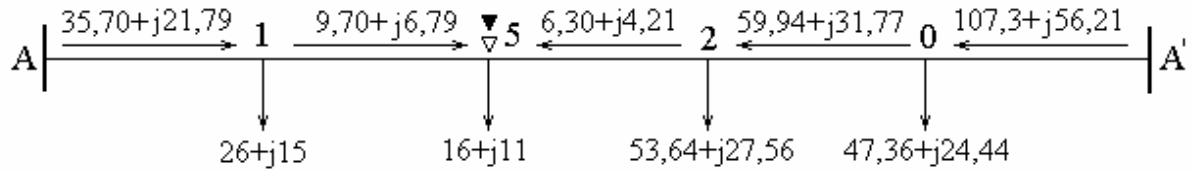
$$\underline{S}_{15} = \underline{S}_{A1} - \underline{S}_1 = (35,70 + j21,79) - (26 + j15) = 9,70 + j6,79 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{52} = \underline{S}_{15} - \underline{S}_5 = (9,70 + j6,79) - (16 + j11) = -(6,30 + j4,21) \text{ МВА};$$

или $\underline{S}_{25} = -\underline{S}_{52} = 6,30 + j4,21 \text{ MBA};$

$$\underline{S}_{02} = \underline{S}_{25} + \underline{S}_2 = (6,30 + j4,21) + (53,64 + j27,56) = 59,94 + j31,77 \text{ MBA};$$

$$\underline{S}_{A0} = \underline{S}_{02} + \underline{S}_0 = (59,94 + j31,77) + (47,36 + j24,44) = 107,30 + j56,21 \text{ MBA}..$$



Теперь, для того, чтобы найти потоки мощности на участках исходной сложноразветвленной сети, шаг за шагом преобразуем сеть в обратном порядке. Линии А-1, 1-5 и 5-2 не преобразовывались, следовательно, найденные для них значения потоков мощности остаются без изменения. Преобразование начинаем с возвращения от звезды с центром в точке 0 к треугольнику А-2-4 и находим потоки мощности по его сторонам:

$$\begin{aligned} \underline{S}_{A4} &= \frac{\underline{S}_{AO} \cdot \underline{Z}_{AO}^* - (-\underline{S}_{O4}) \underline{Z}_{4O}^*}{\underline{Z}_{A4}^*} = \\ &= \frac{(107,30 + j56,21) \cdot (0,68 - j2,40) - (-47,36 - j24,44) \cdot (2,66 - j5,33)}{4,88 - j16,05} = \\ &= 31,23 + j19,37 \text{ MBA}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{S}_{A2} &= \frac{\underline{S}_{AO} \cdot \underline{Z}_{AO}^* - (-\underline{S}_{O2}) \underline{Z}_{2O}^*}{\underline{Z}_{A2}^*} = \\ &= \frac{(107,30 + j56,21) \cdot (0,68 - j2,40) - (-59,94 - j31,77) \cdot (0,92 - j1,49)}{1,87 - j4,56} = \\ &= 76,24 + j36,52 \text{ MBA}; \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \underline{S}_{24\text{э}} &= \frac{(-\underline{S}_{O2}) \underline{Z}_{2O}^* - (-\underline{S}_{O4}) \underline{Z}_{4O}^*}{\underline{Z}_{24\text{э}}^*} = \\ &= \frac{(-59,94 - j31,77) \cdot (0,92 - j1,49) - (-47,36 - j24,44) \cdot (2,66 - j5,33)}{6,43 - j9,90} = \\ &= 16,17 + j5,10 \text{ MBA}. \end{aligned}$$

От линии 2-4э возвращаемся к двум параллельным линиям 2-4 и 2-3-4 и определяем потоки мощности в них:

$$\underline{S}_{24} = \underline{S}_{24\Delta} \frac{\underline{Z}_{24\Delta}^*}{\underline{Z}_{24}} = (16,17 + j5,10) \frac{6,43 - j9,90}{8,38 - j12,76} = 12,51 + j3,87 \text{ MVA};$$

$$\underline{S}_{234} = \underline{S}_{24\Delta} - \underline{S}_{24} = (16,17 + j5,10) - (12,51 + j3,87) = 3,66 + j1,23 \text{ MVA}.$$

Возвращаем в точку 3 её нагрузку и находим потоки мощности на прилегающих к этой точке линиях:

$$\underline{S}_{43} = (-\underline{S}_{234}) + \underline{S}_{4(3)} = (-3,66 - j1,23) + (26,36 + j11,44) = 22,70 + j10,21 \text{ MVA};$$

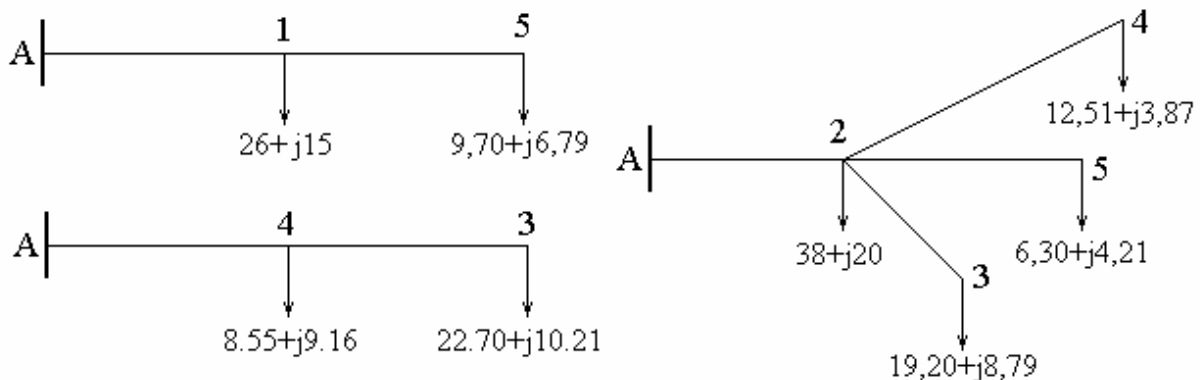
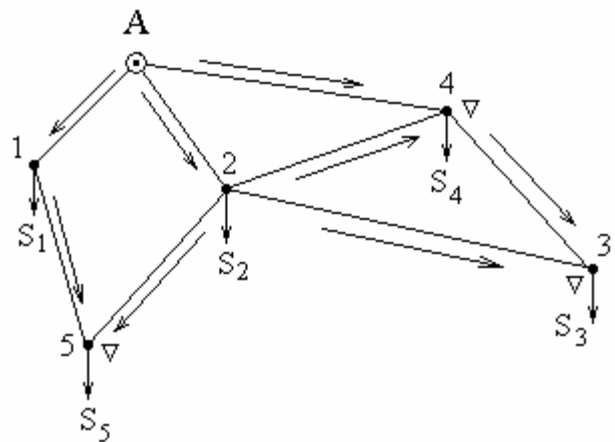
$$\underline{S}_{23} = \underline{S}_{234} + \underline{S}_{2(3)} = (3,66 + j1,23) + (15,64 + j7,56) = 19,30 + j8,79 \text{ MVA}.$$

Направление потоков мощности в линиях сети и точки потокоораздела показываем на схеме.

Для уточнения потокооразделения необходимо учесть потери мощности в линиях. Для этого делим сеть по точкам потокоораздела на 3 радиально-магистральные линии. Потребители в точках потокоораздела делятся на две части, а мощности каждой части принимаются равными мощностям, подтекающим к этим потребителям по соответствующим линиям. Исключение составляет

потребитель 4, так как он не является конечным пунктом. Поэтому, принимая во внимание, что поток мощности в линии А-4 гораздо больше, чем в линии 2-4, линию 4-3 рассматриваем совместно с линией А-4, при этом нагрузка этой линии в точке 4 определяется по выражению:

$$\underline{S}'_4 = \underline{S}_4 - \underline{S}_{24} = (21 + j13) - (12,51 + j3,87) = 8,49 + j9,13 \text{ MVA}.$$



Дальнейший расчёт аналогичен расчётам, сделанным в задачах 3.2 и 3.4 и здесь не приводится.

4. ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ПРОВОДОВ И КАБЕЛЕЙ ПО УСЛОВИЯМ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ

При выборе сечений проводников следует четко различать экономическую целесообразность выбираемого сечения и его техническую приемлемость (то есть проводник выбранного сечения не должен перегреваться, обладать достаточной механической прочностью и т.д.). В данной главе технические ограничения не рассматриваются. Экономическая целесообразность предполагает выбор такого сечения, при котором сумма затрат на строительство линии и на оплату потерь энергии в ней минимальна.

Существует два общепризнанных метода выбора экономически целесообразного сечения - метод экономической плотности тока и метод экономических интервалов.

Метод экономической плотности тока основан на допущении, что капиталовложения в строительство линий прямо пропорциональны сечению используемых проводников. Теоретические основы метода и правила расчета изложены, например, в [1, с.263...268]. Несомненным достоинством этого метода является его крайняя простота. Однако необходимо также иметь в виду, что при современных индустриальных методах строительства линий электропередачи для целого ряда сечений используются одни и те же унифицированные опоры, поэтому пропорциональность стоимости линии сечению проводников, являющаяся основой метода, существенно нарушается. Кроме того, таблицы экономических плотностей тока составлены, исходя из старых цен, и к настоящему времени сильно устарели. Поэтому сечение, выбранное по экономической плотности тока, может оказаться не самым экономичным. Метод экономических интервалов является более современным, позволяет точнее учесть многие экономические и технические факторы и поэтому дает более надежный результат. Основы и описание метода см., например [1, с.268...274]. Здесь только необходимо отметить, что достоинства метода в полной мере проявляются лишь в том случае, если номограммы экономических интервалов построены исходя из конкретных экономических условий, в которых предполагается строительство. Если же пользоваться номограммами, приведенными в литературе (например, [2, рис.7.2...7.25]), то результат может оказаться не только неточным, но даже ошибочным, поскольку со времени создания номограмм экономическая ситуация коренным образом изменилась. Поэтому представляется целесообразным уметь находить границы экономических интервалов исходя из конкретных экономических условий и самостоятельно строить номограммы. Порядок построения номограмм экономических интервалов рассмотрен в задачах 4.3 и 4.4.

ЗАДАЧА 4.1. Для электроснабжения двух промышленных предприятий, расположенных в одном направлении от подстанции энергосистемы

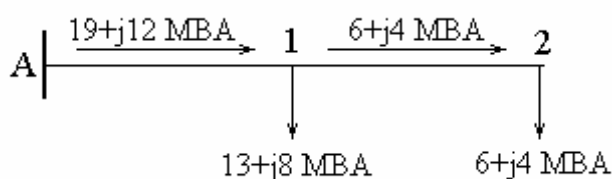
на расстоянии 16 и 26 км проектируется магистральная двухцепная ВЛ напряжением 35 кВ со сталеалюминиевыми проводами. Расчётные мощности предприятий в режиме наибольших нагрузок составляют $S_1 = 13 + j8 \text{ МВА}$ и $S_2 = 6 + j4 \text{ МВА}$. Определить экономически целесообразное сечение проводов ВЛ методом экономической плотности тока. Время наибольшей нагрузки предприятий составляет:

$$T_{н\delta 1} = 6000 \text{ ч/год}; \quad T_{н\delta 2} = 4500 \text{ ч/год}.$$

Район строительства - Среднее Поволжье.

РЕШЕНИЕ. Составляем расчётную схему и указываем на ней нагрузки и потоки мощности по участкам.

Поток мощности на участке 1-2 принимаем равным нагрузке в точке 2, а поток мощности на головном участке определяем по первому закону Кирхгофа:



$$\underline{S}_{A1} = \underline{S}_{12} + \underline{S}_1 = 6 + j4 + 13 + j8 = 19 + j12 \text{ МВА}.$$

По потокам мощности определяем наибольшие токи участков и время наибольшей нагрузки:

$$I_{A1} = \frac{\sqrt{(P_{A1})^2 + (Q_{A1})^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n_{\psi}} = \frac{\sqrt{19000^2 + 12000^2}}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 2} = 185,3 \text{ А};$$

$$I_{12} = \frac{\sqrt{(P_{12})^2 + (Q_{12})^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cdot n_{\psi}} = \frac{\sqrt{6000^2 + 4000^2}}{\sqrt{3} \cdot 35 \cdot 2} = 59,5 \text{ А};$$

$$T_{н\delta(A1)} = \frac{P_1 T_{н\delta 1} + P_2 T_{н\delta 2}}{P_{A1}} = \frac{13 \cdot 6000 + 6 \cdot 4500}{19} = 5526 \text{ ч/год};$$

$$T_{н\delta(12)} = T_{н\delta 2} = 4500 \text{ ч/год}.$$

Здесь $n_{\psi} = 2$ - число цепей ВЛ.

По [1, табл.6.6] определяем экономическую плотность тока. Для неизолированных алюминиевых проводов при $T_{н\delta} = 4500 \text{ ч/год}$ экономическая плотность тока $j_{\text{эк}} = 1,1 \text{ А/мм}^2$, а при $T_{н\delta} = 5526 \text{ ч/год}$, $j_{\text{эк}} = 1,0 \text{ А/мм}^2$.

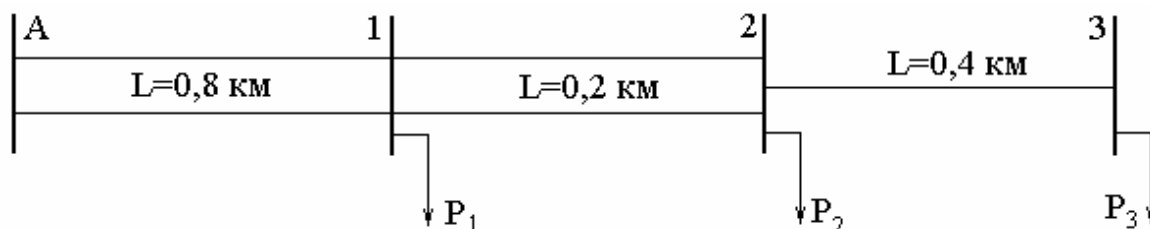
Затем, по уже известным токам линий определяем экономическое сечение проводов:

$$F_{\text{эк}(A1)} = \frac{I_{A1}}{j_{\text{эк}}} = \frac{185,3}{1,0} = 185,3 \text{ мм}^2. \quad F_{\text{эк}(12)} = \frac{I_{12}}{j_{\text{эк}}} = \frac{59,5}{1,1} = 54 \text{ мм}^2.$$

По полученным экономическим сечениям выбираем ближайшие стандартные сечения:

$$F_{A1} = 185 \text{ мм}^2; \quad F_{12} = 50 \text{ мм}^2;$$

ЗАДАЧА 4.2. Определить сечение линий проектируемой магистральной кабельной сети 10 кВ по экономической плотности тока.



Нагрузки подстанций сети равны:

$$\begin{aligned} P_{1\text{нб}} &= 2200 \text{ кВт}; & P_{2\text{нб}} &= 1600 \text{ кВт}; & P_{3\text{нб}} &= 2400 \text{ кВт}; \\ \cos \varphi_1 &= 0,96; & \cos \varphi_2 &= 0,82; & \cos \varphi_3 &= 0,88. \end{aligned}$$

Время наибольшей нагрузки всех подстанций принять одинаковым и равным $T_{\text{нб}} = 4700 \text{ ч/год}$. Расчётная схема сети представлена на рисунке.

Район строительства - Саратовская область.

РЕШЕНИЕ. Определяем потоки мощности по участкам сети и соответствующие им токи:

$$\underline{S}_{23} = P_3 + jP_3 \operatorname{tg}(\arccos \varphi_3) = 2400 + j2400 \operatorname{tg}(\arccos 0,88) = 2400 + j1295 \text{ кВА};$$

$$I_{23} = \frac{\sqrt{(P_{23})^2 + (Q_{23})^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{\sqrt{2400^2 + 1295^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 157,4 \text{ А};$$

$$\begin{aligned} \underline{S}_{12} = \underline{S}_{23} + (P_2 + jP_2 \operatorname{tg}(\arccos \varphi_2)) &= 2400 + j1295 + 1600 + \\ &+ j1600 \operatorname{tg}(\arccos 0,82) = 4000 + j2412 \text{ кВА}; \end{aligned}$$

$$I_{12} = \frac{\sqrt{(P_{12})^2 + (Q_{12})^2}}{n_{\text{л}} \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{\sqrt{4000^2 + 2412^2}}{2\sqrt{3} \cdot 10} = 134,8 \text{ А};$$

$$\begin{aligned} \underline{S}_{A1} = \underline{S}_{12} + (P_1 + jP_1 \operatorname{tg}(\arccos \varphi_1)) &= 4000 + j2412 + 2200 + \\ &+ j2200 \operatorname{tg}(\arccos 0,96) = 6200 + j3054 \text{ кВА}; \end{aligned}$$

$$I_{A1} = \frac{\sqrt{(P_{A1})^2 + (Q_{A1})^2}}{n_{\text{л}} \sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{\sqrt{6200^2 + 3054^2}}{2\sqrt{3} \cdot 10} = 199,5 \text{ А};$$

Здесь $n_{\text{ц}} = 2$ - число цепей линий А-1 и 1-2.

По [1,табл.6.6] определяем экономическую плотность тока. Для кабелей с бумажной изоляцией и алюминиевыми жилами при $T_{\text{нб}}$ от 3000до 5000 ч/год в данном регионе она составляет $1,4 \text{ А/мм}^2$. По этой плотности тока и рассчитанным токам линий определяем экономические сечения:

$$F_{\text{эк}(A1)} = \frac{I_{A1}}{j_{\text{эк}}} = \frac{199,5}{1,4} = 142,5 \text{ мм}^2;$$

$$F_{\text{эк}(12)} = \frac{I_{12}}{j_{\text{эк}}} = \frac{134,8}{1,4} = 96,3 \text{ мм}^2;$$

$$F_{\text{эк}(23)} = \frac{I_{23}}{j_{\text{эк}}} = \frac{157,4}{1,4} = 112,4 \text{ мм}^2.$$

По полученным значениям экономических сечений выбираем ближайшие стандартные:

$$F_{A1} = 150 \text{ мм}^2; \quad F_{12} = 95 \text{ мм}^2; \quad F_{23} = 120 \text{ мм}^2.$$

ЗАДАЧА 4.3. Определить границы экономических интервалов сечений сталеалюминиевых проводов двухцепных ВЛ 110 кВ на железобетонных опорах, расположенных в Поволжье, во II районе по гололёду. Построить соответствующие номограммы.

РЕШЕНИЕ. Примем в качестве исходных экономические показатели, существовавшие в 1985 г. Стоимость сооружения 1 км ВЛ на двухцепных 2 0 железобетонных опорах K_o для ряда сечений взята из [4, табл.10.15], погонное активное сопротивление R_o – из [1, табл. П1] и представлены в таблице:

$F, \text{мм}^2$	70/11	95/16	120/19	150/24	185/29	240/32
$K_o, \text{руб} / \text{км}$	17800	17800	18100	20000	22000	24000
$R_o, \text{Ом} / \text{км}$	0,429	0,306	0,249	0,198	0,162	0,127

Граница между экономическими интервалами тока для i -го и $(i+1)$ -го сечений представляет собой прямую, определяемую уравнением: $I_{i,i+1} = k_{i,i+1} \cdot \sqrt{\sigma}$, где $k_{i,i+1}$ - коэффициент, зависящий от того, между какими сечениями определяется граница; $\sqrt{\sigma}$ - некий параметр, определяемый по выражению:

$$\sqrt{\sigma} = \sqrt{\frac{E_n + p_a}{3 c_9 \tau_{нб}}}.$$

Здесь E_n - нормативный коэффициент эффективности капиталовложений;

p_a - норма амортизационных отчислений;

c_9 - стоимость потерь электроэнергии, руб/кВт·ч;

$\tau_{нб}$ - время наибольших потерь, ч/год.

Нормативный коэффициент эффективности капиталовложений по своей сути определяется средней нормой прибыли в электроэнергетике. Ориентировочно примем его равным 0,15. Норму амортизационных отчислений примем в размере 2,4% в соответствии с [4, табл.10.2]. Стоимость потерь электроэнергии примем по [2, рис. 6.2] равной $3,3 \cdot 10^{-2}$ руб / кВт·ч. При этих условиях найдём наибольшее значение этого параметра, исходя из наименьшей по рис.6.1 [2] величины $\tau_{нб}$, равной 1500 час/год:

$$\sqrt{\sigma} = \sqrt{\frac{0,15 + 0,024}{3 \cdot 3,3 \cdot 10^{-2} \cdot 1500}} = 3,42 \cdot 10^{-2} (\text{кВт} / \text{руб})^{1/2}.$$

Величину коэффициента $k_{i,i+1}$ определяем по формуле:

$$k_{i,i+1} = \sqrt{\frac{K_{o(i+1)} - K_{oi}}{(R_{oi} - R_{o(i+1)}) \cdot 10^{-3}}},$$

где K_{oi} и $K_{o(i+1)}$ - стоимости сооружения 1км ВЛ для i -го и $(i+1)$ -го сечения соответственно.

Так, например, для пары сечений 95/16 мм² и 120/19 мм² получаем:

$$k_{95,120} = \sqrt{\frac{18100 - 17800}{(0,306 - 0,249) \cdot 10^{-3}}} = 2,29 \cdot 10^3 (\text{руб} / \text{кОм})^{1/2}.$$

Для всех остальных пар смежных сечений расчёт производим аналогично и результаты сводим в таблицу:

Пары сечений	70,95	95,120	120,150	150,185	185,240
$k_{i,i+1}$	0	$2,29 \cdot 10^3$	$6,10 \cdot 10^3$	$7,45 \cdot 10^3$	$6,98 \cdot 10^3$

Для каждой пары сечений находим граничные токи, соответствующие полученному ранее значению параметра $\sqrt{\sigma}$:

$$I_{70,95} = k_{70,95} \cdot \sqrt{\sigma} = 0 \cdot 3,42 \cdot 10^{-2} = 0 \text{ А};$$

$$I_{95,120} = k_{95,120} \cdot \sqrt{\sigma} = 2,29 \cdot 10^3 \cdot 3,42 \cdot 10^{-2} = 78,3 \text{ A};$$

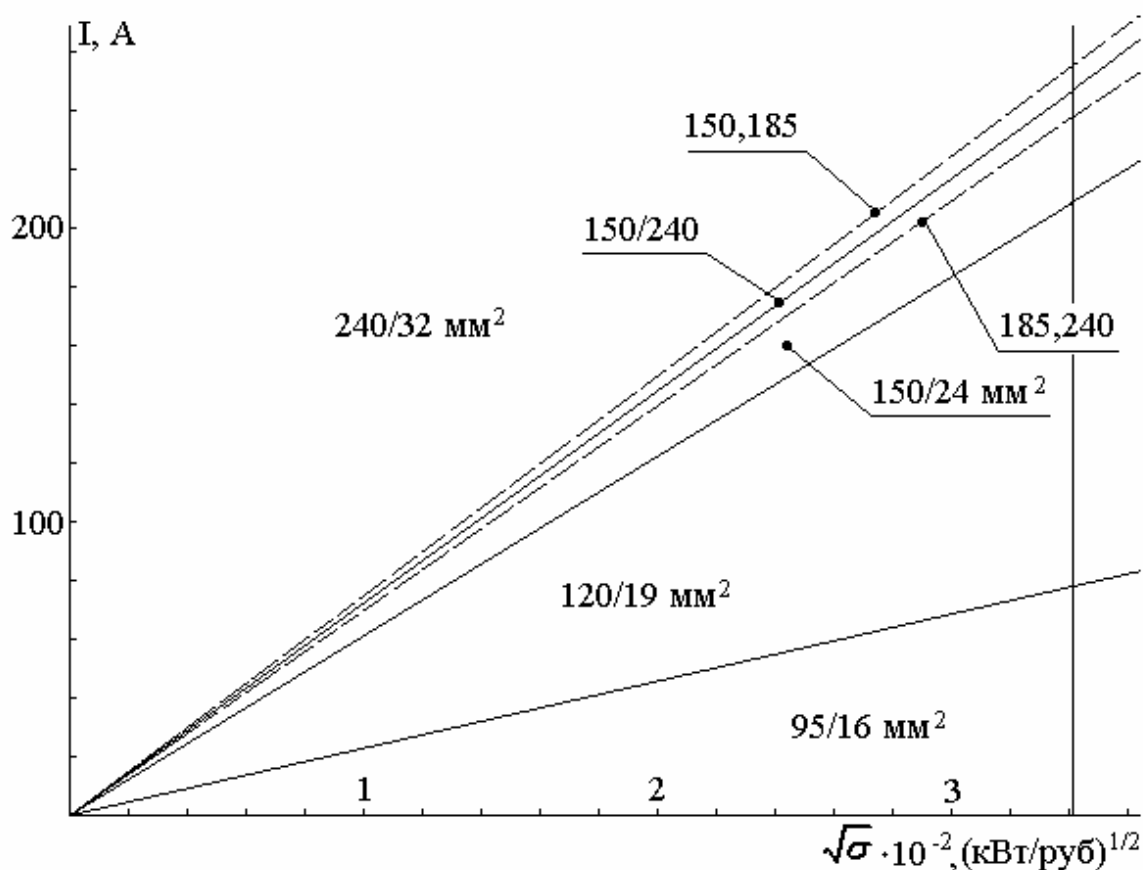
$$I_{120,150} = k_{120,150} \cdot \sqrt{\sigma} = 6,10 \cdot 10^3 \cdot 3,42 \cdot 10^{-2} = 209 \text{ A};$$

$$I_{150,185} = k_{150,185} \cdot \sqrt{\sigma} = 7,45 \cdot 10^3 \cdot 3,42 \cdot 10^{-2} = 255 \text{ A};$$

$$I_{185,240} = k_{185,240} \cdot \sqrt{\sigma} = 6,98 \cdot 10^3 \cdot 3,42 \cdot 10^{-2} = 239 \text{ A}.$$

То, что граничный ток $I_{70,95}$ оказался равным нулю, говорит о том, что сечение $70/11 \text{ мм}^2$ в данных условиях экономического интервала не имеет. А наименьшее сечение, которое может быть экономически выгодным, является $95/16 \text{ мм}^2$. Граничный ток $I_{185,240}$ оказался меньше граничного тока $I_{150,185}$. Это свидетельствует о том, что сечение $185/29 \text{ мм}^2$ также не имеет экономического интервала. Для определения граничного тока между сечениями $150/24 \text{ мм}^2$ и $240/32 \text{ мм}^2$ найдём $k_{150,240}$.

$$k_{150,240} = \sqrt{\frac{24000 - 20000}{(0,198 - 0,121) \cdot 10^{-3}}} = 7,21 \cdot 10^3 (\text{руб} / \text{кОм})^{1/2}.$$



Граничный ток при этом составляет:

$$I_{150,240} = k_{150,240} \cdot \sqrt{\sigma} = 7,21 \cdot 10^3 \cdot 3,42 \cdot 10^{-2} = 247 \text{ A}.$$

По полученным данным строим номограмму. Для этого по горизонтали прочерчиваем ось параметра $\sqrt{\sigma}$, а по вертикали - ось токов. Затем отмечаем точки с координатами $(\sqrt{\sigma}, I_{i,i+1})$ и соединяем их с началом координат. Полученные линии представляют собой границы интервалов соответствующих сечений. На рисунке границы экономических интервалов пар сечений $150,185 \text{ мм}^2$ и $185,240 \text{ мм}^2$ показаны пунктиром, а остальных - сплошными линиями.

ЗАДАЧА 4.4. Определить границы экономических интервалов сечений кабельных линий 10 кВ, выполняемых кабелем марки ААБ при прокладке одного кабеля в траншее, построить соответствующую номограмму. Допустимый по нагреву ток нагрузки кабеля в расчёт не принимать.

РЕШЕНИЕ. Стоимость монтажа и материала при прокладке 1 км кабеля в траншее K_o возьмём по [4,табл.10.5], погонные активные сопротивления - по [1,табл.П.2]. Норму амортизационных отчислений по [4,табл.10.2] принимаем $p_a = 4,3\%$.

$F, \text{мм}^2$	50	70	95	120	150	185	240
$K_o, \text{руб} / \text{км}$	3920	4340	4780	5200	5710	6380	7360
$R_o, \text{Ом} / \text{км}$	0,620	0,442	0,326	0,258	0,206	0,167	0,129

Границы экономических интервалов определяем аналогично задаче 4.3.

Коэффициенты $k_{i,i+1}$:

$$k_{50,70} = \sqrt{\frac{K_{o70} - K_{o50}}{(R_{o50} - R_{o70}) \cdot 10^{-3}}} = \sqrt{\frac{4340 - 3920}{(0,62 - 0,443) \cdot 10^{-3}}} = 1,54 \cdot 10^3 (\text{руб} / \text{кОм})^{1/2};$$

$$k_{70,95} = 1,94 \cdot 10^3 (\text{руб} / \text{кОм})^{1/2};$$

$$k_{95,120} = 2,49 \cdot 10^3 (\text{руб} / \text{кОм})^{1/2};$$

$$k_{120,150} = 3,13 \cdot 10^3 (\text{руб} / \text{кОм})^{1/2};$$

$$k_{150,185} = 4,14 \cdot 10^3 (\text{руб} / \text{кОм})^{1/2};$$

$$k_{185,240} = 5,08 \cdot 10^3 (\text{руб} / \text{кОм})^{1/2}.$$

Наибольшее значение параметра $\sqrt{\sigma}$:

$$\sqrt{\sigma} = \sqrt{\frac{E_n + p_a}{3 c_s \tau}} = \sqrt{\frac{0,15 + 0,043}{3 \cdot 3,3 \cdot 10^{-2} \cdot 1500}} = 3,61 \cdot 10^{-2} (\text{кВт} / \text{руб})^{1/2};$$

Определяем граничные токи:

$$I_{50,70} = k_{50,70} \cdot \sqrt{\sigma} = 1,54 \cdot 10^3 \cdot 3,61 \cdot 10^{-2} = 56 \text{ A};$$

$$I_{70,95} = k_{70,95} \cdot \sqrt{\sigma} = 1,94 \cdot 10^3 \cdot 3,61 \cdot 10^{-2} = 70 \text{ A};$$

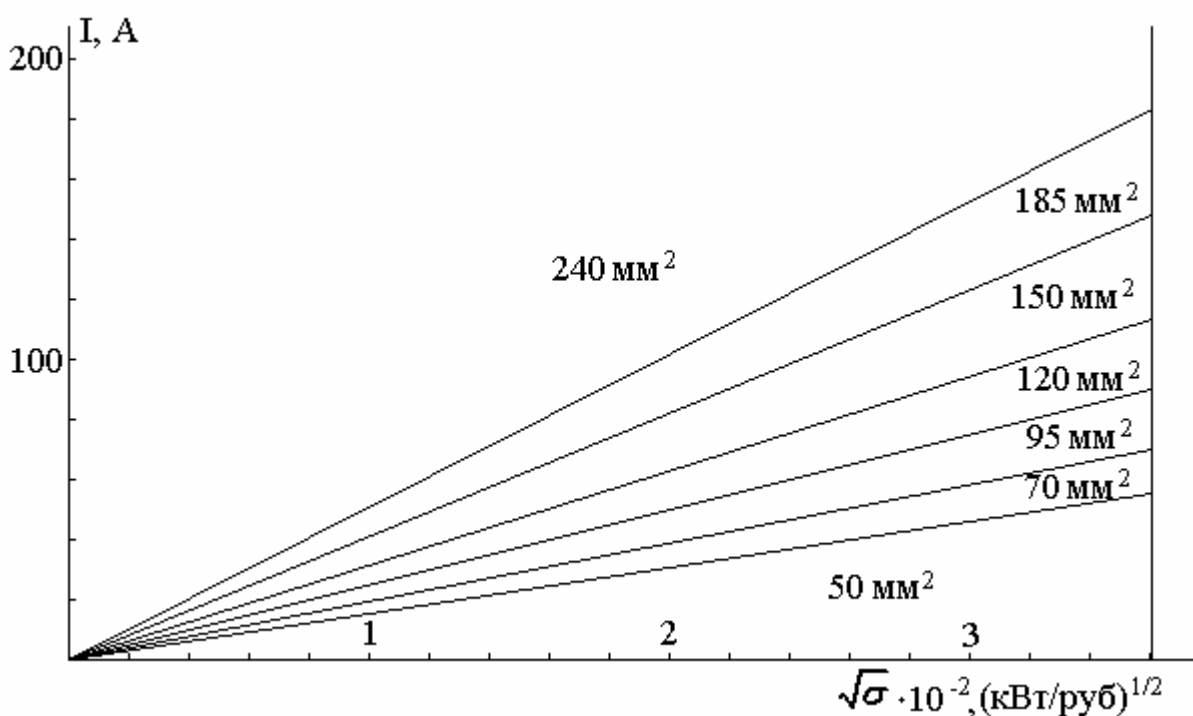
$$I_{95,120} = k_{95,120} \cdot \sqrt{\sigma} = 2,49 \cdot 10^3 \cdot 3,61 \cdot 10^{-2} = 90 \text{ A};$$

$$I_{120,150} = k_{120,150} \cdot \sqrt{\sigma} = 3,13 \cdot 10^3 \cdot 3,61 \cdot 10^{-2} = 113 \text{ A};$$

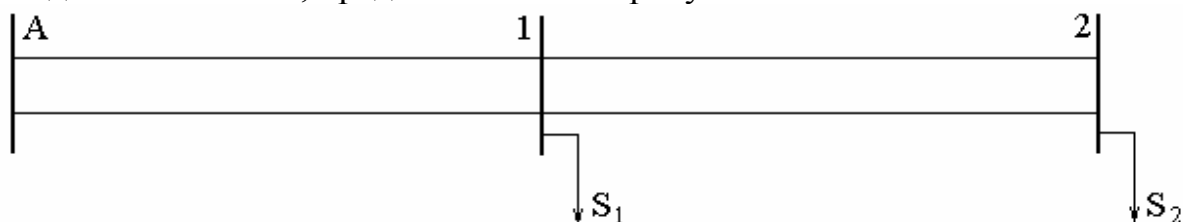
$$I_{150,185} = k_{150,185} \cdot \sqrt{\sigma} = 4,14 \cdot 10^3 \cdot 3,61 \cdot 10^{-2} = 149 \text{ A};$$

$$I_{185,240} = k_{185,240} \cdot \sqrt{\sigma} = 5,08 \cdot 10^3 \cdot 3,61 \cdot 10^{-2} = 183 \text{ A}.$$

По полученным данным строим номограмму.



ЗАДАЧА 4.5. Используя границы экономических интервалов, полученные в задаче 4.3, определить экономически целесообразные сечения проводов сети 110 кВ, представленной на рисунке.



Прогнозируемые расчётные нагрузки на 5-м году эксплуатации сети составляют:

$$P_1 = 35 \text{ МВт}; \quad \cos \varphi_1 = 0,85; \quad T_{нб1} = 6500 \text{ ч/год};$$

$$P_2 = 30 \text{ МВт}; \quad \cos \varphi_2 = 0,88; \quad T_{нб2} = 4000 \text{ ч/год}.$$

РЕШЕНИЕ. Определяем реактивные мощности нагрузок:

$$Q_1 = P_1 \operatorname{tg} \varphi_1 = P_1 \operatorname{tg}(\arccos \varphi_1) = 35000 \operatorname{tg}(\arccos 0,85) = 21691 \text{ квар};$$

$$Q_2 = P_2 \operatorname{tg} \varphi_2 = P_2 \operatorname{tg}(\arccos \varphi_2) = 30000 \operatorname{tg}(\arccos 0,88) = 16192 \text{ квар}.$$

Определяем потоки мощности в линиях:

$$\underline{S}_{12} = P_2 + jQ_2 = 30000 + j16192 \text{ кВА};$$

$$\underline{S}_{A1} = \underline{S}_{12} + \underline{S}_1 = 30000 + j16192 + 35000 + j21691 = 65000 + j37883 \text{ кВА}.$$

Определяем расчётные токи линий:

$$I_{A1} = \frac{\sqrt{(P_{A1})^2 + (Q_{A1})^2}}{2\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{65000^2 + 37883^2}}{2\sqrt{3} \cdot 110} = 197 \text{ А};$$

$$I_{12} = \frac{\sqrt{(P_{12})^2 + (Q_{12})^2}}{2\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{30000^2 + 16192^2}}{2\sqrt{3} \cdot 110} = 89 \text{ А}.$$

Определяем число часов наибольшей нагрузки по каждой линии:

$$T_{1нб} = T_{2нб} = 4000 \text{ ч / год};$$

$$T_{A1нб} = \frac{T_{1нб} P_1 + T_{2нб} P_2}{P_{A1}} = \frac{65000 \cdot 35000 + 4000 \cdot 30000}{65000} = 5346 \text{ ч / год}.$$

Определяем время наибольших потерь:

$$\tau_{A1} = (0,124 + T_{A1нб} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 3800 \text{ ч / год};$$

$$\tau_{12} = (0,124 + T_{12нб} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 2405 \text{ ч / год}.$$

По рис. 6.2 [2] определяем стоимость потерь электроэнергии:

$$c_{\text{э}A1} = 2,15 \cdot 10^{-2} \text{ руб / кВт} \cdot \text{ч}; \quad c_{\text{э}12} = 2,65 \cdot 10^{-2} \text{ руб / кВт} \cdot \text{ч}.$$

Определяем величину параметра $\sqrt{\sigma}$:

$$\sqrt{\sigma_{A1}} = \sqrt{\frac{E_n + p_a}{3 c_{\text{э}} \tau}} = \sqrt{\frac{0,15 + 0,024}{3 \cdot 2,15 \cdot 10^{-2} \cdot 3800}} = 2,66 \cdot 10^{-2} (\text{кВт} / \text{руб})^{1/2};$$

$$\sqrt{\sigma_{12}} = \sqrt{\frac{0,15 + 0,024}{3 \cdot 2,65 \cdot 10^{-2} \cdot 2405}} = 3,02 \cdot 10^{-2} (\text{кВт} / \text{руб})^{1/2}.$$

По номограмме на с.41 для данных значений $\sqrt{\sigma}$ и расчётных токов линий определяем экономически целесообразные сечения:

$$F_{A1} = 240 / 32 \text{ мм}^2; \quad F_{12} = 120 / 19 \text{ мм}^2.$$

ЗАДАЧА 4.6. Используя границы экономических интервалов, полученные в задаче 4.4, определить экономически целесообразное сечение кабельной линии с номинальным напряжением 10 кВ, выполненной кабелем марки ААБ в траншее, питающей нагрузку 1600 кВт при $\cos \varphi = 0,86$. Время наибольшей нагрузки $T_{нб} = 5500 \text{ ч/год}$.

РЕШЕНИЕ. Определяем расчётный ток кабеля:

$$I_p = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{\sqrt{P^2 + (P \cdot \operatorname{tg}(\arccos \varphi))^2}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}} =$$

$$= \frac{\sqrt{1600^2 + (1600 \cdot \operatorname{tg}(\arccos 0,86))^2}}{\sqrt{3} \cdot 10} = 107 \text{ А.}$$

Определяем время наибольших потерь и по [2,рис.6.2] соответствующую ему стоимость потерь электроэнергии:

$$\tau = (0,124 + 5500 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 3980 \text{ ч/год};$$

$$c_9 = 2,15 \cdot 10^{-2} \text{ руб/кВт} \cdot \text{ч.}$$

Определяем параметр $\sqrt{\sigma}$:

$$\sqrt{\sigma} = \sqrt{\frac{E_n + p_a}{3 c_9 \tau}} = \sqrt{\frac{0,15 + 0,043}{3 \cdot 2,15 \cdot 10^{-2} \cdot 3980}} = 2,74 \cdot 10^{-2} (\text{кВт} / \text{руб})^{1/2}.$$

По номограммам определяем экономически целесообразное сечение:

$$F_{эк} = 150 \text{ мм}^2.$$

5. ВЫБОР И ПРОВЕРКА СЕЧЕНИЙ ПРОВОДОВ И КАБЕЛЕЙ ПО ДОПУСТИМОЙ ПОТЕРЕ НАПРЯЖЕНИЯ

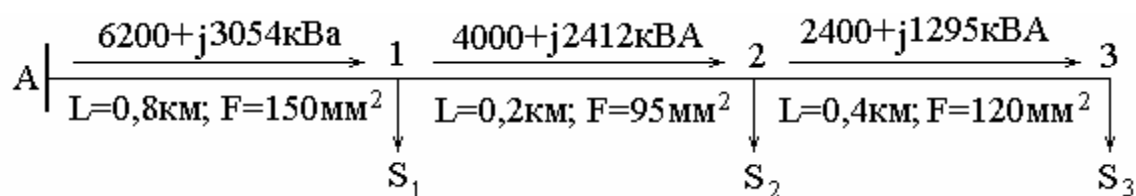
Потеря напряжения в линиях электропередачи распределительных сетей, где обычно нет устройств для регулирования напряжения в течение суток, не должна превышать допустимых пределов, чтобы напряжение на шинах потребителей, питающихся по этим линиям, оставалось в рамках, предусмотренных стандартом. Расчет потери напряжения производится в двух случаях. Во-первых, для проверки сечения, уже выбранного по другим условиям, например, по условиям экономической целесообразности. И во-вторых, когда сечение выбирается непосредственно по потере напряжения, то есть когда заведомо известно, что потеря напряжения является определяющим техническим ограничением, и нет смысла проводить выбор по другим условиям. При проверке по потере напряжения уже выбранного се-

чения определяются параметры схемы замещения линии, а затем рассчитывается ее электрический режим (см. задачи главы 1 и 2), и полученная величина потери напряжения сравнивается с допустимой.

При выборе сечения по условиям допустимой потери напряжения задача усложняется, поскольку потеря напряжения определяется не только активным сопротивлением линии, напрямую связанным с сечением, но и реактивным, которое от сечения зависит в очень малой степени. Если проектируемая линия состоит из нескольких участков, то задача выбора становится неопределенной и необходимо задаваться какими-то дополнительными условиями. В городских сетях с целью более удобного монтажа и обслуживания дополнительным условием обычно является равенство сечений по всем участкам. В коротких и обычно сильно загруженных сетях промышленных предприятий в качестве дополнительного условия принимают минимум потерь мощности. В протяженных сельских сетях чаще принимают минимум расхода проводникового материала. Теоретические основы расчетов изложены в [1, с.275...284].

ЗАДАЧА 5.1. Проверить по допустимой потере напряжения в нормальном и наиболее тяжёлом послеаварийном режиме сечения линий кабельной сети 10 кВ, выбранные в задаче 4.2 по экономической плотности тока. Допустимая потеря напряжения задана в следующих пределах: в нормальном режиме - 6%, в послеаварийном - 8%.

РЕШЕНИЕ. Составляем расчётную схему сети и наносим на неё потоки мощности на участках, длины участков и их сечения, выбранные в задаче 4.2.



Определяем сопротивления линий. Погонные сопротивления кабелей r_o и x_o берём из [3, табл. П.1.9]:

$$R_{A1} = \frac{r_{o(A1)} L_{A1}}{2} = \frac{0,206 \cdot 0,8}{2} = 0,0824 \text{ Ом};$$

$$X_{A1} = \frac{x_{o(A1)} L_{A1}}{2} = \frac{0,079 \cdot 0,8}{2} = 0,0316 \text{ Ом};$$

$$R_{12} = \frac{r_{o(12)} L_{12}}{2} = \frac{0,326 \cdot 0,2}{2} = 0,0326 \text{ Ом};$$

$$X_{A1} = \frac{x_{o(12)} L_{12}}{2} = \frac{0,083 \cdot 0,2}{2} = 0,0083 \text{ Ом};$$

$$R_{23} = r_{o(23)}L_{23} = 0,258 \cdot 0,4 = 0,103 \text{ Ом};$$

$$X_{23} = x_{o(23)}L_{23} = 0,081 \cdot 0,4 = 0,0324 \text{ Ом}.$$

Рассчитываем потерю напряжения по участкам:

$$\Delta U_{A1} = \frac{P_{A1}R_{A1} + Q_{A1}X_{A1}}{U_{ном}} = \frac{6200 \cdot 0,0824 + 3054 \cdot 0,0316}{10} = 61 \text{ В};$$

$$\Delta U_{12} = \frac{P_{12}R_{12} + Q_{12}X_{12}}{U_{ном}} = \frac{4000 \cdot 0,0326 + 3054 \cdot 0,0083}{10} = 15 \text{ В};$$

$$\Delta U_{23} = \frac{P_{23}R_{23} + Q_{23}X_{23}}{U_{ном}} = \frac{2400 \cdot 0,103 + 1295 \cdot 0,0324}{10} = 29 \text{ В}.$$

Общая потеря напряжения (то есть потеря напряжения от источника питания до наиболее удалённой точки) в нормальном режиме:

$$\Delta U_{общ} = \Delta U_{A1} + \Delta U_{12} + \Delta U_{23} = 61 + 15 + 29 = 105 \text{ В},$$

что в процентном отношении составляет:

$$U_{\%} = \frac{\Delta U_{общ}}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{105}{10000} \cdot 100\% = 1,05\%.$$

В качестве наиболее тяжёлого послеаварийного режима принимаем режим, возникающий после отключения одной из цепей головного участка А-1. При этом сопротивление участка и, соответственно, потеря напряжения на участке возрастут вдвое. Определяем общую потерю напряжения в этом режиме:

$$\Delta U_{общ} = 2 \cdot \Delta U_{A1} + \Delta U_{12} + \Delta U_{23} = 2 \cdot 61 + 15 + 29 = 166 \text{ В},$$

или, в процентах:

$$U_{\%} = \frac{\Delta U_{общ}}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{166}{10000} \cdot 100\% = 1,66\%.$$

Таким образом, при выбранных по экономической плотности тока сечениях потеря напряжения в сети и в нормальном, и в наиболее тяжелом послеаварийном режиме не превысит допустимых значений.

ЗАДАЧА 5.2. Выбрать сечения проводов ВЛ-6кВ длиной 7,1 км для питания нагрузки $P_1 = 75 \text{ кВт}$ при $\cos \varphi = 0,8$. Провода на опоре расположены треугольником со среднегеометрическим расстоянием между ними $D_{cp} = 850 \text{ мм}$. Допустимая потеря напряжения $\Delta U_{дон} = 10\%$.

РЕШЕНИЕ. Определяем ток линии:

$$I = \frac{P}{\cos \varphi \cdot \sqrt{3} \cdot U_{ном}} = \frac{75}{0,8 \cdot \sqrt{3} \cdot 6} = 9 \text{ A.}$$

Минимальное по условиям механической прочности сечение стале-алюминиевого провода, которое можно применить в данном случае, это 16 мм^2 , а алюминиевого - 25 мм^2 [3, табл.2-1]. При этом плотность тока оказывается значительно меньше экономической, и провод будет сильно недоиспользован. Поэтому, с целью удешевления линии выбираем стальной провод минимального по условиям механической прочности сечения ПС-25. Определяем параметры линии. Погонные сопротивления (активное и внутреннее индуктивное) находим по [3, табл.П.1-6], а погонное внешнее индуктивное по [3, табл.П.1-5].

$$r_o = 5,45 \text{ Ом/км}; \quad x_o'' = 0,84 \text{ Ом/км}; \quad x_o' = 0,358 \text{ Ом/км};$$

$$R_{\text{л}} = r_o L = 5,45 \cdot 7,1 = 38,7 \text{ Ом}; \quad X_{\text{л}} = (x_o' + x_o'') \cdot L = (0,358 + 0,84) \cdot 7,1 = 8,51 \text{ Ом}.$$

Определяем поток реактивной мощности в линии, а затем - потерю напряжения в ней.

$$Q = P \cdot \operatorname{tg}(\arccos \varphi) = 75 \cdot \operatorname{tg}(\arccos 0,8) = 56,25 \text{ квар};$$

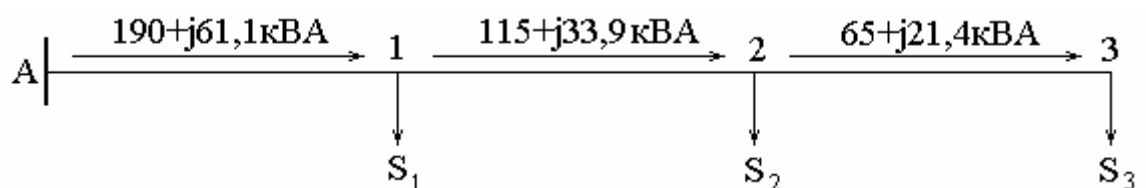
$$\Delta U = \frac{PR_{\text{л}} + QX_{\text{л}}}{U_{ном}} = \frac{75 \cdot 38,7 + 56,25 \cdot 8,51}{6} = 564 \text{ В};$$

$$U_{\%} = \frac{\Delta U}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{564}{6000} \cdot 100\% = 9,4\%.$$

Полученная величина ΔU меньше допустимого значения.

ЗАДАЧА 5.3. Для питания трёх нагрузок: $P_1 = 75 \text{ кВт}$; $P_2 = 50 \text{ кВт}$; $P_3 = 65 \text{ кВт}$; $\cos \varphi_1 = 0,94$; $\cos \varphi_2 = 0,97$; $\cos \varphi_3 = 0,95$ проектируется магистральная кабельная сеть напряжением 0,38 кВ. Расстояние от шин питающей подстанции до первого потребителя - 70м, от первого до второго - 120м и от второго до третьего - 42м. Допустимая потеря напряжения 5%. Определить сечение кабеля по условиям допустимой потери напряжения и при условии постоянства сечения по всей сети.

РЕШЕНИЕ. Составляем расчётную схему сети и производим расчёт потокораспределения.



$$P_{23} = P_3 = 65 \text{ кВт};$$

$$Q_{23} = P_3 \cdot \operatorname{tg}(\arccos \varphi_3) = 65 \cdot \operatorname{tg}(\arccos 0,95) = 21,4 \text{ квар};$$

$$P_{12} = P_{23} + P_2 = 65 + 50 = 115 \text{ кВт};$$

$$Q_{12} = Q_{23} + Q_2 = P_2 \cdot \operatorname{tg}(\arccos \varphi_2) = 21,4 + 50 \operatorname{tg}(\arccos 0,97) = 33,9 \text{ квар};$$

$$P_{01} = P_{12} + P_1 = 115 + 75 = 190 \text{ кВт};$$

$$Q_{01} = Q_{12} + Q_1 = P_1 \cdot \operatorname{tg}(\arccos \varphi_1) = 33,9 + 75 \operatorname{tg}(\arccos 0,94) = 61,1 \text{ квар}.$$

Определяем ориентировочную величину потери напряжения в реактивных сопротивлениях сети, принимая по [1.табл.П.2] $x_o = 0,06 \text{ Ом/км}$:

$$\Delta U_p = \frac{x_o \sum (Q_i L_i)}{U_{ном}} = \frac{0,06(61,1 \cdot 0,07 + 33,9 \cdot 0,120 + 21,4 \cdot 0,042)}{0,38} = 1,5 \text{ В}.$$

Допустимая потеря напряжения, приходящаяся на активные сопротивления сети, составляет:

$$\Delta U_{a доп} = \frac{\Delta U_{доп}}{100} \cdot U_{ном} - \Delta U_p = \frac{5}{100} \cdot 380 - 1,5 = 17,5 \text{ В}.$$

Находим наименьшее сечение кабеля, удовлетворяющее этому условию:

$$F = \frac{\sum (P_i L_i)}{\gamma U_{ном} U_{a доп}} = \frac{190 \cdot 70 + 115 \cdot 120 + 65 \cdot 42}{32 \cdot 0,38 \cdot 17,5} = 140 \text{ мм}^2,$$

здесь $\gamma = 32 \text{ м/Ом} \cdot \text{мм}^2$ - удельная электрическая проводимость алюминия.

Выбираем ближайшее большее стандартное сечение $F = 150 \text{ мм}^2$ и производим для него поверочный расчёт потери напряжения:

$$r_o = 0,206 \text{ Ом/км}; \quad x_o = 0,0596 \text{ Ом/км} [1.табл.П.2];$$

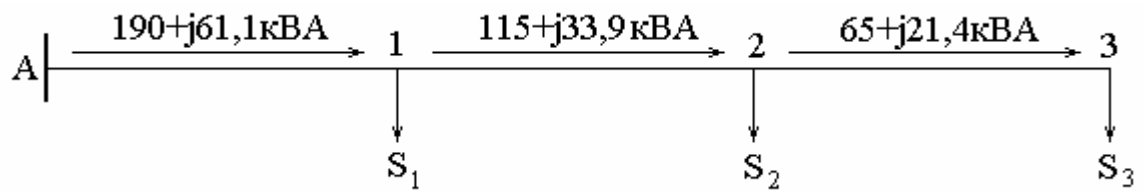
$$\begin{aligned} \Delta U = \frac{r_o \sum (P_i L_i) + x_o \sum (Q_i L_i)}{U_{ном}} &= \frac{0,206(190 \cdot 0,07 + 115 \cdot 0,12 + 65 \cdot 0,042)}{0,38} + \\ &+ \frac{0,0596(61,1 \cdot 0,07 + 33,9 \cdot 0,12 + 21,4 \cdot 0,042)}{0,38} = 17,6 \text{ В}, \end{aligned}$$

или, в процентном отношении:

$$\Delta U_{\%} = \frac{\Delta U}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{17,6}{380} \cdot 100\% = 4,6\%.$$

ЗАДАЧА 5.4. Выбрать сечения участков кабельной сети, рассмотренной в задаче 5.3, при условии обеспечения минимума потерь мощности.

РЕШЕНИЕ. Приводим расчётную схему сети (по данным задачи 5.3):



Находим коэффициенты мощности по участкам сети:

$$\cos \varphi_{A1} = \frac{P_{01}}{\sqrt{(P_{01})^2 + (Q_{01})^2}} = \frac{190}{\sqrt{190^2 + 61,1^2}} = 0,95;$$

$$\cos \varphi_{12} = \frac{P_{12}}{\sqrt{(P_{12})^2 + (Q_{12})^2}} = \frac{115}{\sqrt{115^2 + 33,9^2}} = 0,96;$$

$$\cos \varphi_{23} = \frac{P_{23}}{\sqrt{(P_{23})^2 + (Q_{23})^2}} = \frac{65}{\sqrt{65^2 + 21,4^2}} = 0,95.$$

Определяем плотность тока, обеспечивающую при заданной допустимой потере напряжения минимум потерь мощности:

$$j = \frac{\gamma \cdot \Delta U_{a \text{ доп}}}{\sqrt{3} \cdot \sum (L_i \cos \varphi_i)} = \frac{32 \cdot 17,5}{\sqrt{3}(70 \cdot 0,95 + 120 \cdot 0,96 + 42 \cdot 0,95)} = 1,46 \text{ A / мм}^2.$$

Здесь $\gamma = 32 \text{ м / Ом} \cdot \text{мм}^2$ - удельная электрическая проводимость алюминия; $\Delta U_{a \text{ доп}} = 17,5 \text{ В}$ - доля допустимой потери напряжения, приходящаяся на активные сопротивления сети 9 по данным задачи 5.3).

Определяем токи на участках сети и вычисляем соответствующие им сечения:

$$I_{A1} = \frac{P_{01}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cos \varphi_{01}} = \frac{100}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,95} = 304 \text{ A};$$

$$I_{12} = \frac{P_{12}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cos \varphi_{12}} = \frac{115}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,96} = 182 \text{ A};$$

$$I_{23} = \frac{P_{23}}{\sqrt{3} \cdot U_{\text{ном}} \cos \varphi_{23}} = \frac{65}{\sqrt{3} \cdot 0,38 \cdot 0,95} = 104 \text{ A};$$

$$F_{A1} = \frac{I_{01}}{j} = \frac{304}{1,46} \text{ ч} = 208 \text{ мм}^2;$$

$$F_{12} = \frac{I_{12}}{j} = \frac{182}{1,46} \text{ ч} = 125 \text{ мм}^2;$$

$$F_{23} = \frac{I_{23}}{j} = \frac{104}{1,46} \text{ ч} = 71 \text{ мм}^2.$$

На основании полученных результатов выбираем ближайшие стандартные значения:

$$F_{A1} = 2 \times 120 \text{ мм}^2 \text{ (два кабеля параллельно); } F_{12} = 120 \text{ мм}^2; F_{23} = 70 \text{ мм}^2.$$

Для проверки выбранных сечений определяем общую потерю напряжения в сети при выбранных сечениях. Погонные значения сопротивлений берём из [1, табл. П.2]:

$$r_{o(120)} = 0,258 \text{ Ом/км}; r_{o(70)} = 0,443 \text{ Ом/км};$$

$$x_{o(120)} = 0,0602 \text{ Ом/км}; x_{o(70)} = 0,0612 \text{ Ом/км}.$$

Сопротивления участков:

$$R_{A1} = \frac{r_{o(120)} \cdot L_{01}}{2} = \frac{0,258 \cdot 0,07}{2} = 9,03 \cdot 10^{-3} \text{ Ом};$$

$$X_{A1} = \frac{x_{o(120)} \cdot L_{01}}{2} = \frac{0,0602 \cdot 0,07}{2} = 2,11 \cdot 10^{-3} \text{ Ом};$$

$$R_{12} = r_{o(120)} \cdot L_{12} = 0,258 \cdot 0,12 = 31 \cdot 10^{-3} \text{ Ом};$$

$$X_{12} = x_{o(120)} \cdot L_{12} = 0,0602 \cdot 0,12 = 7,22 \cdot 10^{-3} \text{ Ом};$$

$$R_{23} = r_{o(70)} \cdot L_{23} = 0,443 \cdot 0,042 = 18,6 \cdot 10^{-3} \text{ Ом};$$

$$X_{23} = x_{o(70)} \cdot L_{23} = 0,0612 \cdot 0,042 = 2,57 \cdot 10^{-3} \text{ Ом}.$$

Определяем общую потерю напряжения:

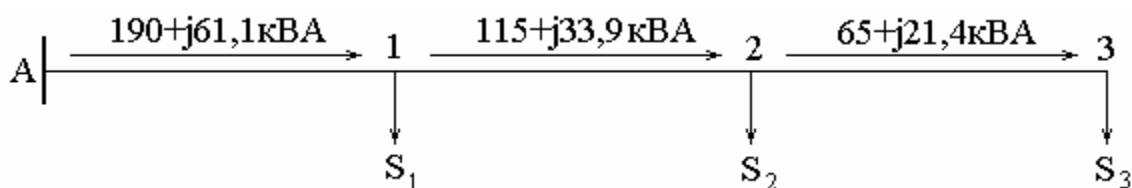
$$\Delta U = \frac{\sum (P_i R_i + Q_i X_i)}{U_{ном}} = \frac{(190 \cdot 9,03 + 61,1 \cdot 2,11 + 115 \cdot 31)}{0,38} + \frac{(33,9 \cdot 7,22 + 65 \cdot 18,6 + 21,4 \cdot 2,57) \cdot 10^{-3}}{0,38} = 18,2 \text{ В},$$

что в процентах составляет:

$$\Delta U_{\%} = \frac{\Delta U}{U_{ном}} \cdot 100\% = \frac{18,2}{380} \cdot 100\% = 4,8\%.$$

ЗАДАЧА 5.5. Выбрать сечения участков кабельной сети, рассмотренной в задаче 5.3 при условии обеспечения наименьшего расхода алюминия.

РЕШЕНИЕ. Приводим расчётную схему сети (по данным задачи 5.3):



Сечения участков сети F_i , удовлетворяющие условию наименьшего расхода алюминия, определяем в зависимости от протекающей по участку мощности P_i по формуле:

$$F_i = k_p \cdot \sqrt{P_i}.$$

Вначале рассчитываем величину коэффициента k_p в $\text{мм}^2 / (\text{кВт})^{1/2}$:

$$k_p = \frac{\sum (\sqrt{P_i} \cdot L_i)}{\gamma \cdot \Delta U_{\text{адон}} \cdot U_{\text{ном}}} = \frac{\sqrt{90} \cdot 70 + \sqrt{115} \cdot 120 + \sqrt{65} \cdot 42}{32 \cdot 17,4 \cdot 0,38} = 12,24,$$

а затем необходимые сечения по участкам:

$$F_{A1} = k_p \sqrt{P_{01}} = 12,24 \cdot \sqrt{190} = 169 \text{ мм}^2;$$

$$F_{12} = k_p \sqrt{P_{12}} = 12,24 \cdot \sqrt{115} = 131 \text{ мм}^2;$$

$$F_{23} = k_p \sqrt{P_{23}} = 12,24 \cdot \sqrt{65} = 99 \text{ мм}^2.$$

Округляем полученные значения до стандартных и выбираем сечения:

$$F_{A1} = 185 \text{ мм}^2; \quad F_{12} = 120 \text{ мм}^2; \quad F_{23} = 95 \text{ мм}^2.$$

Так, как округления производились как в большую, так и в меньшую сторону, то необходим поверочный расчёт выбранных сечений.

Находим активные и реактивные сопротивления участков сети.

$$R_{A1} = r_0 \cdot L_{01} = 0,167 \cdot 0,07 = 11,7 \cdot 10^{-3} \text{ Ом};$$

$$X_{A1} = x_0 \cdot L_{01} = 0,0596 \cdot 0,07 = 4,17 \cdot 10^{-3} \text{ Ом};$$

$$R_{12} = r_0 \cdot L_{12} = 0,258 \cdot 0,12 = 31 \cdot 10^{-3} \text{ Ом};$$

$$X_{12} = x_0 \cdot L_{12} = 0,0602 \cdot 0,12 = 7,22 \cdot 10^{-3} \text{ Ом};$$

$$R_{23} = r_0 \cdot L_{23} = 0,326 \cdot 0,042 = 13,7 \cdot 10^{-3} \text{ Ом};$$

$$X_{23} = x_0 \cdot L_{23} = 0,0602 \cdot 0,042 = 2,53 \cdot 10^{-3} \text{ Ом}.$$

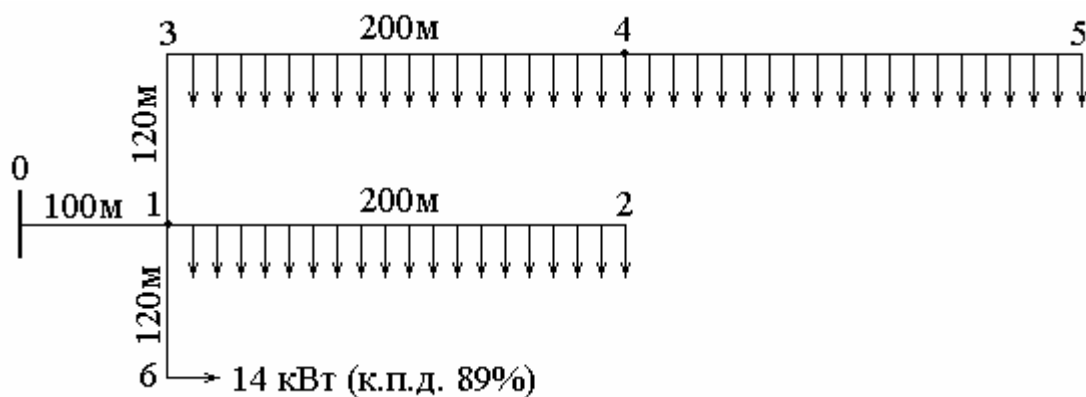
Здесь r_0 и x_0 - погонные значения сопротивлений кабелей соответствующих сечений, определяемые по [1, табл. П.2].

Рассчитываем общую потерю напряжения:

$$\Delta U = \frac{\sum (P_i R_i + Q_i X_i)}{U_{\text{ном}}} = \frac{(190 \cdot 11,7 + 61,1 \cdot 4,17 + 115 \cdot 31) \cdot 10^{-3}}{0,38} + \frac{(33,9 \cdot 7,22 + 65 \cdot 13,7 + 21,4 \cdot 2,53) \cdot 10^{-3}}{0,38} = 19 \text{ В},$$

что в процентах составляет:
$$\Delta U_{\%} = \frac{\Delta U}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% = \frac{19}{380} \cdot 100\% = 5\%.$$

ЗАДАЧА 5.6. На рисунке представлена схема сети 380/220В для электроснабжения дачного посёлка. Осветительные нагрузки домов представлены в виде нагрузок, равномерно распределённых вдоль улиц плотностью $p_o = 50 \text{ Вт/м}$. Нагрузка в точке 6 - электропривод насоса, подающего воду для полива. Необходимые параметры двигателя приведены на схеме. Там же показаны длины участков. Участки 1-2 и 4-5 однофазные двухпроводные, участок 3-4 двухфазный трёхпроводный и участки 0-1, 1-6 и 1-3 трёхфазные четырёхпроводные. Чтобы нагрузка подстанции была симметричной, осветительные нагрузки, являющиеся однофазными, распределены следующим образом. Участок 1-2 - одна фаза, участок 3-4 - вторая и 4-5 - третья. Сеть выполнена воздушной, проводом марки А-50. Определить, понадобятся ли владельцам дач стабилизаторы напряжения для питания телевизоров, если линейное напряжение на шинах подстанции в любых режимах не выходит за пределы 375...395В.



РЕШЕНИЕ. Телевизоры обеспечивают нормальную работу при отклонениях напряжения от -10% до +5%, что по отношению к номинальному напряжению 220В составляет 198...231В. Пределы изменения напряжения на шинах подстанции в соответствии с заданием составляют:

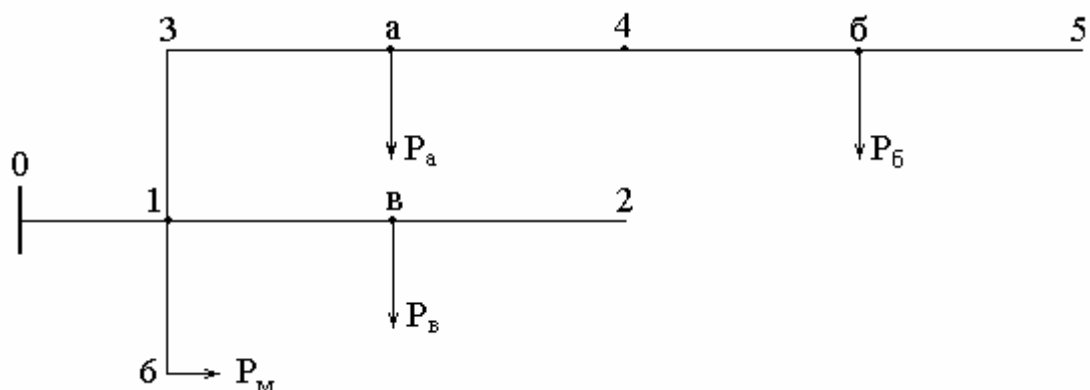
$$U_{\phi} = \frac{375 \dots 395}{\sqrt{3}} = 216 \dots 228 \text{ В.}$$

Таким образом, верхний предел отклонения напряжения не превышает допустимый предел даже в самых неблагоприятных условиях. Для оценки нижнего предела отклонения напряжения необходимо найти наибольшую потерю напряжения в сети. Для этого составляем расчётную схему, на которой все распределённые нагрузки представляем в виде сосредоточенных, приложенных в серединах соответствующих участков.

Определяем нагрузки:

$$P_a = P_o = P_e = p_o L_{уч} = 50 \cdot 200 = 10 \text{ кВт};$$

$$P_n = \frac{P_{двиг}}{к.п.д.} = \frac{14}{0,89} = 15,7 \text{ кВт.}$$



Падением напряжения на реактивных сопротивлениях пренебрегаем, поэтому реактивную мощность двигателя не определяем. В соответствии с [3, табл. П.1-1] погонное активное сопротивление провода А-50 составляет 0,576 Ом/км.

Определяем потерю напряжения на участке а-б от однофазной нагрузки $P_{\text{б}}$ (фазное значение):

$$\Delta U_{ab} = \frac{2\sqrt{3} \cdot r_o}{U_{ном}} \cdot P_{\text{б}} \cdot L_{ab} = \frac{2\sqrt{3} \cdot 0,576}{0,38} \cdot 10 \cdot 0,2 = 10,5 \text{ В}.$$

Нагрузка участка 1- а двухфазная, равная $P_a + P_{\text{б}}$. Определяем фазное значение потери напряжения на этом участке:

$$\Delta U_{1a} = \frac{0,75\sqrt{3}r_o}{U_{ном}} \cdot (P_a + P_{\text{б}}) \cdot L_{1a} = \frac{0,75\sqrt{3} \cdot 0,576}{0,38} \cdot (10 + 10) \cdot 0,16 = 10,5 \text{ В}.$$

Нагрузка участка 0-1 трёхфазная, равная сумме нагрузок всего посёлка $P_a + P_{\text{б}} + P_{\text{в}} + P_{\text{н}}$. Определяем потерю напряжения на этом участке (линейное значение).

$$\Delta U_{01} = \frac{\sum P_i \cdot r_o L_{01}}{U_{ном}} = \frac{(10 + 10 + 10 + 15,7) \cdot 0,576 \cdot 0,1}{0,38} = 6,9 \text{ В}.$$

Общая потеря напряжения (фазное значение) от подстанции до наиболее удаленной точки 5 составит:

$$\Delta U_{нб} = \frac{\Delta U_{01}}{\sqrt{3} + \Delta U_{1a} + \Delta U_{ab}} = \frac{6,9}{\sqrt{3} + 6,3 + 10,5} = 21 \text{ В}.$$

Следовательно, напряжение на вводах в дома в конце участка 4-5 в часы, когда напряжение на шинах подстанции U_o минимально, составляет:

$$U_5 = U_o - \Delta U_{нб} = 216 - 21 = 195 \text{ В}.$$

Это напряжение на 3В меньше, чем минимально допустимое для нормальной работы телевизоров, следовательно, владельцам дач последней трети участка 4-5 понадобятся стабилизаторы напряжения.

6. ВЫБОР И ПРОВЕРКА СЕЧЕНИЙ ПРОВОДОВ И КАБЕЛЕЙ ПО УСЛОВИЯМ НАГРЕВА

Проверка сечений воздушных линий по условиям нагрева производится обычно только для послеаварийных режимов, когда линии сильно перегружены. В нормальных режимах такая проверка обычно не делается, так как сечения, выбранные по условиям экономической целесообразности как правило, значительно выше сечений, допустимых по нагреву. При этом проверка состоит в сравнении тока перегрузки с током, являющимся для данного сечения допустимым.

Кабельные линии, а также проводки, выполненные в трубах, обязательно проверяются по нагреву. Более того, поскольку из-за высокой стоимости кабельной продукции экономически целесообразные сечения получаются маленькими, то нагрев токоведущих частей часто является главным фактором, определяющим выбор сечения. Поэтому сечение таких линий часто выбирается именно по условиям нагрева, а если даже оно и выбрано по другим условиям, то по нагреву обязательно проверяется. При этом в зависимости от условий прокладки и температуры окружающей среды в табличные значения допустимых токов необходимо вводить поправочные коэффициенты.

Защита от коротких замыканий и перегрузок линий низкого напряжения (до 1000В), а также электроприемников, которые по этим линиям получают питание, обычно осуществляется совместно, то есть одним и тем же простейшим защитным устройством (предохранителем или автоматическим воздушным выключателем). Защитные характеристики таких устройств не регулируются или регулируются в небольших пределах, поэтому для обеспечения надежной защиты необходимо сечение линий выбирать совместно с выбором защитного аппарата. Перед решением задач такого типа рекомендуется изучить [3, с.104...116].

ЗАДАЧА 6.1. Проверить по условиям допустимого нагрева выбранные в задаче 4.5 сталеалюминиевые провода в нормальном режиме и в послеаварийных режимах, возникающих после отключения одной из цепей двухцепных линий. Температура воздуха в наиболее жарком месяце составляет $+40^{\circ}\text{C}$.

РЕШЕНИЕ. Находим допустимые значения токов для выбранных сечений [1, табл. П.9] при температуре воздуха $+25^{\circ}\text{C}$ и приводим их к фактической температуре $+40^{\circ}\text{C}$. При этом коэффициент, учитывающий по ш1.0 поправку на температуру $k_o = 0,81$, берём из [1, табл. П.11].

Линия А-1 (выбран провод АС-240/39): $I_{дон} = 605 \cdot 0,81 = 490 \text{ А}$.

Линия 1-2 (выбран провод АС-120/19): $I_{дон} = 390 \cdot 0,81 = 316 \text{ А}$.

В нормальном режиме по каждой цепи линии А-1 протекает ток 197А, а по каждой цепи линии 1-2 - ток 89А. Эти токи значительно меньше допустимых значений. При отключении одной из цепей линии А-1 или линии 1-2 ток в цепи, оставшейся в работе, удвоится, то есть:

$$I_{n.ав(A1)} = 2 \cdot 197 = 394 \text{ А}; \quad I_{n.ав(12)} = 2 \cdot 89 = 178 \text{ А}.$$

Эти токи также не превышают допустимых значений. Следовательно, провода, выбранные в задаче 4-5, удовлетворяют условиям нагрева как в нормальном, так и в послеаварийном режимах.

ЗАДАЧА 6.2. Проверить по условиям допустимого нагрева сечения кабельных линий, выбранных в задаче 4.2. Кабели имеют бумажную пропитанную изоляцию и алюминиевую оболочку. Прокладываются в земляной траншее с расстоянием между параллельными кабелями 200мм. Температура почвы + 20°С. Продолжительность суточного максимума нагрузки 6 ч.

РЕШЕНИЕ. Токи, протекающие по кабелям в нормальном режиме, а также сечения кабелей берём по данным задачи 4.2:

$$I_{A1} = 199,5 \text{ А}; \quad I_{12} = 134,8 \text{ А}; \quad I_{23} = 157,4 \text{ А};$$

$$F_{A1} = 150 \text{ мм}^2; \quad F_{12} = 95 \text{ мм}^2; \quad F_{23} = 120 \text{ мм}^2.$$

В соответствии с [3,табл.П2.6] максимально допустимая температура жил кабелей составляет + 60°С, а табличные допустимые нагрузки (при прокладке в земле):

$$I_{дон(95)} = 205 \text{ А}; \quad I_{дон(120)} = 240 \text{ А}; \quad I_{дон(150)} = 275 \text{ А}.$$

По [3,табл.П.2-9] определяем поправочный коэффициент на прокладку двух кабелей в одной траншее (для линий А-1 и 1-2) $k_n = 0,92$, а по [3,табл.П2-10] - поправочный коэффициент на температуру земли $k_o = 0,94$.

Затем определяем допустимые нагрузки с учётом поправочных коэффициентов:

$$I_{дон(95)} = 205 \cdot 0,92 \cdot 0,94 = 177 \text{ А};$$

$$I_{дон(120)} = 240 \cdot 0,94 = 225 \text{ А};$$

$$I_{дон(150)} = 275 \cdot 0,92 \cdot 0,94 = 238 \text{ А}.$$

Эти токи больше, чем токи, протекающие по кабелям, следовательно, в нормальном режиме выбранные сечения удовлетворяют условиям допустимого нагрева.

Для проверки условий нагрева в послеаварийных режимах определяем коэффициент загрузки кабелей в режиме, предшествующем аварии, то есть в нормальном:

$$k_{зA1} = \frac{I_{A1}}{I_{дон(150)}} = \frac{199,5}{238} = 0,84; \quad k_{з12} = \frac{I_{12}}{I_{дон(95)}} = \frac{134,8}{177} = 0,76.$$

В послеаварийном режиме оставшийся в работе кабель линии А-1 не может быть перегружен, так как для него $k_3 > 0,8$. Оставшийся в работе кабель линии 1-2 (для него $k_3 < 0,8$) может быть перегружен в соответствии с [1,табл.П.12] в 1,25 раза. С учётом возможной перегрузки и с учётом того, что после отключения аварийного кабеля в траншее остаётся только один работающий кабель, допустимые токи кабелей в послеаварийном режиме составляют:

$$I_{\partial on(150)} = 275 \cdot 0,94 = 258 \text{ A};$$

$$I_{\partial on(95)} = 205 \cdot 0,94 \cdot 1,25 = 240 \text{ A}.$$

Токи, протекающие в послеаварийном режиме по оставшемуся в работе кабелю по сравнению с нормальным режимом, удваиваются, то есть:

$$I_{n.авA1} = 2 \cdot 199,5 = 399 \text{ A}; \quad I_{n.ав12} = 2 \cdot 134,8 = 269,6 \text{ A}.$$

Поскольку $399 > 258$ и $269,6 > 240$, то условия допустимого нагрева в послеаварийных режимах не выполняются, и сечение кабелей необходимо увеличивать. Для этого определяем приведённую нагрузку кабелей с учётом поправочного коэффициента на температуру окружающей среды и коэффициента возможной перегрузки:

$$I'_{12} = \frac{269,6}{0,94 \cdot 1,25} = 229 \text{ A}; \quad I'_{A1} = \frac{399}{0,94} = 424 \text{ A}.$$

Для линии 1-2 выбираем сечение $F = 120 \text{ мм}^2$, для которого допустимый ток 240А. Кабель для линии А-1 должен иметь допустимый ток не менее 424 А. Такой допустимый ток не имеет ни одно из сечений, поэтому увеличиваем число кабелей до четырёх, то есть в послеаварийном режиме будут работать два кабеля. При этом, предполагая, что в нормальном режиме коэффициент загрузки станет меньше 0,8, вводим коэффициент возможной перегрузки 1,25. Приведённая нагрузка на один кабель в послеаварийном режиме составит:

$$I_{A1} = \frac{399}{2 \cdot 0,92 \cdot 0,94 \cdot 1,25} = 184 \text{ A}.$$

Выбираем сечение $F = 95 \text{ мм}^2$, имеющее допустимый ток $I_{\partial on} = 205 \text{ A}$.

Проверяем коэффициент загрузки в нормальном режиме:

$$k_3 = \frac{I_{A1}}{2 \cdot I_{\partial on(95)} \cdot k_o \cdot k_n} = \frac{199,5}{2 \cdot 205 \cdot 0,94 \cdot 0,84} = 0,62 < 0,8.$$

Здесь k_n принимает новое значение 0,84, поскольку в одной траншее теперь проложены 4 кабеля.

ЗАДАЧА 6.3. Асинхронный двигатель привода вентилятора мощностью 14 кВт, 380/220 В, $\cos \varphi = 0,83$, КПД 87% предполагается подключить к силовому шкафу проводом АПРТО, проложенным в стальной трубе по

воздуху. Коэффициент загрузки двигателя 0,9. В качестве коммутационного аппарата предполагается использовать автоматический воздушный выключатель. Температура воздуха в цехе $+30^{\circ}\text{C}$. Выбрать автомат, расцепитель, а также сечение провода по условиям допустимого нагрева.

РЕШЕНИЕ. Определяем номинальный I_n , рабочий I_p и пусковой I_n токи электродвигателя. Кратность пускового тока принимаем равной 5,5.

$$I_{ном} = \frac{P}{\sqrt{3} \cdot U \cdot \cos \varphi \cdot \eta} = \frac{14 \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0,83 \cdot 0,87} = 29,5 \text{ A};$$

$$I_p = I_{ном} \cdot k_n = 29,5 \cdot 0,9 = 26,6 \text{ A};$$

$$I_n = I_{ном} \cdot k_n = 29,5 \cdot 5,5 = 162 \text{ A}.$$

По [5, табл.24-3] выбираем автоматический выключатель АП-50 с комбинированным расцепителем. В качестве номинального тока расцепителя выбираем ближайший ток, больший номинального тока двигателя, то есть $I_{нр} = 40 \text{ A}$

В зоне перегрузки расцепитель срабатывает при токе $1,25 I_{нр}$, а в зоне к.з. при токе $10 I_{нр}$, то есть

$$I_{ср.тепл} = 1,25 \cdot 40 = 50 \text{ A};$$

$$I_{ср.э} = 10 \cdot 40 = 400 \text{ A}.$$

Проверяем ток срабатывания электромагнитного расцепителя по условиям кратковременной перегрузки (пуск двигателя).

$$1,25 I_{ср.э} = 1,25 \cdot 400 = 500 \text{ A} > I_{пуск} = 162 \text{ A} \text{ (условие выполняется.)}$$

Для выбора сечения кабеля приводим рабочий ток двигателя к температуре $+25^{\circ}\text{C}$:

$$I_{p(25)} = I_p \cdot \frac{1}{k_o} = 26,6 \cdot \frac{1}{0,95} = 28 \text{ A},$$

то есть допустимый ток выбранного сечения должен быть не менее 28 А. Здесь $k_o = 0,95$ - поправочный коэффициент на температуру воздуха

[3, табл.П2-10] для допустимой температуры жилы провода $+80^{\circ}\text{C}$. С другой стороны, в соответствии с требованиями ПУЭ допустимый ток провода должен удовлетворять условию:

$$I_{доп} \cdot k_o \geq I_{ср.тепл}; \quad \text{или} \quad I_{доп} \geq \frac{I_{ср.тепл}}{k_o} = \frac{50}{0,95} = 52,6 \text{ A}.$$

Исходя из двух этих условий по [3,табл.П.2-2] выбираем сечение провода $F = 16 \text{ мм}^2$ с допустимым током при прокладке всех проводов четырёхпроводной трёхфазной системы в одной трубе $I_{дон} = 60 \text{ А}$.

ЗАДАЧА 6.4. К силовому щиту подключены четыре асинхронных двигателя (параметры двигателей даны в таблице). По условиям технологии все двигатели могут одновременно находиться в работе. Пуск двигателей лёгкий. Самозапуск не предусмотрен. Определить по условиям допустимого нагрева сечение кабельной линии, питающей щит. Линия прокладывается по воздуху. Температуру воздуха принять $+ 25^\circ \text{С}$. Защиту линии предполагается осуществить предохранителями.

РЕШЕНИЕ. Определяем рабочие токи всех двигателей, а также номинальный и пусковой токи самого крупного двигателя:

$$I_{p1} = \frac{P_{ном} \cdot k_z}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cos \varphi \cdot \eta} = \frac{7,5 \cdot 10^3 \cdot 0,8}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0,81 \cdot 0,85} = 13,2 \text{ А};$$

$$I_{p2} = I_{p3} = \frac{14 \cdot 10^3 \cdot 0,9}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0,83 \cdot 0,87} = 26,5 \text{ А};$$

$$I_{ном4} = \frac{P_{ном}}{\sqrt{3} \cdot U_{ном} \cos \varphi \cdot \eta} = \frac{22 \cdot 10^3 \cdot 0,8}{\sqrt{3} \cdot 380 \cdot 0,85 \cdot 0,89} = 44,2 \text{ А};$$

$$I_{пуск4} = I_{ном4} \cdot k_n = 44,2 \cdot 5,0 = 221 \text{ А};$$

$$I_{p4} = I_{ном4} \cdot k_{z4} = 44,2 \cdot 0,85 = 37,6 \text{ А}.$$

Для защиты линии выбираем предохранитель типа ПН-2. Определяем номинальный ток плавкой вставки:

$$I_v = I_{p1} + I_{p2} + I_{p3} + \frac{I_{пуск4}}{\alpha} = 13,2 + 26,5 + 26,5 + \frac{221}{2,5} = 154 \text{ А}.$$

По [4,табл.6.4] выбираем номинальный ток плавкой вставки

$$I_v = 160 \text{ А}.$$

Определяем допустимый ток кабеля по наибольшему току нагрузки:

$$I_{дон} = I_{нб} = \sum I_{p1} = 13,2 + 26,5 + 26,5 + 37,6 = 103,8 \text{ А}.$$

Определяем допустимый ток кабеля по номинальному току плавкой вставки.

$$I_{дон} = \frac{I}{3} = \frac{160}{3} = 53,3 \text{ А}.$$

По большему из этих токов по [4,табл.7.10] выбираем сечение алюминиевых жил четырёхжильного кабеля 50 мм^2 с допустимым током 110 А.

7. РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ

Одним из основных способов регулирования напряжения является применение на крупных понизительных подстанциях, являющихся центрами нагрузок, устройств РПН (регулирование под нагрузкой), которые позволяют в зависимости от текущего режима непрерывно производить переключение числа витков обмоток трансформаторов без их отключения и поддерживать тем самым необходимый уровень напряжения на шинах низшего напряжения этих подстанций [1, с.205-210]. При этом в соответствии с принципом так называемого «встречного регулирования» в часы наибольших нагрузок на шинах низшего напряжения поддерживается напряжение, на 5...10% выше номинального. При снижении нагрузки его постепенно снижают, доводя до величины на 0...5% выше номинального значения. При таком законе регулирования в центре нагрузок напряжение на шинах большинства электроприемников удается удерживать в рамках, предписываемых стандартом, во всех режимах без применения каких-либо дорогостоящих средств. Серийные устройства РПН, встраиваемые в трансформаторы, имеют определенный диапазон регулирования, и при расчете необходимо проверять достаточность этого диапазона для обеспечения встречного регулирования во всех режимах, включая и послеаварийные.

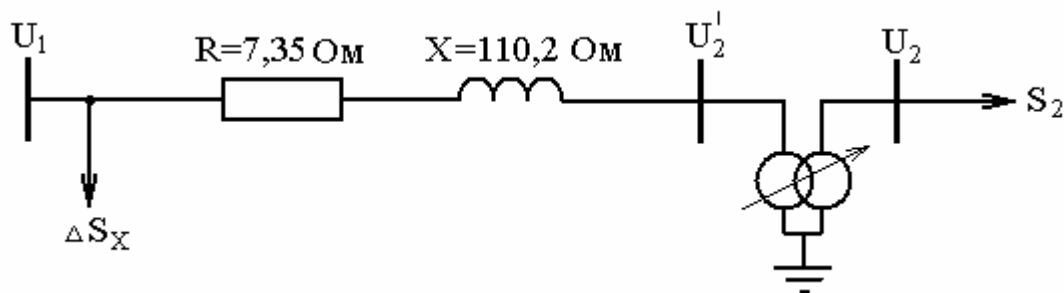
На цеховых подстанциях промышленных предприятий и на внутриквартальных подстанциях систем электроснабжения городов используют трансформаторы с устройствами ПБВ (переключение без возбуждения). Они позволяют производить редкие (поскольку это связано с необходимостью отключения трансформатора) переключения обмоток, подстраиваясь под сезонные изменения нагрузки. Расчет такого регулирования сводится к определению наивыгоднейшего ответвления, обеспечивающего (при условии встречного регулирования в центре нагрузок) соответствие стандарту напряжения у потребителей независимо от суточных колебаний нагрузки.

В отдельных случаях, когда потребители находятся на значительном удалении, или когда питающие линии сильно перегружены, рассмотренных мер становится недостаточно, и для регулирования напряжения используют устройства поперечной или продольной компенсации. При поперечной компенсации компенсирующие устройства уменьшают реактивную мощность, текущую по питающим линиям. Поэтому уменьшается потеря напряжения, и напряжение у потребителя возрастает. Расчет такого способа регулирования сводится к определению необходимой мощности компенсирующих устройств. При продольной компенсации компенсируется реактивное сопротивление питающей сети, что также приводит к уменьшению потери напряжения и возрастанию напряжения у потребителя. При выборе установок продольной компенсации рассчитывается их мощность, реактивное сопротивление, а также падение напряжения.

В линиях большой протяженности напряжением 110 кВ и выше в первые годы эксплуатации, пока их нагрузка невелика, иногда возникает режим, при котором за счет генерации реактивной мощности самой линией напряжение в конце линии значительно больше, чем в начале. Чтобы обезопасить электрооборудование приемной подстанции от перенапряжений, на конце таких линий устанавливают шунтирующие реакторы, которые, нагружая линию реактивной мощностью, создают в ней дополнительную потерю напряжения. При расчете таких режимов необходимо определить напряжения в конце линии при суточных изменениях нагрузки и сравнить их с допустимыми значениями.

ЗАДАЧА 7.1. На понизительной подстанции 110/6 кВ установлены 2 трансформатора ТМН-6300/110 с пределами регулирования напряжения $115+9 \times 1,78\%/6,6$ кВ. Нагрузка подстанции в режимах наибольших и наименьших нагрузок составляет $S_{2нб} = 7,74 + j3,87$ МВА и $S_{2нм} = 3,14 + j1,22$ МВА. Напряжения на шинах ВН подстанции в этих режимах равны $U_{1(нб)} = 101,6$ кВ и $U_{1(нм)} = 108,3$ кВ. Определить, можно ли на данной подстанции осуществить принцип встречного регулирования напряжения и на каких регулировочных ответвлениях при этом должны работать трансформаторы.

РЕШЕНИЕ. Составляем схему замещения подстанции. Параметры схемы замещения берём из задачи 1.6. Рассматриваем данную подстанцию, как участок сети.



Так как по условию задачи задано напряжение в начале участка и нагрузка в конце, то вторичное напряжение подстанции определяем на основе выражения:

$$U_1 = U'_2 + \frac{P_2 R + Q_2 X}{U'_2},$$

Отсюда:

$$(U'_2)^2 - U_1 \cdot U'_2 + P_2 R + Q_2 X = 0;$$

или

$$U'_2 = \frac{U_1}{2} \pm \sqrt{\left(\frac{U_1}{2}\right)^2 - (P_2 R + Q_2 X)}.$$

Вторичное напряжение подстанции U_2' , приведённое к первичному явно больше, чем $U_1 / 2$, поэтому в последнем выражении используем только знак “+”. Определяем вторичное напряжение для двух режимов.

$$U_{2(нб)}' = \frac{U_{1(нб)}}{2} + \sqrt{\left(\frac{U_{1(нб)}}{2}\right)^2 - (P_{2(нб)}R + Q_{2(нб)}X)} =$$

$$= \frac{101,6}{2} + \sqrt{\left(\frac{101,6}{2}\right)^2 - (7,74 \cdot 7,35 + 3,87 \cdot 110,2)} = 96,6 \text{ кВ};$$

$$U_{2(нм)}' = \frac{U_{1(нм)}}{2} + \sqrt{\left(\frac{U_{1(нм)}}{2}\right)^2 - (P_{2(нм)}R + Q_{2(нм)}X)} =$$

$$= \frac{108,3}{2} + \sqrt{\left(\frac{108,3}{2}\right)^2 - (3,14 \cdot 7,35 + 1,22 \cdot 110,2)} = 106,8 \text{ кВ}.$$

Исходя из принципа встречного регулирования напряжения желаемые величины напряжений на шинах 6 кВ подстанции составляют:

$$U_{2ж(нб)} = 1,05 \cdot U_{ном} = 1,05 \cdot 6 = 6,3 \text{ кВ}; \quad U_{2ж(нм)} = U_{ном} = 6 \text{ кВ}.$$

Определяем расчётные значения напряжений регулировочных ответвлений.

$$U_{отв.расч.(нб)} = U_{2(нб)} \cdot \frac{U_{н ном}}{U_{2ж(нб)}} = 96,6 \cdot \frac{6,6}{6,3} = 101,2 \text{ кВ};$$

$$U_{отв.расч.(нм)} = U_{2(нм)} \cdot \frac{U_{н ном}}{U_{2ж(нм)}} = 106,8 \cdot \frac{6,6}{6,3} = 117,5 \text{ кВ},$$

здесь $U_{н ном} = 6,6 \text{ кВ}$ - низшее номинальное напряжение трансформаторов.

Определяем номера регулировочных ответвлений:

$$n_{отв.(нб)} = \frac{\left(\frac{U_{отв.расч.(нб)}}{U_{в ном}} - 1\right)}{\Delta U_*} = \frac{\left(\frac{101,2}{115} - 1\right)}{0,0178} = -6,74;$$

$$n_{отв.(нм)} = \frac{\left(\frac{U_{отв.расч.(нм)}}{U_{в ном}} - 1\right)}{\Delta U_*} = \frac{\left(\frac{117,5}{115} - 1\right)}{0,0178} = 1,22.$$

Здесь $U_{в ном}$ - высшее номинальное напряжение трансформаторов;

$\Delta U_* = \frac{\Delta U}{100} = \frac{1,78}{100} = 0,0178$ - относительная величина ступени регулирования напряжения.

Полученные значения $n_{отв}$ не выходят за пределы имеющихсся в ± 9 ступеней, следовательно диапазон регулирования напряжения в данных условиях достаточен. Так как номер ответвления может быть только целым числом, полученные значения округляем до ближайших меньших целых чисел:

$$n_{отв.(нб)} = -7; \quad n_{отв.(нм)} = 1.$$

Делаем проверку. Определяем для этих ответвлений коэффициенты трансформации:

$$k_{m(нб)} = \frac{U_{в ном} \cdot (1 + n_{отв(нб)} \cdot \Delta U_*)}{U_{н ном}} = \frac{115 \cdot (1 - 7 \cdot 0,0178)}{6,6} = 15,25;$$

$$k_{m(нм)} = \frac{U_{в ном} \cdot (1 + n_{отв(нм)} \cdot \Delta U_*)}{U_{н ном}} = \frac{115 \cdot (1 + 1 \cdot 0,0178)}{6,6} = 17,74.$$

Находим действительные напряжения, которые будут на стороне низшего напряжения подстанции при работе трансформаторов на этих ответвлениях:

$$U_{2(нб)} = \frac{U'_{2(нб)}}{k_{m(нб)}} = \frac{96,6}{15,25} = 6,33 \text{ кВ}; \quad (U_{жс} = 6,3 \text{ кВ});$$

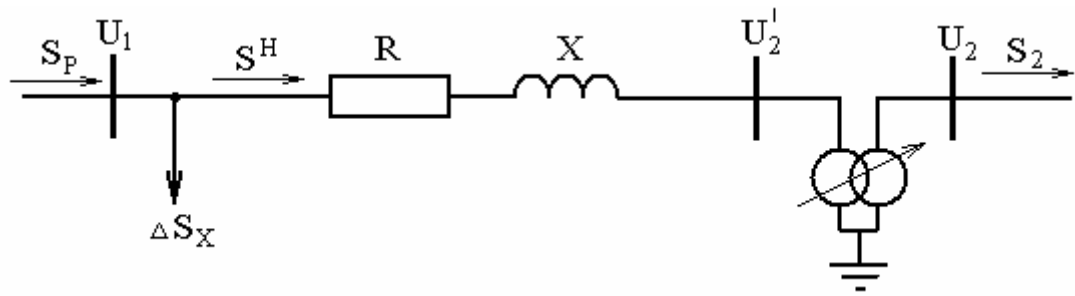
$$U_{2(нм)} = \frac{U'_{2(нм)}}{k_{m(нм)}} = \frac{106,8}{17,74} = 6,02 \text{ кВ}; \quad (U_{жс} = 6,0 \text{ кВ}).$$

ЗАДАЧА 7.2. На понизительной подстанции установлены два трансформатора ТМН-2500/110. Номинальное низшее напряжение подстанции 10кВ. Расчётные нагрузки подстанции в режимах наибольшей и наименьшей нагрузки составляют:

$$S_{p(нб)} = 3,2 + j1,8 \text{ МВА}; \quad S_{p(нм)} = 1,1 + j0,6 \text{ МВА}.$$

Оценить достаточность диапазона регулирования напряжения трансформаторов, исходя из требований встречного регулирования, если на шинах высшего напряжения подстанции в режиме наибольших нагрузок поддерживается 104,2 кВ; в режиме наименьших нагрузок 116 кВ, а в наиболее тяжелом послеаварийном режиме 94,2 кВ.

РЕШЕНИЕ. Составляем схему замещения подстанции:



Номинальные данные трансформаторов берём из [1, табл. П.7]:

$$\begin{aligned} U_{\text{ном}} &= 110 \text{ кВ}; & \Delta R_x &= 5,5 \text{ кВт}; & R_m &= 42,6 \text{ Ом}; \\ U_{\text{н ном}} &= 11 \text{ кВ}; & \Delta Q_x &= 37,5 \text{ квар}; & X_m &= 508,2 \text{ Ом}. \end{aligned}$$

Пределы регулирования: $+10 \times 1,5\%$;
 $-8 \times 1,5\%$.

Определяем параметры схемы замещения подстанции:

$$\begin{aligned} R &= \frac{R_m}{2} = 21,3 \text{ Ом}; \\ \Delta \underline{S}_x &= 2 \cdot \Delta P_x + j(2 \cdot \Delta Q_x) = 11 + j75 \text{ кВА}; \\ X &= \frac{X_m}{2} = 254,1 \text{ Ом}. \end{aligned}$$

Производим расчёт для режима наибольших нагрузок. Мощность в начале схемы замещения трансформатора:

$\underline{S}^H = \underline{S}_{p(\text{нб})} - \Delta \underline{S}_x = (3,2 + j1,8) - (0,011 + j0,075) = 3,189 + j1,725 \text{ МВА}$. Потеря напряжения в трансформаторах подстанции:

$$\Delta U = \frac{P^H R + Q^H X}{U_1} = \frac{3,189 \cdot 21,3 + 1,725 \cdot 254,1}{104,2} = 4,86 \text{ кВ}.$$

Напряжение на шинах низшего напряжения, приведённое к высшему:

$$U'_2 = U_1 - \Delta U = 104,2 - 4,86 = 99,34 \text{ кВ}.$$

Желаемое напряжение на шинах 10 кВ:

$$U_{2\text{ж}} = 1,05 \cdot U_{\text{ном}} = 1,05 \cdot 10 = 10,5 \text{ кВ}.$$

Расчётное значение напряжения регулировочного ответвления:

$$U_{\text{отв. расч.}} = U'_2 \cdot \frac{U_{\text{н ном}}}{U_{2\text{ж}}} = 99,34 \cdot \frac{11}{10,5} = 104,07 \text{ кВ}.$$

Относительная величина ступени регулирования:

$$\Delta U_* = \frac{\Delta U_{\%}}{100} = \frac{1,5}{100} = 0,015.$$

Номер регулировочного ответвления:

$$n_{отв} = \frac{\frac{U_{отв. расч.}}{U_{в. ном}} - 1}{\Delta U_*} = \frac{\frac{104,07}{110} - 1}{0,015} = -3,59.$$

Так как номер ответвления может быть только целым числом, то полученное значение округляем до ближайшего меньшего целого числа, то есть принимаем $n_{отв} = -4$. Сравнивая это число с количеством имеющихся у трансформатора ответвлений в сторону уменьшения высшего напряжения ($n_{min} = -8$), приходим к выводу, что в режиме наибольших нагрузок диапазон регулирования достаточен.

Определяем коэффициент трансформации для этого ответвления:

$$k_m = \frac{U_{в. ном} \cdot (1 + n_{отв} \cdot \Delta U)}{U_{н. ном}} = \frac{110 \cdot (1 - 4 \cdot 0,015)}{11} = 9,4.$$

Находим действительную величину напряжения на шинах низшего напряжения:

$$U_2 = \frac{U'_2}{k_m} = \frac{99,34}{9,4} = 10,57 \text{ кВ}; \quad (U_{ж} = 10,5 \text{ кВ}).$$

Производим аналогичный расчёт для режима наименьших нагрузок:

$$\underline{S}^H = \underline{S}_{p(нм)} - \Delta \underline{S}_x = (1,1 + j0,6) - (0,11 + j0,075) = 1,089 + j0,525 \text{ МВА};$$

$$\Delta U = \frac{P^H R + Q^H X}{U_1} = \frac{1,089 \cdot 21,3 + 0,525 \cdot 254,1}{116} = 1,35 \text{ кВ};$$

$$U'_2 = U_1 - \Delta U = 116 - 1,35 = 114,65 \text{ кВ};$$

$$U_{2ж} = U_{ном} = 10 \text{ кВ};$$

$$U_{отв. расч.} = U'_2 \cdot \frac{U_{н. ном}}{U_{2ж}} = 114,65 \cdot \frac{11}{10} = 126,12 \text{ кВ};$$

$$n_{отв} = \frac{\frac{U_{отв. расч.}}{U_{в. ном}} - 1}{\Delta U_*} = \frac{\frac{126,12}{110} - 1}{0,015} = -9,77.$$

Принимаем $n_{отв} = 9$. Так как имеющееся у трансформаторов число ответвлений в сторону увеличения высшего напряжения составляет 10, то делаем вывод, что и в режиме наименьших нагрузок диапазон регулирования напряжения достаточен.

Продолжаем расчёт для этого режима:

$$k_m = \frac{U_{в.ном} \cdot (1 + n_{отв} \cdot \Delta U)}{U_{н.ном}} = \frac{110 \cdot (1 + 9 \cdot 0,015)}{11} = 11,35;$$

$$U_2 = \frac{U'_2}{k_m} = \frac{114,65}{11,35} = 10,1 \text{ кВ}; \quad (U_{жс} = 10 \text{ кВ}).$$

Расчёт для послеаварийного режима произведём при условии наибольших нагрузок:

$$\Delta U = \frac{P^H R + Q^H X}{U_1} = \frac{3,189 \cdot 21,3 + 1,725 \cdot 254,1}{94,2} = 5,37 \text{ кВ};$$

$$U'_2 = U_1 - \Delta U = 94,2 - 5,37 = 88,83 \text{ кВ};$$

$$U_{2жс} = 1,05 \cdot U_{ном} = 1,05 \cdot 10 = 10,5 \text{ кВ};$$

$$U_{отв. расч.} = U'_2 \cdot \frac{U_{н.ном}}{U_{2жс}} = 88,83 \cdot \frac{11}{10,5} = 93,06 \text{ кВ};$$

$$n_{отв} = \frac{\frac{U_{отв. расч.}}{U_{в.ном}} - 1}{\Delta U_*} = \frac{\frac{93,06}{110} - 1}{0,015} = -10,27.$$

Самое последнее ответвление у трансформаторов в сторону уменьшения высшего напряжения - это ответвление $n_{отв} = -8$, следовательно, в наиболее тяжёлом послеаварийном режиме диапазона регулирования окажется недостаточно для осуществления принципа встречного регулирования.

Коэффициент трансформации трансформаторов на этой ступени:

$$k_m = \frac{U_{в.ном} \cdot (1 + n_{отв} \cdot \Delta U)}{U_{н.ном}} = \frac{110 \cdot (1 - 8 \cdot 0,015)}{11} = 8,8.$$

При этом коэффициенте напряжение на шинах низшего напряжения подстанции составит:

$$U_2 = \frac{U'_2}{k_m} = \frac{88,83}{8,8} = 10,1 \text{ кВ},$$

а по условиям встречного регулирования в режиме наибольших нагрузок требуется поддерживать 10,5 кВ.

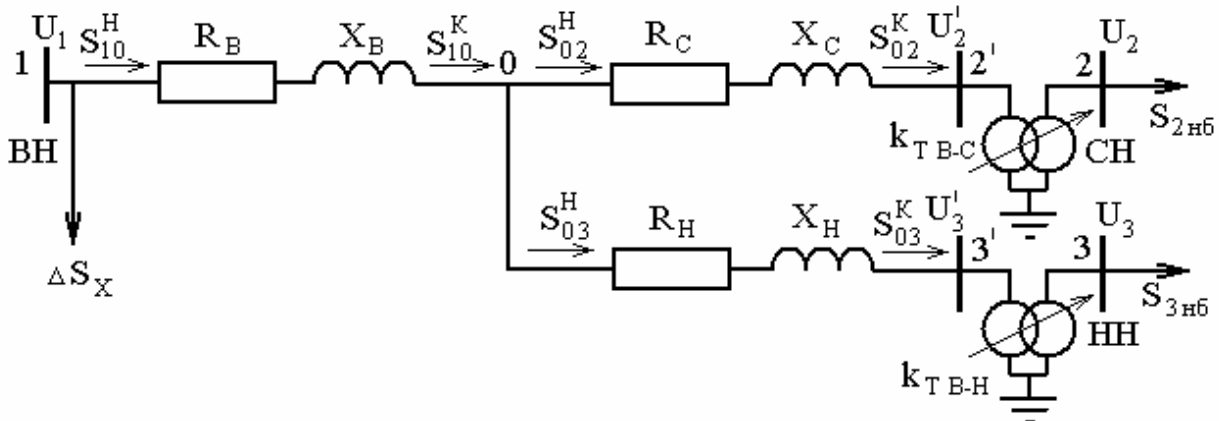
ЗАДАЧА 7.3. На понизительной подстанции 220/110/35 кВ установлены 2 автотрансформатора АТДЦТН-200000/220/110. На стороне среднего напряжения автотрансформаторов имеются устройства РПН с диапазоном регулирования $\pm 6 \times 2\%$. Нагрузка подстанции на шинах 110 кВ в режиме наибольших нагрузок $S_{2(нб)} = 135 + j85 \text{ МВА}$; в режиме наименьших нагрузок $S_{2(нм)} = 96 + j60 \text{ МВА}$.

На шинах 35 кВ соответственно $S_{3(нб)} = 90 + j42 \text{ МВА}$ и $S_{3(нм)} = 52 + j30 \text{ МВА}$.

Напряжение на шинах 220 кВ в этих режимах составляет $U_{1нб} = 211 \text{ кВ}$ и $U_{1нм} = 232 \text{ кВ}$. При этом на шинах 110 кВ в этих режимах необходимо поддерживать соответственно $U_{2нб} = 115,5 \text{ кВ}$ и $U_{1нм} = 110 \text{ кВ}$.

Оценить достаточность диапазона регулирования напряжения автотрансформаторов и определить напряжения, которые будут в этих режимах на шинах 35 кВ. Параметры автотрансформатора и его схемы замещения взять из задачи 1.8.

РЕШЕНИЕ. Составляем схему замещения подстанции и определяем её параметры.



Так как по условию, на подстанции имеется 2 автотрансформатора, то параметры сопротивлений схемы замещения подстанции определяем путём деления на 2 соответствующих сопротивлений автотрансформатора:

$$R_{\epsilon} = \frac{0,35}{2} = 0,175 \text{ Ом}; \quad X_{\epsilon} = \frac{30,4}{2} = 15,2 \text{ Ом};$$

$$R_c = \frac{0,18}{2} = 0,09 \text{ Ом}; \quad X_c = 0 \text{ Ом};$$

$$R_n = \frac{1,51}{2} = 0,755 \text{ Ом}; \quad X_{\epsilon} = \frac{64,2}{2} = 32,1 \text{ Ом}.$$

Производим расчёт для режима наибольших нагрузок. Начинаем с расчёта потокораспределения:

$$\underline{S}_{02}^K = \underline{S}_{2нб} = 135 + j85 \text{ МВА};$$

$$\Delta \underline{S}_{02} = \frac{(P_2)^2 + (Q_2)^2}{(U_{1ном})^2} \cdot (R_c + jX_c) = \frac{135^2 + 85^2}{220^2} \cdot (0,09 + j0) = 0,05 + j0 \text{ MBA};$$

$$\underline{S}_{02}^H = \underline{S}_{02}^K + \Delta \underline{S}_{02} = 135 + j85 + 0,05 = 135 + j85 \text{ MBA};$$

$$\underline{S}_{03}^K = \underline{S}_{3нб} = 90 + j42 \text{ MBA};$$

$$\Delta \underline{S}_{03} = \frac{(P_3)^2 + (Q_3)^2}{(U_{1ном})^2} \cdot (R_n + jX_n) = \frac{90^2 + 42^2}{220^2} \cdot (0,755 + j32,1) =$$

$$= 0,15 + j6,54 \text{ MBA};$$

$$\underline{S}_{03}^H = \underline{S}_{03}^K + \Delta \underline{S}_{03} = 90 + j42 + 0,15 + j6,54 = 90,15 + j48,54 \text{ MBA};$$

$$\underline{S}_{10}^K = \underline{S}_{02}^H + \underline{S}_{03}^H = 135,05 + j85 + 90,15 + j48,54 = 225,2 + j133,54 \text{ MBA};$$

$$\Delta \underline{S}_{10} = \frac{(P_{10}^K)^2 + (Q_{10}^K)^2}{(U_{1ном})^2} \cdot (R_{\epsilon} + jX_{\epsilon}) = \frac{225,2^2 + 133,54^2}{220^2} \cdot (0,175 + j15,2) =$$

$$= 0,25 + j21,53 \text{ MBA};$$

$$\underline{S}_{10}^H = \underline{S}_{10}^K + \Delta \underline{S}_{10} = 225,2 + j133,54 + 0,25 + j21,53 = 225,45 + j155,07 \text{ MBA}.$$

Определяем напряжения на шинах СН и НН, приведённые к высшему напряжению.

$$U_0 = U_{1(нб)} - \Delta U_{10} = U_{1(нб)} - \frac{P_{10}^H R_{\epsilon} + Q_{10}^H X_{\epsilon}}{U_{1(нб)}} =$$

$$= 211 - \frac{225,45 \cdot 0,175 + 155,07 \cdot 15,2}{211} = 199,6 \text{ кВ};$$

$$U'_2 = U_0 - \Delta U_{02} = U_0 - \frac{P_{02}^H R_c + Q_{02}^H X_c}{U_0} =$$

$$= 199,6 - \frac{135,05 \cdot 0,09 + 85 \cdot 0}{199,6} = 199,5 \text{ кВ};$$

$$U'_3 = U_0 - \Delta U_{03} = U_0 - \frac{P_{03}^H R_n + Q_{03}^H X_n}{U_0} =$$

$$= 199,6 - \frac{90,15 \cdot 0,755 + 48,54 \cdot 32,1}{199,6} = 191,5 \text{ кВ}.$$

Расчётное значение напряжения регулировочного ответвления находим, исходя из выражения для желаемого коэффициента трансформации:

$$k_{m(в-с)жс} = \frac{U_{вном}}{U_{2отв}} = \frac{U'_2}{U_{2жс}}; \quad \text{или} \quad U_{2отв} = \frac{U_{вном} \cdot U_{2жс}}{U'_2};$$

$$U_{2\text{отв.расч}} = \frac{230 \cdot 115,5}{199,6} = 133,1 \text{ кВ}.$$

Определяем номер регулировочного ответвления:

$$n_{\text{отв}} = \frac{\frac{U_{2\text{отв.расч}}}{U_{\text{с ном}}} - 1}{\Delta U_*} = \frac{\frac{133,1}{121} - 1}{0,02} = 5,0.$$

Определяем напряжение на шинах 110 кВ, соответствующее этому ответвлению:

$$U_{2(\text{нб})} = \frac{U'_2}{k_{m(\text{в-с})}} = U'_2 \cdot \frac{U_{\text{с ном}} \cdot (1 + n \Delta U_*)}{U_{\text{в ном}}} = 199,6 \cdot \frac{121 \cdot (1 + 5 \cdot 0,02)}{230} = 115,5 \text{ кВ}.$$

Повторяем расчёт для режима наименьших нагрузок. Рассчитываем потокораспределение:

$$\underline{S}_{02}^{\kappa} = \underline{S}_{2\text{нм}} = 96 + j60 \text{ МВА};$$

$$\Delta \underline{S}_{02} = \frac{(P_2)^2 + (Q_2)^2}{(U_{1\text{ном}})^2} \cdot (R_c + jX_c) = \frac{96^2 + 60^2}{220^2} \cdot (0,09 + j0) = 0,02 + j0 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{02}^{\text{н}} \approx \underline{S}_2^{\kappa} = 96 + j60 \text{ МВА (потерями, ввиду их малости, пренебрегаем);}$$

$$\underline{S}_{03}^{\kappa} = \underline{S}_{3\text{нм}} = 52 + j30 \text{ МВА};$$

$$\Delta \underline{S}_{03} = \frac{(P_3)^2 + (Q_3)^2}{(U_{1\text{ном}})^2} \cdot (R_{\text{н}} + jX_{\text{н}}) = \frac{52^2 + 30^2}{220^2} \cdot (0,755 + j32,1) = 0,06 + j2,39 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{03}^{\text{н}} = \underline{S}_{03}^{\kappa} + \Delta \underline{S}_{03} = 52 + j30 + 0,06 + j2,39 = 52,06 + j32,39 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{10}^{\kappa} = \underline{S}_{02}^{\text{н}} + \underline{S}_{03}^{\text{н}} = 96 + j60 + 52,06 + j32,39 = 148,06 + j92,39 \text{ МВА};$$

$$\Delta \underline{S}_{10} = \frac{(P_{10}^{\kappa})^2 + (Q_{10}^{\kappa})^2}{(U_{1\text{ном}})^2} \cdot (R_{\text{е}} + jX_{\text{е}}) = \frac{148,06^2 + 92,39^2}{220^2} \cdot (0,175 + j15,2) = 0,11 + j9,57 \text{ МВА};$$

$$\underline{S}_{10}^{\text{н}} = \underline{S}_{10}^{\kappa} + \Delta \underline{S}_{10} = 148,06 + j92,39 + 0,11 + j9,57 = 148,17 + j101,96 \text{ МВА}.$$

Рассчитываем напряжения:

$$U_0 = U_{1(\text{нм})} - \frac{P_{10}^{\text{н}} R_{\text{е}} + Q_{10}^{\text{н}} X_{\text{е}}}{U_{1(\text{нм})}} = 232 - \frac{148,17 \cdot 0,175 + 101,96 \cdot 15,2}{232} = 225,2 \text{ кВ};$$

$$U'_2 = U_0 - \frac{P_{02}'' R_c + Q_{02}'' X_c}{U_0} = 225,2 - \frac{96 \cdot 0,09 + 60 \cdot 0}{225,2} \approx 225,2 \text{ кВ};$$

$$U'_3 = U_0 - \frac{P_{03}'' R_n + Q_{03}'' X_n}{U_0} = 225,2 - \frac{52,06 \cdot 0,755 + 32,39 \cdot 32,1}{225,2} = 220,4 \text{ кВ};$$

$$U_{2\text{отв.расч}} = \frac{U_{\text{в ном}} \cdot U_{2\text{ж}}}{U_2} = \frac{230 \cdot 110}{225,2} = 112,3 \text{ кВ}.$$

Определяем номер регулировочного ответвления:

$$n_{\text{отв}} = \frac{\frac{U_{2\text{отв.расч}}}{U_{\text{с ном}}} - 1}{\Delta U_*} = \frac{\frac{112,3}{121} - 1}{0,02} = -3,60.$$

Так, как устройство РПН установлено на стороне 110 кВ, то есть на той же стороне, где по условию задачи требуется регулировать напряжение, то в качестве номера регулировочного ответвления выбираем ближайшее большее целое число $n = -3$ и определяем действительное напряжение на шинах 110 кВ в режиме наименьших нагрузок:

$$U_{2(\text{нм})} = U'_2 \cdot \frac{U_{\text{с ном}} \cdot (1 + n \Delta U_*)}{U_{\text{в ном}}} = 225,2 \cdot \frac{121 \cdot (1 - 3 \cdot 0,02)}{230} = 111,4 \text{ кВ}.$$

Таким образом, диапазон регулирования достаточен для обеспечения на стороне 110 кВ заданных напряжений.

Определяем напряжения на шинах 35 кВ:

$$U_{3(\text{нб})} = \frac{U'_{3(\text{нб})}}{k_{m(\text{в-с})}} = \frac{U'_{3(\text{нб})} \cdot U_{\text{н ном}}}{U_{\text{в ном}}} = \frac{191,5 \cdot 11}{230} = 9,16 \text{ кВ};$$

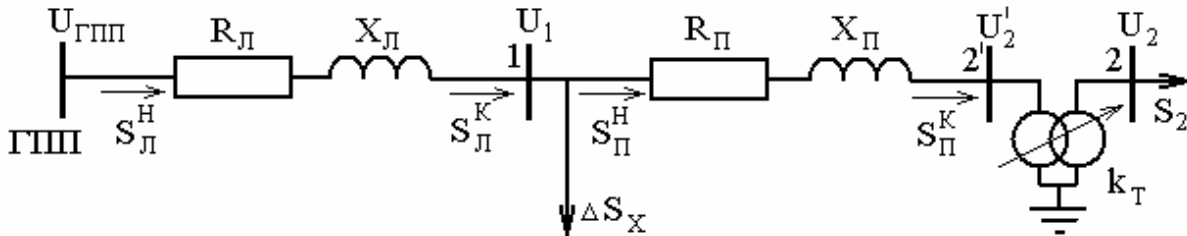
$$U_{3(\text{нм})} = \frac{U'_{3(\text{нм})} \cdot U_{\text{н ном}}}{U_{\text{в ном}}} = \frac{220,4 \cdot 11}{230} = 10,54 \text{ кВ}.$$

ЗАДАЧА 7.4. Цеховая двухтрансформаторная подстанция 10/0,4 кВ питается от шин ГПП по двухцепной радиальной кабельной линии с сопротивлением $Z_{\text{л}} = 0,093 + j0,015 \text{ Ом}$. На подстанции установлены трансформаторы ТМ-1600/10, снабжённые устройствами ПБВ с дополнительными ответвлениями $\pm 2 \times 2,5\%$. Нагрузка подстанции в режимах наибольших и наименьших нагрузок соответственно составляет:

$$S_{2(\text{нб})} = 2600 + j1550 \text{ кВА} \text{ и } S_{2(\text{нм})} = 1000 + j600 \text{ кВА}.$$

Определить наиболее выгодное ответвление, на котором должны работать трансформаторы, а также напряжения, которые при этом будут на шинах 0,4 кВ, если на шинах 10 кВ ГПП в этих режимах поддерживается напряжение $U_{нб} = 10,57 \text{ кВ}$ и $U_{нм} = 10,1 \text{ кВ}$.

РЕШЕНИЕ. Составляем схему замещения данного участка сети.



Параметры схемы замещения линии заданы, параметры схемы замещения подстанции определяем, исходя из параметров трансформаторов [1, табл. П.6]:

$$R_n = \frac{R_{mp}}{2} = \frac{0,70}{2} = 0,35 \text{ Ом}; \quad X_n = \frac{X_{mp}}{2} = \frac{3,27}{2} = 1,64 \text{ Ом}.$$

$$\Delta \underline{S}_x = 2 \cdot (\Delta P_{xmp} + j \Delta Q_{xmp}) = 2 \cdot (3,3 + j4,16) = 6,6 + j83,2 \text{ кВА}.$$

Производим расчёт режима при наибольшей нагрузке подстанции:

$$\underline{S}_n^K = \underline{S}_{2(нб)} = 2600 + j1550 \text{ кВА};$$

$$\Delta \underline{S}_n = \frac{(P_2)^2 + (Q_2)^2}{(U_{ном})^2} \cdot (R_n + jX_n) = \frac{2600^2 + 1550^2}{10^2 \cdot 10^3} \cdot (0,35 + j1,64) =$$

$$= 32,1 + j150,3 \text{ кВА};$$

$$\underline{S}_n^H = \underline{S}_n^K + \Delta \underline{S}_n = 2600 + j1550 + 32,1 + j150,3 = 2632 + j1700 \text{ кВА};$$

$$\underline{S}_л^K = \underline{S}_n^H + \Delta \underline{S}_x = 2632 + j1700 + 6,6 + j83,2 = 2639 + j1783 \text{ кВА};$$

$$\Delta \underline{S}_л = \frac{(P_л^K)^2 + (Q_л^K)^2}{(U_{ном})^2} \cdot (R_л + jX_л) = \frac{2639^2 + 1783^2}{10^2 \cdot 10^3} \cdot (0,093 + j0,015) =$$

$$= 9,4 + j1,52 \text{ кВА};$$

$$\underline{S}_л^H = \underline{S}_л^K + \Delta \underline{S}_л = 2639 + j1783 + 9,4 + j1,52 = 2648 + j1785 \text{ кВА};$$

$$U_1 = U_{ГПП(нб)} - \frac{P_л^H R_л + Q_л^H X_л}{U_{ГПП(нб)}} = 10,57 - \frac{2648 \cdot 0,093 + 1785 \cdot 0,015}{10,57 \cdot 10^3} = 10,54 \text{ кВ};$$

$$U'_{2(нб)} = U_1 - \frac{P_n^H R_n + Q_n^H X_n}{U_1} = 10,54 - \frac{2632 \cdot 0,35 + 1700 \cdot 1,64}{10,54 \cdot 10^3} = 10,18 \text{ кВ}.$$

Рассчитываем режим при наименьшей нагрузке подстанции:

$$\underline{S}_n^{\kappa} = \underline{S}_{2(нм)} = 1000 + j600 \text{ кВА};$$

$$\Delta \underline{S}_n = \frac{(P_2)^2 + (Q_2)^2}{(U_{ном})^2} \cdot (R_n + jX_n) = \frac{1000^2 + 1550^2}{10^2 \cdot 10^3} \cdot (0,35 + j1,64) =$$

$$= 4,8 + j22,3 \text{ кВА};$$

$$\underline{S}_n^H = \underline{S}_n^{\kappa} + \Delta \underline{S}_n = 1000 + j600 + 4,8 + j22,3 = 1005 + j622 \text{ кВА};$$

$$\underline{S}_l^{\kappa} = \underline{S}_n^H + \Delta \underline{S}_x = 1005 + j622 + 6,6 + j83,2 = 1012 + j705 \text{ кВА};$$

$$\Delta \underline{S}_l = \frac{(P_l^{\kappa})^2 + (Q_l^{\kappa})^2}{(U_{ном})^2} \cdot (R_l + jX_l) = \frac{1012^2 + 705^2}{10^2 \cdot 10^3} \cdot (0,093 + j0,015) =$$

$$= 1,4 + j0,23 \text{ кВА};$$

$$\underline{S}_l^H = \underline{S}_l^{\kappa} + \Delta \underline{S}_l = 1012 + j705 + 1,4 + j0,23 \approx 1013 + j705 \text{ кВА};$$

$$U_1 = U_{ГПП(нм)} - \frac{P_l^H R_l + Q_l^H X_l}{U_{ГПП(нм)}} = 10,1 - \frac{1013 \cdot 0,093 + 705 \cdot 0,015}{10,1 \cdot 10^3} = 10,09 \text{ кВ};$$

$$U_2' = U_1 - \frac{P_n^H R_n + Q_n^H X_n}{U_1} = 10,09 - \frac{1005 \cdot 0,35 + 622 \cdot 1,64}{10,09 \cdot 10^3} = 9,95 \text{ кВ}.$$

В соответствии с ГОСТ 13109-87 отклонения напряжения в сети 0,4 кВ не должны превышать $\pm 5\%$. Среднюю величину желаемого напряжения на шинах 0,4 кВ определим, как среднеарифметическое наибольшего и наименьшего допустимых значений.

$$U_{2ж} = \frac{U_{допнб} + U_{допнм}}{2} = \frac{0,38 \cdot 1,05 + 0,38 \cdot 0,95}{2} = 0,38 \text{ кВ}.$$

Определяем расчётную величину напряжения ответвления и номер наивыгоднейшего ответвления:

$$U_{отв. расч} = \frac{U_{2(нб)}' + U_{2(нм)}'}{2} \cdot \frac{U_{н ном}}{U_{2ж}} = \frac{10,18 + 9,95}{2} \cdot \frac{0,4}{0,38} = 10,59 \text{ кВ};$$

$$n_{отв} = \frac{\frac{U_{2отв. расч}}{U_{в ном}} - 1}{\Delta U_*} = \frac{\frac{10,59}{10} - 1}{0,025} = 2,56.$$

Принимаем $n = 2$ и находим соответствующий этому ответвлению коэффициент трансформации:

$$k_m = \frac{U_{\text{н ном}} \cdot (1 + n_{\text{отв}} \Delta U_*)}{U_{\text{н ном}}} = \frac{10 \cdot (1 + 2 \cdot 0,025)}{0,4} = 26,25.$$

Находим напряжения и отклонения напряжения на шинах 0,4 кВ подстанции в режимах наибольших и наименьших нагрузок при работе на данном ответвлении:

$$U_{2(\text{нб})} = \frac{U'_{2(\text{нб})}}{k_m} = \frac{10,18}{26,25} = 0,388 \text{ кВ};$$

$$\text{Отклонение } U_{\%} = \frac{U_{2(\text{нб})} - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% = \frac{0,388 - 0,380}{0,38} \cdot 100\% = +2,1\%;$$

$$U_{2(\text{нм})} = \frac{U'_{2(\text{нм})}}{k_m} = \frac{9,95}{26,25} = 0,379 \text{ кВ};$$

$$\text{Отклонение } U_{\%} = \frac{U_{2(\text{нм})} - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} \cdot 100\% = \frac{0,379 - 0,380}{0,38} \cdot 100\% = -0,26\%.$$

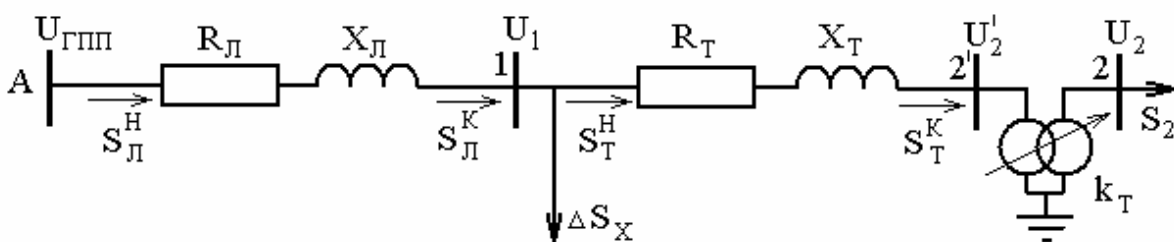
ЗАДАЧА 7.5. Трансформатор ТМ-630/10, имеющий устройство ПБВ с ответвлениями $\pm 2 \times 2,5\%$, подключён к ВЛ-10 кВ, выполненной проводом А-35 длиной 7,6 км. Наибольшая нагрузка трансформатора $S_{2(\text{нб})} = 500 + j320 \text{ кВА}$, наименьшая $S_{2(\text{нм})} = 180 + j100 \text{ кВА}$. Напряжение на шинах 0,4 кВ должно поддерживаться в пределах 385...400 В.

Определить наивыгоднейшее ответвление, а также вторичные напряжения при работе на этом ответвлении, если в начале линии в режимах наибольших и наименьших нагрузок поддерживаются напряжения соответственно 10,63 кВ и 10,26 кВ.

РЕШЕНИЕ. Составляем схему замещения рассматриваемого участка сети. Параметры линии берём из задачи 1.1, параметры трансформатора из [1, табл. П.6]:

$$R_{\text{л}} = 6,23 \text{ Ом}; \quad X_{\text{л}} = 2,93 \text{ Ом};$$

$$R_{\text{т}} = 2,12 \text{ Ом}; \quad X_{\text{т}} = 8,5 \text{ Ом}; \quad \Delta S_{\text{х}} = 1,42 + j18,9 \text{ кВА}.$$



Производим расчёт режима наибольших нагрузок:

$$S_{\text{т}}^{\text{к}} = S_{2(\text{нб})} = 500 + j320 \text{ кВА};$$

$$\Delta \underline{S}_m = \frac{(P_2)^2 + (Q_2)^2}{(U_{ном})^2} \cdot (R_m + jX_m) = \frac{500^2 + 320^2}{10^2 \cdot 10^3} \cdot (2,12 + j8,5) = 7,5 + j28,9 \text{ кВА};$$

$$\underline{S}_m^H = \underline{S}_m^K + \Delta \underline{S}_m = 500 + j320 + 7,5 + j28,9 = 507,5 + j348,9 \text{ кВА};$$

$$\underline{S}_л^K = \underline{S}_m^H + \Delta \underline{S}_x = 507,5 + j348,9 + 1,42 + j18,9 = 508,9 + j367,8 \text{ кВА};$$

$$\Delta \underline{S}_л = \frac{(P_л^K)^2 + (Q_л^K)^2}{(U_{ном})^2} \cdot (R_л + jX_л) = \frac{508,9^2 + 367,8^2}{10^2 \cdot 10^3} \cdot (6,23 + j2,93) =$$

$$= 24,6 + j11,6 \text{ кВА};$$

$$\underline{S}_л^H = \underline{S}_л^K + \Delta \underline{S}_л = 508,9 + j367,8 + 24,6 + j11,6 = 533,5 + j379,4 \text{ кВА};$$

$$U_1 = U_{A(нб)} - \frac{P_л^H R_л + Q_л^H X_л}{U_{A(нб)}} = 10,63 - \frac{533,5 \cdot 6,23 + 379,4 \cdot 2,93}{10,63 \cdot 10^3} = 10,21 \text{ кВ};$$

$$U'_{2(нб)} = U_1 - \frac{P_m^H R_m + Q_m^H X_m}{U_1} = 10,21 - \frac{507,5 \cdot 2,12 + 348,9 \cdot 8,5}{10,21 \cdot 10^3} = 9,81 \text{ кВ}.$$

Повторяем расчёт для режима наименьших нагрузок:

$$\underline{S}_m^K = \underline{S}_{2(нм)} = 180 + j100 \text{ кВА};$$

$$\Delta \underline{S}_m = \frac{(P_2)^2 + (Q_2)^2}{(U_{ном})^2} \cdot (R_m + jX_m) = \frac{180^2 + 100^2}{10^2 \cdot 10^3} \cdot (2,12 + j8,5) = 0,9 + j3,6 \text{ кВА};$$

$$\underline{S}_m^H = \underline{S}_m^K + \Delta \underline{S}_m = 180 + j100 + 0,9 + j3,6 = 180,9 + j103,6 \text{ кВА};$$

$$\Delta \underline{S}_л = \frac{(P_л^K)^2 + (Q_л^K)^2}{(U_{ном})^2} \cdot (R_л + jX_л) = \frac{182,5^2 + 122,2^2}{10^2 \cdot 10^3} \cdot (6,23 + j2,93) = 3 + j1,4 \text{ кВА};$$

$$\underline{S}_л^H = \underline{S}_л^K + \Delta \underline{S}_л = 182,3 + j122,5 + 3 + j1,4 = 185,3 + j123,9 \text{ кВА};$$

$$U_1 = U_{A(нм)} - \frac{P_л^H R_л + Q_л^H X_л}{U_{A(нм)}} = 10,26 - \frac{185,3 \cdot 6,23 + 123,9 \cdot 2,93}{10,26 \cdot 10^3} = 10,11 \text{ кВ};$$

$$U'_{2(нм)} = U_1 - \frac{P_m^H R_m + Q_m^H X_m}{U_1} = 10,11 - \frac{180,9 \cdot 2,12 + 103,6 \cdot 8,5}{10,11 \cdot 10^3} = 9,98 \text{ кВ}.$$

Желаемое напряжение на шинах 0,4 кВ определим, как среднеарифметическое его наибольшего и наименьшего допустимых значений.

$$U_{2.ж} = \frac{U_{допнб} + U_{допнм}}{2} = \frac{0,400 + 0,385}{2} = 0,392 \text{ кВ}.$$

Теперь находим расчётную величину напряжения ответвления и номер наивыгоднейшего ответвления:

$$U_{отв.расч} = \frac{U'_{2(нб)} + U'_{2(нм)}}{2} \cdot \frac{U_{н ном}}{U_{2ж}} = \frac{9,81 + 9,98}{2} \cdot \frac{0,4}{0,392} = 10,1 \text{ кВ};$$

$$n_{отв} = \frac{\frac{U_{2отв.расч}}{U_{в ном}} - 1}{\Delta U_*} = \frac{\frac{10,1}{10} - 1}{0,025} = 0,4.$$

Принимаем ближайшее целочисленное значение $n = 0$ и находим соответствующий этому ответвлению коэффициент трансформации.

$$k_m = \frac{U_{в ном} \cdot (1 + n_{отв} \Delta U_*)}{U_{н ном}} = \frac{10 \cdot (1 + 0 \cdot 0,025)}{0,4} = 25.$$

Определяем действительные напряжения на шинах 0,4 кВ в режимах наибольших и наименьших нагрузок.

$$U_{2(нб)} = \frac{U'_{2(нб)}}{k_m} = \frac{9,81}{25} = 0,392 \text{ кВ};$$

$$U_{2(нм)} = \frac{U'_{2(нм)}}{k_m} = \frac{9,98}{25} = 0,399 \text{ кВ}.$$

ЗАДАЧА 7.6. При работе сети 110 кВ в наиболее тяжёлом послеаварийном режиме на шинах 10 кВ одной из понизительных подстанций при её наибольшей нагрузке удаётся поддерживать напряжение (используя последнее регулировочное ответвление) лишь 10,1 кВ, что не соответствует принципу встречного регулирования. В целях повышения напряжения принято решение использовать компенсирующие устройства на стороне 10 кВ подстанции. Определить их мощность, необходимую для повышения этого напряжения до 10,5 кВ, если реактивное сопротивление сети, питающей подстанцию $X_c = 21,2 \text{ Ом}$. На подстанции установлены трансформаторы типа ТДН-10000/110.

РЕШЕНИЕ. Трансформаторы данного типа согласно [1, табл. П.7] имеют $\pm 9 \times 1,78\%$ регулировочных ответвлений при $U_{в ном} = 115 \text{ кВ}$ и $U_{н ном} = 11 \text{ кВ}$. Реактивное сопротивление трансформатора $X_m = 139 \text{ Ом}$. Определяем коэффициент трансформации трансформатора при работе на последнем, в сторону уменьшения первичного напряжения, ответвлении.

$$k_m = \frac{U_{в ном} \cdot (1 + n_{отв} \Delta U_*)}{U_{н ном}} = \frac{115 \cdot (1 - 9 \cdot 0,0178)}{11} = 8,78.$$

Рассматриваемый участок сети имеет два номинальных напряжения - 110 кВ (питающая сеть) и 10 кВ (место установки компенсирующих устройств). Поэтому дальше возможны два варианта решения, в зависимости от того, к какому напряжению приводить параметры.

Вариант 1. Приводим реактивные сопротивления сети и трансформатора к стороне 10кВ и определяем необходимую мощность компенсирующих устройств:

$$X_c = \frac{X_c}{(k_m)^2} = \frac{21,2}{8,78^2} = 0,275 \text{ Ом};$$

$$X_m = \frac{X_m}{(k_m)^2} = \frac{139}{8,78^2} = 1,80 \text{ Ом};$$

$$Q_{\text{ку}} = \frac{(U_{2\text{ж}} - U_2) \cdot U_{2\text{ж}}}{X_c + X_m} = \frac{(10,5 - 10,1) \cdot 10,5}{0,275 + 1,80} = 2,02 \text{ Мвар}.$$

Вариант 2. Находим значения имеющегося и желаемого напряжений на стороне 10 кВ, приведённые к стороне 110 кВ.

$$U_2 = U_2 \cdot k_m = 10,1 \cdot 8,78 = 88,68 \text{ кВ};$$

$$U_{2\text{ж}} = U_{2\text{ж}} \cdot k_m = 10,5 \cdot 8,78 = 92,19 \text{ кВ}.$$

Определяем необходимую мощность компенсирующих устройств.

$$Q_{\text{ку}} = \frac{(U_{2\text{ж}} - U_2) \cdot U_{2\text{ж}}}{X_c + X_m} = \frac{(92,19 - 88,68) \cdot 92,19}{21,2 + 139} = 2,02 \text{ Мвар}.$$

ЗАДАЧА 7.7. Нагрузка $S_n = 650 + j570 \text{ кВА}$ получает питание по ВЛ-10 кВ длиной 23 км. Погонные параметры линии $r_0 = 0,592 \text{ Ом/км}$, $x_0 = 0,375 \text{ Ом/км}$. В начале линии поддерживается напряжение 10,5 кВ. Определить параметры установки продольной компенсации (УПК), обеспечивающей напряжение на нагрузке не менее 9,6 кВ.

РЕШЕНИЕ. Определяем параметры схемы замещения линии:

$$R_n = r_0 L = 0,592 \cdot 23 = 13,6 \text{ Ом}; \quad X_n = x_0 L = 0,375 \cdot 23 = 8,62 \text{ Ом}.$$

Рассчитываем полный ток линии и его составляющие при наименьшем допустимом напряжении на нагрузке 9,6 кВ.

$$I = \frac{S_n}{\sqrt{3} \cdot U_2} = \frac{\sqrt{650^2 + 570^2}}{\sqrt{3} \cdot 9,6} = 52 \text{ А};$$

$$\cos \varphi = \cos \left(\arctg \frac{Q_n}{P_n} \right) = \cos \left(\arctg \frac{570}{650} \right) = 0,75;$$

$$I_a = I \cdot \cos \varphi = 52 \cdot 0,75 = 39 \text{ A};$$

$$\sin \varphi = \sin \left(\arctg \frac{Q_n}{P_n} \right) = 0,66;$$

$$I_p = I \cdot \sin \varphi = 52 \cdot 0,66 = 34 \text{ A}.$$

Находим потерю напряжения в линии без УПК:

$$\Delta U_{\text{л}} = \sqrt{3} \cdot (I_a R_{\text{л}} + I_p X_{\text{л}}) = \sqrt{3} \cdot (39 \cdot 13,6 + 34 \cdot 8,62) = 1426 \text{ В} = 1,43 \text{ кВ.}$$

Находим напряжение в конце линии без применения УПК:

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{\text{л}} = 10,5 - 1,43 = 9,07 \text{ кВ}.$$

Определяем рабочую мощность УПК:

$$Q_{p\text{УПК}} = \frac{P_2}{\cos \varphi} \cdot \left(\sin \varphi - \sqrt{\left(\frac{U_2}{U_1} \right)^2 - \cos^2 \varphi} \right) =$$

$$= \frac{650}{0,75} \cdot \left(0,66 - \sqrt{\left(\frac{9,07}{9,6} \right)^2 - 0,75^2} \right) = 74 \text{ квар}.$$

Находим напряжение на конденсаторах УПК и необходимую номинальную мощность УПК на фазу, соответствующую его номинальному напряжению:

$$U_{n\text{УПК}} = 0,66 \text{ кВ} \quad [4, \text{ табл. 6.23}].$$

$$U_{\text{УПК}} = \frac{U_1 - U_2}{\sqrt{3} \cdot \sin \varphi} = \frac{9,6 - 9,07}{\sqrt{3} \cdot 0,66} = 0,46 \text{ кВ}.$$

$$Q_{n\text{УПК}} \leq \frac{Q_{p\text{УПК}}}{3} \cdot \left(\frac{U_{n\text{УПК}}}{U_{\text{УПК}}} \right)^2 = \frac{74}{3} \cdot \left(\frac{0,66}{0,46} \right)^2 = 50,8 \text{ квар}.$$

Выбираем в качестве УПК конденсаторы КСП-0,66-40У1 с номинальной мощностью 40 квар и ёмкостью 292 мкФ.

Делаем поверочный расчёт. Реактивное сопротивление конденсатора УПК:

$$X_c = \frac{1}{\omega C} = \frac{1}{314 \cdot 292 \cdot 10^{-6}} = 10,9 \text{ Ом}.$$

Реактивная мощность, вырабатываемая конденсаторами УПК:

$$Q_c = 3 \cdot I^2 \cdot X_c = 3 \cdot 52^2 \cdot 10,9 \cdot 10^{-3} = 88,4 \text{ квар}.$$

Поток мощности в конце линии:

$$\Delta \underline{S}^k = \underline{S}_n - jQ_c = 650 + j570 - j88,4 = 650 + j481,6 \text{ кВА}.$$

Потери мощности в линии:

$$\Delta \underline{S}_l = \frac{(P^\kappa)^2 + (Q^\kappa)^2}{(U_{ном})^2} \cdot (R_l + jQ_l) = \frac{650^2 + 481,6^2}{10^2} \cdot (13,6 + j8,62) = 89 + j56,4 \text{ кВА.}$$

Поток мощности в начале линии:

$$\underline{S}^H = \underline{S}^\kappa + \Delta \underline{S}_l = 650 + j481,6 + 89 + j56,4 = 739 + j538 \text{ кВА.}$$

Потеря напряжения в линии при наличии УПК:

$$\Delta U_l = \frac{P^H R_l + Q^H (X_l - X_c)}{U_1} = \frac{739 \cdot 13,6 + 538 \cdot (8,62 - 10,9)}{10,5} = 840 \text{ В.}$$

Напряжение на нагрузке:

$$U_2 = U_1 - \Delta U_l = 10,5 - 0,84 = 9,66 \text{ кВ.}$$

ЗАДАЧА 7.8. Для питания районной понизительной подстанции 500/110 кВ спроектирована одноцепная ЛЭП-500 кВ длиной 450 км (параметры ЛЭП определены в задаче 1.3). В первые годы эксплуатации нагрузка подстанции прогнозируется в пределах от $S_2 = 0$ до $S_2 = 240 + j110 \text{ МВА}$. Напряжение в начале линии $U_1 = 502 \text{ кВ}$. В целях ограничения повышения напряжения в конце линии при её малой загрузке предполагается установить на подстанции шунтирующие реакторы РОДЦ-60000/500 У1 (по одному на фазу) и подключить их к шинам 500 кВ. Оценить эффективность этой меры, считая допустимым напряжением в конце линии $U_2 = 525 \text{ кВ}$. Активными потерями в линии пренебречь.

РЕШЕНИЕ. Вначале определим напряжения в конце линии без шунтирующих реакторов. Поскольку длина линии более 300 км, то необходимо учесть распределённость параметров. Поэтому расчёт проводим, представляя линию в виде пассивного четырёхполюсника с коэффициентами, определяемыми по [2, табл. 6.84].

Определяем напряжение в конце линии в наиболее тяжёлом с точки зрения повышения напряжения режиме, то есть на холостом ходу. Поскольку при этом $I_2 = 0$, то:

$$\underline{U}_2 = \frac{1}{A} \cdot \underline{U}_1 = \frac{1}{\cos \lambda_g} \cdot \underline{U}_1 = \frac{1}{\cos 27^\circ} \cdot 502 = 563 \text{ кВ.}$$

При нагрузке $\underline{S}_2 = 240 + j110 \text{ МВА}$ ток в конце линии составляет:

$$\underline{I}_2 = \frac{\underline{S}_2^*}{\sqrt{3} \cdot U_{ном}^*} = \frac{(240 - j110) \cdot 10^{-3}}{\sqrt{3} \cdot 500} = 305 e^{-j25^\circ}.$$

Определяем напряжение в конце линии при этой нагрузке:

$$\begin{aligned} \underline{U}_2 &= \frac{1}{A} \cdot \underline{U}_1 - \sqrt{3} \frac{B}{A} \cdot \underline{I}_2 = \frac{1}{\cos \lambda_g} \cdot \underline{U}_1 - \sqrt{3} \cdot \frac{jZ_c \sin \lambda_g}{\cos \lambda_g} \cdot \underline{I}_2 = \\ &= \frac{1}{\cos 27^\circ} \cdot 502 - \sqrt{3} \frac{j284 e^{-j2,54^\circ} \cdot \sin 27^\circ}{\cos 27^\circ} \cdot 305 \cdot 10^{-3} e^{-j25^\circ} = 531 e^{-j7^\circ} \text{ кВ}. \end{aligned}$$

Как на холостом ходу, так и при данной небольшой нагрузке напряжение в конце линии превышает допустимую величину.

Определяем реактивный ток, потребляемый шунтирующими реакторами. Необходимые параметры реакторов берём из [4, табл.5.18]:

$$I_p = \frac{S_{ном}}{U_{ном}} = \frac{j60000}{525\sqrt{3}} = 198 e^{-j90^\circ} \text{ А}.$$

Определяем напряжение в конце линии с подключёнными реакторами на холостом ходу:

$$\begin{aligned} \underline{U}_2 &= \frac{\underline{U}_1}{\cos \lambda_g} - \sqrt{3} \frac{jZ_c \sin \lambda_g}{\cos \lambda_g} \cdot \underline{I}_p = \\ &= \frac{602}{\cos 27^\circ} - \sqrt{3} \frac{j284 e^{-j2,54^\circ} \sin 27^\circ}{\cos 27^\circ} \cdot 198 \cdot 10^{-3} e^{-j90^\circ} = 514 e^{-j2,54^\circ} \text{ кВ}. \end{aligned}$$

Находим ток и напряжение в конце линии, когда линия нагружена.

$$\begin{aligned} \underline{I}'_2 &= \underline{I}_2 + \underline{I}_p = 305 e^{-j25^\circ} + 198 e^{-j90^\circ} = 427 e^{-j50^\circ} \text{ А}; \\ \underline{U}_2 &= \frac{\underline{U}_1}{\cos \lambda_g} - \sqrt{3} \frac{jZ_c \sin \lambda_g}{\cos \lambda_g} \cdot \underline{I}'_2 = \\ &= \frac{502}{\cos 27^\circ} - \sqrt{3} \frac{j284 e^{-j2,54^\circ} \sin 27^\circ}{\cos 27^\circ} \cdot 427 \cdot 10^{-3} e^{-j50^\circ} = 506 e^{-j10^\circ} \text{ кВ}. \end{aligned}$$

Таким образом, применение шунтирующих реакторов является достаточно эффективной мерой снижения напряжения в конце мало загруженной ЛЭП-500 кВ.

8.ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ МОЩНОСТИ И ЭНЕРГИИ

Все элементы системы электроснабжения обладают активными сопротивлениями, поэтому при передаче по ним электроэнергии в них выделяются потери энергии, которые в совокупности могут составлять

значительную величину. Прямой расчет потерь очень трудоемок, поскольку ток в каждом элементе в течение суток непрерывно изменяется. Поэтому разработаны методы, позволяющие при помощи специальных искусственно вводимых величин определять потери, ориентируясь только на максимальные значения токов или мощностей. Для определения одной из этих величин - времени использования наибольшей нагрузки ($T_{нб}$) служат суточные графики или строится годовой график по продолжительности (задача 8.2). Время наибольших потерь ($\tau_{нб}$) определяется по суточным графикам нагрузки или, приближенно, по $T_{нб}$ (задача 8.3). Перед решением задач этого раздела рекомендуется изучить [1, с.496...512].

ЗАДАЧА 8.1. Чтобы обеспечить потребность промышленного предприятия в комплектующих, один из его цехов должен каждые сутки расходовать на производственные цели $W = 4000 \text{ кВт} \cdot \text{ч}$. Коэффициент мощности электроприёмников этого цеха составляет 0,6. На цеховой подстанции имеется конденсаторная батарея, повышающая коэффициент мощности цеха до 0,95. Питание цеха производится на напряжении 380 В по кабельной линии с сопротивлением $(3,87 + j1,76) \cdot 10^{-3} \text{ Ом}$.

Рассчитать суточные потери электроэнергии в питающей линии в следующих случаях:

- а) цех работает в три смены (24 часа в сутки);
- б) цех работает в одну смену (8 часов в сутки);
- в) цех работает в три смены, конденсаторная батарея отключена.

РЕШЕНИЕ. Определяем активную и полную мощности цеха при его работе в три смены:

$$P_{24} = \frac{W}{24} = \frac{4000}{24} = 167 \text{ кВт}; \quad S_{24} = \frac{P_{24}}{\cos \varphi} = \frac{167}{0,95} = 176 \text{ кВА}.$$

Находим потери мощности в линии и потери энергии за сутки:

$$\Delta P = \frac{S^2}{U^2} \cdot R_{\text{л}} = \frac{176^2}{0,38} \cdot 3,87 \cdot 10^{-3} = 830 \text{ Вт};$$

$$\Delta W_{\text{сут}} = \Delta P \cdot 24 = 830 \cdot 10^{-3} \cdot 24 = 19,92 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Повторяем расчёт для случая его работы в одну смену:

$$P_8 = \frac{W}{8} = \frac{4000}{8} = 500 \text{ кВт};$$

$$S_8 = \frac{P_8}{\cos \varphi} = \frac{500}{0,95} = 526 \text{ кВА};$$

$$\Delta P = \frac{526^2}{0,38^2} \cdot 3,87 \cdot 10^{-3} = 7415 \text{ Вт};$$

$$\Delta W_{\text{сут}} = 7415 \cdot 10^{-3} \cdot 8 = 59,32 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

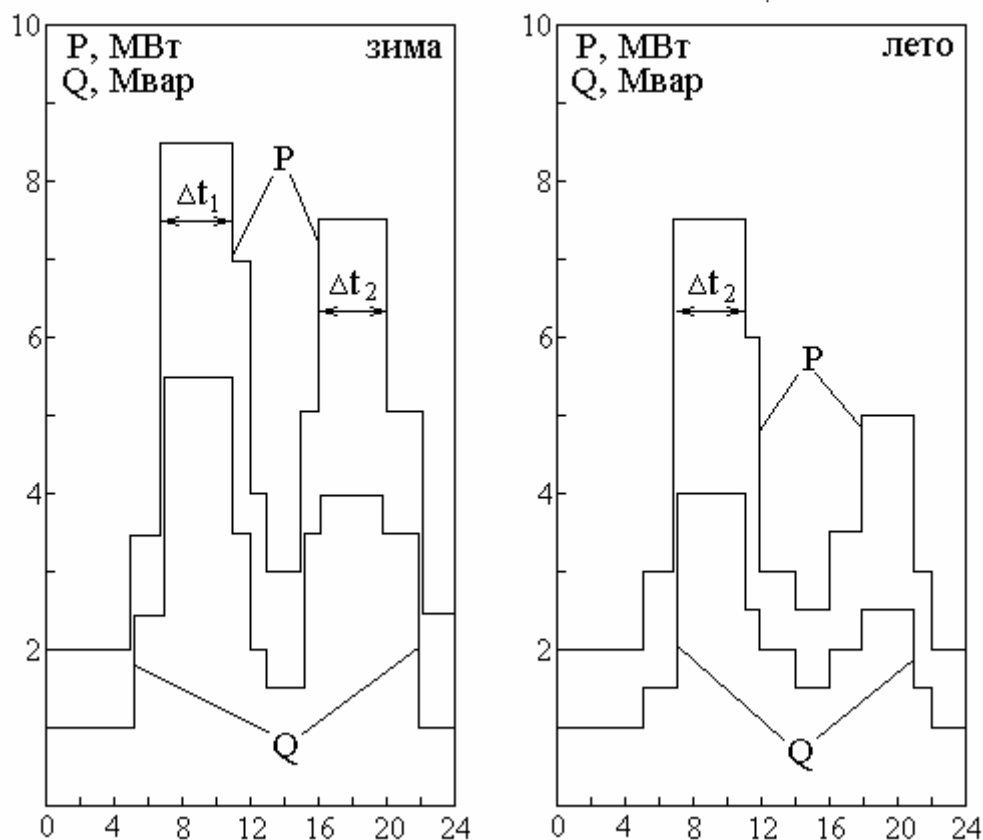
Ещё раз повторяем расчёт для случая, когда конденсаторная батарея отключена:

$$P_{24} = 167 \text{ кВт}; \quad S_{24} = \frac{167}{0,6} = 278 \text{ кВА};$$

$$\Delta P = \frac{278^2}{0,38^2} \cdot 3,87 \cdot 10^{-3} = 2017 \text{ Вт};$$

$$\Delta W_{\text{сут}} = \Delta P \cdot 24 = 2017 \cdot 10^{-3} \cdot 24 = 49,7 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

ЗАДАЧА 8.2. На рисунке представлены суточный летний и суточный зимний графики нагрузок промышленного предприятия. В течение года предприятие работает 190 дней по зимнему графику и 175 дней по летнему. Построить годовой график по продолжительности и определить время использования наибольшей нагрузки $T_{\text{нб}}$.



РЕШЕНИЕ. Построение годового графика по продолжительности начинаем с определения координат его составляющих. Первая, наибольшая по величине ордината соответствует наибольшей активной мощности

($P_1 = 8,5 \text{ кВт}$ на суточном зимнем графике). Первая абсцисса годового графика t_1 , соответствующая продолжительности потребления мощности P_1 в течение года, определяется путём умножения суточной продолжительности Δt_1 потребления этой мощности на число зимних дней в году:

$$t_1 = \Delta t_1 \cdot 190 = 4 \cdot 190 = 760 \text{ ч.}$$

Вторая ордината P_2 соответствует второй по величине мощности в суточных графиках. В данном случае $P_2 = 7,5 \text{ МВт}$ и эта мощность потребляется в течение 4 часов в сутки зимой (Δt_2) и ещё 4 часов в сутки летом (Δt_2). Вторая абсцисса годового графика t_2 получается путём прибавления к t_1 времени потребления в течение всего года мощности P_2 , то есть:

$$t_2 = t_1 + \Delta t_2 \cdot 190 + \Delta t_2 \cdot 175 = 760 + 4 \cdot 190 + 4 \cdot 175 = 2220 \text{ ч.}$$

Третья ордината P_3 годового графика соответствует мощности 7 МВт на зимнем графике, причём эта мощность потребляется 1 час за зимние сутки. На летнем графике такой мощности нет, поэтому:

$$t_3 = t_2 + \Delta t_3 \cdot 190 = 2030 + 1 \cdot 190 = 2410 \text{ ч.}$$

Дальнейший расчёт производится аналогично и сведён в таблицу.

Ордината Р, МВт		8,5	7,5	7,0	6,0	5,0	4,0	3,5	3,0	2,5	2,0
Сколько часов используется	в зимние сутки	4	4	1	-	3	1	2	2	2	5
	в летние сутки	-	4	-	1	3	-	2	5	2	7
	в течение года	760	1460	190	175	1095	190	730	1255	730	2175
Абсцисса t, ч		760	2220	2410	2585	3680	3870	4600	5855	6585	8760

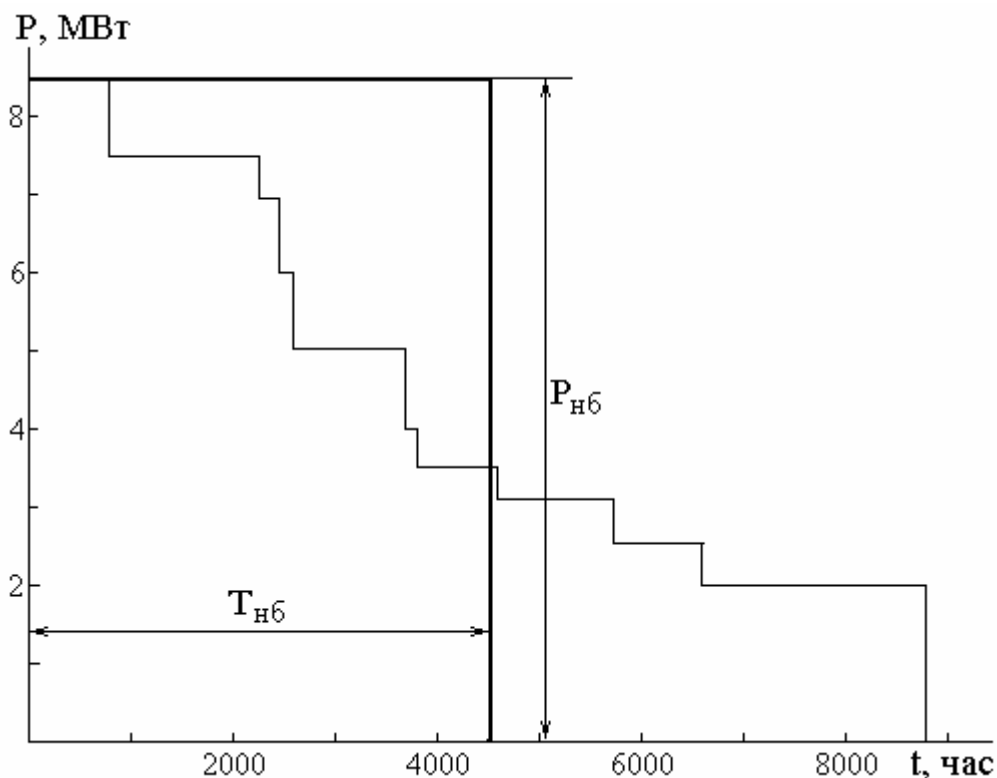
По полученным данным строим годовое графика по продолжительности

Находим время использования наибольшей нагрузки.

Для определения времени использования наибольшей нагрузки подсчитываем энергию, потреблённую предприятием за год:

$$W_{год} = \sum P_i t_i = 8,5 \cdot 760 + 7,5 \cdot 1460 + 7,0 \cdot 190 + 6,0 \cdot 175 + 5,0 \cdot 1095 + \\ + 4,0 \cdot 190 + 3,5 \cdot 730 + 3,0 \cdot 1255 + 2,5 \cdot 730 + 2,0 \cdot 2175 = 38520 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

$$T_{нб} = \frac{W_{год}}{P_{нб}} = \frac{38520}{8,5} = 4532 \text{ ч.}$$



ЗАДАЧА 8.3. Предприятие, графики нагрузки которого рассмотрены в задаче 8.2, получает электроэнергию по двухцепной ВЛ-35кВ. Сопротивления схемы замещения линии $9,45 + j8,37 \text{ Ом}$. Рассчитать годовые потери электроэнергии в линии по суточным графикам и найти время наибольших потерь τ . Затем определить время наибольших потерь по $T_{нб}$ (по приближенной формуле) и по нему определить приближённое значение годовых потерь электроэнергии. Сравнить результат с точным значением. Напряжение в конце линии во всех режимах считать неизменным и равным номинальному.

РЕШЕНИЕ. Определяем потери мощности и энергии в линии для каждого интервала суточного графика, в течение которого потребляемые активная и реактивная мощности остаются неизменными. Так, в интервале от нуля до пяти часов зимнего суточного графика потребляемая мощность составляет $2 + j1 \text{ МВА}$. Находим потери мощности в линии, соответствующие этому интервалу времени и соответствующие годовые потери энергии:

$$\Delta P_1 = \frac{(S_1)^2}{(U_{ном})^2} R_{л} = \frac{(2^2 + 1^2) \cdot 10^3}{35^2} \cdot 9,45 = 38,6 \text{ кВт};$$

$$\Delta W_{год} = \Delta P_i \Delta t_i \Delta n_2 = 38,6 \cdot 5 \cdot 190 \cdot 10^{-3} \approx 37 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

Для остальных интервалов расчёт производится аналогично. Его результаты представлены в таблицах, отдельно для зимы и для лета.

Зима

$P, \text{МВт}$	2,0	3,5	8,5	7,0	4,0	3,0	5,0	7,5	5,0	2,5
$Q, \text{Мвар}$	1,0	1,5	5,5	3,5	2,0	1,5	3,5	4,0	3,5	1,0
$\Delta P, \text{кВт}$	39	143	791	473	154	87	287	557	287	56
$\Delta t, \text{ч/сут}$	5	2	4	1	1	2	1	4	2	2
$\Delta W, \text{МВт} \cdot \text{ч}$	37	54	601	90	29	33	55	423	109	21

Лето

$P, \text{МВт}$	2,0	3,0	7,5	6,0	3,0	2,5	3,5	5,0	3,0	2,0
$Q, \text{Мвар}$	1,0	1,5	4,0	2,5	2,0	1,5	2,0	2,5	1,5	1,0
$\Delta P, \text{кВт}$	39	87	557	326	100	66	125	241	87	39
$\Delta t, \text{ч/сут}$	5	2	4	1	2	2	2	3	1	2
$\Delta W, \text{МВт} \cdot \text{ч}$	34	30	390	57	35	23	44	127	15	14

Определяем потери энергии за год и время наибольших потерь:

$$\Delta W_{\text{год}} = \sum \Delta W_i = 2221 \text{ МВт} \cdot \text{ч};$$

$$\tau = \frac{\Delta W_{\text{год}}}{\Delta P_{\text{нб}}} = \frac{2221 \cdot 10^3}{791} = 2808 \text{ ч}.$$

Определяем τ приближённо и по нему $\Delta W_{\text{год}}$:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{нб}}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = \left(0,124 + \frac{4532}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 2918 \text{ ч}.$$

$$\Delta W_{\text{год}} \approx \Delta P_{\text{нб}} \cdot \tau = 791 \cdot 10^{-3} \cdot 2918 = 2308 \text{ МВт} \cdot \text{ч}.$$

При этом погрешность приближённого определения потерь энергии за год составляет:

$$\varepsilon_{\%} = \frac{2308 - 2221}{2221} \cdot 100\% = 3,9\%.$$

ЗАДАЧА 8.4. На понизительной подстанции 110/6 кВ установлены 2 трансформатора ТМН-6300/110. Нагрузка подстанции в режиме наибольших нагрузок составляет $7,74 + j3,87 \text{ МВА}$, а в режиме наименьших нагрузок - $3,14 + j1,22 \text{ МВА}$. Определить потери активной мощности в трансформаторах

подстанции в этих режимах в двух случаях: а) работают оба трансформатора; б) один из трансформаторов отключён. Определить мощность, при снижении нагрузки ниже которой отключение одного из трансформаторов становится выгодным.

РЕШЕНИЕ. Необходимые каталожные данные трансформаторов находим в [1, табл. П.7]:

$$S_{ном} = 6,3 \text{ МВА}; \quad \Delta P_{\kappa} = 44 \text{ кВт}; \quad \Delta P_x = 11,5 \text{ кВт}.$$

Находим полную мощность нагрузки в обоих режимах:

$$S_{нб} = \sqrt{(P_{нб})^2 + (Q_{нб})^2} = \sqrt{7,74^2 + 3,87^2} = 8,65 \text{ МВА};$$

$$S_{нм} = \sqrt{(P_{нм})^2 + (Q_{нм})^2} = \sqrt{3,14^2 + 1,22^2} = 3,37 \text{ МВА}.$$

Определяем потери мощности в этих режимах в случае, когда работают оба трансформатора:

$$\Delta P_{нб} = n \cdot \Delta P_x + \frac{\Delta P_{\kappa}}{n} \left(\frac{S_{нб}}{S_{ном}} \right)^2 = 2 \cdot 11,5 + \frac{44}{2} \left(\frac{8,65}{6,3} \right)^2 = 64,5 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{нм} = n \cdot \Delta P_x + \frac{\Delta P_{\kappa}}{n} \left(\frac{S_{нм}}{S_{ном}} \right)^2 = 2 \cdot 11,5 + \frac{44}{2} \left(\frac{3,37}{6,3} \right)^2 = 29,3 \text{ кВт}.$$

Повторяем расчёт для случая, когда один из трансформаторов отключён:

$$\Delta P_{нб} = \Delta P_x + \Delta P_{\kappa} \left(\frac{S_{нб}}{S_{ном}} \right)^2 = 11,5 + 44 \left(\frac{8,65}{6,3} \right)^2 = 94,4 \text{ кВт};$$

$$\Delta P_{нм} = \Delta P_x + \Delta P_{\kappa} \left(\frac{S_{нм}}{S_{ном}} \right)^2 = 11,5 + 44 \left(\frac{3,37}{6,3} \right)^2 = 24,1 \text{ кВт}.$$

Как следует из полученных результатов, в режиме наименьших нагрузок отключение одного из трансформаторов уменьшает потери мощности на подстанции более чем на 5 кВт.

Находим мощность, ниже которой отключение одного из трансформаторов становится выгодным:

$$S_{откл} = S_{ном} \sqrt{\frac{2\Delta P_x}{\Delta P_{\kappa}}} = \sqrt{\frac{2 \cdot 11,5}{44}} = 4,55 \text{ МВА}.$$

ЗАДАЧА 8.5. По одноцепной ВЛ-110 кВ длиной 45 км строящейся в европейской части России, предполагается в часы наибольшей нагрузки передавать мощность $43 + j20 \text{ МВА}$ при $T_{нб} = 4500 \text{ ч}$. Рассчитать потери энергии в линии за год, если её сечение будет выбрано по экономической плотности тока. Найти, во сколько раз увеличатся эти потери, если сечение

выбрать по току, допустимому по нагреву. Напряжение считать равным номинальному, зарядной мощностью линии пренебречь.

РЕШЕНИЕ. Экономическая плотность тока для заданных условий в соответствии с [2, табл. 6.6] $j_{\text{эк}} = 1,1 \text{ А/мм}^2$. Находим ток в линии и соответствующее ему экономическое сечение:

$$I = \frac{S_{\text{нб}}}{\sqrt{3}U_{\text{ном}}} = \frac{\sqrt{43^2 + 20^2} \cdot 10^3}{\sqrt{3} \cdot 110 \cdot 1,1} = 249 \text{ А};$$

$$F_{\text{эк}} = \frac{I}{j_{\text{эк}}} = \frac{249}{1,1} = 226 \text{ мм}^2.$$

Ближайшее стандартное сечение $F = 240 \text{ мм}^2$.

Для этого сечения определяем активное сопротивление линии:

$$R = r_0 \cdot L = 0,121 \cdot 54 = 5,45 \text{ Ом};$$

здесь $r_0 = 0,121 \text{ Ом/км}$ - погонное значение сопротивления линии, определяемое по [1, табл. П.1] для провода АС-240/32.

Время наибольших потерь находим по приближённой формуле:

$$\tau = \left(0,124 + \frac{T_{\text{нб}}}{10000} \right)^2 \cdot 8760 = 2886 \text{ ч.}$$

Определяем потери активной мощности и потери активной энергии за год.

$$\Delta P = \frac{(P_{\text{нб}})^2 + (Q_{\text{нб}})^2}{(U_{\text{ном}})^2} \cdot R = \frac{(43^2 + 20^2) \cdot 10^3}{110^2} \cdot 5,45 = 1013 \text{ кВт};$$

$$\Delta W_{\text{год}} = \Delta P \cdot \tau = 1013 \cdot 2886 = 2,92 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Теперь выбираем сечение по допустимому току. В соответствии с [1, табл. П.9] при нагрузке $I = 249 \text{ А}$ это сечение $70/11 \text{ мм}^2$ с допустимым током $I_{\text{доп}} = 265 \text{ А}$. Погонное активное сопротивление линии с таким проводом по [1, табл. П.1] равно $0,429 \text{ Ом/км}$.

Определяем активное сопротивление линии и находим потери активной мощности и потери энергии за год для этого сечения:

$$R = r_0 \cdot L = 0,429 \cdot 45 = 19,3 \text{ Ом};$$

$$\Delta P = \frac{(P_{\text{нб}})^2 + (Q_{\text{нб}})^2}{(U_{\text{ном}})^2} \cdot R = \frac{(43^2 + 20^2) \cdot 10^3}{110^2} \cdot 19,3 = 3587 \text{ кВт};$$

$$\Delta W_{\text{год}} = \Delta P \cdot \tau = 3587 \cdot 2886 = 10,35 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Итак, при выборе сечения провода по допустимому по нагреву току потери энергии возрастут в $10,35 \cdot 10^6 / 2,92 \cdot 10^6 \approx 3,5$ раза.

СОДЕРЖАНИЕ

Введение.....	3
1. Определение параметров элементов электрической сети.....	4
2. Расчет режимов линий электропередачи.....	13
3. Расчет режимов электрических сетей.....	18
4. Выбор сечений проводов и кабелей по условиям экономической целесообразности.....	37
5. Выбор и проверка сечений проводов и кабелей по допустимой потере напряжения.....	46
6. Выбор и проверка сечений проводов и кабелей по условиям нагрева.....	56
7. Регулирование напряжения.....	61
8. Определение потерь мощности и энергии	80
9. Литература.....	89

ЛИТЕРАТУРА

1. Идельчик В.И. Электрические системы и сети. М. :Энергоатомиздат, 1989, 592 с.
2. Пособие к курсовому и дипломному проектированию /Под редакцией Блок В.М., М, :Высшая школа, 1990, 382 с.
3. Боровиков В.А., Косарев В.К., Ходот Г.А. Электрические сети энергетических систем. Л. :Энергия, 1977, 390 с.
4. Неклепаев В.Н., Крючков И.П. Электрическая часть электростанций и подстанций. Справочные материалы для курсового и дипломного проектирования. М. : Энергоатомиздат, 1989, 605 с.
5. Справочник по электроснабжению промышленных предприятий. Электрооборудование и автоматизация /Под общей редакцией Федорова А.А. и Сербиновского Г.В. М. :Энергоатомиздат, 1981, 624 с.
6. Михалков А.В. Электрические сети в примерах и задачах. М.: Энергия, 1967, 160 с.
7. Глазунов А.А. и др. Задачник по сетям электрических систем /Под редакцией Глазунова А.А.,М-Л.: Госэнергоиздат, 1953, 160 с.

Учебное издание

ХУСАИНОВ Игорь Миргазианович

ПРИМЕРЫ РАСЧЕТОВ
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Учебное пособие

Редактор Р.А. Козина
Корректор Л.Н. Солдаткина
Лицензия ЛР ¹ 020271 от 15.11.96

Подписано в печать 02.02.98

Формат 60x84 1/16

Бум. тип

Усл. - печ.л.

Уч. - изд.л.

Тираж 100 экз.

Заказ

С

Саратовский государственный технический университет
410054 г. Саратов, ул. Политехническая, 77

Копипринтер СГТУ, 410054 г. Саратов, ул. Политехническая, 77