

**О.М.Грунин, Л.В.Савицкий**

**ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И СЕТИ  
В ПРИМЕРАХ И ЗАДАЧАХ**

**Учебное пособие**

**Чита 2011**

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ  
ФЕДЕРАЦИИ**  
государственное образовательное учреждение высшего  
профессионального образования  
«Читинский государственный университет»  
(ЧитГУ)

**О.М.Грунин, Л.В.Савицкий**

**ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И СЕТИ  
В ПРИМЕРАХ И ЗАДАЧАХ**

**Учебное пособие**  
**по дисциплине «Электроэнергетические системы и сети» для**  
**студентов направления подготовки 140200 –**  
**«Электроэнергетика»**

Чита 2011

УДК 621.31 (075)  
ББК 31.2 я 7  
Г 907

Рецензенты:

А.В.Портнягин – начальник отдела коммерческой диспетчеризации ОАО «ТГК-14», кандидат технических наук;

С.А. Филиппов – кандидат технических наук, заведующий кафедрой «Электроснабжение» Забайкальского института железнодорожного транспорта, заслуженный работник высшей школы Забайкальского края.

**Грунин О.М.**

Г 907. Электроэнергетические системы и сети в примерах и задачах: учеб. пособие / О.М.Грунин, Л.В.Савицкий. – Чита: Изд-во ЧитГУ, 2010. – 288 с.

Учебное пособие содержит краткие сведения по теории передачи и распределения электроэнергии, примеры решения задач, контрольные вопросы, справочный материал и задачи для самостоятельного решения.

Пособие предназначено студентам электроэнергетических специальностей вузов для практического закрепления теоретических сведений, полученных при изучении дисциплин «Электрические системы и сети», «Передача и распределение электрической энергии», «Электроэнергетические системы и сети».

УДК 621.31 (075)  
ББК 31.2 я 7  
Г 907

© Грунин О.М., Савицкий Л.В., 2011

© Читинский государственный университет, 2011

*Учебное издание*

**Грунин Олег Михайлович**  
**Савицкий Леонид Владимирович**

**ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И СЕТИ**  
**В ПРИМЕРАХ И ЗАДАЧАХ**

Учебное пособие

Лицензия ЛР 020525 от 02.06.97

Редактор А.А. Шалавина

Сдано в производство 24.01.11

Форм. Бум. 60x84 1/16

Печать офсетная

Уч.-изд. л. 12.0

Тираж 100 экз.

Бум. тип №2

Гарнитура

литературная

Усл. печ. л. 11,5

Заказ № 1

---

Читинский государственный университет  
672039, г. Чита, ул. Александрово-Заводская, 30

---

РИК ЧитГУ  
672039, Чита, ул. Александрово-Заводская, 30

[www.rik@chitgu.ru](mailto:www.rik@chitgu.ru)

## ОГЛАВЛЕНИЕ

Глава 1. ПАРАМЕТРЫ СХЕМ ЗАМЕЩЕНИЯ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, ТРАНСФОРМАТОРОВ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК.....	3
1.1. Воздушные и кабельные линии.....	3
1.2. Трансформаторы и автотрансформаторы.....	9
1.3. Электрические нагрузки.....	14
1.4. Примеры решения задач.....	15
1.5. Задачи для самостоятельного решения.....	24
Глава 2. ПОТЕРИ МОЩНОСТИ И ЭНЕРГИИ.....	35
2.1. Теоретические положения.....	35
2.2. Примеры решения задач.....	40
2.3. Задачи для самостоятельного решения.....	46
Глава 3. НАГРЕВАНИЕ ПРОВОДОВ И КАБЕЛЕЙ.....	59
3.1. Теоретические положения и соотношения.....	59
3.2. Выбор по нагреву сечений проводников на напряжение до 1000 В при защите сети предохранителями.....	63
3.3. Примеры решения задач.....	65
3.4. Задачи для самостоятельного решения.....	70
Глава 4. ПОТЕРИ НАПРЯЖЕНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ.....	82
4.1. Теоретические положения и соотношения.....	82
4.2. Расчет режима простейшей электрической сети.....	85
4.3. Примеры решения задач.....	87
4.4. Задачи для самостоятельного решения.....	93
Глава 5. РАСЧЕТЫ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ.....	108
5.1. Расчеты режимов разомкнутых сетей.....	108
5.2. Расчеты режимов замкнутых сетей.....	110

5.3. Расчет режимов кольцевых сетей с двумя номинальными напряжениями.....	115
5.4. Расчеты рабочих режимов электрических сетей на ЭВМ.....	116
5.5. Примеры решения задач.....	121
5.6. Задачи для самостоятельного решения.....	135
Глава 6. РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ И КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ.....	159
6.1. Выбор регулировочных ответвлений трансформаторов.....	159
6.2. Поперечная компенсация реактивной мощности.....	161
6.3. Продольная компенсация индуктивного сопротивления.....	164
6.4. Примеры решения задач.....	165
6.5. Задачи для самостоятельного решения.....	172
Глава 7. ЭЛЕМЕНТЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ.....	189
7.1. Технико-экономические расчеты.....	189
7.2. Выбор номинального напряжения.....	193
7.3. Выбор сечений проводников.....	194
7.4. Примеры решения задач.....	199
7.5. Задачи для самостоятельного решения.....	206
ОТВЕТЫ К ЗАДАЧАМ.....	225
ПРИЛОЖЕНИЕ 1. ВОЗДУШНЫЕ И КАБЕЛЬНЫЕ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ.....	233
ПРИЛОЖЕНИЕ 2. (АВТО) ТРАНСФОРМАТОРЫ И КОМПЕНСИРУЮЩИЕ УСТРОЙСТВА.....	255
ПРИЛОЖЕНИЕ 3. УКРУПНЕННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ СТОИМОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ.....	269
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	287

# 1. ПАРАМЕТРЫ СХЕМ ЗАМЕЩЕНИЯ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ, ТРАНСФОРМАТОРОВ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ НАГРУЗОК

## 1.1. Воздушные и кабельные линии

Для расчета рабочих режимов электрических сетей необходимо составление схем замещения, содержащих ограниченное число элементов с сосредоточенными параметрами. Схема замещения электрической сети представляет собой расчетную модель, состоящую из активного ( $R$ ) и реактивного ( $X$ ) сопротивлений, а также из активной ( $G$ ) и реактивной ( $B$ ) проводимостей. При симметричных рабочих режимах схема замещения составляется на одну фазу трехфазной сети, общей является нейтраль сети.

Воздушные и кабельные линии электропередачи напряжением 110 кВ и выше обычно представляются  $\Pi$ -образными схемами замещения (рис.1.1)

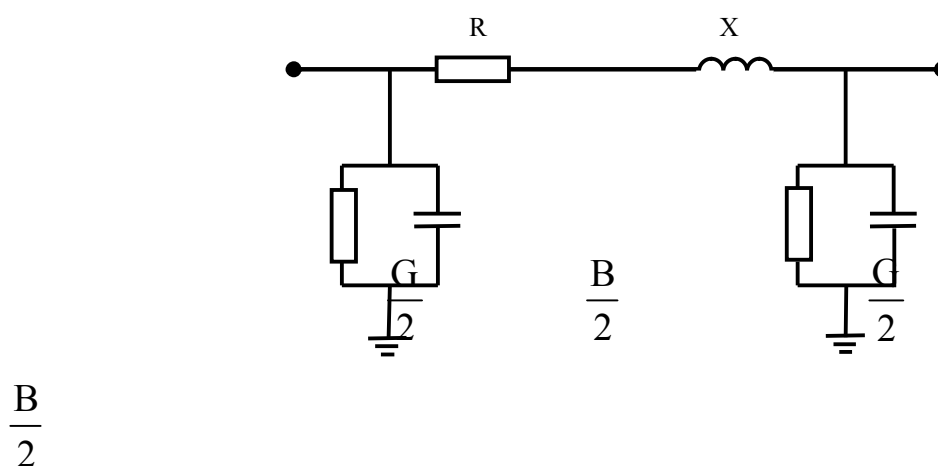


Рис. 1.1

Для линий электропередач меньших классов напряжения некоторые из параметров схемы замещения могут не вычисляться, так

как не оказывают существенного влияния на результаты расчетов режимов электрических сетей.

Тепловые потери в проводниках с учетом поверхностного эффекта обуславливают активное сопротивление. Для проводов из цветного металла явление поверхностного эффекта при частоте 50 Гц незначительно, поэтому в практических расчетах активные сопротивления обычно принимаются равными омическим и зависят от материала и сечения проводников. Значения погонных активных сопротивлений проводников даны в приложении. П.1.

Погонное активное сопротивление  $r_0$  (Ом/км) воздушной линии при температуре проводов  $+20^0\text{C}$  можно найти в приложении или ориентировочно определить по формуле

$$r_0 = \rho / F, \quad (1.1)$$

где  $\rho$  - удельное сопротивление материала провода, Ом  $\cdot$  мм<sup>2</sup>/км;  $F$  - расчетное сечение токоведущей части провода, мм<sup>2</sup>.

При вычислении  $r_0$  для алюминиевых проводов марок А, АН и АЖ следует принимать величину  $\rho$  равной 29,2; 31,0 и 33,7 соответственно.

Активное сопротивление  $R$  (Ом) воздушной или кабельной линии определяется как  $R=r_0 \cdot L$ , где  $L$  - длина линии, км.

При температуре провода  $t$ , отличной от  $+20^0\text{C}$ , сопротивление воздушной линии можно уточнить по формуле  $R_t=R[1+0,004(t-20^0\text{C})]$ .

Активное сопротивление стальных проводов зависит нелинейно от величины проходящего по ним тока. Погонное сопротивление таких проводов определяется по табл. П.1.9.

*Реактивное сопротивление* линии - это сопротивление переменному току, обусловленное противодействием э.д.с. самоиндукции (обратной направлению тока в проводе, вызывающего ее) и действием э.д.с.



взаимоиндукции (наводимой в проводе под действием токов соседних фаз). При расположении проводов на опоре в вершинах равностороннего треугольника обеспечивается одинаковое потокоцепление каждого из них, поэтому индуктивное сопротивление фазных проводов одинаково. При любом другом (например, горизонтальном) расположении проводов их индуктивные сопротивления различаются. Для исключения несимметрии индуктивных сопротивлений применяют транспозицию проводов ВЛ. Погонное индуктивное сопротивление воздушной линии определяется по формуле

$$x_0 = (0,1445 \lg \frac{D_{cp}}{R_э} + \frac{0,0157}{m}), \quad (1.2)$$

где  $m$  - число проводов расщепленной фазы (для ВЛ напряжением 220 кВ и ниже  $m=1$ , для ЛЭП - 330 кВ  $m=2$ , для ЛЭП - 500 кВ  $m=3$  и т.д.);

$D_{cp}$  - среднегеометрическое расстояние между проводами,

определяемое как  $D_{cp} = \sqrt[3]{D_{12} \cdot D_{13} \cdot D_{23}}$ ,  $R_э$  - эквивалентный радиус

провода, определяемый по формуле  $R_э = \sqrt[m]{m R_{пр} l^{m-1}}$ , где  $R_{пр}$  -

радиус провода;  $l = 0,5 \cdot a / \sin(\pi/m)$  - радиус расщепления;  $a$  - расстояние между проводами в фазе.

Для нерасщепленных фазных проводов ( $m=1$ ) справедливо  $R_э = R_{пр}$ .

Усредненные среднегеометрические расстояния между фазными проводами ВЛ следующие:

Класс напряжения, кВ	35	110	220	330	500	750	1150
$D_{cp}$ , м	3,5	5,0	8,0	11,0	14,0	23,0	30,0

Погонное индуктивное сопротивление  $X_0$  стальных проводов определяется как  $X_0 = X'_0 + X''_0$ , Ом/км, где  $X'_0$  - внешнее индуктивное сопротивление провода и рассчитывается как  $X'_0 = 0,1445 \cdot \lg(D_{cp}/R_{np})$ , Ом/км;  $X''_0$  - внутреннее индуктивное сопротивление, Ом/км, и находится в зависимости от величины тока из табл. П.1.9. Индуктивное сопротивление одноцепной ЛЭП определяют как  $X = X_0 L$ .

Погонное индуктивное сопротивление  $X_0$  и емкостную проводимость  $B_0$  кабельных линий следует принимать по заводским характеристикам кабеля ввиду значительного влияния конструкции кабеля на величину  $D_{cp}$ . Ориентировочные значения погонных параметров кабельных линий приведены в табл. П.1.14 – П.1.16.

*Реактивная (емкостная) проводимость* линий электропередачи обусловлена действием электростатического поля в диэлектрике, окружающем токоведущие элементы ЛЭП. Погонная емкостная проводимость транспонированной воздушной линии определяется по формуле

$$b_0 = 7,58 \cdot 10^{-6} / \lg(D_{cp}/R_{\text{э}}), \text{ См/км.} \quad (1.3)$$

Емкостная проводимость одноцепной линии определяется как  $B = b_0 \cdot L$ , См.

Наличие емкостной проводимости в линии приводит к образованию зарядных токов, а следовательно, и реактивной мощности, генерируемой линией. Рассчитывается зарядная мощность ЛЭП по формуле

$$Q_c = U_p^2 b_0 L = q_0 L, \quad (1.4)$$

где  $q_0$  - удельная (на 1 км) зарядная мощность ЛЭП;  $U_p$  - рабочее напряжение линии (в приближенных расчетах сетей 110-330 кВ принимают  $U_p = 1,05 U_{ном}$ , а в сетях 500 кВ и выше  $U_p$  полагают равным номинальному напряжению  $U_{ном}$ ).

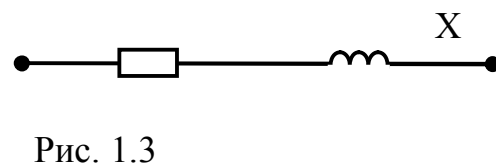
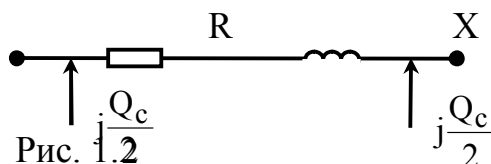
Для ВЛ с  $U_{ном} \leq 35$  кВ и кабельных линий с  $U_{ном} \leq 20$  кВ величина зарядной мощности существенно не влияет на параметры электрического режима. Поэтому в местных сетях емкость линии вычислять и включать в схему замещения не следует.

Погонная *активная проводимость* воздушной линии (учитывающая потери активной мощности на корону) определяется по формуле  $g_0 = \Delta P_{кор} / U_{ном}^2$ , где  $\Delta P_{кор}$  - максимальные или среднегодовые потери на корону на 1 км длины ВЛ.

В кабелях активная проводимость обусловлена потерями активной мощности в изоляции кабеля и вычисляется по формуле  $g_0 = b_0 \operatorname{tg} \delta$ , где  $\operatorname{tg} \delta$  - тангенс угла диэлектрических потерь в изоляции (принимается по данным заводов-изготовителей и лежит в пределах 0,003...0,006).

Активная проводимость  $G$  линии определяется как  $G = g_0 L$  и учитывается для ВЛ напряжением 330 кВ и выше и для кабельных ЛЭП с  $U_{ном} \geq 110$  кВ.

Для большинства расчетов в сетях 110-220 кВ воздушная линия электропередачи может представляться упрощенной схемой замещения (рис. 1.2). Схема замещения линии электропередачи местной сети приведена на рис. 1.3.



В схемах замещения кабельных линий напряжением до 10 кВ малого сечения обычно пренебрегают индуктивным сопротивлением ввиду его малости (в сравнении с  $R$ ).

При длине воздушных линий  $L > 250$  км необходимо учитывать распределенность параметров. Для этого величины  $R$ ,  $X$  и  $B$  умножаются на поправочные коэффициенты  $K_r$ ,  $K_x$  и  $K_B$  соответственно. Поправочные коэффициенты вычисляются по формулам:

$$K_r = 1 - \frac{L^2}{3} x_0 b_0; K_x = 1 - \frac{L^2}{6} (x_0 b_0 - r_0^2 \frac{b_0}{x_0}); K_B = 0,5 \frac{3 + K_r}{1 + K_r}.$$

Не рекомендуется длинные ВЛ разбивать на участки (длинной до 250 км) и представлять схему замещения линии в виде цепочки из схем замещения участков. Расчет режима для цепочки может приводить к существенным погрешностям при расчете узловых напряжений и потоков реактивных мощностей.

В ряде случаев воздушные линии напряжением 500 кВ и выше представляются в расчетах пассивным симметричным четырехполюсником с константами  $\underline{A}$ ,  $\underline{B}$ ,  $\underline{C}$  и  $\underline{D}$  (рис. 1.4). Константы четырехполюсника связаны с параметрами П-образной схемы замещения выражениями:  $\underline{A} = \underline{D} = 1 + \frac{\underline{Z}\underline{Y}}{2}$ ;  $\underline{B} = \underline{Z}$ ;  $\underline{C} = \underline{Y}(1 + \frac{\underline{Z}\underline{Y}}{4})$ , где  $\underline{Z} = R + jX$  и  $\underline{Y} = G - jB$  определены с учетом поправочных коэффициентов.

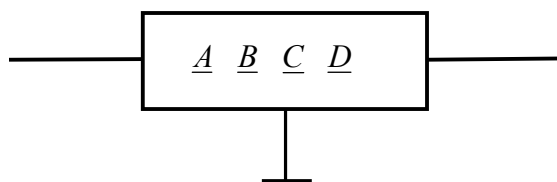


Рис. 1.4

## 1.2. Трансформаторы и автотрансформаторы

На подстанциях электрической сети устанавливаются двух- и трехобмоточные трансформаторы, трансформаторы с расщепленной обмоткой низшего напряжения и автотрансформаторы.

Параметры схем замещения трансформаторов и автотрансформаторов определяются на основании паспортных данных, таких, как номинальные мощность  $S_{\text{ном}}$  и напряжение  $U_{\text{ном}}$ , потери активной мощности  $\Delta P_k$  и напряжение  $U_k$  из опыта короткого замыкания, потери активной мощности  $\Delta P_{xx}$  и ток  $I_{xx}$  из опыта холостого хода. Каталожные данные некоторых трансформаторов приведены в табл. П2.1 – П2.7.

### *Двухобмоточные трансформаторы*

Для двухобмоточного трансформатора применяются Г-образные схемы замещения, показанные на рис. 1.5.

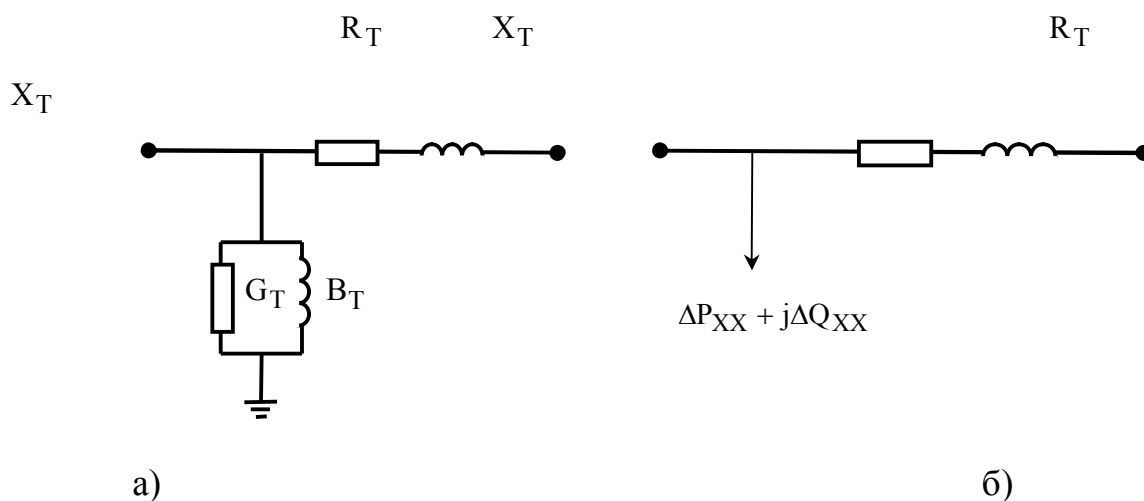


Рис. 1.5. Полная (а) и упрощенная (б) схемы замещения двухобмоточного трансформатора

Активное сопротивление двухобмоточного трансформатора (на одну фазу) определяется как

$$R_T = \frac{\Delta P_k \cdot U^2}{S_{\text{ном}}^2}, \quad (1.5)$$

где  $\Delta P_k$  - потери активной мощности в опыте к.з.;  $U$  – напряжение, к которому приводят параметры трансформатора (как правило, это номинальное напряжение обмотки ВН трансформатора -  $U_{\text{ном}}$ );  $S_{\text{ном}}$  - номинальная мощность трансформатора.

Индуктивное сопротивление трансформатора рассчитывается по формуле

$$X_T = \frac{U_p \cdot U^2}{100 \cdot S_{\text{ном}}}, \quad (1.6)$$

где  $U_p$  - падение напряжение на индуктивном сопротивлении

трансформатора, %,  $U_p = \sqrt{U_k^2 - U_a^2}$ ;  $U_k$  - напряжение короткого

замыкания, %;  $U_a = \frac{\sqrt{3} I_{\text{ном}} R_T}{U_{\text{ном}}} \cdot 100 = \frac{\Delta P_k}{S_{\text{ном}}} \cdot 100$  - падение напряжения

на активном сопротивлении трансформатора, %.

Для мощных трансформаторов  $R_T \ll X_T$ , поэтому  $U_a \ll U_k$  и  $U_p \cong U_k$ .

Поэтому для мощных трансформаторов в формулу (1.6) вместо  $U_p$  подставляют значение  $U_k$ .

Активная проводимость (на фазу), обусловленная потерями активной мощности в стали трансформатора на гистерезис и вихревые токи, определяется как

$$G_T = \Delta P_{\text{хх}} / U^2, \quad (1.7)$$

где  $\Delta P_{\text{хх}}$  - потери активной мощности в режиме х.х.

Реактивная проводимость трансформатора, обусловленная основным магнитным потоком, находится как

$$B_T = \Delta Q_{XX} / U^2, \quad (1.8)$$

где  $\Delta Q_{XX} = I_{XX} \cdot S_{НОМ} / 100$  - потери реактивной мощности;  $I_{XX}$  - ток холостого хода (паспортная величина), %.

### *Трехобмоточные трансформаторы*

Упрощенная схема замещения трехобмоточного трансформатора показана на рис. 1.6.

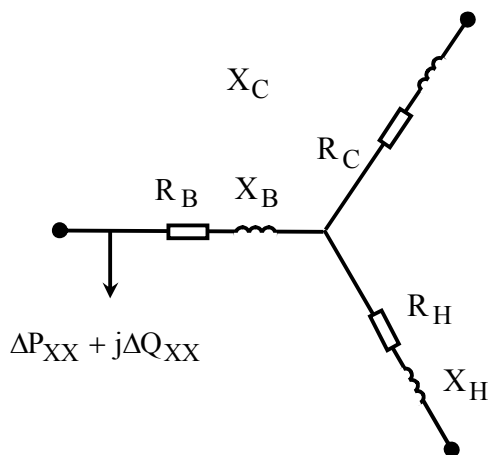


Рис. 1.6

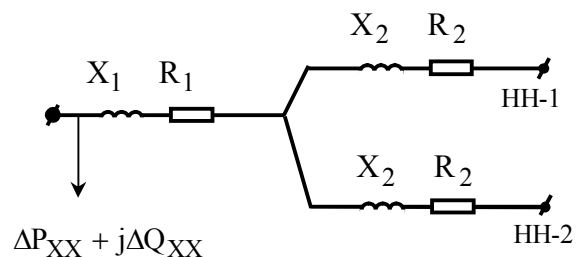


Рис. 1.7

Если потери активной мощности в режиме к.з. заданы для каждой пары обмоток  $\Delta P_{BC}$ ;  $\Delta P_{BH}$ ;  $\Delta P_{CH}$ , то необходимо разделить их между отдельными обмотками, используя следующие соотношения:

$$\Delta P_B = 0,5(\Delta P_{BC} + \Delta P_{BH} - \Delta P_{CH});$$

$$\begin{aligned}\Delta P_C &= 0,5(\Delta P_{BC} + \Delta P_{CH} - \Delta P_{BH}); \\ \Delta P_H &= 0,5(\Delta P_{BH} + \Delta P_{CH} - \Delta P_{BC}).\end{aligned}\tag{1.9}$$

После этого расчет активного сопротивления каждой ветви схемы замещения трехобмоточного трансформатора производится по (1.5).

Если потери активной мощности в режиме к.з. заданы одной величиной  $\Delta P_k$ , то при соотношении мощностей обмоток 100/100/100 активные сопротивления лучей звезды равны  $R_B = R_C = R_H = 0,5R_{\text{общ}}$ , где  $R_{\text{общ}}$  определяется по  $\Delta P_k$  на основании (1.5).

Индуктивные сопротивления определяются по паспортным величинам напряжений короткого замыкания  $U_{BC}$ ,  $U_{BH}$  и  $U_{CH}$ . Вначале определяются напряжения короткого замыкания для каждой обмотки:

$$\begin{aligned}U_B &= 0,5(U_{BC} + U_{BH} - U_{CH}); \\ U_C &= 0,5(U_{BC} + U_{CH} - U_{BH}); \\ U_H &= 0,5(U_{BH} + U_{CH} - U_{BC}),\end{aligned}\tag{1.10}$$

а затем используется формула (1.6).

### *Двухобмоточные трансформаторы с расщепленными обмотками*

Схема замещения двухобмоточных трансформаторов с расщепленной на две ветви обмоткой НН приведена на рис. 1.7. Каждая из ветвей обмотки НН рассчитана на передачу 50 % номинальной мощности. Обе ветви обмотки НН могут быть включены параллельно, в таком случае трансформатор работает, как обычный



двухобмоточный и его сопротивления определяются по формулам (1.5-1.6).

Обычно же ветви расщепленной обмотки работают раздельно, каждая на свою нагрузку. При расположении обмотки ВН на магнитопроводе между ветвями расщепленной обмотки НН можно считать  $X_1 \approx 0$ . В этом случае  $X_2 = 2X_{\text{общ}}$ . В отечественных трехфазных трансформаторах ветви расщепленной обмотки располагаются одна над другой, поэтому величины  $X_2$  составляют примерно 90 % от  $2 X_{\text{общ}}$ .

Можно рекомендовать следующий порядок определения сопротивлений двухобмоточного трансформатора с расщепленной обмоткой НН (ветви НН-1 и НН-2 включены на раздельную работу):

1. по формулам (1.5-1.6) определяют  $R_{\text{общ}}$  и  $X_{\text{общ}}$ ;
2. вычисляют  $R_2 = 2 \cdot R_{\text{общ}}$  (полагая  $R_1 \approx 0$ ) и  $X_2 = 1,8 X_{\text{общ}}$ ;
3. значение  $X_1$  находят как  $X_2 = 0,1 X_{\text{общ}}$  (в большинстве расчетов величиной  $X_1$  пренебрегают, так как  $X_1 \ll X_2$ ).

Расщепление обмоток НН применяется для трансформаторов большой мощности (25 МВ·А и выше), поэтому  $U_p \cong U_k$  и  $X_2 \gg R_2$ , и значит в (1.6) вместо  $U_p$  можно подставить значение  $U_k$ , а активными сопротивлениями пренебречь.

### *Автотрансформаторы*

Автотрансформатор характеризуется номинальной мощностью  $S_{\text{ном}}$  и типовой мощностью  $S_{\text{тип}}$ , на которую рассчитываются обмотки; при этом  $S_{\text{тип}} = \alpha \cdot S_{\text{ном}}$ , где  $\alpha$  - коэффициент выгодности. Схема замещения трехобмоточных автотрансформаторов имеет вид, показанный на рис. 1.6.

При определении активных сопротивлений автотрансформаторов возможны два случая:

1) Задано одно значение  $\Delta P_k$ . Находят по формуле (1.5)  $R_{\text{общ}}$ . Тогда

$$R_1=R_2=0,5 \cdot R_{\text{общ}}; R_3=R_1/\alpha.$$

2) Заданы три значения  $\Delta P'_{\text{BC}}$ ,  $\Delta P'_{\text{BH}}$  и  $\Delta P'_{\text{CH}}$ . Значения потерь приводят к номинальной мощности во формулам  $\Delta P_{\text{BC}}=\Delta P'_{\text{BC}}$ ;  $\Delta P_{\text{BH}}=\Delta P'_{\text{BH}}/\alpha^2$ ;  $\Delta P_{\text{CH}}=\Delta P'_{\text{CH}}/\alpha^2$ . После этого активные сопротивления определяют точно так же, как и в случае трехобмоточного трансформатора.

Для определения индуктивных сопротивлений автотрансформаторов необходимо паспортные значения напряжений к.з.  $U'_{\text{BH}}$ ,  $U'_{\text{BC}}$ ,  $U'_{\text{CH}}$  привести к номинальной мощности (если это уже не сделано):  $U_{\text{BC}}=U'_{\text{BC}}$ ;  $U_{\text{BH}}=U'_{\text{BH}}/\alpha$ ;  $U_{\text{CH}}=U'_{\text{CH}}/\alpha$ . После этого индуктивные сопротивления автотрансформаторов определяются так же, как и для трехобмоточного трансформатора.

Проводимости  $B$ ,  $G$  в полных схемах замещения трансформаторов с расщепленными обмотками, автотрансформаторов и трехобмоточных трансформаторов вычисляются по формулам (1.7-1.8).

Сопротивления и проводимости трансформаторов и автотрансформаторов могут быть отнесены не только к номинальному напряжению обмотки ВН, но и к любому другому базисному напряжению.

Паспортные данные и расчетные значения параметров трансформаторов приведены в табл. П2.1 – П2.7.

### *1.3. Электрические нагрузки*

В практике встречаются задачи, где необходимо учитывать изменение нагрузки  $P_n + jQ_n$ , обусловленное значительным снижением подведенного напряжения. В таких случаях нагрузку узла в схеме замещения представляют активным ( $R$ ) и индуктивным ( $X$ )

сопротивлениями, подключенными к узлу последовательно (рис. 1.8, а) или параллельно (рис. 1.8, б).

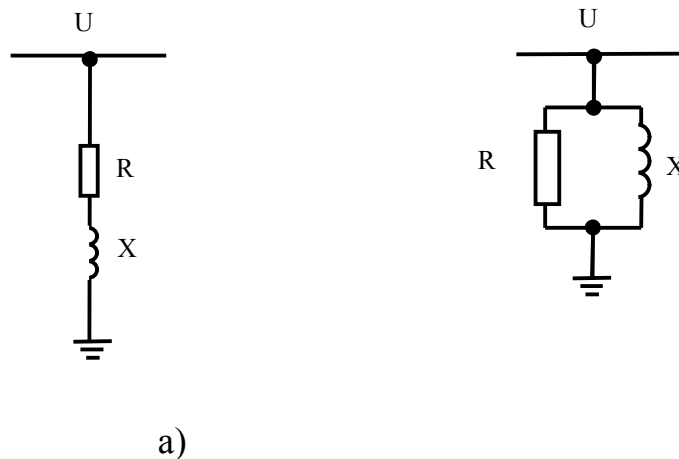
Для схемы на рис. 1.8, а сопротивления, замещающие нагрузку, определяют по формулам:

$$R = \frac{P \cdot U^2}{P^2 + Q^2} = \frac{U^2 \cos^2 \varphi}{P}; \quad X = \frac{Q \cdot U^2}{P^2 + Q^2} = \frac{U^2 \sin^2 \varphi}{Q}, \text{ где } P \text{ и } Q - \text{ активная и}$$

реактивная мощности нагрузки для исходного режима (когда подведенное напряжение равнялось  $U$ );  $\cos \varphi$  (или  $\sin \varphi$ ) - коэффициент мощности нагрузки, определяемый через  $\tan \varphi = Q/P$ .

Для схемы на рис. 1.8, б сопротивления определяют по формулам

$$R = \frac{U^2}{P}; \quad X = \frac{U^2}{Q}.$$



б)

Рис. 1.8

#### 1.4. Примеры решения задач

**Пример 1.4.1.** Определить параметры схемы замещения ВЛ 110 кВ, выполненной проводом АС – 70/11 протяженностью 30 км. Подвеска проводов горизонтальная, расстояние между соседними проводами 4м.

**Решение.** По табл. П.1.8 приложений найдем погонное активное сопротивление  $r_0 = 0,429$  Ом/км и диаметр провода АС – 70/11  $d = 11,4$  мм. Активное сопротивление линии  $R = r_0 L = 0,429 \cdot 30 = 12,9$  Ом. Погонное индуктивное сопротивление ( $x_0$ ) и емкостную проводимость ( $b_0$ ) вычислим по формулам (1.2) и (1.3), для чего определим среднегеометрическое расстояние между проводами:

$$D_{CP} = \sqrt[3]{D_{12} \cdot D_{23} \cdot D_{13}} = \sqrt[3]{4 \cdot 4 \cdot 8 \cdot 10^3} = 5040 \text{ мм.}$$

$$\text{Тогда } b_0 = \frac{7,58}{\lg \frac{D_{CP}}{R_{ПР}}} \cdot 10^{-6} = \frac{7,58}{\lg \frac{5040}{5,7}} \cdot 10^{-6} = 2,57 \cdot 10^{-6} \text{ См/км;}$$

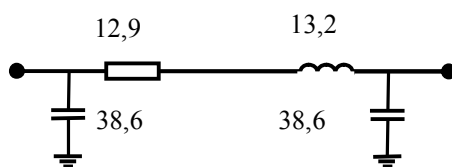
$$x_0 = 0,1445 \cdot \lg \frac{D_{CP}}{R_{ПР}} + 0,0157 = 0,1445 \cdot \lg \frac{5040}{5,7} + 0,0157 = 0,441 \text{ Ом/км.}$$

Индуктивное сопротивление линии  $X = x_0 L = 0,441 \cdot 30 = 13,2$  Ом.

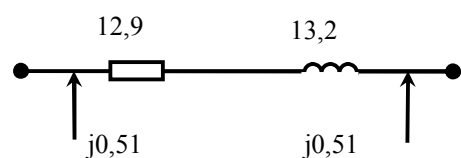
Емкостная проводимость ВЛ  $B = b_0 L = 2,57 \cdot 10^{-6} \cdot 30 = 77,1 \cdot 10^{-6}$  См;

$B/2 = 38,6 \text{ мкСм}$ . Зарядная мощность, генерируемая линией, приблизительно равна  $Q_C = U_P^2 B = (115)^2 \cdot 77,1 \cdot 10^{-6} = 1,02$  Мвар.

Активную проводимость на землю ( $G$ ) не определяем, поскольку потери на корону ВЛ 110 кВ незначительны и на результатах расчета режимов ее неучет не скажется. Полная и упрощенная схемы замещения ВЛ приведены на рис.1.9



а)



б)

1.9. Полная (а) и упрощенная (б) схемы замещения к примеру 1.4.1

**Пример 1.4.2.** Определить сопротивление ВЛ 10 кВ длиной 2 км, выполненной проводами марки ПС-70 при токах нагрузки  $I_1 = 20$  А и

$I_2=100$  А. Провода расположены на опорах по вершинам равностороннего треугольника, расстояние между проводами 1 м.

**Решение.** Диаметр провода ( $d = 11,5$  мм), погонные активное ( $r_0$ ) и внутренне индуктивное ( $x_0''$ ) сопротивления, соответствующие указанным токовым нагрузкам, определяем по табл. П.1.9 приложения.

Для  $I_1=20$  А получим:  $r_0 = 1,72$  Ом/км;  $x_0'' = 0,25$  Ом/км.

При заданном расположении фазных проводов  $D_{CP} = 1$  м, а погонное внешнее индуктивное сопротивление ( $x_0'$ ) равно

$$x_0' = 0,1445 \cdot \lg \frac{D_{CP}}{R_{PP}} = 0,1445 \cdot \lg \frac{1000}{5,75} = 0,324 \text{ Ом/км.}$$

Расчет сопротивлений сведем в табл. 1.1.

Таблица 1.1

Изменение сопротивления ВЛ в зависимости от нагрузки

I, А	$r_0$ , Ом/км	$R = r_0 l$ , Ом	$x_0'$ , Ом/км	$x_0''$ , Ом/км	$x_0 = x_0' + x_0''$ , Ом/км	$X = x_0 l$ , Ом
20	1,72	3,44	0,324	0,25	0,574	1,15
100	2,33	4,66	0,324	0,73	1,054	2,11

**Пример 1.4.3.** Определить параметры ВЛ напряжением 500 кВ, длиной 600 км, выполненной проводом марки АС-500/64. Провода на опоре расположены горизонтально, расстояние между ними 12 м. Фазные провода расщеплены ( $m=3$ ), расстояние между ними составляет  $a=40$  см. Линию представить:

1. П-образной схемой замещения.
2. Пассивным четырехполюсником.

**Решение.** По табл. П1.8 приложений определим погонное активное сопротивление  $r_0' = 0,06$  Ом/км и диаметр провода  $d_{PP} = 30,6$  мм а удельные потери на корону  $\Delta P_0 = 4,9$  кВт/км найдем по табл. П1.26.

Для расщепленного провода в целом погонные активные сопротивления  $r_0$  и проводимость  $g_0$  вычислим как

$$r_0 = r'_0/m = 0,06/3 = 0,02 \text{ Ом/км};$$

$$g_0 = \Delta P_0/U_{\text{НОМ}}^2 = 4900/(500 \cdot 10^3)^2 = 0,02 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}.$$

Среднегеометрическое расстояние между фазными проводами равно

$$D_{\text{CP}} = \sqrt[m]{D_{12} \cdot D_{23} \cdot D_{13}} = \sqrt[3]{12 \cdot 12 \cdot 24} = 15,12 \text{ м}.$$

Радиус расщепления вычислим по формуле

$$l = 0,5a/\sin(\pi/m) = 0,5 \cdot 40/\sin(\pi/3) = 23,1 \text{ см}.$$

Эквивалентный радиус расщепленного фазного провода равен

$$R_{\text{Э}} = \sqrt[m]{m R_{\text{ПР}} l^{m-1}} = \sqrt[3]{3 \cdot 1,53(23,1)^2} = 13,5 \text{ см}.$$

Погонные индуктивное сопротивление  $x_0$  и емкостную проводимость  $b_0$  фазных проводов вычислим по формулам (1.2) и (1.3):

$$x_0 = 0,1445 \lg(D_{\text{CP}}/R_{\text{Э}}) + 0,0157/m = 0,1445 \lg(1512/13,5) + 0,0157/3 = 0,301 \text{ Ом/км};$$

$$b_0 = 7,58 \cdot 10^{-6} \lg(D_{\text{CP}}/R_{\text{Э}}) = 7,58 \cdot 10^{-6} \lg(1512/13,5) = 3,7 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}.$$

Без учета распределенности параметры схемы замещения будут

$$\text{равны: } R_{\Sigma} = r_0 L = 0,02 \cdot 600 = 12 \text{ Ом}; \quad X_{\Sigma} = x_0 L = 0,301 \cdot 600 = 180,6$$

Ом;

$$G = g_0 L = 0,02 \cdot 600 = 12 \text{ мкСм}; \quad B_{\Sigma} = b_0 L = 3,7 \cdot 600 = 2220 \text{ мкСм}.$$

Рассчитаем поправочные коэффициенты:

$$K_r = 1 - L^2 x_0 b_0 / 3 = 1 - 600^2 \cdot 0,301 \cdot 3,7 \cdot 10^{-6} / 3 = 0,866;$$

$$\begin{aligned} K_x &= 1 - L^2 (x_0 b_0 - r_0^2 b_0 / x_0) / 6 = \\ &= 1 - 600^2 \cdot (0,301 \cdot 3,7 \cdot 10^{-6} - 0,02^2 \cdot 3,7 \cdot 10^{-6} / 0,301) / 6 = 0,934; \end{aligned}$$

$$K_b = 0,5(3 + K_r)/(1 + K_r) = 0,5(3 + 0,866)/(1 + 0,866) = 1,04.$$

С учетом распределенности параметры схемы замещения составят:

$$R = R_{\Sigma} K_r = 12 \cdot 0,866 = 10,4 \text{ Ом}; \quad X = X_{\Sigma} K_x = 180,6 \cdot 0,934 = 168,6 \text{ Ом};$$

$$B = B_{\Sigma} K_b = 2220 \cdot 1,04 = 2300 \text{ мкСм};$$

Параметры П-образной схемы замещения приведены на рис. 1.10 ( $\underline{Z}$  в Ом,  $\underline{Y}$  в мкСм).

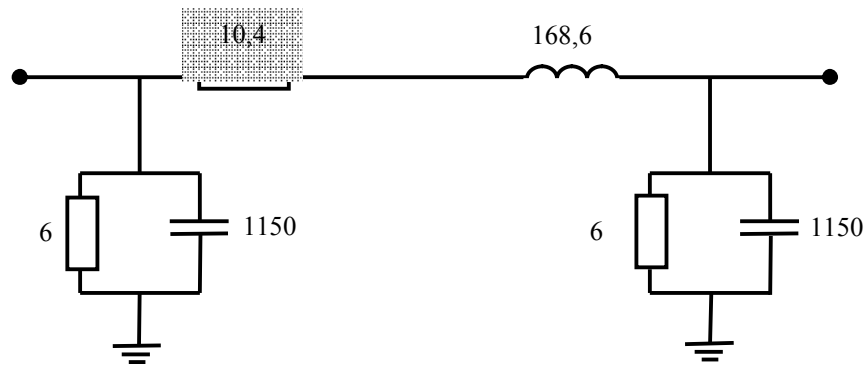


Рис.1.10. П-образная схема замещения ВЛ 500 кВ (к примеру 1.4.3)

*Первый способ.*

Определим коэффициенты четырехполюсника через параметры П-образной схемы замещения. Предварительно вычислим

$$\underline{ZY} = (10,4 + j168,6)(12 + j2300) \cdot 10^{-6} = -0,388 + j0,026.$$

$$\underline{A} = \underline{D} = 1 + 0,5\underline{ZY} = 1 + 0,5(-0,388 + j0,026) = 0,806 + j0,013;$$

$$\underline{B} = \underline{Z} = 10,4 + j168,6 \text{ Ом};$$

$$\underline{C} = \underline{Y}(1 + 0,25\underline{ZY}) = (12 + j2300) \cdot 10^{-6} [1 + 0,25(-0,388 + j0,026)] = (-4 + j2077) \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

*Второй способ.*

Найдем значение коэффициентов четырехполюсника по точным формулам с использованием гиперболических функций.

Волновое сопротивление ВЛ определим как

$$\underline{Z}_B = \sqrt{(r_0 + jx_0)/(g_0 + jb_0)} = \sqrt{(0,02 + j0,301)/(0,02 + j3,7) \cdot 10^{-6}} = 285 - j8,7 \text{ Ом};$$

Коэффициент распространения электромагнитной волны вдоль линии равен (1/км):  $\underline{\gamma}_0 = \beta_0 + j\alpha_0 = \sqrt{(r_0 + jx_0)(g_0 + jb_0)} = \sqrt{(0,02 + j0,301)(0,02 + j3,7) \cdot 10^{-6}} =$

$= (0,04 + j1,06) \cdot 10^{-3}$ , где коэффициент затухания  $\beta_0 = 0,04 \cdot 10^{-3} \text{ 1/км}$ , а коэффициент фазы  $\alpha_0 = 1,06 \cdot 10^{-3} \text{ рад/км}$  (или  $\alpha_0 = 0,0604 \text{ град/км}$ ).

Гиперболические функции комплексного аргумента можно вычислить по формулам:

$$\text{ch}(\gamma_0 L) = \text{ch}[(\beta_0 + j\alpha_0)L] = \text{ch}(\beta_0 L) \cos(\alpha_0 L) + j \text{sh}(\beta_0 L) \sin(\alpha_0 L);$$

$$\text{sh}(\gamma_0 L) = \text{sh}[(\beta_0 + j\alpha_0)L] = \text{sh}(\beta_0 L) \cos(\alpha_0 L) + j \text{ch}(\beta_0 L) \sin(\alpha_0 L);$$

При длине ВЛ  $L \leq 1000 \text{ км}$  справедливо:  $\text{ch}(\beta_0 L) \approx 1$ , а  $\text{sh}(\beta_0 L) \approx \beta_0 L$ .

Подставляя числовые значения, получим:  $\text{ch}(\gamma_0 L) = 0,807 + j0,013$  и  $\text{sh}(\gamma_0 L) = 0,018 + j0,591$ . Вычислим параметры четырехполюсника:

$$\underline{A} = \underline{D} = \text{ch}(\underline{\gamma}_0 L) = 0,807 + j0,013;$$

$$\underline{B} = \underline{Z}_B \text{sh}(\underline{\gamma}_0 L) = (285 - j8,7)(0,018 + j0,591) = 10,4 + j168,6 \text{ Ом};$$

$$\underline{C} = \text{sh}(\underline{\gamma}_0 L) / \underline{Z}_B = (0,018 + j0,591) / (285 - j8,7) = (0,0 + j2,07) \cdot 10^{-3} \text{ См}.$$

Значения коэффициентов четырехполюсника, найденные обоими способами, сведем в табл. 1.2.

Таблица 1.2

Коэффициенты	ед. изм.	Способы определения	
		Первый	Второй
$\underline{A}$ и $\underline{D}$	о.е	$0,806 + j0,013$	$0,807 + j0,013$
$\underline{B}$	Ом	$10,4 + j168,6$	$10,4 + j168,6$
$\underline{C}$	мкСм.	$-4 + j2077$	$0,7 + j2070$

С практической точки зрения расхождения значений коэффициентов незначительны.

**Пример 1.4.4.** Найти приведенные к номинальному напряжению обмотки ВН параметры схемы замещения трансформатора ТМ-40/10.



**Решение.** По табл. П.2.1 приложений определим паспортные данные трансформатора:

$$U_{\text{НОМ}} = 10 \text{ кВ}; \Delta P_K = 0,88 \text{ кВт}; U_K = 4,5\%; \Delta P_X = 0,19 \text{ кВт}; i_X = 3\%.$$

В расчетах режимов электрических цепей до 35 кВ потери мощности в проводимостях на землю учитывается отдельно, их влиянием на сетевые мощности пренебрегают. По этой причине поперечную проводимость  $\underline{Y} = G - jB$  определять не будем и ограничимся упрощенной схемой замещения.

Активное сопротивление трансформатора

$$R_T = \Delta P_K (U / S_{\text{НОМ}})^2 = 0,88 \cdot 10^3 (10 / 40)^2 = 55 \text{ Ом}.$$

Падение напряжения в активном сопротивлении трансформатора ( в % от  $U_{\text{НОМ}}$  )

$$U_a = \Delta P_K \cdot 100 / S_{\text{НОМ}} = 0,88 \cdot 100 / 40 = 2,2\%.$$

Падение напряжения в реактивном сопротивлении

$$U_P = \sqrt{U_K^2 - U_a^2} = \sqrt{(4,5)^2 - (2,2)^2} = 3,93\%.$$

Реактивное сопротивление трансформатора  $X_T = 0,01 \cdot U_P U^2 / S_{\text{НОМ}} = 0,01 \cdot 3,93(10)^2 / 0,04 = 98,1 \text{ Ом}$ , где размерность  $U$  (кВ) и  $S_{\text{НОМ}}$  (МВА).

Потери реактивной мощности х.х.  $\Delta Q_X = 0,01 \cdot i_X \cdot S_{\text{НОМ}} = 0,01 \cdot 3 \cdot 40 = 1,2 \text{ квар}$ .

Параметры схемы замещения указаны на рис.1.11.

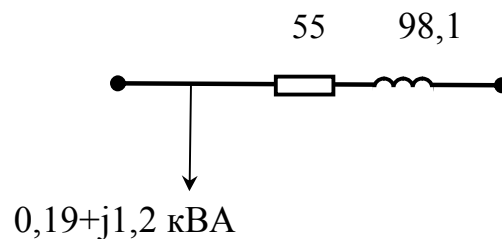


Рис.1.11. Упрощенная Г-образная схема замещения трансформатора ТМ-40/10 (к примеру 1.4.4)

**Пример 1.4.5.** На подстанции установлены два трансформатора ТДН-16000/110. Определить приведенные к напряжению 110 кВ параметры эквивалентной схемы замещения двух параллельно включенных трансформаторов.

**Решение.** Паспортные данные трансформатора ТДН-16000/110 по табл. П.2.3 приложений:  $\Delta P_K = 85$  кВт;  $U_K = 10,5\%$ ;  $\Delta P_X = 19$  кВт;  $i_X = 0,7\%$ . Определим параметры отдельного трансформатора:

$$R_T = \Delta P_K (U / S_{\text{ном}})^2 = 85 (110 / 10)^2 10^{-3} = 4,02 \text{ Ом};$$

$$Z_T = 0,01 U_K \cdot U^2 / S_{\text{ном}} = 0,01 \cdot 10,5 (110)^2 / 16 = 79,41 \text{ Ом};$$

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2} = \sqrt{(79,41)^2 - (4,02)^2} = 79,3 \text{ Ом};$$

$$\Delta Q_X = 0,01 \cdot i_X \cdot S_{\text{ном}} = 0,01 \cdot 0,7 \cdot 16000 = 112 \text{ кВар};$$

$$G_T = \Delta P_X / U^2 = 19 \cdot 10^{-3} / (110)^2 = 1,57 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$B_T = \Delta Q_X / U^2 = 112 \cdot 10^{-3} / (110)^2 = 9,26 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Для двух параллельно работающих трансформаторов эквивалентные сопротивления  $Z_{\Sigma}$  и проводимость  $Y_{\Sigma}$  определим как  $Z_{\Sigma} = Z_T / n = (4,02 + j79,3) / 2 = 2,01 + j39,7 \text{ Ом}$ ,  $Y_{\Sigma} = Y_T \cdot n = (1,57 - j9,26) \cdot 2 = 3,14 - j18,5 \text{ мкСм}$ .

Потери мощности х.х. для двух трансформаторов равны  $\Delta S = \Delta S_X \cdot n = (19 + j112) \cdot 2 = 38 + j224 \text{ кВА}$ . Эквивалентные схемы замещения приведены на рис.1.12.

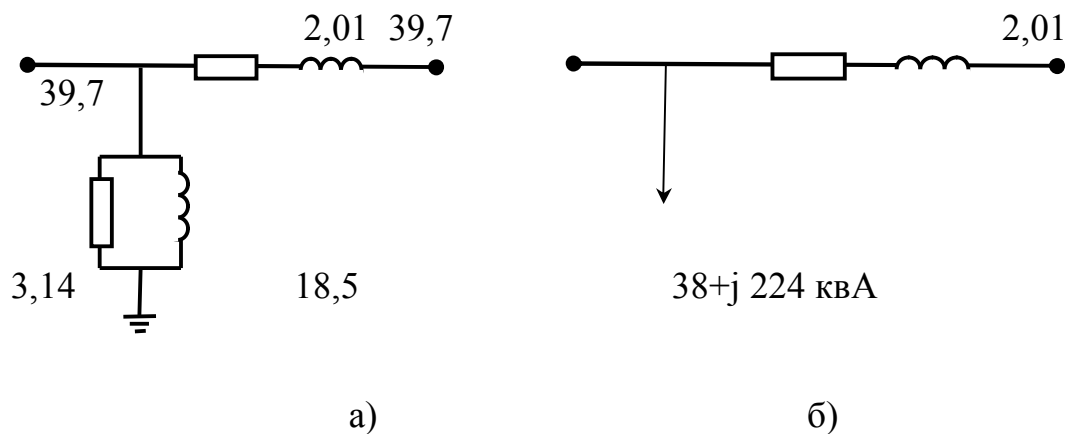


Рис.1.12. Эквивалентная схема замещения двух параллельно работающих трансформаторов: а) полная; б) упрощенная (к примеру 1.4.5)

**Пример 1.4.6.** Определить параметры схемы замещения трехфазной группы, состоящей из трех одинаковых автотрансформаторов АОДЦТН-167000/500/220. Параметры привести к напряжению 500 кВ.

**Решение.** Паспортные данные (по табл. П.2.7 приложений):

$$U_{\Phi} = 500 / \sqrt{3}; U_{12} = 11\%; U_{13} = 35\%; U_{23} = 21,5\%;$$

$$P'_{12} = 325 \text{ кВт}; i_X = 0,4\%; S_{\text{ном3}} = 50 \text{ МВА}; S_{\Phi} = 167 \text{ МВА};$$

Так как группа состоит из однофазных автотрансформаторов, возможны два способа расчета: 1) с использованием междуфазного напряжения  $U=500 \text{ кВ}$ , утроенных потерь мощности короткого замыкания  $\Delta P_{12} = 3\Delta P'_{12} = 3 \cdot 325 = 975 \text{ кВт}$  и трехфазной мощности группы  $S_{\text{ном}} = 3S_{\Phi} = 3 \cdot 167 = 501 \text{ МВА}$ ; 2) с использованием фазного напряжения  $U_{\Phi} = 500 / \sqrt{3} \text{ кВ}$ , заданных потерь короткого замыкания  $P'_{12} = 325 \text{ кВт}$  и мощности одной фазы  $S_{\Phi} = 167 \text{ МВА}$ .

$$1) R_1 = R_2 = 0,5\Delta P_{12}(U/S_{\text{ном}})^2 = 0,5 \cdot 975(500/501)^2 \cdot 10^{-3} = 0,48 \text{ Ом};$$

$$2) R_1 = R_2 = 0,5\Delta P'_{12}(U_{\Phi}/S_{\Phi})^2 = 0,5 \cdot 325(500/\sqrt{3}/167)^2 \cdot 10^{-3} = 0,48 \text{ Ом}.$$

Естественно, что оба расчета дают одинаковый результат. Отношение мощности обмотки НН к мощности АТ составляет  $\alpha = S_{\text{ном3}}/S_{\Phi} = 50/167 = 0,3$ . Сопротивление обмотки НН равно  $R_3 = R_1/\alpha = 0,48/0,3 = 1,6 \text{ Ом}$ .

Определим напряжение короткого замыкания отдельных обмоток

$$U_1 = 0,5(U_{12} + U_{13} - U_{23}) = 0,5(11 + 35 - 21,5) = 12,25\%;$$

$$U_2 = 0,5(U_{12} + U_{23} - U_{13}) = 0,5(11 + 21,5 - 35) = -1,25\%;$$

$$U_3 = 0,5(U_{13} + U_{23} - U_{12}) = 0,5(35 + 21,5 - 11) = 22,75\%.$$

Реактивное сопротивление обмотки ВН найдем как

$$1) X_1 = 0,01 \cdot U_1 \cdot U^2 / S_{\text{НОМ}} = 0,01 \cdot 12,25(500)^2 / 501 = 61,1 \text{ Ом};$$

$$2) X_1 = 0,01 \cdot U_1 \cdot U_{\Phi}^2 / S_{\Phi} = 0,01 \cdot 12,25(500/\sqrt{3})^2 / 167 = 61,1 \text{ Ом}.$$

Аналогично определяется  $X_2 = -6,2 \text{ Ом}$  и  $X_3 = 114 \text{ Ом}$ . Проводимость схемы замещения автотрансформатора

$$G = \Delta P'_X / U_{\Phi}^2 = 125 / (500/\sqrt{3})^2 \cdot 10^{-3} = 1,5 \cdot 10^{-6} \text{ См};$$

$$B = \Delta Q'_X / U_{\Phi}^2 = 668 / (500/\sqrt{3})^2 \cdot 10^{-3} = 8 \cdot 10^{-6} \text{ См},$$

где  $\Delta Q'_X = 0,01 \cdot i_X S_{\Phi} = 0,01 \cdot 0,4 \cdot 167000 = 668 \text{ квар}$  на одну фазу.

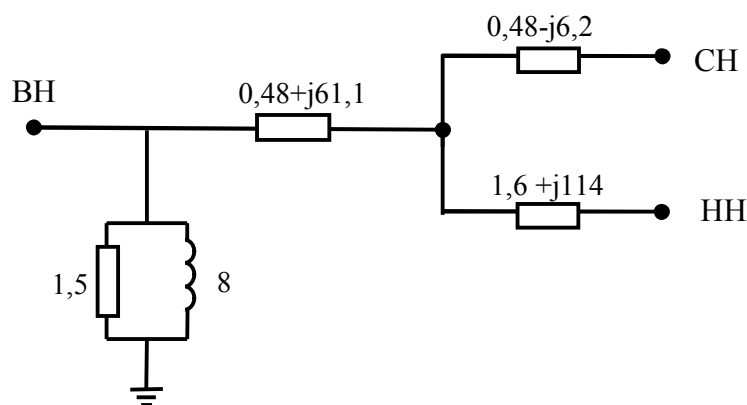


Рис. 1.13. Схема замещения трехфазной группы автотрансформаторов  $3 \times \text{АОДЦТН-167000/500/220}$  (к примеру 1.4.6)

### 1.5. Задачи для самостоятельного решения

1.1. Определить активное сопротивление многожильного алюминиевого провода с номинальным поперечным сечением  $95 \text{ мм}^2$ , длиной 10 км при температуре  $+40^\circ\text{C}$ .

1.2. Определить реактивное сопротивление 1 км одной фазы линии трехфазного переменного тока 10 кВ, работающей со стандартной частотой 50 Гц. Алюминиевые провода с номинальным поперечным сечением  $35 \text{ мм}^2$  смонтированы на деревянных опорах. Провода расположены в вершинах равностороннего треугольника на расстоянии 0,8 м друг от друга.

1.3. Оценить величину индуктивного сопротивления 1 км одной фазы линии трехфазного переменного тока с проводами марки АН-35, работающей при напряжении 6 кВ. Провода укреплены на деревянных опорах и расположены в вершинах равнобокого треугольника, две стороны которого имеют размер 100 см, а третья - 80 см.

1.4. Один завод питается от районной подстанции двумя параллельными воздушными линиями с алюминиевыми проводами А-35. Другой завод питается от той же подстанции одиночной воздушной линией с проводами марки А-70. Провода всех линий расположены в вершинах равносторонних треугольников со стороной 80 см. Длины трасс обеих линий электропередачи к заводам одинаковы. Равны или различны сопротивления линий электропередачи к первому и второму заводам? Если сопротивления различны, то для какой линии электропередачи больше и насколько? Если сопротивления одинаковы, то чем это объясняется?

1.5. Для увеличения пропускной способности электропередачи параллельно линии 35 кВ с алюминиевыми проводами А-50 прокладывается вторая линия со сталеалюминиевыми проводами АС-70/11. Провода каждой из линий подвешены на отдельных опорах и расположены по вершинам треугольника со сторонами 2,5; 2,5; 3 м. Длина каждой линии 8 км. Определить сопротивление электропередачи.

1.6. Цех с наибольшей нагрузкой 150 кВА получает электроэнергию по линии трехфазного переменного тока 10 кВ. Линия выполнена стальными однопроволочными проводами диаметром 4 мм. Провода на опоре расположены в вершинах равностороннего треугольника со стороной 100 см. Определить активное и реактивное сопротивление 1 км линии при наибольшей нагрузке и при нагрузке, равной 40 % от наибольшей.

1.7. К трехфазной воздушной линии протяженностью 3 км, выполненной проводом ПС-50, подключен асинхронный двигатель с номинальным током 20 А. Определить в каких пределах будут изменяться активное и индуктивное сопротивления провода при номинальном режиме и при пусках, если известно, что пусковой ток в 5 раз больше номинального, а индуктивное удельное внешнее сопротивление принято равным 0,35 Ом/км.

1.8. Составить схему замещения ЛЭП 6 кВ, выполненной проводом АЖ-50 длиной 5 км и определить ее параметры. Провода расположены горизонтально на расстоянии 120 см друг от друга.

1.9. Электроэнергия от подстанции завода передается в цех по кабелю АСБ-3×120 на номинальном напряжении 10 кВ. Как изменятся сопротивления линии электропередачи, если она будет заменена на воздушную линию со сталеалюминиевыми проводами того же сечения? Среднегеометрическое расстояние между проводами принять равным 252 см.

1.10. Определить погонные параметры воздушной линии 6 кВ с проводами марки АН-35, расположенными на одностоечных опорах по вершинам равностороннего треугольника с расстоянием между фазами 1,5 м. Длина линии 3 км. Определить соотношение потерь активной и реактивной мощностей в линии. Как изменится это соотношение при увеличении нагрузки линии вдвое?

1.11. Воздушная линия выполнена стальным проводом ПМС-35. Среднегеометрическое расстояние между проводами 2 м. В каких пределах будут меняться удельные активное и индуктивное сопротивления провода, если известно, что нагрузка в течение суток меняется от 10 до 40 А, а внешнее индуктивное сопротивление постоянно и равно 0,4 Ом/км?

1.12. Провод марки АС-120/19 транспонированной линии имеет индуктивное сопротивление 10 Ом. Определить протяженность

линии, если известно, что среднегеометрическое расстояние между проводами равно 3 м.

1.13. Определить диапазон изменения погонного активного сопротивления воздушной линии при снижении температуры проводов от  $+20^{\circ}\text{C}$  до  $-40^{\circ}\text{C}$ . Линия выполнена сталеалюминиевыми проводами с номинальным сечением  $35\text{ мм}^2$ .

1.14. Завод получает питание от двух источников на напряжении 10 кВ посредством воздушной и кабельной линий. Длина воздушной линии 8 км и выполнена она проводом АС-120/19 со среднегеометрическим расстоянием между проводами 2 м. Длина кабельной линии 4 км (марка кабеля ААБ-3×95). Определить параметры схем замещения линий.

1.15. Определить разброс значений активного сопротивления воздушной линии электропередачи при изменении температуры проводов от  $0^{\circ}\text{C}$  до  $-40^{\circ}\text{C}$ . Линия имеет протяженность 70 км и выполнена проводами марки АС-120/19.

1.16. Как будут изменяться сопротивления воздушной линии трехфазного тока при изменении ее нагрузки от 20 до 60 А? Линия длиной 3 км выполнена стальными многопроволочными проводами с поперечным сечением  $35\text{ мм}^2$ . Среднегеометрическое расстояние между фазными проводами равно 100 см.

1.17. Питание районной подстанции осуществляется двумя параллельно работающими воздушными линиями трехфазного переменного тока 110 кВ со сталеалюминиевыми проводами сечением  $95\text{ мм}^2$ . Провода обеих линий подвешены на двухцепных металлических опорах и расположены как показано на рис. 1.14. Расстояние между проводами в метрах приведены на рисунке.

Найти активное и реактивное сопротивления одной фазы электропередачи, принимая длину линии равной 100 км.

1.18. Линия электропередачи 110 кВ выполнена проводами АС-70/11, а длина ее трассы равна 26 км. Провода на промежуточных

железобетонных опорах типа ПБ 110-1 расположены в вершинах треугольника. Эскиз опоры приведен на рис. 1.15. Составить схему замещения ВЛ и определить ее параметры.

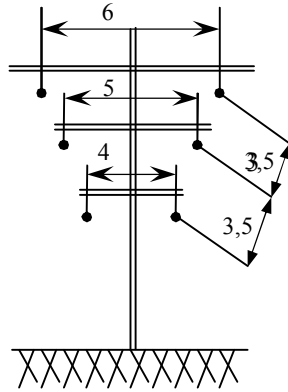


Рис.1.14

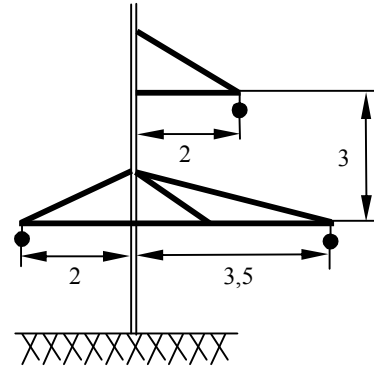


Рис.1.15

1.19. Составить упрощенную схему замещения двухцепной воздушной линии 110 кВ длиной 100 км, выполненной проводами марки АС-150/24. Определить параметры схемы, если провода на железобетонных опорах расположены "бочкой" со среднегеометрическим расстоянием 410 см.

1.20. В трехфазной линии электропередачи протяженностью 100 км и напряжением 110 кВ использован провод АС-120/19. Провода расположены в горизонтальной плоскости с расстоянием между ними 4 м. В линии осуществлена транспозиция.

Определить активное и индуктивное сопротивления, емкостную проводимость фазы и реактивную мощность, генерируемую линией.

1.21. Определить погонные параметры одноцепной воздушной линии 110 кВ с проводами марки АС-185/29. Провода на П-образных деревянных опорах расположены на расстоянии 4 м между соседними фазами.

1.22. Машиностроительный завод получает электроэнергию по воздушной линии напряжением 220 кВ. Линия выполнена



сталеалюминевыми проводами облегченной конструкции сечением  $240 \text{ мм}^2$ . Длина трассы ЛЭП равна 170 км. Провода на стальных промежуточных опорах типа П 220-3 расположены в вершинах треугольника со сторонами 9,8, 9,8 и 7 м. Определить параметры схемы замещения и зарядную мощность линии.

1.23. В начале воздушной линии электропередачи поддерживается напряжение 230 кВ. Активные потери мощности в проводимости линии при хорошей погоде составляют 2 кВт/км, а при плохой - 25 кВт/км. Найти активные проводимости линии при хорошей и плохой погоде, отнеся их к 1 км ее длины.

1.24. Линия 220 кВ соединяет гидроэлектрическую станцию и районную подстанцию и выполнена на металлических опорах с горизонтальным расположением проводов. Расстояние между проводами соседних фаз равно 6,5 м. Используются провода марки АС-300/66. Найти активное и индуктивное сопротивления, а также емкостную проводимость 1 км линии.

1.25. Составить П-образную схему замещения двухцепной воздушной линии—электропередачи 220 кВ с длиной трассы 185 км. Провода марки АС-300/39 расположены на стальных промежуточных опорах типа П-220-2 "бочкой" со среднегеометрическим расстоянием 860 см. Определить параметры схемы замещения и зарядную мощность двухцепной линии.

1.26. Фаза одноцепной линии 500 кВ длиной 300 км составлена из трех проводов марки АС-500/64, которые расположены в вершинах равностороннего треугольника со сторонами 40 см. Расстояние между фазами, расположенными в горизонтальной плоскости, равно 11 м.

Составить П-образную схему замещения линии и определить ее параметры. Вычислить коэффициенты четырехполюсника, замещающего линию.

1.27. Связь между двумя энергосистемами осуществляется по

одноцепной воздушной линии 500 кВ длиной 500 км. Линия выполнена расщепленными фазными проводами 3×АСК 500/64, подвешенными горизонтально на стальных П-образных опорах. Расстояние между двумя соседними фазными проводами на опоре составляет 10,5м. В линии осуществлена транспозиция, расстояние между проводами в фазе равно 40 см. Определить коэффициенты четырехполюсника и волновое сопротивление линии.

1.28. На подстанции будет установлен трансформатор типа ТМ - 1600/10. Предварительные заводские данные: номинальное напряжение обмотки ВН 10 кВ; потери холостого хода - 2,8 кВт; потери короткого замыкания - 18 кВт; напряжение короткого замыкания - 5,5 % ; ток холостого хода - 1,3 % .

Определить параметры схемы замещения понижающего трансформатора, отнесенные к высшему напряжению (расчет проводимостей не производить, так как напряжение сети ниже 35 кВ).

1.29. На понижающей подстанции 10/0,4 кВ установлен трансформатор типа ТМ-1000/10. Определить параметры схемы замещения трансформатора, приведенные к номинальному напряжению первичной обмотки.

1.30. Составить схему замещения трансформатора типа ТМН -4000/35 и определить ее параметры, приведенные к номинальному напряжению обмотки ВН.

1.31. На понижающей подстанции установлено два двухобмоточных трансформатора типа ТРДН-40000/110 с расщепленными вторичными обмотками (рис. 1.16). Полагая напряжение на секциях шин НН одинаковым, составить схему замещения трансформаторов и определить ее параметры, приведенные к стороне ВН.

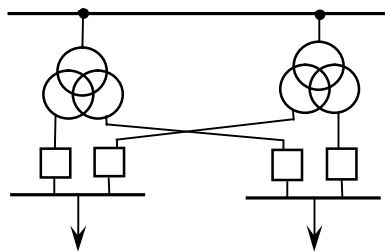


Рис. 1.16

1.32. Составить упрощенную схему замещения трансформатора типа ТДН-10000/110 и определить ее параметры, принимая за базисное номинальное напряжение первичной обмотки.

1.33. Повышающий двухобмоточный трансформатор старого образца типа ТД-63000/110 имеет данные: номинальное напряжение обмотки ВН-121 кВ; потери холостого хода - 150 кВт; потери короткого замыкания - 250 кВт; напряжение короткого замыкания - 11 % ; ток холостого хода - 3 % . Определить параметры полной схемы замещения трансформатора.

1.34. На узловой подстанции районной электрической сети установлены два трехобмоточных трансформатора типа ТДН-40000/220 с соотношением мощностей обмоток 100% / 100 % /100% и со следующими паспортными данными:  $U_{\text{НОМ}}^{\text{ВН}}=230\text{кВ}$ ;  $U_{\text{НОМ}}^{\text{СН}}=38,5\text{кВ}$ ;  $U_{\text{НОМ}}^{\text{НН}}=11\text{ кВ}$ ;  $U_{\text{к12}}=12,5\%$ ;  $U_{\text{к13}}=22\%$ ;  $U_{\text{к23}}=9,5\%$ ;  $\Delta P_{\text{к12}} = \Delta P_{\text{к13}} = \Delta P_{\text{к23}} = 220\text{ кВт}$ ;  $\Delta P_{\text{х}} = 55\text{ кВт}$ ;  $i_{\text{хх}} = 1,1\%$ . Определите приведенные к стороне высшего напряжения параметры схемы замещения двух параллельно включенных трансформаторов.

1.35. На крупной узловой подстанции энергосистемы установлены два автотрансформатора типа АТДЦТН-200000-220/110, характеризующиеся следующими данными:  $U_{\text{НОМ}}=230\text{ кВ}$ ;  $S_{\text{НОМ}}=220\text{ МВ А}$ ;  $\alpha=0,5$ ;  $U'_{\text{вс}}=11\%$ ;  $U'_{\text{вн}}=16\%$ ;  $U'_{\text{сн}}=10\%$ ;  $\Delta P'_{\text{вс}}=430\text{ кВт}$ ;  $\Delta P'_{\text{вн}}=360\text{ кВт}$ ;  $\Delta P'_{\text{сн}}=360\text{ кВт}$ ;  $\Delta P_{\text{хх}}=125\text{ кВт}$ ;  $I_{\text{хх}}=0,5\%$ .

Определить параметры схемы замещения двух параллельно включенных автотрансформаторов (паспортные данные не приведены к  $S_{ном}$  ).

1.36. Определить параметры упрощенной схемы замещения трехфазного двухобмоточного трансформатора типа ТРДЦН-63000/220.

1.37. Нарисовать полную схему замещения (авто) трансформатора и указать на ней рассчитанные значения сопротивлений (Ом) и проводимостей (мкСм). Паспортные данные трансформаторов принять по табл. 1.3 в зависимости от варианта. Необходимо учесть, что: 1) для трехобмоточных (авто) трансформаторов потери короткого замыкания  $\Delta P_k$  приняты как большее из двух значений ( $\Delta P_{ВН-СН}$  или  $\Delta P_{ВН-НН}$ ); 2) величины  $U_k$  (%) приведены в  $S_{ном}$ ; 3) для автотрансформаторов мощность обмотки НН равна 50 % номинальной.

1.38. Расчетная нагрузка узла А, приведенная к стороне высшего напряжения 11 кВ, равна  $S_A = 12,9 + j 6,04$  МВ А. Определить значения активного и индуктивного сопротивлений, замещающих комплексную нагрузку подстанций А.

1.39. Определить приведенные к напряжению 10 кВ параметры упрощенной схемы замещения силового двухобмоточного трансформатора ТМЗ-1000/10 (без расширителя, герметичного, с азотной подушкой).

1.40. Трехфазная группа состоит из трех однофазных двухобмоточных трансформаторов типа ОРЦ-533000/500. Составьте схему замещения группы и определите ее параметры , приведенные к междуфазному напряжению 500 кВ.

1.41. Соотношение мощностей обмоток трансформатора типа ТДТН-40000/220/35 равно 100/100/100 %. Определить приведенные к номинальному напряжению обмотки ВН параметры схемы замещения двух параллельно работающих трансформаторов.

Таблица 1.3.

## Паспортные данные трансформаторов

№ п/п	Тип трансформатора	О верк В	U <sub>к</sub> , %			$\Delta P_{к}$ , кВт	$\Delta P_{х}$ , кВт	i <sub>х</sub> , %
			ВН-СН	ВН-НН	СН-НН			
1	ТМ-1000/35	35	-	5,45	-	8,55	3	1,5 6
2	ТМ-1800/35	35	-	6,5	-	24	8,3	2,6
3	ТМН-4000/35	35	-	7,75	-	34,3	6,3	0,7 1
4	ТМН-6300/35	35	-	6,76	-	46,9	6,9	0,4 3
5	ТДНС-10000/35	36,75	-	14	-	75,7	21, 7	1,5
6	ТМТН-6300/110	115	10,5	17	6	58	14	1,2
7	ТМТН-6300/110	115	10,8	17,2	6,5	56,2	15, 7	1,0 9
8	ТДТН-10000/110	115	9,93	16,6	5,95	72,8	18, 2	0,6 7
9	ТДТН-10000/110	115	10,5	17	6	76	17	1,1
10	ТДТН-16000/110	115	10,5	17	6	100	23	1,0
11	ТДТН-25000/220	230	12,5	20	6,5	135	50	1,2
12	АТДТН-32000/220	230	11	34	21	145	32	0,6
13	ТДТН-40000/220	230	22,77	12,7	9,5	227, 9	59, 2	0,5 3
14	ТДТН-40000/220	230	12,42	22,3	9,5	219, 4	59, 2	0,5
15	АТДЦТН- 63000/220	230	11	35,7	21,9	215	45	0,5

### *Контрольные вопросы*

1. Что характеризует температурный коэффициент удельного сопротивления и чему он равен для алюминия ?
2. Как изменяется погонное индуктивное сопротивление линии при сближении фазных проводов ?
3. Исходя из каких условий ограничивают наименьшее расстояние на опоре между проводами ВЛ со штыревыми изоляторами ?
4. В чем отличие способов определения погонных сопротивлений линий трехфазного переменного тока со стальными проводами и проводами из алюминия ?
5. Каков диапазон изменения погонных индуктивных сопротивлений воздушных линий трехфазного тока напряжением 6...220 кВ ?
6. Совпадают ли области применения проводов марок АС-120/19 и АС-120/27 ?
7. Каковы минимальные сечения проводов ВЛ по условиям коронного разряда ?
8. Возникает ли необходимость учитывать для реальных воздушных линий 110 кВ распределенность их параметров и почему ?
9. В чем отличие проводов марок АСК, АСКС и АСКП ? В каких случаях применяются провода этих марок ?
10. Что такое "габарит линии" и чему он равен для ВЛ 110 кВ, проходящей в населенной местности ?
11. Что характеризует и как определяется коэффициент выгодности автотрансформатора ?
12. Как выглядит схема замещения трехобмоточного трансформатора, если отключен один из его вводов ?

## 2. ПОТЕРИ МОЩНОСТИ И ЭНЕРГИИ

### 2.1. Теоретические положения

Потери мощности и энергии в электросетях можно подразделить на две составляющие - зависящие и не зависящие от нагрузки.

Потери активной ( $\Delta P'$ ) и реактивной ( $\Delta Q'$ ) мощностей в проводах ВЛ, жилах кабелей или обмотках трансформаторов (то есть в продольных элементах схемы замещения) зависят от нагрузки и определяются для трехфазных сетей по формулам:

$$\Delta P' = 3I^2 R = \left( \frac{S}{U} \right)^2 R = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} R; \quad (2.1)$$

$$\Delta Q' = 3I^2 X = \left( \frac{S}{U} \right)^2 X = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} X; \quad (2.2)$$

где  $R$  и  $X$  - соответственно активное и индуктивное сопротивления одной фазы одноцепной линии или отдельного трансформатора (для многоцепных линий или многотрансформаторных подстанций в формулы подставляются эквивалентные сопротивления);  $S$ ,  $P$  и  $Q$  - соответственно полная, активная и реактивная мощности, передаваемые по трем фазам;  $I$  - ток нагрузки;  $U$  - междуфазное напряжение линии или напряжение, к которому приведены параметры схемы замещения трансформатора.

С учетом формул для  $R$  и  $X$  (см. главу 1) соотношения (2.1, 2.2) для двухобмоточных трансформаторов и автотрансформаторов можно преобразовать к виду

$$\Delta P' = \frac{\Delta P_K}{n} \left( \frac{S}{S_{\text{НОМ}}} \right)^2; \quad (2.3)$$

$$\Delta Q' = \frac{U_K}{100 \cdot n} \cdot \frac{S^2}{S_{\text{НОМ}}}, \quad (2.4)$$

где  $\Delta P_K$ ,  $U_K$  и  $S_{\text{НОМ}}$  - паспортные данные отдельного трансформатора;  $S$  - полная нагрузка подстанции (сумма нагрузок отдельных трансформаторов);  $n$  - число однотипных трансформаторов на подстанции, работающих параллельно.

В трехобмоточных трансформаторах и автотрансформаторах каждая из обмоток загружена неодинаково и, кроме того, сопротивления обмоток различны по величине. В этом случае потери мощности по формулам (2,1 и 2,2) подсчитываются отдельно для каждой из обмоток, а затем суммируются.

При выполнении точных расчетов по формулам (2,1 и 2,2) значения мощностей и напряжений должны приниматься для одной и той же точки схемы замещения сети.

Потери активной мощности, не зависящие от нагрузки ( $\Delta P''$ ), для воздушных линий обусловлены коронированием проводов и утечками тока через изоляторы, а для кабельных линий - активными токами смещения в изоляции. К независимым от нагрузки потерям реактивной мощности (отрицательным по знаку) относят зарядную мощность линий  $\Delta Q''$ .

Для трансформаторов потери активной и реактивной мощностей, не зависящих от нагрузки, - это потери холостого хода.

Потери энергии в элементе электросети определяются умножением потерь мощности на время их действия. За время  $T$  потери энергии, не зависящие от нагрузки, определяются как  $\Delta A'' = \Delta P'' \cdot T$ , где  $\Delta P''$  - потери



активной мощности в линии или трансформаторе, не зависящие от нагрузки и условно принимаемые постоянными в течение времени  $T$ . Так как нагрузка и связанные с ней потери мощности с течением времени изменяются, то при определении потерь энергии, зависящих от нагрузки, часто используют формальный прием. При этом максимальные потери мощности  $\Delta P'_{MAX}$  умножаются на время потерь  $\tau$ , которое определяется с помощью графика нагрузки, а при отсутствии последнего, с помощью кривых, приведенных на рис. 2.1. или по формуле  $\tau = (0,124 + 0,876k_3)^2 T$ , где  $k_3 = T_{MAX} / T$  - коэффициент заполнения графика нагрузки. Таким образом,

$$\Delta A' = \Delta P'_{MAX} \tau. \quad (2.5)$$

При наличии графика нагрузки (рис. 2.2) фиктивные величины времени использования максимума нагрузки  $T_{MAX}$  и времени наибольших потерь  $\tau$  определяются по формулам:

$$T_{MAX} = \sum_{i=1}^n S_i t_i / S_{MAX} \approx \sum_{i=1}^n P_i t_i / P_{MAX} = A / P_{MAX}; \quad (2.6)$$

$$\tau = \sum_{i=1}^n S_i^2 t_i / S_{MAX}^2 \approx \sum_{i=1}^n P_i^2 t_i / P_{MAX}^2, \quad (2.7)$$

где  $A$  - потребление электроэнергии за время  $T$ ;  $S_i$  и  $P_i$  - полная и активная мощности нагрузки в интервале времени  $t_i$ .

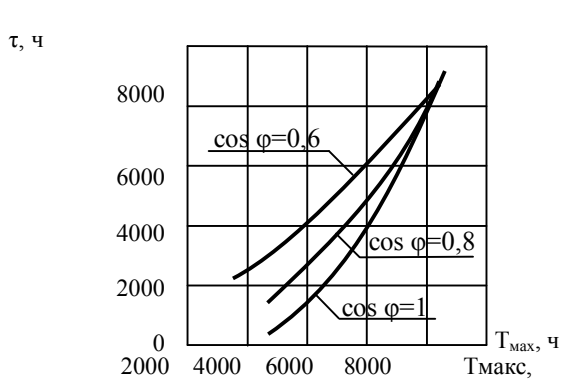


Рис. 2.1

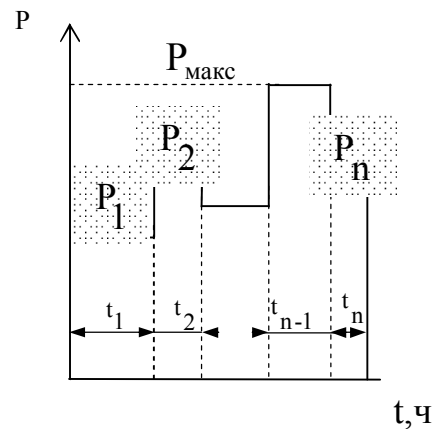


Рис. 2.2

При ручном расчете режимов электросетей с несколькими нагрузками потокораспределение определяется "движением" от конечного участка (в замкнутых сетях - от точки потокораздела) к источнику питания путем последовательного суммирования нагрузок и потерь мощности. Так для линии, показанной на рис. 2.3, распределение мощностей определяют в следующем порядке:  $S''_{12} = S_2 - j\Delta Q''_2$ ;  $S'_{12} = S''_{12} + \Delta S_{12}$ ;  $S_{12} = S'_{12} - j\Delta Q'_2$ ;  $S_{A1} = S_{12} + S_1$ ;  $S''_{A1} = S_{A1} - j\Delta Q''_1$ ;  $S'_{A1} = S''_{A1} + \Delta S_{A1}$ ;  $S_A = S'_{A1} - j\Delta Q'_1$ .

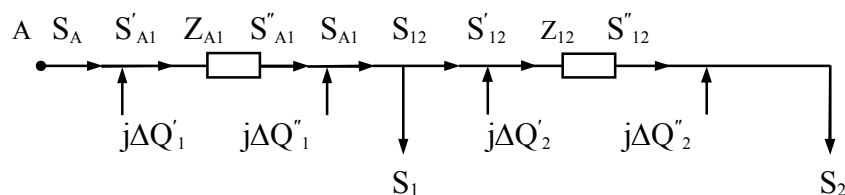


Рис. 2.3

В местных сетях потокораспределение находят упрощенно, без учета потерь мощности, а оценку потерь по формулам (2.1, 2.2) выполняют с использованием номинальных значений напряжений.

Одно из назначений расчета режима - оценка потерь мощности в сети. В этом случае значения потоков мощности  $S_{A1}$  и  $S_{12}$  (см. рис. 2.3) не нужны и, следовательно, схему замещения сети можно упростить,

используя расчетные нагрузки узлов.

Расчетная нагрузка узла или подстанции равна алгебраической сумме нагрузок и потерь мощности элементов сети, примыкающих к данному узлу. При этом генерируемые мощности учитываются как отрицательные нагрузки. Так для узла 1 схемы на рис. 2.4 расчетная нагрузка включает собственно нагрузку подстанции  $S_1$ , потери мощности в трансформаторе  $\Delta S_M$  и  $\Delta S_{xx}$ , а также половинки зарядных мощностей примыкающих линий  $\Delta Q_1$  и  $\Delta Q_2$  со знаком "минус":

$$S_1^P = S_1 + \Delta S_M + \Delta S_{xx} - j\Delta Q_1 - j\Delta Q_2.$$

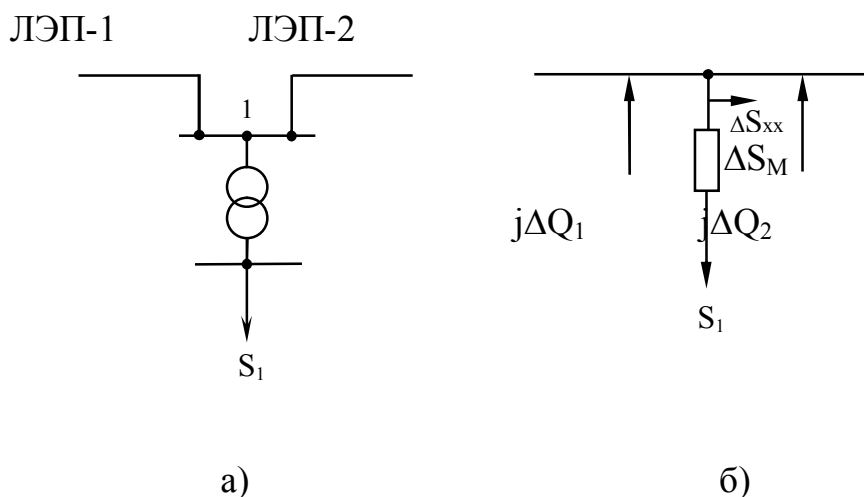


Рис. 2.4. Фрагмент электрической сети:

а) однолинейная схема; б) схема замещения

В линиях местных сетей потребители одинаковой мощности могут располагаться на одинаковом расстоянии (рис. 2.5) один от другого (светильники, некоторые электроприемники городских сетей). Такие линии считаются линиями с равномерно распределенной нагрузкой, для которых потери активной мощности в три раза меньше, чем при такой же сосредоточенной нагрузке, но включенной в ее конце, и рассчитываются по формуле:

$$\Delta P = I^2 R = \frac{1}{3} \left( \frac{S}{U} \right)^2 R \quad (2.8)$$

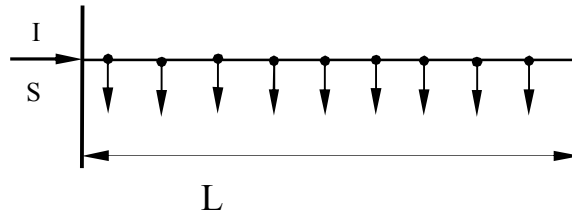


Рис. 2.5

## 2.2. Примеры решения задач

**Пример 2.2.1.** Найти потери мощности и электроэнергии в линии 10 кВ, питающей машзавод. Линия длиной 4 км выполнена двумя кабелями марки ААБ сечением 185 мм<sup>2</sup>. Максимальная нагрузка завода  $S_{\max} = 3000 + j800$  кВА. Для графика нагрузки машиностроительного предприятия время использования наибольшей нагрузки можно принять  $T_{\max} = 5800$  ч/год.

**Решение.** Для кабеля ААБ-3×185 по табл. П1.14 приложений найдем погонные сопротивления  $r_0 = 0,167$  Ом/км,  $x_0 = 0,077$  Ом/км. Сопротивление линии, состоящей из двух параллельно работающих кабелей, равно:

$$R = r_0 l / n = 0,167 \cdot 4 / 2 = 0,334 \text{ Ом}; \quad X = x_0 l / n = 0,077 \cdot 4 / 2 = 0,154 \text{ Ом}.$$

Потери мощности при наибольшей нагрузке линии будут

$$\underline{\Delta S}_{\max} = \frac{P_{\max}^2 + Q_{\max}^2}{U_{\text{ном}}^2} (R + jX) = \frac{3^2 + 0,8^2}{10^2} (0,334 + j0,154) 10^3 = 32,2 + j14,8 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Коэффициент заполнения годового графика нагрузки завода вычислим как  $k_3 = T_{\max} / T = 5800 / 8760 = 0,662$ . Тогда время потерь определим по формуле

$$\tau = (0,124 + 0,876 \cdot k_3)^2 T = (0,124 + 0,876 \cdot 0,662)^2 \cdot 8760 = 4341 \text{ ч/год.}$$

Потери электроэнергии в линии составят

$$\Delta A = \Delta P_{\max} \cdot \tau = 32,2 \cdot 4341 = 140 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год.}$$

**Пример 2.2.2.** Определить потери электроэнергии в линии 35 кВ длиной 10 км, питающей заводскую подстанцию. Годовой график по продолжительности использования нагрузки завода представлен на рис. 2.6. Наибольшая нагрузка завода  $S = 5 + j3 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ . ВЛ выполнена проводом АС-95/16.

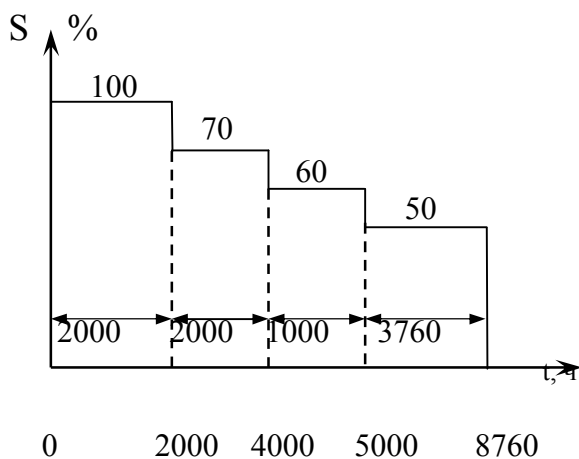


Рис. 2.6. Годовой график нагрузки завода (к примеру 2.2.2)

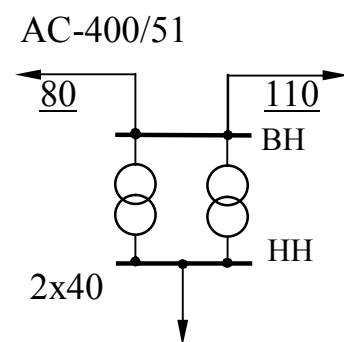


Рис. 2.7. Схема ПС (к примеру 2.2.3)

**Решение.** Потери электроэнергии, зависящие от нагрузки, определяются как  $\Delta A = \Delta P_{\max} \cdot \tau$ . Следовательно, необходимо предварительно найти  $\Delta P_{\max}$  и время потерь  $\tau$ . По табл. П.1.11 приложений для провода АС-95/16 погонное активное сопротивление

$$r_0 = 0,306 \text{ Ом/км. Тогда } \Delta P_{\max} = \frac{P_{\max}^2 + Q_{\max}^2}{U_{\text{ном}}^2} r_0 l = \frac{5^2 + 3^2}{35^2} 0,306 \cdot 10 \cdot 10^3 = 84,9$$

кВт.

По графику (рис. 2.6) найдем время потерь  $\tau$ :

$$\tau = \sum_{i=1}^n S_i^* t_i = (1)^2 2000 + (0,7)^2 2000 + (0,6)^2 1000 + (0,5)^2 3760 = 4280 \text{ ч/год},$$

где  $S_i^* = S_i / S_{\max}$  - нагрузка  $i$ -ой ступени графика в о.е.

Окончательно, годовые потери электроэнергии в ВЛ 35 кВ

$$\Delta A = \Delta P_{\max} \cdot \tau = 84,9 \cdot 4280 = 363 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}.$$

**Пример 2.2.3.** На районной подстанции 220/10 кВ (рис. 2.7) установлены два трансформатора по 40 МВ·А. Нагрузка на шинах 10 кВ подстанции  $\underline{S} = 42 + j20$  МВ·А. К шинам ВН ПС подключены две ВЛ, выполненные проводом АС-400/51 длиной 80 и 110 км. Найти расчетную нагрузку узла сети напряжением 220 кВ.

**Решение.** Расчетная нагрузка ПС определяется как

$$\underline{S}_P = \underline{S}_2 + \Delta \underline{S}_M + \Delta \underline{S}_{XX} - jQ'_C / 2 - jQ''_C / 2,$$

где  $\underline{S}_2 = 42 + j20$  МВА – нагрузка на шинах НН подстанции;  $\Delta \underline{S}_M$  - потери мощности в обмотках трансформаторов (потери в «меди»);  $\Delta \underline{S}_{XX}$  - потери х.х (потери в «стали»);  $jQ'_C / 2$  - половинка зарядной мощности линии, подключенной к шинам ВН подстанции.

Для ВЛ 220 кВ с проводами АС-400/51 по табл. П.1.11 приложений определим удельную зарядную мощность  $q_0 = 144$  квар/км. Тогда

$$Q'_C = q_0 l_1 = 0,144 \cdot 80 = 11,52 \text{ Мвар}; Q''_C = 0,144 \cdot 110 = 15,84 \text{ Мвар}.$$

По табл. П.2.4 для трансформатора ТРДН-40000/220 имеем:

$$U_{\text{НОМ}} = 230 \text{ кВ}; \underline{Z}_T = 5,6 + j158,6 \text{ Ом}; \Delta \underline{S}_{XX} = 50 + j360 \text{ кВА}.$$

Потери  $\Delta \underline{S}_M$  для двух параллельно работающих трансформаторов определим как

$$\Delta \underline{S}_M = \frac{P^2 + Q^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \underline{Z}_T / n_T = \frac{42^2 + 20^2}{230^2} (5,6 + j158,6) / 2 = 0,12 + j3,24 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Окончательно, расчетная нагрузка ПС составит:

$$\begin{aligned} \underline{S}_P &= \underline{S}_2 + \Delta \underline{S}_M + \Delta \underline{S}_{XX} - jQ'_C / 2 - jQ''_C / 2 = (42 + j20) + (0,12 + j3,24) + 2(0,05 + j0,36) - \\ &- j11,52/2 - j15,84/2 = 42,2 + j10,3 \text{ МВА}. \end{aligned}$$

**Пример 2.2.4.** НА заводской подстанции установлены два трансформатора по 10 МВ·А напряжением 110/10 кВ. Определить годовые потери электроэнергии в трансформаторах, если наибольшая мощность завода  $\underline{S}_{\text{MAX}} = 16 + j7,75$  МВА, а время использования максимальной нагрузки  $T_{\text{MAX}} = 6000$  ч/год.

**Решение.** Для трансформатора ТДН-10000/110 по табл. П.2.3 определим:  $U_{\text{НОМ}} = 115$  кВ;  $\Delta P_{\text{XX}} = 14$  кВт;  $R_T = 7,94$  Ом. Потери электроэнергии за время  $T$  можно определить как  $\Delta A = \Delta P'_{\text{max}} \cdot \tau + \Delta P'' T$ , где для двух параллельно работающих трансформаторов

$$\Delta P'_{\text{max}} = \frac{P_{\text{max}}^2 + Q_{\text{max}}^2}{U_{\text{НОМ}}^2} \cdot \frac{R_T}{n_T} = \frac{16^2 + 7,75^2}{115^2} \cdot \frac{7,94}{2} 10^3 = 94,8$$

кВт;

$\Delta P'' = n_T \cdot \Delta P_{\text{XX}} = 2 \cdot 14 = 28$  кВт. Время потерь  $\tau$  определим по известной формуле

$$\tau = (0,124 + T_{\text{max}}/10000)^2 \cdot T = (0,124 + 6000/10000)^2 \cdot 8760 = 4592 \text{ ч/год.}$$

Тогда суммарные потери электроэнергии (в «меди» и в «стали») трансформаторов за год составят

$$\Delta A = \Delta A' + \Delta A'' = \Delta P'_{\text{max}} \cdot \tau + \Delta P'' T = 94,8 \cdot 4592 + 28 \cdot 8760 = 681 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

**Пример 2.2.5.** К двухцепной ЛЭП 110 кВ длиной 40 км, выполненной проводом АС-120/19, подключена нагрузка, характеристики годового графика по продолжительности которой приведены в табл. 2.1. Наибольшая передаваемая в линии мощность  $P_{\text{max}} = 60$  МВт. Определить годовые нагрузочные потери электроэнергии ЛЭП следующими методами: 1) характерных режимов; 2) среднеквадратических параметров; 3) времени потерь ( $\tau$ ); 4) раздельного времени потерь ( $\tau_a, \tau_p$ ).

Таблица 2.1

График годовой нагрузки

Номер $i$ ступени графика нагрузки	1	2	3	4
Величина нагрузки $P_i^*$ ( в долях от $P_{\max}$ )	1,0	0,8	0,6	0,4
Длительность ступени графика $t_i$ , ч	1000	2000	3000	2760
Коэффициент мощности ( $\cos\varphi_i$ )	0,9	0,85	0,82	0,79

**Решение.** Определим активную ( $P_i$ ), реактивную ( $Q_i$ ) и полную ( $S_i$ ) мощности графика нагрузки ЛЭП. Так для третьей ( $i=3$ ) ступени графика получим:  $P_i = P_i^* \cdot P_{\max} = 0,6 \cdot 60 = 36$  МВт;  $S_i = P_i / \cos\varphi_i = 36 / 0,82 = 43,9$  МВ·А; для  $\cos\varphi_i = 0,82$  значение  $\operatorname{tg}\varphi_i = 0,698$  и  $Q_i = P_i \cdot \operatorname{tg}\varphi_i = 36 \cdot 0,698 = 25,1$  МВар. Для остальных ступеней графика нагрузки результаты вычислений сведем в табл. 2.2.

Таблица 2.2

График годовой нагрузки

Номер $i$ ступени графика	1	2	3	4
Активная мощность $P_i$ , МВт	60	48	36	24
Реактивная нагрузка $Q_i$ , МВар	29,1	29,7	25,1	18,6
Полная мощность $S_i$ , МВА	66,7	56,5	43,9	30,4
Потери мощности $\Delta P_i$ , МВт	1,675	1,202	0,726	0,348

По табл. П.1.11 для провода АС-120/19 погонное активное сопротивление равно  $r_0 = 0,249$  Ом/км. Вычислим активное сопротивление двухцепной линии:  $R = r_0 l / n = 0,249 \cdot 40 / 2 = 4,98$  Ом. Потери активной мощности в линии при нагрузке  $S_i$  равны  $\Delta P_i = (S_i / U)^2 R$ . Для первой ( $i=1$ ) ступени графика нагрузки получим



$\Delta P_i = (66,7/115)^2 4,98 = 1,675$  МВт. Для других ступеней графика расчет  $\Delta P_i$  аналогичен и результаты приведены в табл. 2.2. Заметим что потери  $\Delta P_i$  определены приближенно, поскольку не учтена зарядная мощность ВЛ и вместо действующих значений напряжений (которые не известны) использована величина среднеэксплуатационного (рабочего) напряжения.

1. Оценим годовые потери электроэнергии по методу характерных режимов. Для каждого  $i$ -го режима известны потери активной мощности  $\Delta P_i$  и продолжительность режима  $t_i$ . Тогда

$$\Delta A = \sum_{i=1}^4 \Delta P_i \cdot t_i = 1,675 \cdot 1000 + 1,202 \cdot 2000 + 0,726 \cdot 3000 + 0,348 \cdot 2760 = 7217 \text{ МВт}\cdot\text{ч}$$

2. Потери электроэнергии с использованием среднеквадратичных тока ( $I_{СК}$ ) или мощности ( $S_{СК}$ ) вычисляются по формулам

$$\begin{aligned} \Delta A &= 3 \cdot I_{СК}^2 RT = (S_{СК}/U)^2 RT, \text{ где } S_{СК} = \left( \sum_{i=1}^n S_i^2 \cdot t_i / T \right)^{1/2} = \\ &= \left[ (66,7^2 \cdot 1000 + 56,5^2 \cdot 2000 + 43,9^2 \cdot 3000 + 30,4^2 \cdot 2760) / 8760 \right]^{1/2} = 46,8 \text{ МВ}\cdot\text{А}. \end{aligned}$$

Потери электроэнергии в линии за год составят

$$\Delta A = (S_{СК}/U)^2 RT = (46,8/115)^2 \cdot 4,98 \cdot 8760 = 7217 \text{ МВт}\cdot\text{ч}.$$

3. По методу времени потерь ( $\tau$ ) зависящее от нагрузки потери электроэнергии вычисляют как  $\Delta A = \Delta P_{\max} \tau$ , где

$$\begin{aligned} \tau &= \sum_{i=1} S_i^2 \cdot t_i / S_{\max}^2 = (66,7^2 \cdot 1000 + 56,5^2 \cdot 2000 + 43,9^2 \cdot 3000 + \\ &+ 30,4^2 \cdot 2760) / 66,7^2 = 4308 \text{ ч/год}. \end{aligned}$$

С учетом того, что  $\Delta P_{\max} = \Delta P_1 = 1,675$  МВт (см. табл. 2.2), потери электроэнергии в линии составят  $\Delta A = \Delta P_{\max} \cdot \tau = 1,675 \cdot 4308 = 7217$  МВт·ч/год.

4. Нагрузочные потери электроэнергии с отдельным учетом времени

$\tau_a$  и  $\tau_p$  определяют по формулам  $\Delta A = R(P_{\max}^2 \cdot \tau_a + Q_{\max}^2 \cdot \tau_p)/U^2$ ,

где  $\tau_a = \sum_{i=1}^n P_i^2 \cdot t_i / P_{\max}^2 = (60^2 \cdot 1000 + 48^2 \cdot 2000 + 36^2 \cdot 3000 +$

$+ 24^2 \cdot 2760) / 60^2 = 3802 \text{ ч/год}$  и  $\tau_p = \sum_{i=1}^n Q_i^2 \cdot t_i / Q_{\max}^2 = (29,1^2 \cdot 1000 + 29,7^2 \cdot 2000 +$

$+ 25,1^2 \cdot 3000 + 18,6^2 \cdot 2760) / 29,1^2 = 6443 \text{ ч/год}$ .

Подставляя числовые значения в формулу для  $\Delta A$  получим:

$$\Delta A = 4,98 \cdot (60^2 \cdot 3802 + 29,1^2 \cdot 6443) / 115^2 = 7217 \text{ МВт} \cdot \text{ч/год}.$$

Все рассмотренные способы определения нагрузочных потерь электроэнергии обеспечили одинаковый результат, что стало возможным из-за наличия полных данных о графиках нагрузки линии. При отсутствии части данных методы позволяют получать оценки потерь с разной степенью достоверности.

### *2.3 Задачи для самостоятельного решения*

2.1. Определить потери мощности в воздушной линии 10 кВ протяженностью 5 км, выполненной проводом АС-70/11. Максимальная мощность, потребляемая нагрузкой, составляет 1200 кВ·А, а минимальная - 400 кВ·А. Среднегеометрическое расстояние между проводами линии равно 2 м.

2.2. Завод получает питание посредством воздушной и кабельной линий 6 кВ. Мощности, потребляемые нагрузками линий, соответственно равны 1500 и 900 кВ·А. Определить потери мощности в линиях, если длина воздушной линии, выполненной проводом АС-150/24, равна 5 км, а кабельной - 2 км и выполнена она кабелем ААБ-3х120. Среднегеометрическое расстояние между проводами воздушной линии составляет 1 м.

2.3. От главной понижающей подстанции (ГПП) завода по

магистральной сети 10 кВ питаются два цеха. Мощность, потребляемая первым цехом, равна 1600 кВ·А, а вторым- 1200 кВ·А. На первом участке длиной 1,2 км проложен провод АС-150/24, а на втором участке длиной 0,6 км- провод АС-70/11. Среднегеометрическое расстояние между проводами линий равно 2 м. Определить потери мощности в сети, если коэффициенты мощности потребителей одинаковы.

2.4. Завод, находящийся на расстоянии 120 км от районной подстанции, питается по воздушной линии 220 кВ, выполненной проводом АС-300/39. Мощность, потребляемая заводом, составляет  $73+j35$  МВ·А. На сколько процентов увеличатся потери мощности в линии, если ее выполнить проводом АС-240/32 ? Напряжение в конце линии равно номинальному - 220 кВ.

2.5. Определить потери мощности в трансформаторе типа ТРДЦН-63000/220 и в линии 220 кВ, питающей трансформатор, если длина линии 210 км и выполнена она проводом АС-240/32. Максимальная нагрузка трансформатора равна 57 МВ·А, а  $\cos \varphi = 0,92$ .

2.6. Определить потери мощности и энергии в линии 110 кВ, выполненной проводом АС-150/24 и имеющей длину 80 км, если максимальная мощность нагрузки равна 28 МВ·А,  $\cos \varphi = 0,95$ , а время использования максимума активной мощности  $T_{\text{макс}} = 5200$  ч.

2.7. На подстанции, мощность которой 9 МВт и коэффициент мощности  $\cos \varphi = 0,85$ , установлены два трансформатора типа ТМ-6300 /35. Время использования максимальной нагрузки 5200 ч. Определить потери энергии в трансформаторах за год.

2.8. Определить потери мощности и энергии в линии 35 кВ, выполненной проводом АС-70/11 длиной 30 км, если эта линия питает завод, потребляющий максимальную мощность 4200 кВт при  $\cos \varphi = 0,9$ . Годовое потребление электроэнергии составляет  $26,4 \cdot 10^6$  кВт·ч.

2.9. ГПП завода питается по одноцепной линии 35 кВ длиной 30 км.

На подстанции установлено два трансформатора типа ТМН -6300/35. Максимальная нагрузка завода 8 МВт, коэффициент мощности  $\cos \varphi = 0,8$ . Марка провода ЛЭП 35 кВ АС-150/24. Годовой график нагрузки завода по продолжительности показан на рис. 2.8. Определить годовые потери электроэнергии в сети и годовое потребление электроэнергии заводом.

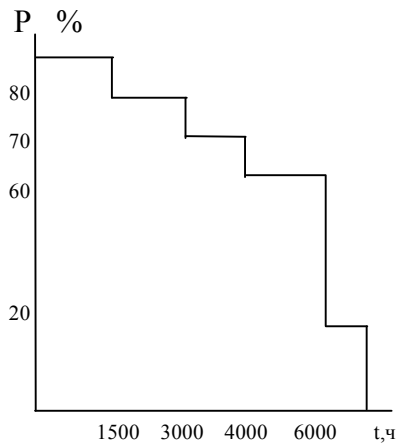


Рис. 2.8

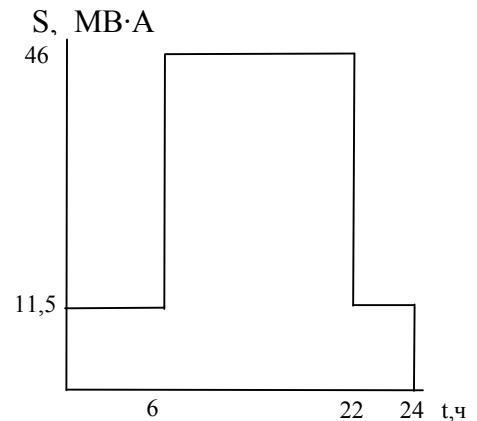


Рис. 2.9

2.10. На главной понижающей подстанции (ГПП) предприятия установлено два трансформатора типа ТРДН-25000/110. При минимальной нагрузке, равной  $0,25 S_{\text{макс}}$ , которая действует в течение 8 ч, один из трансформаторов отключается. Максимальная мощность нагрузки равна 46 МВ·А. Определить потери активной мощности в трансформаторах при максимальной и минимальной нагрузках, а также потери энергии, если нагрузка изменяется в соответствии с графиком на рис. 2.9.

2.11. Составить упрощенную схему замещения сети 110 кВ, определив предварительно расчетные нагрузки подстанций. Схема сети указана на рис. 2.10. Среднегеометрическое расстояние между проводами фаз составляет 5 м.

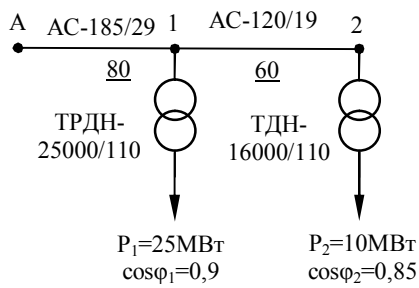


Рис. 2.10

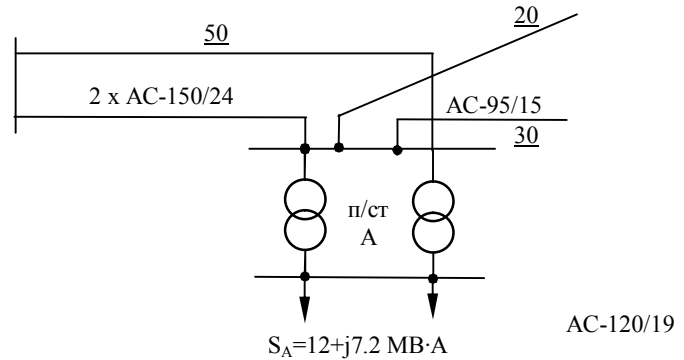


Рис. 2.11

2.12. Определить расчетную мощность подстанции А, подключенной к сети 110 кВ (рис. 2.11). На подстанции установлены два трансформатора типа ТДН-10000/110. Нагрузка на шинах низшего напряжения подстанции А составляет  $S_A = 12 + j7,2$  МВ·А. Данные о линиях приведены на рис. 2.11.

2.13. Завод автотракторного оборудования питается от районной сети 110 кВ через три однотипных трансформатора ТДН-10000/110. Определить потери активной и реактивной мощностей в трансформаторах при максимальной нагрузке, равной 25 МВт, и коэффициенте мощности 0,9, а также активные потери энергии в этих трансформаторах, если известно, что время использования максимальной нагрузки трансформаторов  $T_{\text{макс}} = 4960$  ч.

2.14. Линия электропередачи напряжением 35 кВ протяженностью 22 км выполнена проводом АС-70/11. Линия питает завод, потребляющий в часы максимальной нагрузки 3800 кВт при коэффициенте мощности 0,8. Годовой график нагрузки по продолжительности задан на рис. 2.12.

Определить активные потери в линии электропередачи при максимальной нагрузке, переданную по линии энергию и потери энергии за год.

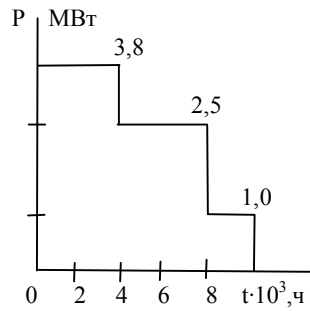


Рис. 2.12

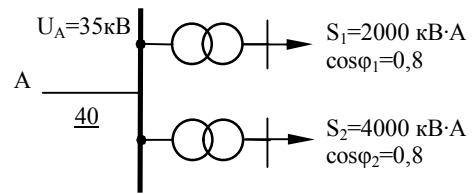


Рис. 2.13

2.15. Трехфазная воздушная линия протяженностью 40 км и напряжением 35 кВ питает двух потребителей, имеющих различное время использования максимальной нагрузки ( $T_1 = 4000$  ч,  $T_2 = 2500$  ч.). Коэффициент мощности нагрузок 0,8.

Определить потери активной мощности и потери энергии за год в питающей линии, если известно, что провода имеют марку АС-120/19, а коэффициент одновременности максимальных нагрузок, заданных на схеме рис. 2.13,  $k_0 = 0,95$ . Потерями в трансформаторах пренебречь.

2.16. Определить стоимость потерянной в линии энергии за месяц работы, если известно, что протяженность линии 20 км, марка провода АС-70/11. Линия питает потребителя, нагрузка которого в течение контрольных суток имела значения: 70, 70, 65, 60, 55, 60, 55, 55, 65, 50, 50, 40, 40, 50, 50, 55, 55, 60, 60, 65, 65, 70, 70, 70 А. Себестоимость энергии принять равной 2,4 руб/кВт·ч.

2.17. Завод питается линией трехфазного переменного тока 35 кВ. На линии подвешены сталеалюминиевые провода сечением 95 мм<sup>2</sup>. Длина линии 10 км. Наибольшая нагрузка завода составляет 120 А (при  $\cos \varphi = 0,8$ ). Продолжительность использования наибольшей нагрузки 4500 ч/год.

Определить потери энергии в линии в течение одного года.

2.18. Для расчета линии 35 кВ, питающей две заводские подстанции (рис. 2.14), необходимо найти расчетные нагрузки узлов. На подстанции А установлены два трансформатора мощностью по 4000

кВ·А каждый. На подстанции В смонтирован один трансформатор той же мощности.

Нагрузки на шинах НН подстанций в киловольтамперах, коэффициенты мощности нагрузок, длины участков ВЛ в километрах и марки проводов указаны на рис. 2.14.

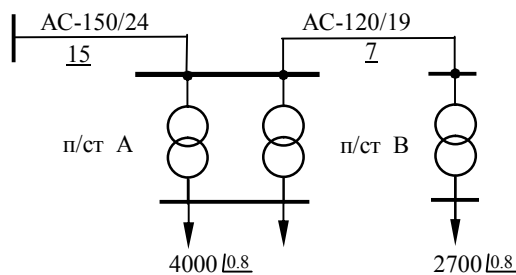


Рис. 2.14

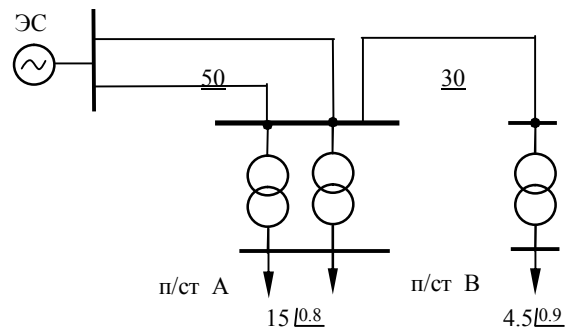


Рис. 2.15

2.19. Электроснабжение района от электростанции ЭС предполагается осуществить по схеме на рис. 2.15. От электростанции до подстанции А будет проложено две параллельные линии 110 кВ, а от подстанции А до подстанции В - одна линия того же напряжения. На всех линиях запроектировано подвесить провод марки АС-120/19 на железобетонных опорах со среднегеометрическим расстоянием 375 см. На подстанции А будет установлено два трансформатора мощностью по 10 тыс. кВ·А, а на подстанции В - один трансформатор мощностью 6,3 тыс. кВ·А. Нагрузки узлов (МВт) и коэффициенты мощности ( $\cos \varphi$ ) указаны на схеме.

Определить расчетные нагрузки подстанций.

2.20. Питание сельскохозяйственного района осуществляется сетью трехфазного переменного тока с номинальным напряжением 6 кВ (рис. 2.16). График нагрузок трех потребителей имеют одинаковые очертания. Годовое потребление электроэнергии всеми

потребителями составляет 720000 кВт·ч.

Марки проводов, длины участков сети в километрах и наибольшие нагрузки в киловаттах даны на схеме сети. Коэффициент мощности всех нагрузок равен 0.8.

Определить потери электроэнергии в сети в течение одного года.

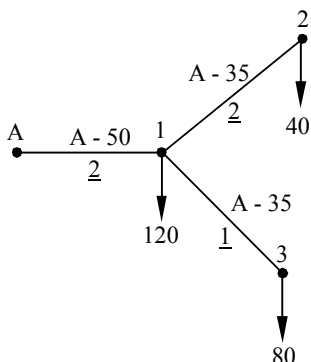


Рис. 2.16

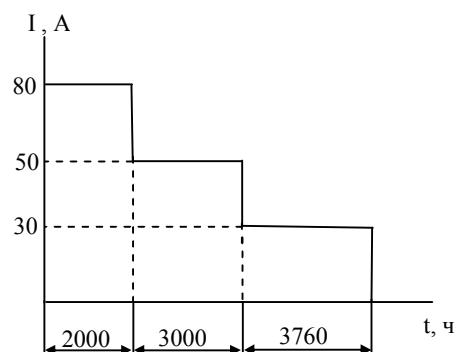


Рис. 2.17

2.21. Годовой график нагрузок потребителя изображен на рис. 2.17. По оси ординат отложены нагрузки в амперах, а по оси абсцисс - время в часах. Коэффициент мощности потребителя в течение всего года можно считать постоянным и равным 0,8. Потребитель питается линией 35 кВ длиной 15 км, на которой подвешены провода марки АС-70/11.

Определить среднеквадратичный ток за один год, продолжительность использования наибольшей нагрузки и потери энергии в линии, выразив их в процентах от энергии, взятой потребителем из сети.

2.22. Трансформатор ТРДЦН-63000/220, смонтированный на подстанции, имеет нагрузку на шинах низкого напряжения  $60 + j20$  МВ·А. К шинам ВН подстанции присоединены три воздушные линии, имеющие протяженность соответственно 100, 80 и 60 км. Все линии выполнены проводами марки АС-240/32. Определить расчетную нагрузку данной подстанции.

2.23. К ВЛ напряжением 110 кВ, выполненной проводом АСК-95/16 и



имеющей длину 65 км, подключена нагрузка, максимальное значение которой достигает 15 МВ·А. Нагрузка изменяется в течение года по следующему графику: 100 % - 3000 ч; 80 % - 2000 ч; 50 % - 2500 ч; 20 % - 1260 ч.

Построить график нагрузки по продолжительности. Определить энергию, передаваемую по линии, число часов использования максимума нагрузки и время максимальных потерь. Коэффициент мощности ( $\cos \varphi$ ) нагрузки можно принять равным 0,85 и постоянным в течение года.

2.24. На трансформаторной подстанции цеха установлен трансформатор типа ТМ-1000/10. Нагрузка на стороне низкого напряжения трансформатора равна  $(640+j480)$  кВ·А.

Определить потери мощности в трансформаторе и выразить их в процентах (относительно номинальной мощности трансформатора). Рассчитать коэффициенты мощности на стороне ВН и НН трансформатора.

2.25. На подстанции установлено два трехобмоточных трансформатора типа ТДТН - 25000/110, работающих параллельно.

Определить потери активной и реактивной мощностей в трансформаторах при нагрузках на стороне СН трансформаторов  $S_{\text{сн}} = 30$  МВ·А, на стороне НН трансформаторов  $S_{\text{нн}} = 20$  МВ·А. Коэффициенты мощности этих нагрузок можно принять одинаковыми.

2.26. На главной понижающей подстанции завода установлены два параллельно работающих трансформатора типа ТРДН-25000/110. Максимальная мощность, потребляемая заводом, равна 35 МВ·А, коэффициент мощности  $\cos \varphi = 0,8$ . Время использования максимальной нагрузки  $T_{\text{макс}} = 4300$  ч/год.

Определить потери активной и реактивной мощностей, а также потери энергии в трансформаторах за год.

2.27. Определить потери мощности и энергии в течение суток в трансформаторе типа ТРДН - 40000/110, если максимальная нагрузка 35 МВ·А при  $\cos \varphi = 0,9$ . Нагрузка трансформатора изменяется в течение суток по следующему графику: с 0 до 8 ч - 60 %; с 8 до 12 ч - 100 %; с 12 до 13 ч - 60 %; с 13 до 17 ч - 100 %; с 17 до 18 ч - 70 %; с 18 до 24 ч - 60 %. Потери энергии и мощности (для наибольшей нагрузки) выразить в процентах.

Найти, на сколько отличаются между собой коэффициенты мощности нагрузки на сторонах ВН и НН трансформатора.

2.28. На понижающей подстанции установлен трехобмоточный трансформатор типа ТДТН - 40000/220/110. На стороне СН подстанции подключена нагрузка, максимальное значение которой 20 МВт и коэффициент мощности 0,86; на стороне НН наибольшая нагрузка равна 10 МВт и  $\cos \varphi_{\text{НН}} = 0,95$ . Форма графиков нагрузки на среднем и низком напряжении одинакова и приведена на рис. 2.18.

Определить число часов использования наибольшей нагрузки  $T_{\text{макс}}$ , время максимальных потерь  $\tau$ , энергию за год и годовые потери энергии в трансформаторе.

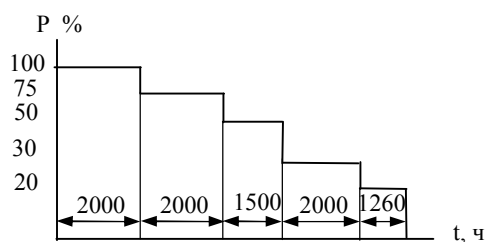


Рис. 2.18

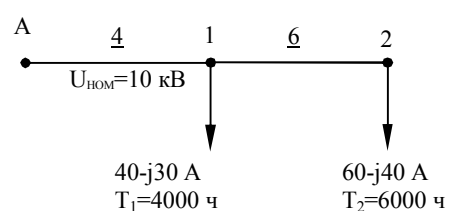


Рис. 2.19

2.29. Воздушная линия 10 кВ с двумя нагрузками (рис. 2.19) выполнена проводом АН-70. Максимальная нагрузка потребителей задана в амперах. Определить потери активной мощности и энергии в линии.

2.30. Определить потери активной и реактивной мощностей, а также годовые потери электроэнергии в линии электропередачи

напряжением 220 кВ. Линия выполнена проводом АС-240/32, длина линии 200 км. Нагрузка в конце ВЛ составляет  $(70+j52)$  МВ·А, а время использования максимальной нагрузки  $T_{\text{макс}}=5500$  ч.

2.31. Внешнее электроснабжение станкостроительного завода осуществляется по одноцепной линии электропередачи 35 кВ длиной 22 км, выполненной проводами марки АЖ-50. Наибольшая зарегистрированная мощность завода составила 2000 кВт при коэффициенте мощности 0,85. Годовое потребление электроэнергии заводом равно 10 млн. кВт·ч.

Определить потери энергии в линии и затраты на покрытие этих потерь, если себестоимость электроэнергии в энергосистеме равна 2,0 руб/кВт·ч.

2.32. Определить потери мощности в сети 10 кВ. Длины участков в км, мощности потребителей в кВт·А и марки проводов указаны на рис 2.20. Коэффициенты мощности потребителей примерно одинаковы. Среднегеометрическое расстояние между проводами равно 2м.

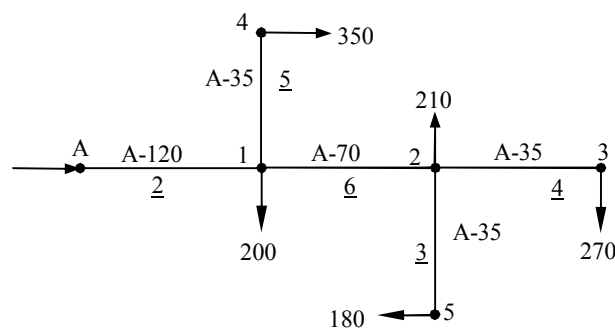
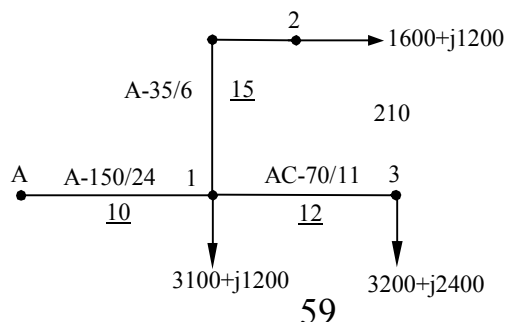


Рис.2.20

2.33. Определить потери мощности в линиях 35 кВ. Длины участков в км, марки проводов и нагрузки в кВт и квар указаны на рис 2.21.



- 2.34. Определить потери мощности в трансформаторах подстанции 110/10 кВ, а также нагрузку ПС, приведенную к шинам 110 кВ. На подстанции установлены два трансформатора мощностью по 6300 кВ·А. Нагрузка на шинах 10 кВ равна  $S=9+j7$  МВ·А.
- 2.35. Найти потери мощности в линии 220 кВ. На ВЛ подвешены провода АС-300/39. Напряжение в начале линии 235 кВ, в конце 200 кВ. Нагрузка в конце линии равна  $S=90+j60$  МВ·А.
- 2.36. Определить годовые потери электроэнергии в трехфазной линии напряжением 380 В длиной 300 м с симметричной нагрузкой по фазам. Нагрузка равномерно распределена вдоль линии и в режиме максимума достигает  $p=0,06$  кВт/м при  $\cos\varphi=0,9$ . Линия выполнена проводом марки А-35. Время использования наибольшей нагрузки составляет  $T_{\max}=3000$  ч/год.
- 2.37. Определить годовые потери электроэнергии в нерегулируемой косинусной батарее конденсаторов мощностью 1000 квар, подключенной к шинам 10 кВ заводской подстанции. Батарея отключается от сети по выходным и праздникам, а так же с 0 до 6 часов ежедневно в рабочие дни. Удельные потери в батарее конденсаторов равны  $\Delta p=0,003$  кВт/квар.

### *Контрольные вопросы*

1. Со стороны ВН или НН трансформатора изображаются на схеме замещения поперечные проводимости, учитывающие потери холостого хода ?
2. Зависят ли потери активной и реактивной мощностей в обмотках трансформатора от его номинальной мощности ? Если да, то пояснить характер этой зависимости.

3. Что такое время использования максимальной нагрузки и как оно определяется ?
4. Как определяется расчетная нагрузка подстанции ?
5. Как подсчитать потери мощности в линии с равномерно распределенной нагрузкой ?
6. На что влияют потери мощности и энергии в элементах электрической сети ?
7. Что такое время максимальных потерь? Какими способами можно его определить ?
8. Какими способами можно добиться снижения потерь активной мощности на коронный разряд ?
9. В чем состоит различие способов вычисления потерь мощности в трехобмоточном и двухобмоточном трансформаторах ?
10. Что означает термин "реактивная энергия" ?
11. Чему равны потери мощности в трансформаторе, если он подключен к сети, но нагрузка отсутствует ?
12. Различаются ли понятия "время использования максимума нагрузки" и "длительность максимума нагрузки" ?
13. Как изменятся зависящие и не зависящие от нагрузки потери активной мощности в линии электропередачи при повышении напряжения сети?
14. Чем характеризуется режим ЛЭП при передаче по ней натуральной мощности ? Как определить величину натуральной мощности для ВЛ ?
15. Как изменятся потери мощности при параллельной работе на подстанции  $n$  однотипных трансформаторов, если один трансформатор будет отключен, а нагрузка подстанции останется прежней ?

### 3. НАГРЕВАНИЕ ПРОВОДОВ И КАБЕЛЕЙ

#### 3.1. Теоретические положения и соотношения

При протекании электрического тока по проводнику последний нагревается. Как только температура проводника  $t$  превысит температуру окружающей среды  $t'_0$ , теплота начинает отдаваться проводником в окружающую среду. С дальнейшим ростом  $t$  наступает тепловое равновесие, при котором количество теплоты, выделяемой в проводнике, равно количеству теплоты, отдаваемой в окружающую среду. В этом случае величина  $t$  остается постоянной. Дальнейшее увеличение тока при неизменных условиях охлаждения ведёт к нарушению теплового баланса и росту температуры проводника вплоть до аварии.

Практика эксплуатации позволила установить значения длительно допустимых температур нагрева проводников  $t_{\text{доп}}$ , превышение которых приводит к ухудшению технических характеристик электрических сетей. В ПУЭ установлены следующие длительно допустимые температуры для проводников (табл. 3.1).

Для конкретных условий охлаждения можно определить величину тока, который, длительно протекая через проводник, нагревает его до длительно допустимой температуры. Эту величину допустимого тока  $I_{\text{доп}}$  можно вычислить по формуле

$$I_{\text{доп}} = \sqrt{\frac{kS(t_{\text{доп}} - t_0)}{R}}, \quad (3.1)$$

где  $S$  - площадь поверхности охлаждения проводника;  $k$  - коэффициент теплоотдачи;  $R$  - сопротивление проводника;  $t_0$  - расчетная температура окружающей среды.

Таблица 3.1

Проводники	$t_{доп}, C^{\circ}$
Провода неизолированные	70
Провода с резиновой или ПВХ изоляцией	65
СИП напряжением до 1 кВ с изоляцией:	
из термопластичного полиэтилена	70
из сшитого полиэтилена (СПЭ)	90
Провода с защитной оболочкой напряжением 6-20 кВ и с изоляцией из СПЭ	90
Кабели на напряжение до 1 кВ	80
Кабели с изоляцией:	
из полиэтилена или ПВХ пластика	70
из СПЭ	90
Кабели с БПИ на напряжение, кВ:	
6	65/80*
10	60/70*
20-35	50/65*
Маслонаполненные кабели на напряжение, кВ:	
110-220	85
330-500	75

Примечание. В числителе - для кабелей с изоляцией, пропитанной вязкими составами (полиэтиленовый воск в качестве загустителя), а в знаменателе – с изоляцией, пропитанной нестекающим составом или вязким маслоканифольным составом.

На практике значения  $I_{доп}$  устанавливают по таблицам, помещенным в "Правилах устройства электроустановок", где приведены допустимые токи для проводов и кабелей различных сечений и условий прокладки.

Табличные значения допустимых токов определены в предположении, что расчётная температура окружающей среды ( $t_0$ ) равна: для голых проводов и кабелей, проложенных на открытом воздухе,  $+ 25^0\text{C}$ ; для кабелей, проложенных в земле или воде,  $+ 15^0\text{C}$ .

Если фактическая температура окружающей среды  $t'_0$  отличается от расчётной  $t_0$ , то величину допустимого тока необходимо пересчитать по формуле

$$I'_{\text{доп}} = I_{\text{доп}} \sqrt{\frac{t_{\text{доп}} - t'_0}{t_{\text{доп}} - t_0}} = I_{\text{доп}} k_T. \quad (3.2)$$

где  $k_T$  - поправочный коэффициент на измененную температуру окружающей среды (см. табл. П1.25).

Теплоотдача кабелей, проложенных в общей траншее или в одной трубе, зависит от числа кабелей и расстояния между ними. Определение допустимых токов таких кабелей выполняется по формуле

$$I'_{\text{доп}} = I_{\text{доп}} \cdot k_{\text{п}}, \quad (3.3)$$

где  $I_{\text{доп}}$  - табличное значение допустимого тока для одиночного кабеля;  $k_{\text{п}}$  - поправочный коэффициент ( $k_{\text{п}} \leq 1$ ), учитывающий ухудшение условий охлаждения при совместной прокладке нескольких кабелей (см. табл. П1.23).

При повторно-кратковременных нагрузках нагревание проводников происходит медленнее, чем при длительном протекании тока. В режиме ПКР для медных проводников сечением  $10 \text{ мм}^2$  и более, а также для алюминиевых проводников сечением  $16 \text{ мм}^2$  и более, возможно некоторое увеличение допустимых токов. Для повторно-



кратковременных режимов значения допустимых токов в проводниках указанных сечений рассчитываются по формуле

$$I'_{\text{доп}} = I_{\text{доп}} \frac{0,875}{\sqrt{\text{ПВ}}} = I_{\text{доп}} \cdot k_{\text{ПВ}}. \quad (3.4)$$

где ПВ - продолжительность включения в относительных единицах.

Часто при выборе или проверке сечений проводников по нагреву приходится одновременно учитывать несколько различий между фактическими и расчётными условиями. В случаях различия фактической и расчётной температур окружающей среды, повторно-кратковременного режима нагрузки, ухудшения охлаждения проводников при совместной их прокладке табличное значение допустимого тока должно быть пересчитано для реальных условий по формуле

$$I'_{\text{доп}} = I_{\text{доп}} \cdot k_{\text{T}} \cdot k_{\text{П}} \cdot k_{\text{ПВ}}. \quad (3.5)$$

Выбор или проверка сечения проводника по нагреву сводится к определению наибольшего рабочего тока в проводнике и его сравнению с  $I'_{\text{доп}}$ . При этом должно соблюдаться условие:

$$I_{\text{макс}} \leq I'_{\text{доп}}. \quad (3.6)$$

На период ликвидации послеаварийного режима допускается перегрузка для кабелей с полиэтиленовой изоляцией до 10 %, с поливинилхлоридной - до 15 %. Работа с перегрузкой не должна превышать пяти дней, причём продолжительность ежесуточной перегрузки допускается не более 6 ч. Для кабелей до 10 кВ

включительно с бумажной изоляцией допускается перегрузка в течение 5 суток в пределах, указанных в табл. П1.24. Проверка кабелей по нагреву в послеаварийном режиме сводится к выполнению условия

$$I_{ав} \leq k_{ав} \cdot I'_{доп} , \quad (3.7)$$

где  $I_{ав}$  - ток кабеля в послеаварийном режиме;  $k_{ав}$  - коэффициент допустимой перегрузки.

### *3.2. Выбор по нагреву сечений проводников на напряжение до 1000 В при защите сети предохранителями*

В сетях напряжением до 1000 В, защищаемых от перегрузок и коротких замыканий предохранителями, следует согласовывать значения допустимого по нагреву тока проводника ( $I'_{доп}$ ) и номинального тока плавкой вставки предохранителя ( $I_{п}$ ).

Это необходимо для того, чтобы предохранители защищали линию от недопустимых перегрузок, но не срабатывали при наибольшем рабочем токе или при бросках тока, вызванных пуском двигателей.

При выборе плавкой вставки необходимо, чтобы её ток  $I_{п}$  был больше максимального рабочего тока  $I_{макс}$  в линии, т.е.

$$I_{п} \geq I_{макс} . \quad (3.8)$$

Кроме того, в цепях электродвигателей следует учитывать их пусковой ток:

а) при нормальных условиях пуска

$$I_{\Pi} \geq I_{\text{пуск}} / 2,5; \quad (3.9)$$

б) при тяжёлых условиях пуска (частые пуски с длительностью до 40 с)

$$I_{\Pi} \geq I_{\text{пуск}} / (1,6 \div 2). \quad (3.10)$$

При установке предохранителя в сети, которая питает несколько потребителей, величина номинального тока плавкой вставки выбирается также по двум условиям:

$$\left. \begin{aligned} I_{\Pi} &\geq m \sum_{i=1}^n I_{\text{макс}_i}; \\ I_{\Pi} &\geq I'_{\text{макс}_i}, \end{aligned} \right\} \quad (3.11)$$

где  $m$  - коэффициент одновременности;  $n$  - общее число потребителей;

$$I'_{\text{макс}} = \frac{I_{\text{пуск}_n}}{2,5} + m \sum_{i=1}^{n-1} I_{\text{макс}_n}, \quad (3.12)$$

а  $I_{\text{пуск}_n}$  - наибольший пусковой ток одного из двигателей.

Для обеспечения селективности необходимо, чтобы номинальный ток плавкой вставки предохранителей на предшествующих участках сети был на одну-две ступени стандартной шкалы выше, чем на последующих участках. Стандартная шкала номинальных токов плавких вставок предохранителей приведена в табл. П1.27.

При защите сетей предохранителями сечения проводников должны выбираться по условиям нагрева и согласовываться с номинальным

током плавкой вставки предохранителя, т.е. должны одновременно выполняться соотношения:

$$\left. \begin{aligned} I'_{\text{доп}} &\geq I'_{\text{макс}}; \\ I'_{\text{доп}} &\geq I_{\text{п}}/\alpha, \end{aligned} \right\} \quad (3.13)$$

где  $\alpha$  - коэффициент, зависящий от условий прокладки и надзора за сетью (для промышленных и силовых сетей в жилых зданиях  $\alpha = 3$ ; для сетей, не обслуживаемых персоналом, и сетей, проложенных во взрыво- и пожароопасных помещениях,  $\alpha = 0,8$ ; для остальных сетей  $\alpha = 1$ ).

### 3.3. Примеры решения задач

**Пример 3.3.1.** По двум кабелям марки ААБ, напряжением 10 кВ, проложенным в земле, получает питание нагрузка предприятия  $S = (4,6 + j2)$  МВ·А. Выбрать сечение кабелей по допустимому нагреву, если температура почвы  $t'_0 = 5^\circ\text{C}$ . Установившееся значение тока КЗ  $I_\infty = 10$  кА, время действия защиты  $t_3 = 1,4$  с, время отключения выключателя  $t_{\text{в}} = 0,15$  с, постоянная времени апериодической составляющей тока КЗ  $t_a = 0,1$  с.

**Решение.** При прокладке кабелей в земле расчетная температура среды равна  $t_0 = 15^\circ\text{C}$ . Поскольку фактическая температура отличается от расчетной, то вычислим поправочный коэффициент  $k_t$ :

$$k_t = \sqrt{\frac{t_{\text{доп}} - t'_0}{t_{\text{доп}} - t_0}} = \sqrt{\frac{60 - 5}{60 - 15}} = 1,11; \text{ где } t_{\text{доп}} = 60^\circ\text{C} \text{ (для кабелей с}$$

бумажной нормально пропитанной изоляцией), по табл.3.1. Значение  $k_t$  можно было определить и по табл.П1.25 приложений.

При прокладке нескольких кабелей в траншее следует учесть ухудшение теплоотдачи и определить коэффициент  $k_{\text{п}}$ . По табл. П1.23

для двух кабелей и расстоянии между ними  $d=100$  мм коэффициент на условия прокладки  $k_p=0,84$ .

При отказе одного, оставшейся в работе кабель допускает перегрузку. Определим коэффициенты  $k_{ав}$  по табл. П1.24, приняв, что продолжительность перегрузки не превысит 6 ч в сутки, а предварительная (до отказа) нагрузка кабеля составила менее 60 % от длительно допустимой. Тогда  $k_{ав}=1,35$ .

Определим рабочий и послеаварийный токи кабеля:

$$I_p = \frac{\sqrt{P^2 + Q^2}}{\sqrt{3}U_{НОМ}n} = \frac{\sqrt{4,6^2 + 2^2}}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 2} \cdot 10^3 = 145 \text{ А}; I_{ав}=2I_p=2 \cdot 145=290 \text{ А}.$$

Для рабочих режимов должно соблюдаться условие  $I_p \leq I_{доп} k_t k_p$ , откуда следует:  $I_{доп} \geq I_p / (k_t k_p) = 145 / (1,11 \cdot 0,84) = 156 \text{ А}$ .

Для послеаварийных режимов необходимо выполнение требования  $I_{ав} \leq I_{доп} k_t k_{ав}$ , или  $I_{доп} \geq I_{ав} / (k_t k_{ав}) = 290 / (1,11 \cdot 1,35) = 194 \text{ А}$ .

Объединяя оба условия для  $I_{доп}$ , получим:  $I_{доп} \geq 194 \text{ А}$ . По табл. П1.17 приложений этому условию отвечает кабель сечением  $95 \text{ мм}^2$  и  $I_{доп}=205 \text{ А}$ .

Предварительно выбранный кабель ААБ – 3 х 95 проверим на термическую стойкость токам КЗ. Проверка сводится к тому, чтобы предлагаемое сечение было не меньше минимально допустимого по термической стойкости –  $F_{min}$ , при этом

$$F_{min} = \frac{I_{\infty} \sqrt{t_{фикт}}}{C}, \quad (3.14)$$

где  $t_{фикт}=t_3 + t_B + t_a = 1,4 + 0,15 + 0,1 = 1,65 \text{ с}$ , а  $C$ - коэффициент, значение которого по табл. 3.2. составит  $90 \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$ .

Таблица 3.2

Проводник	$C, \text{ А} \cdot \text{с}^{1/2} / \text{мм}^2$
-----------	---

Кабели с БПИ на напряжение до 10 кВ	90/140
Кабели с ПВХ или резиновой изоляцией	75/120
Кабели с полиэтиленовой изоляцией	65/103

Примечание. Значение С указаны для кабелей с алюминиевыми жилами (числитель) и медными жилами (знаменатель).

По (3.14) имеем:  $F_{\min}=10000 \sqrt{1.65} / 90=143 \text{ мм}^2$ . Для обеспечения условия  $F \geq F_{\min}$ , принимаем сечение  $150 \text{ мм}^2$ . Окончательно, марка кабелей ААБ-3 х 150 с табличным значением  $I_{\text{доп}}=275 \text{ А}$ . Длительно допустимый по нагреву ток для каждого из кабелей (с учетом фактических условий эксплуатации линии) равен

$$I'_{\text{доп}} = I_{\text{доп}} k_t k_{\Pi} = 275 \cdot 1,11 \cdot 0,84 = 256 \text{ А}.$$

**Пример 3.3.2.** Подстанция с небольшой нагрузкой 300 А питается по двухцепной ВЛ, выполненной проводом АС-120/19. Проверить допустимость работы одной цепи при отказе другой, и определить, до какой температуры нагревается при этом провод. Температура воздуха  $t'_o = 20^\circ\text{C}$ .

**Решение.** Приближенное уравнение теплового баланса проводника имеет вид

$$I = \sqrt{kS(t - t'_o) / R}, \quad (3.15)$$

частным случаем которого (при  $t=t_{\text{доп}}$  и  $t'_o = t_o$ ) является формула (3.1). Возводя в квадрат и поделив уравнения (3.15) и (3.1), получим соотношение

$$I^2 / I_{\text{доп}}^2 = (t - t'_o) / (t_{\text{доп}} - t_o), \quad (3.16)$$

которое связывает между собой величину тока  $I$  в проводнике и температуру его нагрева  $t$ .

При отказе одной из цепей ВЛ, вся нагрузка передается по другой цепи, то есть  $I=300$  А. Для провода АС-120/19 по табл. П1.8 значение  $I_{\text{доп}}=390$  А (для  $t_0=25$  °С).

Температура допустимого нагрева неизолированных проводов составляет  $t_{\text{доп}}=70$  °С. Подставляя эти данные в (3.16), получим

$$t=(I/ I_{\text{доп}})^2/(t_{\text{доп}}- t_0)+ t'_0=(300/390)^2(70-25)+20=46,6 \text{ °С}.$$

Поскольку в послеаварийном режиме температура проводника не превысит допустимую ( $t < t_{\text{доп}}$ ), то работа одной цепи допустима по нагреву. Этот же вывод следует из соблюдения условия  $I \leq I_{\text{доп}} k_t$ , где  $k_t=1,05$  ( табл. П1.25). Так как неравенство  $300 \leq 390 \cdot 1,05$  выполняется, то послеаварийный режим ВЛ длительно допустим.

**Пример 3.3.3.** Нагрузка, потребляющая ток 600 А при напряжении 10 кВ, питается с помощью кабелей марки АПвП – 1 х 120, проложенных в траншее. Температура грунта равна  $t'_0 = 5$ °С. Сколько трехфазных кабелей должно быть проложено в траншее? Каков допустимый ток каждого из кабелей?

**Решение.** Значение  $I_{\text{доп}}=295$  А по табл.П1.20 (здесь учтено, что трехфазная линия состоит из трех одножильных кабелей, уложенных горизонтально и вплотную друг к другу). Для кабелей с изоляцией из сшитого полиэтилена  $t_{\text{доп}}=90$  °С ( табл. 3.1). Поправочный коэффициент, учитывающий отличие фактической температуры среды от расчетной, можно принять по табл. П1.25 или рассчитать по формуле

$$k_t = \sqrt{(t_{\text{доп}} - t'_0)/(t_{\text{доп}} - t_0)} = \sqrt{(90 - 5)/(90 - 15)} = 1,06.$$

Условие допустимого нагрева (3.6) примет вид

$$I_{\Sigma} / n \leq I_{\text{доп}} k_t k_{\Pi}, \quad (3.17)$$

где  $I_{\Sigma}$  - суммарная нагрузка А; n – количество трехфазных кабелей;  $k_{\Pi}$  - коэффициент, учитывающий условия прокладки (ухудшение

охлаждения кабелей) и зависящий от числа кабелей и расстояния между ними (табл. П1.23).

Из (3.17) следует  $n \geq I_{\Sigma} / (I_{\text{доп}} k_t k_{\Pi})$ . Подставляя числовые значения, получим  $n \geq 600 / (295 \cdot 1,06 k_{\Pi}) = 1,92 / k_{\Pi}$ . Пробуем взять  $n=2$ . При расстоянии между пучками кабелей  $d = 100$  мм величина  $k_{\Pi} = 0,84$  и условие (3.18) не выполняется. При  $n=3$  величина  $k_{\Pi} = 0,72$  (табл. П1.23) и требуемое условие соблюдено. Принимаем количество трехфазных кабелей равными трем (девять одножильных кабелей), а допустимый ток определим как  $I'_{\text{доп}} = I_{\text{доп}} k_t k_{\Pi} = 295 \cdot 1,06 \cdot 0,72 = 225$  А. В послеаварийном режиме (отказ одного из трех кабелей) должно выполняться условие:  $I_{\text{ав}} = I_{\Sigma} / (n-1) \leq I_{\text{доп}} k_{\Pi} k_t k_{\text{ав}}$ , где  $k_{\text{ав}} = 1,17$  (см. приложения к табл. П1.24). Подставляя числовые значения, имеем  $600/2 \leq 295 \cdot 0,84 \cdot 1,06 \cdot 1,17$  или  $300 \leq 307$  А, то есть такой послеаварийный режим является допустимым. Окончательно: количество кабелей  $n=3$ ; допустимый по нагреву ток  $I'_{\text{доп}} = 225$  А.

**Пример 3.3.4.** Двигатель с полезной мощностью на валу  $P=400$  кВт ( $\cos\varphi=0,9$ ;  $\eta=0,92$ ) и продолжительностью включения ПВ=40% питается при напряжении 6 кВ кабелем ААШВ, проложенным по стене цеха. Температура воздуха равна 30 °С. Выбрать по условию нагрева сечение кабеля и определить его допустимую нагрузку.

**Решение.** Через мощность двигателя определим рабочий ток кабеля:  $I_p = P / (\sqrt{3} U \cdot \eta \cos\varphi) = 400 / (\sqrt{3} \cdot 6 \cdot 0,92 \cdot 0,9) = 46,5$  А.

По табл. П1.25 найдем  $k_t = 0,94$ . Вычислим  $k_{\text{ПВ}} = 0,875 / \sqrt{\text{ПВ}} = 0,875 / \sqrt{0,4} = 1,38$ . Из условия  $I_p \leq I_{\text{доп}} k_t k_{\text{пв}}$ , имеем  $I_{\text{доп}} \geq I_p / (k_t k_{\text{пв}})$ , при этом коэффициенты  $k_{\text{пв}}$  учитывается для алюминиевых жил сечением не менее 16 мм<sup>2</sup>.

Рассмотрим два случая:

1. Учитывая  $k_{\text{пв}} = 1,38$ , при этом  $F_1 \geq 16$  мм<sup>2</sup>.

$I_{\text{доп}} \geq 46,5 / (0,94 \cdot 1,38)$  или  $I_{\text{доп}} \geq 36$  А.



По табл. П1.18 этому условию отвечает кабель сечением  $10 \text{ мм}^2$ , но с учетом ограничения, принимаем  $F_1=16 \text{ мм}^2$ .

2. Игнорируем  $k_{пв}$ , при этом сечение не ограничиваем.

$I_{\text{доп}} \geq I_p / k_t = 46,5 / 0,94$  или  $I_{\text{доп}} \geq 49,5 \text{ А}$ . Этому условию отвечает сечение  $F_2=16 \text{ мм}^2$  с  $I_{\text{доп}}=50 \text{ А}$ .

Окончательно принимаем  $F=\min(F_1; F_2)$ , то есть  $F=16 \text{ мм}^2$ . Допустимую нагрузку на кабель определим по (3.5):

$$I'_{\text{доп}} = I_{\text{доп}} k_t k_{пв} = 50 \cdot 0,94 \cdot 1,38 = 65 \text{ А}.$$

### *3.4. Задачи для самостоятельного решения*

3.1. Голый алюминиевый провод А-50 при температуре провода  $+70^\circ\text{C}$  и окружающей среды  $+25^\circ\text{C}$  допускает протекание тока  $215 \text{ А}$ . Определить допустимую нагрузку при температуре воздуха  $+35^\circ\text{C}$ .

3.2. Линия электропередачи, выполненная проводом АС-150/24, при температуре  $-5^\circ\text{C}$  покрылась гололедом. Определить, какой ток необходимо пропустить по проводу, чтобы сбросить гололед при температуре провода  $70^\circ\text{C}$ .

3.3. Линия электропередачи, выполненная проводом АС 120/19, в нормальном режиме имеет нагрузку  $100 \text{ А}$ . Во сколько раз можно увеличить ток в линии при аварийном режиме и температурах окружающей среды  $+25^\circ\text{C}$  и  $-15^\circ\text{C}$ , если температура провода не должна превышать  $+70^\circ\text{C}$ ?

3.4. Двигатель с продолжительностью включения ПВ=40 % питается при напряжении  $10 \text{ кВ}$  кабелем ААБ-3×50, проложенным по стене цеха. Температура воздуха равна  $20^\circ\text{C}$ . Какую нагрузку допускает кабель?

3.5. Нагрузка, потребляющая ток  $600 \text{ А}$  при напряжении  $10 \text{ кВ}$ , питается с помощью кабелей, проложенных в канале. Температура окружающей среды равна  $+30^\circ\text{C}$ . Сколько кабелей марки ААБ-3×150

должно быть проложено в канале? Какова допустимая нагрузка этих кабелей?

3.6. Определить длительно допустимый ток в линии электропередачи 110 кВ, выполненной проводом АС 120/19, если температура окружающей среды равна  $+30^{\circ}\text{C}$ .

3.7. Определить допустимый по нагреву ток в послеаварийном режиме сети, выполненной проводом АС 70/11, если известно, что температура окружающей среды равна  $-20^{\circ}\text{C}$ .

3.8. Определить температуру нагрева кабеля ААБ-3×70 при увеличении нагрузки на 60 %, которая в нормальном режиме составляет 100 А. Напряжение сети 10 кВ. Температура окружающей среды  $+15^{\circ}\text{C}$ . Кабель проложен в земляной траншее.

3.9. Главная понижающая подстанция завода питается по двухцепной воздушной ЛЭП 110 кВ и несет нагрузку в 210 А. Определить, можно ли отключить одну цепь линии при аварии и до какой температуры при этом нагреется провод. Марка проводов ЛЭП - АС 95/16, температура воздуха  $+25^{\circ}\text{C}$ .

3.10. Нагрузка, потребляющая ток 420 А при напряжении 6 кВ, питается с помощью кабелей, проложенных в канале. Температура окружающей среды равна  $+35^{\circ}\text{C}$ . Сколько кабелей марки ААБ-3×120 должно быть проложено в канале из условия допустимого их нагрева и какова допустимая нагрузка для этих кабелей?

3.11. Распределительный пункт в цехе питается при напряжении 6 кВ посредством четырех кабелей ААБ-3×50, проложенных в земле. Расстояние между кабелями 100 мм, температура почвы  $+5^{\circ}\text{C}$ . Определить допустимую нагрузку каждого из кабелей.

3.12. Выбрать сечение провода сети по допустимому току, если она питает двигатель мощностью 30 кВт при  $\cos \varphi = 0,7$ . Продолжительность включения двигателя ПВ = 25 %. При напряжении 380 В питание подводится с помощью трёх алюминиевых

проводов АПРТО, проложенных в трубе. Температура окружающей среды равна  $+25^{\circ}\text{C}$ .

3.13. Выбрать по условиям длительно допустимого нагрева сечение кабельной линии 6 кВ, питающей отдельный электродвигатель, который работает в повторно-кратковременном режиме. Предполагается проложить кабель с алюминиевыми жилами на открытом воздухе. Номинальная мощность двигателя, коэффициент ПВ и температура окружающей среды указаны в таблице. Коэффициент полезного действия двигателя  $\eta=0,85$ , а коэффициент мощности  $\cos\varphi=0,85$ .

Данные	Номер варианта									
	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
$P_{\text{ном}}, \text{ кВт}$	320	800	800	400	500	630	1000	320	160	800
ПВ, %	25	50	20	30	40	40	35	45	40	30
$t_0, ^{\circ}\text{C}$	30	35	15	5	15	35	10	25	35	30

3.14. Проектируемая сеть напряжением 10 кВ выполняется кабелем с бумажной изоляцией и алюминиевыми жилами сечением  $25 \text{ мм}^2$ , который будет прокладываться по стене помещения. Максимальная температура окружающей среды равна  $+35^{\circ}\text{C}$ . Определить длительно допустимый ток в сети. Как изменится величина допустимого тока, если сеть выполнить кабелем с медными жилами того же сечения?

3.15. Завод с максимальной нагрузкой 280 А питается по двухцепной линии, выполненной проводом АС 120/19. Проверить, является ли допустимой по условию нагрева работа одной цепи при аварии на другой? До какой температуры нагревается при этом провод, если температура воздуха равна  $+35^{\circ}\text{C}$ ?

3.16. Для алюминиевого провода А-70 допустимая по нагреву токовая

нагрузка равна 265 А. Найти температуру провода при токе 300 А и температуре воздуха  $+5^{\circ}\text{C}$ .

3.17. Определить допустимое по нагреву сечение алюминиевых жил кабелей для питания распределительного пункта городской сети 10 кВ (рис. 3.1). Наибольшая нагрузка РП составляет 5000 кВт,  $\cos \varphi = 0,9$ . Кабели прокладываются в земле с расчётной температурой почвы  $+10^{\circ}\text{C}$ . Расстояние между кабелями в траншее равно 10 см.

Решить задачу, если расчётная температура почвы равна  $0^{\circ}\text{C}$ .

3.18. На проектируемой воздушной линии предполагается подвесить провода марки АЖ с номинальным сечением  $50 \text{ мм}^2$ . Высшая температура воздуха в этом районе в летние месяцы достигает  $+20^{\circ}\text{C}$ . Определить длительно допустимый ток по проводам проектируемой линии. Предельно допустимую температуру провода считать равной  $+70^{\circ}\text{C}$ .

3.19. Линия трёхфазного переменного тока, выполняемая медными проводами  $16 \text{ мм}^2$  с резиновой изоляцией, прокладывается открыто на роликах в помещении с температурой воздуха  $+40^{\circ}\text{C}$ . Определить длительно допускаемый ток в линии, принимая допускаемую температуру жилы провода  $+65^{\circ}\text{C}$ .

3.20. Вновь строящийся цех с наибольшей нагрузкой 3200 кВт при  $\cos \varphi = 0,8$  предполагается питать от шин 10 кВ заводской ГПП двумя линиями, выполняемыми трёхжильными кабелями с медными жилами. Оба кабеля будут проложены в общей траншее с расстоянием между ними в свету 100 мм. Высшая среднемесячная температура почвы по трассе  $+20^{\circ}\text{C}$ . Технологический процесс цеха не допускает перерывов электроснабжения и поэтому при выходе из работы одного кабеля по второму должна быть обеспечена подача заводу полной мощности.

Определить из условий допустимого нагрева сечение жил кабелей.

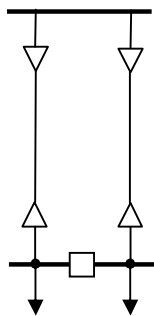


Рис. 3.1

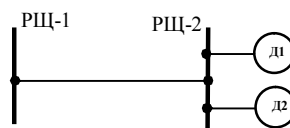


Рис. 3.2

3.21. Два асинхронных электродвигателя будут питаться от сети 380 В по схеме, изображенной на рис. 3.2. Характеристики электродвигателей приведены в таблице.

Характеристики электродвигателей	Электродвигатели	
	Д <sub>1</sub>	Д <sub>2</sub>
Мощность электродвигателей, кВт	40	10
Типы электродвигателей	С фазным ротором	С короткозамкнутым ротором
Отношение пусковых и номинальных токов электродвигателей	2,0	7,0
Коэффициент полезного действия электродвигателей при номинальных нагрузках	0,89	0,87
Коэффициенты мощности электродвигателей при номинальных нагрузках	0,85	0,83
Коэффициенты загрузки электродвигателей	1	0,95

Электродвигатели будут работать одновременно и поэтому коэффициент одновременности равен 1,0. Провода с алюминиевой жилой и резиновой изоляцией от щита РЩ-2 к электродвигателям Д<sub>1</sub> и

Д<sub>2</sub> предусмотрено проложить в стальных трубах. Щиток РЩ-2 будет получать питание от РЩ-1 по кабелю с алюминиевыми жилами, проложенному в канале. Температура воздуха в помещении и в канале +25<sup>0</sup>С.

Расставить в сети плавкие предохранители с малой тепловой инерцией, определить их номинальные токи и выбрать сечения жил проводов и кабеля, обеспечивающие надёжную работу установки.

3.22. Электроснабжение одного из цехов сооружаемого химического комбината будет осуществляться двумя кабельными линиями 10 кВ от шин ГПП. Оба кабеля с медными жилами предполагается проложить в общей траншее с расстоянием между ними в свету 100 мм. Высшая среднемесячная температура почвы в зимние месяцы равна 0<sup>0</sup>С, а в летние месяцы +10<sup>0</sup>С. Наибольшая нагрузка цеха в зимние месяцы составляет 1900 кВт, а в летние месяцы - 1700 кВт. Коэффициент мощности при этих нагрузках равен 0,85. Производственный процесс цеха не допускает перерыва в подаче электроэнергии. При выходе из работы одной линии вторая должна обеспечить подачу цеху полной мощности.

Выбрать сечение жил кабелей из условий допустимого нагрева. Ответить на вопрос, какие условия явились определяющими при выборе сечений.

3.23. Провод воздушной линии марки АС-95/16 в нормальном режиме работы электроустановки имеет нагрузку 100 А.

Во сколько раз может быть увеличена нагрузка при аварийном режиме без превышения предельно допустимой температуры, если известно, что температура воздуха в момент аварии равна -10<sup>0</sup>С?

3.24. Кабель марки АСБ 3×25 напряжением 10 кВ проложен открыто и питает двигатели портального крана. Продолжительность включения двигателей ПВ= 35 %. Температура воздуха достигает 30<sup>0</sup>С.

Определить допустимую нагрузку на кабель при заданных условиях.

3.25. Животноводческая стоянка на летнее время подключается через трансформатор мощностью 630 кВ·А к воздушной линии напряжением 6 кВ. Ответвление выполняется алюминиевыми проводами. Определить необходимое сечение проводов, если известно, что температура воздуха не выходит за пределы  $+35^{\circ}\text{C}$ . Трансформатор загружен полностью.

3.26. Грузовой лифт предприятия имеет продолжительность включения равную 25 %. Мощность двигателя 400 кВт; коэффициент мощности  $\cos\varphi=0,7$ . Питание к двигателю подводится по трёхжильному кабелю с алюминиевыми жилами и бумажной изоляцией. Определить необходимое сечение кабеля, если напряжение 6 кВ, а температура в цехе  $+30^{\circ}\text{C}$ .

3.27. Воздушная линия выполнена проводом АС-70/11. По условиям работы (производство опыта) нагрузка на линию должна возрасти по сравнению с расчётной допустимой. Определить величину допустимого тока, если температура воздуха в момент опыта равна  $-30^{\circ}\text{C}$ .

3.28. Кабель марки ААБ 3×25 напряжением 6 кВ проложен в земле совместно с двумя другими. Определить допустимую нагрузку на этот кабель, если температура почвы  $+10^{\circ}\text{C}$ , а расстояние между кабелями 100 мм.

3.29. В мастерской устанавливаются два асинхронных электродвигателя трёхфазного переменного тока, которые будут присоединены к сети 380 В. Схема сети представлена на рис. 3.2. Данные об электродвигателях приведены в таблице.

Характеристики электродвигателей	Электродвигатели	
	Д <sub>1</sub>	Д <sub>2</sub>
Мощность электродвигателей, кВт	15	11
Типы электродвигателей	С фазным ротором	С короткозамкнутым ротором
Отношение пусковых и номинальных токов электродвигателей	3	7
Коэффициент полезного действия электродвигателей при номинальных нагрузках	0,87	0,88
Коэффициенты мощности электродвигателей при номинальных нагрузках	0,85	0,90
Коэффициенты загрузки электродвигателей	1	1

Оба электродвигателя будут продолжительно работать одновременно (коэффициент спроса равен 1,0). Всю сеть предположено выполнить изолированными медными проводами, проложенными на роликах по стенам помещения. Высшая температура воздуха +25<sup>0</sup>С, помещение взрывобезопасное. Расставить в сети плавкие предохранители, определить их номинальные токи и выбрать сечения жил проводов, обеспечивающие надёжную работу установки.

3.30. На понижающей подстанции устанавливаются два трёхфазных трансформатора 115/11 кВ мощностью по 16 МВ·А. Каждый трансформатор соединяется с распределительным устройством 10 кВ четырьмя кабелями. В здании подстанции кабели укладываются в канале, в котором в летнее время температура воздуха держится +30<sup>0</sup>С . На открытой части подстанции пучки кабелей к каждому



трансформатору прокладываются в разных траншеях. Расстояние между кабелями в свету равно 200 мм. Высшая среднемесячная температура грунта 20<sup>0</sup>С.

По условиям допустимого нагрева определить минимально возможное сечение медных жил кабелей, принимая во внимание, что при отключение одного из трансформаторов второй будет работать с перегрузкой 25 %.

3.31. От распределительного щита РЩ-1 цеховой подстанции отходят силовая линия и линия освещения (рис. 3.3). Магистраль выполнены проводом АПРТО, ответвления к двигателям - проводом АПВ открыто. Напряжение сети 380/220 В. Мощность осветительной нагрузки равна 30 кВт. Температура в помещении составляет +25<sup>0</sup>С. Коэффициент одновременности для Л-1 равен 0,9. Характеристики двигателей приведены в таблице.

Характеристики электродвигателей	Электродвигатели	
	Д <sub>1</sub>	Д <sub>2</sub>
Мощность электродвигателей, кВт	14	20
Коэффициент полезного действия	0,875	0,885
Коэффициент мощности (cos φ)	0,8	0,9
Кратность пускового тока, $K_{п}=I_{пуск}/I_{ном}$	3,5	7,0
Коэффициент загрузки	1	0,9

Выбрать плавкие предохранители 1-4 и сечения проводов магистралей и ответвлений.

3.32. В цехе предприятия устанавливаются два асинхронных двигателя трёхфазного тока и прокладывается магистраль для питания освещения цеха (рис. 3.4). Номинальное напряжение сети 380/220 В. Высшая температура воздуха в цехе +35<sup>0</sup>С. Помещение сухое,

взрывобезопасное. Осветительная нагрузка равна 4 кВт при  $\cos \varphi=1$ .  
Данные двигателей приведены в таблице.

Характеристики электродвигателей	Электродвигатели	
	Д <sub>1</sub>	Д <sub>2</sub>
Мощность электродвигателей, кВт	14	10
Коэффициент полезного действия	0,87	0,86
Коэффициент мощности ( $\cos \varphi$ )	0,9	0,87
Кратность пускового тока, $K_{\Pi}=I_{\text{пуск}}/I_{\text{ном}}$	5,5	1,5
Коэффициент загрузки	0,8	0,9

Необходимо расставить в сети плавкие предохранители с малой тепловой инерцией. Определить номинальные токи плавких вставок предохранителей и сечения жил кабелей и проводов, исходя из условий нагрева.

Предполагается линию от ТП до РЩ-1 выполнить кабелем с алюминиевыми жилами и бумажной изоляцией, проложенным в земле. Остальные линии и ответвления предположено выполнить проводами с алюминиевыми жилами и поливинилхлоридной изоляцией, проложенными открыто.

Примечание. Расчёт линии на участке сети от ТП до РЩ-1 вести с учётом коэффициента спроса 0.9.

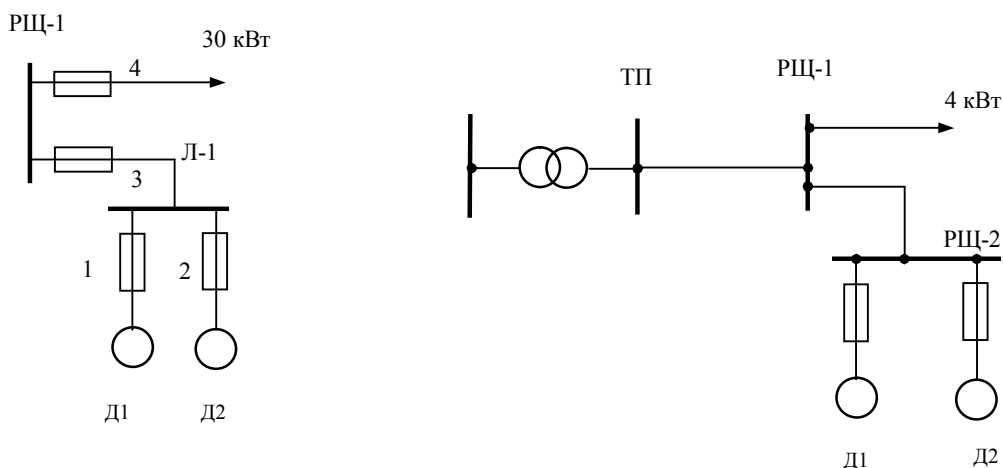


Рис. 3.3

Рис. 3.4

3.33. Рассчитать по длительно допустимому току трехфазную кабельную линию, проложенную в земле и питающую цеховую электроустановку с наибольшей мощностью  $P=120$  кВт, номинальным напряжением 380 В и  $\cos\varphi=0,8$ . Четырехжильный кабель с бумажной изоляцией и медными жилами будет проложен в траншее вместе с двумя другими кабелями (расстояние между ними  $d=100$  мм). Принять температуру грунта  $t'_o = 10^\circ\text{C}$ .

3.34. Выбрать сечение кабельной линии напряжением 10 кВ, прокладываемой в земле и питающей потребителей первой категории с нагрузкой  $S=5500$  кВ·А. Значение тока КЗ на шинах источника питания равно  $I_\infty=8450$  А, время отключения КЗ  $t_{\text{фискт}}=1,25$  с. Температуру грунта принять равную  $t'_o = 5^\circ\text{C}$ .

3.35. Нагрузка, потребляющая ток 600 А при напряжении 10 кВ, питается с помощью кабелей марки ААШВ, проложенных в траншее. Температура грунта равна  $t'_o = 5^\circ\text{C}$ . Сколько трехфазных кабелей следует проложить в траншее? Каков длительно допустимый ток этих кабелей?

### **Контрольные вопросы**

1. Чем обусловлена допускаемая температура для кабелей и голых проводов?
2. Как выбрать сечение провода по нагреву для осветительной сети промышленного предприятия?
3. Как выбрать плавкую вставку предохранителя в линии, питающей асинхронный двигатель с короткозамкнутым ротором ?
4. По какому режиму сети проводится проверка выбранных сечений на допустимый нагрев и почему?
5. От каких факторов зависит величина длительно допустимого тока для кабелей?
6. Какие перегрузки допускаются для кабелей с резиновой и полиэтиленовой изоляцией на период ликвидации послеаварийного режима?
7. Для алюминиевых и медных проводников каких сечений следует учитывать возможность увеличения допустимых токов в повторно-кратковременных режимах ?
8. Каков порядок проверки по нагреву сечений проводов воздушных линий в кольцевых схемах ?
9. Кабель прокладывается открыто. Температура воздуха равна  $+20^{\circ}\text{C}$ . Больше или меньше единицы будет поправочный коэффициент на измененную температуру окружающей среды и почему ?
10. Каким образом обеспечивается селективная работа плавких предохранителей в электрической сети до 1000 В, имеющей несколько участков ?

## 4. ПОТЕРИ НАПРЯЖЕНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

### 4.1. Теоретические положения и соотношения

Потерей напряжения в элементе электрической сети называется алгебраическая разность величин напряжений начала и конца элемента. Для ветви 1-2 на рис. 4.1 потеря напряжения равна  $\Delta U_{12} = U_1 - U_2$ .

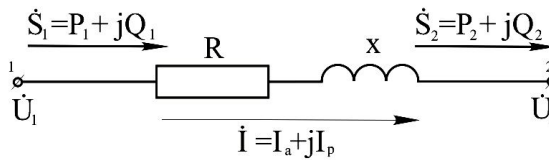


Рис. 4.1.

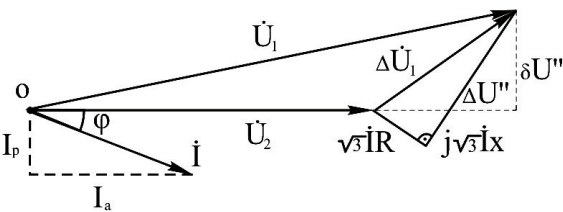


Рис. 4.2. Векторная диаграмма напряжений, построенная по данным конца ветви

Падением напряжения в элементе электросети называется вектор, равный геометрической разности векторов напряжений начала и конца элемента. Для ветви 1-2 трехфазной сети на рис. 4.1 линейная величина падения напряжения вычисляется по формуле

$$\Delta \dot{U} = \dot{U}_1 - \dot{U}_2 = \sqrt{3} \dot{I} (R + jX). \quad (4.1)$$

Вектор падения напряжения можно представить состоящим из продольной ( $\Delta U$ ) и поперечной ( $\delta U$ ) составляющих (рис. 4.2). Продольная составляющая падения напряжения вычисляется по формулам:

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U} = \sqrt{3}(I_a R + I_p X) = \sqrt{3}I(R \cos \varphi + X \sin \varphi), \quad (4.2)$$

а поперечная составляющая - по формулам:

$$\delta U = \frac{PX - QR}{U} = \sqrt{3}(I_a X - I_p R) = \sqrt{3}I(X \cos \varphi - R \sin \varphi), \quad (4.3)$$

где  $\varphi$  - угол между векторами тока и напряжения.

Величины напряжения в начале и конце элемента сети связаны с продольной и поперечной составляющими падения напряжения соотношениями :

$$\left. \begin{aligned} U_1 &= \sqrt{(U_2 + \Delta U'')^2 + (\delta U'')^2}; \\ U_2 &= \sqrt{(U_1 - \Delta U')^2 + (\delta U'')^2}, \end{aligned} \right\} \quad (4.4)$$

где значения  $\Delta U''$  и  $\delta U''$  вычислены по формулам (4.2) и (4.3) через величины мощностей и напряжения конца элемента электросети, а  $\Delta U'$  и  $\delta U'$  - по данным начала.

В сетях напряжением до 110 кВ включительно влиянием поперечной составляющей падения напряжения пренебрегают, полагая  $\delta U = 0$ . Для элементов этих сетей потеря напряжения принимается равной продольной составляющей падения напряжения и вычисляется по формуле (4.2).

Если сопротивления трансформатора, работающего в местной сети, неизвестны, то потерю напряжения в нём можно оценить по упрощенной формуле

$$\Delta U_* = (U_a \cos \varphi + U_p \sin \varphi) S / S_{\text{ном}}, \quad (4.5)$$

где  $\Delta U_*$  - потеря напряжения в процентах от номинального

напряжения обмотки ВН трансформатора;  $U_a$  и  $U_p$  - активная и реактивная составляющие напряжения короткого замыкания трансформатора, % ;  $S$  - полная мощность, передаваемая через трансформатор.

Для участка сети с равномерно распределенной нагрузкой (рис. 4.3) потеря напряжения равна

$$\Delta U_{12} = \sqrt{3}I(r_0 \cos\varphi + x_0 \sin\varphi)L/2, \quad (4.6)$$

то есть в два раза меньше, чем если бы суммарная нагрузка была подключена в конце участка.

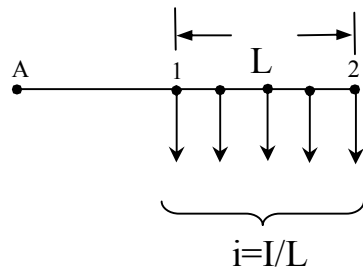


Рис. 4.3

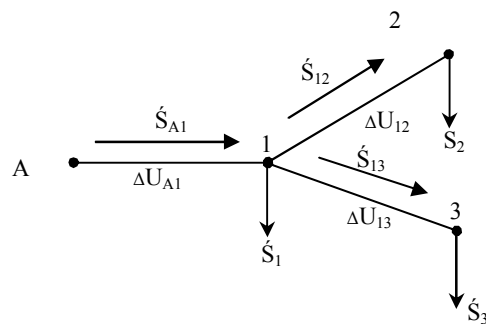


Рис. 4.4

Наибольшая потеря напряжения  $\Delta U_{\text{макс}}$  в разветвленной схеме определяется как сумма потерь напряжения в элементах сети от источника питания до наиболее удаленного потребителя. Так для сети, схема которой приведена на рис. 4.4, величина  $\Delta U_{\text{макс}}$  принимается равной большому из значений  $\Delta U_{A3}$  и  $\Delta U_{A2}$ , где  $\Delta U_{A3} = \Delta U_{A1} + \Delta U_{13}$ , а  $\Delta U_{A2} = \Delta U_{A1} + \Delta U_{12}$ .

В кольцевой схеме величину  $\Delta U_{\text{макс}}$  определяют как сумму потерь напряжения от источника питания до точки потоко раздела.

Для четырехпроводных сетей с несимметричной активной нагрузкой

потери напряжения определяются отдельно для каждой из фаз А, В и С по формулам:

$$\left. \begin{aligned} \Delta U_{\Phi A} &= I_A(R_A + R_0) - R_0(I_B + I_C)/2; \\ \Delta U_{\Phi B} &= I_B(R_B + R_0) - R_0(I_A + I_C)/2; \\ \Delta U_{\Phi C} &= I_C(R_C + R_0) - R_0(I_A + I_B)/2, \end{aligned} \right\} \quad (4.7)$$

где  $\Delta U_{\Phi}$  - фазная величина потери напряжения;  $R_0$  - активное сопротивление нулевого провода четырехпроводной сети.

#### 4.2. Расчет режима простейшей электрической сети

Основной целью расчетов режимов является определение параметров, характеризующих условия, в которых работают оборудование сетей и потребители электроэнергии. Исходными данными для расчета режима электрической сети являются расчетная схема замещения сети, нагрузки всех узлов схемы (кроме балансирующего) и напряжения отдельных узлов.

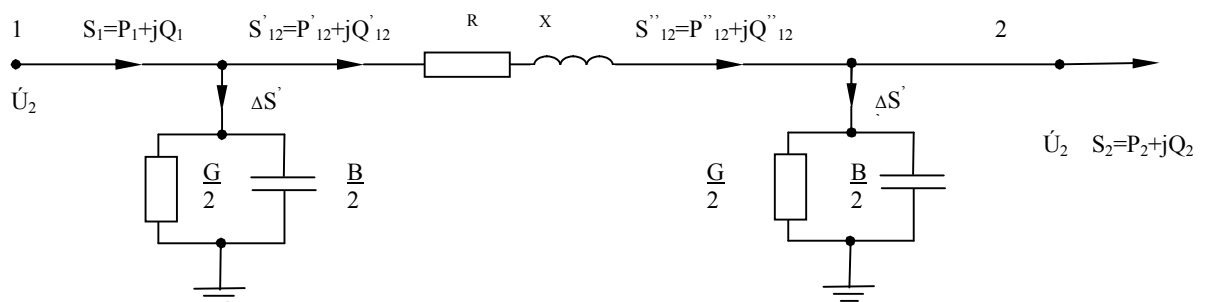


Рис. 4.5

Рассмотрим порядок точного расчета режима простейшей электросети на примере. На рис. 4.5 приведена схема замещения ЛЭП. Передача электроэнергии осуществляется в направлении от



узла 1 к узлу 2. Известными являются параметры схемы и принимаемая постоянной мощностью нагрузки в узле 2. Узел 1 считается балансирующим. В зависимости от того, в начале или в конце схемы известно точное значение напряжения, существуют два способа расчета режима.

1. "Расчет по данным конца" (известно напряжение  $U_2$  в конце линии). Вычисляют значение потерь мощности в проводимостях конца звена схемы по формуле  $\Delta S'' = U_2^2(G - jB)/2$  и значение мощности в конце ЛЭП  $S_{12}'' = S_2 + \Delta S''$ . По формулам (4.8) определяют последовательно потери мощности в линии ( $\Delta S_{12}$ ), продольную ( $\Delta U''$ ) и поперечную ( $\delta U''$ ) составляющие падения напряжения, напряжение в узле 1 ( $U_1$ ), поток мощности в начале ЛЭП ( $S_{12}'$ ), потери мощности в проводимостях начала звена схемы ( $\Delta S'$ ) и мощность  $S_1$ :

$$\left. \begin{aligned} \Delta S_{12} &= \left( \frac{S_{12}''}{U_2} \right)^2 (R + jX); & \Delta U'' &= \frac{P_{12}'' R + Q_{12}'' X}{U_2}; & \delta U'' &= \frac{P_{12}'' X - Q_{12}'' R}{U_2}; \\ U_1 &= \sqrt{(U_2 + \Delta U'')^2 + (\delta U'')^2}; & S_{12}' &= S_{12}'' + \Delta S_{12}; & \Delta S' &= U_1^2 \frac{G - jB}{2}; \\ & & S_1 &= S_{12}' + \Delta S'. \end{aligned} \right\} \quad (4.8)$$

2. "Расчет по данным начала" (известно напряжение  $U_1$  в начале линии). Расчет выполняется итерационно, причем каждая итерация состоит из двух этапов. На первом этапе задают значение напряжения  $U_2^{(0)}$  в конце ЛЭП и, аналогично "расчету по данным конца", вычисляют последовательно,  $\Delta S''$ ,  $S_{12}''$ ,  $\Delta S_{12}$  и  $S_{12}'$ . На втором этапе, используя значения  $S_{12}'$  и  $U_1$ , определяют по формулам (4.2), (4.3) и (4.4) величины  $\Delta U'$ ,  $\delta U'$  и напряжение  $U_2^{(1)}$  в конце линии. Если различие между значениями  $U_2^{(0)}$  и  $U_2^{(1)}$  лежит в пределах

необходимой точности вычислений, то найденные параметры режима принимаются как окончательные. Иначе выполняют вторую итерацию, но за исходное напряжение в конца ЛЭП принимается значение  $U_2^{(1)}$ .

В большинстве случаев расчет электрических режимов местных сетей проводится упрощенно. Распределение мощностей в таких сетях определяют без учета потерь мощности, а затем, если требуется, по найденному потокораспределению вычисляют потери мощности и напряжения на участках сети, используя формулы:

$$\Delta S = \left( \frac{S}{U_{\text{ном}}} \right)^2 (R + jX); \quad \Delta U = \frac{PR + QX}{U_{\text{ном}}}. \quad (4.9)$$

#### 4.3. Примеры решения задач

**Пример 4.3.1.** Определить наибольшую потерю напряжения в сети 10 кВ. Марки проводов, длины участков (км), нагрузки подстанции (кВ·А) приведены на рис 4.6. Среднегеометрическое расстояние между проводами на опорах составляет 80 см.

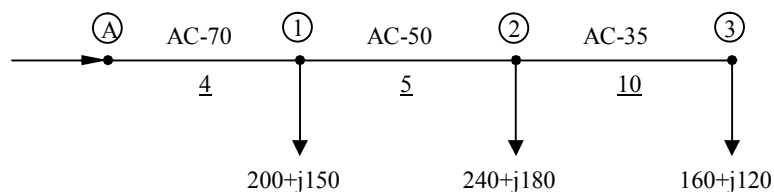


Рис. 4.6

**Решение.** Определим мощности, передаваемые по участкам линии местной сети. На участке 23:  $\underline{S}_{23} = \underline{S}_3 = 160 + j120$  кВ·А. В ветви 1-2:  $\underline{S}_{12} = \underline{S}_{23} + \underline{S}_2 = (160 + j120) + (240 + j180) = 400 + j300$  кВ·А. Мощность головного участка  $\underline{S}_{A1} = \underline{S}_{12} + \underline{S}_1 = (400 + j300) + (200 + j150) = 600 + j450$  кВ·А.

Напомним, что распределение мощностей по участкам сетей напряжением до 35 кВ допускается определять без учета потерь мощностей, полагая напряжение во всех узлах одинаковым.

Определим сопротивление участков. Для провода АС-70/11:  $r_0=0,429$  Ом/км; диаметр провода  $d_{пр}=11,4$  мм. Погонное индуктивное сопротивление найдем как

$$x_0=0,1445 \cdot \lg(D_{ср}/r_{пр})+0,0157=0,1445 \lg(800/5,7)+0,0157=0,326 \text{ Ом/км.}$$

Результат вычислений сопротивлений сведем в табл. 4.1.

Таблица 4.1

Участки	Марка провода	Длина L, км	$r_0$ , Ом/км	$d_{пр}$ , мм	$x_0$ , Ом/км	R, Ом	X, Ом
А-1	АС-70	4	0,429	11,4	0,326	1,72	1,3
1-2	АС-50	5	0,603	9,6	0,337	3,02	1,69
2-3	АС-35	10	0,79	8,4	0,345	7,9	3,45

Потерю напряжения на участке А-1 определим по формуле

$$\Delta U_{A1}=(P_{A1}R_{A1}+Q_{A1}X_{A1})/U_{ном}=(600 \cdot 1,72+450 \cdot 1,3)/10=162 \text{ В.}$$

Такие же расчеты для участков 1-2 и 2-3 дают:  $\Delta U_{12}=172$  В;  $\Delta U_{23}=168$  В.

Наибольшая потеря напряжения в сети равна

$$\Delta U_{max}=U_A-U_3=\Delta U_{A1}+\Delta U_{12}+\Delta U_{23}=162+172+168=502 \text{ В,}$$

или в процентах номинального напряжения

$$\Delta U_*=100 \cdot \Delta U_{max}/U_{ном}=100 \cdot 502/10000=5,02\%.$$

**Пример 4.3.2.** Определить наибольшую потерю напряжения в трехфазной сети 380 В. Симметричные по фазам нагрузки (А), коэффициенты мощности, длины участков (км) приведены на рис. 4.7. Головной участок А-1 выполнен кабелем ААВГ-4 х 95 ( $r_0=0,326$  Ом/км;  $x_0=0,06$  Ом/км), ответвления 1-3 (с равномерно распределенной

нагрузкой) и 1-2 – проводом А-50 ( $r_0=0,6$  Ом/км;  $x_0=0,3$  Ом/км).

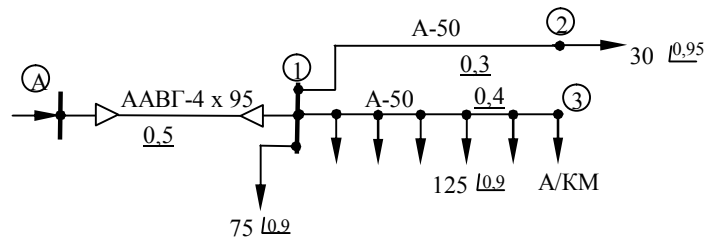


Рис. 4.7

**Решение.** Равномерно распределенную нагрузку ответвления 1-3 заменим сосредоточенной, приложенной в середине участка и равной  $I_\Sigma = iL_{13} = 125 \cdot 0,4 = 50$  А.

Определим токи узлов в комплексной форме. Например,  $\underline{I}_1 = I_1(\cos\varphi_1 - j \sin\varphi_1) = 75(0,9 - j0,436) = 67,5 - j32,7$  А. Аналогично найдем  $\underline{I}_2 = 28,5 - j9,4$  А и  $\underline{I}_\Sigma = 47,5 - j15,6$  А.

Вычислим сопротивления участков. Для ветви 1-3, в которой нагрузка  $I_\Sigma$  включена в середине, сопротивление определяем для половины участка:  $\underline{Z}_{13} = (r_0 + jx_0)L_{13}/2 = (0,6 + j0,3) \cdot 0,4/2 = 0,12 + j0,06$  Ом. Сопротивление ветвей и токораспределение (А) укажем на рис. 4.8.

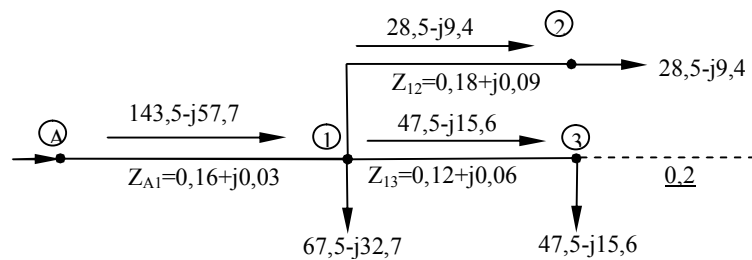


Рис. 4.8

Потерю напряжения произвольного  $ij$  – го участка вычислим по формуле

$\Delta U_{ij} = \sqrt{3} (I_a R_{ij} + I_p X_{ij})$ , где  $I_a, I_p$  – активный и реактивные токи в ветви  $ij$ .

Для участка А-1 имеем  $\Delta U_{A1} = \sqrt{3} (143,5 \cdot 0,16 + 57,7 \cdot 0,03) = 43$  В. Для других участков получим:  $\Delta U_{12} = 10$  В;  $\Delta U_{13} = 12$  В. Наибольшая потеря напряжения в сети (от ИП до узла 3) равна  $\Delta U_{\max} = \Delta U_{A1} + \Delta U_{13} = 43 + 12 = 55$  В. (14,5% от  $U_{\text{ном}}$ ).

**Пример 4.3.3.** Определить, во сколько раз увеличится пропускная способность ВЛ 10 кВ протяженностью 5 км при замене провода ПС-50 на АС-50/8. Допустимая потеря напряжения в линии  $\Delta U_{\text{доп}}=1$  кВ. Среднегеометрическое расстояние между проводами  $D_{\text{ср}}=1$  м. Коэффициент мощности нагрузки  $\cos\varphi=0,85$ .

**Решение.** Пропускную способность линии можно оценить наибольшим током  $I_{\text{пр}}$ , значение которого не превышает: 1) длительно допустимый по нагреву ток  $I_{\text{доп}}$ ; 2) ток  $I_{\text{max}}$ , для которого потеря напряжения в сети равна  $\Delta U_{\text{доп}}$ . Другими словами,  $I_{\text{пр}}=\min(I_{\text{доп}}; I_{\text{max}})$ .

Для провода АС-50/8:  $r_0=0,603$  Ом/км; диаметр  $d_{\text{пр}}=9,6$  мм;  $I_{\text{доп}}=210$  А. Погонное индуктивное сопротивление линии найдем как  $x_0=0,1445 \cdot \lg(D_{\text{ср}}/r_{\text{пр}})+0,0157=0,1445 \lg(1000/4,8)+0,0157=0,351$  Ом/км. Значение  $I_{\text{max}}$  найдем из условия:  $\Delta U_{\text{доп}}=\sqrt{3} I_{\text{max}}(r_0 \cos\varphi+x_0 \sin\varphi)L$ . Имеем  $1000=\sqrt{3} I_{\text{max}}(0,603 \cdot 0,85+0,351 \cdot 0,527) \cdot 5$ , откуда  $I_{\text{max}}=166$  А. Тогда  $I_{\text{пр}}=\min(210; 166)=166$  А.

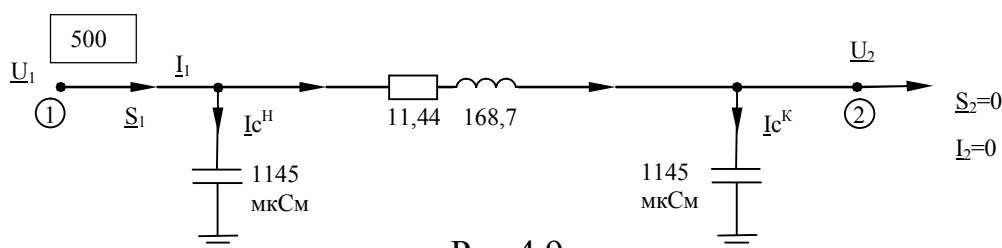
Для провода ПС-50 по справочным данным определим:  $I_{\text{доп}}=90$  А; диаметр  $d_{\text{пр}}=9,2$  мм. Погонное внешнее индуктивное сопротивление линии найдем как  $x'_0=0,1445 \cdot \lg(D_{\text{ср}}/r_{\text{пр}})=0,1445 \lg(1000/4,6)=0,338$  Ом/км.

Значение  $I_{\text{max}}$  определим путем последовательных приближений. Пусть  $I_{\text{max}}^{(0)}=I_{\text{доп}}=90$  А. При такой токовой нагрузке  $r_0=3,675$  Ом/км;  $x''_0=1,14$  Ом/км,  $x_0=x'_0+x''_0=0,338+1,14=1,478$  Ом/км. Потеря напряжения в линии составит  $\Delta U^{(0)}=\sqrt{3} \cdot 90(3,675 \cdot 0,85+1,478 \cdot 0,527) \cdot 5=3042$  В,

что превышает величину  $\Delta U_{\text{доп}}$  в 3 раза. Уменьшим величину  $I_{\text{max}}$  во столько же раз:  $I_{\text{max}}^{(1)}=I_{\text{max}}^{(0)}/3=90/3=30$  А. Для провода ПС-50 и токовой нагрузки  $I_{\text{max}}^{(1)}=30$  А вновь определим погонные сопротивления:  $r_0=3,1$  Ом/км,  $x''_0=0,59$  Ом/км,

$x_0 = x'_0 + x''_0 = 0,338 + 0,59 = 0,928$  Ом/км. При токе 30 А потери напряжения в линии будут равны  $\Delta U^{(1)} = \sqrt{3} \cdot 30 (3,1 \cdot 0,85 + 0,928 \cdot 0,527) \cdot 5 = 812$  В, что меньше значения  $\Delta U_{\text{доп}}$ . Вновь скорректируем величину  $I_{\text{max}}^{(2)} = I_{\text{max}}^{(1)} \cdot \Delta U_{\text{доп}} / \Delta U^{(1)} = 30 \cdot 1000 / 812 \approx 35$  А. При токовой нагрузке в 35 А погонные сопротивления линии равны  $r_0 = 3,25$  Ом/км,  $x''_0 = 0,695$  Ом/км,  $x_0 = x'_0 + x''_0 = 0,338 + 0,695 = 1,033$  Ом/км. Потери напряжения в линии будут равны  $\Delta U^{(2)} = \sqrt{3} \cdot 35 \cdot (3,25 \cdot 0,85 + 1,033 \cdot 0,527) \cdot 5 \approx 1000$  В. Окончательно для ВЛ с проводами ПС-50 находим  $I_{\text{пр}} = \min(I_{\text{доп}}, I_{\text{max}}) = \min(90; 35) = 35$  А. Таким образом, при замене проводов ПС-50 на АС-50/8 предельный ток линии возрастет с 35 А до 166 А, т.е. увеличивается в  $166/35 = 4,7$  раза.

**Пример 4.3.4.** Определить параметры электрического режима ВЛ 500 кВ, работающей на холостом ходу. Построить векторные диаграммы токов и напряжений линии. ВЛ выполнена проводами 3 х АС – 500/64, ее длина 600 км. В начале линии поддерживается напряжение 500 кВ. Параметры П – образной схемы замещения ЛЭП (с учетом поправочных коэффициентов  $k_R, k_X$ , и  $k_B$ ) указаны на рис 4.9.



**Решение.** Режимы работы линии с распределенными параметрами удобнее анализировать используя уравнения четырехполюсника  $\underline{A}, \underline{B}, \underline{C}$  и  $\underline{D}$ . Эти коэффициенты были вычислены в примере 1.4.4. и равны:  $\underline{A} = \underline{D} = 0,807 + j0,013$ ;  $\underline{B} = 11,44 + j168,7$  Ом;  $\underline{C} = (-0,014 + j2,07) \cdot 10^{-3}$

См. Уравнения, связывающие параметры режима начала и конца линии, имеют вид:

$$\underline{U}_1 = \underline{A} \cdot \underline{U}_2 + \sqrt{3} \underline{B} \cdot \underline{I}_2; \quad \sqrt{3} \underline{I}_1 = \underline{C} \cdot \underline{U}_2 + \sqrt{3} \underline{D} \cdot \underline{I}_2.$$

Из первого уравнения (с учетом  $\underline{U}_1 = 500$  кВ, а  $\underline{I}_2 = 0$ ) определим  $\underline{U}_2 = \underline{U}_1 / \underline{A} = 500 / (0,807 + j0,013) = 620 - j10$  кВ или  $U_2 = 620,1$  кВ. Подставляя найденное значение  $\underline{U}_2$  во второе уравнение, определим:  $\underline{I}_1 = (0,014 + j2,07)(620 - j10) / \sqrt{3} = 7 + j741$  А. Вычислим мощность  $\underline{S}_1$ , поступающую в линию:

$$\underline{S}_1 = \sqrt{3} \underline{U}_1 \underline{I}_1^* = \sqrt{3} 500 (7 - j741) 10^{-3} = 6 - j641 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Зарядные токи начала и конца линии по модулю найдем как

$$I_c^n = \frac{U_1}{\sqrt{3}} \cdot \frac{B}{2} = \frac{500}{\sqrt{3}} 1,145 = 330 \text{ А}; \quad I_c^k = \frac{U_1}{\sqrt{3}} \cdot \frac{B}{2} = \frac{620,1}{\sqrt{3}} 1,145 = 410 \text{ А}.$$

Векторная диаграмма токов и напряжений ВЛ приведена на рис. 4.10.

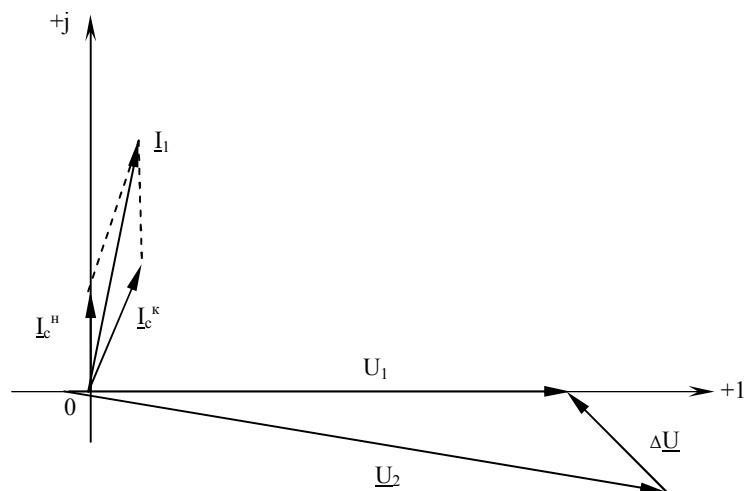


Рис.4.10

#### 4.4. Задачи для самостоятельного решения

4.1. Цеховая трансформаторная подстанция с трансформатором мощностью 630 кВ·А питается при напряжении 10 кВ от ГПП завода по воздушной линии длиной 3 км. Линия выполнена проводами А-50,

расположенными в вершинах равностороннего треугольника со стороной 1 м. На стороне низшего напряжения трансформатора подключена нагрузка  $(420+j330)$  кВ·А. Определить потери напряжения в линии, трансформаторе и в сети в целом.

4.2. От распределительного пункта по линии 6 кВ, выполненной кабелем ААБ – 3х95, питается трансформаторная подстанция цеха мощностью 1000 кВ·А. Длина линии 2,2 км. Нагрузка подстанции на стороне НН трансформатора равна  $(820 +j530)$  кВ·А. Определить потери напряжения в электрической сети в процентах от номинального напряжения сети.

4.3. Главная понижающая подстанция завода питается с помощью ЛЭП напряжением 220 кВ протяженностью 160 км, выполненной проводами АС-400/51. Напряжение на шинах источника питания при максимальной нагрузке завода  $(116+j87)$  МВ·А равно 240 кВ. Определить падение и потерю напряжения в линии, а также напряжение на шинах ВН подстанции.

4.4. Определить падение и потерю напряжения в ЛЭП 110 кВ протяженностью 100 км, выполненной проводами АСК - 95/16. Среднегеометрическое расстояние между проводами равно 5 м. Мощность, потребляемая нагрузкой, равна 15 МВ·А при  $\cos\varphi=0,9$ ; напряжение в начале линии составляет 115 кВ. Найти, на сколько процентов различается потеря напряжения от продольной составляющей падения напряжения.

4.5. Найти наибольшую потерю напряжения в сети 6 кВ, схема которой приведена на рис. 4.11. Длины участков сети (км), марки проводов ЛЭП и мощности нагрузок (кВ·А) указаны на схеме. Среднегеометрическое расстояние между проводами линий равно 0,8 м.



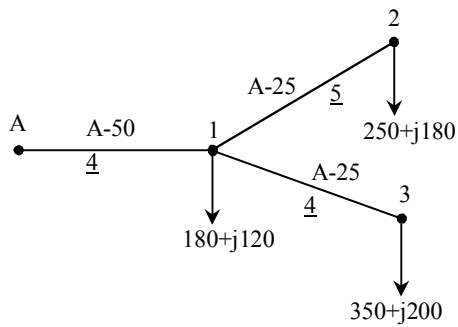


Рис. 4.11

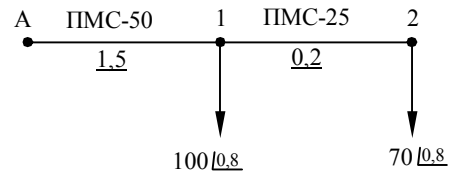


Рис. 4.12

4.6. Трехфазная сеть напряжением 10 кВ выполнена стальными проводами. Длины участков (км), сечения проводов, нагрузки подстанций (А) и коэффициенты мощности ( $\cos\varphi$ ) указаны на схеме сети, изображенной на рис. 4.12. Среднегеометрическое расстояние между проводами линии равно 1 м. Определить потерю напряжения в сети.

4.7. Определить потерю напряжения в сети, схема которой приведена на рис. 4.13. Напряжение на шинах НН п/ст А равно 10,2 кВ. ЛЭП 110 кВ протяженностью 135 км выполнена проводами марки АСКП-120/19, а линия 10 кВ протяженностью 3 км - проводами АС-70/11. Мощности, потребляемые нагрузками, равны  $S_A=20$  МВ·А,  $S_2=340$  кВ·А. Коэффициенты мощности нагрузок  $\cos\varphi=0,8$ . Трансформатор типа ТРДН-25000/110, установленный в сети, работает с номинальным коэффициентом трансформации, равным 115/10,5. Среднегеометрическое расстояние между проводами линии 10 кВ составляет 1 м.

4.8. Проверить допустимость строительства сети 10 кВ проводами марки А-16. Схема сети, нагрузки в амперах и длины участков линии в километрах приведены на рис. 4.14. Провода на опорах ВЛ расположены в вершинах равностороннего треугольника со стороной 1 м. Величина допустимой потери напряжения составляет 6%

номинального напряжения сети. При недопустимости решения наметить пути снижения потерь напряжения. Коэффициент мощности всех нагрузок равен 0,8.

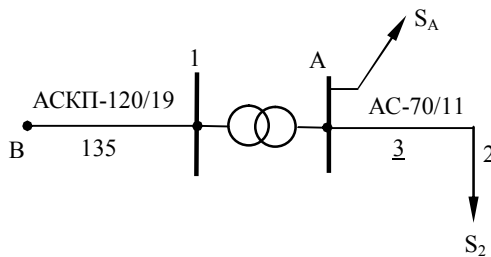


Рис. 4.13

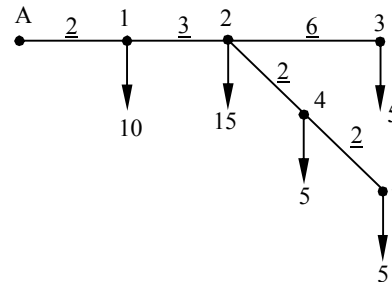


Рис. 4.14

4.9. Определить потери мощности и наибольшую потерю напряжения в сети 35 кВ. Длины участков линии в километрах, нагрузки в мегавольтамперах и их коэффициенты мощности ( $\cos\phi$ ) указаны на рис. 4.15. Провода ВЛ подвешены на П-образных деревянных опорах горизонтально с расстоянием между соседними фазами 3 м. Участок А-1 линии выполнен проводами марки АС-95/16. На других участках применены провода марки АС- 35/6,2.

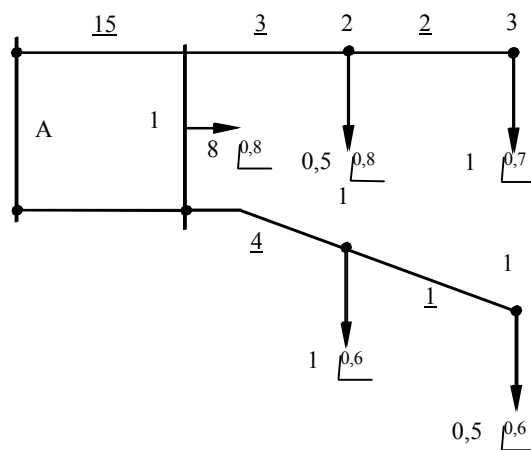


Рис. 4.15

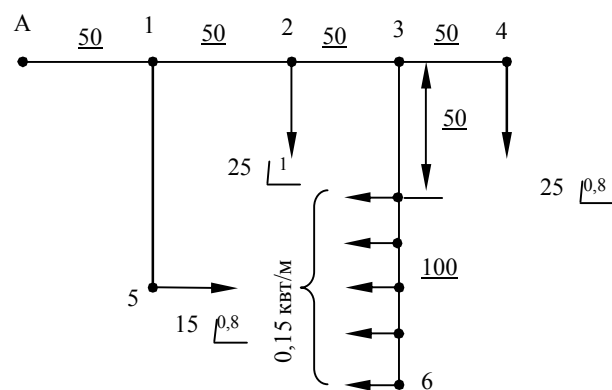


Рис. 4.16

4.10. Разомкнутая сеть трёхфазного переменного тока 380 В с алюминиевыми проводами питает ряд нагрузок. Длины участков (м), нагрузки (кВт) и их коэффициенты мощности приведены на

схеме сети рис. 4.16. Магистраль А-4 выполнена проводом одного сечения АН-50 ( $r_0=0,62$  Ом/км,  $x_0=0,325$ Ом/км), ответвление 1-5 - проводом АН-16 ( $r_0=1,91$  Ом/км,  $x_0=0,358$ Ом/км), ответвление 3-6 с равномерно распределённой нагрузкой - проводом АН-25 ( $r_0=1,21$ Ом/км,  $x_0=0,344$  Ом/км). Определить наибольшую потерю напряжения в сети.

4.11. Подстанция завода с нагрузкой  $S_2=(15+j10)$  МВ·А, включающей и потери мощности в трансформаторах, питается по одноцепной ВЛ 110 кВ длиной 80 км. Марка проводов линии АС - 95/16. Провода на одностоечных железобетонных опорах располагаются по вершинам треугольника со сторонами 5, 3,35 и 5,5 м. В начале линии поддерживается напряжение 116 кВ. Определить мощность, поступающую в линию, и напряжение в конце ВЛ.

4.12. Определить параметры режима, потери активной мощности в процентах передаваемой мощности и КПД двухцепной линии 220 кВ протяженностью 200 км с проводами АС - 300/39. Потерями на корону можно пренебречь. Мощность и напряжение в конце линии соответственно равны  $S_2=(240+j116)$ МВ·А и  $U_2=218$  кВ.

4.13. Передача электроэнергии осуществляется по двухцепной ЛЭП 220кВ длиной 200 км. Линия выполнена проводами марки АС - 300/39. Мощность и напряжение на шинах питающей подстанции равны соответственно  $S_1=(260+j126)$  МВ·А и  $U_1=242$ кВ. Определить напряжение в конце линии, мощность, поступающую на шины ВН приёмной подстанции, и коэффициент мощности узла нагрузки.

4.14. Двухцепная ЛЭП напряжением 220 кВ длиной 200 км, выполненная проводами АСКП - 300/39, работает в режиме холостого хода. Напряжение в конце линии равно 225 кВ. Определить напряжение в начале линии.

4.15. Подстанция приемной системы получает питание от удаленной электростанции по двухцепной линии 220кВ. Длина ВЛ

200 км. Линия выполнена проводами АС-400/51. Напряжение на отправном конце линии равно 248 кВ, на приемном - 220 кВ. Параметры П - образной схемы замещения ЛЭП:  $R=8$  Ом,  $X=40$  Ом,  $B/2=5,5 \cdot 10^{-4}$  См. Активная мощность приемной подстанции составляет 220 МВт. Определить коэффициент мощности на шинах высшего напряжения приемной подстанции.

4.16. Потребитель питается от подстанции на напряжении 10 кВ по воздушной линии длиной 7,5 км. Максимальная нагрузка в конце линии составляет 1500 кВт, а коэффициент мощности ( $\cos\varphi$ ) равен 0,92. Продолжительность использования максимальной нагрузки  $T_{\max}=4700$  ч/год. Линия выполнена проводом марки А - 95; провода расположены по вершинам равностороннего треугольника; расстояние между проводами  $D = 1$  м. Напряжение на шинах потребителя  $U_2 = 10$  кВ.

А. Определить потерю напряжения, потери мощности и энергии в линии, напряжение и коэффициент мощности в начале линии, КПД линии по мощности и энергии.

Б. Решить эту же задачу, если линия 10 кВ будет выполнена кабелем марки АСБ – 3х95.

4.17. Линия электропередачи напряжением 35 кВ выполнена сталеалюминиевыми проводами АСК - 95/16, подвешенными на двухцепных опорах со среднегеометрическим расстоянием между проводами 3 м. Длина участка линии 15 км, нагрузка в конце ЛЭП  $S=(8,4+j7)$  МВ·А. Обе цепи линии работают параллельно. Определить падение и потерю напряжения в линии, если напряжение в конце ВЛ равно 33 кВ.

4.18. Найти потерю напряжения в линии электропередачи напряжением 10 кВ, провода которой АЖ - 50 расположены в вершинах равностороннего треугольника со стороной 0,8 м. Мощность нагрузки  $(750 + j550)$  кВт·А. Длина участка линии 3 км.

4.19. Нагрузка, потребляющая мощность 40 кВт при  $\cos\varphi=1$ , питается напряжением 380/220 В с помощью четырёхпроводной воздушной линии длиной 200 м. Провода линии - алюминиевые, причем сечение фазных проводов равно  $25 \text{ мм}^2$ , а сечение нулевого провода -  $16 \text{ мм}^2$ . Определить потерю напряжения в линии в вольтах и процентах номинального напряжения.

4.20. Определить потерю напряжения в осветительной четырёхпроводной линии номинальным напряжением 380/220 В с равномерно распределенной нагрузкой 300 Вт/м, если длина линии 80 м, а сечение алюминиевых проводов  $6 \text{ мм}^2$  ( $r_0 = 5,21 \text{ Ом/км}$ ).

4.21. Определить потерю напряжения в линии напряжением 380 В, изображенной на рис. 4.17, если она выполнена проводом А-25, а равномерно распределенная нагрузка 0,15 кВт/м при  $\cos\varphi=1$  подключена на участке 100 м линии, общая длина которой 150 м.

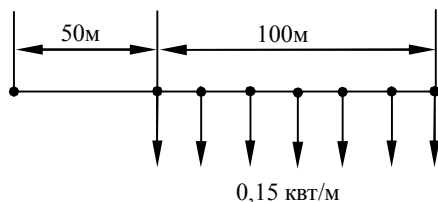


Рис. 4.17

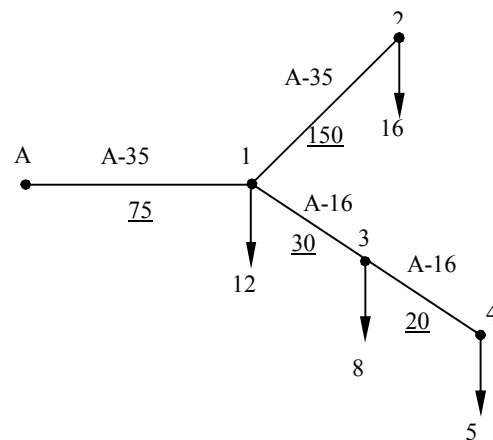


Рис. 4.18

4.22. Сеть трехфазного переменного тока 380 В питается от трансформаторной подстанции А (рис. 4.18). Нагрузки сети, распределенные между фазами равномерно, чисто активные. Длины участков сети (м), марки проводов и нагрузки (кВт) даны на схеме сети. Определить наибольшую потерю напряжения в сети.

4.23. Определить потери напряжения в четырёхпроводной, проложенной открыто, осветительной линии длиной 60 м, если нагрузка линии при  $\cos\varphi=1$  распределена по фазам несимметрично:  $I_A=20\text{ А}$ ;  $I_B=10\text{ А}$ ;  $I_C=3\text{ А}$ . Фазы линии выполнены проводом А - 10 ( $r_0=3,12\text{ Ом/км}$ ), а нулевой провод А - 6 ( $r_0=5,21\text{ Ом/км}$ ). Номинальное напряжение сети 380/220 В. Определить, как изменятся потери напряжения, если нулевой провод будет А - 10.

4.24. Участок трехфазной ЛЭП напряжением 10 кВ длиной 1,5 км выполнен проводами ПМС - 50, расположенными в вершинах равностороннего треугольника со стороной 1 м. Максимальный ток участка 60 А,  $\cos\varphi=0,8$ . Определить потерю напряжения на участке линии при максимальной нагрузке и нагрузке, в три раза меньше максимальной.

4.25. Участок ЛЭП напряжением 6 кВ выполнен стальными проводами ПМС - 35, расположенными в вершинах равностороннего треугольника с расстоянием между фазами 1 м. Длина участка линии 2 км, максимальная нагрузка 25 А,  $\cos\varphi=0,8$ . Определить, на сколько уменьшится потеря напряжения на участке по сравнению с потерей при максимальной нагрузке, если нагрузка будет равна 10 А, а  $\cos\varphi=0,6$ .

4.26. На подстанции установлен понижающий трансформатор типа ТДН-16000/110. Наибольшее значение нагрузки на стороне НН трансформатора равно 13 МВт при  $\cos\varphi=0,9$ . Определить потерю напряжения в обмотках трансформатора.

4.27. Определить потерю напряжения в обмотках трансформатора типа ТМ-630/10, если на стороне НН трансформатора при максимальной нагрузке ( $\cos\varphi=0,8$ )  $P=520\text{ кВт}$ , а при минимальной нагрузке ( $\cos\varphi=0,8$ )  $P=250\text{ кВт}$ . Потери напряжения выразить в процентах номинального напряжения обмотки ВН трансформатора.

4.28. Определить потерю напряжения в обмотках трансформатора типа ТДН-10000/35 при двух значениях коэффициента мощности 0,6 и 0,95,

если максимальная нагрузка трансформатора равна 8,5 МВ·А.

4.29. Определить потерю напряжения в обмотках трансформатора типа ТДЦ- 80000/220, если ток нагрузки, измеренный на вводе ВН,  $I=170$  А при  $\cos\varphi=0,92$ .

4.30. Заводская сеть трёхфазного переменного тока, выполненная кабелями с медными жилами, схема которой дана на рис. 4.19, питается от понижающей подстанции 35/6 кВ. Нагрузки в кВ·А (включая потери мощности в трансформаторах цеховых подстанций), длины участков сети (м), сечения жил кабелей (мм<sup>2</sup>) и коэффициенты мощности нагрузок даны на схеме сети. Определить наибольшую потерю напряжения в сети.

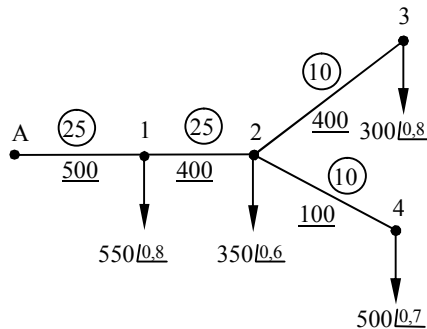


Рис. 4.19

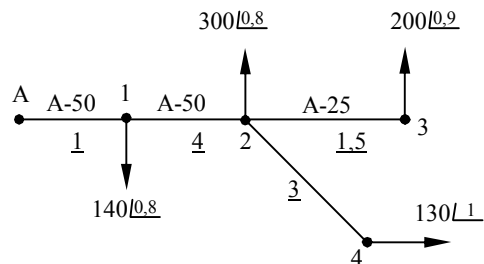


Рис. 4.20

4.31. Разомкнутая распределительная сеть 6 кВ, выполненная воздушными линиями, питает ряд нагрузок (рис. 4.20). На линиях подвешены алюминиевые провода, расположенные в вершинах равностороннего треугольника со стороной, равной 1 м. Нагрузки (кВт), сечения проводов (мм<sup>2</sup>), длины участков (км) и коэффициенты мощности даны на схеме сети. Найти наибольшую потерю напряжения в сети.

4.32. Линия трёхфазного переменного тока 6 кВ питает три пункта (рис.4.21, а). Вдоль всей линии подвешен стальной многожильный провод ПМС-35. Расположение проводов на опоре

показано на рис. 4.21, б. Длины участков (км), нагрузки (кВ·А) и коэффициенты их мощности даны на схеме сети. Определить наибольшую потерю напряжения.

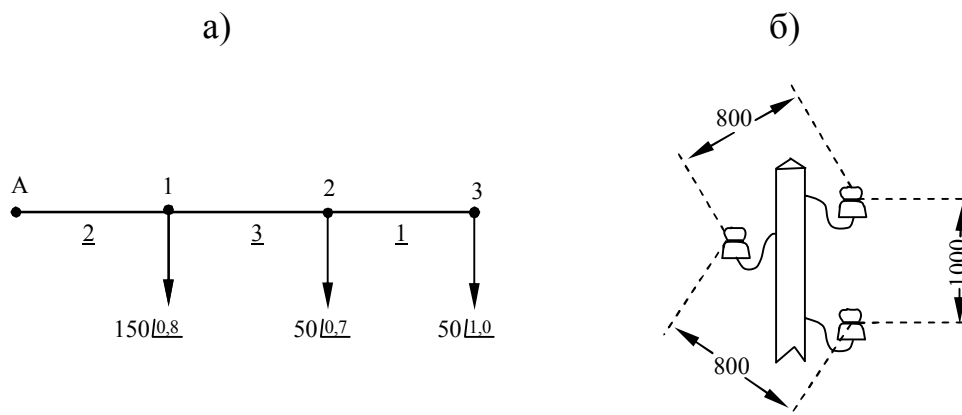


Рис. 4.21

4.33. Проверить по потере напряжения трехфазную линию 6 кВ, выполненную проводом АЖ - 35. Нагрузки на схеме (рис. 4.22) заданы комплексами тока в амперах, расстояния в километрах. Допустимую потерю напряжения принять 7 % номинального напряжения сети. Провода расположены в горизонтальной плоскости со среднегеометрическим расстоянием 1 м.

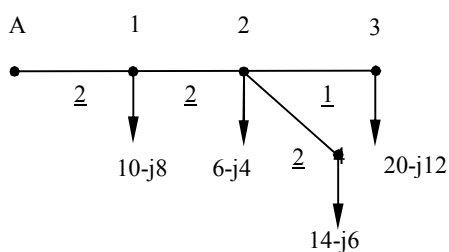


Рис. 4.22

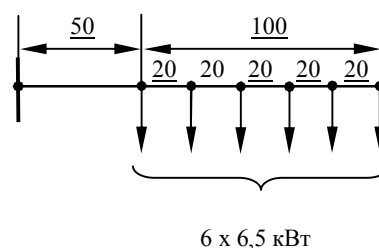


Рис. 4.23

4.34. Определить потерю напряжения, потери мощности и энергии в линии 380/220 В, выполненной кабелем марки ААБ-3х25. Линия предназначена для питания равномерно распределенной симметричной нагрузки (рис.4.23). Продолжительность использования максимальной нагрузки 2500 ч/год. Коэффициент мощности равен 0,95. Длины участков линии (м) и максимальные



нагрузки (кВт) даны на схеме.

4.35. Определить напряжение в конце одноцепной линии 110 кВ, работающей на холостом ходу. Длина линии 80 км. На линии подвешены сталеалюминиевые провода марки АСКС - 185/43. Расстояние между проводами в горизонтальной плоскости 4 м. Напряжение в начала линии равно 121 кВ.

4.36. Найти наибольшую потерю напряжения в сети 10кВ (рис.4.24,а), выполненной голыми алюминиевыми проводами. Нагрузки (А), длины участков сети (км) и сечения проводов (мм<sup>2</sup>) даны на схеме сети. Коэффициент мощности всех нагрузок равен 0,8. Расположение проводов на опоре показано на рис.4.24, б.

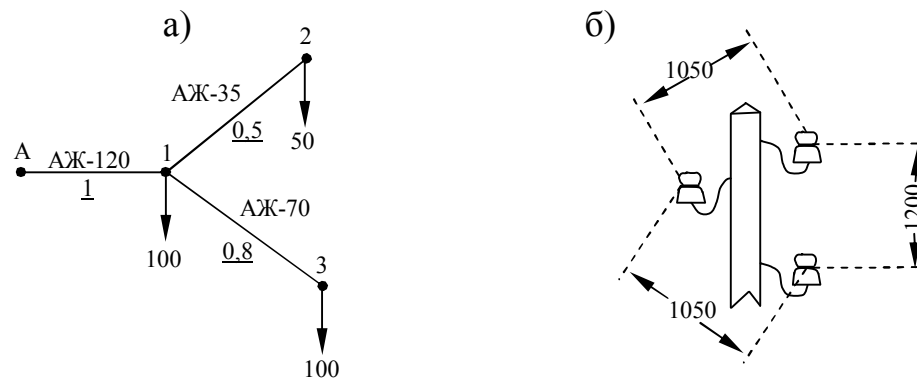


Рис. 4.24

4.37. Фабричная подстанция (ТП), на которой установлен один трансформатор мощностью 1600 кВ·А, питается от подстанции А по воздушной линии 10кВ. На линии подвешены провода марки А - 95, расположенные в вершинах равностороннего треугольника со стороной 1 м. Определить напряжение на шинах НН фабричной подстанции, предполагая, что на шинах подстанции А поддерживается напряжение 10,2 кВ. На трансформаторе установлен коэффициент трансформации 10/0,4 кВ. Расчет произвести без учета потерь мощности в линии и трансформаторе. Длина линии (км), нагрузка (кВт) и коэффициент мощности даны на схеме сети рис. 4.25.

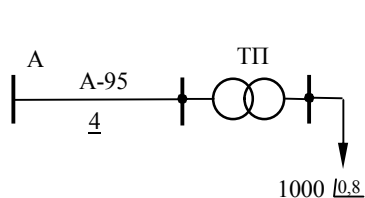


Рис. 4.25

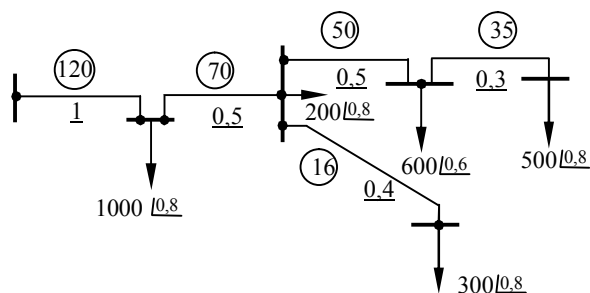


Рис. 4.26

4.38. Определить наибольшую потерю напряжения в сети 6 кВ, выполненной кабелями. Сечения алюминиевых жил кабелей ( $\text{мм}^2$ ), длины участков сети (км), нагрузки (кВт) и коэффициенты мощности даны на схеме сети рис.4.26.

4.39. Произвести электрический расчет линии электропередачи длиной 100 км с нагрузкой на конце  $I_2=250\text{A}$ ;  $\cos\varphi_2=0,94$ ;  $U_2=108\text{ кВ}$ . Линия выполнена проводом АС - 185/29. Среднегеометрическое расстояние между проводами равно 5 м. Определить КПД электропередачи по мощности.

4.40. Произвести электрический расчет линии передачи длиной 90 км с нагрузкой на конце  $P_2=40\text{МВт}$ ;  $\cos\varphi_2=0,95$ ;  $U_2=110\text{ кВ}$ . Линия выполнена проводом АС-240/32. Среднегеометрическое расстояние между проводами равно 5м.

4.41. Заводская ГПП получает питание от районной подстанции посредством двухцепной линии электропередачи 110 кВ длиной 70 км. Линия выполнена проводом АС - 120/19. Среднегеометрическое расстояние между проводами равно 5 м. Напряжение на районной подстанции поддерживается постоянным  $U_1=116\text{ кВ}$  Мощность нагрузки  $S_2=40\text{ МВ}\cdot\text{А}$ ;  $\cos\varphi_2=0,9$ . Выполнить электрический расчёт нормального и послеаварийного режимов линии.

4.42. Рассчитать величину потери напряжения на участке ЛЭП 110 кВ ( $R=12\text{ Ом}$ ;  $X=42\text{ Ом}$ ;  $B/2=1,4\cdot 10^{-4}\text{ См}$ ) и напряжение в конце участка линии, если ток нагрузки  $I_2=210\text{ А}$  при  $\cos\varphi_2=0,85$ , а

напряжение в начале участка  $U_1=114$  кВ. Определить, надо ли в данном случае учитывать поперечную составляющую падения напряжения.

4.43. Лампы накаливания мощностью 500 Вт каждая подключены равномерно вдоль четырехпроводной линии 380/220 В длиной 46 м, выполненной алюминиевыми проводами сечением  $16 \text{ мм}^2$ . Нагрузка линии равна 13 кВт при  $\cos\varphi=1$ . Определить потерю напряжения в линии.

4.44. Определить потери напряжения в четырехпроводной осветительной линии длиной 80 м, если нагрузка линии при  $\cos\varphi=1$  распределена по фазам несимметрично:  $I_A=80\text{А}$ ;  $I_B=50\text{А}$ ;  $I_C=20\text{А}$ . Фазы линии выполнены проводом А-25, а нулевой провод А - 16. Номинальное напряжение сети 380/220 В.

4.45. Определить наибольшие потери напряжения в вольтах и процентах в воздушной трехфазной сети 380 В ( $D_{cp}=60$  см). Нагрузки сети в киловаттах и киловарах, длины участков в метрах указаны на рис. 4.27. На участках А-1 и 1-2 применен провод А-70, а на остальных участках – А-25.

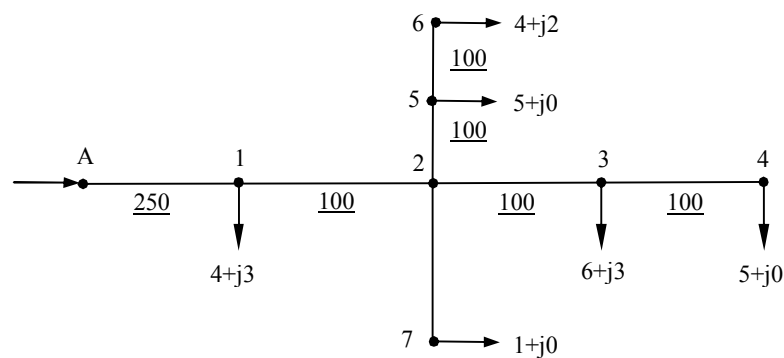


Рис. 4.27

4.46. Определить потерю напряжения в трехфазной воздушной линии 6 кВ протяженностью 2 км питающей электрооборудование насосной станции мощностью 100 кВт,  $\cos\varphi=0,8$ . Линия выполнена стальными многопроволочными проводами марки ПС-25. Внешнее индуктивное сопротивление проводов принять  $x'_0=0,4$  Ом/км.

4.47. Найти напряжение в конце линии 35 кВ, а также потери

мощности, если напряжение в начале ВЛ  $U_1 = 37$  кВ, нагрузка приемной подстанции  $\underline{S}_2 = 6 + j5$  МВ·А. Линия выполнена проводом АС-120/19, длина ВЛ  $L = 12$  км.

4.48. Определить напряжение на шинах ВН подстанций 1,2 сети 35 кВ. Линии выполнены проводом АС-95/16. На рис.4.28 указаны длины участков (км), нагрузки ПС (МВ·А) и напряжение питающего пункта  $U_A$  (кВ).

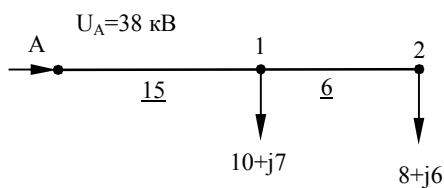


Рис. 4.28

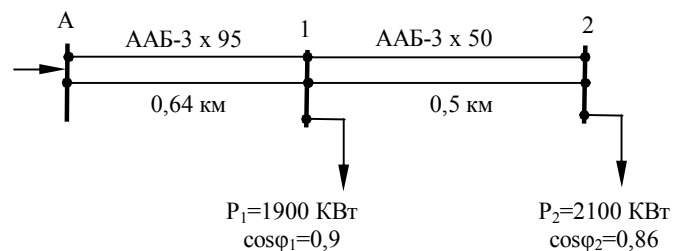


Рис.4.29

4.49. Электрическая сеть 10 кВ выполнена двухцепными кабельными линиями. Марки кабелей, длины участков, нагрузки трансформаторных пунктов и коэффициенты мощности указаны на рис. 4.29. Определить наибольшую потерю напряжения в сети.

4.50. Выдача мощности  $\underline{S} = 15 + j8$  МВ·А во внешнюю сеть осуществляется по двум линиям 35 кВ (рис.4.30): кабельной (3 x ААШВ-120) и воздушной (с проводом АС-70/11). Длина каждой ЛЭП 10 км. На питающей подстанции А установлены два повышающих трансформатора ТД-10000/35 с номинальной трансформацией. В узле А поддерживается напряжение 10,5 кВ. Выполнить расчет параметров установившегося режима электрической сети.

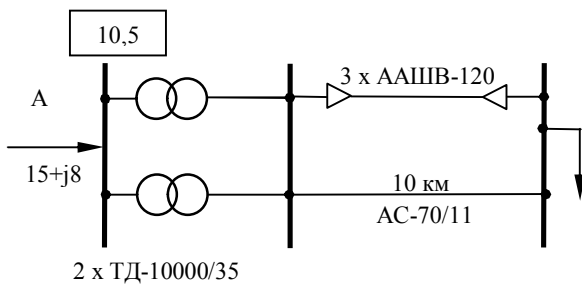


Рис. 4.30

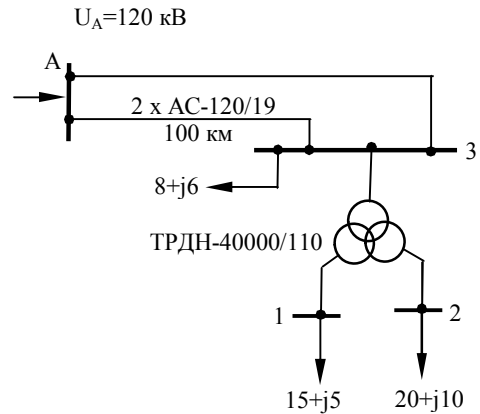


Рис. 4.31

4.51. Выполнить расчет установившегося режима электрической сети, схема которой приведена на рис 4.31. Нагрузки указаны в МВ·А, напряжение источника питания  $U_A=120$  кВ. Трансформатор приемной подстанции типа ТРДН-40000/110 работает с коэффициентом трансформации  $k_T=10,17$ .

4.52. Рассчитать установившийся режим сети, схема которой приведена на рис. 4.32. Напряжение на шинах ИП (узел А) равно 117,7 кВ. Длины участков, приведенные нагрузки подстанции (МВ·А) и марки проводов ВЛ указаны на схеме.

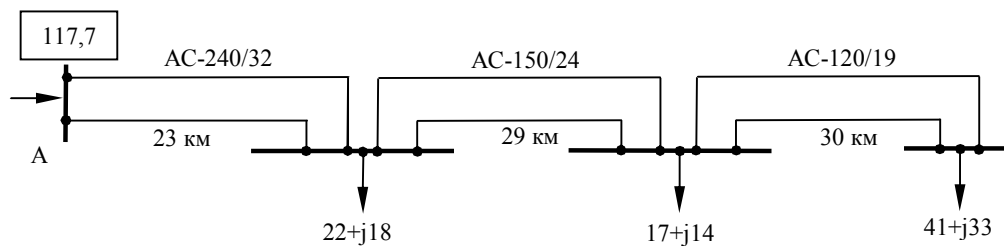


Рис. 4.32

### *Контрольные вопросы*

1. Какая разница между падением и потерей напряжения ?
2. Что понимается под параметрами режима и параметрами сети ?
3. Каков порядок расчета районной разомкнутой сети по "данным конца"?
4. В какой последовательности производится расчет местной разомкнутой сети?
5. Каков порядок расчета районной разомкнутой сети по "данным начала"?
6. В каких случаях можно пренебречь поперечной составляющей падения напряжения ?
7. Какие условия являются исходными для расчета режима электрической сети ?
8. Почему неучет различий напряжения в узлах схемы равносильен неучету потерь мощности на участках электрической сети ?
9. Как определяют потерю напряжения в линии с равномерно распределенной нагрузкой ?
10. Как определить величину наибольшей потери напряжения в разветвленной сети ?
11. Напишите выражения для продольной и поперечной составляющих падения напряжения при нагрузках, заданных током и мощностью.
12. С какой целью выполняют расчеты режимов электрических сетей?
13. Как вычислить продольную и поперечную составляющие падения напряжения для ВЛ 220 кВ, работающей на холостом ходу ?
14. Какие допущения применяют при расчете режимов электрических сетей с  $U_{\text{ном}} \leq 35 \text{ кВ}$  ?

## 5. РАСЧЕТЫ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Рабочий режим - условное установившееся электрическое состояние сети в некоторый момент времени - характеризуется параметрами режима, к которым относятся значения токов, напряжений и мощностей в любой точке схемы сети. К параметрам режима относят так же значения потерь мощности и напряжения.

Задачей расчета режима (или расчета потокораспределения) является определение параметров режима. Для анализа режимов электрических сетей, имеющих простую конфигурацию и схемы замещения которых насчитывают не более 10, ..., 15 узлов, разработаны простые и эффективные методы ручного расчета. Расчет режимов электрических сетей с более сложными схемами выполняется, как правило, на ЭВМ по имеющимся программам.

Расчет режима выполняется применительно к схеме замещения сети, для которой известными являются параметры схемы, расчетные нагрузки узлов и напряжения в отдельных пунктах сети. При выполнении расчётов вручную зарядные мощности ЛЭП, входящие в состав расчётных нагрузок узлов, определяются приближенно по среднеэксплуатационным значениям напряжений.

### 5.1. Расчеты режимов разомкнутых сетей

Для районных сетей "расчет по данным конца" выполняется по участкам сети, начиная с последнего  $n$ -го (рис. 5.1).

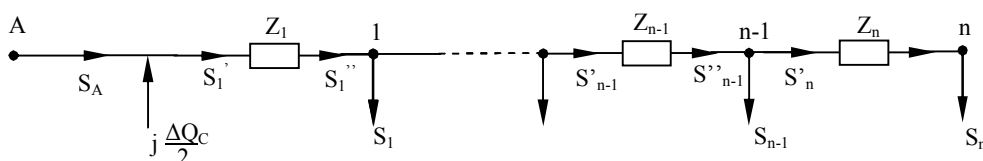


Рис. 5.1. Схема замещения разомкнутой сети

Для этого участка определяется напряжение начала ветви

$$U_{n-1} = \sqrt{(U_n + \Delta U_n)^2 + \delta U_n^2}, \text{ где продольная } \Delta U_n \text{ и поперечная } \delta U_n$$

составляющие падения напряжения

$$\Delta U_n = \frac{P_n R_n + Q_n X_n}{U_n}; \quad \delta U_n = \frac{P_n X_n - Q_n R_n}{U_n},$$

и потери мощности

$$\Delta P_n = \frac{P_n^2 + Q_n^2}{U_n^2} R_n; \quad \Delta Q_n = \frac{P_n^2 + Q_n^2}{U_n^2} X_n. \quad (5.1)$$

После этого определяются мощность в начале n-го участка  $S'_n = S_n + \Delta P_n + j\Delta Q_n$  и мощность в конце предыдущего, n-1-го участка:  $S''_{n-1} = S'_n + S_{n-1}$ . Затем находят потери мощности на участке n-1, напряжение и мощность в начале ветви n-1 и мощность в конце участка n-2 и т.д. Расчет заканчивается определением напряжения  $U_A$  и мощности  $S_A$ .

Расчет режима районной сети "по данным конца" ведется в

направлении от последнего участка к источнику питания, причем потоки мощностей в ветвях схемы (с учетом потерь мощности) и узловые напряжения определяются как взаимозависимые величины.

Приближенные расчеты режимов местных сетей выполняются в допущении равенства узловых напряжений номинальному значению. По этой причине узловые напряжения не вычисляются. Напомним, что схемы замещения местных сетей содержат только продольные элементы. Распределение мощностей в местной сети находят без учета потерь мощности, то есть потоки мощности в начале и конце каждой ветви принимаются одинаковыми. После этого по формулам (5.2) вычисляют потери напряжения  $\Delta U$  и потери мощности  $\Delta S$  в



каждой ветви схемы, используя номинальное значение напряжения и найденные ранее потоки мощности

$$\Delta U_i = \frac{P_i R_i + Q_i X_i}{U_{\text{ном}}}; \quad \Delta S_i = \frac{P_i^2 + Q_i^2}{U_{\text{ном}}^2} (R_i + jX_i), \quad (5.2)$$

где  $P_i$ ,  $Q_i$  - активная и реактивная мощности, передаваемые по  $i$ -ой ветви схемы;  $R_i$ ,  $X_i$  - активное и индуктивное сопротивления ветви  $i$ .

Расчет районной сети "по данным начала" выполняется итерационно. Предварительно для узлов 1, 2, ...,  $n-1$ ,  $n$  задают значения напряжений (обычно равные номинальному). Каждая итерация состоит из двух этапов.

На первом этапе, начиная с участка  $n$  (рис. 5.1), определяют по формулам (5.1) потери мощности в каждой ветви, потоки мощности в начале и конце участков. Первый этап заканчивается определением значений  $S'_1$  и  $S_A$ .

На втором этапе по найденным на первом этапе значениям потоков мощностей определяют падения напряжения по участкам, начиная с первого:  $U_1 = \sqrt{(U_A - \Delta U_1)^2 + \delta U_1^2}$ , где

$$\Delta U_1 = \frac{P'_1 R_1 + Q'_1 X_1}{U_A}; \quad \delta U_1 = \frac{P'_1 X_1 + Q'_1 R_1}{U_A}.$$

Второй этап заканчивается определением напряжения  $U_n$ . Если принятое предварительно и найденное на втором этапе значения  $U_n$  различаются незначительно, то "расчет по данным начала" закончен. Иначе выполняют вторую итерацию, но уже с уточненными на 1-й итерации значениями узловых напряжений.

## 5.2. Расчеты режимов замкнутых сетей

**К простым замкнутым относят кольцевые сети (рис. 5.2) и линии с двусторонним питанием (рис. 5.3). Если кольцевую схему разрезать по источнику питания А, то получится линия с двусторонним питанием и равными напряжениями источников. Поэтому расчет кольцевой сети представляет собой частный случай расчета режима линии с двусторонним питанием.**

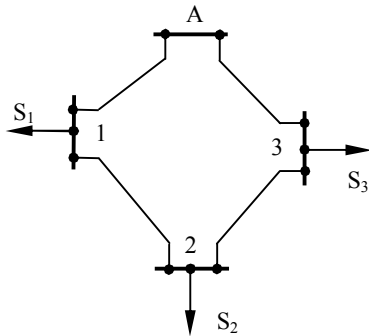


Рис. 5.2

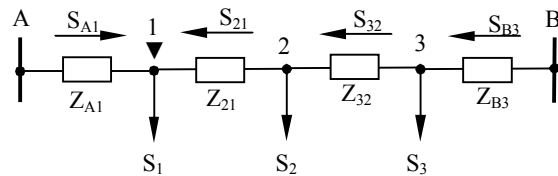


Рис. 5.3

Приведем порядок расчета замкнутой сети на примере схемы, представленной на рис. 5.3.

Расчет режима районной сети с двусторонним питанием и известными напряжениями источников  $\dot{U}_A$  и  $\dot{U}_B$  выполняется в следующей последовательности:

1. Определяют приближенное распределение мощностей сначала на головных, а затем и на остальных участках схемы сети. Потоки мощности (или токи) на головных участках определяют по "правилу моментов". Так для схемы на рис. 5.3

$$\dot{S}_{A1} = \frac{1}{Z_{AB}} \sum_{i=1}^3 \dot{S}_i^* Z_{iB} + \frac{U_A - U_B}{Z_{AB}} \dot{U}_A; \quad \dot{S}_{B3} = \frac{1}{Z_{AB}} \sum_{i=1}^3 \dot{S}_i^* Z_{iA} + \frac{U_B - U_A}{Z_{AB}} \dot{U}_B; \quad (5.3)$$

или

$$\dot{I}_{A1} = \frac{1}{Z_{AB}} \sum_{i=1}^3 \dot{I}_i \dot{Z}_{iB} + \frac{U_A - U_B}{\sqrt{3} Z_{AB}}; \quad \dot{I}_{B3} = \frac{1}{Z_{AB}} \sum_{i=1}^3 \dot{I}_i \dot{Z}_{iA} + \frac{U_B - U_A}{\sqrt{3} Z_{AB}}, \quad (5.4)$$

где  $Z_{AB}$  - суммарное сопротивление элементов сети от узла А до В;  $Z^*$  сопряженный комплекс сопротивления;  $Z_{iB}$  - суммарное сопротивление сети от узла  $i$  до источника питания В.

Если напряжения источников питания совпадают,  $U_A = U_B$ , то одной из проверок правильности проделанных вычислений служит выполнение условия  $S_{A1} + S_{B3} = S_1 + S_2 + S_3$ . Кроме того, при одинаковых сечениях на всех участках сети вместо сопротивлений в формулы (5.3) и (5.4) подставляются соответствующие длины.

На остальных участках сети приближенные значения мощностей определяют по первому закону Кирхгофа. Так, для схемы на рис. 5.3 условие баланса мощностей для узла 1 имеет вид:  $S_{A1} + S_{21} - S_1 = 0$ , откуда  $S_{21} = S_1 - S_{A1}$ . Аналогично вычисляют значение  $S_{32}$ .

2. Определяют точку потокораздела (узел 1 для схемы на рис. 5.3). Разрезают схему в этой точке и для полученных двух разомкнутых подсхем (рис. 5.4) выполняют расчеты "по данным начала". В итоге получают точные значения мощностей в ветвях схемы (с учетом потерь мощностей) и значения узловых напряжений.

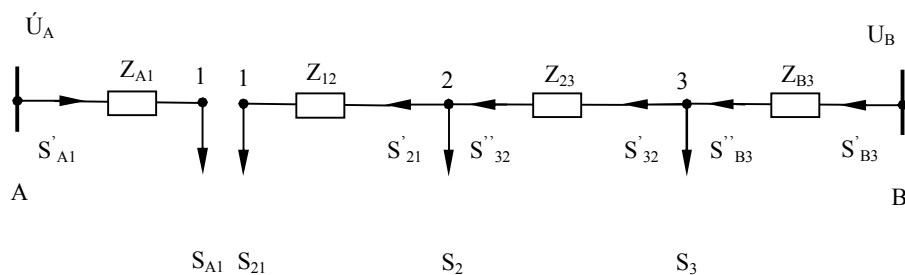


Рис. 5.4

Если в схеме окажутся две точки потокораздела, то ее разрезают в том узле, в котором, как предполагается, величина напряжения окажется наименьшей.

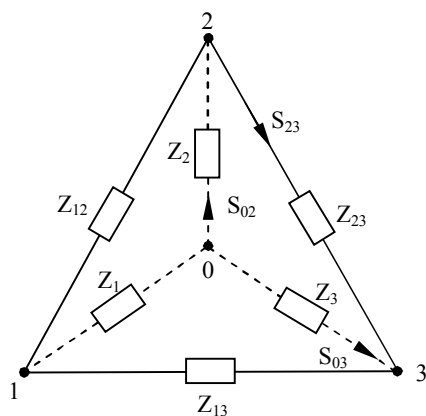
Таким образом, расчет режима районной замкнутой сети в отличие от расчета разомкнутой сети "по данным начала" включает подготовительный этап. Задачами этого этапа являются определение

точки потококораздела (по которой предстоит разрезать схему) и вычисление мощностей, стекающих к этой точке ( $S_{A1}$  и  $S_{21}$  на рис. 5.4).

Если рассчитывается режим местной сети с двусторонним питанием, то пункт 2, необходимый для уточнения приближенного потококораспределения, выполнять не нужно.

Приближенные расчеты режимов сложнзамкнутых сетей выполняются путем преобразования схем этих сетей к схеме с двухсторонним питанием, отыскания в последней потококораспределения с использованием "правила моментов" и обратного преобразования схемы. Точный расчет сложнзамкнутой сети даже небольшого размера очень трудоемок и выполняется на ЭВМ. Ниже приведены некоторые приемы преобразований в электрических сетях.

1. Преобразование треугольника сопротивлений в эквивалентную звезду (рис. 5.5):



$$\begin{aligned}
 Z_{12} &= Z_1 + Z_2 + Z_1 Z_2 / Z_3; \\
 Z_{13} &= Z_1 + Z_3 + Z_1 Z_3 / Z_2; \\
 Z_{23} &= Z_2 + Z_3 + Z_2 Z_3 / Z_1; \\
 Z_1 &= Z_{12} Z_{13} / Z_{\Delta}; \\
 Z_2 &= Z_{12} Z_{23} / Z_{\Delta}; \\
 Z_3 &= Z_{13} Z_{23} / Z_{\Delta},
 \end{aligned}
 \tag{5.5}$$

где  $Z_{\Delta} = Z_{12} + Z_{13} + Z_{23}$ .

Рис. 5.5

Если известны по величине и направлению потоки мощности в лучах звезды, то можно определить потоки мощности в ветвях треугольника. Для этого принимают произвольные направления потоков мощности в ветвях треугольника (например, направление

неизвестного потока мощности в ветви 3-2 на рис. 5.5 приняли от узла 2 к узлу 3). Разность потенциалов между узлами 2 и 3 для схемы на рис. 5.5 одинакова как для звезды, так и для треугольника. Это позволяет для фиктивного контура 0-2-3-0 записать уравнение по 2-му закону Кирхгофа, которое при неучете потерь мощности имеет вид

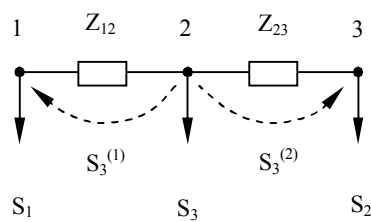
$$\dot{S}_{23}^* Z_{23} - \dot{S}_{03}^* Z_3 + \dot{S}_{02}^* Z_2 = 0,$$

откуда и определяется значение  $S_{23}$ . Мощность в остальных ветвях треугольника определяются аналогично.

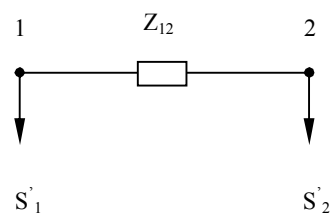
## 2. Перенос нагрузки в соседние узлы схемы.

На рис. 5.6, б показана схема, полученная в результате переноса нагрузки  $S_3$  (рис. 5.6, а) в соседние узлы 1 и 2. При этом

$$S_3^{(1)} = S_3 \frac{Z_{23}}{Z_{23} + Z_{13}}; \quad S_3^{(2)} = S_3 \frac{Z_{13}}{Z_{23} + Z_{13}}; \quad Z_{12} = Z_{13} + Z_{23}; \quad S_1' = S_1 + S_3^{(1)}; \quad S_2' = S_2 + S_3^{(2)}.$$



а)

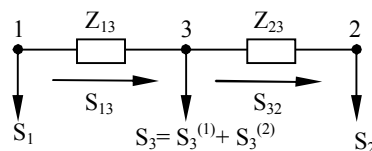
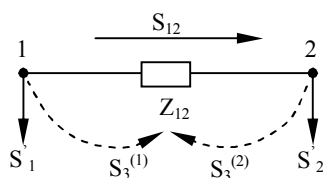


б)

Рис. 5.6

На рис. 5.7 показано как выполняется возврат ранее разнесенной в узлы 1 и 2 нагрузки  $S_3$ . Определение потоков мощности в ветвях исходной схемы производят по формулам:

$$S_{13} = S_{12} + S_3^{(1)}; \quad S_{32} = S_{12} - S_3^{(2)}.$$



а)

б)

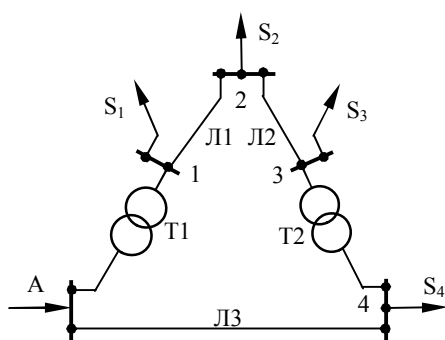
Рис. 5.7

### 5.3 Расчеты режимов кольцевых сетей с двумя номинальными напряжениями

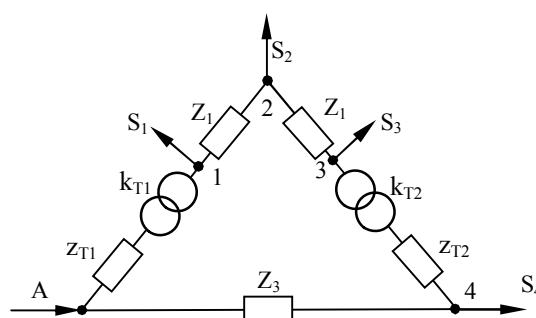
**Порядок приближенного расчета режима изложим применительно к схеме сети на рис. 5.8.**

1. Все сопротивления схемы замещения сети приводятся к единому базисному напряжению  $U_{\text{баз}}$ . Если сопротивление  $Z$  какого-либо элемента схемы замещения было определено для напряжения  $U_{\text{ном}}$ , то приведение этого сопротивления к базисным условиям выполняется по формуле

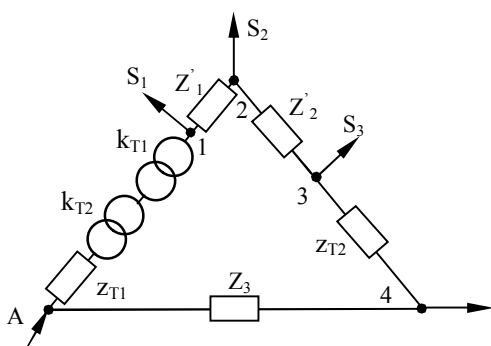
$$Z' = Z(U_{\text{баз}}/U_{\text{ном}})^2.$$



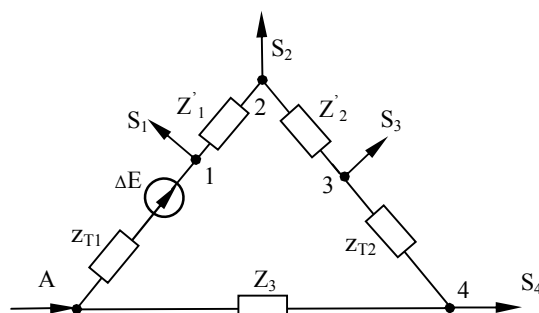
а) однолинейная схема сети



б) расчетная схема замещения сети с действительными параметрами



в) расчетная схема замещения с параметрами, приведенными к базисному напряжению



г) расчетная схема замещения с некомпенсированной ЭДС трансформаторов

Рис. 5.8

На рис. 5.8, б сопротивления  $Z_1$  и  $Z_2$  определены для напряжения  $U_{ном}$ , остальные сопротивления - для  $U_{баз}$ . На рис. 5.8, в сопротивления всех элементов приведены к напряжению  $U_{баз}$ .

2. Используя (5.6), определяют приближенное значение ЭДС  $\Delta E$ , обусловленную различием коэффициентов трансформации трансформаторов

$$\Delta E = U_{баз} \left( 1 - \frac{\dot{k}_{T1}}{\dot{k}_{T2}} \right), \quad (5.6)$$

где  $k_{T1}$  и  $k_{T2}$  - комплексные коэффициенты трансформации, значения которых по модулю больше единицы.

3. Без учета  $\Delta E$  определяют по "правилу моментов" мощности в кольцевой сети как для линии с двусторонним питанием и равными напряжениями источников питания.

4. Вычисляют значение уравнивающей мощности  $\dot{S}_{ур}$ , обусловленной нескомпенсированной ЭДС:  $\dot{S}_{ур} = U_{баз} \Delta E^* / Z_{\Sigma}^*$ , где  $Z_{\Sigma}$  - суммарное сопротивление кольцевой сети. Для схемы на рис.5.8, г.  $Z_{\Sigma} = Z_{T1} + Z'_1 + Z'_2 + Z_{T2} + Z_3$ .

5. Суммированием потоков мощности, определенных в п.3, с уравнивающим потоком  $S_{ур}$  получают окончательное потокораспределение.

#### 5.4. Расчеты рабочих режимов электрических сетей на ЭВМ

Примем, что схема замещения сети, режим которой предстоит рассчитать, имеет  $n+1$  узлов. Известны активные и реактивные нагрузки всех узлов, кроме  $n+1$ -го. Эти узлы называются расчетными. Если в каком-либо расчетном узле мощность не потребляется, а генерируется, то значение нагрузки этого узла принимается

отрицательным. Последний номер  $n+1$  присваивается балансирующему узлу, для которого задают только модуль напряжения  $U_{\text{баз}}$ .

Для расчетных узлов с номерами  $i=1, \dots, n$  можно записать уравнения балансов токов по первому закону Кирхгофа. Ток в произвольной ветви  $i$ - $k$  схемы (рис. 5.9) определяется по формуле

$$\dot{I}_{ik} = \frac{\dot{U}_i - \dot{U}_k}{\sqrt{3}} \dot{Y}_{ik} = \dot{I}'_{ik} + j\dot{I}''_{ik}, \text{ где проводимость } \dot{Y}_{ik} = g_{ik} - jb_{ik} \text{ вычисляют}$$

через сопротивления ветви

$$g_{ik} = \frac{R_{ik}}{R_{ik}^2 + X_{ik}^2}; \quad b_{ik} = \frac{X_{ik}}{R_{ik}^2 + X_{ik}^2}, \quad (5.7)$$

а вещественную  $\dot{I}'_{ik}$  и мнимую  $\dot{I}''_{ik}$  составляющие тока - по формулам:

$$\begin{aligned} \dot{I}'_{ik} &= \frac{1}{\sqrt{3}} \left[ g_{ik} (U'_i - U'_k) + b_{ik} (U''_i - U''_k) \right]; \\ \dot{I}''_{ik} &= \frac{1}{\sqrt{3}} \left[ g_{ik} (U''_i - U''_k) - b_{ik} (U'_i - U'_k) \right]. \end{aligned} \quad (5.8)$$

Условимся, что взаимная проводимость узлов  $i$  и  $k$  равна проводимости ветви  $i$ - $k$  и вычисляется по формулам (5.7). Собственная проводимость узла  $i$  равна взятой с обратным знаком сумме проводимостей ветвей, связанных с узлом  $i$ . К примеру, собственная проводимость узла  $i$  (рис. 5.10) определяется по формуле

$$\dot{Y}_{ii} = - \left( \dot{Y}_{i1} + \dot{Y}_{i2} + \dots + \dot{Y}_{in} + \dot{Y}_{in+1} + \dot{Y}_{i0} \right), \text{ где } \dot{Y}_{in+1} - \text{взаимная проводимость}$$

между  $i$ -м и  $n+1$ -м (балансирующим) узлами;  $\dot{Y}_{i0}$  - проводимость узла  $i$  на землю.



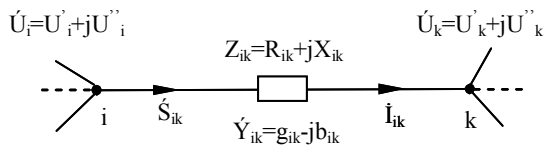


Рис. 5.9

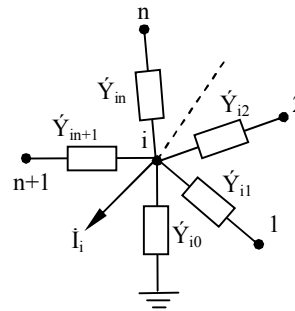


Рис. 5.10

Если учесть, что задающий ток узла  $i$  равен  $\dot{I}_i = \frac{\dot{S}_i^*}{\sqrt{3} U_i} = \frac{P_i - jQ_i}{\sqrt{3} U_i}$ ,

то уравнение баланса токов для любого из расчетных узлов имеет вид:

$$\dot{Y}_{i1}\dot{U}_1 + \dot{Y}_{i2}\dot{U}_2 + \dots + \dot{Y}_{in}\dot{U}_n = \frac{\dot{S}_i^*}{U_i} - U_{\text{баз}} Y_{in+1}, \quad i=1, 2, \dots, n. \quad (5.9)$$

Система нелинейных (относительно узловых напряжений) уравнений (5.9) решается численными методами, наиболее эффективным среди которых является метод Ньютона-Рафсона. Подробно этот и другие методы численного решения систем нелинейных уравнений установившегося режима рассматриваются в курсе "Математические задачи энергетики".

**Ниже излагаются лишь некоторые способы расчета приближенного потокораспределения. Рассмотрим три случая:**

1. Если схема замещения электрической сети содержит проводимости на землю, то систему (5.9) можно представить в

матричной форме  $\begin{pmatrix} G & B \\ B & -G \end{pmatrix} \begin{pmatrix} U' \\ U'' \end{pmatrix} = \frac{1}{U_{\text{баз}}} \begin{pmatrix} P \\ Q \end{pmatrix} - U_{\text{баз}} \begin{pmatrix} G_{n+1} \\ B_{n+1} \end{pmatrix}$ , или в

развернутом виде (5.10).

Если расчет режима выполняется целиком на ЭВМ, то матрица узловых проводимостей и вектор правых частей в (5.10) формируются программно на основе исходных данных о топологии сети, сопротивлениях ветвей и нагрузках узлов. Когда в специальном математическом обеспечении компьютера программ потокораспределения нет, то матрица коэффициентов и векторы правых частей формируются вручную, а система (5.10) решается на ЭВМ по одной из стандартных программ.

$$\begin{array}{|c|c|c|c|c|c|c|c|} \hline g_{11} & g_{12} & \dots & g_{1n} & b_{11} & b_{12} & \dots & b_{1n} \\ \hline g_{21} & g_{22} & \dots & g_{2n} & b_{21} & b_{22} & \dots & b_{2n} \\ \hline \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots & \dots \\ \hline g_{n1} & g_{n2} & \dots & g_{nn} & b_{n1} & b_{n2} & \dots & b_{nn} \\ \hline \end{array} \times \begin{array}{|c|} \hline U'_1 \\ \hline U'_2 \\ \hline \dots \\ \hline U'_n \\ \hline \end{array} = \frac{1}{U_{\text{баз}}} \begin{array}{|c|} \hline P_1 \\ \hline P_2 \\ \hline \dots \\ \hline P_n \\ \hline \end{array} - U_{\text{баз}} \begin{array}{|c|} \hline g_{1n+1} \\ \hline g_{2n+1} \\ \hline \dots \\ \hline g_{nn+1} \\ \hline \end{array} + \begin{array}{|c|} \hline U''_1 \\ \hline U''_2 \\ \hline \dots \\ \hline U''_n \\ \hline \end{array} \begin{array}{|c|} \hline Q_1 \\ \hline Q_2 \\ \hline \dots \\ \hline Q_n \\ \hline \end{array} + \begin{array}{|c|} \hline b_{1n+1} \\ \hline b_{2n+1} \\ \hline \dots \\ \hline b_{nn+1} \\ \hline \end{array} \quad (5.10)$$

Решением системы (5.10) является вектор узловых напряжений, на основе которых вычисляют потоки мощности, токи, потери мощности и напряжения в ветвях схемы замещения сети.

2. Если схема замещения сети не содержит проводимостей на землю, то расчет потокораспределения упрощается, если в (5.9) принять потенциал балансирующего узла равным нулю. Тогда, решая систему линейных уравнений

$$\begin{pmatrix} G & B \\ B & -G \end{pmatrix} \begin{pmatrix} E' \\ E'' \end{pmatrix} = \frac{1}{U_{\text{баз}}} \begin{pmatrix} P \\ Q \end{pmatrix}, \quad (5.11)$$

определяют вектор узловых потенциалов  $E^T = (E' \ E'')$ , а напряжение любого узла получают как

$$\dot{U}_K = (E'_K + jE''_K) + U_{\text{баз}}, \quad (5.12)$$

где  $E'_K$  и  $E''_K$  - k-е элементы подвекторов  $E'$  и  $E''$  в (5.11).

3. Если сеть однородна (или принимается таковой) и ее схема замещения не содержит проводимостей на землю, то расчет приближенного потокораспределения значительно упрощается. Вместо одной системы (5.11), состоящей из  $2n$  уравнений, для определения вещественных  $(E')$  и мнимых  $(E'')$  составляющих узловых потенциалов достаточно решить две системы (5.13) и (5.14), каждая из которых содержит по  $n$  уравнений. Системы (5.13) и (5.14) различаются между собой только правыми частями

$$AE' = \frac{1}{U_{\text{баз}}} P; \quad (5.13)$$

$$AE'' = -\frac{1}{U_{\text{баз}}} Q, \quad (5.14)$$

где  $A$  - симметричная матрица размером  $n \times n$ . Для трехузловой схемы (узел 3 - балансирующий), изображенной на рис. 5.11, матрица  $A$  имеет структуру, представленную на рис. 5.12.

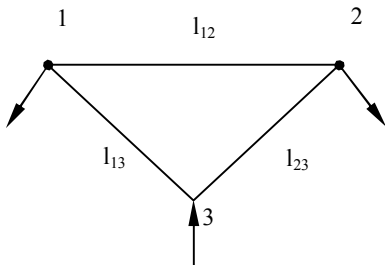


Рис. 5.11

$-\left(\frac{1}{l_{12}} + \frac{1}{l_{13}}\right)$	$\frac{1}{l_{12}}$
$\frac{1}{l_{12}}$	$-\left(\frac{1}{l_{12}} + \frac{1}{l_{23}}\right)$

Рис. 5.12

Другими словами, матрица  $A$  формируется как и матрицы узловых

проводимостей  $G$  и  $B$ , но вместо проводимостей  $g_{ij}$  или  $b_{ij}$  подставляются значения  $1/l_{ij}$ .

После решения систем (5.13) и (5.14) узловые напряжения вычисляются по формуле (5.12).

Как только определены узловые напряжения, для любой ветви  $i-k$ , ток вычисляют по соотношениям (5.8), поток мощности  $S_{ik}=P_{ik}+jQ_{ik}$  рассчитывают по формулам:

$$\left. \begin{aligned} P_{ik} &= U_{\text{БАЗ}} \left[ g_{ik} (U'_i - U'_k) + b_{ik} (U''_i - U''_k) \right]; \\ Q_{ik} &= U_{\text{БАЗ}} \left[ b_{ik} (U'_i - U'_k) - g_{ik} (U''_i - U''_k) \right]; \end{aligned} \right\} \quad (5.15)$$

а потери мощности  $\Delta S_{ik}=\Delta P_{ik}+j\Delta Q_{ik}$  - по формулам:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{ik} &= g_{ik} \left[ (U'_i - U'_k)^2 + (U''_i - U''_k)^2 \right]; \\ \Delta Q_{ik} &= b_{ik} \left[ (U'_i - U'_k)^2 + (U''_i - U''_k)^2 \right]. \end{aligned} \right\} \quad (5.16)$$

Отметим, что результат не изменится, если в формулы (5.8), (5.15) и (5.16) вместо вещественных  $(U')$  и мнимых  $(U'')$  составляющих напряжений подставить значения вещественных  $(E')$  и мнимых  $(E'')$  составляющих узловых потенциалов.

Если в любом из изложенных способов расчета режимов напряжение балансирующего узла  $U_{\text{баз}}$  не задано, то оно принимается равным номинальному напряжению сети.

### 5.5 Примеры решения задач

**Пример 5.5.1.** Потребитель, ток которого 240 А и коэффициент мощности  $\cos\varphi = 0.8$ , питается по двум линиям 10 кВ. Одна линия

воздушная, выполнена проводом АС-95/16 протяженностью 5 км; другая линия кабельная, выполнена кабелем 3хАПВВ-150, протяженностью 2 км. Определить нагрузку каждой линии, а так же потери напряжения в нормальном и аварийном режимах, если напряжения пунктов питания одинаковы.

**Решение.** По приложениям П1.14, П1.15 и П1.8 определяем погонные сопротивления: для кабеля  $r_0 = 0,206$  Ом/км,  $x_0 = 0,164$  Ом/км (при горизонтальной укладке трех одножильных кабелей в траншее); для ВЛ  $r_0 = 0,306$  Ом/км,  $x_0 = 0,329$  Ом/км (для  $D_{ср} = 1$  м). Вычисляем сопротивление линий:

$$\underline{Z}_k = (r_0 + jx_0)l_k = (0,206 + j0,164) \cdot 2 = 0,412 + j0,308 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_B = (r_0 + jx_0)l_B = (0,306 + j0,329) \cdot 5 = 1,53 + j1,654 \text{ Ом}.$$

Комплексное значение тока нагрузки определяем как

$$\underline{I} = I(\cos \varphi - j \sin \varphi) = 240(0,8 - j0,6) = 192 - j144 \text{ А}.$$

Найденные величины укажем на схеме (рис 5.13).

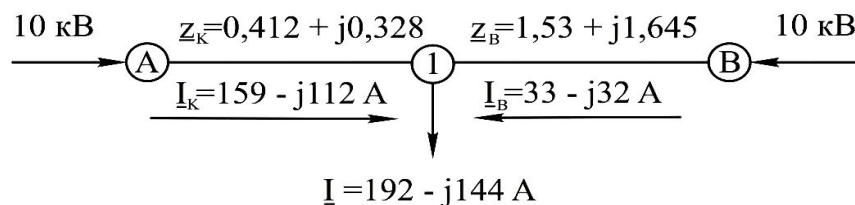


Рис. 5.13

Сопротивление  $\underline{Z}_{AB} = \underline{Z}_k + \underline{Z}_B = (0,412 + j0,328) + (1,53 + j1,654) = 1,942 + j1,973$  Ом.

Нагрузку линии определяем по «правилу моментов», которое в данном примере совпадает с правилом нахождения токов в параллельных ветвях:

$$\underline{I}_k = \underline{I} \cdot \underline{Z}_B / \underline{Z}_{AB} = (192 - j144)(1,53 + j1,645) / (1,942 + j1,973) = 159 - j112 \text{ А};$$

$$\underline{I}_B = \underline{I} \cdot \underline{Z}_k / \underline{Z}_{AB} = (192 - j144)(0,412 + j0,328) / (1,942 + j1,973) = 33 - j32 \text{ А}.$$

Выполняя проверку  $I_K + I_B = I$  или  $(159 - j112) + (33 - j32) = 192 - j144$  А, убеждаемся в соблюдении балансов токов в узле 1. Значения токов линии указаны на рис. 5.13.

Наибольшая потеря напряжения определяется от источника питания до точки потоко раздела (узел 1). В примере  $\Delta U_{A1} = \Delta U_{B1}$ , поэтому достаточно определить потерю напряжения для одного из участков, например для кабельной линии:

$$\Delta U_{A1} = \sqrt{3} (I'_{A1} R_{A1} + I''_{A1} X) = \sqrt{3} (159 \cdot 0,412 + 112 \cdot 0,328) = 177 \text{ В, где } I'_{A1}, I''_{A1} - \text{активный и реактивный токи участка А - 1.}$$

В качестве аварийного рассмотрим случай, при котором потеря напряжения окажется наибольшей – отключение кабельной линии:

$$\Delta U_{B1}^{ab} = \sqrt{3} (I'_1 R_{B1} + I''_1 X_{B1}) = \sqrt{3} (192 \cdot 1,53 + 144 \cdot 1,645) = 919 \text{ В.}$$

В аварийном режиме потеря напряжения возросла с 1,77% до 9,19%, т.е. увеличилось на 7,42% (от  $U_{ном}$ ).

**Пример 5.5.2.** Найти приближенное распределение мощностей в сети, схема которой приведена на рис. 5.14. Линии выполнены проводами АС-185/29 ( $r_0 = 0,162$  Ом/км,  $x_0 = 0,413$  Ом/км,  $b_0 = 2,9$  мкСм/км). Приведенные к шинам 110 кВ нагрузки подстанций (МВ·А) и длины участков (км) указаны на схеме. Расчеты выполнить для случаев: 1. Напряжения источников питания одинаковы ( $U_a = U_b$ ); 2. Напряжения различаются, при этом  $U_a = 114$  кВ, а  $U_b = 112$  кВ.

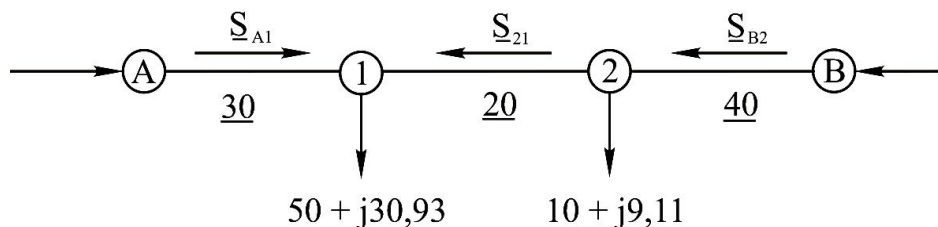


Рис. 5.14

**Решение.** Определяем зарядные мощности участков, используя среднее для сети напряжение  $U = (U_a + U_b)/2 = (114+112)/2 = 113\text{кВ}$ :

$$Q_{A1}^c = U^2 b_{01A1} = (113)^2 2,9 \cdot 10^{-6} \cdot 30 = 1,12 \text{ МВар}.$$

Для других участков получим:  $Q_{12}^c = 0,74 \text{ МВар}$ ;  $Q_{B2}^c = 1,48 \text{ МВар}$ .

Расчетные нагрузки подстанций 1 и 2 равны:

$$\underline{S}_1 = \underline{S}_{\text{пр1}} - j0,5(Q_{A1}^c + Q_{12}^c) = 50 + j30,93 - j0,5(1,12 + 0,74) = 50 + j30 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\underline{S}_2 = \underline{S}_{\text{пр2}} - j0,5(Q_{12}^c + Q_{B2}^c) = 10 + j9,11 - j0,5(0,74 + 1,48) = 10 + j8 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Общее сопротивление сети  $\underline{Z}_{AB}$  определим как

$$\underline{Z}_{AB} = (r_0 + jx_0)l_{AB} = (0,162 + j0,413)90 = 14,6 + j37,2 \text{ Ом}.$$

Случай 1. Напряжения источников А и В одинаковы. Мощность головного участка  $\underline{S}'_{A1}$  определяем по «правилу моментов» для однородных сетей:

$$\underline{S}'_{A1} = (\underline{S}_1 l_{1B} + \underline{S}_2 l_{2b})/l_{AB} = [(50 + j30)60 + (10 + j8)40]/90 = 37,8 + j23,6 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Нагрузки остальных участков определим, используя 1-ый закон Кирхгофа в форме узловых балансов мощностей:

$$\underline{S}'_{21} = \underline{S}_1 - \underline{S}'_{A1} = (50 + j30) - (37,8 + j23,6) = 12,2 + j6,4 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\underline{S}'_{B2} = \underline{S}_2 + \underline{S}'_{21} = (10 + j8) + (12,2 + j6,4) = 22,2 + j14,4 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Найденное распределение мощностей в сети является экономичным.

Вычислим наибольшую потерю напряжения в сети:

$$\Delta U'_{\text{max}} = \Delta U'_{A1} = (P'_{A1} r_0 + Q'_{A1} x_0)l_{A1}/U_A = (37,8 \cdot 0,162 + 23,6 \cdot 0,413)30/114 = 4,2 \text{ кВ}.$$

Случай 2. Напряжения  $U_a = 114 \text{ кВ}$ ;  $U_b = 112 \text{ кВ}$ ; в сети (от А к В) протекает уравнивающая мощность, которая накладывается на ранее найденное потокораспределение.

Уравнивающую мощность вычисляем по формуле

$$\underline{S}_{\text{ур}} = U(U_a - U_b)/\underline{Z}_{AB}^* = 113(114 - 112)/(14,6 - j37,2) = 2,1 + j5,2 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Нагрузку головного участка А-1 определим как

$$\underline{S}_{A1} = \underline{S}'_{A1} + \underline{S}_{\text{ур}} = (37,8 + j23,6) + (2,1 + j5,2) = 39,9 + j28,8 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Мощность других участков найдем, используя либо 1-й закон Кирхгофа, либо применяя правило наложения. Например,

$$\underline{S}_{21} = \underline{S}_1 - \underline{S}_{A1} = (50+j30)-(39,9+j28,8) = 10,1+j1,2 \text{ МВ}\cdot\text{А или}$$

$$\underline{S}_{21} = \underline{S}'_{21} - \underline{S}_{ур} = (12,2+j6,4) - (2,1+j5,2) = 10,1+j1,2 \text{ МВ}\cdot\text{А.}$$

Аналогично определяется  $\underline{S}_{B2} = 20,1+j9,2 \text{ МВ}\cdot\text{А}$ . Приближенное распределение мощностей для случая 2 и расчетные нагрузки подстанций 1 и 2 (МВ.А) приведены на рис. 5.15.

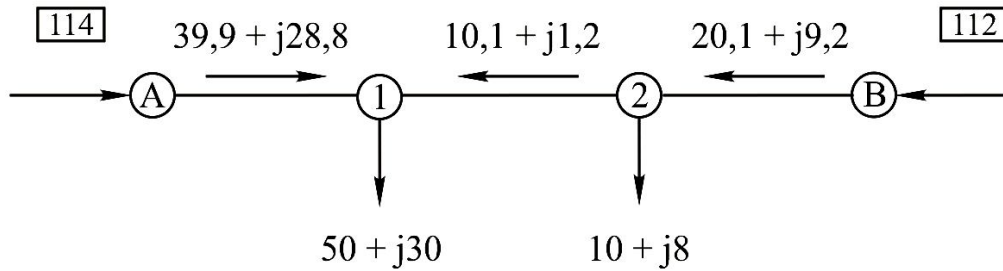


Рис. 5.15

Наибольшая потеря напряжения в сети равна

$$\Delta U_{\max} = \Delta U_{A1} = (P_{A1}r_0 + Q_{A1}x_0)l_{A1}/U_A = (39,9 \cdot 0,162 + 23,6 \cdot 0,413)30/114 = 4,8 \text{ кВ.}$$

Появление  $\underline{S}_{ур}$  в однородной сети (из-за разницы напряжении питающих пунктов) увеличивает не только нагрузочные потери мощности, но и ведет к росту потерь напряжения (с 4,2 до 4,8 кВ).

**Пример 5.5.3.** Определить приближенное распределение мощностей в сети 110 кВ. Нагрузки подстанции (МВ.А) и длин участков (км) указаны на схеме (рис. 5.16.).



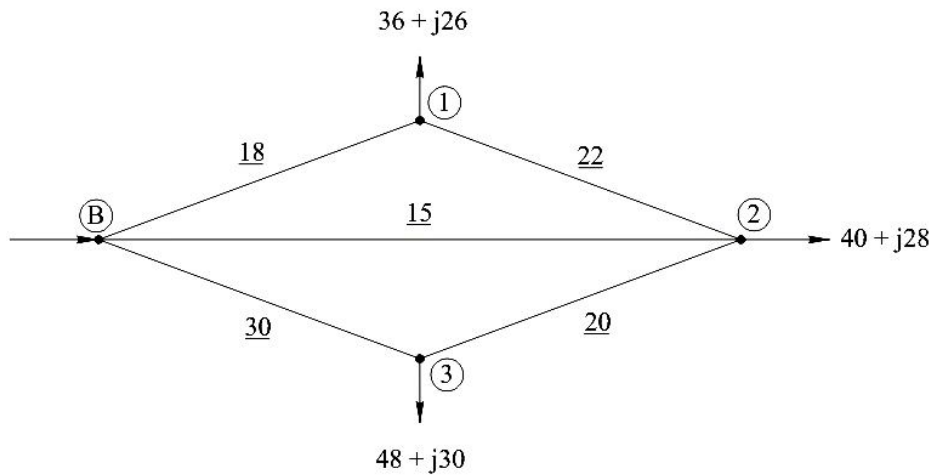


Рис. 5.16

**Решение.** Примем потенциал  $\underline{E}_B = E'_B + jE''_B$  узла В равным нулю. Потенциалы остальных узлов определяем из решения системы линейных уравнений вида  $A\underline{E}' = \underline{P}$  и  $A\underline{E}'' = \underline{Q}$ , где векторы  $\underline{P} = (P_1; P_2; P_3)^t = (36; 40; 48)^t$  и  $\underline{Q} = (Q_1; Q_2; Q_3)^t = (26; 28; 30)^t$  в качестве своих элементов содержат значения активных и реактивных нагрузок узлов. Генерацию в каком-либо узле можно было бы считать отрицательной нагрузкой. Векторы  $\underline{E}' = (E'_1; E'_2; E'_3)^t$  и  $\underline{E}'' = (E''_1; E''_2; E''_3)^t$  представляют массивы вещественных (продольных) и мнимых (поперечных) составляющих узловых потенциалов. Матрица  $A$  является аналогом матрицы узловых проводимостей (см. рис. 5.11 и 5.12). Для схемы по рис. 5.16. матрица  $A$  формируется в виде

$$A = \begin{array}{|c|c|c|} \hline -(1/l_{1B} + 1/l_{12}) & 1/l_{12} & 0 \\ \hline 1/l_{12} & -(1/l_{21} + 1/l_{B2} + 1/l_{23}) & 1/l_{23} \\ \hline 0 & 1/l_{32} & -(1/l_{3B} + 1/l_{32}) \\ \hline \end{array}$$

Подставляя значения длин участков в эту форму, запишем уравнение режима  $A\underline{E}' = \underline{P}$  и  $A\underline{E}'' = \underline{Q}$  в числовом виде:

$$\begin{pmatrix} -0,101 & 0,045 & 0 \\ 0,045 & -0,162 & 0,05 \\ 0 & 0,05 & -0,083 \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} E_1' \\ E_2' \\ E_3' \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 36 \\ 40 \\ 48 \end{pmatrix} \text{ и } \begin{pmatrix} -0,101 & 0,045 & 0 \\ 0,045 & -0,162 & 0,05 \\ 0 & 0,05 & -0,083 \end{pmatrix} \times \begin{pmatrix} E_1'' \\ E_2'' \\ E_3'' \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} 26 \\ 28 \\ 30 \end{pmatrix}$$

Решая эти системы, получим  $E' = (-699; -761; -1033)^t$  и  $E'' = (-490; -517; -670)^t$ .

Для любой  $i$ - $j$ -ой ветви схемы перетоки активной ( $P_{ij}$ ) и реактивной ( $Q_{ij}$ ) мощности вычисляем по формулам  $P_{ij} = (E_i' - E_j')/L_{ij}$  и  $Q_{ij} = (E_i'' - E_j'')/L_{ij}$ .

Например, для ветви В-1 получим:

$$P_{B1} = (E_B' - E_1')/L_{B1} = (0 + 699)/18 = 38,8 \text{ МВт},$$

$$Q_{B1} = (E_B'' - E_1'')/L_{B1} = (0 + 490)/18 = 27,2 \text{ Мвар}.$$

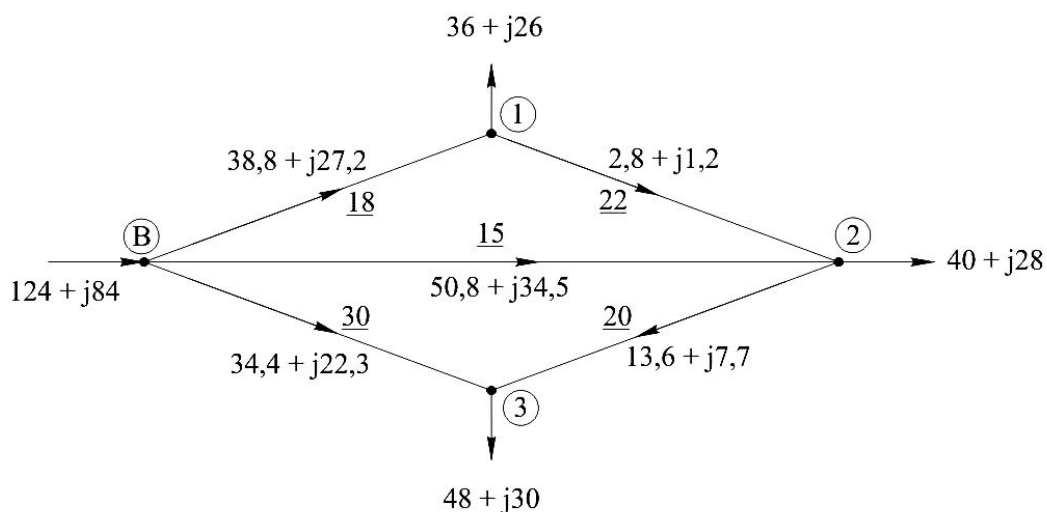


Рис. 5.17

Результат вычисления потоков мощностей остальных участков указаны на схеме (рис. 5.17). Нагрузка узла В определяется как сумма мощностей по отходящим линиям или как сумма нагрузок расчетных узлов 1, 2 и 3. Проверка правильности найденного потокораспределения, помимо соблюдения балансов мощностей в узлах, выполняется по 2-му закону Кирхгофа и сводится к установлению для контуров схемы условий:  $\sum P_{ij} L_{ij} = 0$ ;  $\sum Q_{ij} L_{ij} = 0$ , где  $P_{ij}$ ,  $Q_{ij}$  - активная и реактивная мощности участка  $ij$ , значения

которых принимаются со знаком «+» при совпадении направлений мощностей с направлением обхода контура.

**Пример 5.5.4.** На подстанции параллельно включены два автотрансформатора АДЦТН-63000/220/110, один из которых работает с регулировочным ответвлением  $n_1 = 4$ , другой – с  $n_2 = 2$ . Вводы НН АТ отключены (рис. 5.18.). Максимальная нагрузка на шинах 110 кВ подстанции равна  $\underline{S}_\Sigma = 90 + j62$  МВ.А. Для годового графика нагрузки АТ время потерь составляет  $\tau = 3000$  ч. Сравнить значения потерь напряжения и потерь электроэнергии в АТ для случаев одинаковых и различающихся коэффициентов трансформации автотрансформаторов.

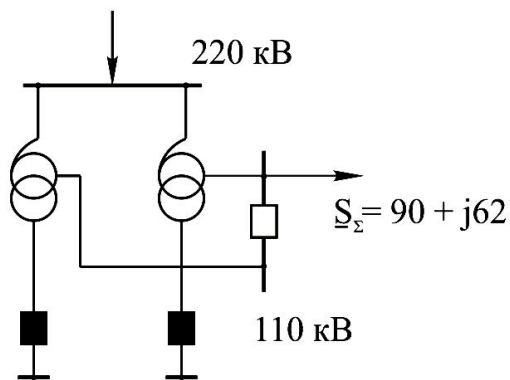


Рис. 5.18

**Решение.** По приложению П.2.6 для АДЦТН-63000/220 принимаем:  $U_{вн} = 230$  кВ;  $U_{сн} = 121$ кВ; регулирование напряжения осуществляется на линейных выводах обмотки СН в диапазоне  $6 \pm 2\%$ . Сопротивления обмоток приведенных к напряжению 230 кВ, равны:  $\underline{Z}_{вн} = 1,43 + j104$  Ом;  $\underline{Z}_{сн} = 1,43 - j11,6$  Ом.

Вычислим коэффициент трансформации АТ-1:

$$k_1 = \frac{U_{ВН}}{U_{СН}(1 + n_1 E)} = \frac{230}{121(1 + 4 \cdot 0,02)} = 1,76, \text{ где } E=0,02 - \text{ ступень}$$

регулирования, о.е. Аналогично для АТ-2 получим  $k_2=1,828$ .

Сложим последовательно сопротивления  $\underline{Z}_{ВН}$  и  $\underline{Z}_{СН}$  и укажем результат вычисления на схеме (рис. 5.19.). Примем для определенности, что напряжение на шинах ВН на подстанции равно 220 кВ.

**Случай 1.** ( $K_1 = K_2$ ).

Автотрансформаторы загружены одинаково, т.е.  $\underline{S}'_1 = \underline{S}'_2 = 45 + j31$  МВ·А.

Потери активной мощности для обоих АТ в сумме составляют

$$\Delta P'_{\max_1} = (P_{\Sigma}^2 + Q_{\Sigma}^2) \cdot R_{\text{экв}} / U^2 = (90^2 + 62^2) (2,86/2) / 220^2 \cdot 10^3 = 353 \text{ кВт.}$$

Годовые потери электроэнергии в двух АТ вычислим как

$$\Delta A_1 = \Delta P_{\max_1} \tau = 353 \cdot 3000 = 1059 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч.}$$

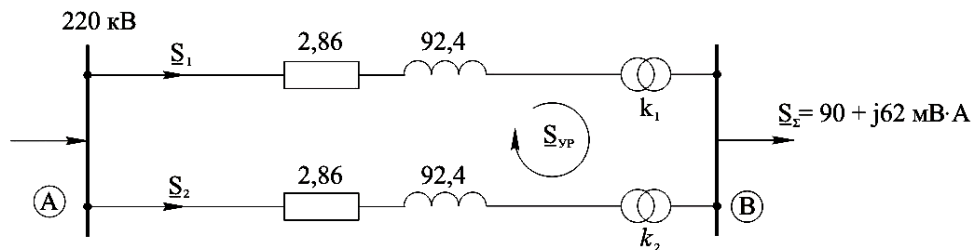


Рис. 5.19

Оценим потерю напряжения в автотрансформаторах приближенно, без учета влияния на нее поперечной составляющей падения напряжения, и определим напряжение на шинах 110 кВ подстанции:

$$U_{ВН} = \frac{(U_A - (P'_1 R + Q'_1 X) / U_A)}{k_1} = \frac{(220 - (45 \cdot 2,86 + 31 \cdot 92,4) / 220)}{1,76} = 117,3 \text{ кВ.}$$

**Случай 2.** ( $k_1 \neq k_2$ )

Вычислим значение уравнивающей мощности, которая изменяет найденную в случае 1 загрузку автотрансформаторов:

$$\underline{S}_{\text{ур}} = \frac{U_A \Delta E}{Z_{\Sigma}} = \frac{U_A^2 (1 - k_1/k_2)}{(5,72 - j184,8)} = 0,3 + j9,7 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

где  $\Delta E = U_A(1 - k_1/k_2)$  – добавочная э.д.с., обусловленная различием коэффициентов трансформации;  $Z_{\Sigma}$  – суммарное сопротивление кольцевой схемы.

Мощности передаваемые через АТ найдем как

$$\underline{S}_1 = \underline{S}'_1 + \underline{S}_{\text{ур}} = (45 + j31) + (0,3 + j9,7) = 45,3 + j40,7 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

$$\underline{S}_2 = \underline{S}'_2 - \underline{S}_{\text{ур}} = (45 + j31) - (0,3 + j9,7) = 44,7 + j21,3 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Определим потери активной мощности в обмотках обоих АТ:

$$\Delta P'_{\text{max}2} = (P_1^2 + Q_1^2 + P_2^2 + Q_2^2) \cdot R / U_A^2 = (45,3^2 + 40,7^2 + 44,7^2 + 21,3^2) \cdot 2,86 \cdot 10^3 / 220^2 = 364 \text{ кВт}.$$

Потери электроэнергии за год составят:

$$\Delta A_2 = \Delta P'_{\text{max}2} \tau = 364 \cdot 3000 = 1092 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч}.$$

Определим напряжение на выходе АТ (на шинах 110 кВ):

$$\begin{aligned} U_{B_2} &= (U_A - (P_1 \cdot R + Q_1 \cdot X) / U_A) / K_1 = \\ &= (220 - (45,3 \cdot 2,86 + 40,7 \cdot 92,4) / 220) / 1,76 = 115 \text{ кВ}. \end{aligned}$$

Таким образом, появление уравнивающей мощности в контуре, состоящем из двух АТ, работающих с различными коэффициентами трансформации, приводит к увеличению потерь мощности и электроэнергии, а также к росту потерь напряжения и снижению напряжения на выходе АТ. Потери электроэнергии выросли на  $\Delta A_2 - \Delta A_1 = 1092 - 1059 = 33$  тыс. кВт·ч. В режиме наибольших нагрузок напряжение на выходе АТ снизилось на  $U_{B_1} - U_{B_2} = 117,3 - 115 = 2,3$  кВ.

**Пример 5.5.5.** Выполнить расчет приближенного потокораспределения в сети 110 кВ, питаемой от источников А и В. Нагрузки подстанций (МВ·А) и длины линий (км) приведены на схеме сети (рис. 5.20).

**Решение.** И здесь можно применить метод узловых напряжений (см. пример 5.5.3), но при ручном расчете придется решать систему из пяти линейных уравнений, что достаточно трудоемко. Другим способом решения является метод преобразования, когда сеть эквивалентизируют до получения кольцевой схемы, для расчета потоков мощности в которой существует «правило моментов», а затем, выполняя обратные преобразования, получают окончательное потокораспределение.

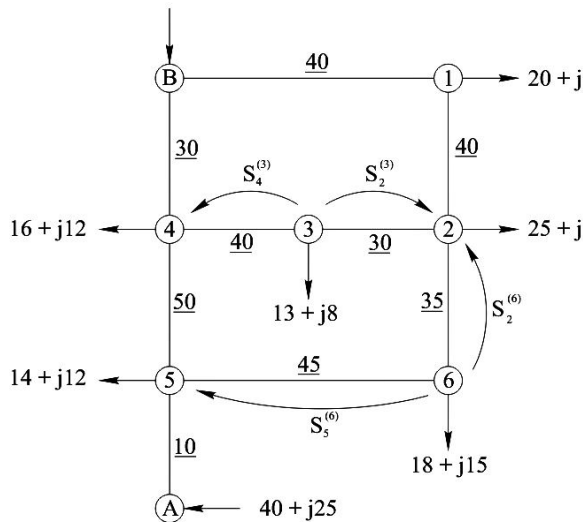


Рис. 5.20

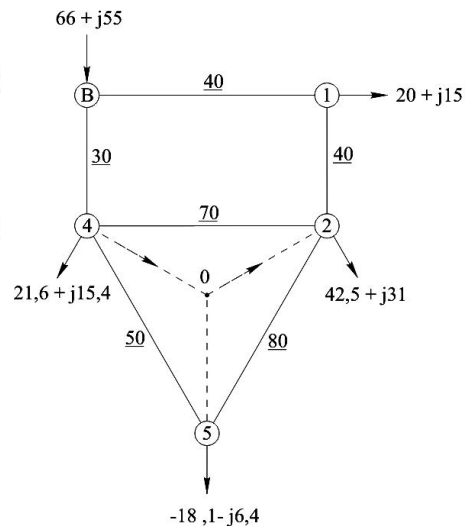


Рис. 5.21

Определим нагрузку, которую должен обеспечить балансирующий источник В:  $\underline{S}_{\Sigma} = \sum_{i=1}^6 \underline{S}_i - \underline{S}_A$ . Получим  $\underline{S}_{\Sigma} = 66 + j55$  МВ·А. В дальнейшем, на любом этапе преобразований, суммарная нагрузка сети должна равняться  $\underline{S}_{\Sigma}$ . Сложим, с учетом направлений, мощность  $\underline{S}_{A5}$  ( $\underline{S}_{A5} = \underline{S}_A$ ) с нагрузкой узла 5. Новое значение нагрузки узла 5 станет равным  $\underline{S}'_5 = \underline{S}_5 - \underline{S}_{A5} = (14 + j12) - (40 + j25) = -26 - j13$  МВ·А.

Разнесем нагрузку  $\underline{S}_3$  в соседние узлы 4 и 2. Часть нагрузки узла 3, переносимую в узел 4, найдем как

$$\underline{S}_4^{(3)} = \underline{S}_3 \cdot L_{32} / (L_{32} + L_{43}) = (13 + j8) \cdot 30/70 = 5,6 + j3,4 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Определим  $\underline{S}_2^{(3)} = \underline{S}_3 \cdot L_{43} / (L_{43} + L_{32}) = (13 + j8) \cdot 40/70 = 7,4 + j4,6 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$

Правильность вычислений проверяется соблюдением условия  $\underline{S}_4^{(3)} + \underline{S}_2^{(3)} = \underline{S}_3$ . Для получения «треугольника» 4-2-5-4 разнесем нагрузку  $\underline{S}_6$  в узлы 5 и 2:

$$\underline{S}_5^{(6)} = \underline{S}_6 \cdot L_{62} / (L_{62} + L_{65}) = (18 + j15) \cdot 35/80 = 7,9 + j6,6 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

$$\underline{S}_2^{(6)} = \underline{S}_6 \cdot L_{56} / (L_{56} + L_{62}) = (18 + j15) \cdot 45/80 = 10,1 + j8,4 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Схема разнесения нагрузок узлов 3 и 6 показана на рис. 5.20.

Определим нагрузки узлов 2,4 и 5 в преобразованной схеме (рис. 5.21):

$$\underline{S}_2' = \underline{S}_2 + \underline{S}_2^{(3)} + \underline{S}_2^{(6)} = (25 + j18) + (7,4 + j4,6) + (10,1 + j8,4) = 42,5 + j31 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\underline{S}_4' = \underline{S}_4 + \underline{S}_4^{(3)} = (16 + j12) + (5,6 + j3,4) = 21,6 + j15,4 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\underline{S}_5'' = \underline{S}_5' + \underline{S}_5^{(6)} = (-26 - j13) + (7,9 + j6,6) = -18,1 - j6,4 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

«Треугольник» 4-2-5-4 по рис. 5.21 преобразуем в «звезду».

Суммарная длина сторон «треугольника» равна

$$L_{\Delta} = L_{42} + L_{54} + L_{52} = 70 + 50 + 80 = 200 \text{ км.}$$

Длину лучей «звезды» определим по формулам:  $L_{40} = L_{42} \cdot L_{45} / L_{\Delta} = (70 \cdot 50) / 200 = 17,5 \text{ км};$

$$L_{20} = L_{42} \cdot L_{52} / L_{\Delta} = (70 \cdot 80) / 200 = 28 \text{ км}.$$

Перенесем нагрузку  $\underline{S}_5''$  в узел 0. Полученная кольцевая схема приведена на рис. 5.22. Суммарная длина линий в кольце равна  $L_{\Sigma} = 155,5 \text{ км}.$

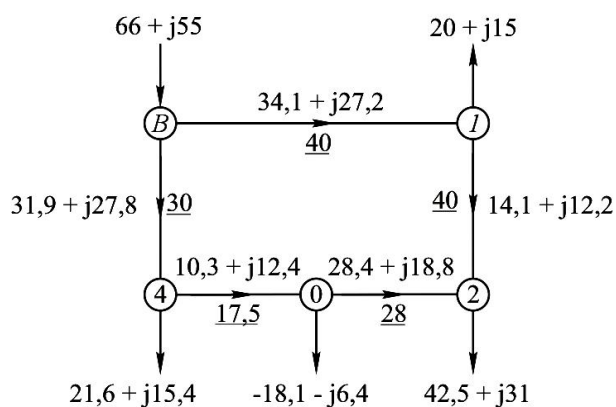


Рис. 5.22

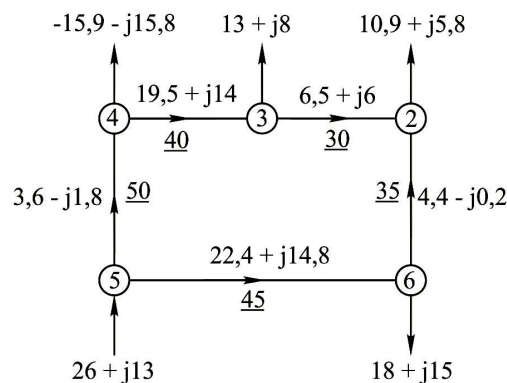


Рис. 5.23

Мощность головного участка В-1 (рис. 5.22) определяем по «правилу моментов»:

$$\begin{aligned} \underline{S}_{B1} = & (\underline{S}_1 \cdot (L_{12} + L_{02} + L_{40} + L_{B4}) + \underline{S}_2' \cdot (L_{20} + L_{04} + L_{B4}) + \\ & + \underline{S}_0 \cdot (L_{04} + L_{B4}) + \underline{S}_4' \cdot L_{B4}) / L_{\Sigma} = [(20 + j15) \cdot 115,5 + (42,5 + j31) \cdot 75,5 + \\ & + (-18,1 - j6,4) \cdot 47,5 + (21,6 + j15,4) \cdot 30] / 155,5 = 34,1 + j27,2 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \end{aligned}$$

Мощности остальных участков найдем из балансов нагрузок в узлах и укажем на схеме (рис. 5.22).

С этого места решение можно продолжить двумя разными способами.

*Способ 1.* Обратимся к исходной схеме (рис 5.20). Найденные потоки мощности  $\underline{S}_{B4}$  и  $\underline{S}_{12}$  учтем в составе нагрузки узлов 4 и 2 соответственно, после чего исключим из рассмотрения ветви В-4 и 1-2. Результирующие нагрузки узлов 4 и 2 равны:

$$\underline{S}_4'' = S_4 - S_{B4} = (16 + j12) - (31,9 + j27,8) = -15,9 - j15,8 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\underline{S}_2'' = S_2 - S_{12} = (25 + j18) - (14,1 + j12,2) = 10,9 + j5,8 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Схема приобретает вид, показанный на рис. 5.23. Мощность в ветви 5-6 определим по «правилу моментов»:

$$\begin{aligned} \underline{S}_{56} = & [(18 + j15) \cdot 155 + (10,9 + j5,8) \cdot 120 + (13 + j8) \cdot 90 + \\ & + (-15,9 - j15,8) \cdot 50] / 200 = 22,4 + j14,8 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \end{aligned}$$



Потоки в других ветвях найдем из балансов узловых мощностей и укажем на схеме (рис. 5.23). Мощности во всех ветвях найдены.

*Способ 2.* Выполним обратные преобразования. Для схемы на рис. 5.21 уже найдены мощности  $\underline{S}_{40}$  и  $\underline{S}_{02}$  (указаны на рис 5.22).

Мощность  $\underline{S}_{42}$  определим из условия

$$\underline{S}_{42} \cdot L_{42} = \underline{S}_{40} \cdot L_{40} + \underline{S}_{02} \cdot L_{02}, \text{ откуда } \underline{S}_{42} = (\underline{S}_{40} \cdot L_{40} + \underline{S}_{02} \cdot L_{02}) / L_{42} = \\ = [(10,3 + j12,4) \cdot 17,5 + (28,4 + j18,8) \cdot 28] / 70 = 13,9 + j10,6 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Мощности в ветвях 4-5 и 5-2 на рис.5.21 можно определить как из балансов нагрузок в узлах 4 и 2, так и по правилам преобразования «звезды» в «треугольник». Поступая, так или иначе, получим  $\underline{S}_{54} = 3,6 - j1,8 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ ;  $\underline{S}_{52} = 14,5 + j8,2 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ .

Для возврата к исходной схеме (рис. 5.20) необходимо вернуть на место нагрузки  $\underline{S}_3$  и  $\underline{S}_6$ , заодно определяя мощности ветвей 4-3 и 3-2, а так же 5-6 и 6-2. Например,

$$\underline{S}_{43} = \underline{S}_{42} + \underline{S}_4^{(3)} = (13,9 + j10,6) + (5,6 + j3,4) = 19,5 + j14 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\underline{S}_{32} = \underline{S}_{42} - \underline{S}_2^{(3)} = (13,9 + j10,6) - (7,4 + j4,6) = 6,5 + j6 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Значения мощностей  $\underline{S}_{56}$  и  $\underline{S}_{62}$  приведены на рис. 5.23.

Полученные значения мощностей в линиях укажем на исходной схеме (рис. 5.24).

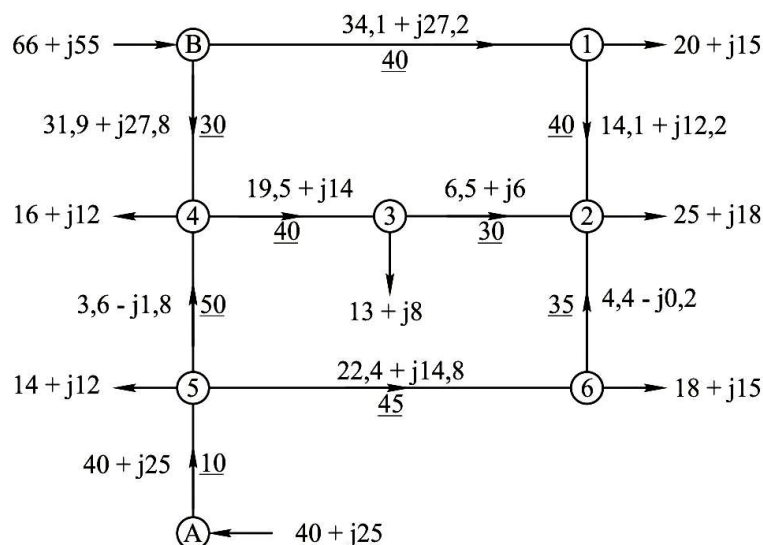


Рис. 5.24

Несложно убедиться, что для всех узлов условия баланса мощностей выполнены. Проверку правильности найденного распределения мощностей выполним по 2-му закону Кирхгофа для контура 4-3-2-6-5-4, который подвергся наибольшему числу преобразований. Так для активных мощностей в ветвях контура должно выполняться условие  $P_{43} \cdot L_{43} + P_{32} \cdot L_{32} - P_{62} \cdot L_{62} - P_{56} \cdot L_{56} + P_{54} \cdot L_{54} = 0$  или  $19,5 \cdot 40 + 6,5 \cdot 30 - 4,4 \cdot 35 - 22,4 \cdot 45 + 3,6 \cdot 50 = 0$ . Отрицательные слагаемые переносим в правую часть, получим:  $1155 = 1162$ . Погрешность 0,6% обусловлена округлением результатов и вполне приемлема.

### 5.6 Задачи для самостоятельного решения

5.1. Рассчитать рабочий режим разветвленной ЛЭП напряжением 220кВ. Мощности на стороне ВН трансформаторов (МВ·А), длины участков линии (км) и марки используемых проводов указаны на рис. 5.25. На первом участке линия двухцепная, на остальных - одноцепная. Напряжение на шинах источника питания А поддерживается равным 242кВ.

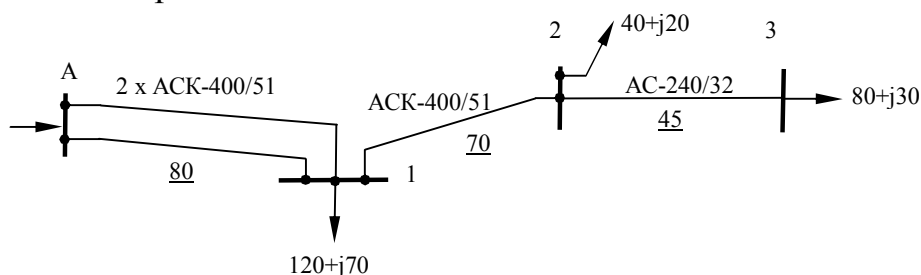


Рис. 5.25

5.2. Определить, какое напряжение необходимо поддерживать в центре питания (точка А) сети, изображенной на рис. 5.26, если желательно, чтобы в точке 3 напряжение было не ниже 110 кВ.

Нагрузки (МВ·А), длины участков линии (км) и марки используемых проводов указаны на рисунке.

Рис. 5.26

Рис. 5.27

5.3. Цеховая подстанция, на которой установлен трансформатор Т2 типа ТМ-1000/10 (рис.5.27), питается от главной понижающей подстанции завода с помощью кабельной линии, выполненной кабелем ААБ-3×50 длиной 2 км. На ГПП установлен трансформатор Т1 типа ТДН-16000/110, работающий с коэффициентом трансформации 113/11. Воздушная линия длиной 60 км, питающая главную понижающую подстанцию, выполнена проводами АС-120/19, расположенными на опорах треугольником со среднегеометрическим расстоянием 5 м. Нагрузки указаны на рисунке. Определить: а) какое напряжение необходимо поддерживать в центре питания (точка А) сети, чтобы в точке 3 напряжение было не ниже 9,8 кВ; б) какое напряжение будет в точке 3, если напряжение в центре питания равно 115 кВ.

5.4. Рассчитать рабочий режим сети, включающей два двухобмоточных повышающих трансформатора Т1 и Т2 типа ТДЦ-80000/220 кВ и два трехобмоточных понижающих автотрансформатора Т3 и Т4 типа АТДЦТН-63000/220/110 (рис. 5.26). Линия длиной 200 км выполнена проводами марки АСК-300/39. Мощность, передаваемая в сеть, равна 120 МВт при  $\cos \varphi = 0,85$ . Напряжение на зажимах генераторов  $G$ , питающих сеть, поддерживается равным 10,5 кВ. Повышающие трансформаторы работают на ответвлении 242кВ, а

понижающие - на ответвлении 220 кВ. К шинам НН автотрансформаторов подключены синхронные компенсаторы СК1 и СК2, каждый из которых генерирует реактивную мощность 16 Мвар. Определить напряжение в точке В сети.

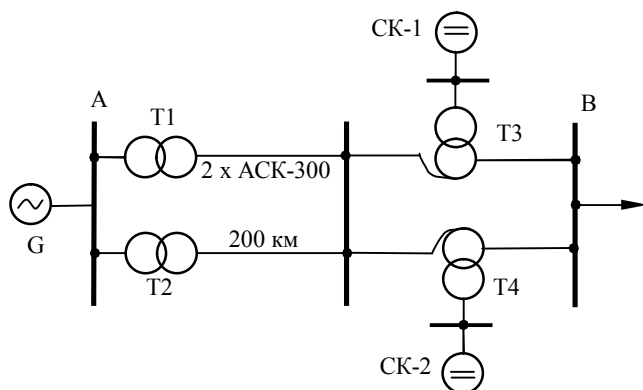


Рис. 5.28

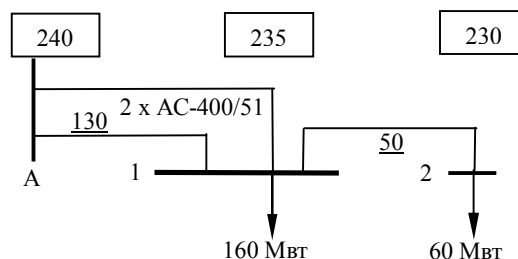


Рис. 5.29

5.5. Определить коэффициенты мощности на шинах подстанций 1 и 2 (рис. 5.29), а также мощность источника в центре питания (точка А) при условии, что подстанция 1 потребляет активную мощность 160 МВт, а подстанция 2 - 60 МВт. Количество цепей ВЛ, марки проводов, длины участков (км) приведены на рисунке. Напряжение в центре питания равна 240 кВ, а на подстанциях 1 и 2 желательно поддерживать напряжения 235 и 230 кВ соответственно.

5.6. Определить потерю напряжения и напряжение на стороне НН трансформатора в сети, состоящей из линии 220 кВ длиной 210 км, выполненной проводами АС-240/32, и трансформатора типа ТРДЦН-63000/220. Напряжение в начале линии составляет 230 кВ, а на трансформаторе установлено основное ответвление. Нагрузка на стороне НН трансформатора равна 57 МВ·А,  $\cos \varphi = 0,92$ .

5.7. Линия электропередачи напряжением 110 кВ связывает подстанции 1 и 2 (рис. 5.30). Энергия в линию поступает с шин подстанции А, напряжение на которых поддерживается равным 112 кВ. Нагрузки подстанций (МВ·А), длины участков линии (км) и марки используемых проводов указаны на рисунке. Рассчитать

распределение мощностей по участкам линии и определить напряжения на шинах подстанций 1 и 2.

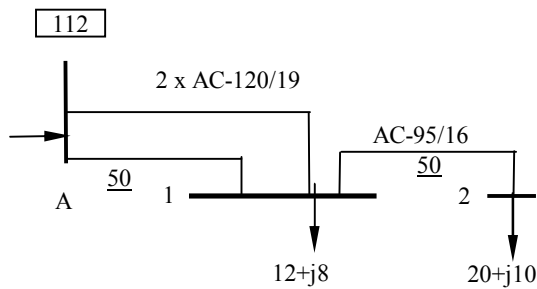


Рис. 5.30

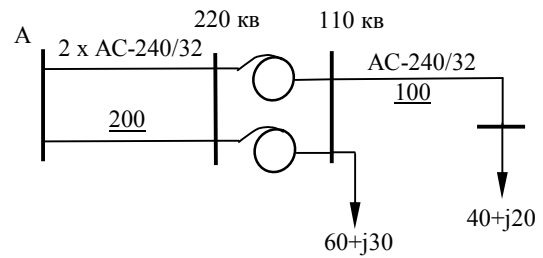
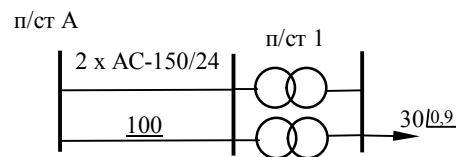
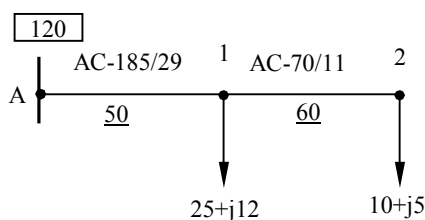


Рис. 5.31

5.8. Районная радиальная сеть имеет линии двух напряжений 220 и 110 кВ, связанные автотрансформаторами типа АТДТН-63000/220/110. Обмотки НН автотрансформаторов разомкнуты и на схеме не показаны. Коэффициент трансформации автотрансформаторов равен 220/121 кВ. Нагрузка в конце линии 110 кВ и мощность потребителя на шинах СН автотрансформаторов (МВ·А), протяженность линий (км) и марки проводов приведены на рис. 5.31. Определить напряжение в конце линии 110 кВ, если напряжение на шинах питающей станции равно 242 кВ.

5.9. Произвести электрический расчет радиальной одноцепной линии 110 кВ с двумя нагрузками (рис. 5.32). Протяженность участков (км), марки проводов и нагрузки подстанций (МВ·А) приведены на рисунке. Напряжение на шинах источника питания равно 120 кВ. Потери напряжения и потери активной мощности в линии выразить в процентах.



5.10. По двухцепной линии 110 кВ с проводами АС-150/24 и длиной 100 км, отходящей от районной подстанции А, питается подстанция 1, на которой установлены два понижающих трансформатора мощностью 25 МВ·А каждый (рис. 5.33). Наибольшее значение нагрузки на шинах 10кВ подстанции 1 составляет 30 МВт при неизменном в течение года коэффициенте мощности, равном 0,9. Время использования наибольшей нагрузки равно 5000 ч. В максимальном режиме на шинах подстанции А поддерживается напряжение 114кВ, трансформаторы подстанции 1 работают с ответвлением 115/10,5 кВ. Определить наибольшие потери активной мощности в сети и потери энергии за год в процентах, коэффициент мощности на шинах подстанции А и напряжение на шинах НН подстанции 1 в максимальном режиме.

5.11. Выполнить расчет рабочего режима электрической сети, схема которой изображена на рис. 5.34. На подстанции А установлен автотрансформатор АТДТН-63000/220/110, на подстанции 1 - трансформаторы ТРДН-25000/110, на подстанции 2 - трансформаторы ТМ - 2500/10. Число цепей и длины линий (км), марки проводов и кабелей, нагрузки подстанций (Мвар, МВт) приведены на схеме. Все трансформаторы работают на основном ответвлении. Напряжение на шинах ВН подстанции А равно 242 кВ. Определить суммарные потери активной мощности в сети и наибольшую потерю напряжения.

5.12. Выполнить расчет рабочего режима линии 110 кВ. Длины участков (км), марки проводов, нагрузки подстанций (МВт, Мвар), напряжение на шинах питающей подстанции 1 (кВ) указаны на рис. 5.35. Определить наибольшие потери напряжения для рабочего и послеаварийного режимов работы линии.

5.13. На рис. 5.36 приведена схема сети 110 кВ. На шинах НН

подстанции 2 необходимо поддерживать напряжение 10,5 кВ. Каким для этого должно быть напряжение на шинах подстанции А и достаточна ли реактивная мощность источника питания в 18 Мвар для поддержания нужного уровня напряжения ? Трансформаторы подстанции 2 работают с коэффициентом трансформации 115/11 кВ. Тип трансформаторов, марки проводов, длины участков (км) и нагрузки подстанций (МВт, Мвар) указаны на схеме сети.

5.14. Выполнить расчет рабочего режима электрической сети 110 кВ, схема которой приведена на рис. 5.37. Число цепей ВЛ, длины участков линии (км), марки используемых проводов, приведенные к шинам ВН нагрузки подстанций (МВт, Мвар) указаны на рисунке. Определить коэффициент мощности на шинах источника питания (точка А) сети, потери активной мощности и наибольшую потерю напряжения в процентах, если напряжение на шинах подстанции 2 равно 98 кВ.

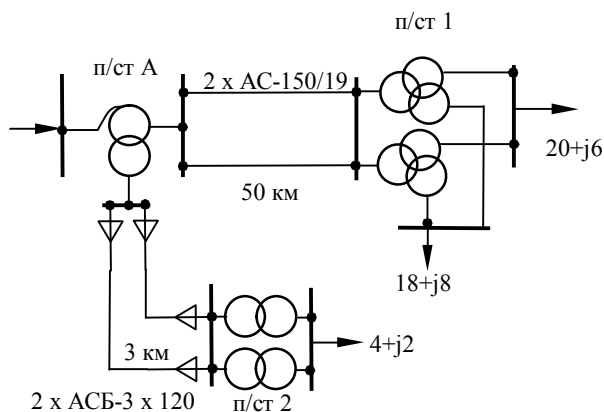


Рис. 5.34

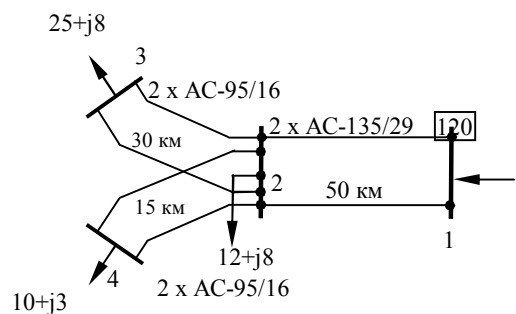


Рис. 5.35

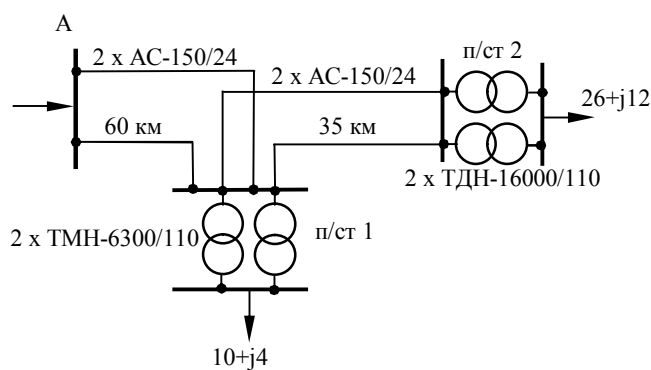


Рис. 5.36

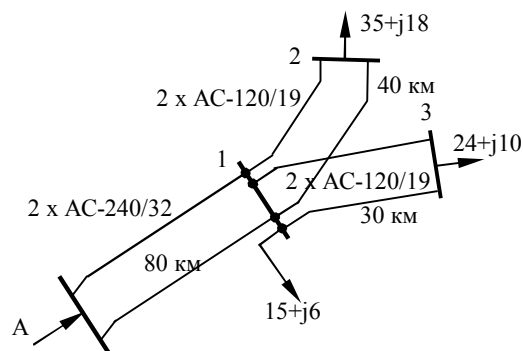


Рис. 5.37

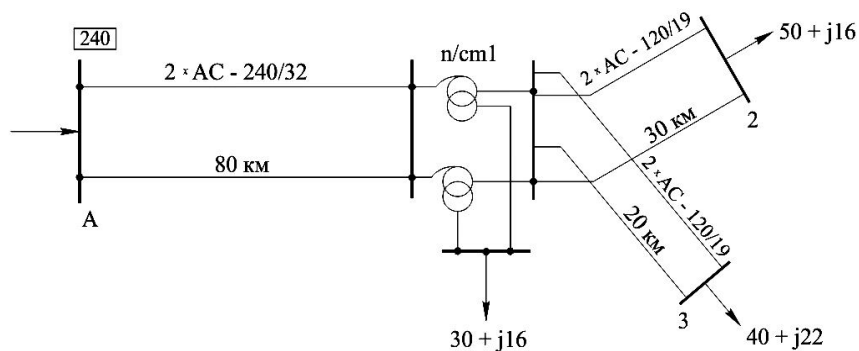


Рис. 5.38

5.15. Выполнить расчет рабочего режима электрической сети 220/110 кВ, схема которой приведена на рис. 5.38. Длины линий (км), марки используемых проводов, нагрузки подстанций (МВт, Мвар) указаны на схеме. Напряжение на шинах источника питания (точка А) сети равно 240 кВ. На подстанции 2 установлены два автотрансформатора типа АТДЦТН-125000/220/110, работающих с коэффициентом трансформации 230/121 кВ. Определить в процентах наибольшую потерю напряжения и потери активной мощности в сети.

5.16. Потребитель, ток которого 500 А и  $\cos\varphi=0.8$ , питается от разных источников с помощью двух ЛЭП напряжением 10 кВ. Одна линия, воздушная, выполнена проводом АС-120/19 и имеет протяженность 6 км; другая, кабельная, - кабелем ААБ-3х35



протяженностью 4 км. Среднегеометрическое расстояние между проводами ВЛ равно 1 м. Определять ток в каждой линии и потери напряжения для нормального и послеаварийного режимов работы сети.

5.17. Потребители получают питание от двух источников, напряжения которых  $U_A=6,6$  кВ и  $U_B=6,3$  кВ. Длины участков (км), нагрузки (МВт, Мвар) и марки проводов указаны на схеме рис. 5.39. Среднегеометрическое расстояние между проводами линии на всех участках равно 1 м. Определить максимальные потери напряжения для нормального и послеаварийного режимов работы сети.

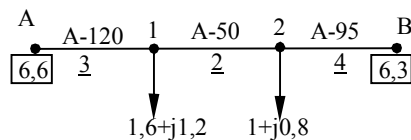


Рис. 5.39

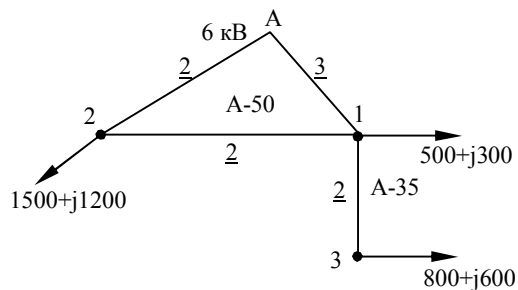


Рис. 5.40

5.18. Потребители, указанные на схеме рис. 5.40, питаются от шин одного источника по замкнутой сети. Длины участков (км) и нагрузки (кВт, квар) приведены на схеме. Определить мощности на всех участках и максимальную потерю напряжения в нормальном режиме, если известно, что кольцевая сеть выполнена проводом А-50, а ответвление - проводом А-35. Среднегеометрическое расстояние между проводами равно 100 см. Потерю напряжения выразить в процентах номинального напряжения.

5.19. Завод, потребляющий ток 250 А,  $\cos\varphi=0,85$ , питается воздушными линиями от подстанции А и В (рис. 5.41). Одна ВЛ длиной 3 км выполнена проводом АС-120/19, другая длиной 4 км - проводом АС-95/16. Напряжения на шинах подстанции А и В равны

соответственно 10 и 10,5 кВ. Среднегеометрическое расстояние между проводами ВЛ принять равным 1 м. Определить токи, протекающие по участкам, и наибольшую потерю напряжения в сети.

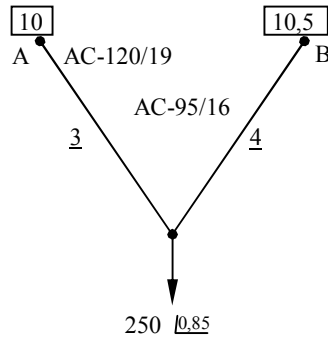


Рис. 5.41

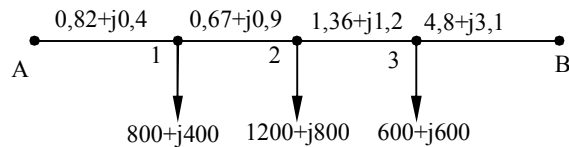


Рис. 5.42

5.20. Определить распределение мощности в сети с двусторонним питанием, если напряжения источников питания одинаковы и равны 10,5 кВ. Нагрузки (кВт, квар) и сопротивления участков сети (Ом) указаны на схеме рис. 5.42.

5.21. Для питания осветительной нагрузки корпусов 1, 2 и 3 (рис. 5.43) проложена кольцевая сеть трехфазного переменного тока 380 В. Сеть выполнена четырехжильным кабелем с медными жилами сечением  $10 \text{ мм}^2$  ( $r_0=1,85 \text{ Ом/км}$ ;  $x_0=0,073 \text{ Ом/км}$ ). Нагрузки в узлах 1, 2 и 3 распределены равномерно между всеми тремя фазами. Определить наибольшую потерю напряжения в сети:

- 1) при нормальном режиме работы;
- 2) при аварийном режиме работы (то есть когда один из участков сети отключен).

Нагрузка сети в киловаттах и длины участков в метрах даны на схеме сети.

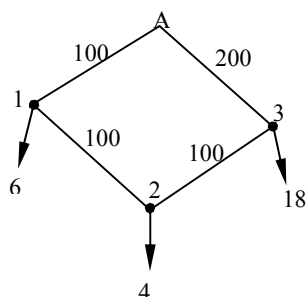


Рис. 5.43

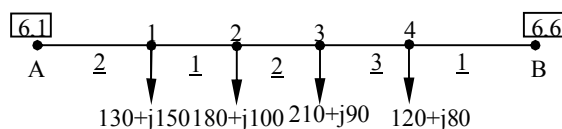


Рис. 5.44

5.22. Сеть с двусторонним питанием, выполненная проводом АС-70/11, питается от подстанции А напряжением 6,1 кВ и от подстанции В напряжением 6,6 кВ. Длины участков (км), нагрузки (кВт, квар) указаны на схеме сети рис. 5.44. Погонные сопротивления линии равны:  $r_0=0,42$  Ом/км;  $x_0=0,383$  Ом/км. Определить распределение мощностей в сети и наибольшую потерю напряжения.

5.23. Два трансформатора 10/0,4 кВ, один из которых мощностью 630 кВ·А, а другой 400 кВ·А, установлены на заводской подстанции и работают параллельно. Нагрузка завода  $(650+j520)$  кВ·А. Определить загрузку каждого трансформатора в процентах, если к вводам ВН трансформаторов подведено напряжение 10 кВ.

5.24. Понижительные подстанции двух заводов питаются по линии электропередачи 35 кВ от районных подстанций А и В. Напряжения на подстанциях А и В равны по величине и совпадают по фазе. Длины участков (км), марки проводов и нагрузки (МВ·А) указаны на схеме сети рис. 5.45. Провода линии расположены горизонтально с расстоянием между ними 4 м. Определить распределение мощностей в сети и наибольшую потерю напряжения.

5.25. Участок пригородной сети 6 кВ трехфазного переменного тока выполнен воздушными линиями и питается от двух соседних подстанций, имеющих равные по величине и совпадающие по фазе напряжения (рис. 5.46). Все линии сети выполнены алюминиевыми

проводами, расположенными в вершинах равностороннего треугольника со стороной 80 см. Магистраль А-В выполнена проводом сечением  $35 \text{ мм}^2$ , а ответвления -  $16 \text{ мм}^2$ . Длины участков сети (км), нагрузки (кВт) и коэффициенты их мощности приведены на схеме сети. Определить наибольшую потерю напряжения в нормальном и аварийном режимах работы сети.

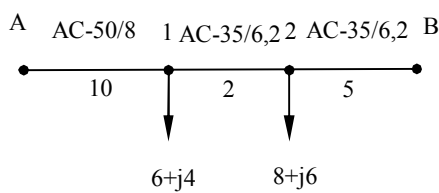


Рис. 5.45

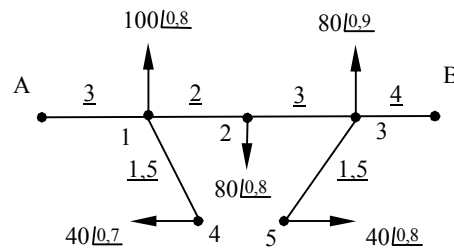


Рис. 5.46

5.26. Найти распределение мощностей и наибольшую потерю напряжения в нормальном режиме работы сети 35 кВ. Схема сети, по которой осуществляется питание понизительных подстанций 1, 2 и 3 от электростанции А, изображена на рис. 5.47. Вся сеть выполнена сталеалюминиевыми проводами АС - 120/19 ( $r_0=0,42 \text{ Ом/км}$ ;  $x_0=0,383 \text{ Ом/км}$ ). Головной участок А-1 двухцепной, остальные участки линии одноцепные. Длины участков линии (км) и нагрузки подстанций (МВ·А) указаны на схеме сети.

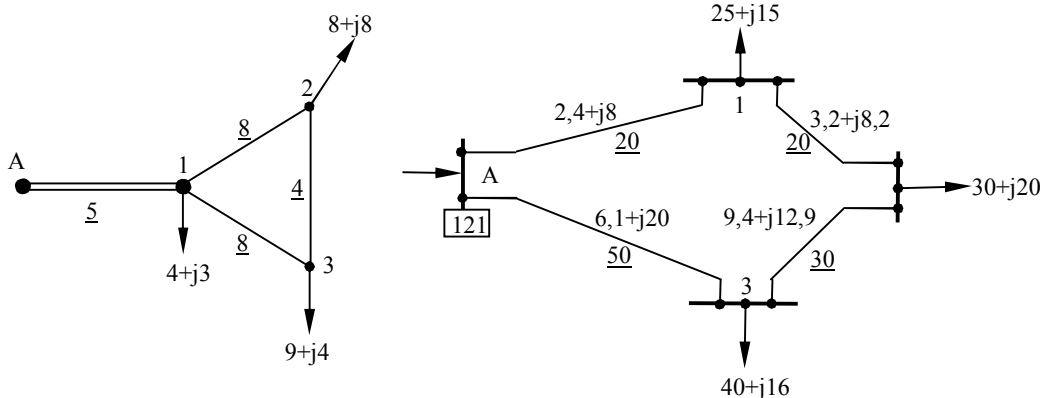


Рис. 5.47

Рис. 5.48

5.27. Выполнить расчет нормального режима работы кольцевой сети 110 кВ. Напряжение на шинах источника питания (подстанция А) равно 121 кВ. Длины линий (км), расчетные нагрузки подстанций (МВ·А) и сопротивления ЛЭП (Ом) приведены на схеме сети рис. 5.48. В целях сопоставления предварительный расчет потокораспределения в кольце следует выполнить двумя способами (по длинам и сопротивлениям участков).

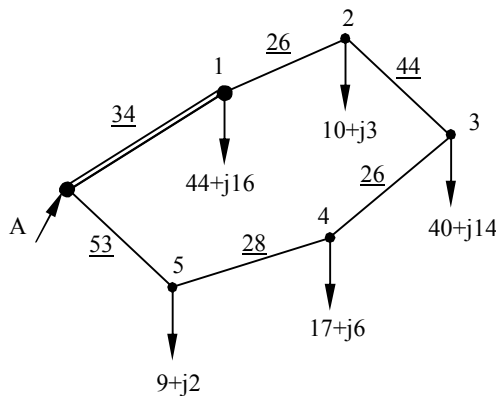


Рис. 5.49

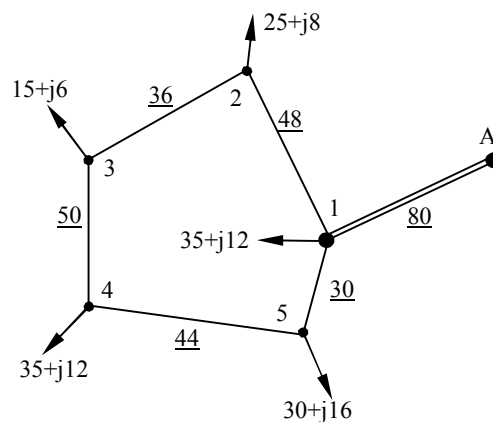


Рис. 5.50

5.28. Выполнить расчет приближенного потокораспределения в кольцевой сети 110 кВ, схема которой приведена на рис. 5.49. Линию на участке А-1 предполагается выполнить двухцепной. Нагрузки подстанций (МВ·А) и длины участков (км) указаны на схеме.

5.29. Определить приближенное распределение мощностей в сети 220 кВ, схема которой приведена на рис. 5.50. На схеме указаны нагрузки подстанций (МВ·А) и длины участков линии (км). Электроснабжение сети осуществляется от шин подстанции А.

5.30. На рис. 5.51 приведена схема сети, проектируемой на напряжение 220 кВ. Питание потребителей осуществляется от шин

подстанции А. Наибольшие значения нагрузок подстанций (МВ·А) и длины одноцепных ВЛ (км) приведены на схеме. Найти приближенное распределение мощностей в проектируемой сети.

5.31. Найти приближенное потокораспределение в кольцевой сети, схема которой изображена на рис. 5.52. Число цепей, длины участков (км), модули полных мощностей нагрузок (МВ·А) приведены на схеме. Для всех подстанций сети коэффициенты мощности нагрузок принять одинаковыми.

5.32. Определить мощность, отдаваемую источником питания в кольцевую линию 110 кВ, выполненную проводами одного сечения (рис. 5.53). Длины участков линии (км), расчетные нагрузки подстанций (МВ·А) и сопротивления ветвей (0м) указаны на схеме. Рассчитать напряжение на шинах питающей подстанции А, которое необходимо поддерживать для того, чтобы напряжения на шинах ВН понижающих подстанций было не ниже 112 кВ.

5.33. Питание осветительной сети небольшого поселка осуществлено воздушной сетью трехфазного переменного тока 380 В, выполненной алюминиевыми проводами. Нагрузки сети (А) и расстояния между ними (м) указаны на схеме сети рис. 5.54. магистраль А-2 сети выполнена проводом А-50, остальная часть - проводом А-16. Нагрузка сети распределена равномерно между тремя фазами, коэффициент мощности нагрузки равен единице. Определить токораспределение и наибольшую потерю напряжения в сети.

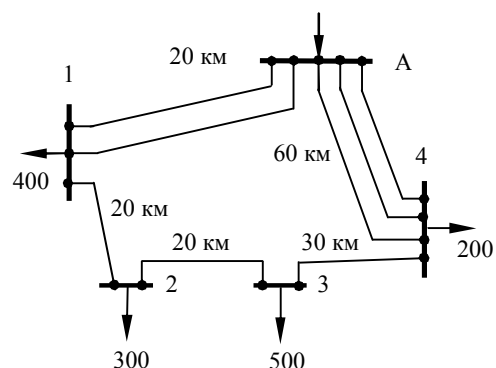
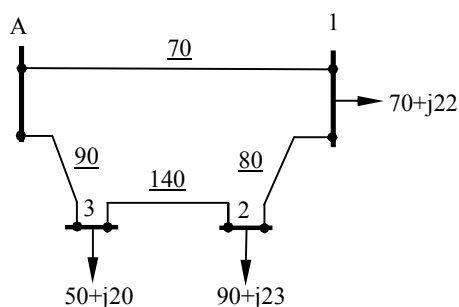


Рис. 5.51

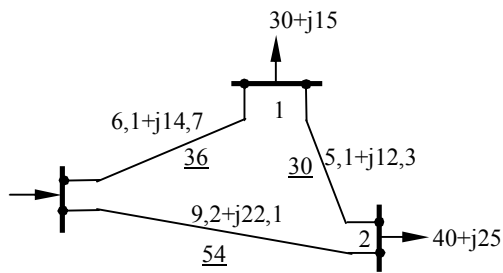


Рис. 5.53

Рис. 5.52

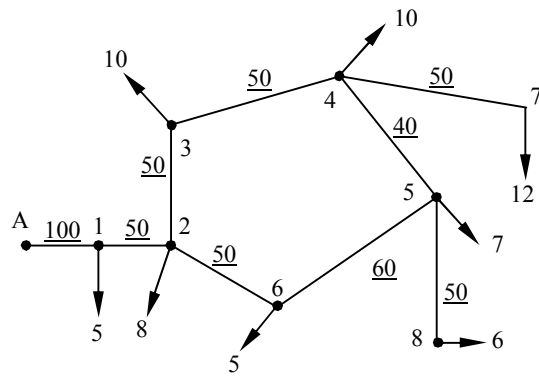


Рис. 5.54

5.34. Понижительные подстанции 1, 2 и 3 питаются от электростанции А кольцевой сетью 110 кВ. Воздушные линии сети выполнены проводами марки АС-185/29. Провода на опорах подвешены горизонтально с расстоянием между фазами 4 м. Расчетные нагрузки подстанций (МВт и Мвар) и длины участков сети (км) указаны на схеме рис. 5.55. Напряжение на шинах станции А поддерживается равным 115 кВ. Определить напряжение узлов и найти распределение мощностей в сети с учетом потерь.

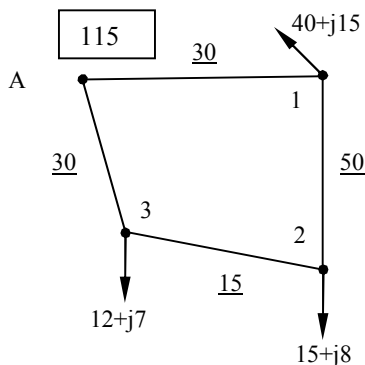


Рис. 5.55

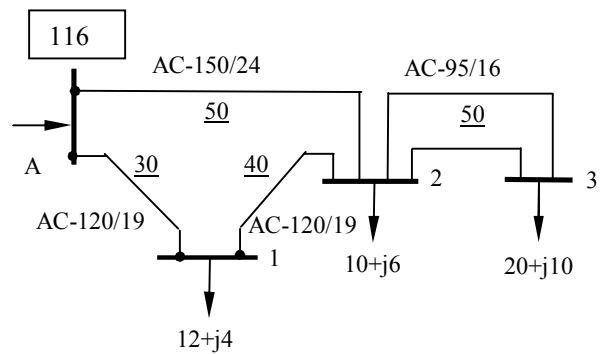


Рис. 5.56

5.35. Электрическая сеть с номинальным напряжением 110 кВ связывает подстанции А, 1, 2 и 3. Электроэнергия в сеть поступает с

шин подстанции А, напряжение на которых поддерживается равным 116 кВ. Марки используемых проводов, длины участков линии (км) и расчетные нагрузки подстанций (МВт, Мвар) указаны на схеме сети рис. 5.56. Найти распределение мощностей в сети и напряжения на шинах подстанций 1, 2 и 3.

5.36. Участок кольцевой сети состоит из линий 220 и 110 кВ, связанными между собой автотрансформаторами АТ-1 и АТ-2, и питается в точке А (рис. 5.57). Тип автотрансформаторов – АТДТН – 63000/220/110. Марки проводов линий, длины участков сети (км) и расчетные нагрузки подстанций (МВ·А) приведены на схеме. Коэффициенты трансформации автотрансформаторов равны:  $k_1=230/121$ ;  $k_2=230/107$ . Обмотки НН автотрансформаторов нагрузки не имеют. Пренебрегая потерями в стали автотрансформаторов, найти приближенное потокораспределение в сети.

5.37. Найти приближенное распределение мощностей в сети 110 кВ, схема которой изображена на рис. 5.58. Нагрузки подстанций (МВ·А) и длины линий, (км) указаны на схеме.

5.38. Найти распределение мощностей и наибольшую потерю напряжения в сети 35кВ, схема которой изображена на рис. 5.59. Сеть выполнена проводами АС - 120/19, расположенными на опорах в вершинах равностороннего треугольника со сторонами 3 м. Напряжения на шинах источников питания А и В равны по величине и совпадают по фазе:  $U_A=U_B=36$  кВ.

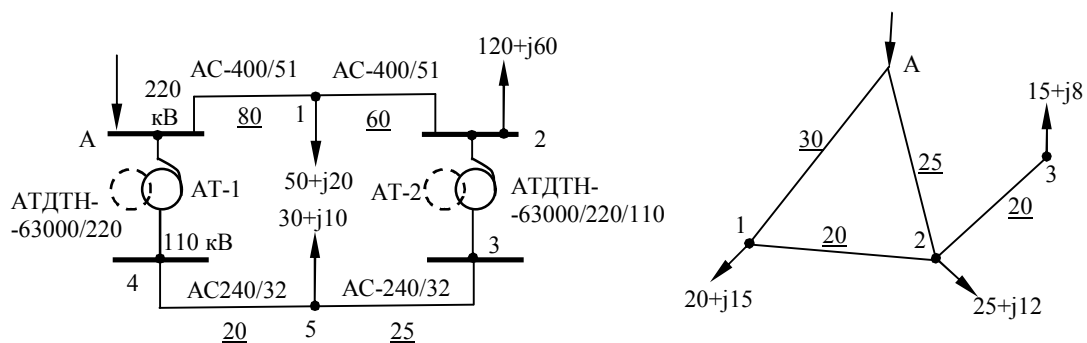




Рис. 5.57

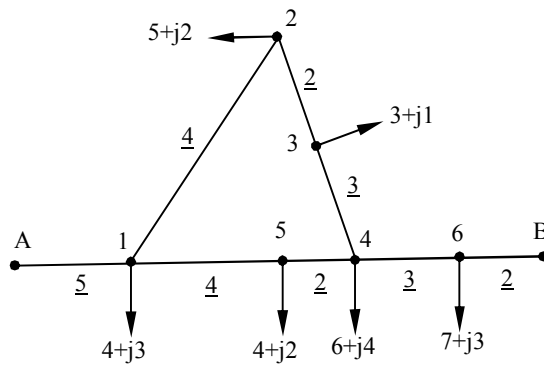


Рис. 5.59

Рис. 5.58

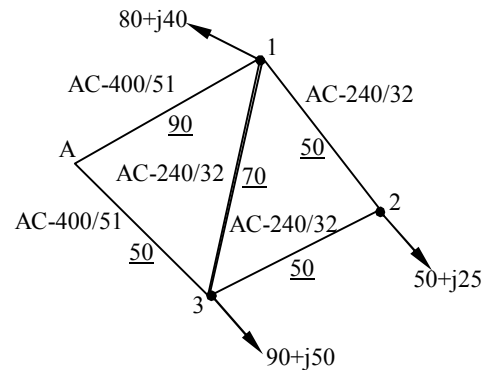


Рис. 5.60

5.39. Выполнить расчет приближенного потокораспределения в сети 220 кВ, схема которой приведена на рис. 5.60. Марки используемых проводов, длины участков (км) и нагрузки узлов (МВ·А) указаны на схеме.

5.40. Для питания потребителей в пунктах 1, ..., 4 от шин электростанции А сооружается сеть с номинальным напряжением 220 кВ (рис. 5.61). Сечения проводов, длины участков (км) и расчетные нагрузки потребителей (МВ·А) указаны на схеме. Определить распределение мощностей в сети, а также суммарную величину потерь активной мощности в мегаваттах и в процентах общей нагрузки сети.

5.41. Определить токораспределение и наибольшую потерю напряжения в линии 380 В, изображенной на рис. 5.62. Длины участков линии (м) и нагрузки (А) указаны на рисунке. Коэффициенты мощности всех нагрузок равны единице. Сеть выполнена кабелем с алюминиевыми жилами сечением  $70 \text{ мм}^2$  ( $r_0=0,45 \text{ Ом/км}$ ), за исключением участков А-1 и А-5, которые выполнены кабелем сечением  $120 \text{ мм}^2$  ( $r_0=0,26 \text{ Ом/км}$ ). Реактивными

сопротивлениями линии можно пренебречь.

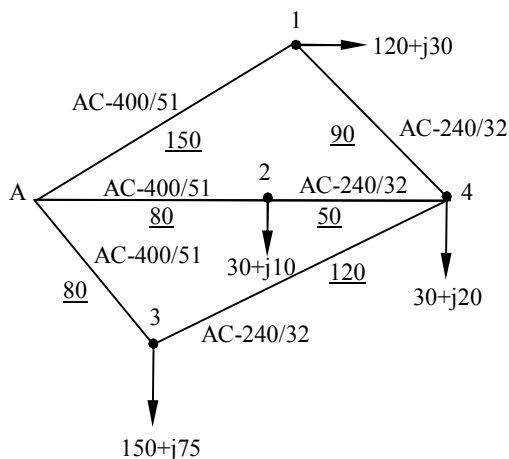


Рис. 5.61

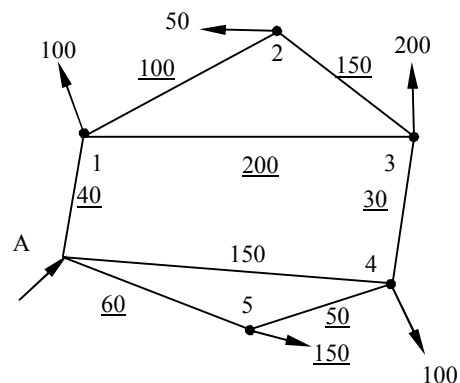


Рис. 5.62

5.42. Сложнозамкнутая сеть, схема которой изображена на рис. 5.63, проектируется на напряжение 110 кВ. Нагрузки потребителей (МВ·А) и длины участков линии (км) указаны на рисунке. Определить приближенное распределение мощностей в сети.

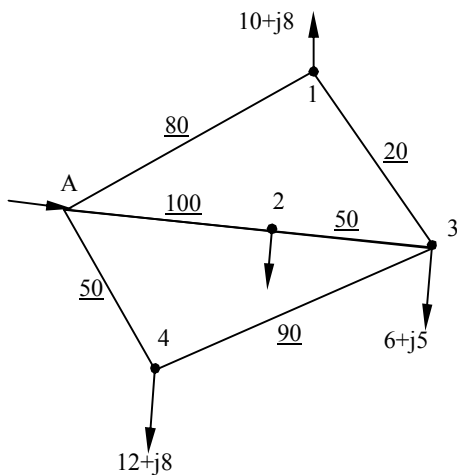


Рис. 5.63

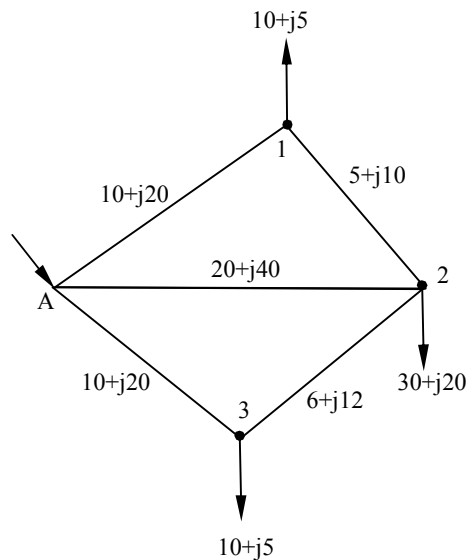


Рис. 5.64

5.43. Сеть 110 кВ с источником питания в пункте А питает нагрузки подстанций 1, 2 и 3. Схема сети с указанием нагрузок (МВт,

Мвар) и сопротивлении линий (Ом) представлена на рис. 5.64. Требуется найти приближенное потокораспределение в сети.

5.44. Заводские подстанции питаются от замкнутой сети номинальным напряжением 110 кВ. Всю нагрузку сети покрывают две станции А и В (рис. 5.65), причем станция В работает по жесткому графику, а станция А принимает на себя остальную нагрузку сети. Воздушные ЛЭП сети выполнены проводами АС-120/19. Длины участков сети в километрах и нагрузки в мегавольтамперах указаны на рисунке. Найти распределение мощностей в сети без учета потерь.

5.45. Подстанции А и В, напряжение на шинах которых 10,5 кВ, питают замкнутую сеть района. Сеть выполнена проводами марки А-70. Нагрузки сети в киловольтамперах и длины участков в километрах указаны на рис. 5.66. Определить распределение мощностей в сети и наибольшую потерю напряжения.

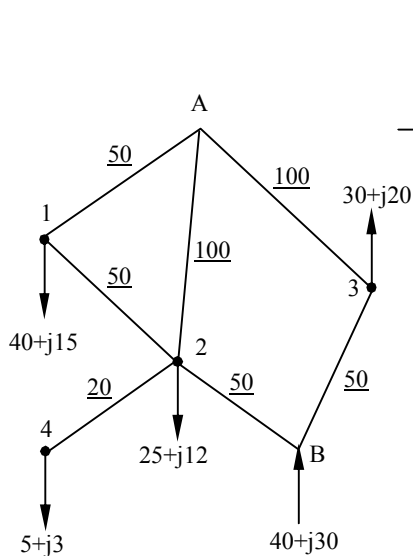


Рис. 5.65

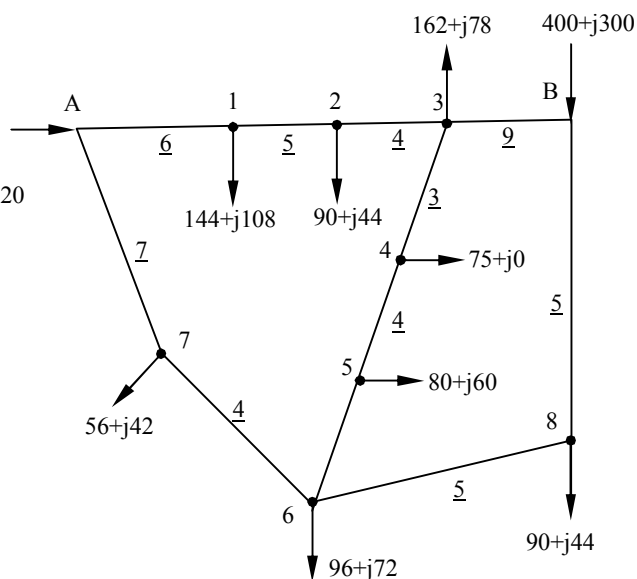


Рис. 5.66

5.46. Выполнить расчет потокораспределения в сети 110 кВ, схема которой изображена на рис. 5.67. Расчетные нагрузки понизительных подстанций (МВ·А) и сопротивления участков сети (Ом) указаны на схеме. Шины ВН подстанции А являются

балансирующим узлом, напряжение в котором поддерживается равным 121 кВ. Определить суммарные потери активной и реактивной мощностей и наибольшую потерю напряжения в сети.

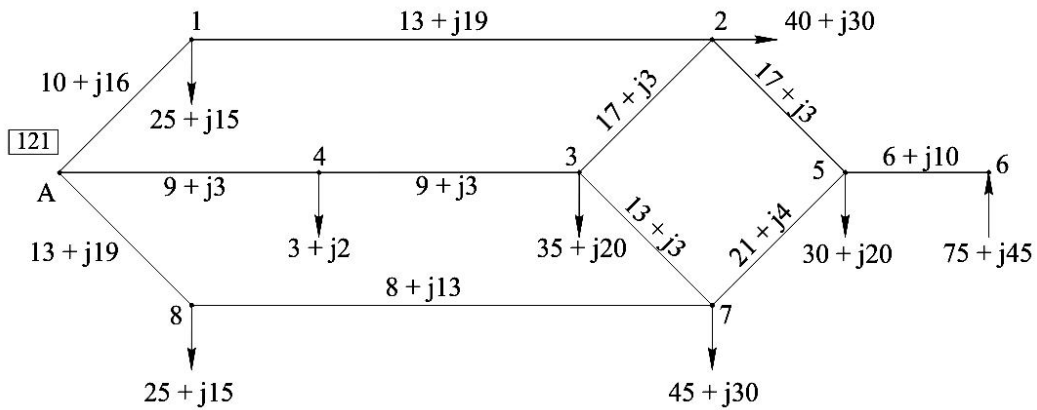


Рис. 5.67

5.47. Рассчитать рабочий режим замкнутой линии, изображенной на рис. 5.68. Максимальные расчетные нагрузки подстанций ( $MV \cdot A$ ), длины участков линии (км) и марки используемых проводов приведены на схеме. Напряжение источника питания (узел A) равно 118 кВ. Определить суммарные потери мощности и наибольшую потерю напряжения в сети.

5.48. Определить потоки мощности в замкнутой сети 110 кВ. Электроснабжение осуществляется от станции A, работающей по жестко заданному графику, и подстанции энергосистемы В. На схемах (рис. 5.69, ..., 5.71) заданы длины линий в километрах. Расчетные нагрузки узлов ( $MV \cdot A$ ) приведены в табл. 5.1 по вариантам (вариант задачи предлагается преподавателем).

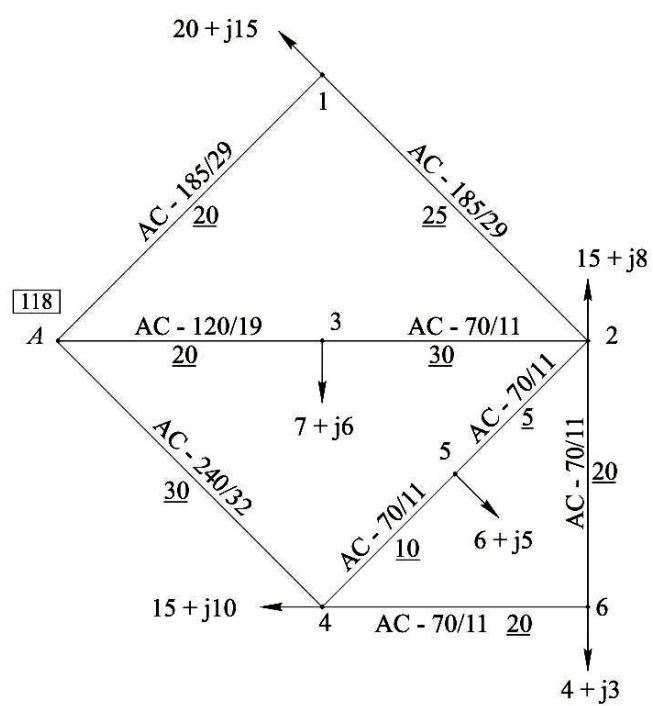


Рис. 5.68

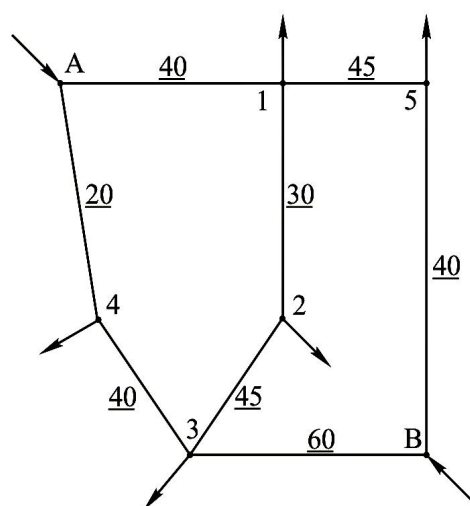


Рис. 5.69

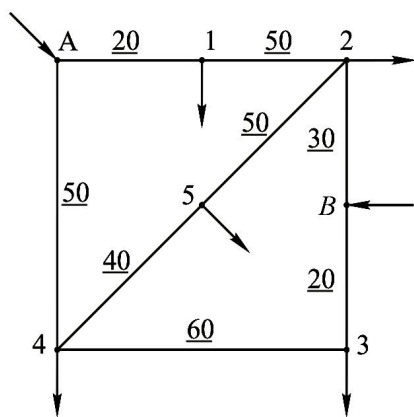


Рис. 5.70

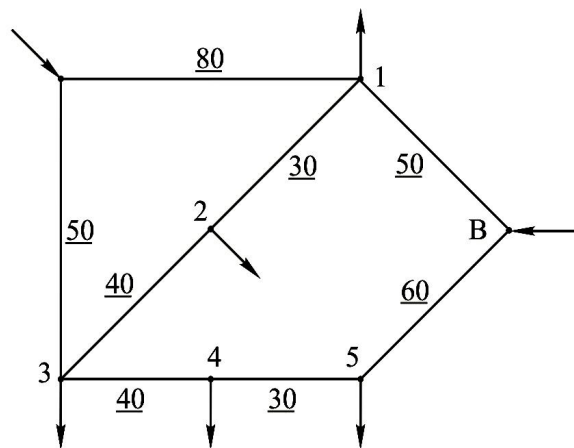


Рис. 5.71

5.49. Потребители получают питание при напряжении 6 кВ по кольцевой воздушной линии трехфазного тока, схема которой представлена на рис. 5.72. Нагрузки (кВ·А), расстояния (км) и значения коэффициентов мощности ( $\cos \varphi$ ) приведены на схеме. Провода основного кольца – алюминиевые, сечение 50 мм<sup>2</sup>, ответвление 1-4 выполнено проводами марки А-16. Среднегеометрическое расстояние между проводами на опорах составляет 1 м.

Найти распределение мощностей в схеме и определить максимальные потери напряжения в нормальном и аварийном режимах. Потери мощности не учитывать.

Таблица 5.1.

Расчетные нагрузки узлов, МВ·А

Вариант	Номера узлов						Номер схемы
	1	2	3	4	5	А	
1	9+j6	10+j5	26+j14	22+j12	30+j20	50+j25	Рис. 5.69
2	22+j14	15+j11	26+j16	12+j8	25+j12	45+j30	
3	15+j10	20+j8	12+j8	15+j10	10+j5	35+j20	

4	$25+j12$	$6+j6$	$30+j20$	$10+j6$	$35+j20$	$55+j36$	Рис.
5	$10+j6$	$15+j8$	$20+j16$	$12+j5$	$25+j15$	$48+j28$	5.70
6	$15+j10$	$10+j8$	$20+j12$	$15+j8$	$20+j12$	$45+j29$	
7	$20+j12$	$18+j10$	$25+j18$	$15+j10$	$15+j10$	$38+j26$	Рис.
8	$7+j5$	$12+j8$	$30+j20$	$15+j12$	$20+j14$	$44+j36$	5.71
9	$15+j10$	$13+j10$	$20+j18$	$6+j4$	$32+j20$	$40+j30$	

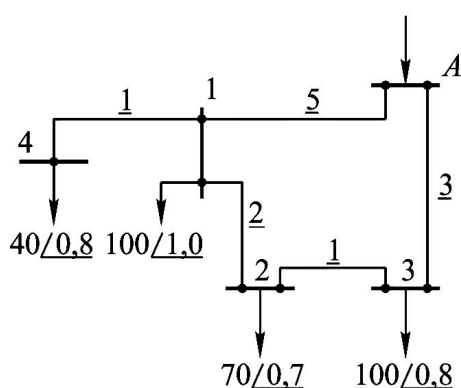


Рис. 5.72

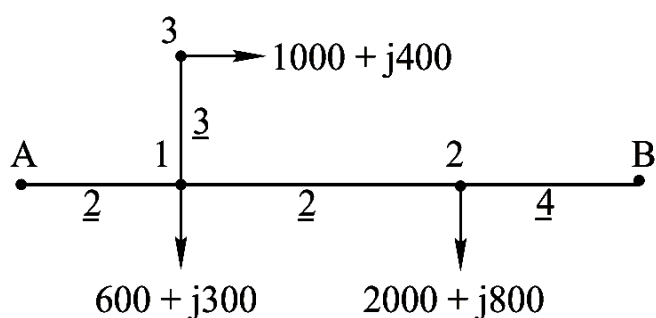


Рис. 5.73

**5.50.** Найти наибольшие потери напряжения в воздушной линии трехфазного тока напряжением 10 кВ, питающейся от двух источников А и В. Нагрузки (кВ·А) и длины участков линии указаны на схеме сети (рис. 5.73). Вся сеть выполнена проводом марки А-70. Среднегеометрическое расстояние между проводами равно 1 м. Напряжения источников питания считать одинаковыми по величине и по фазе.

**5.51.** Для кольцевой сети 110 кВ (рис. 5.74) найти нагрузку линий Л1, Л2 и определить уравнительную мощность. Сопротивление линии (Ом):  $\underline{Z}_1=6,1+j9,6$ ;  $\underline{Z}_2=7,2+j14,4$ . Напряжение на шинах питающей подстанции (узел А) равно 115 кВ. Суммарная нагрузка сети составляет  $\underline{S}_\Sigma=35,4+j33$  МВ·А.

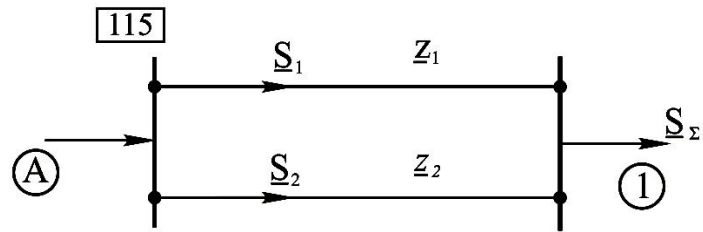


Рис. 5.74

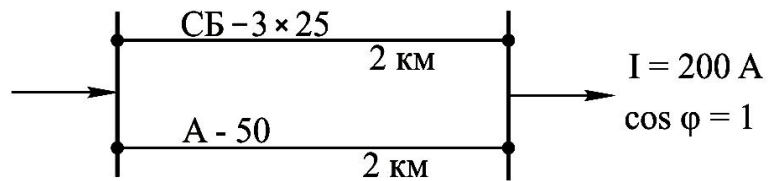


Рис. 5.75

5.52. Найти естественное и экономичное токораспределения в кольцевой сети 10 кВ (рис. 5.75), выполненной кабелем СБ-3 х 25 и воздушной линией с проводами А-50. Нагрузка (А) и длины участков (км) приведены на схеме.



### *Контрольные вопросы*

1. Что понимается под параметрами режима и параметрами сети?
2. Какова последовательность расчета режима кольцевой сети?
3. Что такое "перенос" нагрузки и как он производится?
4. Как формируется матрица узловых проводимостей электрической сети?
5. Перечислите основные методы решения систем линейных и нелинейных алгебраических уравнений установившегося режима электрической сети.
6. В какой последовательности производится расчет местной разомкнутой сети?
7. Как могут быть представлены нагрузки в расчетах сети?
8. Как производится расчет сетей нескольких номинальных напряжений?
9. Приведите алгоритм расчета замкнутой сети методом последовательных приближений.
10. Как записывается в матричной форме уравнение узловых напряжений?
11. Напишите формулы переноса промежуточной нагрузки в соседние узлы схемы сети.
12. Что такое "уравнительная мощность" и как определяется ее значение?
13. Чем характеризуется точка потокораздела в кольцевой сети?
14. Какие упрощения делаются при расчете замкнутых сетей методом преобразования схемы сети?
15. Каковы преимущества и недостатки замкнутых сетей по сравнению с разомкнутыми?
16. В чем состоит метод наложения при расчете потоков мощности в электрической сети?

17. Напишите соотношения для вычисления мощностей на головных участках линии с двусторонним питанием.

18. Как выполняется приведение сопротивлений к базисному напряжению в сети с несколькими номинальными напряжениями?

19. Напишите формулы для преобразования треугольника сопротивлений в эквивалентную звезду.

20. Как вычисляется собственная проводимость узла схемы сети в методе узловых потенциалов?

## **6. РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ И КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ**

**Анализ рабочих режимов позволяет наметить меры по регулированию напряжения и компенсации реактивной мощности для обеспечения требуемого качества электроэнергии и снижения потерь мощности и энергии в электрической сети.**

**Задачи регулирования напряжения и компенсации реактивной мощности взаимосвязаны и их разделение условно.**

### **Регулирование напряжения в сети**

может осуществляться следующими основными способами:

- 1) регулированием напряжения на шинах электростанций;
- 2) изменением коэффициента трансформации регулируемых под нагрузкой трансформаторов и автотрансформаторов;
- 3) изменением величины реактивной мощности, протекающей в сети;
- 4) изменением параметров сети.

Основными средствами регулирования напряжения в электрических сетях являются трансформаторы и автотрансформаторы с РПН, батареи статических конденсаторов, синхронные компенсаторы, статические тиристорные компенсаторы, линейные регуляторы. Технические данные конденсаторов и синхронных компенсаторов (СК) приведены в табл. П 2.11, П 2.12.

### *6.1. Выбор регулировочных ответвлений трансформаторов*

В соответствии с "Правилами устройства электроустановок" на шинах генераторного напряжения и шинах НН 6-20 кВ понижающих подстанций, являющихся центрами питания (ЦП) распределительных сетей, должно осуществляться встречное регулирование напряжения.

Устройства регулирования напряжения должны обеспечивать поддержание напряжения в ЦП в пределах не ниже 105 % номинального в период наибольших нагрузок и не выше 100 % номинального в период наименьших нагрузок этих сетей. Встречное регулирование является частным случаем централизованного регулирования напряжения. На шинах НН понижающих подстанций встречное регулирование осуществляется путем изменения под нагрузкой коэффициентов трансформации трансформаторов.

Рассмотрим выбор регулировочных ответвлений на примере двухобмоточного трансформатора, схема замещения которого изображена на рис. 6.1.

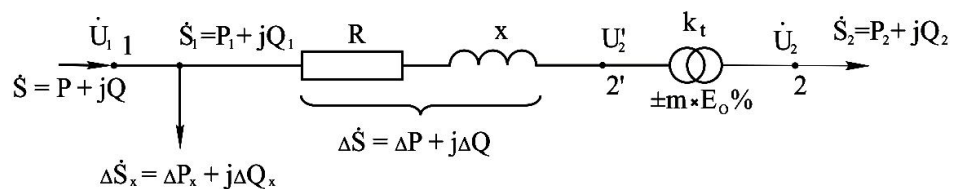


Рис. 6.1

Из расчета рабочего режима сети известны напряжение  $U_1$  и мощность  $S$  на входе трансформатора. Вычисляют значение  $S_1$  как  $S_1 = S - \Delta S_x$ , или  $S_1 = S_2 + \Delta S$ , продольную  $\Delta U$  и поперечную  $\delta U$  составляющие падения напряжения в трансформаторе

$$\Delta U = \frac{P_1 R + Q_1 X}{U_1}; \quad \delta U = \frac{P_1 X - Q_1 R}{U_1},$$

а также напряжение  $U_2'$

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

Определив  $U_2'$ , приступают к решению вопроса: какое выбрать регулировочное ответвление трансформатора с тем, чтобы на шинах НН иметь желаемое значение напряжение  $U_{2\text{жел}}$  ? Номер регулировочного ответвления  $n$  вычисляют по формуле

$$n = \frac{U_2' \frac{U_{\text{НН}}}{U_{2\text{жел}}} - U_{\text{ВН}}}{U_{\text{ВН}} \cdot E_0} 100, \quad (6.1)$$

где  $U_{\text{ВН}}$  - напряжение основного ответвления, численно равное номинальному напряжению обмотки ВН трансформатора;  $U_{\text{НН}}$  - номинальное напряжение обмотки НН;  $E_0$  - ступень регулирования напряжения, %;  $n$  - положительный или отрицательный номер искомого регулировочного ответвления. Значение  $n$ , полученное по формуле (6.1), округляют до ближайшего целого, причём  $n$  не должно превосходить имеющийся диапазон  $\pm m$  регулировочных ответвлений трансформатора. Значения  $U_{\text{ВН}}$ ,  $U_{\text{НН}}$  и  $E_0$  принимают по паспортным данным трансформатора.

Напряжение ответвления  $U_{\text{отв}}$  определяют по формуле

$$U_{\text{отв}} = U_{\text{ВН}} + n E_0 U_{\text{ВН}} / 100.$$

Коэффициент трансформации трансформатора равен

$k_{\text{T}} = U_{\text{отв}} / U_{\text{НН}}$ , а действительное напряжение на шинах НН подстанции

вычисляют как  $U_2 = \frac{U_2'}{k_{\text{T}}} = U_2' \frac{U_{\text{НН}}}{U_{\text{отв}}}.$

## 6.2. Поперечная компенсация реактивной мощности

При установке параллельно нагрузке компенсирующего устройства (КУ), генерирующего реактивную мощность  $Q_{\text{с}}$ , достигают уменьшения реактивной мощности, передаваемой по сети (рис. 6.2). Такое включение КУ называют поперечной компенсацией реактивной мощности.

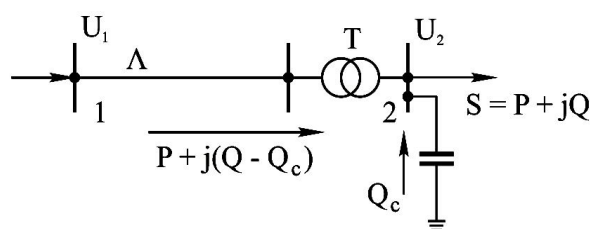


Рис. 6.2

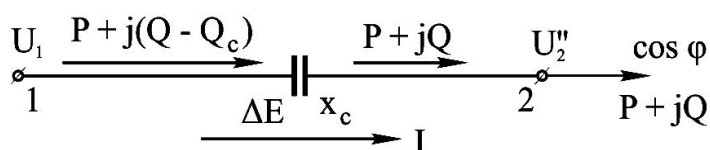


Рис. 6.3

В качестве КУ для этих целей используют батареи конденсаторов и работающие в режиме перевозбуждения синхронные компенсаторы.

Для уменьшения перетоков реактивной мощности по линиям и трансформаторам источники реактивной мощности следует размещать вблизи мест её потребления. Поперечная компенсация обеспечивает снижение потерь мощности и потерь напряжения, то есть способствует улучшению уровня напряжения и повышению экономичности режима работы электрической сети.

Поперечно включаемые батареи конденсаторов, снабжённые коммутирующими и регулируемыми аппаратами, являются экономичным средством местного регулирования напряжения.

Синхронные компенсаторы устанавливаются, как правило, на районных подстанциях и в ряде случаев у мощных электроприемников с резкопеременной нагрузкой - дуговых печей, приводов прокатных станов и др. На мощность меньше 5 Мвар применение СК экономически нецелесообразно.

При включении батареи конденсаторов (или синхронного

компенсатора) мощностью  $Q_c$  реактивная нагрузка сети снижается и повышение напряжения  $\delta U = U''_2 - U'_2$  конце электропередачи составит

$$\delta U \cong \frac{Q_c X_\Sigma}{U_{\text{ном}}},$$

где  $U'_2$ ,  $U''_2$  - напряжение в конце электропередачи до и после включения КУ соответственно;  $X_\Sigma$  - реактивное сопротивление электропередачи.

Это же повышение напряжения в процентах номинального напряжения составит  $\delta U_* \cong \frac{Q_c X_\Sigma}{U_{\text{ном}}^2} 100$ .

Удельная мощность КУ, необходимая для повышения напряжения в конце электропередачи на 1 %, определяется по формуле

$$\delta Q_c = \frac{Q_c}{\delta U_*} = \frac{U_{\text{ном}}^2}{100 \cdot X_\Sigma}.$$

Потери активной мощности в сети без КУ равны  $\Delta P = (P^2 + Q^2) R_\Sigma / U_{\text{ном}}^2$ , а при наличии КУ составляют

$$\Delta P' = \frac{P^2 + (Q - Q_c)^2}{U_{\text{ном}}^2} R_\Sigma,$$

где  $R_\Sigma$  - активное сопротивление электропередачи.

За счёт компенсации реактивной мощности на величину  $Q_c$  снижение потерь активной мощности составит

$$\delta P = \Delta P - \Delta P' = \frac{Q_c (2Q - Q_c) R_\Sigma}{U_{\text{ном}}^2}.$$

Уменьшение потерь активной мощности на единицу мощности КУ составит  $k_3 = \frac{\delta P}{Q_c} = \frac{2Q - Q_c}{U_{\text{ном}}^2} R_\Sigma$ .

При  $Q \gg Q_c$  значение  $k_3$  стремится к величине  $2Q R_\Sigma / U_{\text{ном}}^2$ , называемой экономическим эквивалентом реактивной мощности.

### 6.3. Продольная компенсация индуктивного сопротивления

Батарея конденсаторов, включенная в расщелку линии последовательно с нагрузкой (рис. 6.3), называется установкой продольной компенсации (УПК). При наличии УПК потери напряжения в сети уменьшаются вследствие появления добавки напряжения  $\Delta E$  на батарее конденсаторов, а также потому, что часть линии разгружается по реактивной мощности на величину  $Q_c = 3I^2 X_c$ . Добавка напряжения  $\Delta E$  (или отрицательная по знаку величина потери напряжения в УПК) равна  $\Delta E \cong \frac{QX_c}{U_{ном}}$  или  $\Delta E \cong \sqrt{3}IX_c \sin \varphi$ .

При бросках тока в линии, вызванных включением двигателей, работой сварочных аппаратов и дуговых печей, увеличивается и мощность УПК, что позволяет смягчить резкие колебания напряжения в сети.

Если обозначить напряжение в конце линии без УПК через  $U'$ , а с УПК -  $U''$ , то добавку напряжения  $\delta U = U'' - U'$  можно рассматривать и как величину, на которую снизились потери напряжения в линии за счёт установки УПК.

Зная величину  $\delta U$ , на которую надо поднять уровень напряжения в конце линии, можно определить сопротивление  $X_c$  батареи конденсаторов по формуле:

$$X_c = \frac{U'' - U'}{Q} U''. \quad (6.2)$$

Вместо (6.2) можно использовать приближенные соотношения

$$X_c = \frac{\delta U \cdot U_{ном}}{Q} = \frac{\delta U}{\sqrt{3}I \sin \varphi}. \quad (6.3)$$



При выборе числа и мощности конденсаторов, из которых комплектуется УПК, вычисляют по формулам (6.2) или (6.3) значение  $X_c$ .

Пользуясь значением  $X_c$ , намечают тип конденсаторов, паспортные величины тока и напряжения которых равны соответственно  $I_{\text{пасп}}$  и  $U_{\text{пасп}}$ . Ток в линии  $I$  сравнивается с  $I_{\text{пасп}}$ ; при этом необходимо, чтобы  $I \leq I_{\text{пасп}}$ . Если это условие нарушено, то УПК следует укомплектовать из нескольких параллельных ветвей. Фазное напряжение на конденсаторной установке  $U_k = I \cdot X_c$  не должно превышать  $U_{\text{пасп}}$ .

В замкнутых неоднородных сетях установки продольной компенсации можно использовать для снижения неоднородности параметров сети, что позволяет уменьшить величину уравнивающей мощности и, как следствие, снизить потери мощности и потери напряжения в контуре. Напомним, что в однородной сети отношение  $X/R$  одинаково для всех ветвей контура, а естественное распределение мощностей по участкам является экономичным. Для отыскания экономичного распределения в неоднородной сети значения мощностей по участкам вычисляют с использованием только активных сопротивлений ветвей. Для снижения неоднородности параметров УПК включают, как правило, в рассечку той линии, для которой отношение  $X/R$  наибольшее. Сопротивление конденсаторов  $X_c$  выбирают так, чтобы  $(X - X_c)/R$  для линии с УПК примерно равнялось отношению  $X/R$  для других линий.

#### *6.4 Примеры решения задач*

**Пример 6.4.1.** На районной ПС 220/110/10 кВ установлены два автотрансформатора мощностью по 63 МВ·А. Необходимо решить вопросы регулирования напряжения, если заданы желаемые напряжения на шинах 110 и 10 кВ:  $U_{\text{жел}}^c = 117 \text{ кВ}$ ,  $U_{\text{жел}}^H = 10,2 \text{ кВ}$ .

Нагрузка на шинах среднего и низшего напряжения соответственно равна:  $S_C = 65 + j35 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ ,  $S_H = 65 + j12 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ . Напряжение на шинах высшего напряжения  $U_B = 226 \text{ кВ}$ .

**Решение.** Для АТДЦТН – 63000/220/110 по табл. П 2.6 имеем:  $U_{BH} = 230 \text{ кВ}$ ;  $U_{CH} = 121 \pm 6 \times 2\% \text{ кВ}$ ;  $U_{HH} = 11 \text{ кВ}$ ;  $Z_B = 1,43 + j104 \text{ Ом}$ ;  $Z_C = 1,43 - j11,6 \text{ Ом}$ ;  $Z_H = 2,86 + j196 \text{ Ом}$ . Так как на ПС установлены два АТ, то определим эквивалентные сопротивления обмоток. Например,  $Z_1 = Z_B / n_T = (1,43 + j104) / 2 = 0,71 + j52 \text{ Ом}$ . Схема замещения, числовые значения сопротивлений обмоток, а так же распределение мощностей и напряжения узлов указаны на схеме рис 6.4.

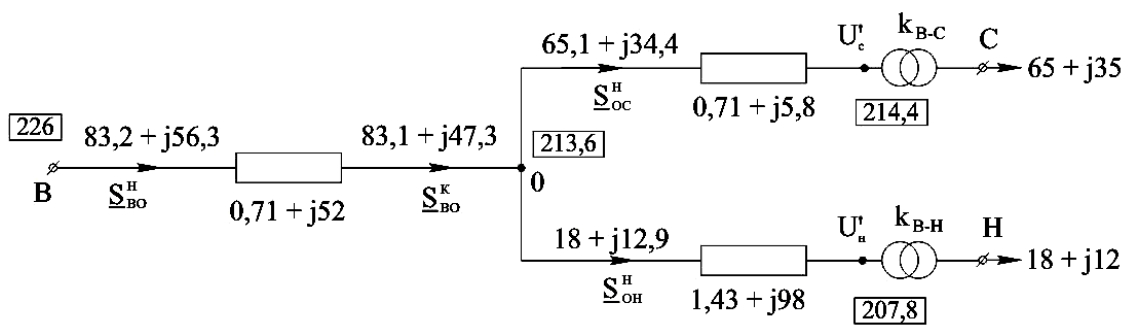


Рис 6.4.

Расчет потокораспределения выполнен «по данным начала». Итогом предварительного этапа является вычисление напряжений на шинах среднего и низшего напряжения, приведенных к высшему:  $U'_C = 214,4 \text{ кВ}$ ;  $U'_H = 207,8 \text{ кВ}$ .

Автотрансформаторы имеют РПН на стороне среднего напряжения, поэтому  $U_C = U'_C / K_{B-C} = U'_C U_{CH} (1 + nE) / U_{BH} \approx U_{\text{жел}}^C$ , откуда расчетный номер регулировочного ответвления определится как

$$n = \left( \frac{U_{\text{жел}}^C U_{BH}}{U'_C U_{CH}} - 1 \right) / E = \left( \frac{117 \cdot 230}{214,4 \cdot 121} - 1 \right) / 0,02 = 1,86.$$

Принимаем  $n=2$ . Вычислим коэффициент трансформации  $K_{B-C}$

$$K_{B-C} = \frac{U_{BH}}{U_{CH}(1+nE)} = \frac{230}{121(1+2 \cdot 0,02)} = 1,828. \quad \text{Действительное}$$

напряжение на шинах СН составит

$U_C = U'_C / K_{B-C} = 214,4 / 1,828 = 117,3 \text{ кВ}$ , что близко к желаемому значению. Значение коэффициента трансформации

$$K_{B-H} = U_{BH} / U_{HH} = 230 / 11 = 20,91.$$

Фактическое напряжение на шинах НН равно

$$U_H = U'_H / K_{B-H} = 207,8 / 20,91 = 9,94 \text{ кВ}.$$

Для получения желаемого напряжения на шинах 10 кВ следует установить ЛР. Мощность линейного регулятора выбирается из расчета его допустимой перегрузки в послеаварийном режиме (когда при отключении одного из  $n$  регуляторов перегрузка не должна превышать 40%):

$$S_{ЛР} \geq \frac{S_H}{(n-1)1,4} = \frac{\sqrt{18^2 + 12^2}}{(2-1)1,4} = 15,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

По приложению П2.10 примем два ЛР типа ЛТМН-16000/10 с регулировочным диапазоном  $\pm 10 \times 1,5\%$ . Для получения желаемого напряжения на шинах 10 кВ необходимо определить номер переключателя ответвления  $m$ , используя выражение:

$$U_{\text{жел}}^H = U_H(1+mE),$$

откуда  $m = (U_{\text{жел}}^H / U_H - 1) / E = (10,2 / 9,94 - 1) / 0,015 = 1,74$ . Примем  $m=2$ .

Действительное напряжение на стороне НН равно:

$$U_{\text{факт}}^H = 9,94(1 + 2 \cdot 0,015) = 10,24 \text{ кВ},$$

что близко к желаемому значению.

**Пример 6.4.2.** Потребитель, мощность которого 426 кВт, а  $\cos \varphi = 0,5$ , питается посредством линии электропередачи 6 кВ. Напряжение на зажимах потребителя равно 5,6 кВ. Необходимо, чтобы напряжение было 6 кВ. Определить мощность установки продольной емкостной компенсации и подобрать конденсаторы для установки.

**Решение.** Вычислим предварительно реактивную и полную мощность нагрузки, а так же ток в линии:  $S = P / \cos \varphi = 426 / 0,5 = 852 \text{ кВ} \cdot \text{А}$ ;

$$Q = P \tan \varphi = 426 \cdot 1,73 = 738 \text{ квар}; I = S / (\sqrt{3} U_{\text{НОМ}}) = 852 / (\sqrt{3} \cdot 6) = 82 \text{ А}.$$

Емкостное сопротивление установки продольной компенсации можно определить двумя способами.

*Способ 1.* Мощность, генерируемую УПК (квар), определим как

$$Q_C = P (\sin \varphi - \sqrt{(U' / U'')^2 - \cos^2 \varphi}) / \cos \varphi = 426 (0,866 - \sqrt{(5,6 / 6)^2 - 0,5^2}) / 0,5 = 66,$$

где  $U'$ ,  $U''$ -напряжения на зажимах потребителя до и после включения установки продольной компенсации. Поскольку  $Q_C = 3I^2 X_C$ , то сопротивление УПК найдем как  $X_C = Q_C / (3I^2) = 66000 / (3 \cdot 82^2) = 3,27 \text{ Ом}$ .

*Способ 2.* Из формулы (6.2) вычисляем  $X_C$  непосредственно  $X_C = (U'' - U') U'' / Q = (6 - 5,6) 6 / 0,738 = 3,25 \text{ Ом}$ , т.е. результаты определения  $X_C$  практически совпали.

Выбираем конденсаторы типа КПМ-0,6-50-1 ( $U_{\text{НОМ}} = 0,6 \text{ кВ}$ ;  $I_{\text{НОМ}} = 83,5 \text{ А}$ ;  $Q_{\text{НОМ}} = 50 \text{ квар}$ ;  $X_K = 7,2 \text{ Ом}$ ), сопротивление которых ближе всего к расчетному значению. Примем предварительно, что в каждую фазу линии параллельно включены два конденсатора ( $n_K = 2$ ). Эквивалентное сопротивление УПК равно  $X_{\text{УПК}} = X_K / n_K = 7,2 / 2 = 3,6 \text{ Ом}$ . Максимальный ток через отдельный конденсатор определим как  $I_K = I / n_K = 82 / 2 = 41 \text{ А}$ , что не превышает  $I_{\text{НОМ}}$ . Фазная величина разности потенциалов на обкладках конденсаторов равна  $\Delta E = I_K X_K = 41 \cdot 7,2 = 295 \text{ В}$ , что меньше  $U_{\text{НОМ}}$ .

Мощность УПК (на три фазы) равна  $Q_{\text{УПК}} = 3I^2 X_{\text{УПК}} = 3(82)^2 3,6 \cdot 10^{-3} = 73$  квар. Установленная мощность УПК составит  $Q_{\text{УСТ}} = 3n_k Q_{\text{ном}} = 3 \cdot 2 \cdot 50 = 300$  квар. Коэффициент использования установленной мощности УПК определим как  $K_{\text{и}} = Q_{\text{УПК}} / Q_{\text{УСТ}} = 73 / 300 = 0,24$ .

**Пример 6.4.3.** Три ТП 10/0,4 кВ получают питание от магистральной линии. Номинальные мощности трансформаторов (кВ·А), сопротивления участков магистральной линии (Ом) и наибольшие нагрузки потребителей (кВ·А) указаны на схеме сети (рис 6.5). Напряжение источника питания  $U_A = 9,9$  кВ. Все трансформаторы имеют устройство ПБВ с диапазоном  $\pm 2 \times 2,5\%$ . Подобрать регулировочное ответвление трансформатора ТП-3 для обеспечения на шинах НН (узел В) напряжения, равного 380 В. При нехватке регулировочных возможностей трансформатора, наметить место и определить тип и мощность комплектной конденсаторной установки для обеспечения желаемого уровня напряжения.

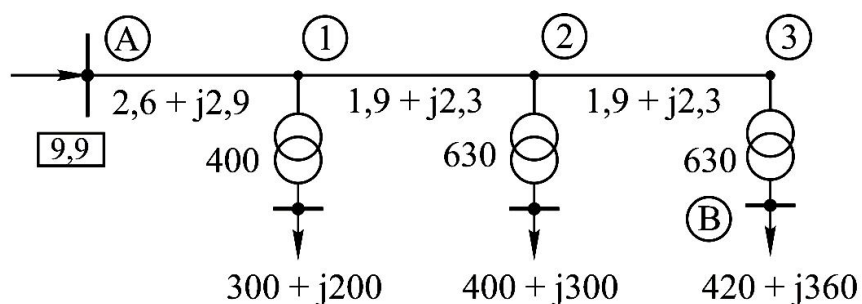


Рис 6.5

**Решение.** Справочно для ТМ-630/10 имеем:  $U_{\text{ВН}} = 10$  кВ;  $U_{\text{НН}} = 0,4$  кВ;  $\underline{Z}_T = 1,9 + j8,8$  Ом (сопротивления приведены к  $U_{\text{ВН}}$ ). Распределение мощностей в ветвях схемы определим приближенно, без учета потерь мощности. Сопротивление ветви 2-3 и трансформатора ТП-3 сложим последовательно. Результаты приведены на рис 6.6.

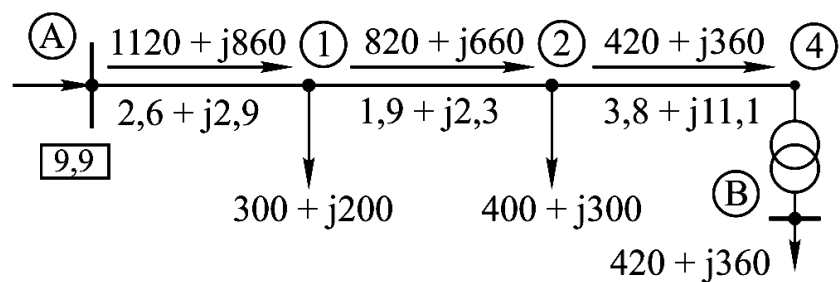


Рис 6.6

Наибольшую потерю напряжения в сети (от источника питания А до узла 4) вычислим приближенно:

$$\Delta U = \sum_i (P_i R_i + Q_i X_i) / U_A = (1120 \cdot 2,6 + 860 \cdot 2,9 + 820 \cdot 1,9 + 660 \cdot 2,3 + 420 \cdot 3,8 + 360 \cdot 11,1) / 9,9 = 1495 \text{ В.}$$

При использовании уточненных значений узловых напряжений наибольшая потеря равнялась бы 1495 В, т.е. отклонение приближенного значения  $\Delta U$  от более точного составило бы примерно 5%, что допустимо, т.к. сопоставимо с погрешностью исходных данных.

Приведенное напряжение  $U' = U_4$  определим как  $U' = U_A - \Delta U = 9,9 - 1,42 = 8,48 \text{ кВ}$ . Регулировочное ответвление трансформатора ТП-3 вычислим по формуле (6.1):

$$n = \frac{U' U_{\text{НН}} / U_{\text{жел}} - U_{\text{ВН}}}{U_{\text{ВН}} E_0} = \frac{8,48 \cdot 0,4 / 0,38 - 10}{10 \cdot 0,025} = -4,3.$$

Принимаем предельное ответвление  $n = -2$ . Вычислим коэффициент трансформации:  $K_T = U_{\text{ВН}} (1 + n E_0) / U_{\text{НН}} = 10 (1 - 2 \cdot 0,025) / 0,4 = 23,75$ .

Фактическое напряжение на шинах НН ТП-3 составит  $U_B = U' / K_T = 8,48 / 23,75 = 0,357 \text{ кВ}$ , что, как и ожидалось, меньше желаемого напряжения. Для обеспечения  $U_{\text{жел}} = 380 \text{ В}$  в узле В необходимо, чтобы приведенное напряжение в узле 4 составляло бы

$U'_4 = U_{\text{жел}} K_T = 0,38 \cdot 23,75 = 9,025 \text{ кВ}$ , т.е. должно быть увеличено на  $\delta U = U'_4 - U_4 = 9,025 - 8,48 = 0,545 \text{ кВ}$ .

Если нет противопоказаний, то конденсаторную установку выгоднее всего подключить к шинам 0,4 кВ ТП-3 (к узлу В). Мощность батареи, включаемой параллельно нагрузке, определим из условия  $\delta U = Q_{\text{БК}} X_{\Sigma} / U_{\text{ном}}$ .

Вычислим результирующее сопротивление сети от пункта А до узла 4:

$$X_{\Sigma} = X_{A1} + X_{12} + X_{24} = 2,9 + 2,3 + 11,1 = 16,3 \text{ Ом}.$$

Тогда  $Q_{\text{БК}} = \delta U \cdot U_{\text{ном}} / X_{\Sigma} = 545 \cdot 10 / 16,3 = 334 \text{ квар}$ .

После подключения косинусной батареи в узле В, потоки реактивной мощности на каждом из участков А-1, 1-2 и 2-4 (рис 6.6) уменьшатся на 334 квар, а потеря напряжения в сети составит

$$\Delta U' = \sum_i (P_i R_i + (Q_i - Q_{\text{БК}}) X_i) / U_A = (1120 \cdot 2,6 + 526 \cdot 2,9 + 820 \cdot 1,9 + 326 \cdot 2,3 + 420 \cdot 3,8 + 26 \cdot 11,1) / 9,9 = 872 \text{ В}$$

Напряжение в узле В после включения батареи конденсаторов составит  $U_B = (U_A - \Delta U') / K_T = (9,9 - 0,872) / 23,75 = 0,38 \text{ кВ}$ , что равно желаемому значению.

Заметим, что при установке БК на шины 10 кВ ТП-3 тот же эффект достигался бы при мощности батареи в 1050 квар. Эта мощность превышает реактивную нагрузку всей сети.

Найденное значение  $Q_{\text{БК}} = 334 \text{ квар}$  – это рабочая мощность батареи. Обычно косинусные батареи вырабатывают примерно 70% установленной мощности. Установленную мощность БК оценим как  $Q_{\text{УСТ}} = Q_{\text{БК}} / 0,7 = 334 / 0,7 = 477 \text{ квар}$ . По приложению П2.15 выберем УК-0,38-450 с  $Q_{\text{УСТ}} = 450 \text{ квар}$  (9 секций по 50 квар).

#### 6.5. Задачи для самостоятельного решения

6.1. На районной подстанции установлен трансформатор типа ТДН - 16000/110. Напряжение на шинах ВН подстанции при максимальной нагрузке равно 104 кВ, а в момент минимума нагрузки - 110 кВ. Потери напряжения в трансформаторе составляют: при максимальной нагрузке  $\Delta U' = 5$  кВ, при минимальной  $\Delta U'' = 1,8$  кВ. Выбрать регулировочные ответвления трансформатора для этих режимов, если на подстанции осуществляется встречное регулирование напряжения. Найти коэффициенты трансформации и действительные напряжения на шинах НН. Номинальное напряжение распределительной сети, питаемой от подстанции, равно 10 кВ.

6.2. На понижающей подстанции установлены трансформаторы типа ТДН- 10000/35. Напряжение на стороне ВН трансформаторов при максимальной нагрузке равно 33 кВ, а при минимальной - 35 кВ. Потери напряжения в трансформаторах при максимальной нагрузке составили  $\Delta U' = 5$  кВ, а при минимальной -  $\Delta U'' = 1,8$  кВ. На стороне НН трансформаторов необходимо стабилизировать напряжение на уровне 6 кВ. В каком диапазоне регулирования напряжения должны работать трансформаторы ?

6.3. Два трансформатора типа ТРДН - 25000/110 работают на подстанции параллельно. Напряжение на входе трансформаторов в максимальном режиме равно 106 кВ. Наибольшая нагрузка подстанции на шинах 10 кВ составляет  $(30 + j18)$  МВ·А. Определить номер регулировочного ответвления и действительное напряжение на шинах НН, если на подстанции осуществляется встречное регулирование напряжения.

6.4. Главная понижающая подстанция завода питается линией 110 кВ от районной подстанции, на которой напряжение стабилизировано на уровне 115 кВ. Потери напряжения в линии равны: при максимальной нагрузке  $\Delta U_{\text{л}} = 7$  %, при минимальной -  $\Delta U_{\text{л}} = 2,5$  %. Потери напряжения в трансформаторе ГПП при



максимальной нагрузке составляют  $\Delta U'_T = 5,2 \%$ , а при минимальной -  $\Delta U''_T = 1,8 \%$ . Определить на каких ответвлениях должен работать трансформатор типа ТДН - 16000/110 на ГПП с тем, чтобы обеспечить встречное регулирование напряжения на шинах 10 кВ.

6.5. На ГПП завода установлены два трансформатора типа ТДН -16000/110 (рис. 6.7). Завод питается от районной подстанции посредством двухцепной линии, выполненной проводом АС - 95/16 протяженностью 40 км. На районной подстанции осуществляется стабилизация напряжения на уровне 115 кВ. Максимальная нагрузка ГПП равна  $(27+j16)$  МВ·А, минимальная -  $(15 +j 8)$  МВ·А. Определить необходимые регулировочные ответвления трансформаторов ГПП для режимов наибольшей и наименьшей нагрузок завода.

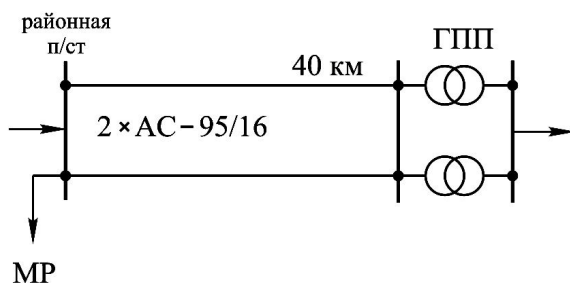


Рис. 6.7

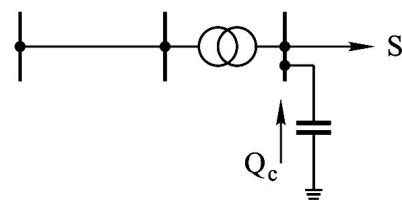


Рис. 6.8

6.6. На заводской подстанции установлен трансформатор типа ТРДЦН - 160000/220, на вводах ВН которого напряжение при максимальной нагрузке равно 227 кВ, а при минимальной нагрузке - 222 кВ. Потери напряжения в трансформаторе составляют: в максимальном режиме - 11,6 кВ; в минимальном - 6,2 кВ. На подстанции при максимальной нагрузке напряжение должно поддерживаться на 10 % выше номинального значения, а при минимальной нагрузке должно быть равно номинальному. Выбрать регулировочные ответвления трансформатора.

6.7. На понижающей подстанции 110/10 кВ установлены два

трансформатора типа ТРДН - 40000/110 с пределами регулирования коэффициента трансформации  $115 \pm 9 \times 1,78 \% / 10,5$ . Исходя из требований встречного регулирования напряжения, оценить достаточность регулировочного диапазона трансформаторов для режимов максимальной и минимальной нагрузок подстанции, равных:  $S_{\text{макс}} = (59 + j 29) \text{ МВ} \cdot \text{А}$  и  $S_{\text{мин}} = (27 + j 15) \text{ МВ} \cdot \text{А}$ . Напряжения на стороне ВН подстанции ( $U_1$ ) в указанных режимах равны:  $U_{1 \text{ макс}} = 103 \text{ кВ}$  и  $U_{1 \text{ мин}} = 109 \text{ кВ}$ . Сопротивление схемы замещения двух параллельно включённых трансформаторов составляет  $Z_{\text{п/ст}} = 0,72 + j 17,4 \text{ Ом}$ .

6.8. На районной понижающей подстанции 220/10 кВ работают параллельно два трансформатора мощностью 63 МВ·А каждый. Нагрузка на шинах вторичного напряжения подстанции равна: для максимального режима:  $S_{\text{макс}} = (80 + j 40) \text{ МВ} \cdot \text{А}$ ; для минимального -  $S_{\text{мин}} = (45 + j 28) \text{ МВ} \cdot \text{А}$ . Напряжение на вводах ВН трансформаторов составляет: для максимального режима  $U_{\text{макс}} = 215 \text{ кВ}$ ; для минимального режима -  $U_{\text{мин}} = 219 \text{ кВ}$ . Требуется подобрать коэффициенты трансформации трансформаторов, обеспечивающие встречное регулирование на шинах НН подстанции.

6.9. На заводской подстанции установлен трансформатор старого образца с пределами регулирования коэффициента трансформации  $110 \pm 2 \times 2,5 \% / 11 \text{ кВ}$ . Определить наивыгоднейший коэффициент трансформации и действительные напряжения на стороне потребителя, если известно, что напряжение на стороне ВН трансформатора изменяется от 115 кВ в минимальном до 108 кВ в максимальном режимах. Потери напряжения в обмотках трансформатора составляют 5,5 кВ в режиме максимальной нагрузки и 2,8 кВ в режиме минимальной нагрузки. Желаемое напряжение на шинах НН подстанции заключено в пределах  $11,0 \div 9,5 \text{ кВ}$ .

6.10. В конце воздушной линии 110 кВ установлен трансформатор с ПБВ, имеющий пределы регулирования коэффициента

трансформации  $110 \pm 2 \times 2,5 \% / 11$  кВ. Сопротивление трансформатора  $Z_T = 8 + j 85$  Ом. Нагрузка на шинах НН подстанции для максимального режима равна  $S_{\max} = (9 + j 6)$  МВ·А, а для минимального -  $S_{\min} = (3 + j 2)$  МВ·А. Напряжения на входе трансформатора для этих режимов составляют:  $U_{\max} = 104$  кВ;  $U_{\min} = 110$  кВ. Требуется выбрать коэффициент трансформации и определить напряжения на вторичной стороне трансформатора для обоих режимов, если известно, что на шинах НН подстанции желательно иметь минимальные отклонения напряжения.

6.11. На подстанции установлены два понижающих трансформатора типа ТРДН – 40000/110. Мощность, поступающая на шины ВН, равна  $S_{\max} = 62 + j 23$  МВ·А и распределена между трансформаторами поровну. Желаемое напряжение на шинах 10 кВ ПС равно 10,5 кВ. Выбрать регулировочное ответвление РПН, если напряжение на шинах ВН подстанции равно 102 кВ.

6.12. На подстанции установлен трансформатор типа ТДТН-25000/110/35. В режиме наибольших нагрузок напряжение на шинах ВН равно 106 кВ; в режиме наименьших - 110 кВ. Нагрузка на шинах СН и НН подстанции равна: для максимального режима  $S_{\text{сн}} = (12 + j 9)$  МВ·А,  $S_{\text{нн}} = (8 + j 5)$  МВ·А; для минимального  $S_{\text{сн}} = (7 + j 6)$  МВ·А,  $S_{\text{нн}} = (5 + j 3)$  МВ·А. На шинах 10 кВ подстанции осуществляется встречное регулирование напряжения. На шинах 35 кВ подстанции во всех режимах наилучший уровень напряжения равен 36,8 кВ. Выбрать ответвления РПН и ПБВ трансформатора.

6.13. На районной понижающей подстанции работают параллельно два трансформатора типа ТРДЦН - 63000/220. Максимальная нагрузка на шинах 10 кВ подстанции равна 80 МВт при коэффициенте мощности 0,91. Наименьшая нагрузка составляет 0,4 от максимальной при снижении на 0,05 значения коэффициента мощности. В режимах наименьших нагрузок один трансформатор отключен. Напряжение на

шинах ВН в максимальном режиме равно 225 кВ, в минимальном - 233 кВ. Определить регулировочные ответвления трансформаторов, необходимые для осуществления встречного регулирования напряжения.

6.14. От электростанции по двухцепной линии 110 кВ длиной 60 км, выполненной проводами АС - 70/11, питается районная понижающая подстанция, на которой установлены два трансформатора типа ТДН - 16000/110. Максимальная нагрузка на шинах 10 кВ подстанции  $S_{\text{макс}} = 25 \text{ МВ} \cdot \text{А}$  при  $\cos \varphi = 0,9$ . На шинах электростанции поддерживается напряжение 115 кВ. Требуется определить регулировочное ответвление трансформаторов для режима максимальных нагрузок.

6.15. На районной подстанции параллельно работают два автотрансформатора типа АТДТН - 32000/220/110, имеющие на линейных выводах обмоток среднего напряжения РПН с диапазоном регулирования  $\pm 6 \times 2 \%$ . В режиме наибольших нагрузок напряжение на входе автотрансформаторов равно 215 кВ, а нагрузки на шинах среднего и низшего напряжения подстанции равны соответственно  $S_{\text{сн}} = (20 + j12) \text{ МВ} \cdot \text{А}$  и  $S_{\text{нн}} = (6 + j3) \text{ МВ} \cdot \text{А}$ . В режиме наименьших нагрузок напряжение на шинах ВН подстанции равно 221 кВ, а нагрузки на стороне 110 и 10 кВ составляют  $S_{\text{сн}} = (12 + j7) \text{ МВ} \cdot \text{А}$  и  $S_{\text{нн}} = (4 + j2) \text{ МВ} \cdot \text{А}$ .

Выбрать регулировочные ответвления и определить действительные напряжения на шинах 110 и 10 кВ для режимов наибольших и наименьших нагрузок, если на стороне среднего напряжения подстанции осуществляется встречное регулирование напряжения.

6.16. Подстанция, находящаяся на расстоянии 3 км от главной понижающей подстанции, питается по воздушной линии 10 кВ, выполненной проводами АС - 50/8. Провода на деревянных опорах

расположены со среднегеометрическим расстоянием 0,8 м. Передаваемая по линии мощность равна  $(960+j840)$  кВ·А. Определить мощность конденсаторной батареи, которую необходимо установить на подстанции параллельно нагрузке, чтобы потеря напряжения в сети снизилась на 0,8 %.

6.17. Приемная подстанция получает питание от удаленной электростанции по двухцепной ЛЭП 220 кВ длиной 200 км, выполненной проводом АС - 400/51. Параметры линии:  $R=8$  Ом;  $X=40$  Ом;  $B/2=5,5 \cdot 10^{-4}$  см. Напряжение по концам ЛЭП равны 248 и 220 кВ. Найти, чему должна равняться мощность компенсирующего устройства в конце электропередачи с тем, чтобы коэффициент мощности на шинах ВН приемной подстанции равнялся 0,8 при нагрузке 220 МВт.

6.18. Нагрузка, потребляющая мощность  $(610+j720)$  кВ·А, питается от трансформатора типа ТМ - 1000/10. Определить мощность батареи статических конденсаторов, которую надо подключить к вторичной обмотке трансформатора параллельно нагрузке, чтобы снизить потери напряжения в трансформаторе на 3%.

6.19. Определить, как изменятся потери мощности и напряжения в сети 10 кВ, изображенной на рис. 6.8, после включения конденсаторной батареи мощностью 350 квар на стороне низшего напряжения трансформатора. Напряжение питающего пункта во всех режимах постоянно и равно 10,1 кВ. Наибольшая мощность нагрузки равна 720 кВ·А при  $\cos \varphi=0,70$ , а наименьшая - 210 кВ·А при  $\cos \varphi=0,65$ . Сопротивления линии  $R_{\text{л}}=0,9$  Ом,  $X_{\text{л}}=1,2$  Ом. Трансформатор типа ТМ - 1000/10 работает на основном ответвлении.

Определить действительные напряжения на стороне НН подстанции для двух режимов. Решить вопрос о целесообразности отключения батареи конденсаторов в минимальном режиме, если отклонение напряжения на шинах 0,38 кВ подстанции не должно

превышать  $\pm 10 \%$ .

6.20. Определить, на сколько процентов снизятся потери напряжения в сети (рис. 6.8) при установке батареи конденсаторов мощностью 290 квар на стороне НН трансформатора типа ТМ - 630/10. Линия электропередачи длиной 8 км выполнена проводом АС - 50/8. Мощность потребляемая нагрузкой, равна  $(400+j\ 300)$  кВ·А. Среднегеометрическое расстояние между проводами ВЛ 10 кВ равно 2,5 м.

6.21. Главная понижающая подстанция завода питается посредством ЛЭП напряжением 110 кВ протяженностью 120 км, выполненной проводами АС - 120/19, расположенными со среднегеометрическим расстоянием между ними 5 м. Нагрузка подстанции, приведенная к шинам ВН, равна  $(9,6+j\ 7,2)$  МВ·А. Определить, на сколько процентов снизится потеря напряжения в линии, если на подстанции будет установлена конденсаторная батарея мощностью 5 Мвар.

6.22. Подстанция, на которой установлен трансформатор типа ТМ - 630/10, питается с помощью воздушной линии протяженностью 4 км, выполненной проводами АЖ-50 со среднегеометрическим расстоянием между ними 1 м. Нагрузка подстанции равна  $(420+j\ 380)$  кВ·А. Определить, на сколько процентов снизится потеря напряжения в сети, если к вторичной обмотке трансформатора подключить конденсаторную батарею (рис. 6.8) мощностью 360 квар.

Какие напряжения будут на шинах 0,38 кВ при минимальной нагрузке подстанции  $(120 + j\ 90)$  кВ·А, если: а) батарея конденсаторов отключена; б) батарея конденсаторов включена. Напряжение на питающем конце линии во всех режимах поддерживается равным 6 кВ, а трансформатор работает с коэффициентом трансформации 6/0,4.

6.23. С помощью воздушной ЛЭП напряжением 35 кВ, выполненной проводами АС - 70/11 со среднегеометрическим

расстоянием между ними 3 м, мощность  $(4 + j3)$  МВ·А передается на расстояние 15 км. Определить мощность конденсаторной батареи, которую необходимо установить параллельно с нагрузкой на подстанции, чтобы потерю напряжения в линии снизить на 2 %.

6.24. Воздушная ЛЭП напряжением 10 кВ протяженностью 10 км питает нагрузку, мощность которой  $(820 + j 600)$  кВ·А. В конце линии параллельно нагрузке включена конденсаторная батарея мощностью 500 квар. Определить, во сколько раз снизились бы потери напряжения в линии, если бы в одном случае она была выполнена проводом А - 70, во второй - проводом А - 120. Среднегеометрическое расстояние между проводами в обоих случаях равно 2 м.

6.25. ВЛ 10 кВ протяженностью 15 км, выполнена проводом АС-120/19, питает нагрузку мощностью  $(1600 + j 1400)$  кВ·А. Среднегеометрическое расстояние между проводами на опорах равно 1,2 м. Потеря напряжения в линии больше допустимого значения на 8 %. Определить, можно ли добиться допустимой потери напряжения в линии путем подключения к ней конденсаторной батареи. Какова должна быть мощность этой батареи?

6.26. Потребитель с нагрузкой 500 кВт и коэффициентом мощности 0,8 питается по воздушной линии, удельное индуктивное сопротивление которой принято 0,4 Ом/км, активное - 0,42 Ом/км. По условиям допустимых отклонений напряжения потеря напряжения должна быть снижена на 20 % против существующей величины. Для снижения потери напряжения используется конденсаторная батарея, включённая у потребителя. Определить мощность батареи, удовлетворяющую заданным условиям.

6.27. Понижающие подстанции 1, 2, 3 и 4 питаются от районной электростанции замкнутой сетью с номинальным напряжением 110 кВ (рис.6.9). Вся сеть выполнена проводами марки АС-120/19,

подвешенными со среднегеометрическим расстоянием 5 м на стальных одноцепных опорах. Длины участков (км) приведены на схеме. В нормальном режиме работы сети при наибольших нагрузках напряжение на шинах высшего напряжения подстанции 3 равно 92 кВ. По условиям регулирования напряжения в распределительной сети, напряжение на шинах ВН подстанции 3 надо поднять до 96 кВ. Определить необходимую для этого мощность синхронных компенсаторов, устанавливаемых на подстанции 3.

6.28. Районная понижающая подстанция питается двумя параллельными линиями 110 кВ (рис. 6.10) длиной 80 км с проводами марки АС-95/16, подвешенными на стальных опорах со среднегеометрическим расстоянием 5 м. На подстанции установлены два трансформатора старого образца мощностью по 31,5 МВ·А, работающих с неизменным коэффициентом трансформации 118,2/11 кВ. Реактивное сопротивление двух линий равно  $X_{\text{л}}=17,3$  Ом, а трансформаторов  $X_{\text{т}}=20,2$  Ом. С шин низшего напряжения подстанции питается нагрузка  $S=(30+j20)$  МВ·А.

Определение мощности синхронного компенсатора, устанавливаемого на понижающей подстанции, произвести для аварийного режима работы, когда одна из параллельных цепей линии отключилась. В этом режиме работы напряжение на шинах НН подстанции без СК падает до 9,5 кВ, а его необходимо поддерживать не ниже 10 кВ. Определение мощности СК выполнить упрощённо, без учёта влияния поперечной составляющей падения напряжения.

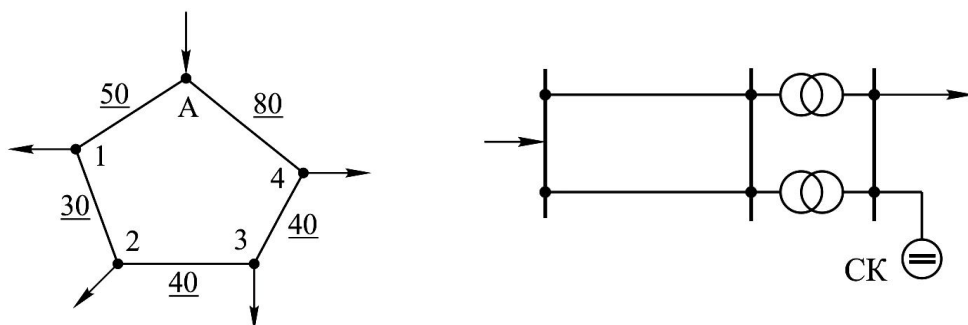




Рис. 6.9

Рис. 6.10

6.29. Синхронный компенсатор включён в конце линии 110 кВ (рис. 6.11). Система обеспечивает на шинах потребителя напряжение 5,6 кВ в максимальном и 6,4 кВ в минимальном режимах работы, желаемое напряжение  $U_{2\text{макс}}=6,3$  кВ и  $U_{2\text{мин}}=6,0$  кВ. Коэффициент трансформации  $k_{T2} = 17,1$ . Определить мощность синхронного компенсатора, если реактивные сопротивления звеньев электропередачи приведены к базисному напряжению 110 кВ и значения их указаны на схеме.

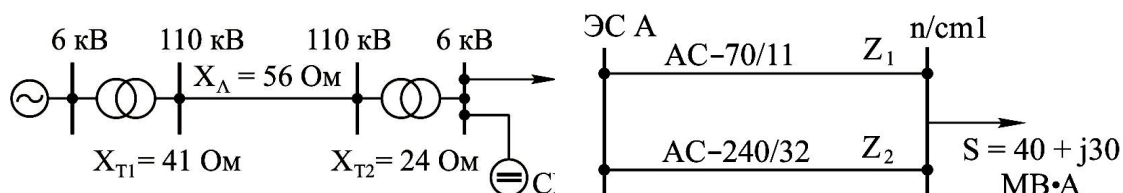


Рис. 6.11

Рис. 6.12

6.30. Районная понижающая подстанция питается по двум параллельным линиям 110 кВ длиной 80 км с проводами марки АС - 150/24, подвешенными на железобетонных опорах со среднегеометрическим расстоянием 5 м. На подстанции установлены два трансформатора (рис. 6.7), сопротивление каждого из которых  $Z_T=1,4+j35$  Ом, а коэффициент трансформации  $K_T=17,42$ . Нагрузка подстанции в максимальном режиме  $(68+j43)$  МВ·А, в минимальном -  $(10+j6)$  МВ·А. Напряжение источника питания в обоих режимах равно 113 кВ. На шинах 6 кВ подстанции необходимо обеспечить встречное регулирование напряжения. Определить мощность и тип компенсирующего устройства, подключаемого к шинам низшего напряжения подстанции.

6.31. Заводская подстанция питается по двум параллельным ЛЭП напряжением 35 кВ. Первая линия выполнена кабелем АОСБ - 120, сопротивления её  $R_1 = 1,98 \text{ Ом}$ ,  $X_1 = 0,72 \text{ Ом}$ . Вторая линия воздушная и выполнена проводом АС - 120/19, сопротивления её  $R_2 = 2,16 \text{ Ом}$ ,  $X_2 = 3,2 \text{ Ом}$ . Нагрузка подстанции равна  $(12 + j 15) \text{ МВ} \cdot \text{А}$ . Необходимо выровнять нагрузку ввиду неравномерного распределения её по линиям, для чего в рассечку воздушной ЛЭП следует включить батарею конденсаторов. Определить мощность батареи, число и тип конденсаторов.

6.32. Потребитель, наибольшая активная мощность которого равна 520 кВт, а  $\cos \varphi = 0,7$ , питается посредством ЛЭП напряжением 10 кВ. Сопротивление линии  $Z = (3 + j12) \text{ Ом}$ . Напряжение в конце линии при максимальной нагрузке равно 8,8 кВ, а необходимо, чтобы оно было не ниже 10 кВ. Определить число конденсаторов и мощность УПК, необходимые для увеличения напряжения до требуемого значения.

6.33. В электрическую сеть 0,38 кВ включена нагрузка, рабочий ток которой  $(20 - j 35) \text{ А}$ , а пусковой -  $(120 - j 190) \text{ А}$ . Сопротивление сети  $Z = (0,1 + j 0,3) \text{ Ом}$ . В момент подключения нагрузки в сети наблюдается резкое снижение напряжения. Определить потерю напряжения в сети и предусмотреть меры, позволяющие стабилизировать напряжение в пусковой период до значения, равного 380 В.

6.34. Две параллельные ЛЭП напряжением 10 кВ питают нагрузку, мощность которой  $(1 + j 2) \text{ МВ} \cdot \text{А}$ . Протяжённость линий различна: 5 и 8 км, сечения проводов одинаковы. Погонные сопротивления линий:  $r_0 = 0,25 \text{ Ом/км}$ ,  $x_0 = 0,42 \text{ Ом/км}$ . Определить сопротивление, число и тип статических конденсаторов, при включении которых в рассечку более длинной линии нагрузки ЛЭП выравниваются.

6.35. Районная понижающая подстанция связана с центром питания одноцепной линией напряжением 110 кВ длиной 80 км ( $Z = 21 + j34$  Ом). Наибольшая расчётная нагрузка подстанции  $S = (22 + j20)$  МВ·А. По условиям работы потребителей потери напряжения в линии при этой нагрузке не должны быть более 6 %. Для снижения потери напряжения в каждую фазу линии предполагается последовательно включить однофазные конденсаторы КСП - 0,66 - 40. Определить необходимое число конденсаторов и установленную мощность УПК. Расчёт выполнить без учёта потерь мощности в линии.

6.36. Питание подстанции 1 от электростанции А ранее производилось по одиночной линии 110 кВ длиной 100 км и проводами АС-70/11 ( $Z_1=42+j44$  Ом). В связи со значительным ростом нагрузки к понижающей подстанции от электростанции А проложена вторая линия 110 кВ, работающая параллельно с первой (рис. 6.12). Новая линия выполнена проводами АС - 240/32 ( $Z_2=12 + j40$  Ом). Нагрузка приёмной подстанции  $S=(40+j30)$  МВ·А. Определить естественное и экономически целесообразное распределение мощностей между линиями. Определить сопротивление, число и тип статических конденсаторов, при включении которых в рассечку второй ЛЭП нагрузки линий становятся близкими к экономическим.

6.37. Потребитель, имеющий мощность 400 кВт при коэффициенте мощности 0,8, питается по воздушной линии. Номинальное напряжение передачи 10 кВ; напряжение у потребителя в часы максимальной нагрузки 9,6 кВ; желаемое напряжение 10,5 кВ. Определить тип, число, мощность и реактивное сопротивление конденсаторов, включаемых в каждую фазу установки продольной компенсации для увеличения напряжения до уровня желаемого.

6.38. Потребитель, мощность которого 426 кВт,  $\cos \varphi = 0,5$ , питается посредством линии электропередачи 6 кВ. Без компенсации индуктивного сопротивления линии, напряжение в конце её равнялось

бы 5,4 кВ. Определить мощность конденсаторной установки, подключаемой в сеть последовательно с нагрузкой для повышения напряжения до 6 кВ. Подобрать конденсаторы для установки.

6.39. По линии 6 кВ в режиме вечернего максимума нагрузки передаётся мощность 300 кВт, коэффициент мощности нагрузки 0,86 ( $\sin \varphi = 0,51$ ). Определить мощность, число и тип конденсаторов УПК, включенной в рассечку линии для повышения напряжения у потребителя с 5,1 до 5,7 кВ.

6.40. Потребитель питается от одного источника по двум параллельным линиям напряжением 10 кВ. Протяженность линий 12 и 8 км, сечения проводов одинаковы. Удельные активное и индуктивное сопротивления соответственно равны 0,245 и 0,368 Ом/км. Нагрузка потребителя задана комплексом мощности  $(4+j2,8)$  МВ·А. Определить величину сопротивления, число и тип статических конденсаторов, при включении которых в рассечку более длинной ЛЭП нагрузка линий выравнивается.

6.41. Выбрать продольную компенсацию для сети напряжением 10 кВ с нагрузками (кВт и квар), длинами (км) и марками проводов, указанными на рис. 6.13. Напряжение в питающем пункте составляет 10,5 кВ. Допустимая потеря напряжения 8 %. Среднегеометрическое расстояние между проводами  $D_{cp} = 1$  м.

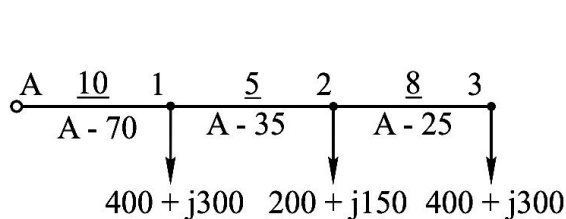


Рис. 6.13

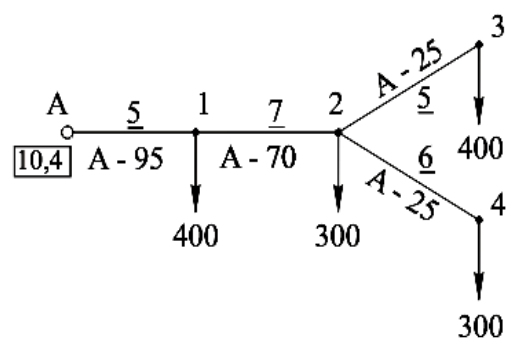


Рис. 6.14

6.42. Нагрузка в конце одноцепной линии 110 кВ с проводами АС - 70/11 возрастает до  $S=(50+j25)$  МВ·А. Предполагается проложить вторую линию 110 кВ с проводами АС-185/29. Расстояние от электростанции до подстанции - 70 км. Выбрать мощность установки продольной компенсации, необходимую для экономичного распределения мощности между параллельными линиями. Среднегеометрическое расстояние между проводами линий принято равным 5 м. Проводимостью линий пренебречь.

6.43. В каждую фазу воздушной линии 10 кВ с сопротивлением  $Z_{\text{л}} = 3+j4$  Ом включается последовательно конденсатор типа КПМ - 0,6-50-1 с сопротивлением 7,2 Ом. Нагрузка линии составляет  $(1040+j780)$  кВ·А. Определить потерю напряжения в линии для трёх случаев: а) без конденсаторов; б) с конденсаторами в конце линии; в) с конденсаторами в начале линии.

6.44. Потребитель, нагрузка которого  $(730 +j 740)$  кВ·А, питается по воздушной линии 10 кВ. Сопротивление линии  $Z_{\text{л}} = (9,4+j 5,7)$  Ом. Допустимая потеря напряжения в линии составляет 6 %. Определить мощность КУ, необходимую для обеспечения желаемого уровня напряжения, для случаев: а) батарея статических конденсаторов устанавливается в конце линии параллельно нагрузке; б) установка продольной ёмкостной компенсации включена в конце линии.

6.45. Выбрать продольную компенсацию для сети напряжением 10 кВ с нагрузками (кВт), длинами (км) и марками проводов, указанными на рис.6.14. Коэффициенты мощности нагрузок одинаковы и равны 0,8. Напряжение в питающем пункте составляет 10,4 кВ. Среднегеометрическое расстояние между проводами  $D_{\text{ср}}=1$  м. Допустимая потеря напряжения в сети принята равной 8 %.

6.46. Выбрать мощность батареи статических конденсаторов на подстанции 6 кВ промышленного предприятия с двухсменной работой и значительным количеством электродвигателей напряжением 6 кВ.

Максимальная нагрузка предприятия 5200 кВт, естественный  $\cos \varphi_1 = 0,78$ . Время использования максимальной нагрузки  $T_{\max} = 4000$  ч. Необходимо увеличить коэффициент мощности до  $\cos \varphi_2 = 0,93$ .

6.47. Счетчики активной и реактивной энергии, установленные на вводном распределительном щите автобазы, за год показали:  $A = 1080$  тыс.кВт·ч;  $W = 842$  тыс.квар·ч. Число часов работы автобазы  $t = 4000$  ч. Напряжение сети 380/220 В. Определить мощность и тип конденсаторов компенсирующего устройства для повышения  $\cos \varphi$  до 0,95.

6.48. Для схемы (рис. 6.15) проверить достаточность диапазона РПН трансформаторов для обеспечения желаемого уровня напряжения  $U_{\text{жел}} = 10,5$  кВ на шинах НН приемной подстанции. Напряжение питающего пункта равно  $U_A = 36$  кВ. Мощность нагрузки  $S = 18 + j13$  МВ·А. Другие данные указаны на схеме. При недостаточности диапазона РПН оценить величину мощности конденсаторной батареи, подключаемой к шинам НН параллельно нагрузке.

6.49. На понижающей подстанции установлен трансформатор ТМН – 4000/35. По результатам расчета режимов сети приведенные напряжения  $U'$  (рис. 6.16) составили: при наибольших нагрузках  $U'_{\max} = 34$  кВ; в послеаварийном режиме  $U'_{AB} = 32$  кВ; при наименьших нагрузках  $U'_{\min} = 37$  кВ.

За счет использования устройства РПН требуется обеспечить на шинах НН во всех режимах сети неизменное напряжение  $U_{\text{жел}} = 6,6$  кВ.

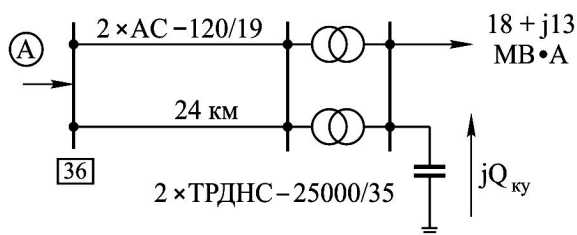


Рис. 6.15

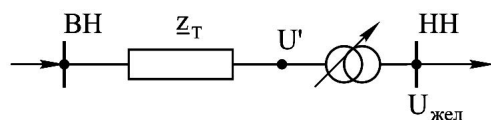


Рис. 6.16

### *Контрольные вопросы*

1. Объясните положительный регулировочный эффект синхронного компенсатора.
2. В чём заключается отличие экономичного распределения мощностей в кольцевой сети от естественного распределения?
3. Перечислите источники реактивной мощности и дайте их сравнительную характеристику.
4. В чем заключается суть централизованного, встречного и местного регулирования напряжения?
5. Каковы преимущества и недостатки способа продольной компенсации индуктивного сопротивления с помощью УПК?
6. Перечислите средства местного регулирования напряжения.

#### **7. Перечислите способы регулирования напряжения в электрических сетях.**

8. Каково назначение синхронных компенсаторов, устанавливаемых в электрических сетях?
9. Что даёт улучшение коэффициента мощности промышленного предприятия?
10. Что такое отклонения напряжения? Чем они вызываются и каковы их последствия?
11. Что такое колебания напряжения? Чем они вызываются и каковы их последствия?
12. На что влияет дефицит реактивной мощности в системе?
13. Что такое экономический эквивалент реактивной мощности и как его определить?
14. Каковы нормируемые ГОСТом допустимые отклонения напряжения для разных электроприёмников?

15. Как зависит реактивная мощность, вырабатываемая синхронными компенсаторами и батареями статических конденсаторов, от подводимого напряжения?
16. Как производится выбор ответвлений трансформаторов с РПН ?
17. Назовите основные мероприятия по снижению потерь электроэнергии в сетях.



## 7. ЭЛЕМЕНТЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Исходными при проектировании электрической сети являются данные о мощностях нагрузок, взаимном расположении понижающих подстанций и источников питания, другие сведения о потребителях электроэнергии и условиях эксплуатации сети на перспективу.

В ходе проектирования выбирают наиболее целесообразную конфигурацию электрической сети, номинальные напряжения и сечения проводников на всех участках сети, число и мощность трансформаторов и т.д.

Проектирование электрической сети ведется путем разработки нескольких технически приемлемых вариантов, оценки их технико-экономических показателей и определения среди вариантов наиболее экономичного.

### *7.1. Технико-экономические расчеты*

Задачами этих расчетов являются оценка технико-экономических показателей каждого проектного варианта и определение на их основе обобщенного критерия эффективности, позволяющего выявить наилучший вариант.

Наиболее общий показатель экономической эффективности проектного варианта – чистый дисконтированный доход (Э), определяется как

$$\mathcal{E} = \sum_{t=1}^n (D_t - K_t - I_t) / (1 + E)^t, \quad (7.1)$$

где  $t$  – текущий год строительства и эксплуатации электросети;  $n$  – расчетный период, лет (в [7] предлагается при выборе схем развития сетей принимать:  $n=10$  для ЕНЭС и основных сетей ОЭС;  $n=5...8$  лет для распределительных сетей);  $D_t$  – чистый доход в год  $t$  (плата

потребителей за электроснабжение за вычетом налога на прибыль, платы за землю и т.п.);  $K_t$  – капитальные вложения (инвестиции) в год  $t$ ;  $I_t$  – издержки на эксплуатацию, включающие затраты на ремонт и обслуживание, а также расходы по возмещению потерь электроэнергии (в  $I_t$  не включают отчисления на реновацию);  $E$  – норма дисконта, «очищенная» от инфляционной составляющей (обычно  $E$  приравнивают процентной ставке банков по годовым кредитам). В [1, 7] предлагается принимать норму (ставку) дисконта в границах 5...12%, т.е.  $E=0,05...0,12$ .

Критерии сравнительной эффективности – максимум чистого дисконтирования дохода или минимум приведенных затрат – согласуются друг с другом. При одинаковых во всех вариантах доходах, эти критерии практически равнозначны:

$$\max \sum_{t=1}^n (D_t - K_t - I_t) / (1 + E)^t = \min \sum_{t=1}^n (K_t + I_t) / (1 + E)^t. \quad (7.2)$$

Если предположить, что строительство электрической сети осуществляется за один год, после чего годовые издержки на эксплуатацию остаются неизменными, то формула (7.2) для приведенных затрат приобретает вид

$$Z_{\Sigma} = K_{\Sigma}(1 + E) + [I'_{\Sigma}(1 + E) + C_{\text{ПОТ}}](n - 1), \quad (7.3)$$

где  $Z_{\Sigma}$  – приведенные к первому году строительства затраты на весь расчетный период, равный  $n$  годам;  $K_{\Sigma}$  – общая стоимость строительства в ценах первого года расчетного периода;  $I'_{\Sigma}$  – годовые издержки на ремонты и обслуживание, определенные по нормативам в долях от  $K_{\Sigma}$ ;  $C_{\text{пот}}$  – расходы по возмещению потерь электроэнергии,

оцениваемые через замыкающие затраты, дифференцируемые по регионам страны.

Сделаем допущения:

- строительство ведется  $m$  лет и каждый год осваиваются капитальные вложения в размерах  $K_{\Sigma}/m$ ;
- расходы на ремонты и обслуживание в год  $t+1$  пропорциональны сумме инвестиций за предшествующие  $t$  лет и в год  $m+1$  достигают величины  $I'_{\Sigma}(1+E)$ , а далее остаются примерно постоянными;
- потери электроэнергии в сети за  $m$  лет строительства увеличиваются линейно, в год  $m+1$  достигают величины  $\Delta A_{\Sigma}$  и затем мало изменяются.

В этом случае приведенные затраты за расчетный срок  $n$  лет можно определить как

$$Z_{\Sigma} = K_{\Sigma}(1+E) + [I'_{\Sigma}(1+E) + C_{\text{ПОТ}}]T_{\Sigma}, \quad (7.4)$$

где  $T_{\Sigma} = n - m + \sum_{t=2}^m (t-1)/m$  - приведенный срок эксплуатации в течение расчетного периода ( $T_{\Sigma} \leq n-1$ ), лет.

Формула (7.4) справедлива, если сравниваемые варианты обеспечивают примерно одинаковую надежность электроснабжения. В ином случае в формулу приведенных затрат добавляют (наряду с  $C_{\text{ПОТ}}$ ) величину вероятного ущерба от перерывов или ограничений электроснабжения.

Единовременные затраты  $K_{\Sigma}$  складываются из капитальных вложений в строительство линий ( $K_{\text{Л}}$ ) и подстанций ( $K_{\text{П}}$ ) -  $K_{\Sigma} = K_{\text{Л}} + K_{\text{П}}$ . Капитальные затраты для отдельных сетевых объектов определяются на основе укрупненных стоимостных показателей, приведенных в Приложении 3.

При сравнении проектных вариантов ежегодные расходы на ремонты и обслуживание электрической сети ( $I'_\Sigma$ ) можно определять как

$I'_\Sigma = K_L a_L / 100 + K_P a_P / 100$ , где  $a_L$ ,  $a_P$  – суммарные нормы затрат на обслуживание и ремонты, соответственно линий и подстанций, % (табл. ПЗ.34).

Величину  $C_{\text{ПОТ}}$  определяют по формуле

$$C_{\text{ПОТ}} = \Delta A' z'_\Sigma + \Delta A'' z''_\Sigma, \quad (7.5)$$

где  $\Delta A'$ ,  $\Delta A''$  – потери электроэнергии, зависящие и не зависящие от нагрузки соответственно;  $z'_\Sigma$ ,  $z''_\Sigma$  – замыкающие затраты на возмещение потерь мощности и энергии, определяемые для  $t' = \tau / \alpha_M$ ,  $t'' = 8760$  и кривым на рис. 7.1.;  $\alpha_M$  – коэффициент попадания потерь в максимум нагрузки энергосистемы (если  $\alpha_M$  неизвестно, то принимается из диапазона 0,6...0,9).

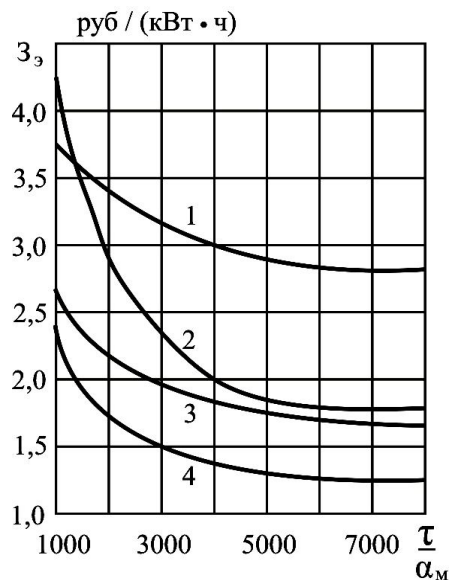


Рис. 7.1. Зависимость замыкающих затрат на возмещение потерь мощности и энергии для районов:

- 1 - ОЭС Дальнего Востока;
- 2 - ОЭС Европейской части страны;
- 3 - ОЭС Средней Азии и Казахстана;
- 4 - ОЭС Сибири

Способы определения  $\Delta A'$ ,  $\Delta A''$  изложены в разделе 2. Для типовых графиков нагрузки и известного значения  $\cos \varphi$  величину  $\tau$  находят по кривым рис. 2.1. К основным технико-экономическим показателям, кроме

$K_{\Sigma}$ ,  $I'_{\Sigma}$ ,  $C_{\text{пот}}$ ,  $3_{\Sigma}$  (или  $z = 3_{\Sigma}/T_{\Sigma}$ ), относят и удельные приведенные затраты, приходящиеся на единицу передаваемой за год электроэнергии:

$$C_p = 3_{\Sigma}/(T_{\Sigma} A_{\Sigma}), \quad (7.6)$$

где  $A_{\Sigma}$  - отпуск электроэнергии в проектируемую сеть. Величину  $C_p$  называют расчетной стоимостью передачи электроэнергии.

## *7.2. Выбор номинального напряжения*

От величины номинального напряжения электрической сети зависят стоимость сооружения линий и стоимость оборудования подстанций, пропускная способность электропередач, потери мощности и энергии, расход цветных металлов и т.п., то есть все основные технико-экономические показатели сети.

Экономически целесообразное значение номинального напряжения сети зависит главным образом от длины электропередачи и величины передаваемой мощности. Последняя зависит от конфигурации сети. По этой причине определение номинального напряжения производится совместно с выбором схемы сети на основе технико-экономических расчетов возможных вариантов. При этом следует учитывать номинальные напряжения имеющихся источников питания и существующей сети.

Большой проектный опыт в ряде случаев позволяет обойтись без сравнительных технико-экономических расчетов и принять единственный вариант номинального напряжения для той или иной схемы сети.

Распределительные сети НН городов и промышленных предприятий выполняются трехфазными четырехпроводными напряжением 380/220 В. Кроме того, распределительные силовые сети предприятий угольной, горно-рудной, химической и нефтяной

промышленности проектируются и на напряжение 660В.

Распределительные сети напряжением выше 1000 В в городах, сельских районах и на промышленных предприятиях проектируются на напряжение 10кВ. Сети напряжением 6 кВ целесообразно применять на промышленных предприятиях со значительным числом электроприемников на 6 кВ, а также для электроснабжения передвижных строительных машин (экскаваторов, земснарядов).

Для предварительного выбора наивыгоднейшего напряжения электрических сетей 35 кВ и более можно использовать данные о пропускной способности ВЛ (табл. 7.1).

Таблица 7.1

Пропускная способность и дальность электропередач 35...1150 кВ

U <sub>ном</sub> , кВ	Сечение провода, мм <sup>2</sup>	Пропускная способность ВЛ, МВт/цепь		Длина ЛЭП, км	
		натуральная	при j <sub>эк</sub> 0,9 А/мм <sup>2</sup>	Предельная при КПД 0,9	Средняя между соседними ПС
35	70...150	3	3...8	20	5
110	70...240	30	11...37	80	25
220	240...400	135	74...123	400	100
330	2x240...2x400	360	221...368	700	130
500	3x300...3x500	900	630...1064	1200	280
750	5x300...5x500	2100	1500...2000	2200	300
1150	8x300...8x500	5200	4000...6000	3000	-

Примечание. Для ВЛ 750 и 1150 кВ плотность тока принята равной 0,85 А/мм<sup>2</sup>.

### 7.3. Выбор сечений проводников

Для линий напряжением 35 ... 500 кВ выбор сечений проводников воздушных и кабельных ЛЭП производится по нормированному значению экономической плотности тока - j<sub>эк</sub> (табл.

П.3.33). Экономически целесообразное значение сечений проводников  $F_{ЭК}$  определяется как

$$F_{ЭК} = I_{МАКС} / j_{ЭК}, \quad (7.7)$$

где  $I_{МАКС}$  - ток в линии, определяемый расчетом нормального режима работы при прохождении максимума нагрузки энергосистемы, А.

Величина  $F_{ЭК}$  затем округляется до ближайшего стандартного сечения -  $F_{СТ}$ . Далее выбор экономического сечения сопровождается проверкой величины  $F_{СТ}$  по условию допустимого нагрева (см. раздел 3). Окончательно экономические сечения проводников воздушных линий проверяются по условиям короны и механической прочности, а сечения кабельных линий - по условию термической стойкости при токах КЗ. При прокладке трасс ВЛ на отметках до 1500 м над уровнем моря проверка по условию короны не производится, если сечения проводов линий не меньше: для ВЛ 110 кВ - 70 мм<sup>2</sup>; для ВЛ 220 кВ - 240 мм<sup>2</sup> и т. д. По условиям механической прочности минимальные допустимые сечения проводов ВЛ определяются по табл. П 1.1-П1.3.

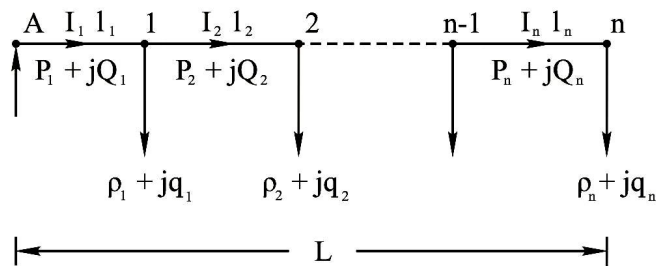


Рис. 7.2

Для линий одинакового сечения с нагрузками, ответвляющимися по длине (рис. 7.2), экономическая плотность для тока головного участка умножается на коэффициент распределения:

$$k_p = \sqrt{I_1^2 L / (I_1^2 l_1 + I_2^2 l_2 + \dots + I_n^2 l_n)}. \quad (7.8)$$

Сечения проводов и жил кабелей местных сетей рассчитываются по экономической плотности тока, за исключением:

- а) сетей до 1000 В при времени использования максимальной нагрузки до 4000 ... 5000 ч;
- б) осветительных сетей промышленных предприятий, жилых и общественных зданий;
- в) ответвлений к отдельным электроприемникам напряжением до 1000 В;
- г) сетей временных сооружений и сооружений со сроком службы до 5 лет.

В местных сетях, где применение средств регулирования напряжения ограничено, часто оказывается, что для экономически целесообразных сечений величина потери напряжения превышает допустимую. В этом случае сечение проводников местной сети выбирают по допустимой потере напряжения. Допустимые потери напряжения ( $\Delta U_{\text{доп}}$ ) в сетях 6 и 10 кВ устанавливаются с учетом расчета сети низкого напряжения на допустимые отклонения напряжения.

На основании опыта проектирования и эксплуатации могут быть приняты следующие допустимые величины потерь напряжения:

- а) для сетей до 1000 В от шин НН ТП до наиболее удаленного электроприемника - 5 ... 6%;
- б) для сетей 6 и 10 кВ величина  $\Delta U_{\text{доп}}$  составляет 8% для воздушных и 6% для кабельных сетей;
- в) в аварийных режимах допускается увеличение  $\Delta U_{\text{доп}}$  для воздушных линий до 12%, для кабельных до 10%;
- г) для сельских сетей 6 и 10 кВ, выполненных воздушными линиями, допускается потеря напряжения в нормальном режиме до 10%.



В местной сети, питающей  $n$  нагрузок (рис. 7.2), сечения проводников на каждом из участков определяют по допустимой потере напряжения с помощью введения какого-либо дополнительного условия. Такими условиями могут быть: а) равенство сечений на всех участках линии; б) минимальные потери активной мощности; в) минимальные затраты проводникового материала.

Выбор сечений проводников по допустимой потере напряжения при дополнительном условии равенства сечений вдоль линии производится в следующем порядке:

1) задают значение  $\tilde{X}_0$ . Погонные индуктивные сопротивления линий местных сетей слабо зависят от сечений. Среднее значение  $\tilde{X}_0$  можно принять равным 0,06...0,08 Ом/км для кабельных и 0,3...0,4 Ом/км для воздушных линий (меньшее значение  $\tilde{X}_0$  отвечает линиям до 1000 В);

2) оценивают потерю напряжения в индуктивных сопротивлениях сети от источника питания до наиболее удаленного потребителя

$$\Delta U_X = \frac{\tilde{X}_0}{U_{ном}} \sum_i Q_i l_i = \sqrt{3} \tilde{X}_0 \sum_i I_i'' l_i, \quad (7.9)$$

где  $Q_i$  и  $I_i''$  - реактивная мощность и реактивный ток на  $i$  - м участке линии;

3) приближенно определяют допустимую потерю напряжения в активных сопротивлениях сети

$$\Delta U_R = \Delta U_{доп} - \Delta U_X; \quad (7.10)$$

4) рассчитывают сечение провода

$$\tilde{F} \geq \frac{\rho}{\Delta U_R U_{\text{ном}}} \sum_i P_i l_i = \frac{\sqrt{3}\rho}{\Delta U_R} \sum_i I_i' l_i, \quad (7.11)$$

где  $P_i$  и  $I_i'$  активная мощность и активный ток на  $i$ -м участке линии;  $\rho$  - удельное сопротивление материала проводника;

5) округляют  $\tilde{F}$  до стандартного значения  $F_{\text{ст}}$ , определяют действительные значения погонных сопротивлений  $r_0$  и  $x_0$ , вычисляют фактическую потерю напряжения  $\Delta U$  в линии и проверяют выполнение условия  $\Delta U \leq \Delta U_{\text{доп}}$ .

Выбор сечений проводников по допустимой потере напряжения при дополнительном условии минимальных затрат проводникового материала состоит в следующем:

- а) выполняют пункты 1÷3 предыдущего алгоритма и определяют значение  $\Delta U_R$ ;
- б) вычисляют коэффициент  $k$

$$k = \frac{\rho}{\Delta U_R U_{\text{ном}}} \sum_i \sqrt{P_i} l_i, \quad (7.12)$$

а сечения по участкам линии определяют как

$$F_1 = k\sqrt{P_1}; \quad F_2 = k\sqrt{P_2}; \quad \dots \quad F_n = k\sqrt{P_n}; \quad (7.13)$$

в) округляют сечения до стандартных значений, для каждого из сечений находят погонные сопротивления проводников, вычисляют  $\Delta U$  и выполняют проверку условия  $\Delta U \leq \Delta U_{\text{доп}}$ .

Выбор сечений проводников по допустимой потере напряжения при дополнительном условии минимальных потерь мощности сводится к следующему:

а) определяют  $\Delta U_R$  как и в предыдущем методе, а затем вычисляют плотность тока

$$j_m = \frac{\Delta U_R}{\sqrt{3} \rho \sum_i I_i \cos \varphi_i}, \quad (7.14)$$

где  $\cos \varphi_i$  - коэффициент мощности на  $i$ -м участке линии;

б) сечения проводников по участкам находят как

$$F_1 = I_1 / j_m; \quad F_2 = I_2 / j_m; \quad \dots; F_n = I_n / j_m. \quad (7.15)$$

Остальное совпадает с пунктом (в) предыдущего метода.

#### 7.4. Примеры решения задач

**Пример 7.4.1.** Для проектируемой схемы сети (рис. 7.3) определить: капитальные вложения, издержки на эксплуатацию и расчетную стоимость передачи электроэнергии. Район строительства – Западная Сибирь. Промежуточные опоры – железобетонные. Расчетная толщина гололеда  $b_r = 15$  мм.

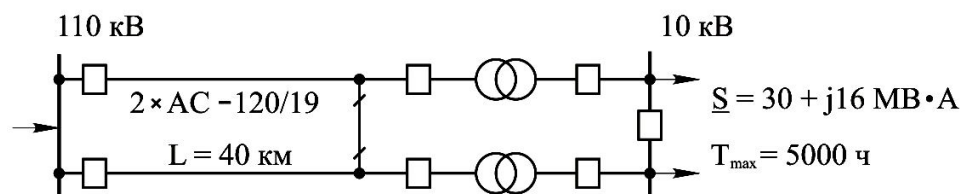


Рис. 7.3. Схема сети (к примеру 7.4.1)

**Решение.** По табл. П 3.1 примем зональные коэффициенты

удорожания строительства линий ( $k'=1,4$ ) и подстанций ( $k''=1,3$ ). Укрупненный стоимостной показатель для ВЛ определим по табл. П 3.7 ( $k_0=5,13$  млн. руб/км). Вычисляем стоимость строительства ВЛ:

$$K_{\text{Л}} = k_0 L k' = 5,13 \cdot 40 \cdot 1,4 = 287,3 \text{ млн. руб.}$$

Стоимость подстанций определим по формуле  $K_{\text{П}} = k'' \cdot (K_{\text{ГВ}} + K_{\text{ПОСТ}} + K_{\text{ТР}} + K_{\text{ОРУ}} + K_{\text{ЗРУ}})$ , где  $K_{\text{ГВ}}$  – стоимость головных выключателей на питающих ПС. Расчетную стоимость двух ячеек с элегазовыми выключателями 110 кВ (за вычетом 25 % стоимости, приходящейся на строительство закрытой части ПС) определим (табл. П 3.25) как  $K_{\text{ГВ}} = 2 \cdot 0,75 \cdot 31 = 46,5$  млн. руб;

$K_{\text{ПОСТ}}$  – постоянная часть затрат на подстанции. Для ПС 110/10 кВ, выполненной по типовой схеме 4Н, постоянные затраты в целом составляют 52,4 млн.руб. (табл. П3.15). Поскольку часть этих затрат учитывается в расчетной стоимости ячеек с элегазовыми выключателями ОРУ 110 кВ и в стоимости ячеек с вакуумными выключателями ЗРУ 10 кВ приемной подстанции, то оставляем 40 % указанной суммы, т.е.  $K_{\text{ПОСТ}} = 0,4 \cdot 52,4 = 20,96$  млн. руб.;

$K_{\text{ТР}}$  – расчетная стоимость трансформаторов, определяемая по табл. П 3.19.  $K_{\text{ТР}} = 2 \cdot 15,8 = 31,6$  млн. руб.;

$K_{\text{ОРУ}}$  – стоимость ОРУ 110 кВ приемной ПС (табл. П 3.27), равная 64 млн. руб.;

$K_{\text{ЗРУ}}$  – расчетная стоимость ЗРУ 10 кВ приемной ПС. Полагая мощность каждого фидера 10 кВ равной 1 МВт (общее количество отходящих линий 32), по табл. П 3.24 определим  $K_{\text{ЗРУ}} = 19,9$  млн. руб.

Тогда стоимость строительства приемной и расширения питающей подстанций составит

$$K_{\text{П}} = 1,3(46,5 + 20,96 + 31,6 + 64 + 19,9) = 237,9 \text{ млн. руб.}$$

Капитальные вложения в проектируемую сеть составят  $K_{\Sigma} = K_{\text{Л}} + K_{\text{П}} = 287,3 + 237,9 = 525,2$  млн. руб.

Нормы затрат на обслуживание и ремонты (табл. П.3.34) составляют: для линий  $a_{\text{Л}}=0,8\%$ ; для подстанций  $a_{\text{П}}=5,9\%$ . Ежегодные затраты на обслуживание и ремонты электросети составят:

$$И'_{\Sigma} = K_{\text{Л}} \cdot a_{\text{Л}} / 100 + K_{\text{П}} \cdot a_{\text{П}} / 100 = 287,3 \cdot 0,8 / 100 + 237,9 \cdot 5,9 / 100 = 16,3 \text{ млн.руб.}$$

Вычислим потери активной мощности в линии и трансформаторах. Для провода АС-120  $r_0=0,249$  Ом/км. Нагрузочные

$$\text{потери определим как } \Delta P'_{\text{Л}} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot \frac{r_0 L}{n} = \frac{(30)^2 + (16)^2}{(110)^2} \cdot \frac{0,249 \cdot 40}{2} 10^3 = 476$$

кВт.

Потери на корону ВЛ вычислим по формуле

$\Delta P''_{\text{Л}} = \Delta P_{\text{КОР}} L_n = 0,08 \cdot 40 \cdot 2 = 6,4$  кВт, где  $\Delta P_{\text{КОР}}=0,08$  кВт/км найдем по табл. П 1.26. Для трансформатора ТДН – 16000/110 по табл. П2.3 найдем  $R_{\text{T}}=4,38$  Ом и  $\Delta P_{\text{ХХ}}=19$  кВт. Найдем потери в обмотках двух

$$(m=2) \text{ трансформаторов: } \Delta P'_{\text{T}} = \frac{P^2 + Q^2}{U^2} \cdot \frac{R_{\text{T}}}{m} = \frac{(30)^2 + (16)^2}{(115)^2} \cdot \frac{4,38}{2} 10^3 = 191$$

кВт.

Вычислим время потерь:

$$\tau = \left( 0,124 + T_{\text{max}} / 10^4 \right)^2 T = (0,124 + 5000 / 10000)^2 8760 = 3411 \text{ ч.}$$

Потери электроэнергии, зависящие от нагрузки, равны

$$\Delta A' = (\Delta P'_{\text{Л}} + \Delta P'_{\text{T}}) \tau = (476 + 191) 3411 = 2,28 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Годовые потери электроэнергии в сети, не зависящие от нагрузки, найдем как  $\Delta A'' = (\Delta P''_{\text{Л}} + \Delta P_{\text{ХХ}} \cdot m) \cdot T = (6,4 + 19 \cdot 2) \cdot 8760 = 0,39 \cdot 10^6$  кВт.ч.

Для  $t' = \tau / \alpha_{\text{м}} = 3411 / 0,8 = 4264$  ч (коэффициент  $\alpha_{\text{м}}$  приняли самостоятельно) и  $t''=8760$  ч по кривым на рис. 7.1 определим  $z'_3 = 1,3$  и  $z''_3 = 1,2$  руб/кВт.ч.

Тогда годовые затраты на возмещение потерь мощности и электроэнергии в сети составят

$$C_{\text{ПОТ}} = \Delta A'_{\text{з}\Delta} + \Delta A''_{\text{з}\Delta} = 2,28 \cdot 1,3 + 0,39 \cdot 1,2 = 3,4 \text{ млн. руб.}$$

Издержки на эксплуатацию (без отчислений на реновацию) равны  $I_{\Sigma} = I'_{\Sigma} + C_{\text{ПОТ}} = 16,3 + 3,4 = 19,7$  млн.руб. Годовой отпуск электроэнергии с шин НН приемной подстанции найдем как

$$A_{\Sigma} = P_{\text{max}} T_{\text{max}} = 30 \cdot 10^3 \cdot 5000 = 150 \cdot 10^6 \text{ кВт.ч.}$$

Полагая, что: расчетный срок  $n=10$  лет; строительство сети выполняется за один год ( $m=1$ ); норма дисконта  $E=0,08$ , по формуле (7.3) вычислим приведенные затраты (млн.руб.)

$$Z_{\Sigma} = K_{\Sigma}(1+E) + [I'_{\Sigma}(1+E) + C_{\text{ПОТ}}](n-1) = 525,2 \cdot 1,08 + (16,3 \cdot 1,08 + 3,4) \cdot 9 = 756,3$$

Расчетную стоимость передачи электроэнергии определим по формуле (7.6):  $C_p = Z_{\Sigma} / (T_{\Delta} A_{\Sigma}) = 756,3 / (9 \cdot 150) = 0,56$  руб.кВт.ч, где  $T_{\Delta} = n - 1 = 9$  лет.

**Пример 7.4.2.** линии кольцевой сети 10 кВ предполагается выполнить сталеалюминиевыми проводами одного сечения. Допустимые потери напряжения составляют: в нормальном режиме – 8% (от  $U_{\text{НОМ}}$ ); в послеаварийном режиме – 12%, время использования наибольшей нагрузки сети  $T_{\text{МАХ}} = 4200$  ч. Выбрать экономическое сечение проводов с учетом технических ограничений. Нагрузки подстанций (кВ·А) и длины участков (км) указаны на рис.7.4. Район по гололеду – II.

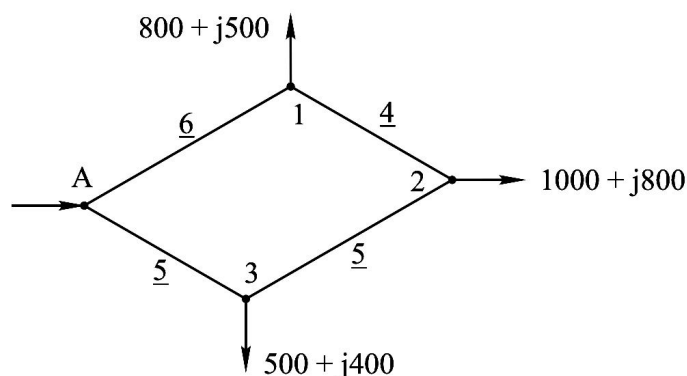


Рис.7.4. Схема сети (к примеру 7.4.2)

**Решение.** Суммарная мощность подстанций составляет

$\underline{S}_{\Sigma} = 2300 + j1700 \text{ кВ}\cdot\text{А}$  ( $\underline{S}_{\Sigma} = 2860 \text{ кВ}\cdot\text{А}$ ). Общая нагрузка сети равна

$$I_{\Sigma} = S_{\Sigma} / (\sqrt{3}U) = 2860 / (\sqrt{3} \cdot 10) = 165 \text{ А}.$$

При отключении одного из головных участков схемы (А-1 или А-3), по другому головному участку будет протекать ток послеаварийного режима, равный  $I_{\Sigma}$  т.е.  $I_{ав} = 165 \text{ А}$ . По условию длительно допустимого нагрева сечение проводов должно быть не менее  $35\text{мм}^2$  (условие  $I_{ав} \leq I_{доп}$  соблюдается для сечений, начиная с АС-35, для которого по табл. П 1.8  $I_{доп} = 175 \text{ А}$ ). По условию механической прочности (табл. П 1.3) сечение проводов так же не должно быть менее  $35\text{мм}^2$ .

Нагрузку головного участка А-1 определим по «правилу моментов» (см. раздел 5) (кВА):

$$\underline{S}_{A1} = \sum_i \underline{S}_i L_{iA} / L_{\Sigma} = [(800 + j500)14 + (1000 + j800)10 + (500 + j400)5] / 20 = 1185 + j850$$

На участке 1-2 переток мощности найдем как

$$\underline{S}_{12} = \underline{S}_{A1} - \underline{S}_1 = (1185 + j850) - (800 + j500) = 385 + j350 \text{ кВ}\cdot\text{А}.$$

Аналогично определяются нагрузки других линий. Значения мощностей и токов участков сведем в табл. 7.2. Узел 2 оказался точкой потокораздела, которой отвечает самый низкий уровень напряжения в нормальном режиме.

Таблица 7.2.

Нагрузка	Ед. изм.	Участки сети			
		А-1	1-2	3-2	А-3
$\underline{S}_{ij}$	кВ·А	1185+j850	385+j350	615+j450	1115+j850
$S_{ij}$	кВ·А	1458	520	762	1402
$I_{ij}$	А	84	30	44	81

Определим эквивалентный (по тепловыделению в проводах) ток:

$$I_{\text{экв}} = \sqrt{\sum_i I_i^2 L_i / L_{\Sigma}} = \sqrt{(84^2 \cdot 6 + 30^2 \cdot 4 + 44^2 \cdot 5 + 81^2 \cdot 5) / 20} = 67 \text{ A},$$

где  $L_{\Sigma} = 20 \text{ км}$  – общая длина линий кольцевой схемы. Рекомендуемая плотность тока (табл. П 3.33) при  $T_{\text{max}} = 4200^\circ\text{C}$  равна  $j_{\text{эк}} = 0,9 \text{ А/мм}^2$ .

Экономическое сечение проводов вычислим как

$$F_{\text{эк}} = I_{\text{эк}} / j_{\text{эк}} = 67 / 0,9 = 74 \text{ мм}^2.$$

Ближайшее стандартное сечение  $F_{\text{СТ}} = 70 \text{ мм}^2$  (АС – 70/11), для которого погонные параметры:  $r_0 = 0,429 \text{ Ом/км}$  (табл. П 1.8);  $x_0 = 0,34 \text{ Ом/км}$  (табл. П 1.10).

Чтобы убедиться в технической приемлемости предварительно найденного сечения  $F_{\text{СТ}}$ , определим потери напряжения. Для любого  $ij$ -го участка потеря напряжения вычисляется как  $\Delta U_{ij} = (P_{ij} r_0 + Q_{ij} x_0) l_{ij} / U_{\text{ном}}$ .

Наибольшая потеря напряжения в нормальном режиме:

$$\Delta U_{\text{max}} = \Delta U_{A1} + \Delta U_{12} = \frac{1185 \cdot 0,429 + 850 \cdot 0,34}{10} 6 + \frac{385 \cdot 0,429 + 350 \cdot 0,34}{10} 4 = 592 \text{ В},$$

или 5,92%, что не превышает допустимую величину ( $\Delta U_{\text{доп}} = 8\%$ ).

Рассмотрим послеаварийный режим (самый тяжелый случай – отключение головного участка А-1, как более загруженного). Схема сети и распределение мощностей (кВ·А) для послеаварийного режима приведены на рис. 7.5.

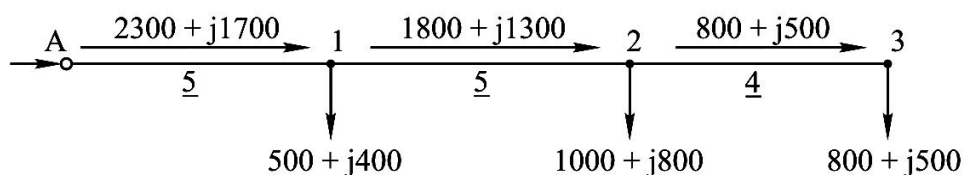


Рис. 7.5. Послеаварийный режим (к примеру 7.4.2)



Предварительно вычислим вспомогательные суммы:

$$\sum_i P_i L_i = 2300 \cdot 5 + 1800 \cdot 5 + 800 \cdot 4 = 23700 \text{ кВт}\cdot\text{км};$$

$$\sum_i Q_i L_i = 1700 \cdot 5 + 1300 \cdot 5 + 500 \cdot 4 = 17000 \text{ квар}\cdot\text{км}.$$

Наибольшую потерю напряжения (от пункта А до узла 1) вычислим по формуле:

$$\Delta U_{ав} = (r_0 \sum_i P_i L_i + x_0 \sum_i Q_i L_i) / U = (0,429 \cdot 23700 + 0,34 \cdot 17000) / 10 = 1595 \text{ В},$$

что превышает допустимую для послеаварийного режима величину ( $\Delta U_{доп}^{ав} = 12\%$  или 1200 В).

Экономическим можно считать такое сечение, для которого  $\Delta U_{ав} \leq \Delta U_{доп}^{ав}$  и которое как можно меньше отличается от предварительно выбранного значения  $F_{СТ} = 70 \text{ мм}^2$ .

Произведем выбор сечения по допустимой потере напряжения в послеаварийном режиме (дополнительное условие – равенство сечений по участкам):

1. назовем  $\tilde{x}_0 = 0,33 \text{ Ом/км};$
2. оценим потерю напряжения в реактивных сопротивлениях линии (на участках А-3, 3-2 и 2-1) по формуле

$$\Delta U_X = \tilde{x}_0 \sum_i Q_i L_i / U = 0,33 \cdot 17000 / 10 = 561 \text{ В};$$

3. потеря напряжения в активных сопротивлениях линии не должна превышать величину  $\Delta U_R = \Delta U_{доп}^{ав} - \Delta U_X = 1200 - 561 = 639 \text{ В}.$

4. искомое сечение определим по формуле (7.11), полагая  $\rho = 29 \text{ Ом}\cdot\text{мм}^2/\text{км}.$   $F \geq \rho \sum_i P_i L_i / (\Delta U_R \cdot U) = 29 \cdot 23700 / (639 \cdot 10) = 108 \text{ мм}^2;$

5. принимаем сечение  $120 \text{ мм}^2$  (АС – 120/19) с параметрами:  $r_0 = 0,249$  и  $x_0 = 0,32 \text{ Ом/км};$

6. вычислим потерю напряжения в сети

$$\Delta U_{ав} = (r_0 \sum_i P_i L_i + x_0 \sum_i Q_i L_i) / U = (0,249 \cdot 23700 + 0,32 \cdot 17000) / 10 = 1134 \text{ В},$$
  
что не превышает  $\Delta U_{доп}^{ав} = 12\%$ .

Сечение  $120 \text{ мм}^2$  отвечает и ограничению по механической прочности опор для ВЛ 10 кВ. Окончательно принимаем для всех линий кольцевой схемы провод марки АС-120/19.

### *7.5. Задачи для самостоятельного решения*

7.1. Передачу мощности  $8 \text{ МВ} \cdot \text{А}$  на расстоянии 20 км можно осуществить по линии напряжением 110 кВ, выполненной проводом АС-120, либо по линии напряжением 35 кВ, выполненной проводом АС-150. Время наибольших потерь равно 2000 ч, коэффициент попадания нагрузки потребителя в максимум энергосистемы равен 0,85. Сеть проектируется в Читинской области. ВЛ будет сооружаться на железобетонных одноцепных опорах. Без учета стоимости подстанций определить, какое из напряжений сети является оптимальным.

7.2. По условиям допустимой потери напряжения электрическая сеть 10кВ, питающая три подстанции, может быть выполнена в двух вариантах: по первому - участки А1, 12 выполняются проводом АС-120/19, участок 23 -проводом АС-35/6,2; по второму участок А1 выполняется проводом АС-120/19, участки 12, 23 - проводом АС-50/8. Определить наиболее экономичный вариант питания подстанций, если время наибольших потерь равно 3200 ч, а тариф на электроэнергию составляет 1,8 руб/кВт·ч. Мощности нагрузок (кВ·А) и длины участков сети (км) указаны на рис. 7.6.

7.3. Электроснабжение завода можно осуществить на напряжение 35 или 110 кВ. Схема сети приведена на рис. 7.7. Максимальная нагрузка завода  $7 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ , время использования

максимума активной мощности 4200 ч. Воздушная линия, протяженность которой 20 км, будет сооружаться на железобетонных опорах в одном из районов Амурской области. Коэффициент попадания нагрузки завода в максимум энергосистемы равен 0,85. Без учета стоимости распределительных устройств определить, какое напряжение сети является оптимальным.

7.4. Определить оптимальные число и мощность трансформаторов, которые необходимо установить для питания завода, потребляющего мощность 33 МВ·А. Время наибольших потерь равно 3500 ч, коэффициент попадания нагрузки в максимум энергосистемы равен 0,8. Напряжение питающей сети составляет 110 кВ. Завод строится в Ростовской области.

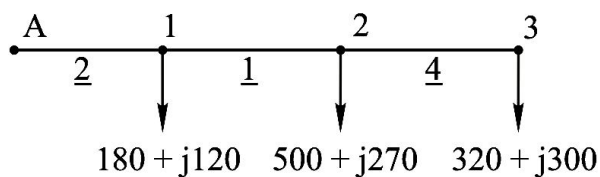


Рис. 7.6

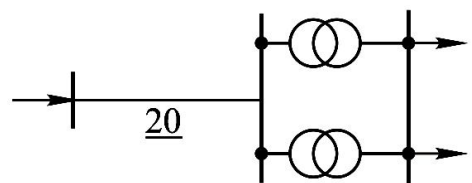


Рис. 7.7

7.5. Электроснабжение завода можно осуществить по двухцепной ЛЭП 110 кВ, выполненной проводом АС-185/29, или по одноцепной ЛЭП 220 кВ с проводами марки АС-240/32. Завод, находящийся в Приморье, расположен на расстоянии 50 км от источника питания и рассчитан на потребление максимальной мощности 80 МВ·А. Время наибольших потерь равно 2800 ч, коэффициент попадания нагрузки в максимум энергосистемы равен 0,7, промежуточные опоры ВЛ - железобетонные. Дать экономическую оценку обоим вариантам.

7.6. Определить стоимость потерь энергии в линии 110 кВ протяженностью 35 км, выполненной проводом АС-120/19, и в трансформаторе типа ТРДН-25000/110, если максимальная нагрузка

сети 18 МВ·А, время наибольших потерь 3800 ч, коэффициент попадания нагрузки в максимум энергосистемы равен 0,65. Электрическая сеть проектируется в Иркутской области.

7.7. Определить оптимальные число и мощность трансформаторов, которые необходимо установить на подстанции для питания нагрузки, потребляющей наибольшую мощность 42 МВ·А. Коэффициент мощности  $\cos \varphi = 0,85$ , время использования максимальной нагрузки 5200 ч, коэффициент попадания нагрузки в максимум энергосистемы равен 0,7. Удельный ущерб от недоотпуска электроэнергии равен 15 руб/кВт·ч. Подстанция сооружается в Челябинской области. Наметить для сравнения два варианта.

7.8. Цех металлообработки с наибольшей нагрузкой  $S=1500+j1500$  кВ·А питается двумя параллельными линиями 6 кВ с алюминиевыми проводами сечением 70 мм<sup>2</sup>. Расстояние от источника питания до распределительного пункта цеха составляет 6 км. Годовой график реактивных нагрузок цеха по продолжительности приведен на рис.7.8. Определить мощность батареи конденсаторов, подлежащей установке на РП цеха, при которой приведенные затраты для сети будут наименьшими. Батарею конденсаторов считать подключенной к шинам РП в течение всего года.

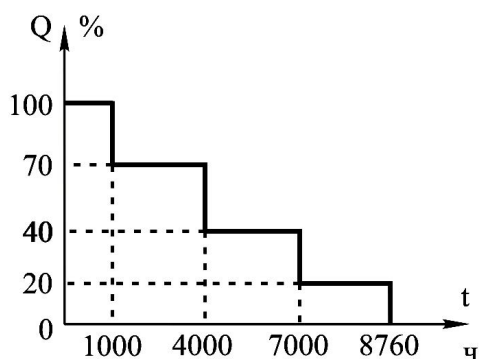


Рис. 7.8

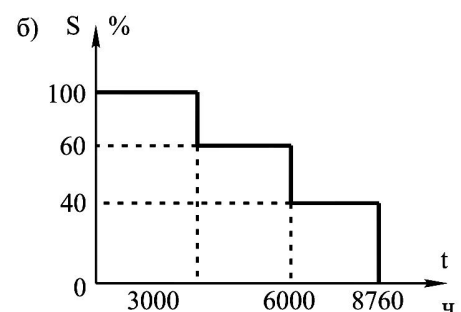
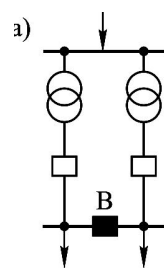


Рис. 7.9

7.9. На главной понижающей подстанции завода установлены два трансформатора 35/6,3 кВ мощностью по 4 МВ·А каждый (рис. 7.9, а). К первой секции сборных шин 6 кВ подстанции подключена нагрузка 3500 кВ·А, ко второй - 2500 кВ·А. Годовой график полной мощности по продолжительности приведен на рис. 7.9, б. Определить стоимость потерянной энергии в течение одного года при работе с включенным и отключенным выключателем В. Тариф на электроэнергию составляет 2 руб/ кВт·ч. Найти перерасход электроэнергии при раздельной работе трансформаторов, выразив его в процентах от суммарных потерь электроэнергии.

7.10. По условиям допустимой потери напряжения электрическая сеть 35 кВ может быть выполнена в двух вариантах: по первому варианту участок А1 выполняется проводом АС-95/15, участок 12 - проводом АС-70/11; по второму варианту участок А1 выполняется проводом АС-120/19, участок 12-проводом АС-95/15. Мощности нагрузок (МВ·А), коэффициенты мощности и длины участков сети (км) указаны на рис. 7.10. Определить, какой вариант выполнения сети является оптимальным, если время наибольших потерь составляет 2500 ч, а коэффициент попадания нагрузки в максимум энергосистемы равен 0,9.

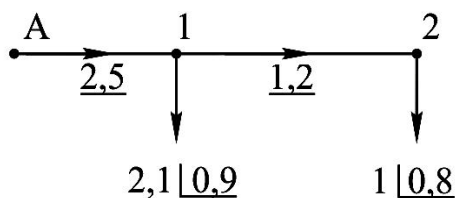


Рис. 7.10

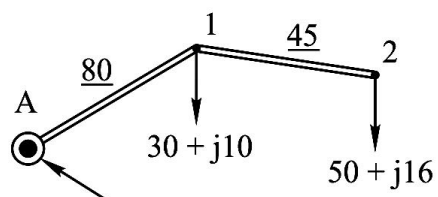


Рис. 7.11

7.11. Схема разомкнутой резервированной сети, протяженность участков (км), приведенные к шинам 10 кВ нагрузки подстанций

(МВт, Мвар) указаны на рис. 7.11. Выбрать число и мощность трансформаторов на подстанциях 1 и 2, если ВЛ А1 предполагается выполнить на напряжение 220 кВ, а ВЛ 12 - на 110 кВ.

7.12. Определить потери энергии за год в двух параллельно работающих автотрансформаторах типа АТДТН - 63000/220/110 и затраты на возмещение потерь энергии, если время наибольших потерь составляет 2800 ч, а коэффициент попадания нагрузки подстанции в максимум энергосистемы равен 0,9. Наибольшие нагрузки подстанции на стороне среднего напряжения составляют 74 МВ·А, на стороне низшего напряжения - 35 МВ·А.

7.13. Подстанция, нагрузка которой 85 МВ·А, питается одноцепной ВЛ 220 кВ. Время использования наибольшей нагрузки составляет 5400 ч, коэффициент попадания нагрузки в максимум энергосистемы равен 0,8, а коэффициент мощности - 0,92. На подстанции предполагается установить либо один трансформатор мощностью 100 МВ·А, либо два трансформатора по 63 МВ·А каждый. Определить, какой из вариантов выполнения подстанции 220/10 кВ окажется целесообразнее, если 60% нагрузки является чисто промышленной.

7.14. Сравнить экономичность трех вариантов сети для электроснабжения промышленного предприятия. Капитальные вложения (К), годовые затраты на ремонты и обслуживание (И) и затраты по возмещению потерь электроэнергии ( $C_{\text{пот}}$ ) по вариантам составляют (млн. руб):

$K_1 = 40;$	$I'_1 = 24;$	$C_{\text{пот } 1} = 1,8;$
$K_2 = 100;$	$I'_2 = 16;$	$C_{\text{пот } 2} = 1,3;$
$K_3 = 150;$	$I'_3 = 14;$	$C_{\text{пот } 3} = 0,6.$

7.15. Наибольшая нагрузка подстанции 110/10 кВ составляет 35 МВт при  $\cos \varphi = 0,94$  и  $T_{\text{макс}} = 4000$  ч. В составе нагрузки имеются

потребители второй и третьей категорий, удельный вес которых равен 50 и 40 % общей нагрузки подстанции. Требуется выбрать число и мощность трансформаторов для подстанции.

7.16. На понижающей подстанции 110/10 кВ установлены два трансформатора ТРДН-40000/110. Наибольшая нагрузка на шинах 10 кВ составляет 50 МВт при  $\cos \varphi = 0,95$ . Годовой график по продолжительности нагрузки приведен на рис. 7.12. Определить стоимость потерь энергии в трансформаторах в течение года, если коэффициент попадания нагрузки в максимум энергосистемы равен 0,85.

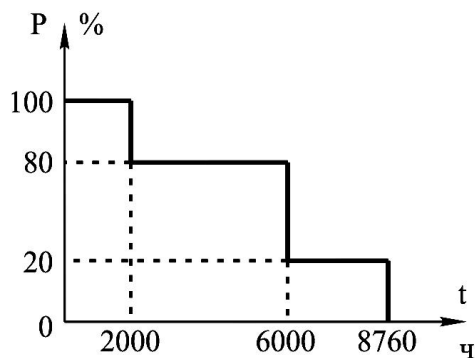


Рис. 7.12

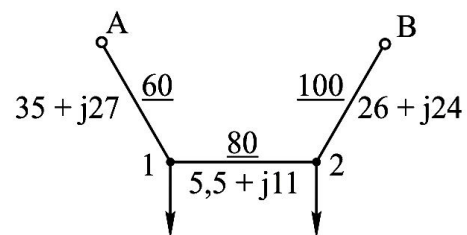


Рис. 7.13

7.17. Определить, каким напряжением целесообразно питать завод, потребляющий мощность 85 МВ·А при  $\cos \varphi = 0,92$  и  $T_{\max} = 5500$  ч, который находится на расстоянии 30 км от источника питания.

7.18. Определить номинальное напряжение линии с двусторонним питанием. Схема сети, нагрузки линий (МВ·А) и длины участков ВЛ (км) указаны на рис. 7.13.

7.19. Проектируемые предприятия - завод, потребляющий мощность 5,8 МВ·А при  $\cos \varphi = 0,8$ , и завод, потребляющий мощность 23 МВ·А при  $\cos \varphi = 0,95$ , предполагается питать по отдельным линиям от районной подстанции, имеющей напряжения 220, 110, 35 и 10 кВ.

Подстанция удалена на 8 км от первого и на 20 км от второго завода. Какие из напряжений подстанции оптимальны для электропередачи?

7.20. Подстанция удалена от источника питания на 40 км. Определить номинальное напряжение питающей сети. Наибольшая мощность подстанции равна  $63 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ , время использования максимальной нагрузки составляет 3000 ч, коэффициент мощности нагрузки равен 0,9.

7.21. Проектируемый завод с максимальной нагрузкой  $22 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ , коэффициент мощности 0,92, предполагается питать от районной подстанции, имеющей напряжения 110 и 35 кВ. Длина трассы ЛЭП от источника питания до завода равняется 30 км. Предварительно выбрать номинальное напряжение ЛЭП.

7.22. Определить экономический ущерб при аварийном отключении одноцепной линии напряжением 110 кВ протяженностью 80 км, сооруженной на металлических опорах. По ВЛ в течение года передается потребителям электроэнергии 120 млн. кВт·ч. Удельный ущерб на 1 кВт·ч недоотпущенной электроэнергии для данного района составляет 30 руб/кВт·ч. Плановые ремонты линии производятся под напряжением без отключения ВЛ.

7.23. Определить номинальное напряжение замкнутой сети, схема которой изображена на рис. 7.14. Мощности подстанций 1 и 2 (МВт), коэффициенты мощности и длины участков (км) указаны на рисунке.

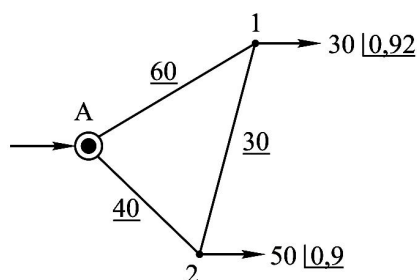


Рис. 7.14

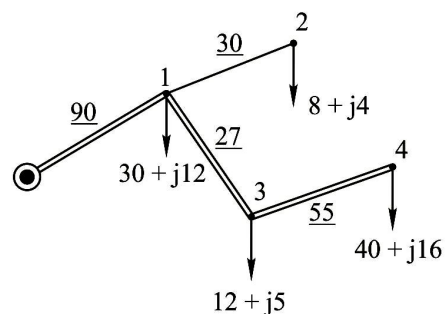


Рис. 7.15



7.24. Предварительно выбрать номинальные напряжения для проектируемой сети, схема которой, а также количество цепей ВЛ, нагрузки подстанций (МВ·А) и длины участков (км) приведены на рис. 7.15. Составить упрощенную схему электрических соединений сети, если на подстанциях 1, ..., 4 электроэнергия распределяется на напряжении 10 кВ. Все подстанции, кроме второй, двухтрансформаторные.

7.25. Сооружаемые подстанции 1, ..., 4 получают питание от электростанции А по воздушным линиям на напряжении 110 кВ. Для всех подстанций время использования наибольшей мощности составляет 4500 ч, а коэффициенты мощности равны 0,9. Число цепей ВЛ, максимальные нагрузки подстанций (МВ·А) и длины участков (км) приведены на схеме рис. 7.16. Определить экономически целесообразные сечения проводов, удовлетворяющие необходимым техническим условиям.

7.26. Определить сечения проводов электрической сети 220 кВ, проектируемой в Амурской области. Время использования максимальной нагрузки составляет: для подстанции 1 - 4500 ч, для подстанции 2 - 5500 ч. Максимальные нагрузки (МВт) и коэффициенты мощности подстанций указаны на рис. 7.17.

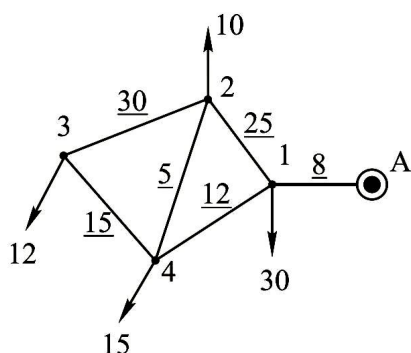


Рис. 7.16

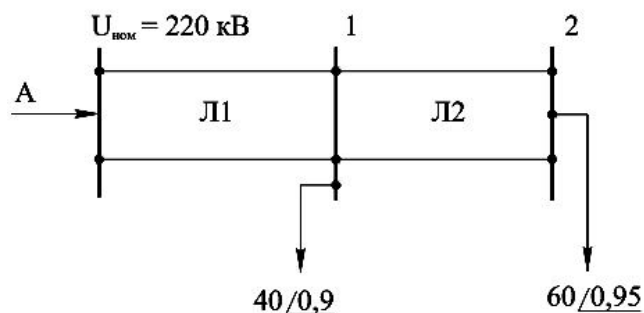


Рис. 7.17

7.27. Завод, потребляющий мощность  $(60+j30)$  МВ·А, должен питаться с помощью двухцепной ВЛ напряжением 110 кВ. Линия сооружается в третьем районе по гололеду на железобетонных опорах. Время использования максимальной нагрузки составляет 5000 ч. Определить экономически целесообразное сечение проводов линии.

7.28. Выбрать по экономической плотности тока сечения проводов магистральной ЛЭП 110 кВ, питающей подстанции 1 и 2. Мощности подстанций (МВ·А), время использования максимальной нагрузки (ч) и длины участков линий (км) указаны на рис. 7.18. Сечения определить для случаев, когда линия выполняется: а) проводами разного сечения; б) проводами одного сечения.

7.29. Заводские подстанции 1 и 2 получают электроэнергию от районных подстанций А и В (рис. 7.19). Линия АВ напряжением 110 кВ выполнена сталеалюминиевыми проводами. Длины участков линий (км) и расчетные нагрузки подстанций (МВ·А) указаны на рисунке. Время использования максимальной нагрузки составляет: для подстанции 1 - 2800 ч, для подстанции 2 - 4700 ч. Выбрать сечения проводов на участках линии.

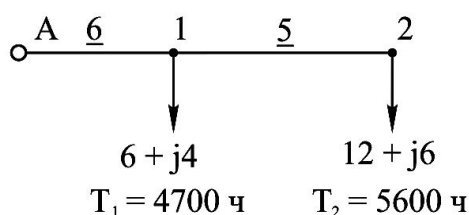


Рис. 7.18

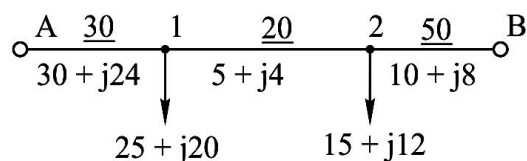


Рис. 7.19

7.30. Районные подстанции 1 и 2 подключены к кольцевой сети напряжением 110 кВ, питаемой от электростанции А (рис. 7.20). Все участки сети выполняются проводами одного сечения. Протяженность

участков (км) и нагрузки подстанций (МВ·А) указаны на рисунке. Время использования максимальной нагрузки для подстанции 1 составляет 2900 ч, а для подстанции 2 - 5600 ч. Выбрать экономическое сечение проводов, если линии сооружаются на железобетонных опорах в третьем районе по гололеду.

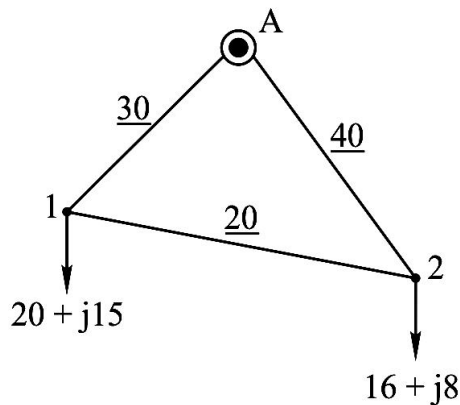


Рис. 7.20

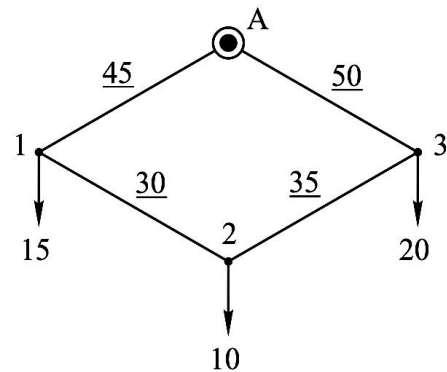


Рис. 7.21

7.31. На рис. 7.21 приведена схема варианта электросети, проектируемой на номинальное напряжение 110 кВ, на которой указаны нагрузки подстанций (МВт) и длины линий (км). Коэффициенты мощности всех нагрузок принять одинаковыми и равными 0,9. Выбрать экономические сечения проводов, полагая для всех подстанций число часов использования максимальной нагрузки равным 5000 ч.

7.32. К подстанции, наибольшая нагрузка которой  $(15+j8)$  МВ·А, предполагается проложить двухцепную линию электропередачи 110 кВ. ЛЭП проектируется на стальных двухцепных опорах во втором районе по гололеду. Требуется выбрать экономическое сечение проводов, принимая число часов использования максимальной нагрузки равным 5000 ч.

7.33. Выбрать экономическое сечение проводов линии

электропередачи напряжением 35 кВ. ВЛ предназначена для питания промышленного предприятия с максимальной нагрузкой 18 МВ·А, имеющего время использования наибольшей мощности 4500 ч. При расчете учесть необходимость резервирования питания потребителя.

7.34. По одноцепной магистральной линии протяженностью 10 км питаются два потребителя  $i_1 = 80$  А ( $T_1 = 2800$  ч),  $i_2 = 20$  А ( $T_2 = 5200$  ч.). Сечение алюминиевых проводов одинаково по всей длине линии. Протяженность головного участка 6 км, второго - 4 км. Определить экономическое сечение проводов, если трасса линии проложена в ненаселенной местности.

7.35. По двухцепной линии 110 кВ в течение года должна быть передана электроэнергия в объеме 240 млн. кВт·ч. Максимальная мощность составляет 40 МВт, коэффициент мощности можно принять равным 0,9. Определить экономическое сечение проводов, если ВЛ сооружается в Читинской области на двухцепных железобетонных опорах.

7.36. Насосная станция городской сети производит перекачку воды в рабочие резервуары в ночное время. Определить экономическое сечение сталеалюминиевых проводов ВЛ. Известно, что напряжение линии 35 кВ, максимальная нагрузка 10 МВ·А, число часов использования наибольшей мощности 4800 ч, ВЛ двухцепная. Расчет произвести по экономической плотности тока.

7.37. Промышленное предприятие питается по двухцепной линии, выполненной проводом марки АС. Определить по экономической плотности тока необходимое сечение провода, если напряжение линии 35 кВ, время использования максимальной нагрузки 4200 ч. Максимальная зарегистрированная получасовая мощность предприятия составляет: а) в ночное время - 14 МВ·А; б) в дневное время - 9 МВ·А.

7.38. Электрический генератор мощностью 12 МВт и  $\cos\varphi=0,8$  при напряжении 10,5 кВ необходимо соединить кабелями с алюминиевыми жилами с повышающим трансформатором. Прокладка кабелей должна быть выполнена в машинном зале, в бетонном канале при температуре воздуха  $+30^{\circ}\text{C}$ , а по территории станции в траншее и температуре почвы  $+15^{\circ}\text{C}$ . Время использования максимальной нагрузки  $T_{\text{макс}}=4500$  ч. Определить число и сечение кабелей.

7.39. Можно ли магистральную ЛЭП АЗ (рис. 7.22) спроектировать всю на напряжение 110 кВ, если допускаемая потеря напряжения в линии не должна превышать 20% в послеаварийном режиме? Линия сооружается в Алтайском крае, во втором районе по гололеду, на двух- и одноцепных железобетонных опорах. Время использования максимальной нагрузки для всех подстанций одинаково и равно 4000 ч. Наибольшие расчетные нагрузки подстанций (МВ·А) и длины участков линии (км) указаны на рисунке.

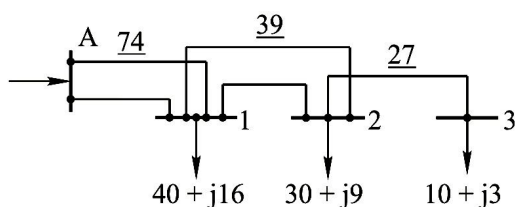


Рис. 7.22

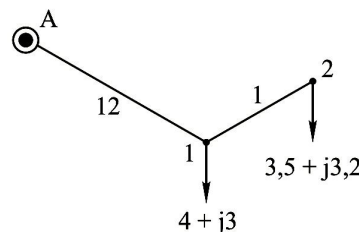


Рис. 7.23

7.40. Воздушная радиальная линия выполнена проводом А-95. Номинальное напряжение сети 10 кВ. Определить длину линии, при которой потеря напряжения в проводах не превосходит: а) 8 %; б) 6 %. Нагрузку задать активным током, соответствующим экономической плотности при  $T_{\text{макс}} = 4500$  ч.

7.41. Две подстанции, находящиеся рядом, питаются одной линией 35 кВ. Предполагается, что линия будет

выполнена сталеалюминиевыми проводами одного сечения, подвешиваемыми на опорах со среднегеометрическим расстоянием 3,5 м. Наибольшие расчетные нагрузки подстанций (МВ·А) и длины участков сети (км) указаны на рис. 7.23. Время использования максимальной нагрузки подстанций 1 и 2 равно 3000 ч. Считая, что потеря напряжения в линии не должна превышать 5 %, выбрать сечение проводов.

7.42. От районной подстанции по схеме, показанной на рис.7.24, будут получать питание на напряжение 35 кВ три завода. На воздушных линиях предполагается подвесить сталеалюминиевые провода со среднегеометрическим расстоянием между ними 3 м. Допустимая потеря напряжения в сети составляет 6,5 %. Максимальные нагрузки (МВ·А) и длины участков сети (км) указаны на схеме. Исходя из условия постоянства плотности тока на всех участках сети, выбрать сечения проводов.

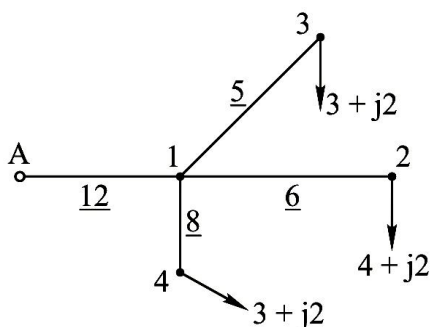


Рис. 7.24

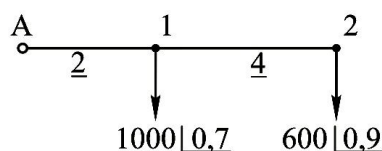


Рис. 7.25

7.43. Линия 10 кВ с СИП будет питать два завода, имеющих продолжительность использования наибольших нагрузок 3500 ч. Нагрузки сети (кВ·А), их коэффициенты мощности и длины участков линии (км) даны на схеме рис. 7.25. Определить сечения проводов на

участках линии, если допускаемая потеря напряжения составляет 5 %. Выбор сечений проводов должен отвечать условиям экономической работы сети.

7.44. Определить сечения проводов линии 10 кВ, питающей две нагрузки. На линии будут подвешены самонесущие изолированные провода. Допускаемая потеря напряжения равна 5 %. Сечения проводов на отдельных участках линии должны быть такими, чтобы плотность тока в них была одинаковой. Нагрузки (А), коэффициенты мощности нагрузок и длины участков линии (км) даны на схеме сети рис. 7.26.

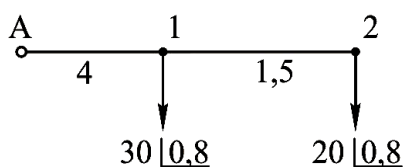


Рис. 7.26

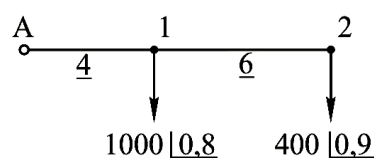


Рис. 7.27

7.45. Для питания двух предприятий от районной подстанции будет проложена линия трехфазного переменного тока 10 кВ. Линию предполагается выполнить алюминиевыми проводами на железобетонных опорах с расположением проводов в вершинах равностороннего треугольника со стороной 1 м. Допускаемая потеря напряжения 5%. Длина участков сети (км), нагрузки (кВ·А) и коэффициенты мощности указаны на схеме сети рис. 7.27. Определить сечения проводов при двух вариантах выполнения сети: а) провода вдоль всей линии имеют одно и то же сечение; б) сечения проводов на отдельных участках сети выбираются по условию наименьшего расхода алюминия. Подсчитать перерасход алюминия (в процентах) при монтаже на всей линии проводов с одним и тем же сечением.

7.46. Определить сечение проводов воздушной линии 35 кВ, питающей две понижающих подстанции 35/6 кВ. Линию

предположено выполнить алюминиевыми проводами марки АЖ одного сечения вдоль всей ВЛ, подвешенными на железобетонных опорах со среднегеометрическим расстоянием 378 см. Допускаемая потеря напряжения 6,5%. Длины участков сети (км), нагрузки (А) и коэффициенты мощности нагрузок указаны на схеме рис. 7.28.

7.47. Разветвленная разомкнутая сеть трехфазного переменного тока 380 В с самонесущими изолированными проводами будет питать ряд нагрузок (рис. 7.29). Допускаемая потеря напряжения 4,5%. Длины участков сети (м), нагрузки (кВт) и их коэффициенты мощности даны на схеме сети. Определить сечения проводов на отдельных участках сети, приняв, что магистраль А-3 будет выполнена по всей длине проводом одного сечения.

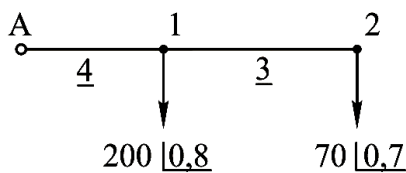


Рис. 7.28

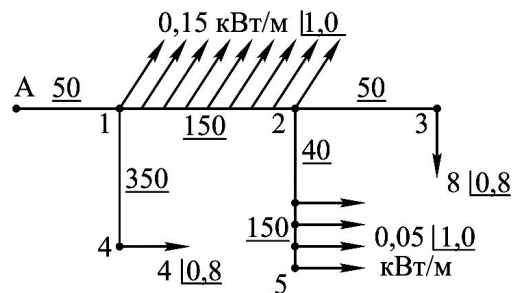


Рис. 7.29

7.48. Разомкнутая воздушная сеть трехфазного переменного тока 6 кВ, схема которой приведена на рис. 7.30, должна питать пять потребителей. Сеть предполагается выполнить самонесущими изолированными проводами. Допускаемая потеря напряжения 5 %. Длины участков сети (км), нагрузки (А) и коэффициенты мощности нагрузок приведены на схеме сети. Определить сечения проводов. При расчете принять, что магистраль А-4 выполняется проводом одного сечения. Ответвление 2-6 может иметь сечение проводов, отличное от сечения проводов магистрали.



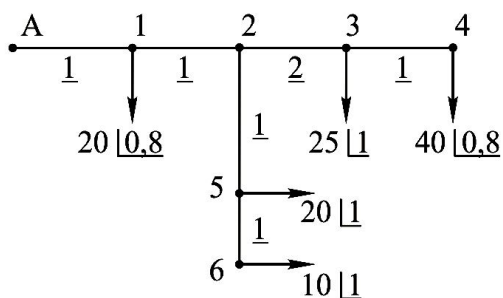


Рис. 7.30

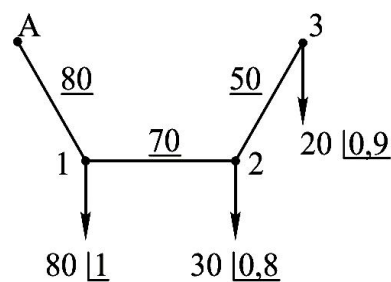


Рис. 7.31

7.49. Определить сечение трехжильного кабеля линии трехфазного переменного тока 380 В, изображенной на рис. 7.31. Кабель будет иметь жилы одного сечения вдоль всей линии. Допускаемая потеря напряжения 5 %. Длины участков линии (м), нагрузки (А) и коэффициенты мощности их даны на схеме сети. При расчете сети реактивное сопротивление кабеля можно не учитывать.

7.50. Проектируемая воздушная линия трехфазного переменного тока 380/220 В должна питать сосредоточенную нагрузку 20 А и равномерно распределенную 0,15 А/м, приложенную на длине 200 м (рис. 7.32). По всей длине линии предполагается подвесить алюминиевые провода одного сечения. Допускаемая потеря напряжения 4%. Нагрузки сети чисто активные. Длины участков сети (м) указаны на схеме сети. Определить сечение проводов.

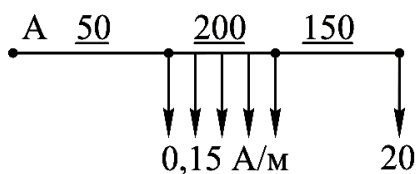


Рис. 7.32

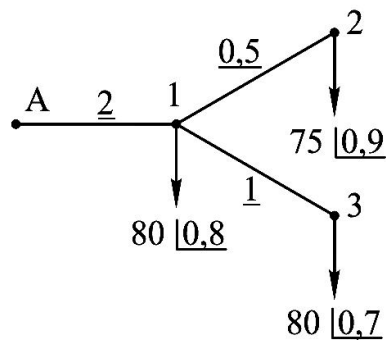


Рис. 7.33

7.51. Цеховые подстанции завода будут питаться по кабельной

сети 10 кВ. Допускаемая потеря напряжения в сети равна 5,5%. Длины участков линии (км), токи нагрузок (А) и коэффициенты мощности указаны на рис. 7.33. Исходя из условий наименьшего расхода проводникового материала, выбрать сечения кабелей для участков линии.

7.52. Разветвленная трехфазная линия 380/220 В будет питать силовую и осветительную нагрузки (рис. 7.34). Линии предполагается выполнить самонесущими изолированными проводами одного сечения. Допускаемая потеря напряжения в линии равна 5,2%. Длины участков линии (м) нагрузки (кВ·А) указаны на рисунке. Выбрать сечение проводов линии.

7.53. От электростанции А по линии 35 кВ, выполненной сталеалюминиевыми проводами, подвешенными на опорах со среднегеометрическим расстоянием 2 м, запитаны нагрузки в пунктах 1, 2 и 3. Допускаемая потеря напряжения в линии 5%. Время использования наибольшей нагрузки для всех подстанций одинаково и равно 4500 ч. Нагрузки (МВ·А) и длины участков линии (км) указаны на схеме сети рис. 7.35. Определить сечения проводов линии для двух вариантов ее выполнения: а) провода выбираются из условия наименьшего расхода проводникового металла; б) провода выбираются из условия наименьших потерь энергии.

7.54. Произвести расчет сечения проводов воздушной линии с одной нагрузкой в конце по величине допустимой потери напряжения, равной 6%. Номинальное напряжение линии 10 кВ, активная нагрузка 700 кВт, коэффициент мощности равен 0,8, длина линии 3 км. Провода расположены в вершинах равностороннего треугольника со стороной 1 м, материал провода - алюминий.

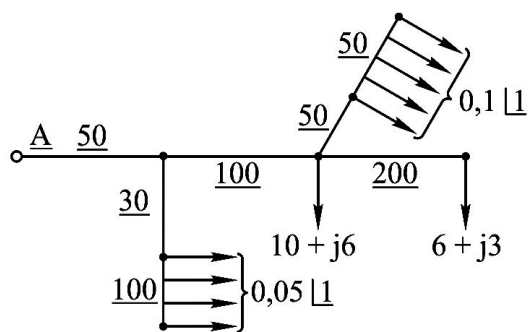


Рис. 7.34

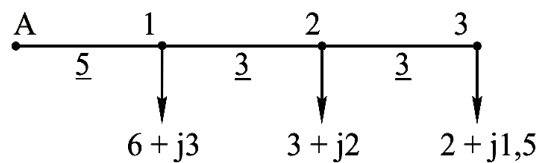


Рис. 7.35

7.55. Выбрать сечения проводов в трехфазной сети 10 кВ, если допустимая потеря напряжения составляет 6 %. Среднегеометрическое расстояние между проводами равно 252см. Длины участков (км) и нагрузки (А) указаны на рис. 7.36. Сечения алюминиевых проводов выбрать по условию минимума потерь активной мощности.

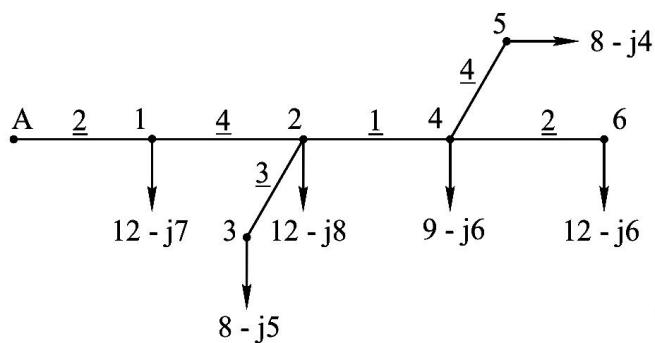


Рис. 7.36

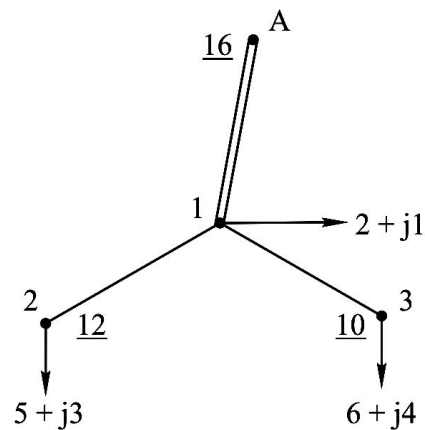


Рис. 7.37

7.56. Произвести выбор сечений проводов линии 35 кВ.

Головной участок ВЛ предполагается выполнить

двухцепным. Длины участков (км) и нагрузки (МВ·А) указаны на схеме рис. 7.37. Время использования максимума для всех нагрузок одинаково и равно 3500 ч. Среднегеометрическое расстояние между проводами 3,5 м. Допустимая потеря напряжения в линии составляет 7,5 %.

7.57. На цеховой подстанции установлено два трансформатора 10/0,4 кВ мощностью 250 кВ·А каждый. Определить нагрузку подстанции, при которой целесообразно переходить на работу с одним трансформатором. Экономический эквивалент реактивной мощности  $k_{\Sigma} = 0,05$ .

### *Контрольные вопросы*

1. Какие преимущества дает условие постоянной плотности тока на всех участках линии при выборе сечений проводников по допустимой потере напряжения ?
2. В каких случаях можно рекомендовать монтаж линии, питающей несколько нагрузок, проводами одного сечения вдоль всей ее длины ?
3. Что называется экономической плотностью тока и как она определяется ?
4. На какие цели используются амортизационные отчисления ?  
Как определяется себестоимость передачи электроэнергии ?
6. Как определяется экономически выгодное число включенных на параллельную работу двухобмоточных трансформаторов ?
7. Как учитываются в приведенных затратах расходы на текущий и капитальный ремонт ?
8. Как учитываются потери мощности и энергии в сравнительных технико-экономических расчетах ?

9. Что такое приведенные затраты в сравнительных технико-экономических расчетах ?
10. Какие факторы должны быть учтены при выборе сечений проводов и кабелей ?
11. Какие вопросы в проектах электрических сетей решаются на основе критерия приведенных затрат ?
12. Как сопоставляют проектные варианты электрических сетей при различии надежности схем ?

## ОТВЕТЫ К ЗАДАЧАМ

Указанные ниже решения следует считать приближенными. Не приведены ответы к задачам, решение которых предполагается выполнять на ЭВМ.

### Глава 1

**1.1.** 3,29 Ом. **1.2.** 0,352 Ом. **1.3.** 0,362 Ом. **1.4.**  $R_1 \approx R_2$ ;  $X_1 \approx 0,5 X_2$ .  
**1.5.**  $Z_{\text{экв}} = 2 + j1,64$  Ом. **1.6.**  $Z_1 = 18 + j14,6$  Ом;  $Z_2 = 13,5 + j8,8$  Ом. **1.7.**  $Z_1 = 8,55 + j2,31$  Ом;  $Z_2 = 10,95 + j4,44$  Ом. **1.8.**  $Z = 3,38 + j1,9$  Ом. **1.9.**  $R_B \approx R_K$ ;  $X_B$  в 4,7 больше  $X_K$ . **1.10.**  $Z_0 = 0,902 + j0,392$  Ом/км;  $\Delta P/\Delta Q = 2,3$  и постоянно. **1.11.**  $Z_0$  изменяется от  $4,1 + j1,02$  до  $5,65 + j2,18$  Ом/км. **1.12.** 25,6 км. **1.13.** От 0,79 до 0,6 Ом/км. **1.14.**  $Z_B = 1,99 + j2,92$  Ом;  $Z_K = 1,3 + j0,33$  Ом. **1.15.** От 16 до 13,3 Ом. **1.16.** От  $14,4 + j4,53$  до  $16,4 + j6,36$  Ом. **1.17.**  $Z = 15,3 + j21,1$  Ом. **1.18.**  $Z = 11,2 + j11,3$  Ом;  $B = 68$  мкСм;  $Q_C = 0,9$  Мвар. **1.19.**  $Z = 9,9 + j20,2$  Ом;  $Q_C = 7,48$  Мвар. **1.20.**  $Z = 24,9 + j42,2$  Ом;  $B = 269$  мкСм;  $Q_C = 3,56$  Мвар. **1.21.**  $Z_0 = 0,162 + j0,41$  Ом/км;  $b_0 = 2,78$  мкСм/км. **1.22.**  $Z = 20,6 + j74,1$  Ом;  $B = 444$  мкСм;  $Q_C = 23,5$  Мвар. **1.23.** 0,038 и 0,47 мкСм/км. **1.24.**  $Z_0 = 0,102 + j0,424$  Ом/км;  $b_0 = 2,68$  мкСм/км. **1.25.**  $Z = 9,07 + j39,6$  Ом;  $B/2 = 491$  мкСм;  $Q_C/2 = 25$  Мвар. **1.26.**  $Z = 6 + j88$  Ом;  $Y = 0 + j1140$  мкСм;  $A = D = 0,95 + j0,01$ ;  $B = 6 + j88$  Ом;  $C = 1,05 + j981$  мкСм. **1.27.**  $Z_B = 278 \cdot \exp(-j1,8^\circ)$ ;  $A = D = 0,86 + j0,01$ ;  $B = 10 + j146$ ;  $C = 0 + j1770$  мкСм. **1.28.**  $Z = 0,7 + j3,36$  Ом. **1.29.**  $Z = 1,1 + j5,39$  Ом;  $Y = 21 - j140$  мкСм. **1.30.**  $Z = 2,56 + j22,8$  Ом;  $Y = 5,5 - j32,7$  мкСм. **1.31.**  $Z = 0,71 + j17,3$  Ом;  $Y = 5,4 - j39,4$  мкСм. **1.32.**  $Z = 7,9 + j139$  Ом;  $\Delta S_x = 14 + j70$  кВт·А. **1.33.**  $Z = 0,92 + j25,6$  Ом;  $Y = 10,2 - j129$  мкСм. **1.34.**  $Z_B = 1,82 + j82,5$  Ом;  $Z_C = 1,82 + j0$  Ом;  $Z_H = 1,82 + j63$  Ом;  $\Delta S_x = 110 + j880$  кВт·А;  $Y = 2,08 - j16,6$  мкСм. **1.35.**  $Z_B = 0,14 + j15,2$  Ом;  $Z_C = 0,14 - j0,6$  Ом;  $Z_H = 0,81 + j27,1$  Ом;  $\Delta S_x = 0,25 + j2$  МВ·А. **1.36.**  $Z = 4 + j100,8$  Ом;  $\Delta S_x = 14 + j504$  кВт·А. **1.37.**

$Z=R+jX$  (Ом) и  $Y=G-jB$  (мкСм) по вариантам: 1)  $Z=10,5+j65,9$ ;  $Y=2,5-j12,7$ ; 2)  $Z=9,07+j43,3$ ;  $Y=6,8-j38,2$ ; 3)  $Z=2,63+j23,6$ ;  $Y=5,1-j23,2$ ; 4)  $Z=1,45+j13,1$ ;  $Y=5,6-j22,1$ ; 5)  $Z=1,02+j18,9$ ;  $Y=16,1-j111$ ;

Вариант	Сопротивление обмоток $Z=R+jX$ , Ом						$Y=G-jB$ , мкСм	
	ВН		СН		НН		G	B
	R	X	R	X	R	X		
6	9,7	226	9,7	-5,2	9,7	131	1,1	5,7
7	9,4	226	9,4	1,1	9,4	135	1,2	5,2
8	4,8	136	4,8	0	4,8	83	1,4	5,1
9	5	142	5	0	5	83	1,3	8,3
10	2,6	89	2,6	0	2,6	52	1,7	12,1
11	5,7	275	5,7	0	5,7	148	0,95	5,7
12	3,7	198	3,7	0	7,5	364	0,6	3,6
13	3,8	172	3,8	129	3,8	0	1,1	4,0
14	3,6	167	3,6	0	3,6	128	1,1	3,8
15	1,4	104	1,4	0	2,9	196	0,85	6,0

**1.38.**  $R=9,4$  Ом;  $X=20$  Ом. **1.39.**  $Z=1,1+j5,39$  Ом;  $Y=25-j140$  мкСм.

**1.40.**  $Z=2,66+j92,6$  Ом;  $Y=4,7-j43,4$  мкСм. **1.43.**  $Z_B=1,8+j82,6$  Ом;

$Z_C=1,8+j0$  Ом;  $Z_H=1,8+j62,8$  Ом;  $Y=2,1-j16,6$  мкСм.

## Глава 2

**2.1.**  $\Delta S_{\max}=31+j28$ кВ·А; в 9 раз меньше. **2.2.**  $\Delta S_B=62+j98$ кВ·А;  $\Delta S_k=12+j3$ кВ·А. **2.3.**  $\Delta S=22,3+j37$ кВ·А. **2.4.** На 0,47% (с 1,47 до 1,81 МВт) **2.5.**  $\Delta S_{\text{л}}=1,74-j22,9$  МВ·А;  $\Delta S_{\text{т}}=0,32+j6,7$  МВ·А. **2.6**  $\Delta S=1,03-j0,7$  МВ·А; 3,2млн.кВт·ч/год. **2.7.** 400 МВт·ч. (0,85%). **2.8.**  $\Delta S=229+j231$ кВ·А;  $\Delta A=1,05$  млн.кВт·ч (4%). **2.9.**  $A=41,2$  млн.кВт·ч;  $\Delta A=2,2$  млн.кВт·ч (5,4%). **2.10.**  $\Delta P_{\max}=257$  кВт;  $\Delta P_{\min}=52,4$  кВт;

$\Delta A = 4530$  кВт·ч за сутки. **2.11.**  $S_{p1} = 25,2 + j13,3$  МВ·А;  $S_{p2} = 10,1 + j6,2$  МВ·А. **2.12.**  $S_p = 12,09 + j5,69$  МВ·А. **2.13.**  $\Delta S = 197 + j2916$  кВт·А;  $\Delta A = 0,8$  млн.кВт·ч (0,65%). **2.14.**  $\Delta P = 173$  кВт;  $A = 26$  млн.кВт·ч;  $\Delta A = 1$  млн.кВт·ч (3,85%). **2.15.**  $\Delta P = 264$  кВт;  $\Delta A = 528$  тыс.кВт·ч. **2.16.** 164700 руб за 31 сутки. **2.17.**  $\Delta A = 407$  тыс.кВт·ч. **2.18.**  $S_{p1} = 3,23 + j2,63$  МВ·А;  $S_{p2} = 2,18 + j1,8$  МВ·А. **2.19.**  $S_{p1} = 15,1 + j10,9$  МВ·А;  $S_{p2} = 4,55 + j3,5$  МВ·А. **2.20.**  $\Delta A = 5200$  кВт·ч. **2.21.**  $I_C = 52$  А;  $T_{\max} = 5285$  ч;  $\Delta A = 456$  тыс.кВт·ч (2,2%). **2.22.**  $S_p = 60,4 + j11,4$  МВ·А. **2.23.**  $A = 77,8$  млн.кВт·ч;  $T_{\max} = 6102$  ч;  $\tau = 4955$  ч;  $\Delta A = 1,83$  млн.кВт·ч (2,35%). **2.24.**  $\Delta S = 9,1 + j48,3$  кВт·А;  $\cos\varphi_1 = 0,78$ ;  $\cos\varphi_2 = 0,8$ . **2.25.**  $\Delta S = 0,28 + j6,2$  МВ·А. **2.26.**  $\Delta S = 0,17 + j2,94$  МВ·А;  $\Delta A = 826$  тыс.кВт·ч. **2.27.**  $\Delta S = 0,17 + j3,47$  МВ·А;  $\Delta P = 0,53\%$ ;  $\Delta A = 2680$  кВт·ч (0,48%). **2.28.**  $T_{\max} = 5102$  ч;  $\tau = 3730$  ч;  $A = 153$  млн.кВт·ч;  $\Delta A = 0,61\%$ . **2.29.**  $\Delta P = 120$  кВт;  $\Delta A = 470$  тыс.кВт·ч. **2.30.**  $\Delta S = 3,58 - j16,4$  МВ·А;  $\Delta A = 16,8$  млн.кВт·ч (5,73%). **2.31.**  $\Delta A = 230$  тыс.кВт·ч;  $C_{\text{пот}} = 460$  тыс.руб. **2.32.**  $\Delta S = 27 + j25$  кВт·А. **2.33.**  $\Delta S = 244 + j373$  кВт·А. **2.34.**  $\Delta S = 95 + j1180$  кВт·А;  $S_{\text{пр}} = 9,1 + j8,2$  МВ·А. **2.35.**  $\Delta S = 2,22 - j3,95$  МВ·А. **2.36.**  $\Delta A = 390$  кВт·ч. **2.37.** За 251 рабочий день  $\Delta A = 13,5$  тыс.кВт·ч.

### Глава 3

**3.1.**  $I'_{\text{доп}} = 190$  А. **3.2.** 580 А. **3.3.** в 3,9 раза; в 5 раз. **3.4.** 155 А. **3.5.**  $m = 4$ ; 156 А. **3.6.** 367 А. **3.7.** 342 А. **3.8.**  $57,3^\circ\text{C}$ . **3.9.** Можно;  $43,2^\circ\text{C}$ . **3.10.**  $m = 3$ ;  $I'_{\text{доп}} = 141$  А. **3.11.** 116 А. **3.12.**  $16 \text{ мм}^2$ . **3.13.** Сечение  $F(\text{мм}^2)$  не менее:

Вариант	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9
$F, \text{мм}^2$	16	50	25	16	25	25	35	16	10	35

**3.14.**  $I'_{\text{доп}} = 55$  А; увеличится до 72 А (в 1,3 раза). **3.15.** Работа допустима;  $58,2^\circ\text{C}$ . **3.16.**  $62,7^\circ\text{C}$ . **3.17.** 1)  $120 \text{ мм}^2$ ; 2)  $120 \text{ мм}^2$ . **3.18.** 226



А. **3.19.** 79 А. **3.20.** 70 мм<sup>2</sup> (при допустимой перегрузке на 35...50%).  
**3.21.** К D<sub>1</sub>-АПРТО 35 мм<sup>2</sup>; к D<sub>2</sub>-10мм<sup>2</sup>; от РЩ-1 к РЩ-2-кабель сечением 3 х 70 мм<sup>2</sup>. **3.22.** При допустимой перегрузке 20% F=35мм<sup>2</sup>.  
 Определяющий режим - послеаварийный. **3.23.** В 4,3 раза. **3.24.** 89,4 А.  
**3.25.** По механической прочности 70 мм<sup>2</sup>. **3.26.** 16 мм<sup>2</sup>. **3.27.** 342 А.  
**3.28.** 79 А. **3.29.** D<sub>1</sub>-3мм<sup>2</sup>, I<sub>п</sub>=45 А; D<sub>2</sub>-2 мм<sup>2</sup>, I<sub>п</sub>=80 А; от РЩ-1:16мм<sup>2</sup>, I<sub>п</sub>=100 А. **3.33.** F=95 мм<sup>2</sup> с I'<sub>доп</sub> =232 А. **3.34.** 2 х (ААБ-3х120) **3.35.** 2 х (ААШВ-3х185) с I'<sub>доп</sub> =310 А или 3х(ААШВ-3х120) с I'<sub>доп</sub> =212 А.

## Глава 4

**4.1.** ΔU<sub>л</sub>=110 В; ΔU<sub>т</sub>=370 В; ΔU=480 В (4,8%). **4.2.** ΔU=343 В (5,7%). **4.3.** ΔU=36,1+j28,6 кВ; ΔU=34 кВ; U<sub>2</sub>=206 кВ. **4.4.** ΔU=5,9+j3,8 кВ; 5,9 кВ. **4.5.** 733 В (12,2%). **4.6.** 427 В (4,27%). **4.7.** 11,6%. **4.8.** Допустимо. **4.9.** ΔU<sub>max</sub> = 3,81%; ΔS=235+j309 кВ·А. **4.10.** 25 В (6,6%).  
**4.11.** S=15,6+j8,11 МВ·А; U<sub>2</sub>=110 кВ. **4.12.** ΔP=13,6 МВт (5,67%); η<sub>р</sub>=94,6%; U<sub>1</sub>=250,4 кВ. **4.13.** U<sub>2</sub>=207,5 кВ; S<sub>2</sub>=244,6+j112 МВ·А; cosφ<sub>2</sub>=0,909. **4.14.** 220,4 кВ. **4.15.** cosφ<sub>2</sub>=0,875. **4.16.** а) 0,5 кВ; ΔS=63+j67 кВ·А; ΔA=176 тыс.кВт·ч; cosφ<sub>1</sub>=0,91; η<sub>р</sub>=96%; η<sub>А</sub>=97,6%; б) 0,4 кВ; ΔS=65+j16 кВ·А; ΔA=182 тыс.кВт·ч; cosφ<sub>1</sub>=0,92; η<sub>р</sub>=95,8%; η<sub>А</sub>=97,5%. **4.17.** ΔU=1,22+j0,27 кВ; ΔU=1,22 кВ(3,5%). **4.18.** 2,08%.  
**4.19.** 24 В (6,3%). **4.20.** 13,2 В (3,46%). **4.21.** 1,2%. **4.22.** 3,2%. **4.23.** а) ΔU<sub>А</sub>=7,97 В (3,6%); ΔU<sub>В</sub>=1,4 В (0,6%); ΔU<sub>с</sub>=-3,19 В (-1,45%); б) ΔU<sub>А</sub>=6,27 В (2,8%); ΔU<sub>В</sub>= 1,59 В (0,7%); ΔU<sub>с</sub>=-1,68 В (-0,8%). **4.24.** 595 В и 142 В. **4.25.** С 7,1% до 1,7%. **4.26.** 4,8 кВ (4,2%). **4.27.** ΔU<sub>max</sub>=4,4%; ΔU<sub>min</sub>=2,7%. **4.28.** 5,77% и 2,64%. **4.29.** 9,1 кВ (3,9%). **4.30.** ΔU=2,69%.  
**4.31.** 9,02%. **4.32.** 588 В (9,8%). **4.33.** ΔU<sub>max</sub>=425 В (7,08%). **4.34.** ΔU=3,4%; ΔS=1205+j68 В·А; ΔA=1800 кВт·ч. **4.35.** 121,4 кВ. **4.36.** 2,7%. **4.37.** 386 В. **4.38.** 300 В (5,0%). **4.39.** S<sub>1</sub>=46,9+j19,8 МВ·А; U<sub>1</sub>=121 кВ; η<sub>р</sub>=93,7%. **4.40.** S<sub>1</sub>=41,6+j15 МВ·А; U<sub>1</sub>=118,4 кВ. **4.41.**

$S_1=37,1+j14,5 \text{ MB}\cdot\text{A}$ ;  $U_2=111 \text{ кВ}$ ; послеаварийный режим:  
 $S_1=38,5+j19,4 \text{ MB}\cdot\text{A}$ ;  $U_2=105 \text{ кВ}$ . **4.42.**  $\Delta U=12,4 \text{ кВ}$ ;  $U_2=101 \text{ кВ}$ ; не  
 следует. **4.43.** 0,37%. **4.44.**  $\Delta U_A=15,3 \text{ В}$ ;  $\Delta U_B=5,1 \text{ В}$ ;  $\Delta U_C=-5,1 \text{ В}$ . **4.45.**  
 16,4 В (4,3%). **4.46.** 258 В (4,3%). **4.47.**  $U_2=35,8 \text{ кВ}$ ;  $\Delta S=140+j240 \text{ кВ}\cdot\text{A}$ .  
**4.48.**  $U_1=33,3 \text{ кВ}$ ;  $U_2=32,4 \text{ кВ}$ . **4.49.** 0,83%.

## Глава 5

**5.1.**  $S_{A1}^H=247+j130 \text{ MB}\cdot\text{A}$ ;  $S_{12}^H=123+j52 \text{ MB}\cdot\text{A}$ ;  $S_{23}^H=81+j29,8$   
 $\text{MB}\cdot\text{A}$ ;  $U_1=230,5 \text{ кВ}$ ;  $U_2=221,1 \text{ кВ}$ ;  $U_3=217 \text{ кВ}$ . **5.2.**  $U_A \geq 117,4 \text{ кВ}$ . **5.3.**  
 а)  $U_A \geq 112,7 \text{ кВ}$ ; б)  $U_3=9,9 \text{ кВ}$ . **5.4.**  $S_B=114,2+j100,7 \text{ MB}\cdot\text{A}$ ;  $U_B=102,4 \text{ кВ}$ .  
**5.5.**  $\cos\varphi_1=0,99$ ;  $\cos\varphi_2=0,82$ ;  $S_A=225,2+j39 \text{ MB}\cdot\text{A}$ . **5.6.**  $\Delta U=26,5 \text{ кВ}$ ;  
 $U_{HH}=9,7 \text{ кВ}$ . **5.7.**  $S_{A1}^H=33,3+j16,4 \text{ MB}\cdot\text{A}$ ;  $S_{12}^H=20,6+j10 \text{ MB}\cdot\text{A}$ ;  $U_1=109$   
 $\text{кВ}$ ;  $U_2=104 \text{ кВ}$ . **5.8.** 105 кВ. **5.9** Без учета зарядной мощности ВЛ:  
 $S_{A1}^H=36,3+j19,9 \text{ MB}\cdot\text{A}$ ;  $U_1=114 \text{ кВ}$ ;  $U_2=110,6 \text{ кВ}$ ;  $\Delta P=3,71\%$ ;  
 $\Delta U=8,55\%$ . **5.10.**  $\Delta P=1,07 \text{ МВт}$ (3,6%);  $\Delta A=3,7 \text{ млн.кВт}\cdot\text{ч}$  (2,5%);  
 $\cos\varphi_A=0,93$ ;  $U_{HH}=9,5 \text{ кВ}$ . **5.11.**  $\Delta P=1,32 \text{ МВт}$  (3,14%);  $\Delta U_{\max}=5,7\%$ . **5.12.**  
 $\Delta U_{\max}=4\%$ ;  $\Delta U_{ab}=6,7\%$ . **5.13.**  $U_A \geq 120,3 \text{ кВ}$ ; достаточна. **5.14.**  $\cos\varphi_A=0,9$ ;  
 $\Delta P=6\%$ ;  $\Delta U=10,9\%$ ;  $U_A=105 \text{ кВ}$ ;  $U_1=101 \text{ кВ}$ ;  $U_3=100 \text{ кВ}$ ;  
 $S_{A1}^H=78,4+j39,9 \text{ MB}\cdot\text{A}$ . **5.15.**  $\Delta P=3,55 \text{ МВт}$  (2,95%);  $\Delta U=7,55\%$ . **5.16.**  
 $I_{BJ1}=183-j265 \text{ A}$ ;  $I_K=217-j35 \text{ A}$ ;  $\Delta U_{\max}=13,6\%$ ;  $\Delta U_{ab}=26,6\%$ . **5.17.**  
 $\Delta U_{\max}=8,8\%$ ;  $\Delta U_{ab}=24,3\%$ . **5.18.**  $S_{A2}=1629+j1243 \text{ кВ}\cdot\text{A}$ ;  $\Delta U=13,5\%$ . **5.19.**  
 $I_{B1}=151-j121 \text{ A}$ ;  $\Delta U=5,97\%$ . **5.20.**  $S_{A1}=2007+j1386 \text{ кВ}\cdot\text{A}$ . **5.21.**  
 $\Delta U_{\max}=3,5\%$ ;  $\Delta U_{ab}=9,2\%$ . **5.22.**  $S_{B4}=789+j623 \text{ кВ}\cdot\text{A}$ ;  $\Delta U_{\max}=8,3\%$ . **5.23.**  
 $\beta_1=74\%$ ;  $\beta_2=91\%$ . **5.24.**  $S_{A1}=5,15+j4,14 \text{ MB}\cdot\text{A}$ ;  $\Delta U_{\max}=4,1\%$ . **5.25.**  
 $\Delta U_{\max}=2,15\%$ ;  $\Delta U_{ab}=7,5\%$ . **5.26.**  $S_{12}=8,4+j6,4 \text{ MB}\cdot\text{A}$ ;  $\Delta U_{\max}=5,3\%$ . **5.27.**  
 $S_{A1}^H=59,4+j35,8 \text{ MB}\cdot\text{A}$ ;  $S_{A3}^H=38,8+j22,1 \text{ MB}\cdot\text{A}$ ;  $U_1=117,5 \text{ кВ}$ ;  $U_2=115,3$   
 $\text{кВ}$ ;  $U_3=115,4 \text{ кВ}$ . **5.28.**  $S_{A1}=79,6+j27,7 \text{ MB}\cdot\text{A}$ ;  $S_{A5}=40,4+j13,3 \text{ MB}\cdot\text{A}$ .  
**5.29.**  $S_{12}=45+j16,3 \text{ MB}\cdot\text{A}$ ;  $S_{15}=60+j25,7 \text{ MB}\cdot\text{A}$ . **5.30.**  $S_{A1}=123,4+j36,6$   
 $\text{MB}\cdot\text{A}$ ;  $S_{A3}=86,6+j28,4 \text{ MB}\cdot\text{A}$ . **5.31.**  $S_{A1}=860 \text{ MB}\cdot\text{A}$ . **5.32.**  $S_A=72+j44,7$

$\text{MB}\cdot\text{A}$ ;  $U_A \geq 118,1 \text{ кВ}$ . **5.33.**  $I_{23}=27,9 \text{ A}$ ;  $I_{26}=22,1 \text{ A}$ ;  $\Delta U_{\max}=18,4 \text{ В}$  (4,8%).  
**5.34.**  $S_{A1}^H=39,4+j17,7 \text{ MB}\cdot\text{A}$ ;  $S_{A3}^H=28,8+j15,2 \text{ MB}\cdot\text{A}$ ;  $U_1=111,4 \text{ кВ}$ ;  
 $U_2=111,3 \text{ кВ}$ ;  $U_3=112,2 \text{ кВ}$ . **5.35.**  $S_{A2}^H=21,3+j12,6 \text{ MB}\cdot\text{A}$ ;  $S_{A1}^H=21,9+j9,6$   
 $\text{MB}\cdot\text{A}$ ;  $S_{23}^H=20,3+j10,4 \text{ MB}\cdot\text{A}$ ;  $U_1=113,5 \text{ кВ}$ ;  $U_2=111,9 \text{ кВ}$ ;  $U_3=109,5 \text{ кВ}$ .  
**5.37.**  $S_{A2}=34,7+j19,3 \text{ MB}\cdot\text{A}$ ;  $S_{A1}=25,3+j15,7 \text{ MB}\cdot\text{A}$ . **5.38.**  $S_{A1}=11,5+j6,2$   
 $\text{MB}\cdot\text{A}$ ;  $S_{12}=4,7+j1,9 \text{ MB}\cdot\text{A}$ ;  $\Delta U_{\max}=0,92 \text{ кВ}$  (2,63%). **5.39.**  $S_{A1}=84,6+j43,7$   
 $\text{MB}\cdot\text{A}$ ;  $S_{A3}=135,4+j71,3 \text{ MB}\cdot\text{A}$ ;  $S_{31}=12+j5,9 \text{ MB}\cdot\text{A}$ . **5.41.**  $I_{A1}=241 \text{ A}$ ;  
 $I_{13}=62 \text{ A}$ ;  $I_{A4}=98 \text{ A}$ ;  $I_{A5}=262 \text{ A}$ ;  $\Delta U_{\max}=14 \text{ В}$  (3,7%). **5.42.**  $S_{A1}=11,6+j9$   
 $\text{MB}\cdot\text{A}$ ;  $S_{A2}=8,8+j6,6 \text{ MB}\cdot\text{A}$ ;  $S_{A4}=14,6+j10,4 \text{ MB}\cdot\text{A}$ . **5.43.**  $S_{A1}=19,3+j11,5$   
 $\text{MB}\cdot\text{A}$ ;  $S_{A3}=18,7+j11,1 \text{ MB}\cdot\text{A}$ . **5.44.** При  $S_B=40+j30 \text{ MB}\cdot\text{A}$ :  $S_{A3}=12+j4,5$   
 $\text{MB}\cdot\text{A}$ ;  $S_{A2}=14+j4 \text{ MB}\cdot\text{A}$ ;  $S_{A1}=34+j11,5 \text{ MB}\cdot\text{A}$ . **5.49.**  $S_{A3}=151+j84 \text{ кВ}\cdot\text{A}$ ;  
 $S_{A1}=110+j50 \text{ кВ}\cdot\text{A}$ ;  $\Delta U_{\max}=80 \text{ В}$  (1,3%);  $\Delta U_{AB}=198 \text{ В}$  (3,3%). **5.50.**  
 $\Delta U=416 \text{ В}$  (4,2%). **5.51.**  $S_{\pi 1}=22+j19,1 \text{ MB}\cdot\text{A}$ ;  $S_{\pi 2}=14,1+j15 \text{ MB}\cdot\text{A}$ ;  
 $S_{yp}=2,4+j0,6 \text{ MB}\cdot\text{A}$ . **5.52.**  $I_{\text{кл}}=47,7+j10,2 \text{ A}$ ;  $I_{\text{вл}}=52,3-j10,2 \text{ A}$ ;  
экономичному распределению соответствуют:  $I_{\text{кл}}=44,3-j0 \text{ A}$ ;  $I_{\text{вл}}=55,7-j0 \text{ A}$ .

## Глава 6

**6.1.**  $n_{\max}=-5$ ;  $U_{\max}=10,4 \text{ кВ}$ ;  $n_{\min}=2$ ;  $U_{\min}=10 \text{ кВ}$ . **6.2.** От  $n_{\max}=-8$  до  
 $n_{\min}=-1$ . **6.3.**  $n_{\max}=-7$ ;  $U_{\max}=10,4 \text{ кВ}$ . **6.4.**  $n_{\max}=-4$  и  $U_{\max}=10,4 \text{ кВ}$ ;  $n_{\min}=3$  и  
 $U_{\min}=10 \text{ кВ}$ . **6.5.**  $n_{\max}=-6$ ;  $U_{\max}=10,5 \text{ кВ}$ ;  $n_{\min}=3$ ;  $U_{\min}=10 \text{ кВ}$ . **6.6.**  $n_{\max}=-4$ ;  
 $U_{\max}=11 \text{ кВ}$ ;  $n_{\min}=2$ ;  $U_{\min}=10 \text{ кВ}$ . **6.7.**  $n_{\max}=-9$ ;  $U_{\max}=10,5 \text{ кВ}$ ;  $n_{\min}=-2$ ;  
 $U_{\min}=10,1 \text{ кВ}$ . **6.8.**  $n_{\max}=-5$ ;  $U_{\max}=10,5 \text{ кВ}$ ;  $n_{\min}=0$ ;  $U_{\min}=10,1 \text{ кВ}$ . **6.9.**  $n=2$ ;  
отклонения напряжения:  $V_{\max}=-2,4\%$ ;  $V_{\min}=6,9\%$ . **6.10.**  $n=1$ ;  $K_{\text{тр}}=10,25$ .  
**6.11.**  $n=-8$ ;  $U=10,5 \text{ кВ}$ . **6.12.**  $n_{\max}=-7$ ;  $U_{\max}=10,4 \text{ кВ}$ ;  $n_{\min}=0$ ;  $U_{\min}=10 \text{ кВ}$ ;  
 $n_{\text{ПБВ}}=-2$ , тогда  $U_{\max}^C=34,2 \text{ кВ}$  и  $U_{\min}^C=37,3 \text{ кВ}$ . **6.13.**  $n_{\max}=-1$  и  $U_{\max}=10,4$   
 $\text{кВ}$ ;  $n_{\min}=4$  и  $U_{\min}=10,1 \text{ кВ}$ . **6.14.**  $n=-3$ ;  $U=10,6 \text{ кВ}$ . **6.15.**  $n_{\max}=5$ , при этом  
 $U_{\text{сн}}=117 \text{ кВ}$  и  $U_{\text{нн}}=9,4 \text{ кВ}$ ;  $n_{\min}=-2$ , при этом  $U_{\text{сн}}=109 \text{ кВ}$  и  $U_{\text{нн}}=10,3 \text{ кВ}$ .  
**6.16.** 792 квар. **6.17.** мощность СК 43,3 Мвар. **6.18.** 560 квар. **6.19.**

максимальный режим:  $\Delta P' = 10,7$  и  $\Delta P'' = 5,9$  кВт;  $U'_{\text{нн}} = 382$  и  $U''_{\text{нн}} = 392$  В;  
 минимальный режим:  $\Delta P' = 0,9$  и  $\Delta P'' = 1,2$  кВт;  $U'_{\text{нн}} = 399$  и  $U''_{\text{нн}} = 408$  В.  
**6.20.** На 3,4%. **6.21.** На 2,1%. **6.22.** На 4,5%. а)  $U_{\text{н}} = 391$  В; б)  $U_{\text{н}} = 409$  В.  
**6.23.** 4 Мвар. **6.24.** С 383 до 243 В (в 1,58 раза). **6.25.** а)  $Q_{\text{БК}} = 1,6$  Мвар;  
 б)  $Q_{\text{уПК}} = 258$  квар ( $X_{\text{уПК}} = 5,7$  Ом). **6.26.** 180 квар. **6.27.** 17 Мвар. **6.28.** 10,8  
 Мвар. **6.29.**  $Q_{\text{СК}}$  меняется от 10,9 до -6,2 Мвар. **6.30.**  $Q_{\text{КУ}}$  изменяется от  
 86 до -4 Мвар. **6.31.** По два конденсатора типа КПМ-0,6-50 на фазу;  
 $X_{\text{уПК}} = 3,6$  Ом;  $Q_{\text{уст}} = 300$  квар. **6.32.** По три конденсатора типа КПМ-0,6-  
 50 на фазу ( $X_{\text{уПК}} = 21,6$  Ом) с  $Q_{\text{уст}} = 450$  квар или по два конденсатора  
 типа КСП-0,66-40 ( $X_{\text{уПК}} = 24,2$  Ом) с  $Q_{\text{уст}} = 240$  квар. **6.33.** До 20  
 конденсаторов КПМ-0,6-50-1 на фазу. **6.34.** По три конденсатора на  
 фазу (КПМ-0,6-50,  $X_{\text{уПК}} = 2,4$  Ом). **6.35.**  $X_{\text{уПК}} = 18,2$  Ом ( $n=3$ ;  $m=5$ );  
 $Q_{\text{уст}} = 600$  квар на фазу. **6.36.** Распределение: естественное –  
 $S_1 = 19,5 + j7,4$  и  $S_2 = 20,5 + j22,6$  МВ·А; экономическое –  $S_1 = 8,9 + j6,7$  и  
 $S_2 = 31,1 + j23,3$  МВ·А; 3х10хКПМ-0,6-50-1;  $X_{\text{уПК}} = 24$  Ом. **6.37.** 1хКПМ-1-  
 50-1;  $X_{\text{уПК}} = 29$  Ом. **6.38.** 2хКСП-0,66-40 на фазу;  $X_{\text{уПК}} = 5,45$  Ом. **6.39.**  
 1хКПМ-1-50-1 на фазу;  $X_{\text{уПК}} = 20$  Ом. **6.40.** 2хКПМ-0,6-50-1 на фазу;  
 $X_{\text{уПК}} = 3,6$  Ом. **6.41.** УПК(1хКСП-1,05-75 на фазу) в конце участка 1-2;  
 $X_{\text{уПК}} = 14,7$  Ом. **6.42.** 3х4хКСП-1,05-75;  $X_{\text{уПК}} = 19,6$  Ом. **6.43.** 1)  $\Delta U_1 = 624$   
 В; 2)  $\Delta U_2 \approx \Delta U_3 = 62$  В. **6.44.** 1)  $Q_{\text{БК}} = 891$  квар; 2)  $Q_{\text{уПК}} = 74$  квар. **6.45.**  
 $X_{\text{уПК}} = 7,2$  Ом (1хКПМ-0,6-50-1) и  $\Delta U_{\text{макс}} = 6,1\%$ . **6.46.** 2хККУ 6кВ с  $S_{\text{ном}}$   
 по 1125 квар. **6.47.** УКМФ 71 на 0,4 кВ ( $Q_{\text{ном}} = 125$  квар). **6.48.**  $n = -8$  и  
 $Q_{\text{БК}} = 5,5$  Мвар. **6.49.**  $n_{\text{макс}} = -5$  и  $U_{\text{макс}} = 6,6$  кВ;  $n_{\text{мин}} = 1$  и  $U_{\text{мин}} = 6,6$  кВ;  $n_{\text{ав}} = -6$   
 и  $U_{\text{ав}} = 6,3$  кВ (меньше желаемого).

## Глава 7

**7.1.** При норме дисконта  $E = 0,1$ ;  $C = 2$  руб/кВт·ч и расчетном  
 периоде  $T = 10$  лет приведенные затраты практически одинаковы: 110  
 кВт. **7.2.** Второй вариант. **7.3.** Дисконтированные затраты (с учетом

трансформаторов) различаются более, чем на 10%; 35 кВ. **7.4.** 2хТРДН-25000/110. **7.5.** 2хАС-185 на 110 кВ(с учетом ущерба от недоотпуска электроэнергии). **7.6.** 1,7 млн.руб/год. **7.7.** 2х40 МВ·А. **7.8.** 633 квар. **7.9.** 576 и 586 тыс.руб/год, соответственно; на 1,7% увеличатся. **7.10.** Варианты равноэкономичны. **7.11.** ПС-1: 2хАТДТН-63000/220/110; ПС-2: 2хТРДН-40000/110. **7.12.**  $\Delta A=1,52$  млн. кВт·ч/год;  $C_{\text{пот}}=4,4$  млн.руб. **7.13.** 2х63 МВ·А. **7.14.** Для  $T_9 < 7$  лет экономичнее вариант 1, иначе - вариант 2. **7.15.** 2х25 МВ·А. **7.16.**  $C_{\text{пот}}=3,7$  млн.руб/год. **7.17.** 2хАС-240 на 110 кВ. **7.18.** 110 кВ. **7.19.** Для завода 1-35 кВ, 2-110 кВ. **7.20.** 2хАС-185 на 110 кВ. **7.21.** 110 кВ и 2хАС-120. **7.22.** Среднегодовой ущерб при отказах только ВЛ У=360 тыс.руб. **7.23.** 110 кВ. **7.24.** Головной участок - на 220 кВ, остальные на 110 кВ. **7.25.** Участок А-1: 2х185 мм<sup>2</sup>; 1-4: 1х150 мм<sup>2</sup>; на других участках – 70 мм<sup>2</sup>. **7.26.**  $F_{A1}=F_{12}=240$  мм<sup>2</sup>. **7.27.** 185 мм<sup>2</sup>. **7.28.** а) 120 и 95 мм<sup>2</sup>; б) 120 мм<sup>2</sup>. **7.29.**  $F_{A1}=240$  мм<sup>2</sup>;  $F_{B2}=95$  мм<sup>2</sup>;  $F_{12}=70$  мм<sup>2</sup>. **7.30.** АС-120. **7.31.**  $F_{A1}=F_{A3}=150$  мм<sup>2</sup>;  $F_{12}=F_{32}=70$  мм<sup>2</sup>. **7.32.** 2хАС-120. **7.33.** 2хАС-150. **7.34.** 95 мм<sup>2</sup>. **7.35.** 2хАС-150. **7.36.** 2хАС-120. **7.37.** 2хАС-120. **7.38.** 4х(ААШВ – 3х240); 2х(3хNA2XS2Y – 300). **7.39.** Можно;  $F_{A1}=240$  мм<sup>2</sup>;  $F_{12}=120$  мм<sup>2</sup>;  $F_{23}=AC-95$  мм<sup>2</sup>. **7.40.** а)  $L \leq 17,2$  км; б)  $L \leq 12,9$  км. **7.41.** АС-150/24. **7.42.**  $F_{A1}=120$  мм<sup>2</sup>;  $F_{14}=50$  мм<sup>2</sup>;  $F_{13}=F_{12}=50$  мм<sup>2</sup>. **7.43.** А-1: 3х95+95; 1-2: 3х35+50. **7.44.** А-1: 3х25+35; 1-2: 3х16+25. **7.45.** а)  $F=70$  мм<sup>2</sup> и  $V_1=1890$  кГ на фазу; б)  $F_{A1}=70$  мм<sup>2</sup>;  $F_{12}=50$  мм<sup>2</sup>;  $V_2=1566$  кГ; перерасход – 20,7%. **7.46.** АЖ-50. **7.47.** 3х35+50. **7.48.** А-4: 3х70+95; 2-6: 3х16+25. **7.49.** ААБ-3х50 или СБ – 3х25. **7.50.** 50 мм<sup>2</sup>. **7.51.**  $F_{A1}=50$  мм<sup>2</sup>;  $F_{12}=F_{13}=35$  мм<sup>2</sup>. **7.52.** 4х25+35. **7.53.** а) 70+35+35 мм<sup>2</sup>; б) 95+35+35 мм<sup>2</sup>; по  $j_{\text{эк}}$ : 150+120+50 мм<sup>2</sup>. **7.54.** А-70 или АС-35. **7.55.** а) А-70 для всех участков; б) провода АС:  $F_{A1}=F_{12}=70$  мм<sup>2</sup> и 35 мм<sup>2</sup> на других участках. **7.56.**  $F_{A1}=150$  мм<sup>2</sup>;  $F_{12}=F_{13}=120$  мм<sup>2</sup>. **7.57.**  $S < 180$  кВ·А.

## ПРИЛОЖЕНИЕ 1

### ВОЗДУШНЫЕ И КАБЕЛЬНЫЕ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Таблица П1.1

Минимально допустимые сечения неизолированных проводов  
по условиям механической прочности для ВЛ до 1 кВ

Нормативная толщина стенки гололеда $b_{\Gamma}$ , мм	Материал провода	Сечение провода на магистральной и линейном ответвлении, $\text{мм}^2$
10	A(АКП), АН(АНКП)	25
	АС(АСКП, АСКС, АСК), АЖ(АЖКП)	25
	М	16
15 и более	A(АКП), АН(АНКП)	35
	АС(АСКП, АСКС, АСК), АЖ(АЖКП)	25
	М	16

Таблица П1.2

Минимально допустимые сечения изолированных проводов  
по условиям механической прочности для ВЛ до 1 кВ

Нормативная толщина стенки гололеда $b_{\Gamma}$ , мм	Сечение несущей (нулевой) жилы на магистральной ВЛ и на линейном ответвлении от ВЛ, $\text{мм}^2$	Сечение жилы на ответвлениях от ВЛ к вводам, $\text{мм}^2$
10	35	16
15 и более	50	16

Таблица П1.3

Минимально допустимые сечения неизолированных проводов по  
условиям механической прочности для ВЛ свыше 1 кВ,  $\text{мм}^2$

Характеристика ВЛ	Марка провода			
	А, АН	АЖ	АС	ПС
ВЛ без пересечений в				

районах по гололеду:				
до II	70	50	35/6,2	35
в III-IV	95	50	50/8	35
в V и более	-	-	70/11	35

Окончание табл. П1.3

Характеристика ВЛ	Марка провода			
	А, АН	АЖ	АС	ПС
Пересечение ВЛ с судоходными реками и инженерными сооружениями в районах по гололеду до II	70	50	50/8	35
в III-IV	95	70	50/8	50
в V и более	-	-	70/11	50
ВЛ сооружаемые на двухцепных или многоцепных опорах:				
до 20 кВ	-	-	70/11	-
35 и выше	-	-	120/19	-

Таблица П1.4

Минимальный диаметр проводов ВЛ по условиям короны и радиопомех, мм

Напряжение ВЛ, кВ	Фаза с проводами	
	одиночными	двумя и более
110	11,4 (АС – 70/11)	-
220	21,6 (АС – 240/32) 24,0 (АС – 300/39)	-
330	33,2 (АС – 600/72)	2×21,6 (2× АС – 240/32) 3×15,2 (3× АС – 120/19) 3×17,1 (3× АС – 150/24)
500	-	2×36,2 (2× АС – 700/86) 3×24,0 (3× АС – 300/39) 4×18,8 (4× АС – 185/29)
750	-	4×29,1 (4× АС – 400/93) 5×21,6 (5× АС – 240/32)
1150	-	8×21,6 (8× АС – 240/32) 11×25,2 (11× АС – 330/43)

Примечания.

1. Для ВЛ 220 кВ минимальный диаметр провода 21,6 мм относится к горизонтальному расположению фаз, а в остальных случаях допустим с проверкой по радиопомехам.
2. Для ВЛ 330 кВ минимальный диаметр провода 15,2 мм (три провода в фазе) относится к одноцепным линиям

Таблица П1.5

Нормативные толщина стенки гололеда ( $b_r$ ) и ветровое давление ( $Q_{\max}$ ) на высоте 10 м над поверхностью земли

Район по гололеду	$b_r$ , мм	ветровой район	$Q_{\max}$ , Па (скорость ветра $V_{\max}$ , м/с)
I	10	I	400(25)
II	15	II	500(29)
III	20	III	650(32)
IV	25	IV	800(36)
V	30	V	1000(40)
VI	35	VI	1250(45)
VII	40	VII	1500(49)
особый	выше 40	особый	выше 1500(выше 49)

Примечания.

1. Для ВЛ 330...1150 кВ значение  $b_r$  принимается не менее 15 мм.
2. Для ВЛ 110...1150 кВ принимают  $Q_{\max}$  не менее 500 Па.
3. При высоте расположения приведенного центра тяжести проводов (тросов) более 15 м, значения  $Q_{\max}$  и  $b_r$  определяют с учетом поправочных коэффициентов.

Таблица П1.6

Расчетные данные самонесущих изолированных проводов (СИП)

Количество и сечение жил, шт. $\times$ мм <sup>2</sup>	Допустимый длительный ток, А, для проводов		Активное сопротивление при $t = +20^\circ\text{C}$ , Ом/км	
	СИП – 1, СИП – 1А	СИП – 2, СИП – 2А	фазные жилы	несущие жилы
1 $\times$ 16+25	75	105	1,95	1,41
2 $\times$ 16; 4 $\times$ 16; 3 $\times$ 16+25; 4 $\times$ 16+25	70	100	1,95	1,41
2 $\times$ 25; 4 $\times$ 25; 3 $\times$ 25+35;	95	130	1,22	1,01



4×25+35				
3×35+50	115	160	0,89	0,73
3×50+70	140	195	0,65	0,50
3×70+95	180	240	0,45	0,37
3×95+95	-	300	0,33	0,37
3×120+95	250	340	0,26	0,37
1×150	-	-	-	0,24

Примечания.

1. Условное обозначение СИП, состоящего из трех фазных проводов сечением 16 мм<sup>2</sup> и одного несущего(нулевого) провода сечением 25 мм<sup>2</sup> : 3×16+25.

2. Погонное индуктивное сопротивление фазных проводов можно принять равным 0,1 Ом/км.

3. При одинаковых сечениях значение допустимого длительного тока отдельной жилы СИП-3 на 25% выше, чем указанное в таблице для СИП – 2.

Таблица П1.7

Технические данные алюминиевых проводов марок А, АН и АЖ

Номинальное сечение, мм <sup>2</sup>	Расчётное сечение, мм <sup>2</sup>	Диаметр провода, мм	r <sub>0</sub> при t = 20 °С, Ом/км			Масса провода, кг/км	Длительно допустимые токи, А(при t <sub>0</sub> =25 °С)
			А	АН	АЖ		
16	15,9	5,1	1,84	1,95	2,11	43	105
25	24,9	6,4	1,17	1,25	1,34	68	136
35	34,3	7,5	0,85	0,905	0,978	94	170
50	49,5	9,0	0,588	0,627	0,676	135	215
70	69,3	10,7	0,42	0,448	0,48	189	265
95	92,4	12,3	0,315	0,336	0,36	252	320
120	117,0	14,0	0,251	0,266	0,289	321	375
150	148,0	15,8	0,198	0,211	0,229	406	440
185	182,8	17,5	0,161	0,171	0,185	502	500
240	238,7	20	0,123	-	-	655	590

Таблица П1.8

Технические данные сталеалюминиевых проводов марок АС, АСК, АСКП, АСКС

Номинальное сечение, мм <sup>2</sup> (алюминий – сталь)	Сечение, мм <sup>2</sup>		Диаметр провода, мм	r <sub>0</sub> при t=20 °С, Ом/км	Масса, кг/км		Длительно допускаемые токи, А (при t <sub>0</sub> =25 °С)
	F <sub>а</sub>	F <sub>ст</sub>			G <sub>а</sub>	G <sub>ст</sub>	
10/1,8	10	1,8	4,4	3,00	27	13	84
16/2,7	16,1	2,69	5,6	1,772	44	21	111

25/4,2	24,9	4,15	6,9	1,146	67,9	32,1	142
35/6,2	36,9	6,15	8,4	0,790	100	48	175
50/8	48,2	8,04	9,6	0,603	132	63	210
70/11	68	11,3	11,4	0,429	188	88	265
95/16	95,4	15,9	13,5	0,306	261	124	330

Окончание табл. П1.8

Номинальное сечение, мм <sup>2</sup> (алюминий - сталь)	Сечение, мм <sup>2</sup>		Диаметр провода, мм	r <sub>0</sub> при t=20 ° C, Ом/км	Масса, кг/км		Длительно допускаемые токи, А (при t <sub>0</sub> =25 °C)
	F <sub>а</sub>	F <sub>ст</sub>			G <sub>а</sub>	G <sub>ст</sub>	
120/19	118	18,8	15,2	0,249	324	147	390
120/27	114	26,6	15,4	0,253	320	208	375
150/19	148	18,8	16,8	0,199	407	147	450
150/24	149	24,2	17,1	0,198	409	190	450
150/34	147	34,3	17,5	0,201	406	269	450
185/24	187	24,2	18,9	0,157	515	190	520
185/29	181	29	18,8	0,162	500	228	510
185/43	185	43,1	19,6	0,158	509	337	515
240/32	244	31,7	21,6	0,121	673	248	605
240/39	236	38,6	21,6	0,124	650	302	610
240/56	241	56,3	22,4	0,122	665	441	610
300/39	301	38,6	24	0,098	830	302	710
300/48	295	47,8	24,1	0,099	812	374	690

300/66	288,5	65,8	24,5	0,102	796	517	680
330/43	332	43,1	25,2	0,089	918	337	730
400/22	394	22	26,6	0,075	1089	172	830
400/51	394	51,1	27,5	0,075	1090	400	825
400/64	390	63,5	27,7	0,075	1074	498	860
400/93	406	93,2	29,1	0,072	1119	732	880
500/27	481	26,6	29,4	0,061	1329	208	960
500/64	490	63,5	30,6	0,060	1354	498	945
600/72	580	72,2	33,2	0,051	1603	567	1050
700/86	687	85,9	36,2	0,043	1900	675	1180

Таблица П1.9

Активное  $r_0$  и внутреннее индуктивное  $x_0''$  сопротивления стальных проводов, Ом/км

Ток по проводу, А	ПСО-4		ПСО-5		ПС-25, ПМС- 25		ПС-35, ПМС- 35		ПС-50, ПМС- 50		ПС-70, ПМС- 70	
	$r_0$	$x_0''$	$r_0$	$x_0''$	$r_0$	$x_0''$	$r_0$	$x_0''$	$r_0$	$x_0''$	$r_0$	$x_0''$
1	11,8	1,54	-	-	5,25	0,54	3,66	0,33	2,75	0,23	1,7	0,16
2	12,5	4,38	8,35	3,58	5,27	0,55	3,66	0,35	2,75	0,24	1,7	0,17
4	14,3	9,7	10,8	8,10	5,30	0,59	3,69	0,37	2,75	0,25	1,7	0,18
6	16,5	12,5	13,8	11,2	5,35	0,67	3,71	0,42	2,75	0,27	1,7	0,19
8	18,0	14,2	15,4	13,3	5,40	0,77	3,75	0,48	2,76	0,28	1,7	0,20
10	18,1	14,3	14,6	12,4	5,50	0,93	3,80	0,55	2,78	0,30	1,7	0,21
15	17,3	13,3	13,6	11,4	5,97	1,33	4,02	0,75	2,8	0,35	1,7	0,23
20	-	-	12,7	10,5	6,70	1,63	4,80	1,16	2,85	0,42	1,72	0,25

25	-	-	-	-	6,97	1,91	5,20	1,45	2,95	0,49	1,74	0,27
30	-	-	-	-	7,10	2,01	5,50	1,66	3,10	0,59	1,77	0,30
40	-	-	-	-	7,02	2,09	5,65	1,78	3,4	0,8	1,83	0,37
50	-	-	-	-	6,85	2,07	5,6	1,8	3,61	1,0	1,93	0,45
60	-	-	-	-	6,70	2,00	5,45	1,77	3,69	1,10	2,07	0,55
70	-	-	-	-	6,60	1,90	5,32	1,73	3,73	1,14	2,21	0,65
80	-	-	-	-	6,50	1,79	5,2	1,68	3,7	1,15	2,27	0,7
90	-	-	-	-	6,4	1,73	5,15	1,55	3,68	1,14	2,29	0,72
100	-	-	-	-	6,32	1,67	5,05	1,48	3,65	1,13	2,33	0,73
Допустимый длительный ток, А	30		35		60		75		90		125	
Сечение, мм <sup>2</sup>	12,6		19,6		24,6		34,4		49,4		76,4	
Диаметр провода, мм	4		5		6,8		7,5		9,2		11,5	

Погонные индуктивные сопротивления ( $X$ ) ВЛ 0,38...10 кВ  
с алюминиевыми и сталеалюминиевыми проводами, Ом/км

Номинальное сечение провода, мм <sup>2</sup>	0,38 кВ		6 и 10 кВ	
	А, АН, АЖ	АС	А, АН, АЖ	АС
16	0,35	0,34	0,39	0,38
25	0,33	0,33	0,38	0,37
35	0,32	0,32	0,37	0,36
50	0,31	0,31	0,35	0,35
70	0,30	0,30	0,34	0,34
95	0,29	0,29	0,33	0,33
120	0,28	0,28	0,33	0,32
150	0,28	0,27	0,32	0,32

Примечание.

Величины  $X_0$  определены для среднегеометрического расстояния между проводами, равного 0,5 м для ВЛ 0,38 кВ и 1,0 м для ВЛ 6-10 кВ. Значения го приведены в таблицах П1.7 и П1.8.

Таблица П1.11

Расчетные данные ВЛ 35...220 кВ с проводами марки АС (на 1 км)

Номинальное сечение провода, мм <sup>2</sup>	r <sub>0</sub> , Ом	35 кВ	110 кВ		
		x <sub>0</sub> , Ом	x <sub>0</sub> , Ом	b <sub>0</sub> , мкСм	q <sub>0</sub> , квар
35/6,2	0,790	0,451	-	-	-
50/8	0,603	0,442	-	-	-
70/11	0,428	0,432	0,444	2,55	34
95/16	0,306	0,421	0,434	2,61	35
120/19	0,249	0,414	0,427	2,66	35,5
150/24	0,198	0,406	0,420	2,70	36
185/29	0,162	0,400	0,413	2,75	37
240/32	0,121	-	0,405	2,81	37,5

Номинально е сечение провода, мм <sup>2</sup>	r <sub>0</sub> , Ом	220 кВ		
		x <sub>0</sub> , Ом	b <sub>0</sub> ×10 <sup>-6</sup> , См	q <sub>0</sub> , квар
240/32	0,121	0,435	2,60	139
300/39	0,098	0,429	2,64	141
400/51	0,075	0,420	2,70	144
500/64	0,060	0,413	2,74	146

Таблица П1.12

Расчетные данные ВЛ 330 и 500 кВ с проводами марки АС (на 1 км) (фаза расщеплена на m проводов)

m×Номинальн ое сечение провода, мм <sup>2</sup>	r <sub>0</sub> *, Ом	330 кВ		
		x <sub>0</sub> , Ом	b <sub>0</sub> , мкСм	q <sub>0</sub> , квар
2×240/39	0,062	0,331	3,38	406

m×Номинальн ое сечение провода, мм <sup>2</sup>	r <sub>0</sub> *, Ом	500 кВ		
		x <sub>0</sub> , Ом	b <sub>0</sub> , мкСм	q <sub>0</sub> , квар
3×300/66	0,034	0,310	3,97	992

2×300/39	0,049	0,328	3,41	409
2×400/51	0,037	0,323	3,46	415
2×500/64	0,030	0,320	3,50	420

3×330/43	0,030	0,308	3,60	900
3×400/51	0,025	0,306	3,62	905
3×500/64	0,020	0,304	3,64	910

Примечание. Значение погонного активного сопротивления  $r_0$  приведено на фазу в целом.

Таблицы П1.13

Расчетные данные ВЛ 750 и 1150 кВ с проводами марки АС (фаза расщеплена на  $m$  проводов)

m×Номинальное сечение провода, мм <sup>2</sup>	$r_0^*$ , Ом	750 кВ		
		$x_0$ , Ом	$b_0$ , мкСм	$q_0$ , квар
5×240/56	0,024	0,308	3,76	2115
5×300/66	0,021	0,288	4,11	2312
5×400/51	0,015	0,286	4,13	2323
4×400/93	0,019	0,289	4,13	2323
4×500/64	0,015	0,303	3,90	2194

m×Номинальное сечение провода, мм <sup>2</sup>	$r_0^*$ , Ом	1150 кВ		
		$x_0$ , Ом	$b_0$ , мкСм	$q_0$ , квар
11×240/39	0,011	0,193	5,95	7869
8×300/48	0,013	0,266	4,43	5859
8×330/43	0,011	0,270	4,38	5793

Примечания.

1. Значение погонного активного сопротивления  $r_0$  приведено на фазу в целом.



2. Для ВЛ 1150 кВ значения параметров определены для  $D$  равного: 15 м при расщеплении на фазы на 11 проводов; 24,2 м - на 8 проводов.

Таблица П1.14

Расчетные данные трехжильных кабелей (на 1 км)

Сечение жилы, мм <sup>2</sup>	r <sub>0</sub> , Ом		до 1 кВ	6 кВ	10 кВ	35 кВ	
	Медь	Алюм иний	x <sub>0</sub> , Ом	x <sub>0</sub> , Ом	x <sub>0</sub> , Ом	x <sub>0</sub> , Ом	q <sub>0</sub> , квар
4	4,6	7,74	0,095	-	-	-	-
6	3,07	5,17	0,090	-	-	-	-
10	1,84	3,10	0,073	0,110	0,122	-	-
16	1,15	1,94	0,068	0,102	0,113	-	-
25	0,74	1,24	0,066	0,091	0,099	-	-
35	0,52	0,89	0,064	0,087	0,095	-	-
50	0,37	0,62	0,063	0,083	0,090	-	-
70	0,26	0,443	0,061	0,080	0,086	0,137	86
95	0,194	0,326	0,060	0,078	0,083	0,126	95
120	0,153	0,258	0,060	0,076	0,081	0,120	99
150	0,122	0,206	0,060	0,074	0,079	0,116	112
185	0,099	0,167	0,060	0,073	0,077	0,113	115
240	0,077	0,129	0,059	0,071	0,075	0,111	119
300	0,061	0,103	-	0,063	0,066	0,097	127
400	0,046	0,077	-	-	-	-	-

Таблица П1.15

Расчетные данные кабелей с изоляцией из СПЭ (на 1 км)

Сечение жилы, мм <sup>2</sup>	r <sub>0</sub> , Ом		10(6) кВ		35 кВ		
			x <sub>0</sub> , Ом		x <sub>0</sub> , Ом		q <sub>0</sub> , квар
	медь	алюминий	ООО*	О <sup>0</sup> О	ООО*	О <sup>0</sup> О	
50	0,37	0,62	0,184	0,126	0,228	0,154	53,9
70	0,26	0,443	0,177	0,119	0,220	0,144	61,5
95	0,194	0,326	0,170	0,112	0,211	0,135	69,2
120	0,153	0,258	0,166	0,108	0,208	0,132	73,1
150	0,122	0,206	0,164	0,106	0,202	0,125	76,9
185	0,099	0,167	0,161	0,103	0,196	0,120	84,6
240	0,077	0,129	0,157	0,099	0,192	0,115	92,3
300	0,0601	0,100	0,154	0,096	0,187	0,111	100
400	0,0470	0,0778	0,151	0,93	0,181	0,105	112
500	0,0366	0,0605	0,148	0,090	0,176	0,100	123
630	0,0280	0,0464	0,145	0,087	0,172	0,096	135
800	0,0221	0,0367	0,142	0,083	0,167	0,091	154

Примечание. Расстояние между кабелями в свету равно диаметру кабеля.

Таблица П1.16

Расчетные данные маслонаполненных кабелей и кабелей с пластмассовой изоляцией 110-220 кВ (на 1 км)

Сечение жила, мм <sup>2</sup>	Маслонаполненные					С пластмассовой изоляцией				
	r <sub>0</sub> , Ом	110 кВ		220 кВ		r <sub>0</sub> , Ом	110 кВ		220 кВ	
		x <sub>0</sub> , Ом	q <sub>0</sub> , квар	x <sub>0</sub> , Ом	q <sub>0</sub> , квар		x <sub>0</sub> , Ом	q <sub>0</sub> , квар	x <sub>0</sub> , Ом	q <sub>0</sub> , квар
150	0,122	0,200	1180	0,160	3600	-	-	-	-	-
185	0,099	0,195	1210	0,155	3650	-	-	-	-	-
240	0,077	0,190	1250	0,152	3780	-	-	-	-	-
270	0,068	0,185	1270	0,147	3850	0,092	0,120	450	0,120	1100
300	0,061	0,186	1300	0,145	3930	-	-	-	-	-
350	0,051	0,175	1330	0,140	4070	0,086	0,116	755	0,116	1900
400	0,046	0,170	1360	0,135	4200	-	-	-	-	-
425	0,042	0,165	1370	0,132	4260	-	-	-	-	-
500	0,037	0,160	1420	0,128	4450	0,060	0,110	830	0,110	2100
550	0,032	0,155	1450	0,124	4600	-	-	-	-	-
625	0,029	0,150	1500	0,120	4770	0,048	0,100	1040	0,100	2600
700	0,026	0,145	1550	0,116	4920	-	-	-	-	-
800	0,022	0,140	1600	0,112	5030	0,040	0,08	1250	0,08	3700

Примечания.

1. Маслонаполненные кабели изготавливаются с медными жилами, кабели с пластмассовой

изоляция – с алюминиевыми жилами.

2. Параметры маслонаполненных кабелей 330 и 500 кВ с сечением медных жил  $500 \text{ мм}^2$  следующие :  
 $r_0 = 0,032 \text{ Ом/км}$ ;  $x_0 = 0,075$  и  $0,044 \text{ Ом/км}$ ;  $q_0 = 9000$  и  $17000 \text{ квар/км}$  для напряжений 330 и 500 кВ  
 соответственно.

Таблица П 1.17

Допустимый длительный ток для кабелей с алюминиевыми/медными жилами  
 с бумажной изоляцией, прокладываемых в земле

Сечение токопроводящей жила, $\text{мм}^2$	Ток, А, для кабелей				
	одножильных до 1 кВ	трехжильных напряжением, кВ			четырёхжильных до 1 кВ
		3	6	10	
6	-	55 / 70	-	-	-
10	110 / 140	75 / 95	60 / 80	-	65 / 85
16	135 / 175	90 / 120	80 / 105	75 / 95	90 / 115
25	180 / 235	125 / 160	105 / 135	90 / 120	115 / 150
35	220 / 285	145 / 190	125 / 160	115 / 150	135 / 175
50	275 / 360	180 / 235	155 / 200	140 / 180	165 / 215
70	340 / 440	220 / 285	190 / 245	165 / 215	200 / 265
95	400 / 520	260 / 340	225 / 295	205 / 265	240 / 310
120	460 / 595	300 / 390	260 / 340	240 / 310	270 / 350
150	520 / 675	335 / 435	300 / 390	275 / 355	305 / 395
185	580 / 755	380 / 490	340 / 440	310 / 400	345 / 450

240	675 / 880	440 / 570	390 / 510	355 / 460	-
300	770 / 1000	-	-	-	-
400	940 / 1220	-	-	-	-
500	1080 / 1400	-	-	-	-
625	1170 / 1520	-	-	-	-
800	1310 / 1700	-	-	-	-

Таблица П1.18

Допустимый длительный ток для кабелей с алюминиевыми/медными жилами  
с бумажной изоляцией, прокладываемых в воздухе

Сечение токопроводяще й жилы, мм <sup>2</sup>	Ток, А, для кабелей				
	одножильны х до 1 кВ	трехжильных напряжением, кВ			четырёхжильных до 1 кВ
		3	6	10	
6	-	35 / 45	-	-	35 / 45
10	75 / 95	46 / 60	42 / 55	-	45 / 60
16	90 / 120	60 / 80	50 / 65	46 / 60	60 / 80
25	122 / 160	80 / 105	70 / 90	65 / 85	75 / 100
35	155 / 200	95 / 125	85 / 110	80 / 105	95 / 120
50	190 / 245	120 / 155	110 / 145	105 / 135	110 / 145
70	235 / 305	155 / 200	135 / 175	130 / 165	140 / 185

95	275 / 360	190 / 245	165 / 215	155 / 200	165 / 215
120	320 / 415	220 / 285	190 / 250	185 / 240	200 / 260
150	360 / 470	255 / 330	225 / 290	210 / 270	230 / 300
185	405 / 525	290 / 375	250 / 325	235 / 305	260 / 340
240	470 / 610	330 / 430	290 / 375	270 / 350	-
300	555 / 720	-	-	-	-
400	675 / 880	-	-	-	-
500	785 / 1020	-	-	-	-
625	910 / 1180	-	-	-	-
800	1080 / 1400	-	-	-	-

Таблица П 1.19

Допустимый длительный ток для трехжильных кабелей 6 кВ с алюминиевыми/медными жилами  
с пластмассовой изоляцией, прокладываемых в воздухе и в земле

Сечение, мм <sup>2</sup>	Токовые нагрузки, А			
	В земле		В воздухе	
	Поливинилхлорид и полиэтилен	Вулканизированный полиэтилен	Поливинилхлорид и полиэтилен	Вулканизированный полиэтилен
10	55/70	62/79	50/65	57/73
16	70/92	79/104	65/85	73/96
25	90/122	102/138	85/110	96/124
35	110/147	124/166	105/135	119/153
50	130/175	147/198	125/165	141/186

70	160/215	181/243	155/210	175/237
95	195/260	220/294	190/255	215/288
120	220/295	249/333	220/300	249/339
150	250/335	283/379	250/335	283/379
185	285/380	322/429	290/385	328/435
240	335/445	379/503	345/460	-

Таблица 1.20

Допустимый длительный ток для одножильных кабелей на напряжение 6...110 кВ с алюминиевыми и медными жилами с изоляцией из СПЭ, прокладываемых в земле и в воздухе, А

Сечение, мм <sup>2</sup>	6 и 10 кВ				35 кВ				110 кВ			
	Воздух		Земля		Воздух		Земля		Воздух		Земля	
	О <sup>о</sup> О	ООО	О <sup>о</sup> О	ООО	О <sup>о</sup> О	ООО	О <sup>о</sup> О	ООО	О <sup>о</sup> О	ООО	О <sup>о</sup> О	ООО
50	185/245	225/290	170/220	175/230	190/250	225/290	175/225	185/230	-	-	-	-
70	235/300	280/360	210/270	215/280	240/310	280/365	215/270	225/290	-	-	-	-
95	285/370	340/435	250/320	260/335	295/375	345/440	255/325	270/345	-	-	-	-
120	330/425	390/500	280/360	295/380	340/430	395/505	290/365	305/390	-	-	-	-
150	370/475	440/560	320/410	330/430	395/490	450/575	330/415	350/435	-	-	350/450	-
185	425/545	505/635	360/460	375/485	450/560	515/660	370/465	390/490	480/600	494/624	395/500	366/451
240	505/645	595/745	415/530	440/560	515/650	595/750	425/540	450/570	555/690	576/725	455/575	416/507
300	580/740	680/845	475/600	495/640	595/745	680/845	480/615	510/650	630/775	656/820	515/650	461/557
400	675/845	770/940	540/680	570/730	700/880	785/955	550/700	600/750	735/895	758/938	600/755	514/611
500	780/955	865/1050	610/750	650/830	795/980	875/1060	620/780	685/855	825/995	872/1065	675/840	572/667



630	910/1115	1045/1160	680/830	750/940	900/1130	970/1185	690/860	770/950	935/1115	999/1204	760/935	631/724
800	1050/1270	1195/1340	735/920	820/1030	1025/1285	1100/1340	760/970	850/1050	1060/1245	1139/1352	850/1030	690/777

Примечание. В числителе данные для кабелей с алюминиевыми, знаменателе – с медными жилами.

Таблица П1.21

Допустимый длительный ток маслонаполненных кабелей 110-220 кВ с медными жилами, А

Сечение жилы, мм <sup>2</sup>	110 кВ									220 кВ					
	в воздухе			в земле						в воздухе		в земле			
				одноцепные			двухцепные					одноцепные		двухцепные	
	МН С	МНА ШВ	МВД Т	МНА ШВ	МНС А	МВД Т	МНА ШВ	МНС А	МВД Т	МНС Т	МВД Т	МНС А	МВД Т	МНС А	МВД Т
150	450	500	420	380	380	340	350	350	320	-	-	-	-	-	-
185	510	560	470	420	420	370	390	390	350	-	-	-	-	-	-
240	580	640	550	480	480	430	450	440	400	-	-	-	-	-	-
270	620	690	590	510	500	450	470	470	420	-	-	-	-	-	-
300	-	-	-	-	-	-	-	-	-	570	530	450	420	410	380
400	760	860	730	620	600	550	580	550	510	660	630	510	480	460	430
500	860	990	830	690	660	600	640	610	560	740	700	550	510	490	460
550	-	-	-	-	-	-	-	-	-	770	730	570	530	510	470
625	960	1130	920	780	710	660	720	660	610	820	770	590	540	530	480
800	1080	1310	-	860	780	-	800	710	-	920	-	630	-	560	-

Таблица П1.22

Допустимый длительный ток для проводов и кабелей с алюминиевыми/медными жилами  
с резиновой или пластмассовой изоляцией на напряжение до 1кВ

Сечение фазной жила, мм <sup>2</sup>	Ток, А, для проводов, проложенных			Ток, А, для кабелей		
	открыто	в одной трубе		одножильны х	трехжильных	
		трех одножильных	одного трехжильного	В воздухе	В воздухе	В земле
1	- / 17	- / 15	- / 14	-	-	-
1,5	- / 23	- / 17	- / 15	- / 23	- / 19	- / 27
2	21 / 26	18 / 22	14 / 19	-	-	-
2,5	24 / 30	19 / 25	16 / 21	23 / 30	19 / 25	29 / 38
3	27 / 34	22 / 28	18 / 24	-	-	-
4	32 / 41	28 / 35	21 / 27	31 / 41	27 / 35	38 / 49
5	36 / 46	30 / 39	24 / 31	-	-	-
6	39 / 50	32 / 42	26 / 34	38 / 50	32 / 42	46 / 60
8	46 / 62	40 / 51	32 / 43	-	-	-
10	60 / 80	47 / 60	38 / 50	60 / 80	42 / 55	70 / 90
16	75 / 100	60 / 80	55 / 70	75 / 100	60 / 75	90 / 115
25	105 / 140	80 / 100	65 / 85	105 / 140	75 / 95	115 / 150
35	130 / 170	95 / 125	75 / 100	130 / 170	90 / 120	140 / 180
50	165 / 215	130 / 170	105 / 135	165 / 215	110 / 145	175 / 225
70	210 / 270	165 / 210	135 / 175	210 / 270	140 / 180	210 / 275
95	255 / 330	200 / 255	165 / 215	250 / 325	170 / 220	255 / 330
120	295 / 385	220 / 290	190 / 250	295 / 385	200 / 260	295 / 385
150	340 / 440	255 / 330	-	340 / 440	235 / 305	335 / 435
185	390 / 510	-	-	390 / 510	270 / 350	385 / 500

240	465 / 605	-	-	465 / 605	-	-
-----	-----------	---	---	-----------	---	---

Примечания.

1. Токи относятся к проводам и кабелям как с нулевой жилой , так и без нее.
2. Токи проводов в трубах указаны независимо от места прокладки труб (в воздухе, перекрытиях).
3. Токи для четырехжильных кабелей до 1 кВ с пластмассовой изоляцией принимаются как для трехжильных кабелей, но с коэффициентом 0,92.

Таблица П1.23

Поправочный коэффициент(Кп) на количество  
работающих кабелей, лежащих

а) в земле

Расстояние между кабелями в свету, мм	Значение кп при количестве кабелей					
	1	2	3	4	5	6
100	1,00	0,84	0,72	0,68	0,64	0,61
200	1,00	0,88	0,79	0,74	0,70	0,68
300	1,00	0,90	0,82	0,77	0,74	0,72

б) в трубах в земле

Расстояние между осями труб, мм	Значение кп при количестве кабелей					
	1	2	3	4	5	6
120	1,00	0,86	0,77	0,71	0,67	0,64
200	1,00	0,88	0,80	0,75	0,71	0,68
300	1,00	0,90	0,82	0,78	0,75	0,72
400	1,00	0,91	0,84	0,80	0,77	0,75

Таблица П1.24

Допустимая на период ликвидации послеаварийного режима перегрузка кабелей напряжением до 10 кВ с бумажной изоляцией

Коэффициент предварительн	Вид прокладки	Допустимая перегрузка при длительности максимума, ч
------------------------------	---------------	--

ой нагрузки		0,5	1	3	6
до 0,6	В земле	1,50	1,50	1,40	1,35
	на воздухе	1,40	1,25	1,20	1,25
	В трубах (в земле)	1,30	1,30	1,20	1,20
Свыше 0,6 и до 0,8	В земле	1,40	1,35	1,30	1,30
	на воздухе	1,35	1,25	1,15	1,15
	В трубах (в земле)	1,25	1,25	1,20	1,15
Свыше 0,8 и до 1,0	В земле	1,30	1,25	1,20	1,20
	на воздухе	1,25	1,20	1,15	1,15
	В трубах (в земле)	1,20	1,20	1,20	1,15

Примечания.

1. Для кабелей с изоляцией из СПЭ допускается перегрузка до 17% номинальной при прокладке в земле и до 20% при прокладке на воздухе, а для кабелей с изоляцией из ПВХ пластика и полиэтилена – до 10% при прокладке в земле и на воздухе на время максимумов нагрузки общей продолжительностью не более 8ч в сутки.

2. Для кабелей находящихся в эксплуатации более 15 лет, допустимые перегрузки должны быть понижены на 10%.

Таблица П 1.25

Поправочные коэффициенты на температуру окружающей среды  
для кабелей, голых и изолированных проводов

Расчетная температура среды, °С	Нормированная температура проводника, °С	Фактическая температура среды, °С											
		-5 и ниже	0	+5	+10	+15	+20	+25	+30	+35	+40	+45	+50
25	90	1,21	1,18	1,14	1,11	1,07	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78
15	90	1,13	1,10	1,06	1,03	1,00	0,97	0,93	0,89	0,86	0,82	0,77	0,73
25	80	1,24	1,20	1,17	1,13	1,09	1,04	1,00	0,95	0,90	0,85	0,80	0,74
15	80	1,14	1,11	1,08	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78	0,73	0,68
25	70	1,29	1,24	1,20	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,81	0,74	0,67
15	70	1,17	1,13	1,09	1,04	1,00	0,95	0,90	0,85	0,80	0,74	0,67	0,60
25	65	1,32	1,27	1,22	1,17	1,11	1,06	1,00	0,94	0,87	0,79	0,71	0,61
15	65	1,18	1,14	1,10	1,05	1,00	0,95	0,89	0,84	0,77	0,71	0,63	0,55
25	60	1,36	1,31	1,25	1,20	1,13	1,07	1,00	0,93	0,85	0,76	0,66	0,54
15	60	1,20	1,15	1,12	1,06	1,00	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67	0,57	0,47
25	50	1,48	1,41	1,34	1,26	1,18	1,09	1,00	0,89	0,78	0,63	0,45	-
15	50	1,25	1,20	1,14	1,07	1,00	0,93	0,84	0,76	0,66	0,54	0,37	-

Таблица П 1.26

Удельные среднегодовые потери мощности на корону на линиях с типовыми конструкциями фаз, кВт/км

Примечание. Для линий с сечением $F_{\text{факт}}$ , отличающимся от приведенного в таблице $F_{\text{тип}}$ , потери определяют как табличное значение потерь, умноженное на отношение $F_{\text{тип}}/F_{\text{факт}}$							
Напряжение ВЛ, кВ	число проводов в фазе	Потери мощности на корону, кВт/км, для ОЭС					
		Востока	Средней Волги	Северо-Запада	Центра, Сев.Кавказа	Сибири	Урала
110	1×АС-120/19	0,11	0,10	0,10	0,08	0,08	0,07
220	1×АС-330/43	1,13	1,09	1,01	0,84	0,8	0,63
330	2×АС-300/39	-	-	4,56	3,8	-	-
	2×АС-400/51	-	-	3,48	2,9	-	-
500	3×АС-330/43	12,2	11,7	-	9,0	8,55	6,75
	3×АС-500/64	7,4	7,15	-	5,5	5,23	4,13
750	4×АС-600/72	-	-	18	15	-	-
	5×АС-240/56	-	-	15,6	13	-	-
1150	8×АС-300/48	-	-	-	-	30,4	24,0
	8×АС-330/43	-	-	-	-	25,7	20,3

Таблица П1.27

Технические характеристики предохранителей типов НПН, ПН, ПР на напряжение 380 В

Тип	Номинальный ток, А		Предельный отключаемый ток*, кА	Масса, кг
	предохранителя	плавкой вставки		
ПР-2-15	15	6,10, 15	0,8/8	0,08/0,17
НПН-2-15	15	6,10, 15	10	0,39
ПР-2-60	60	15, 20, 25, 35, 45, 60	1,8/4,5	0,14/0,24
НПН-2-60	60	15, 20, 25, 35, 45, 60	10	0,48
ПР-2-100	100	60, 80, 100	6/11	0,51/0,55
ПН-2-100	100	30, 40, 50, 60, 80, 100	100	0,50
ПР-2-200	200	100, 125, 160, 200	6/11	0,88/0,93
ПН-2-250	250	80, 100, 120, 150, 200, 250	100	1,0
ПР-2-350	350	200;225;260;300;350	6/13	1,68/1,80
ПН-2-400	400	200, 250, 300, 350; 400	40	1,55
ПН-2-600	600	300;400;500;600	25	2,90
ПР-2-600	600	350;430;500;600	13/23	3,28/3,42
ПР-2-1000	1000	600;700;850;1000	15/20	7,47/7,62

Примечания.

1. Предельный отключаемый ток – действующее значение периодической составляющей ожидаемого тока КЗ.
2. Для ПР-2 данные в числителе относятся к исполнению 1 (короткие предохранители), в знаменателе – к исполнению 2 (длинные предохранители)



## ПРИЛОЖЕНИЕ 2. (АВТО) ТРАНСФОРМАТОРЫ И КОМПЕНСИРУЮЩИЕ УСТРОЙСТВА

Таблица П2.1

Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 6-10кВ

Тип	Пределы регулирования	Каталожные данные						Расчетные данные		
		U <sub>НОМ</sub> обмоток, кВ		U <sub>к</sub> , %	$\Delta P_k$ , кВт	$\Delta P_x$ , кВт	i <sub>x</sub> , %	R <sub>т</sub> , Ом	X <sub>т</sub> , Ом	$\Delta Q_x$ , квар
		ВН	НН							
ТМ-25/10(6)		6; 10	0,4	4,5	0,6	0,13	3,2	96	152	0,80
ТМ-40/10(6)		6; 10	0,4	4,5	0,88	0,19	3,0	55	98,1	1,20
ТМ-63/10(6)		6; 10	0,4	4,5	1,28	0,26	2,8	37	70,5	1,8
ТМ-100/10(6)		6; 10	0,4	4,5	1,97	0,36	2,6	19,7	40,7	2,6
ТМ-160/10(6)		6; 10	0,4; 0,69	4,5	2,65	0,56	2,4	10,4	26,2	3,8
ТМ-250/10(6)		6; 10	0,4; 0,69	4,5	3,7	0,82	2,3	5,92	17,0	5,8
ТМ-400/10(6)		6; 10	0,4; 0,69	4,5	5,5	1,05	2,1	3,44	10,7	8,4
ТМЗ-400/10(6)	$\pm 2 \times 2,5 \%$	6; 10	0,4	5,5	5,5	1,08	4,5	3,44	13,3	18,0
ТМЗ-630/10(6)	$\pm 2 \times 2,5 \%$	6; 10	0,4	6,5	7,6	1,68	3,2	1,91	10,1	20,2
ТМ-630/10(6)		6; 10	0,4; 0,69	5,5	7,6	1,56	2,0	1,91	8,73	12,6
ТНЗ-630/10(6)	$\pm 2 \times 2,5 \%$	6; 10	0,4	5,5	7,6	1,68	3,2	1,91	8,73	20,2
ТМЗ-1000/10(6)	$\pm 2 \times 2,5 \%$	6; 10	0,4; 0,69	5,5	11	2,45	1,4	1,1	5,39	14,0
ТМ-1000/10(6)		6; 10	0,4; 0,69	5,5	12,2	2,45	1,4	1,22	5,35	14,0
ТМ-1600/10(6)		6; 10	0,4; 0,69	5,5	18,0	3,3	1,3	0,70	3,36	20,8
ТМЗ, ТНЗ-1600/10(6)	$\pm 2 \times 2,5 \%$	6; 10	0,4; 0,69	5,5	16,5	3,3	1,3	0,64	3,38	20,8
ТМ-2500/10(6)		6; 10	0,4; 0,69	5,5	26	4,6	1,0	0,42	2,16	25
ТМЗ-2500/10(6)	$\pm 2 \times 2,5 \%$	6; 10	0,4; 0,69	5,3	24	4,6	1,0	0,38	2,08	25
ТНЗ-2500/10(6)	$\pm 2 \times 2,5 \%$	6; 10	0,4; 0,69	5,5	24	4,6	1,0	0,38	2,17	25

Примечания. 1. Сопротивления трансформаторов приведены к напряжению 10 кВ.

2. Указаны технические данные трансформаторов масляных (М) и с негорючим заполнением (Н) с номинальным напряжением обмотки НН до 1кВ. Параметры сухих трансформаторов с литой изоляцией (типов ТСЛ и ТСЗЛ) и с изоляцией из негорючего экологически чистого диэлектрика (ТНЭЗ) приведены в [8].

Таблица П2.2

Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 35 кВ

Тип	Пределы регулирования	Каталожные данные						Расчетные данные		
		U <sub>НОМ</sub> обмоток, кВ		U <sub>к</sub> , %	$\Delta P_k$ , кВт	$\Delta P_x$ , кВт	i <sub>x</sub> , %	R <sub>т</sub> , Ом	X <sub>т</sub> , Ом	$\Delta Q_x$ , квар
		ВН	НН							
ТМ-100/35	-	35	0,4	6,5	1,9	0,5	2,6	241	796	2,6
ТМ-160/35	-	35	0,4; 0,69	6,5	2,6; 3,1	0,7	2,4	127; 148	498	3,8
ТМ-250/35	-	35	0,4; 0,69	6,5	3,7; 4,2	1,0	2,3	72; 82	318	5,7
ТМ-400/35	-	35	0,4; 0,69	6,5	5,5	1,35	3,5	42,1	195	14,0
ТМ-630/35	-	35	0,4; 0,69	6,5	7,6	1,9	3,0	23,5	126	18,9
ТМН(ТМ)-1000/35	$\pm 6 \times 1,5 \%$	35	0,4...10,5	6,5	12,2	2,75	1,5	14,9	79,6	15
ТМН(ТМ)-1600/35	$\pm 6 \times 1,5 \%$	35	0,4...11	6,5	16,5; 18	3,65	1,4	7,9; 8,6	49,8	22,4
ТМН(ТМ)-2500/35	$\pm 6 \times 1,5 \%$	35	6,3; 11	6,5	26	5,1	1,1	5,1	31,9	27,5
ТМН(ТМ)-4000/35	$\pm 6 \times 1,5 \%$	35	6,3; 11	7,5	33,5	6,7	1,0	2,6	23	40
ТМН(ТМ)-6300/35	$\pm 6 \times 1,5 \%$	35	6,3; 11	7,5	46,5	9,25	0,9	1,4	14,6	56,7
ТД-10000/35	$\pm 2 \times 1,5 \%$	38,5	6,3; 10,5	7,5	65	14,5	0,8	0,96	11,1	80
ТДН-10000/35	$\pm 8 \times 1,5 \%$	36,75	6,3; 10,5	7,5	65	14,5	0,8	0,88	10,1	80

ТДНС-10000/35	$\pm 8 \times 1,5 \%$	36,75	6,3;10,5	8	60	12,5	0,8	0,81	10,8	80
ТДНС-16000/35	$\pm 8 \times 1,5 \%$	36,75	6,3;10,5	10	85	18	0,55	0,45	8,4	88
ТРДНС-25000/35	$\pm 8 \times 1,5 \%$	36,75	6,3;10,5	9,5	115	25	0,5	0,25	5,1	125
ТРДНС-32000/35	$\pm 8 \times 1,5 \%$	36,75	6,3;10,5	11,5	145	30	0,45	0,19	4,85	144
ТРДНС-40000/35	$\pm 8 \times 1,5 \%$	36,75	6,3;10,5	11,5	170	36	0,4	0,14	3,9	160
ТРДНС-63000/35	$\pm 8 \times 1,5 \%$	36,75	6,3;10,5	11,5	250	50	0,35	0,1	2,5	220

Примечания. 1. Переключающее устройство (ПБВ или РПН) располагается на стороне ВН. 2. Трансформаторы типа ТМ , указанные в скобках, имеют ПБВ  $\pm 2 \times 2,5 \%$  .

Таблица П2.3

### Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 110 кВ

Тип	Пределы регулирования	Каталожные данные						Расчетные данные		
		U <sub>НОМ</sub> обмоток, кВ		U <sub>к</sub> , %	$\Delta P_k$ , кВт	$\Delta P_x$ , кВт	i <sub>x</sub> , %	R <sub>T</sub> , Ом	X <sub>T</sub> , Ом	$\Delta Q_x$ , квар
		ВН	НН							
ТМН-2500/110	+10×1,5 %; -8×1,5 %	110	6,6;11	10,5	22	5,5	1,5	42,6	508	37,5
ТМН-6300/110	$\pm 9 \times 1,78 \%$	115	6,6;11	10,5	44	11,5	0,8	14,7	220	50,4
ТДН-10000/110	$\pm 9 \times 1,78 \%$	115	6,6;11	10,5	60	14	0,7	7,94	139	70
ТДН-16000/110	$\pm 9 \times 1,78 \%$	115	6,6;11	10,5	85	19	0,7	4,38	86,7	112
ТРДН-25000/110	$\pm 9 \times 1,78 \%$	115	6,3;10,5	10,5	120	27	0,7	2,54	55,5	175
ТРДН-32000/110	$\pm 9 \times 1,78 \%$	115	6,3;10,5	10,5	145	32	0,75	1,87	43,4	240
ТРДН-40000/110	$\pm 9 \times 1,78 \%$	115	6,3;10,5	10,5	172	36	0,65	1,42	34,7	260

ТД-40000/110	$\pm 2 \times 2,5 \%$	121	6,3;10,5	10,5	160	50	0,65	1,46	38,4	260
ТРДЦН-63000/110 (ТРДН)	$\pm 9 \times 1,78 \%$	115	6,3;10,5	10,5	260	59	0,65	0,87	22	410
ТРДЦНК-63000/110	$\pm 9 \times 1,78 \%$	115	6,3;10,5	10,5	245	59	0,6	0,82	22	378
ТРДЦН-80000/110 (ТРДН, ТРДЦНК)	$\pm 9 \times 1,78 \%$	115	6,3;10,5	10,5	310	70	0,6	0,6	17,4	480
ТДЦ-80000/110	$\pm 2 \times 2,5 \%$	121	6,3;10,5;13,8	10,5	310	70	0,6	0,71	19,2	480
ТРДЦН-125000/110	$\pm 9 \times 1,78 \%$	115	10,5	10,5	400	100	0,55	0,34	11,1	688
ТДЦ-125000/110	$\pm 2 \times 2,5 \%$	121	10,5;13,8	10,5	400	120	0,55	0,37	12,3	688
ТДЦ-200000/110	$\pm 2 \times 2,5 \%$	121	13,8...18	10,5	550	170	0,5	0,23	7,7	1000
ТДЦ-250000/110	$\pm 2 \times 2,5 \%$	121	15,75	10,5	640	200	0,5	0,15	6,1	1250
ТДЦ-400000/110	$\pm 2 \times 2,5 \%$	121	20	10,5	900	320	0,45	0,08	3,84	1800

Примечание. 1. Устройство РПН размещены в нейтрали обмотки ВН (кроме ТМН-2500/110 с РПН на стороне НН).

2. Трансформаторы типа ТРДН могут изготавливаться также с нерасщепленной обмоткой НН 38,5 кВ.

Таблица П2.4

### Трехфазные двухобмоточные трансформаторы 220 кВ

Тип	Пределы регулирования	Каталожные данные						Расчетные данные		
		U <sub>НОМ</sub> обмоток, кВ		U <sub>к</sub> , %	$\Delta P_K$ , кВт	$\Delta P_X$ , кВт	i <sub>x</sub> , %	R <sub>T</sub> , Ом	X <sub>T</sub> , Ом	$\Delta Q_X$ , квар
		ВН	НН							
ТРДН-32000/220	$\pm 8 \times 1,5 \%$	230	6,6;11	12	167	53	0,9	8,62	198,4	288
ТРДН-40000/220	$\pm 8 \times 1,5 \%$	230	6,6;11	12	170	50	0,9	5,6	158,6	360
ТРДЦН-63000/220	$\pm 8 \times 1,5 \%$	230	6,6;11	12	300	82	0,8	4	100,7	504

ТДЦ-80000/220	$\pm 2 \times 2,5 \%$	242	6,3;10,5	11	320	105	0,6	2,92	80,5	480
ТРДЦН-100000/220	$\pm 8 \times 1,5 \%$	230	11	12	360	115	0,7	1,9	63,5	700
ТДЦ-125000/220	$\pm 2 \times 2,5 \%$	242	10,5;13,8	11	380	135	0,5	1,42	51,5	625
ТРДЦН-160000/220	$\pm 8 \times 1,5 \%$	230	11	12	526	167	0,6	1,09	39,7	960
ТДЦ(Ц)-200000/220	$\pm 2 \times 2,5 \%$	242	13,8...18	11	580	200	0,45	0,85	32,2	900
ТДЦ(Ц)-250000/220	-	242	13,8;15,75	11	650	240	0,45	0,61	25,7	1125
ТДЦ(Ц)-400000/220	-	242	13,8...20	11	880	330	0,4	0,32	16,1	1600
ТЦ-630000/220	-	242	15,75;20	12,5	1300	380	0,35	0,19	11,6	2205
ТЦ-1000000/220	-	242	24	11,5	2200	480	0,35	0,13	6,7	3500

Примечание. 1. Трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой имеют РПН в нейтрали ВН.

Таблица П2.5

Трехфазные и однофазные двухобмоточные трансформаторы 330...1150 кВ

Тип	Пределы регулирования	Каталожные данные						Расчетные данные		
		U <sub>НОМ</sub> обмоток, кВ		U <sub>к</sub> , %	$\Delta P_K$ , кВт	$\Delta P_{XX}$ , кВт	i <sub>х</sub> , %	R <sub>т</sub> , Ом	X <sub>т</sub> , Ом	$\Delta Q_X$ , квар
		ВН	НН							
ТРДНС-40000/330	$\pm 8 \times 1,5 \%$	330	6,3;10,5	11	180	80	1,4	12,3	299	560
ТРДЦН-63000/330	$\pm 8 \times 1,5 \%$	330	6,3;10,5	11	265	120	0,7	7,27	190	441
ТДЦ-125000/330	-	347	10,5;13,8	11	360	145	0,5	2,77	106	625
ТДЦ-200000/330	-	347	13,8...18	11	560	220	0,45	1,69	66,2	900

ТДЦ-250000/330	-	347	13,8;15,75	11	605	240	0,45	1,17	53	1125
ТДЦ(ТЦС)- 400000/330	-	347	15,75;20	11	810	365	0,4	0,61	33,1	1600
ТЦ-630000/330	-	347	15,75...24	11	1300	405	0,35	0,39	21	2205
ТЦ-1000000/330	-	347	24	11,5	2200	480	0,4	0,26	13,8	4000
ТЦ-1250000/330	-	347	24	11,5	2300	750	0,43	0,18	11,1	5375
ТДЦ(ТЦ)-250000/500	-	525	13,8...20	13	600	250	0,45	2,65	143	1125
ТДЦ(ТЦ)-400000/500	-	525	13,8...20	13	800	350	0,4	1,38	89,6	1600
ТЦ-630000/500	-	525	15,75...24	14	1300	500	0,35	0,9	61,3	2205
ТЦ-1000000/500	-	525	24	14,5	2000	600	0,38	0,55	40	3800
ОРЦ-533000/500	-	$525/\sqrt{3}$	$24/\sqrt{3}$	13,5	1400	300	0,3	0,45	23,3	4797
ОРЦ-417000/750	-	$787/\sqrt{3}$	$24/\sqrt{3}$	14	800	400	0,3	0,95	69,3	3753
ОРЦ-417000/1150	-	$1200/\sqrt{3}$	$20/\sqrt{3}$	15	817	350	0,3	2,26	172	3753

Примечание. Трансформаторы ОРЦ имеют обмотку НН, расщепленную на две, мощностью по 50 % каждая.

Значение  $\Delta Q_{xx}$  для них указано на три фазы.

Таблица П 2.6

Трехфазные трехобмоточные (авто)трансформаторы 35, 110 и 220 кВ

Тип	Пределы регулирования, %	Каталожные данные								
		$U_{ном}, \text{кВ}$			$U_k, \%$			$\Delta P_k,$ кВт	$\Delta P_{xx},$ кВт	$i_{xx},$ %
		ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н			
ТМТН-6300/35	$\pm 6 \times 1,5 \%$	35	10,5	6,3	7,5	16	7,5	55	12	1,2
ТДТН-10000/35	$\pm 8 \times 1,5 \%$	36,7 5	10,5	6,3	8	16,5	7	61	19	1,0

ТДТН-16000/35	±8×1,5 %	36,7 5	10,5	6,3	8	16,5	7	116	28	0,95
ТМТН-6300/110	±9×1,78 %	115	38,5	6,6; 11	10,5	17	6	58	14	1,2
ТДТН-10000/110	±9×1,78 %	115	38,5	6,6; 11	10,5	17	6	76	19	1,1
ТДТН-16000/110	±9×1,78 %	115	27,5; 38,5	6,6;11	10,5(17 )	17(10,5)	6	96	26	1,0
ТДТН-25000/110	±9×1,78 %	115	11;38,5	6,6; 11	10,5	17	6	140	36	1,0
ТДТНЖ-25000/110	±9×1,78 %	115	27,5;38,5	6,6; 11;27,5	10,5(17 )	17(10,5)	6	145	45	1,0
ТДТН-40000/110	±9×1,78 %	115	11;38,5	6,6;11	10,5(17 )	17(10,5)	6	220	50	0,9
ТДТНЖ-40000/110	±9×1,78 %	115	27,5;38,5	6,6;11;27,5	10,5(17 )	17(10,5)	6	220	63	0,9
ТДТН(ТДЦТН)- 63000/110	±9×1,78 %	115	11;38,5	6,6;11	10,5(17 )	17(10,5)	6,5(6 )	290	70	0,85
ТДТН(ТДЦТН)- 80000/110	±9×1,78 %	115	38,5	6,6; 11	10,5(17 )	17(10,5)	6,5	390	82	0,8
ТДТН(Ж)-25000/220	±8×1,5 %	230	38,5(27,5)	6,6; 11; (27,5)	12,5	20	6,5	135	50	1,2
ТДТН(Ж)-40000/220	±8×1,5 %	230	38,5(27,5)	6,6; 11; (27,5)	12,5	22	9,5	220(240 )	55(66)	1,1
АТДЦТН-63000/220/110	±6×2 %	230	121	6,6; 11;38,5	11	35,7	21,9	215	45	0,5
АТДЦТН- 125000/220/110	±6×2 %	230	121	6,6; 11;38,5	11	45	28	305	65	0,5
АТДЦТН- 200000/220/110	±6×2 %	230	121	6,6; 11;38,5	11	32	20	430	125	0,5
АТДЦТН-	±6×2 %	230	121	11;38,5	11,5	33,4	20,8	520	145	0,5

250000/220/110									
----------------	--	--	--	--	--	--	--	--	--

Окончание табл. П 2.6

Тип	Расчетные данные						
	R <sub>T</sub> , Ом			X <sub>T</sub> , Ом			ΔQ <sub>xx</sub> , квар
	ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
ТМТН-6300/35	0,85	0,85	0,85	15,6	0	15,6	75,6
ТДТН-10000/35	0,41	0,41	0,41	11,8	0	10,5	100
ТДТН-16000/35	0,31	0,31	0,31	7,39	0	6,54	152
ТМТН-6300/110	9,66	9,66	9,66	226	0	131	75,6
ТДТН-10000/110	5,02	5,02	5,02	142	0	82,7	110
ТДТН-16000/110	2,48	2,48	2,48	88,9	0(51,7)	51,7(0)	160
ТДТН-25000/110	1,48	1,48	1,48	56,9	0	33,1	250
ТДТНЖ-25000/110	1,53	1,53	1,53	56,9	0(33,1)	33,1(0)	250
ТДТН-40000/110	0,91	0,91	0,91	35,5	0(20,7)	20,7(0)	360
ТДТНЖ-40000/110	0,91	0,91	0,91	35,5	0(20,7)	20,7(0)	360
ТДТН(ТДЦТН)-63000/110	0,48	0,48	0,48	22(22,6)	0(13,1)	13,6(0)	536
ТДТН(ТДЦТН)-80000/110	0,4	0,4	0,4	17,4	0(10,8)	10,8(0)	640
ТДТН(Ж)-25000/220	5,71	5,71	5,71	275	0	148	300
ТДТН(Ж)-40000/220	3,64(3,97)	3,64(3,97)	3,64(3,97)	165	0	126	440
АТДЦТН-63000/220/110	1,43	1,43	2,86	104	0	196	315
АТДЦТН-125000/220/110	0,55	0,48	3,2	59,2	0	131	625
АТДЦТН-200000/220/110	0,28	0,28	0,57	30,4	0	54,2	1000
АТДЦТН-250000/220/110	0,22	0,22	0,44	25,5	0	45,1	1250

Примечания.



1. Трансформаторы напряжение 35 кВ имеют РПН на стороне ВН; обмотки СН и НН без ответвлений.
2. Трансформаторы 110, 220 кВ имеют РПН в нейтрали ВН и ПБВ на стороне СН  $\pm 2 \times 2,5$  %.
3. Автотрансформаторы на 220 кВ имеют РПН в линии СН; мощность обмотки НН равна 50% номинальной (для АТ 200 и 250 МВА может составлять и 40 %).

Таблица П 2.7

Автотрансформаторы 330,500, 750 и 1150 кВ

Тип	Пределы регулирования, %	Каталожные данные								
		U <sub>НОМ</sub> , кВ			U <sub>к</sub> , %			$\Delta P_k$ , кВт	$\Delta P_{xx}$ , кВт	i <sub>xx</sub> , %
		ВН	СН	НН	В-С	В-Н	С-Н			
АТДЦТН-125000/330/110	$\pm 6 \times 2$ %	330	115	6,6;11;38,5	10	35	24	370	115	0,5
АОДЦТН-133000/330/220	$\pm 6 \times 2$ %	330/ $\sqrt{3}$	230/ $\sqrt{3}$	10,5;38,5	9	60,4	48,5	280	55	0,15
АТДЦТН-200000/330/110	$\pm 6 \times 2$ %	330	115	6,6;10,5;38,5	10	34	22,5	600	180	0,5
АТДЦТН-240000/330/220	-	330	242	11;38,5	7,3(9,6)	70(74)	60	430(560)	130	0,5
АОДЦТН-167000/500/220	$\pm 6 \times 2$ %	500/ $\sqrt{3}$	230/ $\sqrt{3}$	11;15,75;20;38,5	11	35	21,5	325	125	0,4
АОДЦТН-167000/500/330	$\pm 6 \times 2$ %	500/ $\sqrt{3}$	330/ $\sqrt{3}$	10,5;38,5	9,5	67	61	320	70	0,3
АТДЦТН-250000/500/110	(+7...-9) $\times 1,36$ %	500	121	10,5;38,5	13	33	18,5	640	230	0,45
АОДЦТН-267000/500/220	$\pm 6 \times 2$ %	500/ $\sqrt{3}$	230/ $\sqrt{3}$	11;15,75;38,5	11,5	37	23	490	150	0,35

АТДЦТН-500000/500/220	(+7...-9)×1,29%	500	-	230	-	12	-	1050	230	0,3
АОДЦТН-267000/750/220	±8×1,25 %	750/√3	230/√3	10,5	13	32	17	600	250	0,4
АОДЦТН-333000/750/330	(- 22...+18)×0,55%	750/√3	330/√3	15,75	10	28	17	580	250	0,35
АОДЦТН-417000/750/500	(- 23...+17)×0,32%	750/√3	500/√3	10,5;15,75	11,5	81	68	700	280	0,2
АОДЦТН- 667000/1150/500	-	1150/√3	500/√3	20	11,5	35	22	1100	270	0,35

Окончание табл. П 2.7

Тип	Мощность обмотки НН, МВА	Расчетные данные						
		R <sub>T</sub> , Ом			X <sub>T</sub> , Ом			ΔQ <sub>xx</sub> , квар
		ВН	СН	НН	ВН	СН	НН	
АТДЦТН-125000/330/110	63	1,29	1,29	2,58	91,5	0	213	625
АОДЦТН-133000/330/220	33	0,29	0,29	3,55	24,6	0	136	599
АТДЦТН-200000/330/110	80	0,82	0,82	2,04	54,5	0	127	1000
АТДЦТН-240000/330/220	60	0,56(0,68)	0,26(0,38)	7,3(7,2)	33,1(43,6)	0	278(282 )	1200
АОДЦТН-167000/500/220	50(67;83)	0,49	0,49	1,62	54,9	0	114	2000
АОДЦТН-167000/500/330	33	0,48	0,48	2,4	38,7	8,7	296	1500
АТДЦТН-250000/500/110	100	1,28	1,28	3,2	130	0	192	1125

АОДЦТН-267000/500/220	67(80;120)	0,29	0,29	1,15	35,9	0	75,7	2800
АТДЦТН-500000/500/220	500	1,05	-	1,05	60	-	0	1500
АОДЦТН-267000/750/220	80	0,79	0,79	2,63	91,3	0	126	3200
АОДЦТН-333000/750/330	120	0,49	0,49	1,36	56,3	0	98,5	3500
АОДЦТН-417000/750/500	53	0,38	0,38	2,95	51,7	0	309	2500
АОДЦТН- 667000/1150/500	180	0,55	0,55	2,02	76	0	150	7000

Примечания.

1. Автотрансформаторы с регулировочными диапазонами  $\pm 6 \times 2\%$  или  $\pm 8 \times 1,25\%$  имеют РПН в линии СН. У остальных АТ РПН в нейтрали ВН.

2. Значение  $\Delta Q_{xx}$  приведено на три фазы.

Таблица П2.8

Статические тиристорные компенсаторы реактивной мощности (СТК, ТКРМ) и управляемые шунтирующие реакторы  
с подмагничиванием серии РТУ

Тип регулирующих устройств	Номинальное напряжение, кВ	Номинальная мощность трехфазной группы, Мвар
ВРГ	11	29,7
СТК (ТКРМ)	11	2×40
СТК-50-11	11	50/-40
СТК-80-15	15,75	80/-40
СТК-100-11	11	100/-50
СТК-160-35	38,5	160/-80
РТУ-25000/110	121	25
РТУ-32000/35	38,5; 121	32
РТУ-63000/110	121; 242	63
РТУ-100000/220	242; 347	100
3×РОУ-60000/330	347/√3; 525/√3	180

Примечания.

1. ВРГ – “сухие” (без магнитопровода и масла) шунтирующие реакторы, присоединяемые к обмотке АТ через выключатели.
2. РТУ – реактор трехфазный, управляемый с масляным охлаждением.
3. В числителе приведены наибольшие мощности для режима потребления, в знаменателе – выдачи

реактивной мощности.

Таблица П2.9

Комплектные конденсаторные установки 6-10 кВ

Тип установок	U <sub>ном</sub> , кВ	S <sub>ном</sub> , квар	Количество ячеек	Масса, кг
Внутренней установки				
УК	6,3; 10,5	300	3	670
		450	3	670
		600	5	1160
		675	4	915
		750	6	1405
		900	5	1160
		1125	6	1450

Окончание табл. П2.9

Тип установок	U <sub>ном</sub> , кВ	S <sub>ном</sub> , квар	Количество ячеек	Масса, кг
Наружной установки				
УКМ	6,3; 10,5	400	2	905
		600	3	1190
УКЛ	6,3; 10,5	450	1	700
		900	2	950
		1350	3	1200

		1800	4	1450
--	--	------	---	------

Таблица П 2.10

Линейные регулировочные трансформаторы

Тип	S <sub>НОМ</sub> , МВА	U <sub>НОМ</sub> , кВ	Каталожные данные				Расчетные данные		
			ΔP <sub>к</sub> , кВт		ΔP <sub>х</sub> , кВт		X, Ом	ΔQ <sub>х</sub> , квар	
			Положение переключателя					Положение переключател я	
			1	2 3	1;2 3	11...1 3		1;23	11...13
ЛТМН- 16000/10	16	6,6;1 1	35	2 0	9,5	3,5	0,04...0,1	800	376
ЛТДН- 40000/10	40	6,6;1 1	70	3 8	18, 5	7	0,02...0,0 4	1400	1000
ЛТДН- 63000/35	63	38,5	11 0	6 0	25	12	0,33	1953	1323
ЛТДН- 100000/3 5	100	38,5	14 0	7 5	40	16	0,2	3500	1500

Примечание.

Каталожные и расчетные данные приведены к  $U_{ном}$  и проходной мощности. Положения 1 и 23 соответствуют максимальному и минимальному напряжениям  $\pm 10 \times 1,5\% U_{ном}$ ; 11...13 – нулевые положения переключателя.

Таблица П2.11

Синхронные компенсаторы

Тип	$S_{ном}$ , МВА	$U_{ном}$ , кВ	$\Delta P_{ск}$ , кВт	$Q_{тах}$ в режиме потребления, Мвар
КСВБ-50-11 (КСВБО-50-11)	50	11	800	20(33)
КСВБ-100-11 (КСВБО-100-11)	100	11	1350	50(82,5)
КСВБ-160-15 (КСВБО-160-15)	160	15,75	1750	80(132)
КСВБ-320-20 (КСВБО-320-20)	320	20	3800	160(210)

Примечание. Значение потерь  $\Delta P_{ск}$  соответствует номинальной нагрузке СК.

Таблица П2.12

## Технические данные конденсаторов УПК

Тип	Номинальные значения			Сопротивление $X_c$ , Ом
	$U_{\text{пасп}}$ , кВ	$Q'_c$ , квар	$I_{\text{пасп}}$ , А	
КПМ -1-50-1	1,00	50	50,0	20
КПМ - 0,6-50-1	0,60	50	83,5	7,2
КПМ - 0,6-25-1	0,60	25	41,7	14,4
КПМ - 0,6-12-1	0,60	12	20,0	30,0
КМ2 - 1,05-1	1,05	25	23,8	44,1
КСП - 0,66-40	0,66	40	60,6	10,9
КСП - 1,05-75	1,05	75	71,5	14,7
КСП - 0,66-36	0,66	36	54,5	12,1

Таблица П2.13

## Шунтирующие реакторы 6...1150 кВ, нерегулируемые

Тип	$U_{\text{ном}}$ , кВ	$S_{\text{ном}}$ , МВА	$I_{\text{ном}}$ , А	$\Delta P$ , кВт
трехфазные				
РТМ-3300/10(6)	11(6,6)	3,3	173(288)	40
РТД-20000/35	38,5	20	300	120
однофазные				
РОМ-1100/10(6)	$11/\sqrt{3}(6,6/\sqrt{3})$	1,1	173(288)	$3 \times 20$



РОД-30000/35	$38,5/\sqrt{3}$	30	1350	3×180
РОД-33300/110	$121\sqrt{3}$	33,3	477	3×180
РОДЦ-60000/500	$525\sqrt{3}$	60	198	3×150
РОДЦ-110000/750	$787\sqrt{3}$	110	242	3×320
РОДЦ-300000/1150	$1200\sqrt{3}$	300	433	3×900

Таблица П2.14

Шунтовые конденсаторные батареи 6...110 кВ

Показатели	Номинальное напряжение батареи, кВ			
	6	10	35	110
Количество параллельных ветвей	4	4	4	4
Количество последовательно включенных конденсаторов в ветви	4	7	24	72
Общее количество конденсаторов в батарее	48	84	288	864
Установленная мощность, Мвар	2,9/6	5/10,5	17,3/36	52/108

Мощность, генерируемая батареями, Мвар, при напряжении:				
1,1 $U_{\text{ном}}$	2,4/4,9	3,8/7,9	13,5/28	44,5/93
$U_{\text{ном}}$	2,0/4,1	3,2/6,5	11,2/23,2	36,8/77

Примечание. В числителе приведены данные для батарей с конденсаторами типа КС2-1,05-60, в знаменателе – КСК2 – 1,05 – 1.

Таблица П2.15

Комплектные конденсаторные установки с автоматическим  
регулированием, для внутренней установки

Тип установки	Номинальное напряжение, кВ	Номинальная мощность, квар	Количество и мощность(квар) ступеней	Масса, кг
УКФМ 71	0,4	25	1×25	160
		50	2×25	200
		75	1×25+1×50	250
		100	2×25+1×50	280
		125	1×25+2×50	315
		150	2×25+2×50	340
		175	1×25+3×50	380
		200	2×25+3×50	400
		250	2×25+4×50	460
		300	2×25+5×50	520
УКЛН	0,38	150	3×50	335
		300	6×50	575
		450	9×50	820
УКЛН, УКПН	0,38	216	2×108	612
		300	2×150	612
		324	3×108	880
		432	4×108	1150
		450	3×150	880
		600	4×150	1150

Примечание. УК – установка конденсаторная; М – модернизированная; Л(П) – размещение ячейки ввода – левое (правое); Н – регулирование по напряжению; Ф – наличие фильтра гармоник.

### ПРИЛОЖЕНИЕ 3. УКРУПНЕННЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ СТОИМОСТИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Приведенные ниже укрупненные стоимостные показатели (УСП) электрических сетей получены экстраполяцией на 2011 год и поэтому допускается использовать их только в учебных целях.

Таблица П 3.1

Зональные коэффициенты к стоимости электрических сетей

Районы	Зональные коэффициенты	
	Воздушные линии	Подстанции
Центральная часть России	1,0	1,0
Урал	1,0...1,2	1,1...1,2
Поволжье	1,0...1,1	1,0
Западная Сибирь	1,3...1,7	1,3...1,6
Восточная Сибирь	1,4...1,7	1,4...1,6
Дальний Восток	1,3...1,8	1,3...1,7
Северо-Западный	1,0...1,1	1,0...1,2
Северный Кавказ	1,0...1,2	1,0...1,2

Таблица П 3.2

Коэффициенты учета усложняющих условий строительства ВЛ

Условия строительства ВЛ	Материал опор				
	Железобетон		Сталь		Дерево
	35-110 кВ	220-500 кВ	35-110 кВ	220- 750 кВ	35-220 кВ
Скоростной напор ветра 610...750 Па	1,06	1,06	1,06	1,06	1,08
Скоростной напор ветра более 750 Па	1,11	1,11	1,15	1,15	1,1
В горных условиях	1,5	1,35	1,6	1,32	1,7

Городская и промышленная застройка	1,7	-	1,6	1,62	1,4
------------------------------------	-----	---	-----	------	-----

Окончание табл. П.3.2

Условия строительства ВЛ	Материал опор				
	Железобетон		Сталь		Дерево
	35-110 кВ	220-500 кВ	35-110 кВ	220-750 кВ	35-220 кВ
Болотистые участки трассы	2,1	1,7	1,46	1,16	1,5
Поймы рек	1,18	1,1	1,14	1,09	1,35
Особо гололедные районы (по отношению к IV РКУ )	1,28	1,21	1,27	1,27	1,29

Таблица П 3.3

Стоимость ВЛ до 1 кВ, млн.руб/км

Марк а пров ода	Число проводо в ВЛ	Опоры			
		Железоб етонные	Деревянные с железобетонны ми приставками	Деревянные с деревянным и приставкам и	Деревянные с цельными стойками
А-25	3	-	0,79	0,68	0,73
	4	1,04	0,83	0,73	0,78
	5	1,08	0,86	0,76	0,83
А-35	4	1,11	0,92	0,80	0,85
	5	1,15	0,94	0,83	0,90
А-50	4	1,19	0,98	0,87	0,92
	5	1,29	1,08	0,98	1,04
А-70	4	1,29	1,09	-	-

Таблица П 3.4

Стоимость одноцепных ВЛ 6-10 кВ, млн.руб/км

Тип опор	Толщина стенки гололеда b <sub>г</sub> , мм	Марки проводов				
		АС-35	АС-50	А-70	А-95	ПС-35
Железобетонные	10	0,58	0,63	0,68	0,78	0,48
	15	0,70	0,75	0,80	0,88	0,60
	20	0,80	0,83	0,88	0,93	0,70
Деревянные с ж/б приставками	10	0,53	0,55	0,60	0,70	0,43
	15	0,60	0,63	0,68	0,75	0,48
	20	0,70	0,75	0,78	0,90	-
Деревянные	10	0,45	0,48	0,53	0,60	0,33
	15	0,48	0,55	0,58	0,68	0,38
	20	0,58	0,58	0,65	0,73	0,43

Таблица П 3.5

Стоимость ВЛ 35 кВ на одностоечных деревянных опорах, млн.руб/км

Тип опор	Толщина стенки гололеда b <sub>г</sub> , мм	Марки проводов					
		АС-35	АС-50	АС-70	А-70	А-95	ПС-95
С деревянными приставками	10	0,73	0,75	0,80	0,80	0,85	0,45
	15	0,83	0,85	0,91	0,93	0,98	0,65
	20	0,96	0,98	1,03	1,03	1,11	0,78
с железобетонными приставками	10	0,80	0,83	0,88	0,85	0,91	0,60
	15	0,96	0,98	1,01	1,01	1,06	0,80
	20	1,13	1,16	1,21	1,23	1,26	0,98

Таблица П 3.6

Стоимость ВЛ 35 кВ, млн.руб/км

Тип опор	Толщина стенки гололеда $b_{г}$ , мм	Марки проводов			
		АС-70	АС-95	АС-120	АС-150
Деревянные двухстоечные	10	1,38	1,46	1,51	1,71
	15	1,51	1,58	1,61	1,78
	20	1,68	1,71	1,73	1,89
Железобетонные одноцепные	10	-	2,66	2,72	2,82
	15	-	3,07	3,09	3,09
	20	-	-	-	3,37
Железобетонные двухцепные	10	-	-	3,65	3,85
	15	-	-	4,35	4,47
	20	-	-	4,73	4,80
Стальные одноцепные	10	-	3,54	3,54	3,60
	15	-	4,02	4,02	4,45
	20	-	-	4,37	5,35
Стальные двухцепные	10	-	-	5,13	5,38
	15	-	-	6,34	6,41
	20	-	-	7,27	7,37

Таблица П 3.7

Стоимость ВЛ 110 кВ, млн.руб/км

Тип опор	Толщина стенки гололеда $b_{г}$ , мм	Марки проводов					
		АС-70	АС-95	АС-120	АС-150	АС-185	АС-240
Деревянные двухстоечные	10	1,31	1,38	1,43	1,66	1,81	-
	15	1,43	1,51	1,56	1,71	1,89	-
	20	1,56	1,66	1,73	1,86	1,99	-
Железобетонные одноцепные	10	-	-	2,87	2,94	3,24	3,52
	15	-	-	3,29	3,32	3,47	3,80
	20	-	-	-	3,54	3,85	4,17
Железобетонные двухцепные	10	-	-	4,55	5,03	5,53	6,03
	15	-	-	5,13	5,58	5,93	6,28
	20	-	-	5,58	6,01	6,33	6,79
Стальные одноцепные	10	-	4,12	4,25	4,25	4,52	4,73
	15	-	-	4,78	4,78	4,95	5,03
	20	-	-	5,18	5,18	5,28	5,45
Стальные	10	-	-	6,33	6,46	7,16	7,72

двухцепные	15	-	-	7,11	7,19	7,64	8,07
	20	-	-	7,79	7,94	7,99	8,65

Таблица П 3.8

Стоимость ВЛ 220 и 330 кВ, млн.руб/км

Тип опор	Толщина стенки гололеда b <sub>г</sub> , мм	Марки проводов ВЛ 220 кВ			Марки проводов ВЛ 330 кВ		
		АС- 240	АС- 300	АС- 400	2×АС- 240	2×А С- 300	2×АС- 400
Стальные одноцепные	10	5,28	5,43	5,98	9,38	9,68	10,7
	15	5,76	5,81	6,28	9,96	10,3	11,1
	20	6,16	6,21	6,69	10,4	10,7	11,3
Стальные двухцепные	10	8,65	9,10	10,4	17,7	18,6	20,2
	15	9,50	9,73	10,8	18,6	19,5	20,7
	20	10,2	10,3	11,2	19,4	20,4	21,1
Железобетонн ые одноцепные	10	4,12	4,35	4,88	8,32	8,80	9,55
	15	4,35	4,58	5,03	8,75	9,25	9,96
	20	4,75	4,83	5,48	9,20	9,70	10,2
Железобетонн ые двухцепные	10	6,99	7,54	8,50	-	-	-
	15	7,69	7,84	8,80	-	-	-
	20	8,35	8,50	9,80	-	-	-
деревянные двухстоечные	10	4,22	4,47	5,18	-	-	-
	15	4,53	4,58	5,23	-	-	-
	20	4,58	4,68	5,33	-	-	-

Таблица П 3.9

Стоимость ВЛ 500 кВ, млн.руб/км

Тип опор	Толщина стенки гололеда b <sub>г</sub> , мм	Марки проводов			
		3×АС- 300	3×АС- 330	3×АС- 400	3×АС- 500
Стальные одноцепные (с оттяжками)	10	12,1	12,3	13,4	15,6
	15	12,4	12,8	13,9	16,0
	20	12,9	13,3	14,4	16,6
Железобетон ные одноцепные	10	12,2	12,5	13,2	16,0
	15	12,6	13,1	13,7	16,4
	20	13,3	13,7	14,3	17,2

Таблица П 3.10



Стоимость ВЛ 750 и 1150 кВ, млн.руб/км

Тип опор	Толщина стенки гололеда b <sub>г</sub> , мм	Марки проводов				
		ВЛ 750 кВ				ВЛ 1150 кВ
		5×АС- 240	5×АС- 300	5×АС- 400	4×АС- 500	8×АС-330
Стальные одноцепные	10	-	-	-	-	42,7
	15	22,1	23,9	24,4	25,1	-

Таблица П 3.11

Стоимость кабельных линий до 1 кВ (прокладка в земле  
четырёхжильными кабелями), млн.руб/км

Сечение жил кабелей, мм <sup>2</sup>	Марка кабелей		
	ААШВУ	ААБЛУ	АСБЛУ
3×25+16	0,55	0,60	0,75
3×35+16	0,60	0,65	0,83
3×50+16	0,68	0,75	0,98
3×70+25	0,78	0,83	1,11
3×95+35	0,88	0,96	1,28
3×120+35	1,06	1,13	1,43
3×150+50	1,28	1,36	1,81
3×185+50	1,38	1,56	2,09

Таблица П 3.12

Стоимость кабельных линий 10 кВ, выполненных тремя одножильными  
кабелями с изоляцией из СПЭ, млн.руб/км

Сечение жил кабелей, мм <sup>2</sup>	Кабель типа АПвПг	
	один кабель в траншее	два кабеля в траншее
3(1×95)	3,43	5,54
3(1×150)	3,69	5,80
3(1×500)	4,22	6,33

Таблица П 3.13

Стоимость кабельных линий 6...35 кВ (кабели с бумажной изоляцией),  
прокладываемых в земле, млн.руб/км

Сечение жил кабелей,	Стоимость кабельной линии 10 кВ					
	Один кабель в траншее			два кабеля в траншее		
	ААШпУ	ААШВУ	ААБЛУ	ААШпУ	ААШВУ	ААБЛУ

мм <sup>2</sup>			ААБ2ЛУ			ААБ2ЛУ
50	1,68	1,73	1,78	2,51	2,61	2,69
70	1,76	1,84	1,89	2,69	2,87	2,94
95	1,91	1,99	2,04	2,97	3,12	3,22
120	2,04	2,11	2,16	3,22	3,37	3,44
150	2,19	2,26	2,29	3,49	3,65	3,72
185	2,36	2,46	2,49	3,87	4,05	4,12
240	2,54	2,74	2,74	4,22	4,60	4,60

Примечания.

1. Стоимость кабельной линии 6 кВ в среднем ниже стоимости КЛ 10 кВ того же сечения: на 7% при прокладке в траншее одного кабеля и на 9% - двух кабелей.

2. Расчетную стоимость КЛ 35 кВ, выполненную кабелем АОСБ сечение 120 (150) мм<sup>2</sup>, можно принять равной 6,94 (7,09) млн.руб/км для одного кабеля в траншее, и 13,2 (13,5) млн.руб/км – для двух.

Таблица П 3.14

Стоимость трехфазных кабельных линий 110...500 кВ, млн.руб/км

Напряжени е, кВ	Сечение фазы КЛ, мм <sup>2</sup>	Марка кабеля	Стоимость 1 км КЛ, млн.руб/км	
			при прокладке одного кабеля	при прокладке двух кабелей
110	550	МВДТ	114	163
	630...1000	ПвПу2Г	290...306*	348...381*
220	550	МВДТ	164	220
	2000	ПвПу2Г	355	437
330	550	МВДТ	185	256
500	2000	ПвПу2Г	396*	599*

\* С учетом стоимости туннеля.

Таблица П 3.15

Постоянная часть затрат по подстанциям 35...220 кВ,  
выполненным по упрощенным схемам, млн.руб.

Схема ОРУ на стороне ВН	Номер типово й схемы	Напряжение РУ, кВ			
		35/10	110/10	110/35/10	220/10; 220/35/1 0

Блок (линия-трансформатор) с разъединителем	1	16,3	32,7	42,7	60,3
Блок (линия-трансформатор) с выключателем	3Н	18,0	44,0	49,0	90,1
Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны линий	4Н	18,4	52,4	54,9	105
Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной перемычкой со стороны линий (5Н) или трансформаторов (5АН)	5Н5АН	18,9	59,1	45,7...61, 9	59,7...11 6

Примечание. Меньшее значение постоянной части затрат соответствует подстанциям с элегазовым оборудованием.

Таблица П 3.16

Постоянная часть затрат по подстанциям 35...1150 кВ (с числом выключателей более трех), млн.руб.

Напряжение, кВ	Схема ОРУ на стороне ВН		Стоимость, млн.руб
	Наименование	№ типовой схемы	
35/10	одна секционированная система шин	9	19,3
110/10	сборные шины	12,13	72,9
110/35/10	сборные шины	12,13	80,4
220/10; 220/35/10	Четырехугольник, сборные шины	7,12,13	108...116
330	Четырехугольник	7	371...561
	Трансформатор шины	16	520...788

	с полуторным присоединением ВЛ		
	Полуторная	17	670...1010
500	Четырехугольник	7	469...712
	Трансформатор-шины	16	628...951
	Полуторная	17	800...1210
750	Четырехугольник	7	1030...1710
	Трансформатор-шины	16	1200...1810
	Полуторная	17	1750...2650
1150	Два выключателя на присоединение	-	1790...2720

Примечание. Меньшее значение затрат относится к ПС с элегазовым оборудованием.

Таблица П 3.17

Стоимость трансформаторов 10(6)/0,4 кВ, тыс.руб.

Мощность, кВА	25	40	63	100	160	250	400	630	1000	1600	2500
Стоимость	73	88	103	143	186	251	354	512	745	1043	1460

Таблица П 3.18

Расчетная стоимость трансформаторов 35 кВ, млн.руб

Мощность, МВА	Стоимость трансформаторов		
	без РПН	с РПН	с расщепленными обмотками и РПН
0,1	0,40	-	-
0,16	0,55	-	-
0,25	0,73	-	-
0,4	1,08	2,21	-
0,63	1,61	2,92	-
1,0	2,34	3,87	-
1,6	2,54	4,20	-
2,5	3,07	5,33	-
4	3,82	6,46	-

6,3	4,78	7,67	-
10	6,18	10,5	-
16	8,47	15,4	-
25	-	-	19,4
32	-	-	21,6
40	-	-	24,2
63	-	-	32,5

Таблица П 3.19  
Расчетная стоимость трансформаторов 110 кВ, млн.руб.

Мощность, МВА	Двухобмоточные трансформаторы			Трехобмоточные трансформаторы с РПН
	без РПН	с РПН	с расщепленной обмоткой и РПН	
2,5	-	8,8	-	-
6,3	-	12,3	-	14,3
10	-	13,6	-	16,8
16	-	15,8	-	19,9
25	-	-	21,1	22,9
40	-	-	27,4	29,4
63	-	-	34,2	38,7
80	36,2	-	39,5	41,7
125	43,0	-	61,3	-
200	66,1	-	-	-
250	75,9	-	-	-
400	110	-	-	-

Таблица П 3.20  
Расчетная стоимость (авто)трансформаторов 220 кВ, млн.руб.

Мощность, МВ·А	Двухобмоточные трансформаторы		Трехобмоточны е с РПН	Автотрансфор маторы с РПН
	без РПН	с расщепленно й обмоткой и РПН		
25	-	-	37	-
40	-	42	41	-
63	-	49	-	51
80	48	-	-	-
100	-	67	-	-

125	58	-	-	64
160	-	81	-	-
200	77	-	-	83
250	86	-	-	100
400	118	-	-	-
630	174	-	-	-
1000	224	-	-	-

Таблица П 3.21

Расчетная стоимость (авто)трансформаторов 330 кВ, млн.руб.

Мощность, МВ·А	Двухобмоточные трансформаторы		Автотрансформаторы с РПН	
	без РПН	с расщепленной обмоткой и РПН	330/110/НН	330/220/НН
40	-	49	-	-
63	-	67	-	-
125	69	-	81	-
200	91	-	93	-
250	95	-	-	102*
400	123	-	-	-
3×133	-	-	-	208
630	181	-	-	-
1000	232	-	-	-
1250	284	-	-	-

\* Автотрансформатор 330/220/НН имеет  $S_{ном}=240$  МВ·А и не имеет устройств регулирования напряжения.

Таблица П 3.22

Расчетная стоимость (авто)трансформаторов 500 кВ, млн.руб.

Мощность, МВ·А	Трансформаторы без РПН	Автотрансформаторы с РПН		
		500/110/НН	500/220/НН	500/330/НН
250	101	114	-	-
400	124	-	-	-
500	-	-	154	-
3×167	-	-	244	277
630	177	-	-	-

3×267	-	-	318	-
1000	235	-	-	-
3×533	432	-	-	-

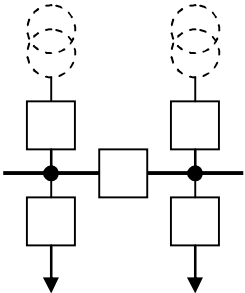
Таблица П 3.23

Расчетная стоимость групп из трех однофазных (авто)  
трансформаторов 750 и 1150 кВ, млн.руб.

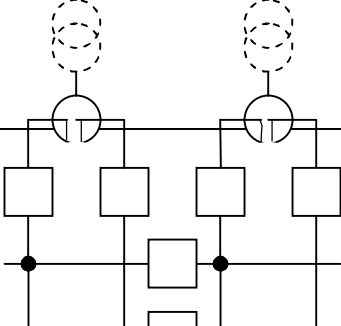
Мощность МВА	Автотрансформаторы				Трансформаторы без РПН	
	750/220/ НН	750/330/ НН	750/500/ НН	1150/500/ НН	750/НН	1150/ НН
3×267	440	-	-	-	-	-
3×333	-	528	-	-	-	-
3×417	-	-	541	-	498	641
3×667	-	-	-	1079	-	-

Таблица П 3.24

Стоимость закрытых распределительных устройств 10(6)кВ, млн.руб.

Схема ЗРУ 10(6) кВ	Номер схемы	Количество отходящих линий	Выключатель ЗРУ	
			вакуумный	масляный
	10-1	12	13,3	16,5
		18	15,2	19,7
		32	19,9	27,3
		48	25,5	36,2

Окончание табл. П 3.24

Схема ЗРУ 10(6) кВ	Номер схемы	Количество отходящих линий	Выключатель ЗРУ	
			вакуумный	масляный
	10-2	18	18,6	23,8
		24	20,5	27,0
		32	23,1	31,2

		42	28,8	39,0
		48	32,2	43,6
Стоимость ячейки КРУ			0,35	0,58
Стоимость ячейки отходящей линии			0,32	0,53

Примечание. Показатели ЗРУ приведены с учетом стоимости здания. В стоимость отдельной ячейки затраты на строительство закрытой части ПС не включены.

Таблица П 3.25

Стоимость ячейки с выключателем ОРУ 35...1150 кВ (для схем с числом выключателей более трех), млн.руб.

Напряжение, кВ	Тип выключателя		
	масляный	воздушный	элегазовый*
35	3,5	-	19
110	9,3	17	31
220	33	30	50
330	-	43	71
500	-	75	130
750	-	155	270
1150	-	322	570

Примечания.

1. Элегазовые ячейки включают стоимость закрытой части ПС (которая составляет примерно четверть указанной величины).
2. Стоимость ячейки с вакуумным выключателем на 35 кВ можно принять равной 8 млн.руб.

Таблица П 3.26

Стоимость противоаварийной автоматики энергосистем, млн.руб.



№ п/ п	Подстанции с ВН	Количество присоединений на стороне ВН	Стоимость ПА (проектирование, оборудование, монтаж и наладка), млн. руб	Примечания
1	220 кВ	до 2	3,92	
2		более 2	5,26	
3	330 кВ и выше	до 2	6,89	ПА подстанций без дозирования управляющих воздействий противоаварийного управления
4		до 5	13,9	
5		до 10	23,4	
6		более 10	29,8	
7	330 кВ и выше	до 5	35,7	ПА ПС с автоматической дозировкой управляющих воздействий района противоаварийного управления
8		до 10	42,7	
9		более 10	57,1	

Примечание. При сооружении ПС с автоматической дозировкой управляющих воздействий района противоаварийного управления, к стоимости, указанной в пунктах 7...9, добавляется стоимость ПА прилегающих объектов (определяемая согласно пунктам 3...6).

Таблица П 3.27

Стоимость ОРУ 35...220 кВ по блочным мостиковым схемам (выключатели вакуумные или элегазовые) млн.руб.

Схема ОРУ на стороне ВН	Номер схемы	Стоимость ОРУ, млн.руб.		
		35 кВ*	110 кВ	220 кВ
Блок(линия-трансформатор) с разъединителем	1	0,5	2,5	4,2
Блок (линия-трансформатор) с выключателем	3Н	8,3...20	31,8	67
Два блока с выключателями и неавтоматической перемычкой со стороны ВЛ	4Н	16,6...39	64	137

Мостик с выключателями в цепях трансформаторов и ремонтной переемычной со стороны линий (5Н) или трансформаторов (5АН)	5Н 5АН	25...60,8	99,2	201
--	-----------	-----------	------	-----

Примечание. Меньшее значение стоимости ОРУ 35 кВ соответствует применению вакуумных выключателей.

Таблица П 3.28

Стоимость линейных регулировочных трансформаторов, млн.руб.

Тип	Мощность, МВА	Стоимость, млн.руб.
ЛТМН-16000/10	16	12,0
ЛТДН-40000/10	40	15,7
ЛТДН-63000/35	63	16,8
ЛТДН-100000/35	100	26,2

Таблица П 3.29

Стоимость шунтовых конденсаторных батарей 6...110 кВ, млн.руб.

U <sub>ном</sub> , кВ	Установленная мощность, Мвар	Стоимость, млн.руб	U <sub>ном</sub> , кВ	Установленная мощность, Мвар	Стоимость, млн.руб.
6	1,45	2,0	10	7,2	9,4
	2,9	4,2		9,6	13,0
	4,3	6,1		12	16,0
	5,8	8,4	35	9,1	11,5
	7,2	10,2		13,6	16,0
10	1,2	1,6		18,1	22,0
	2,4	3,1	110	27,2	31,0
	3,6	4,7		40,8	47,0
	4,8	6,5		54	62,0
	6,0	7,8		54,4	65,0

Таблица П 3.30

Стоимость синхронных и статических тиристорных компенсаторов, млн.руб.

Тип СК, СТК	U <sub>ном</sub> , кВ	Наибольшая реактивная мощность, Мвар, в режиме		Стоимость при установке	
		выдачи	потребления	одного	двух
КСВБ-50-11	11	50	20	83	131
КСВБО-50-11	11	50	33	101	163
КСВБ-100-11	11	100	50	168	256
КСВБО-100-11	11	100	82,5	186	289
КСВБ-160-15	15,75	160	80	302	478
КСВБО-160-15	15,75	160	132	402	628
СТК-50-11	11	40	50	185	292
СТК-80-15	15,75	40	80	268	424
СТК-100-11	11	50	100	340	537
СТК-160-35	38,5	80	160	735	1161

Таблица П 3.31

Стоимость шунтирующих нерегулируемых реакторов  
6...1150 кВ, млн.руб.

Тип реакторов	U <sub>ном</sub> , кВ	S <sub>ном</sub> , (на три фазы), МВ·А	Стоимость трехфазного комплекта, млн.руб
РТМ-3300/10	6,6; 11	3,3	4,5
3×РОМ-1100/10	6,6; 11	3,3	5,0
РТД-20000/35	38,5	20	12,6
3×РОД-33333/110	121	100	43
3×РОДЦ- 60000/500	525	180	96
3×РОДЦ- 110000/750	787	330	240
3×РОДЦ-	1200	900	680

300000/1150			
-------------	--	--	--

Таблица П 3.32

Стоимость управляемых шунтирующих реакторов 35...500 кВ  
серии РТУ, млн.руб.

Тип реакторов	$U_{\text{ном}}$ , кВ	$S_{\text{ном}}$ (на три фазы), МВ·А	Стоимость трехфазного комплекта, млн.руб
РТУ-25000/110	121	25	48
РТУ-32000/35	38,5; 121	32	49; 54
РТУ-63000/110	121; 242	63	76; 87
РТУ-100000/220	242; 347	100	110; 142
3×РОУ-60000/330	347; 525	180	192; 280

Таблица П 3.33

Рекомендуемые значения плотности тока

Проводники		Плотность тока, А/мм <sup>2</sup> , при числе часов использования максимума нагрузки, ч/год		
		более 1000 до 3000	более 3000 до 5000	более 5000
Неизолированные провода и шины	медные	2,0	1,7	1,4
	алюминиевые	1,0	0,9	0,8
Кабели с бумажной и провода с резиновой и ПВХ изоляцией с жилами	медными	2,4	2,0	1,6
	алюминиевыми	1,3	1,1	1,0
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией с жилами	медными	2,8	2,5	2,2
	алюминиевыми	1,5	1,4	1,3

Таблица П. 3.34

Ежегодные издержки на ремонты и обслуживание элементов  
электрической сети, % капитальных затрат

Элементы электрической сети	Затраты на:		Общие отчисления
	обслуживание	ремонты	
Электрооборудование и распределительные устройства: до 110 кВ 220 кВ и выше	3,0	2,9	5,9
	2,0	2,9	4,9
ВЛ 35 кВ и выше на стальных и железобетонных опорах	0,4	0,4	0,8
ВЛ 35-220 кВ на деревянных опорах	0,5	1,6	2,1
КЛ, проложенные в земле и помещениях, напряжением: до 10 кВ 20-35 кВ 110-220 кВ	2,0	0,3	2,3
	2,0	0,4	2,4
	2,0	0,5	2,5

Таблица П. 3.35

Характеристики надежности воздушных линий

Тип	U <sub>ном</sub> , кВ	Параметры			
		ω, 1/год, на 100 км	T <sub>в</sub> , ч	μ <sub>тек</sub> , 1/год на 100 км	T <sub>тек</sub> , ч
Двухцепные	10	1,6/0,4	7/20	67/134	10/10
	35	1,1/0,3	7/20	30/60	12/12
	110	0,9/0,2	4/27	10/20	12/12
	220	0,5/0,1	2/36	5/10	12/12
Одноцепные	10	2	5	67	10
	35	1,4	9	30	12

	110	1,1	9	10	12
	220	0,6	10	5	12
	330	0,5	12	5	12
	500	0,4	17	3	12
	750, 1150	0,2-0,3	20	2,5	12

Примечание. В числителе – для одной цепи, в знаменателе – для двух цепей.

Таблица П. 3.36

### Характеристики надежности (авто) трансформаторов

Номинальное напряжение, кВ	Параметры					
	$\omega$ , 1/год	$T_B$ , ч	$\mu_{\text{кап}}$ , 1/год	$T_{\text{кап}}$ , ч	$\mu_{\text{тек}}$ , 1/год	$T_{\text{тек}}$ , ч
10	0,005	60	0,17	100	2	6
35	0,01	50	0,17	200	2	10
110	0,02	100	0,17	300	2	12
220	0,02	200	0,17	350	2	14
330	0,04	250	0,17	350	2	15
500	0,03	500	0,1	400	1	60
750, 1150	0,03	625	0,1	490	1	60

Таблица П. 3.37

### Характеристики надежности выключателей

$U_{\text{ном}}$ , кВ	Параметры						
	$\omega$ , 1/год	$\omega_{\text{л}}$ , 1/год	$T_B$ , ч	$\mu_{\text{кап}}$ , 1/год	$T_{\text{кап}}$ , ч	$\mu_{\text{тек}}$ , 1/год	$T_{\text{тек}}$ , ч
10	0,04/0,01	0,04/0,01	10	0,2/0,17	80/30	2	6
35	0,04/0,01	0,08/0,02	12	0,2/0,17	100/40	2	6
110	0,05/0,01	0,10/0,03	25	0,2/0,17	230/160	2	10/12
220	0,06/0,01	0,15/0,07	40	0,2/0,17	500/250	2	24
330	0,07	0,2	60	0,2	750	2	36
500	0,08	0,2	90	0,2	900	1	90
750, 1150	0,12	0,3	120	0,12	1200	0,5	325

Примечания. 1.  $\omega_{\text{л}}$  – в цепях воздушных линий,  $\omega$  – в остальных цепях.

2. В числителе указаны параметры воздушных выключателей, в знаменателе – масляных.

### Список литературы

1. **Герасименко А.А.** Передача и распределение электрической энергии: учеб. пособие для вузов / А.А.Герасименко, В.Т.Федин. - Красноярск: ИПЦ КГТУ, 2006. - 808с.
2. **Грунин О.М.** Электрические сети: сб.задач / О.М.Грунин. - Чита: Изд-во ЧитГТУ, 2000. - 130с.
3. **Идельчик В.И.** Электрические системы и сети: учебник для вузов / В.И.Идельчик. - М.: Энергоатомиздат, 1989. - 592с.
4. **Лыкин А.В.** Электрические системы и сети: учеб. пособие / А.В.Лыкин. М.: Университетская книга; Логос, 2006. - 254с.
5. **Петренко Л.И.** Электрические сети: сб. задач / Л.И. Петренко. - Киев: Вища школа, 1985. - 216с.
6. **Поспелов Г.Е.** Электрические системы и сети / Г.Е. Поспелов [и др.]; под ред. В.Т. Федина. - Минск: Технопринт, 2004. - 710с.
7. **Справочник** по проектированию электрических сетей / И.Г. Карапетян, Д.Л. Файбисович, И.М. Шапиро; под ред. Д.Л. Файбисовича. - М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2006. - 352с.
8. **Справочник** энергетика / В.И. Григорьев, Э.А.Киреева, Г.Ф. Быстрицкий [и др.]; под ред. А.Н. Чохонелидзе. - М.: Колос, - 2006. 488с.
9. **Электрические системы. Электрические сети** / В.А. Веников, А.А. Глазунов, Л.А.Жуков [и др.]; под ред. В.А. Веникова, В.А. Строева.- М.: Высш. шк., 1998. - 512с.
10. **Электротехнический справочник**: в 4 т. Производство, передача и распределение электрической энергии / под ред. В.Г.Герасимова [и др.]. М.: Изд-во МЭИ, 2004. Т.3. - 964с.