

МИНИСТЕРСТВО ВЫСШЕГО И СРЕДНЕГО  
СПЕЦИАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ РЕСПУБЛИКИ  
УЗБЕКИСТАН

ТАШКЕНТСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ  
УНИВЕРСИТЕТ ИМЕНИ ИСЛАМА КАРИМОВА

## **ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ И СИСТЕМЫ**

**Конспект лекций**

Ташкент - 2017

Конспект лекций по курсу «Электрические сети и системы».  
/Гайибов Т.Ш., Хабибулина А.Т. – Ташкент: ТашГТУ, 2017, – 109 с.

Изложены основы программы курса «Электрические сети и системы». Приведены определения основных понятий данного курса, рассмотрены схемы замещения элементов и расчёт параметров электроэнергетической системы, а также методы обеспечения качества электроэнергии.

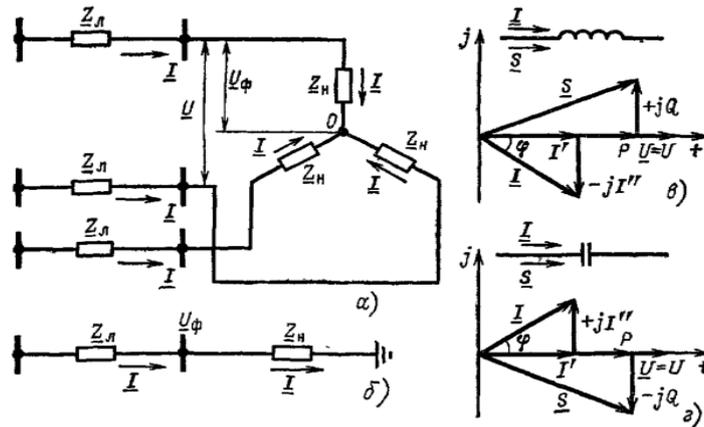
Конспект лекций предназначен для студентов бакалавриата по направлению 5310200 – Электроэнергетика (производство, передача и распределение электроэнергии). Состав и содержание приведенного лекционного материала охватывает все вопросы, изучаемые в соответствии с программой данного курса.

Печатается по решению научно-методического совета ТашГТУ.

Рецензенты:                    д.т.н., проф. Пирматов Н.Б. (ТашГТУ)  
    к.т.н., доц. Мирзаев А.Т. (АО «Узбекэнерго»)

## Лекция №1. Введение. Основные значения для расчета и обозначения сетей. Схема замещения, расчетные параметры ЛЭП

**Обозначение сетей.** Электрические сети переменного тока — трехфазные. Всюду, будем рассматривать симметричную сеть при симметричных и синусоидальных токах и напряжениях. При этом можно рассматривать схему замещения и параметры режима только одной фазы. На рис. 1.1., а приведена трехфазная схема замещения линии и приемника, соединенного в звезду, а на рис. 1.1., б — схема замещения одной фазы. На рис. 1.1., а, б  $Z_H$  — комплексное сопротивление одной фазы нагрузки.



**Рис. 1.1.** Пояснение к системе обозначений

*а, б — трехфазная и однофазная схемы замещения; в, г — векторные диаграммы токов, мощностей и напряжений активно-индуктивного и активно-ёмкостного элементов сети*

Из линии с сопротивлением  $Z_L$  к узлу нагрузки течет узловый ток  $I$ , равный фазному току приемника, соединенного звездой. Комплексное фазное напряжение узла обозначим  $U_\phi$ , а междуфазное (линейное) —  $U$ , причём  $U = \sqrt{3} U_\phi$ . Напомним, что номинальные напряжения электрических сетей — это междуфазные напряжения.

Междуфазное напряжение узла

$$U = U' + jU'', \quad (1.1)$$

где  $U'$  — активная составляющая напряжения;  $U''$  — реактивная составляющая напряжения.

Ток линии (или узла)

$$I = I' + jI'', \quad (1.2)$$

где  $I'$  — активная составляющая тока;  $I''$  — реактивная составляющая тока.

Полная мощность одной фазы

$$S_\phi = U_\phi I^*, \quad (1.3)$$

где  $I^*$  — сопряженный комплекс тока.

С учетом (1.3) полная мощность трех фаз

$$S = 3S_\phi = 3U_\phi I^* = \sqrt{3}UI^* = P + jQ, \quad (1.4)$$

где  $P$  и  $Q$  — активная и реактивная мощности трёх фаз.

Из (1.4) следует, что

$$P = \sqrt{3}UI \cos \varphi, \quad (1.5)$$

$$Q = \sqrt{3}UI \sin \varphi, \quad (1.6)$$

где  $\varphi$  — угол между комплексами тока и напряжения (рис.1.1).

Ток в узле определяется из (1.4):

$$I = \frac{S^*}{\sqrt{3}U^*} = \frac{P - jQ}{\sqrt{3}(U' - jU'')}, \quad (1.7)$$

Из (1.7) квадрат модуля тока можно выразить так:

$$I^2 = \frac{S^2}{3U^2}, \quad (1.8)$$

Соответственно потери полной мощности в сопротивлении линии  $Z_{л}$  равны

$$\Delta S = 3I^2 Z_{л} = \frac{S^2}{U^2} Z_{л}, \quad (1.9)$$

Индуктивный ток отстает от напряжения (рис. 1, в), его реактивная составляющая имеет знак минус. Емкостный ток опережает напряжение, его реактивная составляющая берется со знаком плюс (рис. 1, г).

Сопротивление элемента сети будем обозначать так:

$$Z = r + jx, \quad (1.10)$$

где  $r$  — активная составляющая;  $x$  — реактивная составляющая.

Проводимость элемента

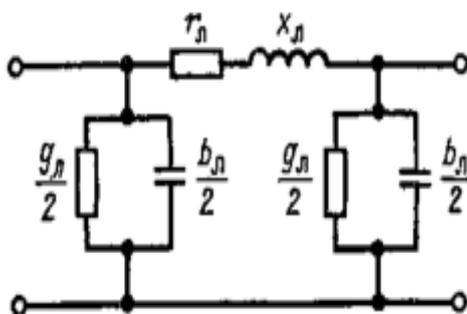
$$Y = g + jb, \quad (1.11)$$

где  $g$  — активная составляющая проводимости;  $b$  — реактивная составляющая проводимости.

В выражениях (1.10) и (1.11)  $x, b$  применяются со знаком плюс для индуктивных элементов, со знаком минус — для ёмкостных<sup>[1]</sup>.

**Схемы замещения линии электропередачи.** В большинстве случаев можно полагать, что параметры линии электропередачи (активное и реактивное сопротивления, активная и емкостная проводимости) равномерно распределены по ее длине. Для линии сравнительно небольшой длины распределённость параметров можно не учитывать и использовать сосредоточенные параметры: активное и реактивное сопротивления линии  $r_{л}$  и  $x_{л}$ , активную и емкостную проводимости линии  $g_{л}$  и  $b_{л}$ .

Воздушные линии электропередачи напряжением 110 кВ и выше длиной до 300—400 км обычно представляются П-образной схемой замещения (рис. 1.2).



**Рис. 1.2.** П-образная схема замещения воздушной линии электропередачи

<sup>[1]</sup> Д.[1] J.Duncan Glover, Mulucutla s. Sarma. Thomas J. Overbye. Power System Analysis and Design/Fifth edition. – Australia, Brazil, Japan, ..., United Kingdom, USA. CANGAGE Learning. 2010. p 110.

Активное сопротивление определяется по формуле

$$r_{\text{л}} = r_0 l, \quad (1.12)$$

где  $r_0$  — удельное сопротивление, Ом/км, при температуре провода  $+20^\circ\text{C}$ ;  $l$  — длина линии, км.

Активное сопротивление проводов и кабелей при частоте 50 Гц обычно примерно равно омическому сопротивлению. При этом не учитывается явление поверхностного эффекта. Удельное сопротивление  $r_0$  для сталелюминиевых и других проводов из цветных металлов определяется по таблицам в зависимости от поперечного сечения. Для стальных проводов нельзя пренебрегать поверхностным эффектом, для них  $r_0$  зависит от сечения и протекающего тока и также находится по таблицам. При температуре провода, отличной от  $20^\circ\text{C}$ , сопротивление линии уточняется по соответствующим формулам.

Реактивное сопротивление определяется следующим образом:

$$x_{\text{л}} = x_0 l, \quad (1.13)$$

где  $x_0$  — удельное реактивное сопротивление, Ом/км.

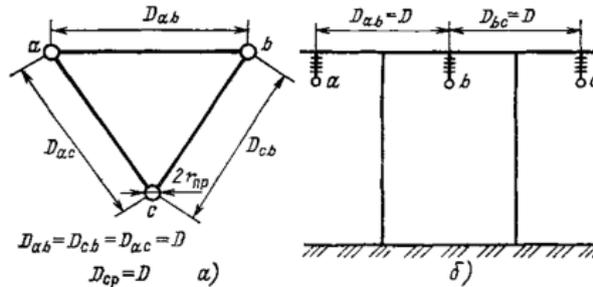
Удельные индуктивные сопротивления фаз воздушной линии в общем случае различны. При расчетах симметричных режимов используют средние значения  $x_0$ :

$$x_0 = 0,144 \lg \frac{D_{\text{ср}}}{r_{\text{пр}}} + 0,0157, \quad (1.14)$$

где  $r_{\text{пр}}$  — радиус провода, см;  $D_{\text{ср}}$  — среднегеометрическое расстояние между фазами, см, определяемое следующим выражением:

$$D_{\text{ср}} = \sqrt[3]{D_{ab} D_{bc} D_{ca}}, \quad (1.15)$$

где  $D_{ab}$ ,  $D_{bc}$ ,  $D_{ca}$  — расстояние между проводами соответственно фаз а, б, с. Например, при расположении фаз по углам равностороннего треугольника (рис. 3, а) со стороной  $D$  среднегеометрическое расстояние равно  $D$ .



**Рис. 1.3.** Расположение проводов линии электропередачи  
а — по углам равностороннего треугольника, б — при горизонтальном расположении фаз.

При размещении параллельных цепей на двухцепных опорах потокосцепление каждого фазного провода определяется токами обеих цепей. Изменение  $x_0$  из-за влияния второй цепи в первую очередь зависит от расстояния между цепями. Отличие  $x_0$  одной цепи при учете и без учета влияния второй цепи не превышает 5—6 % и не учитывается при практических расчетах. В линиях электропередачи при  $U_{\text{ном}} \geq 330$  кВ провод каждой фазы расщепляется на несколько проводов. Это соответствует увеличению эквивалентного радиуса. В выражении (1.14) вместо  $r_{\text{пр}}$  используется

$$r_{\text{эк}} = \sqrt[n_{\phi}]{r_{\text{нр}} a_{\text{ср}}^{n_{\phi}-1}}, \quad (1.16)$$

где  $r_{\text{эк}}$  — эквивалентный радиус провода, см;  $a_{\text{ср}}$  — средне-геометрическое расстояние между проводами одной фазы, см;  $n_{\phi}$  — число проводов в одной фазе.

Для линии с расщепленными проводами последнее слагаемое в (1.14) уменьшается в  $n_{\phi}$  раз, т. е. имеет вид  $0,0157/n_{\phi}$  (см. пример 2.3). Удельное активное сопротивление фазы линии с расщепленными проводами определяется так:

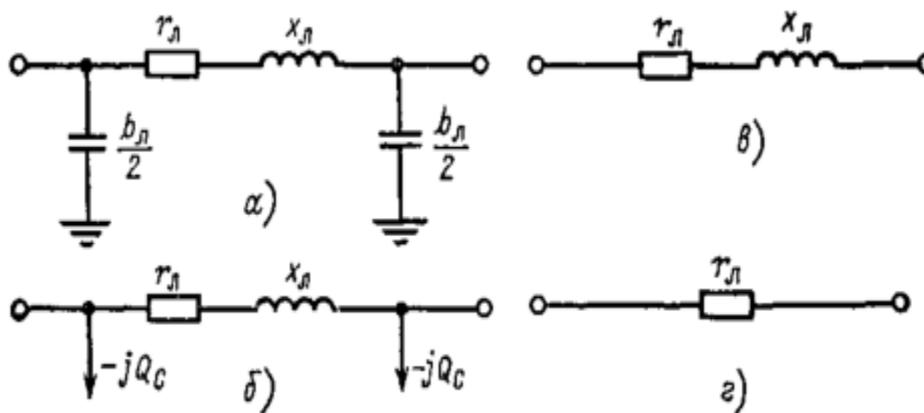
$$r_0 = r_{0\text{нр}} / n_{\phi}, \quad (1.17)$$

где  $r_{0\text{нр}}$  — удельное сопротивление провода данного сечения, определенное по справочным таблицам.

Для сталеалюминиевых проводов  $x_0$  определяется по справочным таблицам в зависимости от сечения, для стальных — в зависимости от сечения и тока.

*Активная проводимость* линии соответствует двум видам потерь активной мощности: от тока утечки через изоляторы и на корону. Токи утечки через изоляторы малы, и потерями мощности в изоляторах можно пренебречь. В воздушных линиях напряжением 110 кВ и выше при определенных условиях напряженность электрического поля на поверхности провода возрастает и становится больше критической. Воздух вокруг провода интенсивно ионизируется, образуя свечение — корону. Короне соответствуют потери активной мощности. Наиболее радикальным средством снижения потерь мощности на корону является увеличение диаметра провода. В связи с этим задаются наименьшие допустимые сечения по короне: на 110 кВ — 70 мм<sup>2</sup>; 150 кВ — 120 мм<sup>2</sup>; 220 кВ — 240 мм<sup>2</sup>.

При расчете установившихся режимов сетей до 220 кВ активная проводимость практически не учитывается. В сетях с  $U_{\text{ном}} \geq 330$  кВ при определении потерь мощности, при расчете оптимальных режимов необходимо учитывать потери на корону. Обычно при этом учитываются различные виды зависимости потерь на корону от напряжения.



**Рис. 1.4.** Схемы замещения линий электропередачи:

а, б — воздушная линия 110—330 кВ с емкостной проводимостью и с реактивной мощностью, генерируемой емкостью линий; в — воздушная линия  $U_{\text{ном}} \leq 35$  кВ; г — кабельная линия  $U \leq 10$  кВ

Ёмкостная проводимость линии  $b_{\text{л}}$  обусловлена емкостями между проводами разных фаз и емкостью провод — земля и определяется следующим образом:

$$b_{\text{л}} = b_0 l, \quad (1.18)$$

где  $b_0$  — удельная ёмкостная проводимость, См/км, которая может быть определена по справочным таблицам или по следующей формуле:

$$b_0 = \frac{7,58}{D} \frac{10^{-6}}{\lg \frac{r_{cp}}{r_{np}}}, \quad (1.19)$$

Для большинства расчетов в сетях 110—220 кВ линия электропередачи обычно представляется более простой схемой замещения (рис. 1.4.,б). В этой схеме вместо ёмкостной проводимости (рис. 1.4., а) учитывается реактивная мощность, генерируемая ёмкостью линий. Половина ёмкостной мощности линии, МВАр, равна

$$Q_c = 3I_c U_\phi = 3U_\phi^2 \frac{1}{2} b_0 l = \frac{1}{2} U^2 b_l, \quad (1.20)$$

где  $U_\phi$  и  $U$  — фазное и междуфазное напряжение, кВ;  $I_c$  — ёмкостный ток на землю.

Из (1.20) следует, что мощность  $Q_c$ , генерируемая линией, сильно зависит от напряжения. Чем выше напряжение, тем больше ёмкостная мощность.

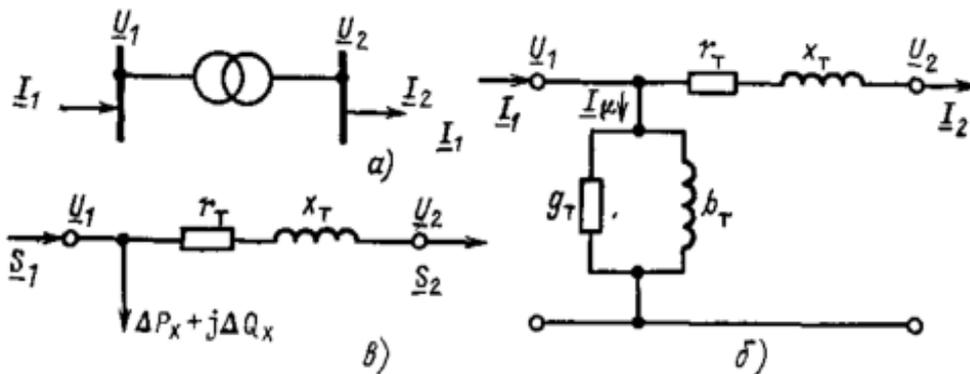
Для воздушных линий напряжением 35 кВ и ниже ёмкостную мощность можно не учитывать (рис. 1.4, в). Для линий  $U_{ном} \geq 330$  кВ при длине более 300—400 км для определения параметров П-образной схемы замещения учитывают равномерное распределение сопротивлений и проводимостей вдоль линии.

**Кабельные линии электропередачи** представляют такой же П-образной схемой замещения, что и воздушные линии (рис. 1.2). Удельные активные и реактивные сопротивления  $r_0$ ,  $x_0$  определяют по справочным таблицам, так же как и для воздушных линий. Из (1.14), (1.19) видно, что  $x_0$  уменьшается, а  $b_0$  растёт при сближении фазных проводов. Для кабельных линий расстояния между проводами значительно меньше, чем для воздушных, и  $x_0$  очень мало. При расчетах режимов для кабельных сетей напряжением 10 кВ и ниже можно учитывать только активное сопротивление (рис. 1.4.,г). Ёмкостный ток и  $Q_c$  в кабельных линиях больше, чем в воздушных. В кабельных линиях высокого напряжения учитывают  $Q_c$  (рис. 4.,б), причем удельную ёмкостную мощность  $Q_{co}$ , кВАр/км, можно определить по таблицам, приведённым в литературе. Активную проводимость  $g_l$  учитывают для кабелей 110 кВ и выше. Удельные параметры схемы замещения кабеля  $r_0$ ,  $x_0$ , а также  $Q_{co}$ , можно определить по заводским характеристикам кабеля.

## Лекция №2. Схема замещения и расчётные параметры трансформаторов и автотрансформаторов

**Двухобмоточный трансформатор** (рис. 2.1, а) можно представить в виде Г-образной схемы замещения (рис.2.1,б). Продольная часть схемы замещения содержит  $r_t$  и  $x_t$  — активное и реактивное сопротивления трансформатора. Эти сопротивления равны сумме соответственно активных и реактивных сопротивлений первичной и приведенной к ней вторичной обмоток. В такой схеме замещения отсутствует трансформация, т.е. отсутствует идеальный трансформатор, но сопротивление вторичной обмотки приводится к первичной. При этом приведении сопротивление вторичной обмотки умножается на квадрат коэффициента трансформации. Если сети, связанные трансформатором,

рассматриваются совместно, причем параметры сетей не приводятся к одному базисному напряжению, то в схеме замещения трансформатора учитывается идеальный трансформатор.



**Рис. 2.1.** Двухобмоточный трансформатор: а—условное обозначение; б — Г-образная схема замещения; в—упрощённая схема замещения

Поперечная ветвь схемы (ветвь намагничивания) состоит из активной и реактивной проводимостей  $g_T$  и  $b_T$ . Активная проводимость соответствует потерям активной мощности в стали трансформатора от тока намагничивания  $I_\mu$  (рис. 2.1, б). Реактивная проводимость определяется магнитным потоком взаимной индукции в обмотках трансформатора.

В расчётах электрических сетей двухобмоточные трансформаторы при  $U_{в.ном} \leq 220 \text{ кВ}$  представляют упрощенной схемой замещения (рис.2.1,в). В этой схеме вместо ветви намагничивания учитываются в виде дополнительной нагрузки потери мощности в стали трансформатора или потери холостого хода  $\Delta P_x + j\Delta Q_x$ .

Для каждого трансформатора известны следующие параметры (каталожные данные):  $S_{ном}$  — номинальная мощность, МВА;  $U_{в.ном}$ ,  $U_{н.ном}$  — номинальные напряжения обмоток высшего и низшего напряжений, кВ;  $\Delta P_x$  — активные потери холостого хода, кВт;  $I_x \%$  — ток холостого хода, %  $I_{ном}$ ;  $\Delta P_k$  — потери короткого замыкания, кВт;  $u_k \%$  — напряжение короткого замыкания, %  $U_{ном}$ . По этим данным можно определить все параметры схемы замещения трансформатора (сопротивления и проводимости), а также потери мощности в нем.

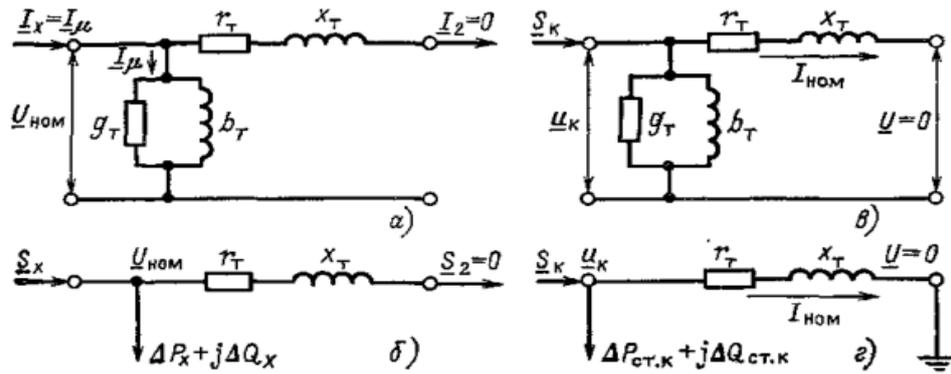
Проводимости ветви намагничивания определяются результатами опыта холостого хода (ХХ). В этом опыте размыкается вторичная обмотка, а к первичной подводится номинальное напряжение. Ток в продольной части схемы замещения равен нулю, а к поперечной приложено  $U_{ном}$  (рис. 2.2, а). Трансформатор потребляет в этом режиме только мощность, равную потерям холостого хода, т. е., (рис. 2.2, б)  $S_x = \Delta P_x + j\Delta Q_x$

Проводимости, См, определяются следующими выражениями:

$$g_T = \Delta P_x / U_{ном}^2, \quad (2.1)$$

$$b_T = \Delta Q_x / U_{ном}^2, \quad (2.2)$$

где напряжения выражены в киловольтах, а мощности — в мегаваттах и мегаварах.



**Рис. 2.2.** Схемы опытов холостого хода и короткого замыкания: а, б — опыт холостого хода; в, г — опыт короткого замыкания

Потери активной мощности в стали определяются в основном напряжением и приближенно предполагаются не зависящими от тока и мощности нагрузки ( $I_2$  и  $S_2$ ). В схеме на рис. 2.2, б  $\Delta P_x$  постоянна и равна каталожному значению. Ток намагничивания в трансформаторе имеет очень маленькую активную составляющую:

$$I_\mu = I_x \approx I_x'', \quad (2.3)$$

где  $I_x''$  — реактивная составляющая  $I_x$ .

Поэтому

$$\Delta Q_x = 3I_x'' U_{ном.ф} = 3 \frac{I_x \% I_{ном}}{100} U_{ном.ф} = \frac{I_x \% S_{ном}}{100}, \quad (2.4)$$

Отметим, что  $\Delta P_x$  намного меньше, чем  $\Delta Q_x$ , и полная мощность трансформатора в режиме холостого хода  $S_x$  приближенно равна намагничивающей мощности  $\Delta Q_x$ .

С учётом (2.4) проводимость  $b_T$  определяется так:

$$b_T = \frac{I_x \% S_{ном}}{100 U_{ном}^2}, \quad (2.5)$$

Сопротивления трансформатора  $r_T$  и  $x_T$  определяются по результатам опыта короткого замыкания (КЗ). В этом опыте замыкается накоротко вторичная обмотка, а к первичной обмотке подводится такое напряжение, при котором в обеих обмотках трансформатора токи равны номинальному. Это напряжение и называется напряжением короткого замыкания  $u_k$  (рис. 2.2, в и г). Потери в стали в опыте короткого замыкания  $\Delta P_{ст.к}$  очень малы, так как  $u_k$  намного меньше  $U_{ном}$ . Поэтому приближенно считают, что все потери мощности в опыте КЗ  $\Delta P_k$  идут на нагрев обмоток трансформатора, т.е.

$$\Delta P_k = 3I_{ном}^2 r_T = \frac{S_{ном}^2}{U_{ном}^2} r_T, \quad (2.6)$$

и

$$r_T = \frac{\Delta P_k U_{ном}^2}{S_{ном}^2}, \quad (2.7)$$

В современных мощных трансформаторах  $r_T \ll x_T$  и  $u_k \approx u_k''$ . Из опыта КЗ (рис. 2.2, в)

$$u_k = \frac{u_k \% U_{ном}}{100} \approx \sqrt{3} I_{ном} x_T, \quad (2.8)$$

Умножая последнее выражение на  $U_{ном}$ , после преобразований получим

$$x_T = \frac{u_k \% U_{ном}}{100 S_{ном}}, \quad (2.9)$$

В (2.7), (2.9) сопротивления получаются в омах при подстановке напряжений в киловольтах, а мощностей — в мегавольт-амперах и в мегаваттах. Потери активной мощности в  $r_T$  зависят от тока и мощности нагрузки  $I_2$  и  $S_2$ . Эти потери равны

$$\Delta P_T = 3I_2^2 r_T = \frac{S_2^2}{U_2^2} r_T, \quad (2.10)$$

Если подставить в последнее выражение  $r_T$  из (2.7) и учесть, что  $U_2^2 \approx U_{ном}^2$ , то получим

$$\Delta P_T = \frac{\Delta P_k S_2^2}{S_{ном}^2}, \quad (2.11)$$

Потери реактивной мощности в  $x_T$  аналогично (2.11) определяются так:

$$\Delta Q_T = 3I_2^2 x_T = \frac{S_2^2}{U_2^2} x_T = \frac{u_k \% S_2^2}{100 S_{ном}}, \quad (2.12)$$

Для трансформатора, через который проходят ток нагрузки  $I_2$  и мощность  $S_2$ , потери мощности с учетом (2.4), (2.10) и (2.11) равны

$$\Delta P = \Delta P_x + \Delta P_T = \Delta P_x + \frac{\Delta P_k S_2^2}{S_{ном}^2}, \quad (2.13)$$

$$\Delta Q = \Delta Q_x + \Delta Q_T = \frac{I_x \% S_{ном}}{100} + \frac{u_k \% S_2^2}{100 S_{ном}^2}, \quad (2.14)$$

Если на подстанции с суммарной нагрузкой  $S_2$  работают параллельно  $k$  одинаковых трансформаторов, то их эквивалентные сопротивления в  $k$  раз меньше и равны  $\frac{r_T}{k}$ ,  $\frac{x_T}{k}$  а проводимости в  $k$  раз больше, т.е. равны  $kg_T$ ,  $kb_T$ . Если учесть это в выражениях (2.1), (2.4), (2.11), (2.12), то получим следующие выражения для потерь мощности:

$$\Delta P = k \Delta P_x + \frac{1}{k} \frac{\Delta P_k S_2^2}{S_{ном}^2}, \quad (2.15)$$

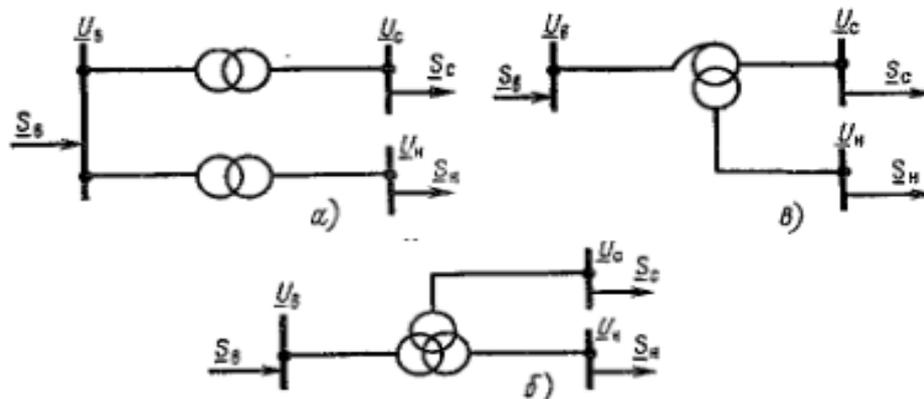
$$\Delta Q = \frac{k I_x \% S_{ном}}{100} + \frac{1}{k} \frac{u_k \% S_2^2}{100 S_{ном}^2}, \quad (2.16)$$

Эти же выражения можно получить и другим способом. Если подставить в (2.13), (2.14) вместо  $S_2$  поток мощности, текущей через каждый трансформатор и равной  $S_2/k$ , то получим потери мощности в одном трансформаторе. Умножим их на  $k$  и получим выражения (2.15), (2.16) для потерь мощности в  $k$  параллельно работающих трансформаторах.

**Трехобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы**<sup>[2]</sup>. Во многих случаях на подстанции нужны три номинальных напряжения — высшее  $U_B$ ,

<sup>[2]</sup> [1] Лыкин А.В. Электрические системы и сети – Издательство Новосибирск, 2002.- 245 с.

среднее  $U_c$  и низшее  $U_n$ . Для этого можно было бы использовать два двухобмоточных трансформатора (рис. 2.3,а). Более экономично, чем два двухобмоточных, применять один трехобмоточный трансформатор (рис. 2.3,б), все три обмотки которого имеют магнитную связь (рис. 2.4,а). Еще более экономично применение трехобмоточных автотрансформаторов, условное обозначение которых в схемах электрических сетей приведено на рис. 2.3, в. Схема соединения обмоток автотрансформатора показана на рис. 2.3,б. Обмотка низшего напряжения магнитно связана с двумя другими. Обмотки же последовательная и общая (П и О на рис. 2.3,б) непосредственно электрически соединены друг с другом и, кроме того, имеют магнитную связь. По последовательной обмотке течет ток  $I_B$ , а по общей — ( $I_B - I_C$ ).



**Рис. 2.3.** Схемы подстанции с тремя номинальными напряжениями:  
 а — два двухобмоточных трансформатора; б — трехобмоточный трансформатор; в — автотрансформатор

Номинальной мощностью автотрансформатора называют мощность, которую автотрансформатор может принять из сети высшего напряжения или передать в эту сеть при номинальных условиях работы:

$$S_{ном} = \sqrt{3}U_{B.ном}I_{B.ном}, \quad (2.17)$$

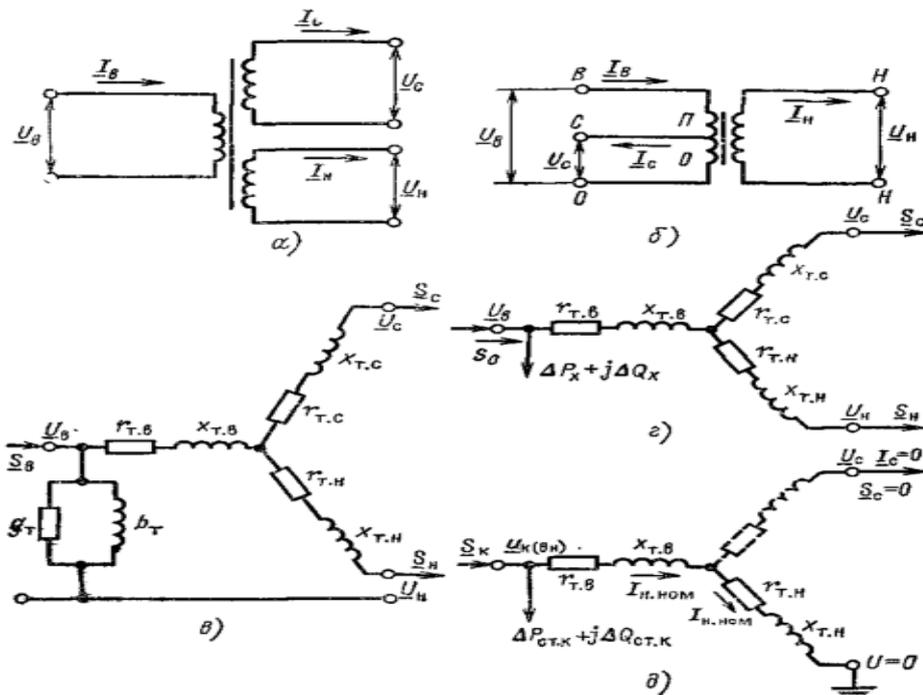
Эта мощность также называется проходной. Она равна предельной мощности, которую автотрансформатор может передать из сети высшего напряжения в сеть среднего напряжения и наоборот при отсутствии нагрузки на обмотке низшего напряжения.

Последовательная обмотка П рассчитывается на типовую мощность (рис. 2.4, б)

$$S_{тип} = \sqrt{3}(U_{в.ном} - U_{с.ном})I_{в.ном} = \sqrt{3}U_{в.ном}I_{в.ном}\left(1 - \frac{U_{с.ном}}{U_{в.ном}}\right) = \alpha S_{ном}, \quad (2.18)$$

где  $\alpha = 1 - U_{с.ном}/U_{в.ном}$  — коэффициент выгоды, показывающий, во сколько раз  $S_{тип}$  меньше  $S_{ном}$ .

Напряжение общей обмотки меньше  $U_{в.ном}$ , ток в ней равен  $I_{в.ном} - I_{с.ном}$ , поэтому ее мощность меньше  $S_{ном}$ . Можно показать, что мощность общей обмотки равна типовой.



**Рис. 2.4.** Трехобмоточный трансформатор и автотрансформатор: а, б —схемы соединения обмоток; в, г—Г образная и упрощенная схемы замещения; д — схема опыта КЗ (ВН)

Обмотка низшего напряжения также рассчитывается на  $S_{\text{Тип}}$  или на мощность меньше  $S_{\text{Тип}}$ . Ее номинальная мощность выражается через номинальную мощность автотрансформатора так:

$$S_{\text{н.ном}} = \alpha_{\text{н.н}} S_{\text{ном}}, \quad (2.18a)$$

где для  $U_{\text{в.ном}} \leq 330 \text{ кВ}$   $\alpha_{\text{н.н}}$  — 0,25; 0,4; 0,5.

В трехобмоточном трансформаторе все три обмотки имеют мощность  $S_{\text{ном}}$ . В автотрансформаторе общая и последовательная обмотки рассчитаны на типовую мощность  $S_{\text{Тип}} < S_{\text{ном}}$ , а обмотки низшего напряжения — на  $\alpha_{\text{н.н}} S_{\text{ном}} < S_{\text{ном}}$ . Таким образом, через понижающий автотрансформатор можно передать мощность, большую той, на которую выполняются его обмотки. Чем меньше коэффициент выгоды  $a = S_{\text{Тип}}/S_{\text{ном}}$ , тем более экономичен автотрансформатор по сравнению с трехобмоточным трансформатором. Чем ближе номинальные напряжения на средней и высшей сторонах автотрансформатора, тем меньше  $a$  и тем выгоднее использовать автотрансформатор. При  $U_c = U_b$   $a = 0$ .

Схема замещения трехобмоточного трансформатора и автотрансформатора  $U_{\text{ном}} > 220 \text{ кВ}$  приведена на рис. 2.4, в, а с  $U_{\text{в.ном}} < 220 \text{ кВ}$  — на рис. 2.4, г. Как и для двухобмоточного трансформатора, в такой схеме замещения отсутствуют трансформации, т. е. идеальные трансформаторы, но сопротивления обмоток низшего и среднего напряжений приводят к высшему напряжению. Такое приведение соответствует умножению на квадрат коэффициента трансформации. Схема замещения трехобмоточного трансформатора без приведения сопротивлений обмоток низшего и среднего напряжений к высшему напряжению, но содержащая два идеальных трансформатора. Потери холостого хода  $\Delta P_x$  и  $\Delta Q_x$  определяются так же, как и для двухобмоточного трансформатора. Потери  $\Delta P_x$  — известная каталожная величина, а  $\Delta Q_x$  определяются из выражения (2.7) по каталожному значению  $I_x, \%$ . Для трехобмоточных трансформаторов и

автотрансформаторов задаются три значения потерь короткого замыкания по парам обмоток  $P_{к(в.н)}$ ,  $P_{к(в.с)}$ ,  $P_{к(с.н)}$  и три напряжения короткого замыкания по парам обмоток  $u_{к(в.н)}\%$ ,  $u_{к(в.с)}\%$ ,  $u_{к(с.н)}\%$ . Каждое из каталожных значений  $P_{к}$  и  $u_{к}\%$  относится к одному из трех возможных опытов короткого замыкания. Значения  $P_{к(в.н)}$  и  $u_{к(в.н)}$  определяются при замыкании накоротко обмотки низшего напряжения при разомкнутой обмотке среднего напряжения и подведении к обмотке высшего напряжения такого напряжения  $U_{к(в.н)}$ , чтобы ток в обмотке низшего напряжения трансформатора был равен номинальному. Схема этого опыта КЗ приведена на рис. 2.4. Ненагруженная обмотка среднего напряжения изображена штрихами, чтобы подчеркнуть, что ток в ней равен нулю. Аналогично опыту КЗ для двухобмоточного трансформатора из данного опыта КЗ можно определить сумму сопротивлений обмоток высшего и низшего напряжений:

$$r_{м.в} + r_{м.н} = \Delta P_{к(в.н)} U_{ном}^2 / S_{ном}^2, \quad (2.19)$$

Соответственно для опытов КЗ по другим обмоткам справедливы аналогичные выражения:

$$r_{м.в} + r_{м.с} = \Delta P_{к(в.с)} U_{ном}^2 / S_{ном}^2, \quad (2.20)$$

$$r_{м.с} + r_{м.н} = \Delta P_{к(с.н)} U_{ном}^2 / S_{ном}^2, \quad (2.21)$$

В уравнениях (2.19) — (2.21) три неизвестных — активные сопротивления обмоток трансформатора  $\Gamma_{т.в}$ ,  $\Gamma_{т.с}$ ,  $\Gamma_{т.н}$ . Решив эти три уравнения с тремя неизвестными, получим выражения, аналогичные (2.9):

$$r_{м.в} = \frac{\Delta P_{к.в} U_{ном}^2}{S_{ном}^2}, \quad (2.22)$$

$$r_{м.с} = \frac{\Delta P_{к.с} U_{ном}^2}{S_{ном}^2}, \quad (2.23)$$

$$r_{м.н} = \frac{\Delta P_{к.н} U_{ном}^2}{S_{ном}^2}, \quad (2.24)$$

В (2.22) — (2.24) величины  $P_{к.в}$ ,  $P_{к.с}$ ,  $\Delta P_{кн}$ , соответствующие лучам схемы замещения, определяются по каталожным значениям потерь КЗ для пар обмоток:

$$\Delta P_{к.в} = 0,5(\Delta P_{к(в.н)} + \Delta P_{к(в.с)} - \Delta P_{к(с.н)}), \quad (2.25)$$

$$\Delta P_{к.с} = 0,5(\Delta P_{к(в.н)} + \Delta P_{к(в.с)} - \Delta P_{к(с.н)}), \quad (2.26)$$

$$\Delta P_{к.н} = 0,5(\Delta P_{к(в.н)} + \Delta P_{к(в.с)} - \Delta P_{к(с.н)}), \quad (2.27)$$

Аналогично этому по каталожным значениям напряжений КЗ для пар обмоток определяются напряжения КЗ для лучей схемы замещения

$$u_{кв}\% = 0,5[u_{к(вн)}\% + u_{к(вс)}\% - u_{к(сн)}\%], \quad (2.28)$$

$$u_{кс}\% = 0,5[u_{к(вс)}\% + u_{к(сн)}\% - u_{к(вн)}\%], \quad (2.29)$$

$$u_{кн}\% = 0,5[u_{к(вн)}\% + u_{к(сн)}\% - u_{к(вс)}\%], \quad (2.30)$$

По найденным значениям определяются реактивные сопротивления обмоток  $X_{тв}$ ,  $X_{тс}$ ,  $X_{тн}$  по выражениям, аналогичным (2.10) для двухобмоточного трансформатора. Реактивное сопротивление одного из лучей схемы замещения трехобмоточного трансформатора (обычно среднего напряжения) близко к нулю. Все современные трехобмоточные трансформаторы выпускаются с одинаковыми номинальными мощностями обмоток. Для ранее выпускавшихся трансформаторов, имеющих различные мощности отдельных обмоток, каталожные значения для пар обмоток должны быть приведены к одной мощности (обычно к мощности обмотки

высшего напряжения). Приведение производится пропорционально отношению мощностей обмоток, а приведение  $P_K$  — пропорционально квадрату этого отношения. Для автотрансформаторов дополнительно указывается номинальная мощность обмотки низшего напряжения в долях номинальной мощности автотрансформатора, т. е. (2.18а). Значения  $u_k\%$  для пар обмоток приведены к напряжению обмотки ВН и отнесены к  $S_{НОМ}$ . Значения  $P_{K(BC)}$  отнесены к номинальной мощности автотрансформатора  $S_{НОМ}$ , а  $P_{K(ВН)}$  и  $P_{K(СН)}$  — к номинальной мощности обмотки низшего напряжения, т. е. к  $u_{НОМ}$ . Эта особенность записи параметров определяется условиями опыта КЗ автотрансформаторов. Например, при КЗ (ВН) напряжение на обмотке ВН поднимается до такого значения, при котором в закороченной обмотке низшего напряжения, рассчитанной на  $S_{Н.НОМ}$ , ток будет соответствовать не  $S_{НОМ}$ , а  $S_{Н.НОМ}$ . При КЗ (BC) ток в последовательной обмотке (рис. 2.4,б) поднимается до значения, соответствующего  $S_{НОМ}$ . Приведенные к разным мощностям паспортные значения  $P_K$  для пар обмоток автотрансформатора необходимо привести к одной мощности — номинальной. Как отмечалось выше, это приведение пропорционально отношению квадратов мощностей обмоток:

$$\Delta P_{K(ВН)} = \frac{\Delta P_{K(ВН)}^H}{\alpha_{Н.Н}^2}, \quad (2.31)$$

$$\Delta P_{K(СН)} = \frac{\Delta P_{K(СН)}^H}{\alpha_{Н.Н}^2}, \quad (2.32)$$

### **Лекция №3. Схема электрических сетей. Линейные и нелинейные уравнения устойчивых режимов. Расчет режима ЛЭП при задании тока и напряжения нагрузки**

**Схемы электрических сетей и их элементы.** *Электрическая система* — это электрическая цепь, предназначенная для производства, распределения и потребления электроэнергии.

*Схемой замещения* (или просто схемой) электрической цепи называют графическое изображение электрической цепи, показывающее последовательность соединения ее участков и отображающее свойства рассматриваемой электрической цепи. Электрическая цепь и соответственно ее схема содержат ветви, узлы и в общем случае контуры.

*Ветвью* называют участок электрической цепи, состоящий из последовательно соединенных элементов (с одним и тем же током).

*Узлом* называют место соединения двух или большего числа ветвей. Одной ветвью может быть источник тока.

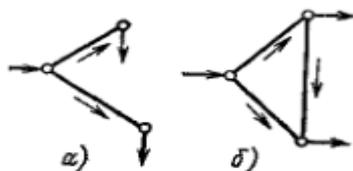
*Контур* — это любой замкнутый путь, проходящий по нескольким ветвям.

Если схема электрической цепи не содержит контуров, то она называется *разомкнутой*.

В теории цепей различают так называемые устранимые и неустраиваемые узлы и контуры. Устранимый узел — это такой, в котором соединяются только две ветви, устранимый контур образуется только двумя ветвями. Такие узлы и контуры можно легко устранить, применяя известное положение о последовательном и

параллельном соединении, если в число ветвей, соединяющихся в данном узле, не входят нелинейные источники тока. В дальнейшем будем говорить о неустранимых узлах и контурах. В разомкнутых сетях питание каждой нагрузки можно осуществлять только с одной стороны (рис. 3.1, а). Каждый узел получает питание не более чем по одной ветви. В случае отключения любой ветви прекращается питание всех нагрузок, мощность которых течет по этой ветви.

Схема, содержащая хотя бы один контур, называется замкнутой. В замкнутой сети есть хотя бы один узел, получающий питание по двум или более ветвям (рис. 3.1, б). Отключение какой-либо ветви не приводит к прекращению питания. Элементы электрических схем делятся на активные и пассивные. Пассивные элементы схем замещения (сопротивления и проводимости) создают пути для прохождения электрических токов.



**Рис. 3.1.** Схема соединения электрической сети:

а — разомкнутая сеть; б — замкнутая сеть

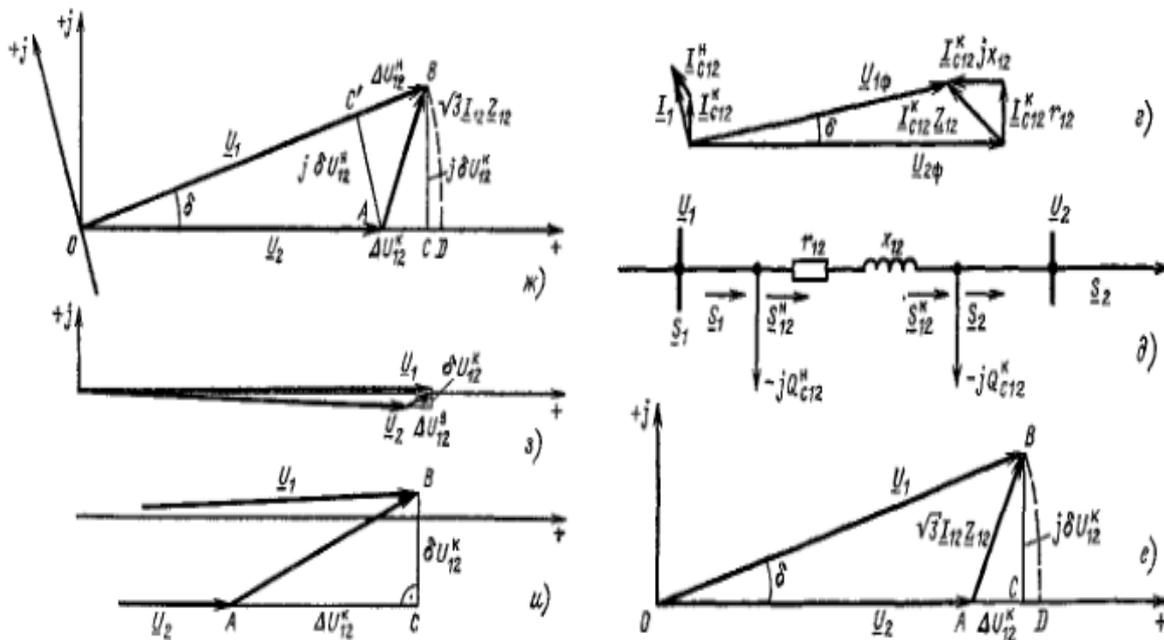
*Пассивные элементы* (ветви) электрических систем обычно разделяют на продольные и поперечные. Поперечные пассивные элементы — это ветви, включенные между узлами схемы и нейтралью, т. е. узлом, имеющим напряжение, равное нулю.

Продольные элементы — это ветви, соединяющие все узлы, кроме узла с напряжением, равным нулю, т. е. продольные ветви не соединены с нейтралью. Продольные ветви включают активные и индуктивные сопротивления линий электропередачи и обмоток трансформаторов, емкость устройств продольной компенсации. Поперечные пассивные элементы соответствуют проводимостям линий электропередачи на землю, реакторам и конденсаторам, включенным на землю. В некоторых случаях потери в стали трансформаторов представляются в схеме замещения как поперечные проводимости. Активные элементы схем замещения — источники ЭДС и тока. Для них наиболее характерным является то, что они определяют напряжение или токи в точках присоединения этих элементов в соответствующей цепи независимо от ее остальных параметров. Источники ЭДС в расчетах электрических систем используются редко. Поэтому ниже в основном речь будет идти об источниках тока. Источники тока в расчетах электрических систем соответствуют нагрузкам потребителей и генераторов электрических станций. Именно в этих активных элементах потребляется и генерируется мощность. Установившиеся режимы цепей, содержащих только линейные пассивные элементы и постоянные не изменяющиеся по модулю и фазе источники тока, описываются линейными алгебраическими уравнениями — линейными уравнениями установившегося режима. Такие цепи называются линейными электрическими цепями. Этот случай соответствует расчету установившихся режимов электрических систем при задании постоянных по модулю и фазе токов нагрузки потребителей и генераторов во всех узлах электрической системы, кроме одного. В расчетах установившихся режимов электрических систем нелинейность пассивных элементов, как правило, не учитывается. В этом смысле продольная часть схемы замещения всегда линейна. В то же время, как правило, при расчетах

установившихся режимов электрических систем учитываются нелинейные характеристики источников тока. Нелинейность источников тока соответствует заданию в узлах нагрузки потребителей или генераторов с постоянной мощностью либо заданию нагрузки ее статическими характеристиками, определяющими зависимость мощности от напряжения. Установившиеся режимы электрических систем с нелинейными источниками тока описываются нелинейными алгебраическими уравнениями — нелинейными уравнениями установившегося режима.

**Расчет режима линии электропередачи при заданном токе нагрузки<sup>[3]</sup>.**

Задано напряжение в конце линии  $U_2 = \text{const}$ . Известны (рис. 3.2, а) ток нагрузки  $h$ , напряжение  $U_2$ , сопротивление и проводимость линии. Надо определить напряжение  $U_1$  и ток в продольной части линии, потери мощности в линии  $\Delta S_{12}$  и ток. Расчет состоит в определении неизвестных токов и напряжений последовательно от конца линии к началу. Для определения токов и напряжений применяются первый закон Кирхгофа и закон Ома. Будем использовать фазные напряжения  $U$  и токи. Ёмкостный ток в конце линии 12, соединяющей узлы, 1 и 2.



**Рис. 3.2.** Расчет режима линии электропередач: а — схема замещения, б — определение емкостного тока; в — векторная диаграмма для линии с нагрузкой; г — векторная диаграмма для линии на холостом ходу; д — схема замещения линии для расчета при заданной мощности нагрузки; е — векторная диаграмма напряжений в начале и в конце линии при расчете по данным конца, ж — векторная диаграмма линейных напряжений в начале и в конце линии при расчете по данным начала; з — векторная диаграмма к примеру 3.2; и — увеличенное изображение составляющих падения напряжения для диаграммы з

<sup>[3]</sup> Д. [3] Kenneth. Baker. Optimization Modeling with Spreadsheets. - New Jersey, USA. John Wiley&Sons, 2011. p 106.

по закону Ома (рис. 3.2, б)

$$I_{C12}^k = \frac{1}{2} U_{2\phi} j b_{12}, \quad (3.1)$$

Ток в продольной части линии 12 по первому закону Кирхгофа

$$I_{12} = I_2 + I_{C12}^k, \quad (3.2)$$

Напряжение в начале линии по закону Ома

$$U_{1\phi} = U_{2\phi} + I_{12} Z_{12}, \quad (3.3)$$

Ёмкостный ток в начале линии

$$I_{C12}^n = \frac{1}{2} U_{1\phi} j b_{12}, \quad (3.4)$$

Ток в начале линии по первому закону Кирхгофа

$$I_1 = I_{12} + I_{C12}^n, \quad (3.5)$$

Потери мощности в линии (в трех фазах)

$$\Delta S_{12} = 3 I_{12}^2 Z_{12}, \quad (3.6)$$

Векторная диаграмма токов и напряжений (рис. 3.2, е) строится в соответствии с выражениями (3.1) — (3.5). Вначале строим на диаграмме известные. Полагаем, что  $U_{2\phi} = I_2$ , т. е. напряжение направлено по действительной оси. Ёмкостный ток 12 опережает на  $90^\circ$  напряжение и  $2\phi = i2\phi$ . Ток Л2 соединяет начало первого и конец второго суммируемых векторов в правой части (3.2). Затем строим отдельно два слагаемых в правой части (3.3):

$$I_{12} Z_{12} = I_{12} r_{12} + I_{12} j x_{12}, \quad (3.7)$$

Вектор  $I_{12} r_{12}$  параллелен  $I_{12}$ . Вектор  $I_{12} j x_{12}$  опережает на  $90^\circ$  ток  $I_2$ . Напряжение  $U_{1\phi}$  соединяет начало и конец суммируемых векторов  $U_2, I_{12} r_{12}, I_{12} j x_{12}$ . Ток  $I_{C12}^k$  опережает  $U_{1\phi}$  на  $90^\circ$ ,  $I_1$  соответствует (3.5).

В линии с нагрузкой напряжение в конце по модулю меньше, чем в начале,  $U_{2\phi} < U_{1\phi}$  (рис. 3.2, в).

В линии на холостом ходу, т. е. при токе нагрузке  $I_2 = 0$ , течет только емкостный ток, так как в соответствии с (3.2)

$$I_{12} = I_{C12}^k, \quad (3.8)$$

В этом случае напряжение в конце линии повышается:  $U_{2\phi} > U_{1\phi}$ . Векторная диаграмма токов и напряжений для такой линии приведена на рис. 3.2, г. Задано напряжение в начале линии  $U_1 = \text{const}$ . Известны  $I_2, U_1, Z_{12}, b_{12}$ . Надо определить  $U_2, I_{12}, \Delta S_{12}, I_1$ . В данном случае невозможно, как ранее последовательно от конца линии к началу определить неизвестные токи и напряжения, используя первый закон Кирхгофа и закон Ома.

Рассчитать режим очень легко, если использовать известное уравнение узловых напряжений (узловых потенциалов) для узла 2:

$$Y_{22} U_{2\phi} + Y_{12} U_{1\phi} = I_2, \quad (3.9)$$

где  $Y_{12}$  — взаимная (или общая) проводимость узлов, равная сумме проводимостей ветвей, соединяющих эти узлы и взятых с обратным знаком;  $Y_{22}$  —

собственная проводимость узла 2, равная сумме проводимостей ветвей, соединенных с узлом 2. Для линии на рис. 3.2, а и б

$$\begin{aligned} Y_{12} &= Z_{12}^{-1}; \\ Y_{12} &= Z_{12}^{-1} + jb_{12}, \end{aligned} \quad (3.10)$$

Из уравнения узловых напряжений (3.9) легко определить напряжение:

$$U_{2\phi} = Y_{22}^{-1}(I_2 - Y_{12}U_{1\phi}), \quad (3.11)$$

а затем по закону Ома из (3.3) найти ток в линии  $I_{12}$ , а из (3.5), (3.4)— ток  $I_1$ .

Уравнение узловых напряжений (3.9) следует из первого закона Кирхгофа. Последовательное от конца линии к началу определение токов и напряжений по первому закону Кирхгофа и закону Ома можно применять только при расчетах разомкнутых сетей. Определение напряжений из уравнений узловых напряжений и затем токов в линиях по закону Ома можно использовать для любых сетей — как для замкнутых, так и для разомкнутых.

#### Лекция №4. Расчет режимов линии электропередачи при заданной мощности нагрузки. Падение и потери напряжения ЛЭП

**Расчет режима линии электропередачи при заданной мощности нагрузки**<sup>[4]</sup>. Задано напряжение в конце линии  $U_2 = \text{const}$ . Известны (рис. 3.2,д) мощность нагрузки  $S_2$ , напряжение  $U_2$ , сопротивление и проводимость линии  $Z_{12}=r_{12}-jx_{12}$ ,  $b_{12}$ . Надо определить напряжение  $U_1$  мощности в конце и в начале продольной части линии  $S_{12}^k, S_{12}^n$  потери мощности  $\Delta S_{12}$ , мощность в начале линии  $S_1$ . Для проверки ограничений по нагреву иногда определяют ток в линии  $I_{12}$ .

Расчет состоит из последовательного определения от конца линии к началу неизвестных мощностей и напряжений при использовании первого закона Кирхгофа и закона Ома. Будем использовать мощности трех фаз и линейные напряжения, зарядная (емкостная) мощность трех фаз в конце линии.

$$-jQ_{c12}^k = 3I_{c12}^k = -\frac{1}{2} U_2^2 j b_{12}, \quad (4.1)$$

Мощность в конце продольной части линии по первому закону Кирхгофа

$$S_{12}^k = S_2 - jQ_{c12}^k, \quad (4.2)$$

Потери мощности в линии

$$\Delta S_{12} = 3I_{12}^2 Z_{12} = \frac{S_{12}^k{}^2}{U_2^2} Z_{12}, \quad (4.3)$$

Ток в начале и в конце продольной ветви линии одинаков. Мощность в начале продольной ветви линии больше, чем мощность в конце, на величину потерь мощности в линии, т. е.

$$S_{12}^n = S_{12}^k + \Delta S_{12}, \quad (4.4)$$

Линейное напряжение в начале линии по закону Ома равно

<sup>[4]</sup> [2] Электротехнический справочник: Т. 3, Кн. 1. Производство и распределение электрической энергии./ Под общ. ред. профессоров МЭИ. – М.: Энергоатомиздат, 1988, 2004. с 215

$$U_1 = U_2 + \sqrt{3} I_{12} Z_{12} = U_2 + \frac{S_{12}^{*k}}{U_{12}^*} Z_{12}, \quad (4.5)$$

Ёмкостная мощность в начале линии

$$-jQ_{c12}^{\#} = -\frac{1}{2} U_1^2 j b_{12}, \quad (4.6)$$

Мощность в начале линии

$$S_1 = S_{12}^{\#} - Q_{c12}^{\#}, \quad (4.7)$$

Задано напряжение в начале линии  $U_1 = \text{const}$ . Известны (рис. 3.2, **д**)  $S_2$ ,  $U_1$ ,  $Z_{12} = r_{12} - jx_{12}$ ,  $b_{12}$ . Надо определить  $U_2$ ,  $S_{12}^k$ ,  $S_{12}^{\#}$ ,  $\Delta S_{12}$ ,  $S_1$ .

В данном случае невозможно последовательно от конца линии к началу определить неизвестные токи и напряжения по первому закону Кирхгофа и закону Ома, так как  $U_2$  неизвестно. Нелинейное уравнение узловых напряжений для узла 2 имеет следующий вид:

$$Y_{22} U_2 + Y_{12} U_1 = I_2(U) = \frac{S_2^*}{U_2}, \quad (4.8)$$

Это уравнение можно решить и найти неизвестное напряжение  $U_2$ , а затем найти все мощности по выражениям (4.1) — (4.4), (4.6), (4.7).

Однако можно осуществить приближенный расчет в два этапа:

**1-этап** Предположим, что

$$U_2 = U_{\text{ном}}, \quad (4.9)$$

и определим потоки и потери мощности аналогично выражениям (4.1) — (4.6), используя (4.9):

$$-jQ_{c12}^k = -\frac{1}{2} U_{\text{ном}}^2 j b_{12}, \quad (4.10)$$

$$S_{12}^k = S_2 - jQ_{c12}^k, \quad (4.11)$$

$$\Delta S_{12} = \frac{S_{12}^{k2}}{U_{\text{ном}}^2} Z_{12}, \quad (4.12)$$

$$S_{12}^{\#} = S_{12}^k + \Delta S_{12}, \quad (4.13)$$

**2-этап** Определим напряжение  $U_2$  по закону Ома, используя поток мощности  $S_{12}^{\#}$  (рис 3 2, д), найденный в 1-м этапе. Для этого используем закон Ома в виде (4.5), но выразим ток  $I_{12}$  через  $S_{12}^{\#}$  и  $U_1$

$$U_2 = U_1 - \sqrt{3} I_{12} Z_{12} = U_1 - \frac{S_{12}^{\#}}{U_1} Z_{12}, \quad (4.14)$$

Потоки мощности на 1-м этапе определены приближенно, поскольку в (4.10) и (4.11) вместо  $U_2$  использовали  $U_{\text{ном}}$ . Соответственно напряжение  $U_2$  на 2-м этапе также определено приближенно, так как в (4.14) используется приближенное значение  $S_{12}^{\#}$ , определенное на 1-м этапе

Возможно итерационное повторение расчета, т.е. повторение 1-го и 2-го этапов для получения более точных значений мощностей и напряжений. Как правило, при проведении расчетов вручную, а не на ЭВМ, такое уточнение не требуется.

**Падение и потери напряжения в линии.** На рис. 3.2, е приведена векторная диаграмма для линейных напряжений в начале и в конце линии  $U_1$  и  $U_2$ . Эта диаграмма аналогична диаграмме на рис. 3.2, в.

**Падение напряжения** — геометрическая (векторная) разность между комплексами напряжений начала и конца линии. На рис. 3.2, е падение напряжения — это вектор  $\overline{AB}$

$$\overline{AB} = U_1 - U_2 = \sqrt{3} I_{12} Z_{12}, \quad (4.15)$$

Продольной составляющей падения напряжения  $\Delta U_{12}$  называют проекцию падения напряжения на действительную ось или на напряжение  $U_2$ ,  $\Delta U_{12}^k = AC$  на рис. 3.2, е.

Индекс «к» означает, что  $\Delta U_{12}^k$  — проекция на напряжение конца линии  $U_2$ . Обычно  $\Delta U_{12}^k$  выражается через данные в конце линии:  $U_2, P_{12}^k, Q_{12}^k$

Поперечная составляющая падения напряжения  $\sigma U_{12}^k$  — это проекция падения напряжения на мнимую ось,  $\sigma U_{12}^k = CB$  на рис. 3.2, е. Таким образом,

$$U_1 - U_2 = \sqrt{3} I_{12} Z_{12} = \Delta U_{12}^k + j \sigma U_{12}^k, \quad (4.16)$$

Часто используют понятие *потеря напряжения* — это алгебраическая разность между модулями напряжений начала и конца линии. На рис. 3.2, е  $U_1 - U_2 = AD$ . Если поперечная составляющая  $\sigma U_{12}^k$  мала (например, в сетях  $U_{ном} \leq 110$  кВ), то можно приближенно считать, что потеря напряжения равна продольной составляющей падения напряжения.

Расчет режимов электрических сетей ведется в мощностях, поэтому выразим падение напряжения и его составляющие через потоки мощности в линии.

**Известны мощность и напряжение в конце линии** (расчет напряжения в начале линии по данным конца). Выразим ток в линии  $I_{12}$  в (3.27) через мощность в конце продольной части линии  $S_{12}^k$  напряжение  $U_2$ :

$$I_{12} = \frac{S_{12}^k}{\sqrt{3} U_2}, \quad (4.17)$$

В результате получим

$$\frac{P_{12}^k - j Q_{12}^k}{U_2} (r_{12} + j x_{12}) = \frac{P_{12}^k r_{12} + Q_{12}^k x_{12}}{U_2} + j \frac{P_{12}^k x_{12} - Q_{12}^k r_{12}}{U_2} = \Delta U_{12}^k + j \sigma U_{12}^k, \quad (4.18)$$

Приравняв в (3.29) действительные и мнимые части, получим выражения продольной и поперечной составляющих падения напряжения по данным конца

$$\Delta U_{12}^k = \frac{P_{12}^k r_{12} + Q_{12}^k x_{12}}{U_2}, \quad (4.19)$$

$$\sigma U_{12}^k = \frac{P_{12}^k x_{12} - Q_{12}^k r_{12}}{U_2}, \quad (4.20)$$

Напряжение в начале линии

$$U_1 = U_2 + \Delta U_{12}^k + j \sigma U_{12}^k, \quad (4.21)$$

где  $U_2$  известно;  $\sigma U_{12}^k$ ,  $\Delta U_{12}^k$  определяем из (4.20) и (4.21).

Соответственно модуль и фаза напряжения в начале линии (см. рис 3.2, е)

$$U_1 = \sqrt{(U_2 + \Delta U_{12}^k)^2 + (\sigma U_{12}^k)^2}, \quad (4.22)$$

$$\tan \sigma = \frac{\sigma U_{12}^k}{U_2 + \Delta U_{12}^k}, \quad (4.23)$$

Определение напряжения в начале линии по данным конца по выражениям (4.19), а также (4.20), (4.21) эквивалентно использованию закона Ома.

Известны мощность и напряжение в начале линии (расчет напряжения в конце линии по данным начала). Направим  $U_1$  по действительной оси, т. е. примем, что  $U_1 = U$  (рис. 3.2, ж). На рис. 3.2, ж изменилось положение осей в сравнении с рис. 3.2, е. Продольная составляющая падения напряжения  $\Delta U_{12}^h = BC'$  — это проекция падения напряжения на действительную ось или на  $U_1$ . Поперечная составляющая падения напряжения  $\sigma U_{12}^h = AC'$  — это проекция падения напряжения на мнимую ось. Один и тот же вектор падения

напряжения  $\overline{AB}$  проектируется на различные оси. Поэтому  $\Delta U_{12}^{\#} \neq \Delta U_{12}^k, \sigma U_{12}^{\#} \neq \sigma U_{12}^k$

Если выразить ток в линии  $I_{12}$  аналогично (4.20) через известные в данном случае мощность в начале продольной ветви линии  $S_{12}^{\#}$  и  $U_1$ , то получим выражения, аналогичные (4.20), (4.23)

$$\Delta U_{12}^{\#} = \frac{P_{12}^{\#} r_{12} + Q_{12}^{\#} x_{12}}{U_1}, \quad (4.24)$$

$$\sigma U_{12}^{\#} = \frac{P_{12}^{\#} x_{12} - Q_{12}^{\#} r_{12}}{U_1}, \quad (4.25)$$

Напряжение в конце линии

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{12}^{\#} - j\sigma U_{12}^{\#}, \quad (4.26)$$

где  $U_1$  известно;  $\Delta U_{12}^{\#}, j\sigma U_{12}^{\#}$  определяются из (3.35), (3.36). Модуль и фаза  $U_2$  равны

$$U_2 = \sqrt{(U_1 - \Delta U_{12}^{\#})^2 + (\sigma U_{12}^{\#})^2}, \quad (4.27)$$

$$\tan \sigma = \frac{\sigma U_{12}^{\#}}{U_1 - \Delta U_{12}^{\#}}, \quad (4.28)$$

Определение напряжения в конце линии по данным начала по выражениям (4.24), а также (4.27), (4.28) эквивалентно применению закона Ома.

### Лекция №5. Допущения при расчете разомкнутых распределительных сетей $U_{\text{ном}} \leq 35$ кВ<sup>[5]</sup>

В данной теме речь идет о распределительных сетях с воздушными и кабельными линиями. Воздушные линии имеют, как правило, напряжение до 35 кВ включительно (в последнее время появились воздушные распределительные сети с  $U_{\text{ном}} = 110$  кВ и даже 220 кВ). Кабельные линии в распределительных сетях чаще имеют  $U_{\text{ном}}$  до 10 кВ, реже — 20 и 35 кВ. Распределительные сети, как правило, разомкнутые или работают в разомкнутом режиме (рис. 5.1). Эти сети подразделяются на городские, сельскохозяйственные и промышленные. Они содержат очень большое количество нагрузок, общая их протяженность и потери электроэнергии в них велики. На их сооружение расходуется значительное количество металла.

Допущения при расчете распределительных сетей при  $U_{\text{ном}} \leq 35$  кВ состоят в следующем:

1) зарядная мощность линий не учитывается. Ее значение определяется по формуле (5.1). Зарядная мощность линии с номинальным напряжением 110 кВ (рис. 5.1, а) составляет  $Q_{c110} = 3$  Мвар. Линии с  $U_{\text{ном}} = 6 \div 35$  кВ короче, чем линии с  $U_{\text{ном}} = 110$  кВ. Для линии 35 кВ (рис. 3.9, б)  $Q_{c35}$  в 100—90 раз меньше, чем  $Q_{c110}$

$$\frac{Q_{c110}}{Q_{c35}} \approx \left(\frac{110}{35}\right)^2 \frac{100}{10} \approx 100, \quad (5.1)$$

В последнем выражении принято, что проводимость линии  $b_{\text{л}}$  приближенно пропорциональна длине линии  $L$ .

Схема замещения линии при пренебрежении  $Q_c$  приведена на рис. 5.1, в. Уравнения четырехполюсника для этой линии имеют следующий вид:

<sup>[5]</sup> [3] Правила устройства электроустановок -Ташкент ГИ Узбекэнергонадзор, 2007. с 270

$$\begin{aligned} U_1 &= U_2 + \sqrt{3}I_2 Z_{\pi} & U_1 &= U_2 A + B I_2, \\ I_1 &= I_2 & I_1 &= C U_2 + D I_2, \end{aligned} \quad (5.2)$$

где  $U_1$  — напряжение в начале линии;  $U_2$  — напряжение в конце линии;  $I_0$  — ток в начале линии;  $I_2$  — ток в конце линии;  $Z_{\pi}$  — сопротивление линии;  $A, B, C, D$  — постоянные четырехполюсника для линии распределительной сети, в данном случае

$$\begin{aligned} A &= 1 & B &= \sqrt{3} Z_{\pi}; \\ C &= 0; & D &= 1; \end{aligned}$$

2) не учитывается реактивное сопротивление ( $x$ ) кабеля. Индуктивное сопротивление линии обусловлено переменным магнитным полем, создаваемым при протекании тока по проводам линии. Кабели обладают малым реактивным сопротивлением, так как жилы расположены близко друг к другу и магнитный поток, сцепляющийся с жилой, мал.

Схема замещения кабельной линии приведена на рис. 5.2, г, где  $\Gamma_k$  — активное сопротивление кабеля;

3) не учитываются потери в стали трансформатора. Схема замещения трансформатора приведена на рис. 3.9, д, где  $Z_T$  — сопротивление трансформатора;  $U_B$  — напряжение на шинах высшего напряжения трансформатора;  $U_H$  — напряжение на шинах низшего напряжения трансформатора. Потери мощности в стали учитываются лишь при подсчете потерь активной мощности  $\Delta P$  и энергии  $\Delta A$  во всей сети;

4) при расчете потоков мощности не учитываются потери мощности. При этом (рис. 5.2, е)

$$S_{12}^k = S_{12}^n = S_{12}, \quad (5.3)$$

где  $S_{12}^n$  — мощность в начале линии;  $S_{12}^k$  — мощность в конце линии.

Мощность на головном участке (рис. 3.9, ж) определяется следующим выражением:

$$S_{12} = \sum_{k=2}^n S_k, \quad (5.4)$$

где  $k$  — порядковый номер нагрузки;  $n-1$  — количество нагрузок;

5) пренебрегаем поперечной составляющей падения напряжения  $\delta U$ . Это значит, что не учитывается сдвиг напряжения по фазе между отдельными узлами сети. Векторная диаграмма напряжений приведена на рис. 5.2, з. При расчете учитывают лишь продольную составляющую падения напряжения  $\Delta U$ , которая равна потере напряжения:

$$U_1 - U_2 = \Delta U_{12} = U_1 - U_2, \quad (5.5)$$

расчет потери напряжения ведется по  $U_{\text{ном}}$ , а не по действительному напряжению сети:

$$U_1 - U_2 = \Delta U_{12} = \frac{P_{12}^k r_{12} + Q_{12}^k x_{12}}{U_{\text{ном}}}, \quad (5.6)$$

где  $P_{12}$  — активная мощность в линии;  $Q_{12}$  — реактивная мощность в линии;  $r_{12}$  — активное сопротивление линии;  $x_{12}$  — реактивное сопротивление линии.

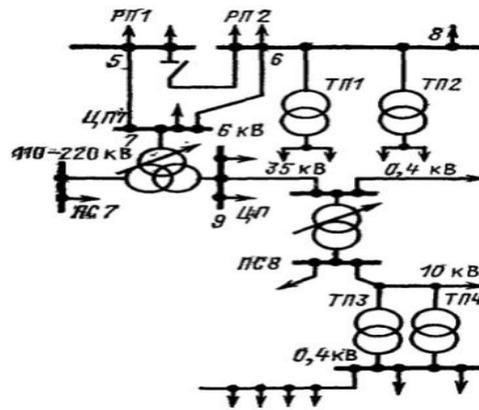


Рис. 5.1. Схема распределительной сети

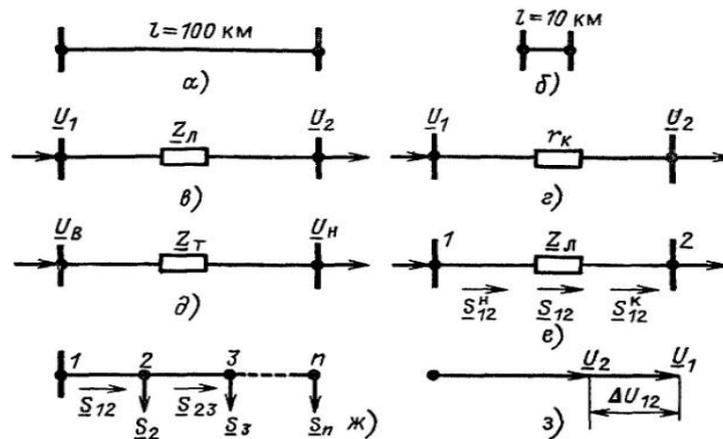


Рис 5.2. Допущения при расчете распределительных сетей:

а — ВЛ 110 кВ; б — ВЛ 35 кВ; в — схема замещения ВЛ; г — схема замещения КЛ; д — схема замещения трансформатора; е — схема замещения для расчета потоков мощности; ж — схема замещения для определения мощности головного участка ВЛ; з — векторная диаграмма напряжений.

## Лекция №6. Особенности выбора и проверки сечений в простых замкнутых сетях<sup>[6]</sup>

Рассмотрим выбор сечений участков линии с двухсторонним питанием на рис. 6.9, а.

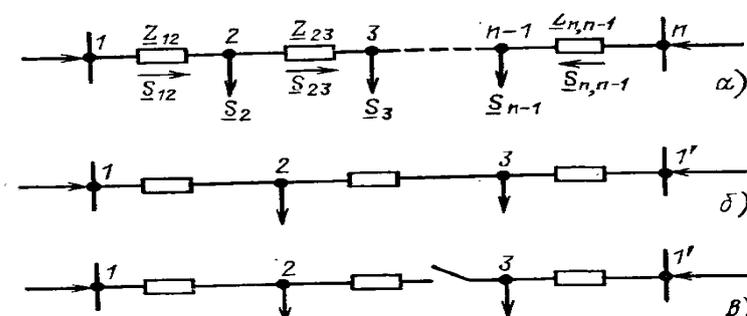


Рис. 6.1. Линия с двухсторонним питанием:

а—к выбору сечений; б—для примера 6,7; в—размыкание сети

<sup>[6]</sup> [2] Электротехнический справочник: Т. 3, Кн. 1. Производство и распределение электрической энергии./ Под общ. ред. профессоров МЭИ. — М.: Энергоатомиздат, 1988, 2004. с 301

Заданы мощности нагрузок  $\underline{S}_k$  и длины участков линии  $l_{kj}$ . Неизвестны сечения участков линии  $F_{kj}$  и их сопротивления  $\underline{Z}_{kj}$ . Сечение проводов линии с двухсторонним питанием выбирается по нормальному режиму и проверяется по нормальному и послеаварийному режимам.

В нормальном режиме приближенные значения потоков мощности на головных участках  $\underline{S}_k$ ,  $\underline{S}_{n,n-1}$ , если принять  $F_{kj} = const$ , определяются выражением (6.1 и 6.2):

$$\underline{S}_{12} = \frac{\sum_{k=2}^{n-1} \underline{S}_k \cdot l_{kn}}{l_{1n}}, \quad (6.1)$$

$$\underline{S}_{n,n-1} = \frac{\sum_{k=2}^{n-1} \underline{S}_k \cdot l_{1k}}{l_{1,n+1}}, \quad (6.2)$$

где  $k$  – порядковый номер нагрузки;  $n$  – количество узлов;  $l_{kn}, l_{1k}, l_{1n}$  – длины участков линии между узлами соответственно  $k$  и  $n$ , 1 и  $k$ , 1 и  $n$ .

После расчета приближенных значений потоков мощностей на головных участках приближенные потоки мощности на остальных участках определяются по первому закону Кирхгофа, что позволяет найти точку потокораздела.

Разрежем линию в узле потокораздела и представим ее в виде двух разомкнутых линий аналогично рис. 6.1., б.

В результате таких предварительных расчетов простая замкнутая сеть приводится к разомкнутой, что позволяет применить рассмотренные выше методы выбора сечений.

Применим, например, метод экономической плотности тока.

По приближенно определенным по длинам линии потокам мощности найдем токи

$$\underline{I}_{kj} = \frac{\underline{S}_{kj}}{\sqrt{3}U_{ном}}, \quad (6.3)$$

Далее по экономической плотности тока  $J_{эк}$  определяем сечения:

$$F_{kj} = \frac{I_{kj}}{J_{эк}}. \quad (6.4)$$

По найденным сечениям легко определить сопротивления участков линий  $\underline{Z}_{kj}$ .

В целях проверки по сопротивлениям  $\underline{Z}_{kj}$  определим уточненные значения мощностей  $\underline{S}_{kj}$ , вновь рассчитав мощности на головных участках по выражениям. Сравним приближенные и уточненные значения мощностей, найденные по длинам и по сопротивлениям участков линий. Если они разные, то расчет повторим снова, выбирая следующее близкое сечение. Как правило, такое уточнение сечений не требуется.

В нормальном и послеаварийном режимах выбранные сечения ВЛ 35 кВ и выше проверяются по нагреву.

Сечения кабельных линий проверяются по нагреву и по допустимым потере и отклонениям напряжения.

Сечения в простой замкнутой сети можно определять в зависимости от ее назначения, по экономическим интервалам или по допустимой потере напряжения.

При этом простую замкнутую сеть, как и ранее, надо представить в виде двух разомкнутых сетей и выполнить рассмотренную выше последовательность расчетов и проверок.

**Рассмотрим пример.** На рис. 6.1,б показана схема простой замкнутой сети 10 кВ в виде линии с двухсторонним питанием. Нагрузки подстанций сети в киловаттах и длины линий в километрах равны  $P_2 = 1880$ ;  $P_3 = 1930$ ;  $l_{12} = 0,64$ ;  $l_{23} = 0,4$ ;  $l_{13} = 0,5$ . Коэффициенты мощности нагрузок всех подстанций одинаковы и равны 0,96. Время использования наибольшей нагрузки  $T_{ноб} = 3500$  ч. Допустимая потеря напряжения в процентах номинального равна  $\Delta U_{дон} \% = 4\%$ . Выберем сечение кабеля по экономической плотности тока и проверим его по допустимой потере напряжения.

Найдем мощности на головных участках сети по выражениям. В этих выражениях при одинаковых  $\cos\phi$  нагрузок всех подстанций можно заменить  $\underline{S}$  на  $P$ . При этом

$$P_{12} = \frac{P_2(l_{23} + l_{13}) + P_3 \cdot l_{13}}{l_{12} + l_{23} + l_{13}} = \frac{1880 \cdot (0,4 + 0,5) + 1930 \cdot 0,5}{0,64 + 0,4 + 0,5} = 1725 \text{ кВт};$$

$$P_{13} = \frac{P_3(l_{23} + l_{12}) + P_2 \cdot l_{12}}{l_{12} + l_{23} + l_{13}} =$$

$$= \frac{1930(0,4 + 0,64) + 1880 \cdot 0,64}{0,64 + 0,4 + 0,5} = 2085 \text{ кВт}$$

Правильность найденных значений  $P_{12}$  и  $P_{13}$  подтверждается следующей проверкой:

$$P_{12} + P_{13} = 1725 + 2085 = P_2 + P_3 = 3810 \text{ кВт.}$$

Определим поток мощности в линии 23 по первому закону Кирхгофа:

$$P_{23} = P_{12} - P_2 = 1725 - 1880 = 155 \text{ кВт.}$$

Следовательно, узел 2 – это точка потокораздела. Простые замкнутые городские или сельские сети в нормальном режиме работают как разомкнутые. Такие простые замкнутые сети, но работающие в разомкнутом режиме, называют петлевыми (рис. 6.17, в и е). Линия с наименьшей нагрузкой 23 в нормальном режиме отключена (рис. 6.9, в). Выбор сечения для линии 23 надо производить по условиям нагрева в послеаварийном режиме сети.

Потоки активной мощности в линиях 12 и 13 в нормальном режиме равны

$$P_{12} = P_2 = 1880 \text{ кВт}; \quad P_{13} = P_3 = 1930 \text{ кВт.}$$

Токи в линиях определим по выражению

$$I_{kj} = \frac{P_{kj}}{\sqrt{3}U_{ном} \cdot \cos\phi};$$

$$I_{12} = \frac{1880}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,96} = 1131 \text{ А};$$

$$I_{13} = \frac{1930}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,96} = 1161 \text{ А.}$$

Найдём сечения жил кабеля, принимая по табл. 6.6 экономическую плотность тока  $J_{эк}$  для кабеля с бумажной изоляцией 1,4 А/мм<sup>2</sup>:

$$F_{12} = \frac{1131}{1,4} = 80,8 \text{ мм}^2; \quad F_{13} = \frac{1161}{1,4} = 82,9 \text{ мм}^2.$$

Принимаем ближайšie стандартные сечения жил кабеля  $F_{12} = 95 \text{ мм}^2$ ;  
 $F_{13} = 95 \text{ мм}^2$  Сечение линии 23 для простоты выбираем таким же, как на участках 12 и 13:  $F_{23} = 95 \text{ мм}^2$ . Проверка выбранных сечений по условию допустимого нагрева рассмотрена в примере 6.10.

Активное и индуктивное удельные сопротивления кабеля сечением  $95 \text{ мм}^2$  равны

$r_0 = 0,326 \text{ Ом/км}$ ;  $x_0 = 0,083 \text{ Ом/км}$ . Реактивные мощности в линиях в нормальном режиме равны

$$Q_{12} = P_{12} \cdot tg\varphi = 1880 \cdot 0,292 = 549 \text{ кВАр};$$

$$Q_{13} = P_{13} \cdot tg\varphi = 1930 \cdot 0,292 = 564 \text{ кВАр}.$$

В послеаварийном режиме сети при отключении линии 12 и включении разъединителя потоки мощности в линиях равны

$$P_{23} = P_2 = 1880 \text{ кВт}; \quad P_{13} = P_2 + P_3 = 1880 + 1930 = 3810 \text{ кВт};$$

$$Q_{23} = P_{23} \cdot tg\varphi = 1880 \cdot 0,292 = 549 \text{ кВАр};$$

$$Q_{13} = P_{13} \cdot tg\varphi = 3810 \cdot 0,292 = 1113 \text{ кВАр}.$$

После аварии на линии 13 распределение мощностей в линиях будет следующим:

$$P_{23} = P_3 = 1930 \text{ кВт}; \quad P_{12} = P_3 + P_2 = 1930 + 1880 = 3810 \text{ кВт};$$

$$Q_{23} = 1930 \cdot 0,292 = 564 \text{ кВАр};$$

$$Q_{13} = 1113 \text{ кВАр}.$$

По выражению (6.40) определим наибольшую потерю напряжения в сети для нормального и аварийного режимов:

$$\Delta U_{нб12} = \frac{1880 \cdot 0,326 \cdot 0,64 + 549 \cdot 0,083 \cdot 0,64}{10} = 42,1 \text{ В};$$

$$\Delta U_{нб13} = \frac{1930 \cdot 0,326 \cdot 0,5 + 564 \cdot 0,083 \cdot 0,5}{10} = 33,8 \text{ В};$$

$$\Delta U_{ав.нб12} = \frac{1880 \cdot 0,326 \cdot 0,4 + 549 \cdot 0,083 \cdot 0,4 + 3810 \cdot 0,326 \cdot 0,5 + \rightarrow}{10} \rightarrow \frac{+ 1113 \cdot 0,083 \cdot 0,5}{10} = 93,1 \text{ В};$$

$$\Delta U_{ав.нб13} = \frac{1930 \cdot 0,326 \cdot 0,4 + 564 \cdot 0,083 \cdot 0,4 + 3810 \cdot 0,326 \cdot 0,64 + \rightarrow}{10} \rightarrow \frac{+ 1113 \cdot 0,083 \cdot 0,64}{10} = 112,4 \text{ В};$$

Найдем наибольшую потерю напряжения, %  $U_{ном}$ :

$$\Delta U_{нб12} \% = \frac{42,1}{10000} \cdot 100 = 0,42\% ;$$

$$\Delta U_{нб13} \% = \frac{33,8}{10000} \cdot 100 = 0,34\% ;$$

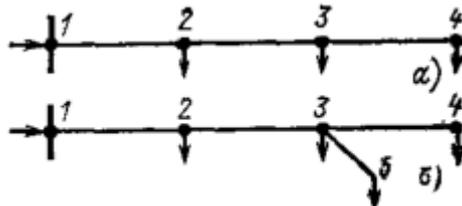
$$\Delta U_{ав.нб12} \% = \frac{93,1}{10000} \cdot 100 = 0,93\% ;$$

$$\Delta U_{ав.нб13} \% = \frac{112,4}{10000} \cdot 100 = 1,12\% ;$$

Следовательно, условие (6.39)  $\Delta U_{нб} < \Delta U_{дон}$  выполняется и сечение жил кабеля увеличивать не требуется.

### Лекция 7. Распределение потоков мощности и потерь мощности в простых замкнутых сетях<sup>[7]</sup>

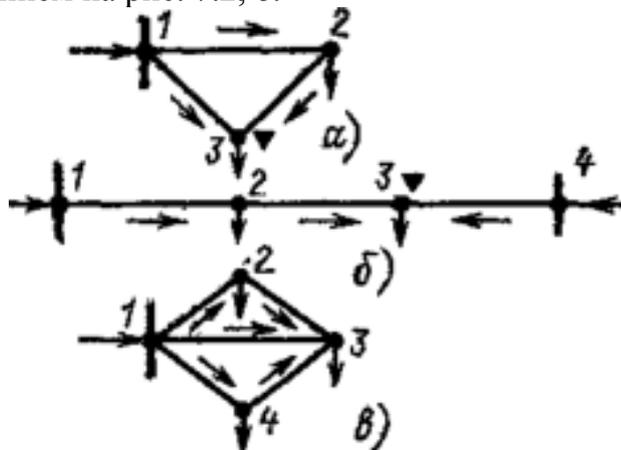
Ранее рассматривались разомкнутые сети. Ниже будут рассматриваться замкнутые сети. Напомним, что в разомкнутых сетях все узлы получают питание только по одной ветви, что видно из примеров неразветвленной разомкнутой сети (рис. 7.1,а) и разветвленной разомкнутой сети (рис. 7.1,б).



**Рис. 7.1.** Примеры простых разомкнутых сетей:  
а — неразветвленной; б — разветвленной

В простых замкнутых сетях есть узлы, питающиеся по двум ветвям, но нет узлов, получающих питание более чем по двум ветвям, отсутствуют узлы, с которыми соединены три и более ветви (рис. 7.2, а, б). Простые замкнутые сети содержат только один контур.

Характерным частным видом простой замкнутой сети является кольцевая сеть (рис. 7.2,а). Она содержит один замкнутый контур. В качестве источников питания могут служить или электростанции, или шины подстанций, в свою очередь связанные сетью с электростанциями системы. Кольцевая сеть на рис. 7.2, а может быть представлена в виде линии с двухсторонним питанием (рис. 7.2, б). Действительно, если источник питания в узле 1 мысленно разделить на два и представить в виде узлов 1 и 4, то из кольцевой сети на рис. 7.2, а получим линию с двухсторонним питанием на рис. 7.2, б.

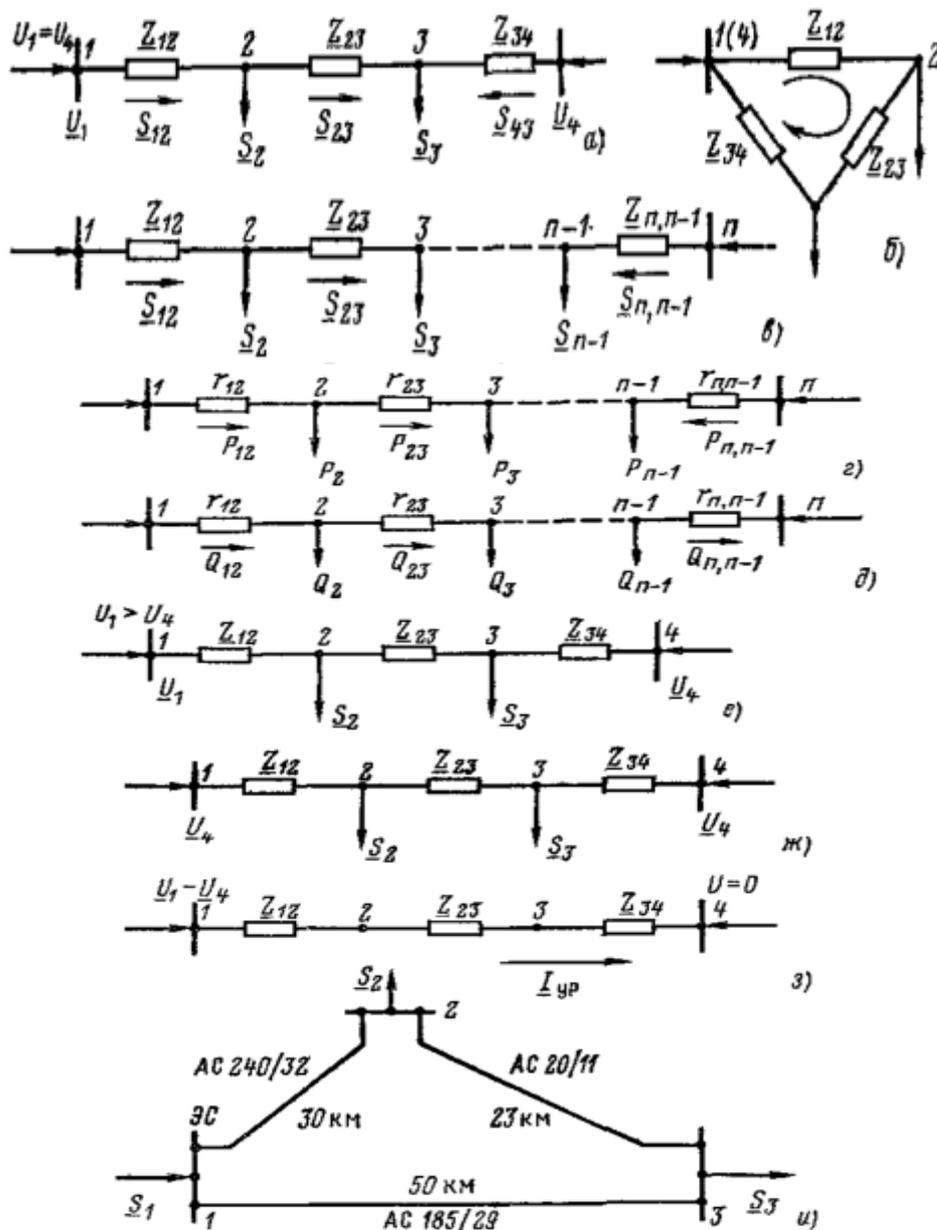


**Рис. 7.2.** Примеры простых замкнутых сетей:  
а — треугольник; б — линия с двусторонним питанием; в — сложнозамкнутая сеть

<sup>[7]</sup>Д.,[1] J.Dancan Glover, Mulucutla s. Sarma, Thomas J. Overbye. Power System Analysis and Design/Fifth edition. – Australia, Brazil, Japan, ..., United Kingdom, USA. CANGAGE Learning. 2010. p 356

В сложной замкнутой сети есть узел, с которым соединены три ветви или более (рис. 7.2, в). Сложная замкнутая сеть содержит два и более контуров. К достоинствам замкнутых сетей следует отнести повышенную надежность электроснабжения потребителей, меньшие потери мощности, к недостаткам — сложность эксплуатации, удорожание за счет дополнительных линий.

Расчеты замкнутых сетей сложнее, чем разомкнутых. Распределение потоков мощности в простой замкнутой сети без учета потерь мощности. Представим простейшую замкнутую сеть в виде линии с двухсторонним питанием (рис. 7.2, а) и рассмотрим различные случаи.



**Рис. 7.3.** Распределение потоков мощности в линии с двухсторонним питанием без учета потерь мощности; а — схема замещения линии с четырьмя узлами, б — иллюстрация второго закона Кирхгофа, в — линия с  $n$  узлами; г, д — распределение  $P$  и  $Q$  в однородной линии; е — линия с четырьмя узлами при  $U_1 > U_4$ ; ж, з — эквивалентное представление линии на рис. е; и — схема кольцевой сети 110 кВ

Заданы одинаковые напряжения по концам линии  $U_1 = U_4$ . Известны мощности нагрузки  $S_2, S_3$ , сопротивления участков линии  $Z_{kj}$ , где  $k$  — узел начала участка линии;  $j$  — узел конца.

Принимаем следующие допущения:

а) пренебрегаем потерями мощности  $\Delta S_{kj}$  при определении потоков  $S_{kj}$ ;

б) предполагаем, что ток участка определяется по номинальному напряжению:

$$I_{kj} = S_{kj} / \sqrt{3}U_{ном}, \quad (7.1)$$

в) используем расчетные мощности нагрузок подстанции.

При равенстве напряжений источников питания на основании второго закона Кирхгофа можно записать (рис. 7.3,б)

$$\frac{S_{12}^*}{\sqrt{3}U_{ном}} Z_{12} + \frac{S_{23}^*}{\sqrt{3}U_{ном}} Z_{23} - \frac{S_{43}^*}{\sqrt{3}U_{ном}} Z_{43} = 0, \quad (7.2)$$

Если заменим в последнем выражении все комплексные величины на сопряженные, то получим следующее уравнение:

$$\frac{S_{12}}{\sqrt{3}U_{ном}} Z_{12}^* + \frac{S_{23}}{\sqrt{3}U_{ном}} Z_{23}^* - \frac{S_{43}}{\sqrt{3}U_{ном}} Z_{43}^* = 0, \quad (7.3)$$

Так как потери мощности не учитываются, первый закон Кирхгофа для узлов 2 и 3 можно записать так:

$$S_{23} = S_{12} - S_2, \quad (7.4)$$

$$S_{43} = S_3 - S_{23} = -S_{12} + S_2 + S_3, \quad (7.5)$$

Подставив значения мощностей (7.4) и (7.5) в уравнение (7.3), получим уравнение с одним неизвестным:

$$\frac{S_{12}}{U_{ном}} Z_{12}^* + \frac{S_{12} - S_2}{U_{ном}} Z_{23}^* - \frac{-S_{12} + S_2 + S_3}{U_{ном}} Z_{34}^* = 0, \quad (7.6)$$

Отсюда находим значение потока мощности  $S_{12}$ :

$$S_{12} = \frac{S_2(Z_{23}^* + Z_{34}^*) + S_3 Z_{34}^*}{Z_{12}^* + Z_{23}^* + Z_{34}^*} = \frac{S_2 Z_{24}^* + S_3 Z_{34}^*}{Z_{14}^*} = \frac{\sum_{k=2}^3 S_k Z_{k4}^*}{Z_{14}^*}, \quad (7.7)$$

где

$$Z_{24}^* = Z_{23}^* + Z_{34}^*, \quad (7.8)$$

Аналогично можно вывести формулу для определения потока мощности  $S_{43}$ :

$$S_{43} = \frac{\sum_{k=2}^3 S_k Z_{1k}^*}{Z_{14}^*}, \quad (7.9)$$

где

$$Z_{13}^* = Z_{12}^* + Z_{23}^*, \quad (7.10)$$

Значение потока мощности  $S_{23}$  можно легко найти на основании первого закона Кирхгофа из (7.4).

Рассмотрим линию с количеством узлов, равным  $n$  (рис. 7.3, в).

Потоки мощности на головных участках определяются так:

$$S_{12} = \frac{\sum_{k=2}^{n-1} S_k Z_{kn}^*}{Z_{1n}^*}, \quad (7.11)$$

$$S_{n,n-1} = \frac{\sum_{k=2}^{n-1} S_k Z_{1k}^*}{Z_{1n}^*}, \quad (7.12)$$

Если известны токи нагрузок  $I_k$ , то можно определить токи на головных участках линии аналогично (7.11), (7.12):

$$I_{12} = \frac{\sum_{k=2}^{n-1} S_k Z_{kn}^*}{Z_{1n}^*}, \quad (7.13)$$

$$I_{n,n-1} = \frac{\sum_{k=2}^{n-1} S_k Z_{1k}^*}{Z_{1n}^*}, \quad (7.14)$$

В однородной сети отношение активного и реактивного сопротивлений всех ветвей схемы замещения сети одинаково:

$$x_{kj} / r_{kj} = x / r = \text{const}, \quad (7.15)$$

поэтому формулу (7.11) для однородной сети можно записать в виде

$$S_{12} = \frac{\sum_{k=2}^{n-1} (P_k + jQ_k) (1 - j \frac{x_{kn}}{r_{kn}}) r_{kn}}{(1 - j \frac{x_{1n}}{r_{1n}}) r_{1n}} = \frac{\sum_{k=2}^{n-1} (P_k + jQ_k) (1 - j \frac{x}{r}) r_{kn}}{(1 - j \frac{x}{r}) r_{1n}} = \frac{\sum_{k=2}^{n-1} (P_k + jQ_k) r_{kn}}{r_{1n}}, \quad (7.16)$$

или

$$S_{12} = P_{12} + jQ_{12} = \frac{\sum_{k=2}^{n-1} P_k r_{kn}}{r_{1n}} + j \frac{\sum_{k=2}^{n-1} Q_k r_{kn}}{r_{1n}}, \quad (7.17)$$

Аналогично для однородной сети из (7.12) можно получить следующее выражение:

$$S_{n,n-1} = P_{n,n-1} + jQ_{n,n-1} = \frac{\sum_{k=2}^{n-1} P_k r_{1k}}{r_{1n}} + j \frac{\sum_{k=2}^{n-1} Q_k r_{1k}}{r_{1n}}, \quad (7.18)$$

В однородной сети, все участки которой выполнены проводами (кабелями) одного сечения с удельными активным и реактивным сопротивлениями  $r_0$ ,  $x_0$ , распределение мощностей можно находить по длинам участков, поскольку сопротивление каждой ветви  $kj$

$$Z_{kj} = (r_0 + jx_0) l_{kj}, \quad (7.19)$$

При одинаковом сечении проводов вдоль всей линии формулы (7.11) и (7.12) принимают вид

$$\left. \begin{aligned} S_{12} &= \frac{\sum_{k=2}^{n-1} S_k l_{kn}}{l_{1n}} \\ S_{n,n-1} &= \frac{\sum_{k=2}^{n-1} S_k l_{1n}}{l_{1n}} \end{aligned} \right\}, \quad (7.20)$$

где  $l_{kn}, l_{lk}, l_{ln}$  — длины участков линии между узлами соответственно  $k$  и  $n$ ,  $1$  и  $k$ ,  $1$  и  $n$ .

Выведенные формулы показывают, что в однородных сетях распределения активных и реактивных мощностей (токов) не зависят друг от друга. Нахождение распределения  $P$  и  $Q$  в таких сетях упрощается. Рассчитываются как бы две независимые сети: одна — нагруженная только активными нагрузками (рис. 7.3, г) и вторая — реактивными (рис. 7.3, д). Для каждой из них определяется распределение мощностей. По схеме на рис. 7.3, г определяется распределение активных мощностей, а по схеме на рис. 7.3, д — реактивных. Полные мощности на участках сети (рис. 7.3, в) находятся суммированием проходящих по ним активных и реактивных мощностей. Такой расчетный прием, называемый расщеплением сети, уменьшает трудоемкость расчета сети.

Следует обратить внимание на то, что равенство сечений проводов на всех участках сети не позволяет считать сеть однородной. Нужно, чтобы и удельные реактивные сопротивления линий на всех участках сети были также равными.

Сеть, один участок которой выполнен кабелем, а другой — воздушной линией, даже при равных сечениях проводов и жил кабелей и выполнении их из одного и того же металла не будет однородной. Неоднородной будет и воздушная сеть, по всей длине которой подвешены одни и те же провода, но с неодинаковым среднегеометрическим расстоянием между ними на разных участках сети. В обоих случаях при равенстве удельных активных сопротивлений участков линии удельные реактивные сопротивления будут не равны.

Искусственными мерами сеть с неодинаковыми сечениями и расположением проводов на разных участках можно сделать однородной. Достигается это последовательным включением конденсатора на некоторых участках сети; сопротивления конденсаторных батарей берутся такими, чтобы отношения активного и реактивного сопротивлений отдельных участков сети стали одинаковыми. В результате можно в некоторых случаях снизить потери мощности и электроэнергии в сети и улучшить режим напряжения у потребителей.

Заданы различные напряжения по концам линии, например  $U_1 > U_4$  (рис. 7.3, е). Известны мощности нагрузок  $S_2, S_3$ , сопротивления участков линии  $Z_{kj}$ . Надо найти потоки  $S_{kj}$ .

В соответствии с известным из теоретической электротехники принципом наложения линию на рис. 7.3, е можно заменить двумя линиями на рис. 7.3, ж, з, а потоки мощности в исходной линии можно получить в результате наложения (суммирования) потоков в этих линиях. Потоки мощности в линии с равными напряжениями по концам на рис. 7.3, ж определяются выражениями (7.7), (7.9).

В линии на рис. 7.3, з в направлении от источника питания с большим напряжением к источнику с меньшим напряжением протекают сквозной уравнивающий ток  $I_{yp}$  и уравнивающая мощность  $S_{yp}$ :

$$\left. \begin{aligned} I_{yp} &= \frac{U_1 - U_4}{\sqrt{3}Z_{14}}; \\ S_{yp} &= \sqrt{3}I_{yp}U_{ном} = \frac{U_1^* - U_4^*}{Z_{14}^*}U_{ном} \end{aligned} \right\}, \quad (7.21)$$

Соответственно в результате наложения потоков, определенных по выражениям (7.7), (7.9) и (7.21), определяются потоки мощности в линии с двухсторонним питанием на рис. 7.3, е:

$$S_{12} = \frac{\sum_{k=2}^3 S_k Z_{k4}^*}{Z_{14}^*} + S_{yp}, \quad (7.22)$$

$$S_{43} = \frac{\sum_{k=2}^3 S_k Z_{k1}^*}{Z_{14}^*} - S_{yp}, \quad (7.23)$$

Определение потерь мощности  $\Delta S_{kj}$  осуществляется так:

$$\sum \Delta S_{kj} = \sum 3I_{kj}^2 Z_{kj} = \sum \frac{S_{kj}^2}{U_{ном}^2} Z_{kj}, \quad (7.24)$$

## Лекция №8. Расчёты режимов электрических систем и сетей. Методы решения линейных уравнений узловых напряжений<sup>[8]</sup>

**Точные и итерационные методы.** Методы решения линейных уравнений установившегося режима можно разделить на две группы: точные (или прямые) и итерационные (или приближенные).

*Точными или прямыми методами* называются такие, которые в предположении, что все вычисления ведутся точно (без округлений), позволяют получить точные значения неизвестных в результате конечного числа операций. Практически все вычисления ведутся с округлениями, поэтому и значения неизвестных, полученных точным методом, будут содержать погрешности. Из точных методов ниже рассмотрим метод Гаусса и решение линейных уравнений установившегося режима с помощью обратной матрицы.

*Итерационными или приближенными методами* называют такие, которые даже в предположении, что вычисления ведутся без округлений, позволяют получить решение системы уравнений лишь с заданной точностью. Точное решение системы в случае применения итерационных методов может быть получено теоретически как результат бесконечного итерационного процесса. В данной главе рассмотрим два итерационных метода: простую итерацию и метод Зейделя эти методы не всегда сходятся при решении линейных уравнений установившегося режима.

**Метод последовательного исключения (метод Гаусса)** — один из наиболее распространенных способов решения систем линейных алгебраических уравнений. Если точно выполнить все действия метода Гаусса, то получим точное решение системы. Алгоритмы, с помощью которых может быть реализован метод Гаусса, различны. Наиболее распространен алгоритм единственного деления (или алгоритм с обратным ходом), при обращении матриц применяется алгоритм метода Гаусса без обратного хода (или схема Жордана).

Решение по алгоритму единственного деления распадается на два этапа:

<sup>[8]</sup>Д. [2] P. Gill. Electrical Power Equipment Maintenance and Testing. Quanta Technology Raleigh, North Carolina, 2009 – p 577.

**прямой ход** — приведение системы линейных уравнений к эквивалентной системе с треугольной матрицей

$$\left. \begin{aligned} U_1 + b_{12}U_2 + b_{13}U_3 &= b_1 \\ U_2 + b_{23}U_3 &= b_2 \\ U_3 &= b_3 \end{aligned} \right\}, \quad (8.1)$$

где коэффициенты треугольной матрицы  $b_{ij}$  и правые части  $b_i$  определяются по известным выражениям, соответствующим исключению неизвестных;

**обратный ход** — вычисление неизвестных в соответствии с (8.1).

Общее количество арифметических действий в методе Гаусса несколько меньше  $n^3$ , где  $n$  — число неизвестных. Машинное время, необходимое для выполнения арифметических операций метода Гаусса, пропорционально кубу числа неизвестных.

При расчете режима сети переменного тока по методу Гаусса на ЭВМ система комплексных уравнений, как правило, заменяется эквивалентной системой с действительными переменными порядка  $2n$ , где  $(n+1)$  — число узлов схемы.

Достоинство метода Гаусса состоит в том, что его применение гарантирует получение решения в результате выполнения определенного числа арифметических операций, причем число необходимых операций определяется только порядком системы  $n$ . В этом состоит преимущество метода Гаусса и других точных методов перед приближенными, или итерационными, для которых число необходимых арифметических вычислений зависит не только от порядка системы, но и от заранее неизвестного количества шагов, за которое сойдется итерационный процесс.

Недостаток метода Гаусса состоит в необходимости запоминать матрицу элементов системы уравнений. Для расчета сложных электрических систем эффективное применение метода Гаусса невозможно без использования специальных методов, учитывающих слабую заполненность матрицы узловых проводимостей. К сожалению, такой учет алгоритмически достаточно сложен и, кроме того, его применение не полностью устраняет недостатки метода Гаусса, связанные с необходимостью использования большой памяти ЭВМ при расчетах режимов сложных электрических систем.

**Решение с помощью матрицы  $Z_y$ .** Матрицей собственных и взаимных сопротивлений узлов  $Z_y$ , обратной по отношению к матрице собственных и взаимных проводимостей узлов, называют такую матрицу

$$Z_y = Y_y^{-1}, \quad (8.2)$$

при которой выполняется условие

$$Y_y Z_y = Z_y Y_y = E, \quad (8.3)$$

где  $E$  — единичная матрица.

Например,

$$E = \left\| \begin{array}{ccc} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \end{array} \right\|, \quad (8.4)$$

— единичная матрица третьего порядка.

Умножим обе части матричного уравнения узловых напряжений с помощью обратной матрицы (8.2) и получим

$$Z_y Y_y U = Z_y I, \quad (8.5)$$

или с учетом (8.3)

$$U = Z_y I, \quad (8.6)$$

Формула (8.6) дает решение уравнения узловых напряжений с помощью обратной матрицы  $Z_y = Y_y^{-1}$ .

**Решение уравнений узловых напряжений с помощью обратной матрицы при напряжении балансирующего узла  $U_\delta \neq 0$**  определяется следующим выражением:

$$U - U_\delta = Z_y I, \quad (8.7)$$

или

$$U = Z_y I + U_\delta, \quad (8.8)$$

где  $U$  и  $I$  — вектор-столбцы узловых напряжений и токов в узлах;  $U_\delta$  — вектор-столбец, каждый элемент которого равен напряжению балансирующего узла:

$$U_\delta = \begin{Bmatrix} U_\delta \\ U_\delta \\ U_\delta \end{Bmatrix}, \quad (8.9)$$

При расчете режимов электрических систем переменного тока напряжения узлов определяются по выражению, аналогичному (8.8), в котором все матрицы и вектор-столбцы состоят из комплексных элементов:

$$U = \sqrt{3} Z_y I + U_\delta \quad (8.10)$$

Обычно напряжение балансирующего узла принимается равным действительной величине. Поскольку это не обязательно, для общности в (8.10) вектор-столбец  $U_\delta$ , каждый элемент которого равен напряжению балансирующего узла, записан как комплексный.

В матрице собственных и взаимных сопротивлений узлов  $Z_y$  нет нулевых элементов, т.е. эта матрица заполненная. Отсутствие нулевых элементов в матрице существенно понижает эффективность ее использования при расчетах установившихся режимов электрических систем.

Применение обратной матрицы для решения действительной системы порядка  $n > 4$  редко употребляется на практике. Применение формул Крамера для решения линейной системы нецелесообразно уже при  $n > 3$ . Соответственно применение матрицы  $Z_y$  для выполняемого лишь 1 раз расчета установившегося режима менее эффективно, чем исключение Гаусса, даже без учета слабой заполненности матрицы узловых проводимостей.

Практика расчетов режимов электрических систем приводит к необходимости многократного расчета режимов для одной и той же электрической системы при изменении токов в узлах либо при незначительных изменениях схемы соединений и параметров электрической сети. В таких многократных расчетах режимов применение матрицы  $Z_y$  имеет важное преимущество, которое состоит в возможности быстрой корректировки матрицы при небольших изменениях схемы соединений или параметров сети. Разработаны эффективные методы такой корректировки. Применение матрицы  $Z_y$  эффективно также при расчетах режимов электрических систем с тяговой нагрузкой и при расчетах токов коротких замыканий.

**Простая итерация и метод Зейделя** — простейшие из итерационных методов. Рассмотрение простой итерации важно для понимания сути применения

итерационных методов расчета установившихся режимов электрических систем. Для определенности вначале ограничимся рассмотренной выше системой уравнений третьего порядка.

Предполагая, что диагональные элементы  $Y_{ii} \neq 0$ ,  $i = 1, 2, 3$ , разрешим первое уравнение системы относительно  $U_1$  и второе — относительно  $U_2$ , а третье — относительно  $U_3$ . Тогда получим систему, эквивалентную:

$$\left. \begin{aligned} U_1 &= \frac{I_1}{Y_{11}} + b_{12}U_2 + b_{13}U_3 + b_1 \\ U_2 &= b_{21}U_1 + \frac{I_2}{Y_{22}} + b_{23}U_3 + b_2 \\ U_3 &= b_{31}U_1 + b_{32}U_2 + \frac{I_3}{Y_{33}} + b_3 \end{aligned} \right\}, \quad (8.11)$$

где

$$\begin{aligned} b_{kj} &= -Y_{kj} / Y_{kk}, k \neq j; \\ b_k &= I_k / Y_{kk}, k, j = 1, 2, 3. \end{aligned} \quad (8.12)$$

Зададим начальные приближения неизвестных  $U_1^{(0)} = U_2^{(0)} = U_3^{(0)}$ . Подставляя их в правые части системы (8.12), получаем первые приближения  $U_1^{(1)} = U_2^{(1)} = U_3^{(1)}$ . Вычисление первого приближения неизвестных соответствует первому шагу итерационного процесса. Полученные первые приближения могут быть таким же образом использованы для получения вторых, третьих и последующих приближений. Используя значения переменных, полученных на предыдущем,  $i$ -м шаге, можно получить  $(i+1)$ -е приближения неизвестных:

$$\left. \begin{aligned} U_1^{(i+1)} &= \frac{I_1}{Y_{11}} + b_{12}U_2^{(i)} + b_{13}U_3^{(i)} + b_1 \\ U_2^{(i+1)} &= b_{21}U_1^{(i)} + \frac{I_2}{Y_{22}} + b_{23}U_3^{(i)} + b_2 \\ U_3^{(i+1)} &= b_{31}U_1^{(i)} + b_{32}U_2^{(i)} + \frac{I_3}{Y_{33}} + b_3 \end{aligned} \right\}, \quad (8.13)$$

Введем матрицу и вектор-столбцы:

$$B = \begin{bmatrix} b_{11} & b_{12} & b_{13} \\ b_{21} & b_{22} & b_{23} \\ b_{31} & b_{32} & b_{33} \end{bmatrix}, U = \begin{bmatrix} U_1 \\ U_2 \\ U_3 \end{bmatrix}, b = \begin{bmatrix} b_1 \\ b_2 \\ b_3 \end{bmatrix}. \quad (8.14)$$

Диагональные элементы матрицы  $B$  равны нулю, т.е.  $b_{kk} = 0$ , а недиагональные элементы (т.е.  $b_{kj}$ , при  $k \neq j$ ) совпадают с коэффициентами систем (8.11) или (8.13). Учитывая правило умножения и сложения матриц, систему (8.11) можно записать в матричной форме:

$$U = B*U + b, \quad (8.15)$$

Аналогично итерационное выражение (8.13) можно записать в матричном виде:

$$U^{(i+1)} = B^i*U + b, \quad (8.16)$$

Элементы матрицы  $B$  — безразмерные величины, а элементы вектора  $b$  имеют размерность напряжений. Итерационный процесс, определяемый выражением (8.13) или (8.16), называется простой итерацией.

Для сети переменного тока комплексные уравнения узловых напряжений представляются в виде системы действительных уравнений. Затем к полученной системе действительных уравнений применяется метод простой итерации. В принципе возможно применение простой итерации по выражению (8.13) или (8.16) к комплексным числам. При практических расчетах на ЭВМ такой путь, как правило, не используется.

Метод Зейделя представляет собой незначительную модификацию простой итерации. Основная его идея в отличие от простой итерации заключается в том, что найденное  $(i+1)$ -е приближение  $(k-1)$ -го напряжения  $U_{(k-1)}^{(i+1)}$ , сразу же используется для вычисления следующего,  $k$ -го напряжения  $U_{(k)}$ . Иными словами, полученное  $(i+1)$ -е значение напряжения сразу же используется для вычисления  $(i+1)$ -го значения напряжений  $U_2, U_3$  и т.д. Таким образом, для системы (9.1) итерационный процесс метода Зейделя описывается следующим выражением:

$$\left. \begin{aligned} U_1^{(i+1)} &= \frac{b_1}{a_{11}} + b_{12}U_2^{(i)} + b_{13}U_3^{(i)} + b_1 \\ U_2^{(i+1)} &= b_{21}U_1^{(i+1)} + \frac{b_2}{a_{22}} + b_{23}U_3^{(i)} + b_2 \\ U_3^{(i+1)} &= b_{31}U_1^{(i+1)} + b_{32}U_2^{(i+1)} + \frac{b_3}{a_{33}} + b_3 \end{aligned} \right\}, \quad (8.17)$$

По методу простой итерации  $(i+1)$ -е приближение  $k$ -го напряжения  $U_k^{(i+1)}$  для системы  $n$ -го порядка вычисляется по следующему выражению:

$$U_k^{(i+1)} = \sum_{j=1}^{k-1} b_{kj}U_j^{(i)} + \sum_{j=k+1}^n b_{kj}U_j^{(i)} + b_k, \quad (8.18)$$

По методу Зейделя  $(i+1)$ -е приближение  $k$ -го напряжения  $U_k^{i+1}$  вычисляется так:

$$U_k^{(i+1)} = \sum_{j=1}^{k-1} b_{kj}U_j^{(i+1)} + \sum_{j=k+1}^n b_{kj}U_j^{(i)} + b_k, \quad (8.19)$$

Можно показать, что метод Зейделя эквивалентен простой итерации (8.16), но с другой матрицей и другим вектором. Как правило, метод Зейделя надежнее и быстрее сходится, чем метод простой итерации. Кроме того, метод Зейделя требует несколько меньшей памяти, чем простая итерация, так как необходимо помнить только один вектор переменных. Действительно, при решении по Зейделю, например, уравнений узловых напряжений сразу после вычисления  $(i+1)$ -е приближение  $k$ -го узлового напряжения  $U_k^{(i+1)}$  записывается в ту же ячейку памяти, где ранее хранилось  $i$ -е приближение  $U_k^{(i)}$ . При использовании простой итерации необходимо помнить два вектора узловых напряжений, соответствующих  $i$ -му и  $(i+1)$ -му шагам.

Алгоритмическая реализация метода Зейделя столь же проста, как и простой итерации. Единственное изменение в алгоритме расчета состоит в засылке вычисленного  $U_k^{(i+1)}$  в то же место памяти, где ранее хранилось  $U_k^{(i)}$ .

Поскольку метод простой итерации не имеет никаких преимуществ перед методом Зейделя, при практических расчетах установившихся режимов электрических систем на ЭВМ всегда используется метод Зейделя, а не простая итерация.

Если метод Зейделя сходится быстро и для решения системы  $n$ -го порядка требуется менее  $n$  шагов, то при расчете на ЭВМ получим выигрыш во времени в сравнении сточными методами, например с методом Гаусса. Это вытекает из того, что число арифметических операций, необходимых для одного шага метода Зейделя, пропорционально  $n^2$ , а общее число арифметических операций, например в методе Гаусса, пропорционально  $n^3$ . Приведенное соотношение числа операций справедливо для расчетов установившегося режима, если не учитывается слабая заполненность матриц узловых проводимостей. В то же время и в случае учета

слабой заполненности этих матриц метод Зейделя, если он сходится быстро, требует меньше времени ЭВМ, чем точные методы.

Важное достоинство метода Зейделя состоит в простоте алгоритма и в удобстве его реализации на ЭВМ. Он особенно эффективен при учете слабой заполненности матрицы узловых проводимостей, поскольку алгоритм такого учета в методике Зейделя весьма прост. В результате экономия памяти при использовании метода Зейделя становится тем существенней, чем больше узлов содержит электрическая система. Применение специальных методов учета слабой заполненности при применении точных методов несколько уменьшает преимущество метода Зейделя с точки зрения необходимого объема памяти ЭВМ. Однако в точных методах такой учет алгоритмически сложен и даже при его применении метод Зейделя все равно требует меньше памяти ЭВМ. Существенный недостаток метода Зейделя — его медленная сходимость или даже расходимость при расчете электрических систем с устройствами продольной компенсации, с трехобмоточными трансформаторами, когда сопротивление обмотки среднего напряжения очень мало, а также при расчетах предельных и неустойчивых режимов.

### **Лекция №9. Нелинейные уравнения установившегося режима. Применение метода Зейделя для решения нелинейных уравнений узловых напряжений<sup>[9]</sup>**

Метод Зейделя и простая итерация могут применяться для решения нелинейных уравнений узловых напряжений в форме баланса токов аналогично тому, как они применялись для решения систем линейных алгебраических уравнений. Все различие состоит в том, что вместо постоянных величин  $b_k$  в итерационных процессах при решении нелинейных уравнений узловых напряжений необходимо использовать нелинейные токи в узлах. По методу простой итерации  $(i+1)$ -е приближение напряжения  $k$ -то узла определяется следующим выражением:

$$U_k^{(i+1)} = \varphi_k(U_1^{(i)}, U_2^{(i)}, \dots, U_n^{(i)}) = \frac{1}{Y_{kk}} \left( -\sum_{\substack{j \neq k \\ j=1}}^n Y_{kj} U_j^{(i)} + \frac{S_k^*}{U_k^{*(i)}} - Y_{k\sigma} U_\sigma \right), \quad (9.1)$$

где,  $\varphi_k(U_1^{(i)}, U_2^{(i)}, \dots, U_n^{(i)})$  — нелинейная функция, определяющая итерационный процесс простой итерации.

Если использовать вектор-функцию  $\varphi(U)$ ,  $k$ -й элемент которой равен  $\varphi_k(U)$ , то вектор-столбец узловых напряжений по методу простой итерации определяется с помощью следующего итерационного процесса, записанного в векторной форме:

$$U^{(i+1)} = \varphi(U^{(i)}) = \begin{pmatrix} \varphi_1(U_1^{(i)}, U_2^{(i)}, \dots, U_n^{(i)}) \\ \varphi_2(U_1^{(i)}, U_2^{(i)}, \dots, U_n^{(i)}) \\ \dots\dots\dots \\ \varphi_n(U_1^{(i)}, U_2^{(i)}, \dots, U_n^{(i)}) \end{pmatrix}. \quad (9.2)$$

<sup>[9]</sup> Д. [2] P. Gill. Electrical Power Equipment Maintenance and Testing. Quanta Technology Raleigh, North Carolina, 2009 – p 589

Итерационный процесс Зейделя определяется выражением:

$$U_k^{(i+1)} = \varphi_{3k}(U_1^{(i+1)}, U_2^{(i+1)}, \dots, U_{k-1}^{(i+1)}, U_{k+1}^{(i)}, \dots, U_n^{(i)}) = \\ = \frac{1}{Y_{kk}} \left( -\sum_{j=1}^{k-1} Y_{kj} U_j^{(i+1)} - \sum_{j=k+1}^n Y_{kj} U_j^{(i)} + \frac{S_k^*}{U_k^{*(i)}} - Y_{k0} U_0 \right), \quad (9.3)$$

где  $\varphi_{3k}(U_1^{(i+1)}, U_2^{(i+1)}, \dots, U_{k-1}^{(i+1)}, U_{k+1}^{(i)}, \dots, U_n^{(i)})$  - нелинейная функция, описывающая итерационный процесс Зейделя. В расчетах на ЭВМ при замене комплексных переменных на действительные по методу Зейделя определяются активные и реактивные напряжения узлов:

$$\left. \begin{aligned} U_k^{\wedge(i+1)} &= \varphi_{3k}^{\wedge}(U_1^{\wedge(i+1)}, U_1^{\wedge(i+1)}, \dots, U_{k-1}^{\wedge(i+1)}, U_{k-1}^{\wedge(i+1)}, U_{k+1}^{\wedge(i)}, U_{k+1}^{\wedge(i)}, \dots, U_n^{\wedge(i)}, U_n^{\wedge(i)}); \\ U_k^{\wedge\wedge(i+1)} &= \varphi_{3k}^{\wedge\wedge}(U_1^{\wedge(i+1)}, U_1^{\wedge\wedge(i+1)}, \dots, U_{k-1}^{\wedge(i+1)}, U_{k-1}^{\wedge\wedge(i+1)}, U_{k+1}^{\wedge(i)}, U_{k+1}^{\wedge\wedge(i)}, \dots, U_n^{\wedge(i)}, U_n^{\wedge\wedge(i)}); \end{aligned} \right\} \quad (9.4)$$

где  $\varphi_{3k}^{\wedge}, \varphi_{3k}^{\wedge\wedge}$  — составляющие комплексной нелинейной функции  $\varphi_{3k}$ , описывающей итерационный процесс Зейделя.

Расчетные выражения метода Зейделя легко получить, если разделить мнимую и действительную составляющие в правой части выражения (9.3). Если использовать вектор-функцию  $\varphi_3(\mathbf{U})$ ,  $k$ -й элемент которой равен  $\varphi_{3k}(\mathbf{U})$ , то можно записать итерационный процесс Зейделя в векторной форме, аналогичной (9.2). Сходимость метода Зейделя к решению нелинейных уравнений установившихся режимов медленная. Для ускорения сходимости метода Зейделя применяются ускоряющие коэффициенты, или метод неполной релаксации. Использование ускоряющих коэффициентов сводится к следующему. Обозначим  $U_{k.уск}^{(i+1)}$  напряжение  $k$ -го узла, определенное на  $(i+1)$ -м шаге по обычным итерационным формулам (9.3). Ускоренное  $(i+1)$ -е приближение значения напряжения  $k$ -го узла  $U_{k.уск}^{(i+1)}$  определяется по формуле

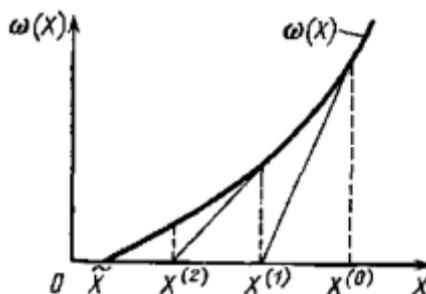
$$U_{k.уск}^{(i+1)} = U_{k.уск}^{(i)} + t(U_k^{(i+1)} - U_{k.уск}^{(i)}) = U_{k.уск}^{(i)} + t\Delta U_k^{(i+1)}, \quad (9.5)$$

где  $\Delta U_k^{(i+1)} = U_k^{(i+1)} - U_{k.уск}^{(i)}$  — поправка по напряжению  $k$ -го узла на  $(i+1)$ -м шаге;  $t$  — ускоряющий коэффициент. Напряжение  $U_{k.уск}^{(i+1)}$ , вычисленное с ускорением, принимается в качестве исходного при расчете следующего,  $(i+2)$ -го шага.

В случае  $t=1$  получим обычный итерационный процесс метода Зейделя. Метод Зейделя нашел широкое применение в расчетах установившихся режимов, в особенности на ранних этапах использования ЭВМ. Основное достоинство метода в том, что он легко программируется и требует малой оперативной памяти. Недостаток метода — в медленной сходимости. Метод Зейделя особенно медленно сходится, а в ряде случаев и расходится, в расчетах установившихся режимов электрических систем с устройствами продольной компенсации, с трехобмоточными трансформаторами или автотрансформаторами с очень малым сопротивлением обмотки среднего напряжения и для электрических систем с сильной неоднородностью параметров. Метод Зейделя также плохо сходится либо расходится в расчетах режимов, близких к предельным по устойчивости.

## Лекция №10. Применение метода Ньютона для решения нелинейных уравнений узловых напряжений<sup>[10]</sup>

**Решение нелинейных алгебраических и трансцендентных уравнений методом Ньютона** эффективно, так как при сравнительно несложной схеме вычисления он обладает быстрой сходимостью. Метод Ньютона пригоден для решения обширного класса нелинейных уравнений.



**Рис 10.1.** Итерационный процесс метода Ньютона

Идея метода Ньютона состоит в последовательной замене на каждой итерации системы нелинейных уравнений некоторой линейной системой, решение которой дает значения неизвестных, более близкие к решению нелинейной системы, чем исходное приближение. Поясним идею этого метода на примере решения уравнения

$$w(x) = 0. \quad (10.1)$$

Решение уравнения  $x$  — точка, в которой кривая  $w(x)$  проходит через нуль (рис. 10.1). Зададим начальное приближение  $x^{(0)}$ .

Заменим уравнение (10.1) в окрестности точки  $x^{(0)}$  линейным уравнением

$$\omega(x^{(0)}) + \frac{\partial \omega}{\partial x}(x^{(0)})(x - x^{(0)}) = 0, \quad (10.2)$$

левая часть которого представляет собой два первых члена разложения функции  $w(x)$  в ряд Тейлора. Решим линейное уравнение (10.2) и определим поправку  $\Delta x^{(1)}$  к начальному приближению:

$$\Delta x^{(1)} = x^{(1)} - x^{(0)} = -\frac{\omega(x^{(0)})}{\frac{\partial \omega}{\partial x}(x^{(0)})}, \quad (10.3)$$

За новое приближение неизвестного принимаем

$$x^{(1)} = x^{(0)} + \Delta x^{(1)} = x^{(0)} - \frac{\omega(x^{(0)})}{\frac{\partial \omega}{\partial x}(x^{(0)})}, \quad (10.4)$$

Аналогично определяются следующие приближения:

$$x^{(i+1)} = x^{(i)} + \Delta x^{(i+1)} = x^{(i)} - \frac{\omega(x^{(i)})}{\frac{\partial \omega}{\partial x}(x^{(i)})}, \quad (10.5)$$

Итерационный процесс сходится, если функция  $w(x)$  становится близкой к нулю. Сходимость считается достигнутой, если абсолютная величина невязки (или небаланса) меньше заданной, т. е. при

$$|\omega(x^{(i)})| \leq \varepsilon, \quad (10.6)$$

<sup>[10]</sup> Д. [2] Р. Gill. Electrical Power Equipment Maintenance and Testing. Quanta Technology Raleigh, North Carolina, 2009 – p 620.

Отметим, что контроль сходимости по величине поправки  $\Delta x^{(i)}$  может привести к неверным результатам. Дадим геометрическую интерпретацию метода Ньютона (рис. 10.1). Один шаг метода Ньютона сводится к замене кривой  $w(x)$  на прямую  $w(x^{(0)}) + \frac{\partial w}{\partial x}(x^{(0)})(x - x^{(0)})$ , которая является касательной к этой кривой в точке  $x = x^{(0)}$ . Поэтому метод Ньютона называют также методом касательных. Приближение  $x^{(i+1)}$  есть точка пересечения касательной к кривой  $w(x)$  в точке  $x = x^{(i)}$  с осью  $x$ .

Рассмотрим решение по методу Ньютона системы нелинейных алгебраических уравнений с действительными переменными:

$$\left. \begin{aligned} \omega_1(x_1, x_2, x_3) &= 0 \\ \omega_2(x_1, x_2, x_3) &= 0 \\ \omega_3(x_1, x_2, x_3) &= 0 \end{aligned} \right\}, \quad (10.7)$$

Если использовать вектор-столбец  $\mathbf{X}$  и вектор-функцию  $\mathbf{W}(\mathbf{X})$ , где

$$\mathbf{X} = \begin{pmatrix} x_1 \\ x_2 \\ x_3 \end{pmatrix}, \quad \mathbf{W}(\mathbf{X}) = \begin{pmatrix} \omega_1(x_1, x_2, x_3) \\ \omega_2(x_1, x_2, x_3) \\ \omega_3(x_1, x_2, x_3) \end{pmatrix}. \quad (10.8)$$

то систему (10.7) можно записать в матричном виде:

$$\mathbf{W}(\mathbf{X}) = \mathbf{0}. \quad (10.9)$$

Пусть  $x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, x_3^{(0)}$  начальные приближения неизвестных. Заменяем каждое из нелинейных уравнений (10.7) линейным, полученным разложением в ряд Тейлора. Например, первое уравнение после линеаризации будет иметь следующий вид:

$$\begin{aligned} \omega_1(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, x_3^{(0)}) + \frac{\partial \omega_1}{\partial x_1}(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, x_3^{(0)})(x_1 - x_1^{(0)}) + \\ + \frac{\partial \omega_1}{\partial x_2}(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, x_3^{(0)})(x_2 - x_2^{(0)}) + \frac{\partial \omega_1}{\partial x_3}(x_1^{(0)}, x_2^{(0)}, x_3^{(0)})(x_3 - x_3^{(0)}) \end{aligned} \quad (10.10)$$

Запишем матрицу Якоби, т. е. матрицу производных системы функций  $w_k$  по переменным  $x_k$ :

$$\frac{\partial \mathbf{W}}{\partial \mathbf{X}} = \begin{pmatrix} \frac{\partial \omega_1}{\partial x_1} & \frac{\partial \omega_1}{\partial x_2} & \frac{\partial \omega_1}{\partial x_3} \\ \frac{\partial \omega_2}{\partial x_1} & \frac{\partial \omega_2}{\partial x_2} & \frac{\partial \omega_2}{\partial x_3} \\ \frac{\partial \omega_3}{\partial x_1} & \frac{\partial \omega_3}{\partial x_2} & \frac{\partial \omega_3}{\partial x_3} \end{pmatrix}. \quad (10.11)$$

Тогда систему линеаризованных уравнений можно записать в матричном виде следующим образом:

$$\mathbf{W}(\mathbf{X}^{(0)}) + \frac{\partial \mathbf{W}}{\partial \mathbf{X}}(\mathbf{X}^{(0)})(\mathbf{X} - \mathbf{X}^{(0)}) = \mathbf{0}, \quad (10.12)$$

Эта система линейна относительно поправок  $\Delta x_k^{(1)} = x_k^{(1)} - x_k^{(0)}$ .

Предположим, что матрица Якоби не вырождена,  $\frac{\partial \mathbf{W}}{\partial \mathbf{X}}$ , т. е. ее определитель не равен нулю.

Решим линейную систему (10.12) и определим поправки, например, по методу Гаусса. Затем найдём первое приближение переменных.

$$X^{(1)} = X^{(0)} + \Delta X^{(1)}, \quad (10.13)$$

Каждый шаг итерационного процесса состоит из решения линейной системы

$$\frac{\partial W}{\partial X}(X^{(i)}) \Delta X^{(i+1)} = -W(X^{(i)}), \quad (10.14)$$

и определения следующего приближения неизвестных:

$$X^{(i+1)} = X^{(i)} + \Delta X^{(i+1)} \quad (10.15)$$

Часто итерационный процесс Ньютона записывают в матричной форме:

$$X^{(i+1)} = X^{(i)} - \left\| \frac{\partial W}{\partial X}(X^{(i)}) \right\|^{-1} W(X^{(i)}) \quad (10.16)$$

Эта запись ни в коем случае не предполагает, что по методу Ньютона вычисляется обратная матрица  $\left\| \frac{\partial W}{\partial X} \right\|^{-1}$  и затем умножается на вектор  $(X^{(i)})$ .

Поправки  $\Delta X^{(i+1)}$  всегда определяются в результате решения линейной системы (10.14) по Гауссу (или в некоторых случаях — по методу Зейделя), а выражение (10.16) используется для удобства записи и анализа итерационного процесса Ньютона.

Контроль сходимости осуществляется по вектору невязок

$$|\omega_k(X^{(i)})| \leq \varepsilon, \quad (10.17)$$

и должен выполняться для всех невязок (небалансов).

**Решение узловых уравнений баланса мощности.** Запишем уравнение узловых напряжений в форме баланса мощностей для  $k$ -го узла в следующем виде:

$$\omega_{sk}(U) = S_k^* - Y_{kk} U_k U_k^* - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^{n+1} Y_{kj} U_j U_k^*, \quad (10.18)$$

В этом выражении для удобства записи слагаемое  $Y_{k0} U_0 U_k^*$  внесено в сумму, причем балансирующему узлу присвоен номер  $n+1$ . Функция  $w_{sk}(U)$  соответствует небалансу мощности в  $k$ -м узле. Для того чтобы оперировать с вещественными величинами, выделим в уравнении (10.18) действительные и мнимые части:

$$\omega_{sk}(U) = \omega_{pk}(U', U'') + j \omega_{qk}(U', U''), \quad (10.19)$$

где  $\omega_{pk}, \omega_{qk}$  — соответственно небалансы активных и реактивных мощностей в узле  $k$ ;  $U', U''$  — вектор-столбцы действительных и мнимых составляющих напряжений.

В качестве неизвестных при решении уравнений установившегося режима могут использоваться: 1) модули и фазы напряжений в узлах  $U$  и  $\delta$ ; 2) вещественные и мнимые составляющие напряжений  $U'$  и  $U''$ . В расчетах установившегося режима на ЭВМ обычно используют модули и фазы напряжений узлов  $U_k$  и  $\delta_k$ .

Уравнения баланса мощностей для  $k$ -го узла при переменных  $U, \delta$  можно получить из (10.18) в следующем виде:

$$\omega_{pk} = P_k - g_{kk} U_k^2 - U_k \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^{n+1} U_j (g_{kj} \cos \delta_{kj} - b_{kj} \sin \delta_{kj}), \quad (10.20)$$

$$\omega_{qk} = Q_k - b_{kk} U_k^2 - U_k \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^{n+1} U_j (b_{kj} \cos \delta_{kj} + g_{kj} \sin \delta_{kj}), \quad (10.21)$$

где  $\delta_{kj} = \delta_k - \delta_j$  и  $k=1, \dots, n$ .

В этом случае

$$\frac{\partial W}{\partial X} = \left\| \begin{array}{cc} \frac{\partial W_p}{\partial U} & \frac{\partial W_p}{\partial \delta} \\ \frac{\partial W_Q}{\partial U} & \frac{\partial W_Q}{\partial \delta} \end{array} \right\|, \quad (10.22)$$

т.е. элементы матрицы Якоби — это частные производные небалансов активной и реактивной мощностей по модулям и фазам напряжений узлов. Если активные и реактивные мощности заданы во всех узлах, то число уравнений узловых напряжений баланса мощности и число переменных  $U_k$  и  $\delta_k$  равны  $2n$ . Все подматрицы в (10.22) — квадратные, и порядок их  $n$ . Если в узле  $k$  заданы  $P_k$  и  $U_k$ , то уравнение баланса реактивной мощности  $k$ -го узла не входит в систему уравнений узловых напряжений, а  $Q_k$  — в число зависимых переменных, определяемых при решении уравнений узловых напряжений. Для узлов, балансирующих по  $Q$ , в матрицу Якоби (10.22) не входят производные  $\frac{\partial \omega_{Qk}}{\partial U_j}$  и  $\frac{\partial \omega_{Qk}}{\partial \delta_j}$ .

В этом случае число переменных  $U_k$  и  $\delta_k$  и размер квадратной матрицы (10.22) меньше  $2n$  на число узлов, балансирующих по  $Q$ , причем число переменных  $\delta$  равно  $n$ . При этом подматрица  $\frac{\partial W_Q}{\partial U}$  — квадратная, порядок ее равен числу переменных  $U_k$ , т. е. меньше  $n$  на число узлов, балансирующих по  $Q$ . Подматрица  $\frac{\partial W_Q}{\partial U}$  — прямоугольная, в ней  $n$  столбцов, а количество строк меньше  $n$  на число узлов, балансирующих по  $Q$ .

Определитель матрицы Якоби (якобиан) уравнений установившегося режима в форме баланса мощности (10.22) при задании в генераторных узлах  $P_G$  и  $U_G$  равен свободному члену характеристического уравнения переходных процессов в электрической системе, если выполняются определенные условия. Это обстоятельство может эффективно использоваться для анализа статической апериодической устойчивости в ходе расчета установившегося режима по методу Ньютона.

**Решение уравнений узловых напряжений баланса токов методом Ньютона** осуществляется аналогично. Уравнение  $k$ -го узла имеет вид

$$\omega_{jk}(U) = \frac{S_k^*}{U_k^*} - Y_{kk}U_k - \sum_{\substack{j=1 \\ j \neq k}}^{n+1} Y_{kj}U_j, \quad (10.23)$$

Уравнение баланса активного и реактивного токов при использовании переменных  $U'$ ,  $U''$  легко получить, выделив в (10.23) действительную и мнимую части. Элементы матрицы Якоби — это производные активных и реактивных небалансов токов по активным и реактивным напряжениям узлов (либо по модулям и фазам напряжений).

Все недиагональные элементы подматриц в матрице Якоби постоянны (т. е. независимы от режима). Каждый недиагональный элемент в матрицах-клетках равен активной или реактивной узловой проводимости, т. е. соответствующему элементу матрицы коэффициентов системы действительных уравнений узловых напряжений в форме баланса токов. Это следует из линейности слева системы уравнений балансов тока. Диагональные элементы подматриц в матрице Якоби зависят от напряжения именно вследствие нелинейности правых частей в системе уравнений баланса токов, т. е. из-за нелинейности задающих токов  $S_k^*/\sqrt{3}U_k^*$ . В

этом легко убедиться, если продифференцировать активные и реактивные небалансы токов в узлах.

При решении нелинейных уравнений узловых напряжений в форме баланса токов вычислительная схема метода Ньютона очень близка к схеме их итерационного решения с использованием на каждом шаге итераций метода Гаусса. Отличие лишь в том, что диагональные элементы подматриц в матрице Якоби зависят от напряжений и изменяются на каждом шаге итерационного процесса, что и учитывается нелинейностью уравнений. Именно вследствие учета нелинейности можно считать, что применение метода Ньютона с точки зрения сходимости лучше, чем решение в каждом шаге итерационного процесса линейных уравнений узловых напряжений по Гауссу (или с помощью матрицы  $Z_y$ ).

**Метод Ньютона широко применяется** для расчетов установившихся режимов на ЭВМ. Он не мог претендовать на практические применения в задачах расчета сетей до использования ЭВМ из-за трудоемкости вычисления матрицы производных. Широкое применение для расчетов установившихся режимов на ЭВМ метод Ньютона получил с 60-х годов.

Матрица Якоби системы уравнений установившегося режима слабо заполнена, как и матрица  $Y_y$ . Поэтому в расчетах режимов на ЭВМ на каждом шаге метода Ньютона можно использовать способы учета слабой заполненности. Важнейшие преимущества метода Ньютона в расчетах установившихся режимов на ЭВМ — быстрая квадратичная сходимость и возможность учета слабой заполненности матрицы производных. Метод Ньютона можно успешно применять для расчетов установившихся режимов при их комплексной оптимизации.

Таким образом, метод Ньютона в расчете установившегося режима сходится значительно быстрее и надежнее метода Зейделя, а также, как правило, быстрее и надежнее, чем при использовании матрицы  $Z_y$  или решении на каждом шаге линейных уравнений узловых напряжений. Метод Ньютона требует столько же памяти ЭВМ, сколько при решении на каждом шаге линейных уравнений узловых напряжений по Гауссу, т. е. больше, чем по методу Зейделя, но значительно меньше, чем при использовании матрицы  $Z_y$ .

Для увеличения скорости и надежности расчета установившегося режима применяются различные модификации метода Ньютона. Упрощенный расчет можно проводить с постоянной матрицей Якоби, определяемой только при начальном приближении. Для повышения эффективности метода Ньютона используют «разделение» уравнений. Для более надежной сходимости учитывают старшие нелинейные члены в разложении Тейлора или используют методы по параметру.

### **Лекция №11. Баланс активной мощности и его связь с частотой. Регулирование частоты вращения турбины. Регулирование частоты в электроэнергетической системе<sup>[11]</sup>**

**Баланс активной мощности и его связь с частотой.** Особенность электроэнергетических систем состоит в практически мгновенной передаче энергии от источников к потребителям и невозможности накапливания

---

<sup>[11]</sup>Д.[3] Kenneth. Baker. Optimization Modeling with Spreadsheets.- New Jersey, USA. John Wiley&Sons,2011. p. 360

выработанной электроэнергии в заметных количествах. Эти свойства определяют одновременность процесса выработки и потребления электроэнергии.

В каждый момент времени в установившемся режиме системы ее электрические станции должны вырабатывать мощность, равную мощности потребителей, и покрывать потери в сети — должен соблюдаться баланс вырабатываемой и потребляемой мощностей:

$$\sum P_e = \sum P_n = \sum P_n + \sum \Delta P, \quad (11.1)$$

где  $\sum P_e$  — генерируемая активная мощность станции (за вычетом мощности, расходуемой на собственные нужды);  $\sum P_n$  — суммарное потребление активной мощности;  $\sum P_n$  — суммарная активная мощность нагрузки потребителей;  $\sum \Delta P$  — суммарные потери активной мощности.

При неизменном составе нагрузок системы потребляемая ими мощность связана с частотой переменного тока. При нарушении исходного баланса частота принимает новое значение. Снижение генерируемой активной мощности приводит к уменьшению частоты, ее возрастание обуславливает рост частоты. Иными словами, при  $\sum P_e < \sum P_n$  частота понижается, при  $\sum P_e > \sum P_n$  частота растет. Это станет понятным, если представить систему, состоящую из одного генератора и двигателя, вращающихся с одинаковой частотой. Как только мощность генератора начнет убывать, частота понизится. Справедливо и обратное. Аналогично и в электрической системе, например, при  $\sum P_e > \sum P_n$  турбины начинают разгоняться и вращаться быстрее,  $f$  растет. Причинами нарушения баланса мощности могут быть: а) аварийное отключение генератора; б) неожиданный (неплановый, не предусмотренный расчетами) рост потребления мощности, например, увеличение потребления мощности электронагревателями в результате сильного снижения температуры; в) аварийное отключение линий или трансформаторов связи.

Для пояснения последней причины рассмотрим систему из двух частей, соединенных линией связи. При связанной работе обеих частей соблюдается баланс мощности:

$$\sum P_{e1} + \sum P_{e2} = \sum P_{n1} + \sum \Delta P_{n2}, \quad (11.2)$$

Однако в первой части системы генерация больше потребления:  $\sum P_{e1} > \sum P_{n1}$ , а во второй, наоборот,  $\sum P_{e2} > \sum P_{n2}$ . Если линия связи аварийно выйдет из строя, обе части системы будут работать изолированно и баланс  $P$  в каждой из них нарушится. В первой частота возрастет, во второй понизится.

Частота в системе оценивается по показателю отклонения частоты (ГОСТ 13109-97).

Отклонение частоты  $\Delta f$  — это отличие ее фактического значения  $f$  от номинального  $f_{ном}$  в данный момент времени, выраженное в герцах или процентах:

$$\Delta f = f - f_{ном}, \quad (11.3)$$

$$\Delta f \% = \frac{f - f_{ном}}{f_{ном}} 100\%, \quad (11.4)$$

Отклонение частоты допускается: нормальное — в пределах  $\pm 0,2$  Гц и максимальное — в пределах  $\pm 0,4$  Гц. Приведенные нормы отклонений частоты относятся к нормальному режиму работы энергосистемы и не распространяются на послеаварийные режимы. В послеаварийных режимах работы электрической сети допускается отклонение частоты от плюс 0,5 Гц до минус 1 Гц общей продолжительностью за год не более 90 ч.

К поддержанию частоты в электрических системах предъявляются повышенные требования, так как следствием больших отклонений могут являться выход из строя оборудования станций, понижение производительности двигателей, нарушение технологического процесса и брак продукции.

Превышение  $\sum P_c$  над  $\sum P_n$ , приводящее к росту частоты, можно ликвидировать, уменьшая мощность генераторов или отключая часть из них.

Понижение частоты из-за превышения  $\sum P_n$  над  $\sum P_c$  требует мобилизации резерва мощности или автоматической частотной разгрузки (АЧР). В противном случае понижение частоты может привести не только к браку продукции у потребителей, но и к повреждению оборудования станций и развалу системы.

Во всех режимах должен быть определенный резерв мощности, реализуемый при соответствующем росте нагрузок. Резерв может быть горячим (генераторы загружаются до мощности меньше номинальной и очень быстро набирают нагрузку при внезапном нарушении баланса Р) и холодным, для ввода которого нужен длительный промежуток времени.

Суммарный необходимый резерв мощности энергосистемы складывается из следующих видов резерва: нагрузочного, ремонтного, аварийного и народнохозяйственного. Нагрузочный резерв служит для покрытий случайных колебаний и непредвиденного увеличения нагрузки сверх учтенной в балансе регулярного максимума нагрузки. Ремонтный резерв должен обеспечивать возможность проведения необходимого планово-предупредительного (текущего и капитального) ремонта оборудования электростанций. Аварийный резерв предназначен для замены агрегатов, выбывших из работы в результате аварии. Народнохозяйственный резерв служит для покрытия возможного превышения электропотребления против планируемого уровня.

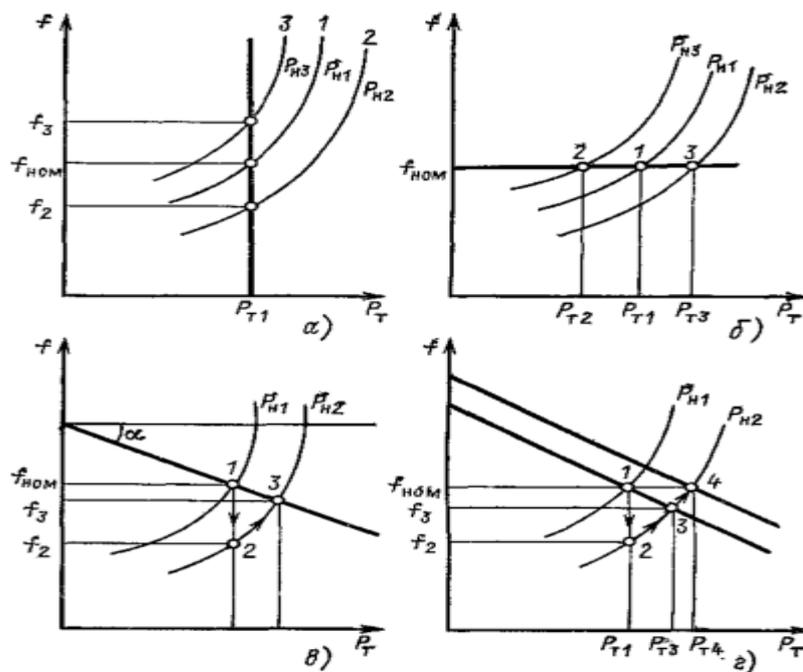
Кроме резерва мощности на электростанциях системы необходим резерв по энергии. На ТЭС должен быть обеспечен соответствующий запас топлива, а на ГЭС — запас воды. Если резерв станций исчерпан, а частота в системе не достигла номинального значения, то в действие вступают устройства АЧР, которые предназначены для быстрого восстановления баланса мощности при ее дефиците путем отключения части менее ответственных потребителей. Все потребители электрической энергии по надежности их электроснабжения делятся на три основные категории. В первую очередь АЧР отключает потребителей третьей категории. Для них допускаются перерывы электроснабжения на время, необходимое для ремонта или замены поврежденного элемента сети, но не более одних суток. В последнюю очередь отключаются наиболее ответственные потребители.

Автоматическая частотная разгрузка — дискретная система регулирования, отключающая потребителей ступенями (или очередями). При снижении частоты на величину  $\Delta f$  срабатывает реле частоты, входящее в состав устройства АЧР, и отключает часть потребителей с мощностью  $\Delta P$ .

Система АЧР состоит из комплектов автоматики, установленных на энергетических объектах. В каждом комплекте реле частоты имеет свою уставку по частоте, при которой оно срабатывает и отключает часть линий, питающих потребителей; АЧР отключает потребителей так, чтобы частота не снизилась ниже предельно допустимой по условиям работы технологического оборудования электростанций величины 46 Гц.

**Регулирование частоты вращения турбины.** Регулирование частоты в электрических системах требует изменения мощности, которую генераторы выдают в сеть. Мощность генераторов в установившихся режимах и ее изменения определяются мощностью турбин, которыми эти генераторы приводятся во вращение. Поэтому, рассматривая возможности регулирования частоты в электрических системах, необходимо проанализировать характеристики первичных двигателей — тепловых и гидравлических турбин, определяющих изменение их мощности под действием систем регулирования.

На рис. 11.1, а изображена характеристика нерегулируемой турбины, мощность которой неизменна, — это прямая, параллельная вертикальной оси,  $P_{T1} = \text{const}$ . Статические характеристики нагрузок по частоте — это кривые 3, 1, 2, соответствующие нагрузкам  $P_{H3} < P_{H1} < P_{H2}$ . При нагрузке  $P_{H1}$  режим определяется пересечением характеристики турбины и характеристики нагрузки 1, при этом частота равна номинальной. При изменении нагрузки частота в системе принимает новое, отличное от номинального значение. Например, пересечение характеристик турбины и нагрузки  $P_{H2}$  соответствует частоте  $f_2$ , т. е. увеличение нагрузки от  $P_{H1}$  до  $P_{H2}$  приводит к уменьшению частоты от  $f_{\text{НОМ}}$  до  $f_2$ .



**Рис. 11.1.** Характеристики регуляторов скорости турбины: а — нерегулируемая турбина; б — астатическая характеристика; в — статическая характеристика; г — вторичное регулирование частоты (АРЧ)

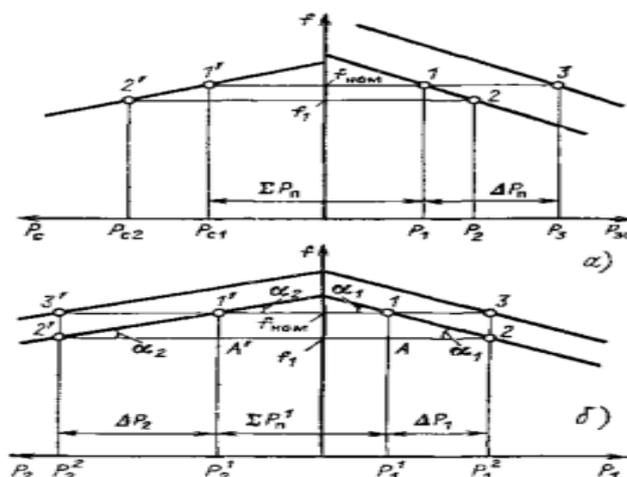
Если турбина имеет автоматический регулятор скорости, то он изменяет отпуск энергоносителя (пара или воды) через турбину в зависимости от нагрузки. Регуляторы скорости турбин оказывают стабилизирующее влияние на частоту в системе и поэтому часто называются первичными регуляторами частоты. Процесс изменения частоты под действием этих регуляторов называется первичным регулированием частоты.

Регуляторы скорости турбины могут иметь астатическую или статическую (рис. 11.1, б и в) характеристику. При изменении электрической нагрузки под действием регулятора скорости либо восстановится номинальная частота, либо установится некоторая новая частота, близкая к  $f_{ном}$ . В первом случае, когда после изменения нагрузки и окончания переходного процесса регулятор восстанавливает номинальную частоту, регулирование называется астатическим (рис. 11.1, б). Если при изменении нагрузки и окончания переходного процесса устанавливается новая, отличная от номинальной частота, то такое регулирование называется статическим (рис. 11.1, в).

Реальные регуляторы скорости имеют статическую характеристику. Добиться астатической характеристики у регулятора практически очень трудно.

Для астатического регулирования, т. е. для дополнительной корректировки частоты в системе, применяется так называемое *вторичное регулирование*. В процессе вторичного регулирования осуществляется изменение мощности, развиваемой турбинами, в зависимости от частоты переменного тока. Вторичное регулирование ведется либо автоматическими регуляторами частоты (вторичными регуляторами скорости), либо обслуживающим персоналом системы (вручную), который контролирует частоту по показаниям приборов. В результате вторичного регулирования статическая характеристика турбины перемещается параллельно самой себе до тех пор, пока частота не станет номинальной (рис. 11.1, г).

**Регулирование частоты в электроэнергетической системе.** Регулирование частоты в электроэнергетической системе осуществляют несколько электростанций. Для простоты в начале рассмотрим энергосистему небольшой мощности, в которой регулирует частоту только одна станция. Эта станция, балансирующая по частоте, воспринимает на себя все изменения потребляемой мощности в системе. Она изменяет свою нагрузку на ту же величину, на которую изменяется суммарная потребляемая мощность системы. При этом выполняется баланс активной мощности и мощность остальных станций в системе неизменна.



**Рис. 11.2.** Регулирование частоты в энергосистеме: а — одной электростанцией; б — двумя электростанциями

На рис. 11.2,а изображены характеристики станции, регулирующей частоту (прямая с точками 1, 2 справа от оси  $f$ ), и остальных станций системы, которые частоту не регулируют (прямая с точками 1' 2' слева от оси  $f$ ). При суммарной потребляемой нагрузке  $\sum P_n$  все станции системы работают при номинальной частоте  $f_{ном}$ . Станция, регулирующая частоту, имеет нагрузку  $P_1$ , нагрузка остальных станций системы равна  $P_{c1}$ . Уравнение баланса (11.1) имеет следующий вид:

$$P_{c1} + P_1 = \sum P_n, \quad (11.5)$$

При увеличении суммарной потребляемой нагрузки на величину  $\Delta P_n$  частота в системе снижается до величины  $f_1$ .

Баланс мощности запишется следующим образом:

$$P_{c2} + P_2 = \sum P_n + \Delta P_n, \quad (11.6)$$

При снижении частоты в системе персонал или вторичные регуляторы частоты станции, регулирующей частоту, увеличат пропуск энергоносителя в турбину. Это соответствует параллельному перемещению характеристики 12 и установлению в системе номинальной частоты в точке 3 рис. 11.2, а. Регулирующая станция принимает на себя все увеличение нагрузки:

$$\begin{aligned} P_3 &= P_1 + \Delta P_n, \\ P_{c1} + P_3 &= \sum P_n + \Delta P_n, \end{aligned} \quad (11.7)$$

Изменение потребляемой мощности может быть больше, чем диапазон регулирования  $P$  станции, ведущей частоту. Тогда регулировать частоту должны две или более станций. Рассмотрим распределение мощности между двумя станциями, ведущими частоту в системе (рис. 11.2, б). При нагрузке  $\sum P_n$  частота в системе номинальная; станция 1 имеет нагрузку  $P_1^1$ , станция 2 —  $P_2^1$ :

$$P_1^1 + P_2^1 = \sum P_n, \quad (11.8)$$

При увеличении нагрузки на  $\Delta P_n$  прирост мощности распределится между станциями в соответствии со статическими характеристиками. При первичном регулировании частота понизится до  $f_1$ . На станциях 1 и 2 нагрузки соответственно вырастут на  $\Delta P_1$ ,  $\Delta P_2$  и станут равными  $P_1^1$ ,  $P_2^1$ .

Запишем уравнение баланса мощности для этого случая:

$$P_1^2 + P_2^2 = \sum P_n + \Delta P_n, \quad (11.9)$$

При вторичном регулировании статические характеристики перемещаются вверх параллельно самим себе, так что частота в системе становится номинальной. Из треугольников  $A'1'2'$  и  $A12$  на рис.11.2, б можно убедиться, что изменения мощностей станций  $\Delta P_1$  и  $\Delta P_2$  обратно пропорциональны коэффициентам статизма их регуляторов скорости, т. е.

$$\frac{\Delta P_2}{\Delta P_1} = \frac{tg \alpha_1}{tg \alpha_2} = \frac{k_{cm1}}{k_{cm2}}, \quad (11.10)$$

где  $k_{ст1}$  и  $k_{ст2}$  — коэффициенты статизма статических характеристик регуляторов скорости, равные тангенсам угла наклона  $\alpha$  этих характеристик.

## Лекция 12. Баланс реактивной мощности и его связь с напряжением. Регулирующий эффект нагрузки. Потребители реактивной мощности<sup>[12]</sup>

**Баланс реактивной мощности и его связь с напряжением.** При выработке и потреблении энергии на переменном токе равенству вырабатываемой и потребляемой электроэнергии в каждый момент времени отвечает равенство вырабатываемой и потребляемой не только активной, но и реактивной мощности. Эти условия можно записать так:

$$\sum P_g = \sum P_n = \sum P_n + \sum \Delta P, \quad (12.1)$$

$$\sum Q_g = \sum Q_n = \sum Q_n + \sum \Delta Q, \quad (12.2)$$

где  $\sum P_g$  и  $\sum Q_g$  — генерируемые активная и реактивная мощности станций за вычетом собственных нужд;  $\sum P_n$  и  $\sum Q_n$  — активная и реактивная мощности потребителей;  $\sum \Delta P$  и  $\sum \Delta Q$  — суммарные потери активной и реактивной мощностей в сетях;  $\sum P_n$  и  $\sum Q_n$  — суммарное потребление активной и реактивной мощностей.

Уравнения (12.1) и (12.2) являются уравнениями балансов активной и реактивной мощностей. Баланс реактивной мощности по всей системе в целом определяет некоторый уровень напряжения. Напряжения в узловых точках сети электрической системы в той или иной степени отличаются от среднего уровня, причем это отличие определяется конфигурацией сети, нагрузкой и другими факторами, от которых зависит падение напряжения. Баланс реактивной мощности для всей системы в целом не может исчерпывающе определить требования, предъявляемые к мощности источников реактивной мощности. Надо оценивать возможность получения необходимой реактивной мощности как по системе, так и по отдельным ее районам.

Необходимость в оценке баланса реактивной мощности возникает прежде всего при проектировании подсистемы регулирования напряжения — реактивной мощности АСДУ (автоматизированной системы диспетчерского управления). В ряде случаев оценка изменений условий баланса производится и в практике эксплуатации, например, при вводе новых регулирующих устройств, установленных мощностей электростанций, изменениях схемы сети.

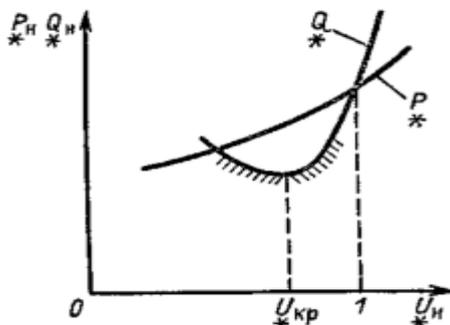
Нарушение баланса реактивной мощности приводит к изменению уровня напряжения в сети. Если генерируемая реактивная мощность становится больше потребляемой ( $\sum Q_g > \sum Q_n$ ), то напряжение в сети повышается. При дефиците реактивной мощности ( $\sum Q_g < \sum Q_n$ ) напряжение в сети понижается. Для пояснения указанной связи напомним, что, например, емкостный ток линии на холостом ходу повышает напряжение на ее конце. Соответственно избыток генерируемой реактивной мощности приводит к повышению, а ее недостаток — к понижению напряжения.

В дефицитных по активной мощности энергосистемах уровень напряжения, как правило, ниже номинального. Недостающая для выполнения баланса активная мощность передается в такие системы из соседних энергосистем, в которых имеется избыток генерируемой мощности.

<sup>[12]</sup> Д. [3] Kenneth. Baker. Optimization Modeling with Spreadsheets. - New Jersey, USA. John Wiley & Sons, 2011. p. 470

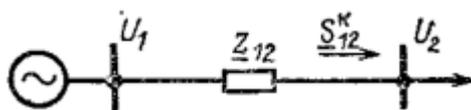
Обычно энергосистемы дефицитны по активной мощности, дефицитны и по реактивной мощности. Однако недостающую реактивную мощность эффективнее не передавать из соседних энергосистем, а генерировать в компенсирующих устройствах, установленных в данной энергосистеме.

**Регулирующий эффект нагрузки.** Статические характеристики нагрузки по напряжению повторены на рис. 12.1.



**Рис. 12.1.** Статические характеристики нагрузки

Рассмотрим, как реагирует нагрузка на изменение режима в простейшей электрической системе, представленной на рис. 12.2.



**Рис. 12.2.** Схема простейшей электрической системы

Пусть из-за аварии или по другим причинам напряжение  $U_2$  в конце линии понижается. Покажем, что нагрузка в силу своего положительного регулирующего эффекта повысит напряжение  $U_2$ . Напряжение в конце линии можно представить в следующем виде:

$$U_2 \approx U_1 - \Delta U_{12} = U_1 - \frac{P_{12}^k r_{12} + Q_{12}^k x_{12}}{U_2}, \quad (12.3)$$

где  $P_{12}^k, Q_{12}^k$  — активная и реактивная мощности в конце линии;  $r_{12}, x_{12}$  — активное и реактивное сопротивления линии.

При понижении  $U_2$  в соответствии со статическими характеристиками (рис. 12.1) будут уменьшаться значения  $P_2$  и  $Q_2$ , а также  $P_{12}^k, Q_{12}^k$ , следовательно, будут уменьшаться потери  $\Delta U_{12}$ , а значение  $U_2$  вследствие этого будут увеличиваться. Рост  $U_2$  при уменьшении  $\Delta U_{12}$  понятен из приведенной выше формулы в предположении, что  $U_1$  поддерживается постоянным. Все это справедливо в случае, когда

$$U > U_{кр} = (0.7 \div 0.8) U_{ном}, \quad (12.4)$$

Нагрузка имеет положительный регулирующий эффект при  $U \geq U_{кр}$  и отрицательный регулирующий эффект при  $U < U_{кр}$ . В последнем случае понижение  $U_2$  вызывает рост потребляемой реактивной мощности  $Q_2$ , соответственно большая реактивная мощность течет и по линии. Это вызывает увеличение потерь напряжения в линии  $\Delta U_{12}$ , следовательно, уменьшается напряжение в конце линии у потребителя. В соответствии со статической характеристикой при  $U < U_{кр}$   $Q_2$  снова растёт. Это приводит к дополнительному понижению  $U_2$  и т. д. Возникает явление, называемое лавиной напряжения. При такой аварии останавливаются

(опрокидываются) асинхронные двигатели. Реактивная мощность асинхронных двигателей растет, баланс  $Q$  нарушается, причем  $\sum Q_n \gg \sum Q_c$ , что в свою очередь приводит к понижению  $U$ . Остановить снижение напряжения при этой аварии можно, лишь отключив нагрузку. В настоящее время применяются автоматические регуляторы возбуждения (АРВ) на генераторах и мощных синхронных двигателях, стабилизирующие напряжение, поэтому напряжение в системе не понижается ниже критического.

**Потребители реактивной мощности.** Основными потребителями реактивной мощности в электрических системах являются трансформаторы, воздушные электрические линии, асинхронные двигатели, вентильные преобразователи, индукционные электропечи, сварочные агрегаты и другие нагрузки. Суммарные абсолютные и относительные потери реактивной мощности в элементах сети весьма велики и достигают 50 % мощности, поступающей в сеть. Примерно 70—75 % всех потерь реактивной мощности составляют потери в трансформаторах различных ступеней напряжения. Так, в трехобмоточном трансформаторе ТДТН-40 000/220 при коэффициенте загрузки, равном 0,8, потери реактивной мощности составляют около 12 % номинальной мощности.

На промышленных предприятиях основными потребителями реактивной мощности являются асинхронные двигатели— на их долю приходится 65—70% реактивной мощности, потребляемой предприятием, 20—25 % приходится на трансформаторы, около 10%—на другие приемники и воздушные линии электропередачи.

Общая потребляемая реактивная мощность равна

$$\sum Q_n = \sum Q_n + \sum \Delta Q, \quad (12.5)$$

где  $\sum Q_n$  — суммарная реактивная мощность нагрузки;  $\sum \Delta Q$  — суммарные потери реактивной мощности.

Суммарная реактивная мощность нагрузки

$$\sum Q_n = \sum P_{ni} \operatorname{tg} \varphi_i, \quad (12.6)$$

где  $P_{ni}$  — активная мощность  $i$ -я нагрузки;  $\operatorname{tg} \varphi_i$  — тангенс угла треугольника мощностей.

Суммарные потери реактивной мощности

$$\sum \Delta Q = \sum \Delta Q_l - \sum Q_c + \sum \Delta Q_T, \quad (12.7)$$

где  $\Delta Q_l$  — суммарные потери реактивной мощности в линии;  $\Delta Q_c$  — суммарная генерация реактивной мощности в емкостных проводимостях линии;  $\Delta Q_m$  — суммарные потери реактивной мощности в трансформаторах.

Потери реактивной мощности в линии

$$\Delta Q_l = \frac{S_l^2}{U_{ном}^2} x_l, \quad (12.8)$$

Генерация реактивной мощности в емкостных проводимостях П-образной схемы замещения линии

$$2Q_c = U_{ном}^2 b_l, \quad (12.9)$$

Среднее значение реактивной мощности, генерируемой в линиях длиной  $l=100$  км, приведено ниже:

$U_{ном}$ , кВ .....	110	150	220
$2Q_c$ , МВАр....	3	6,5	12,6

Приблизительные величины потерь реактивной мощности в линиях и генерации в проводимостях линий принимаются равными

$$\sum \Delta Q_L \approx 0,1S_n, \sum Q_C \approx 0,1S_n. \quad (12.10)$$

Потери в индуктивности и генерация в емкости линии имеют разные знаки, поэтому

$$+j\Delta Q_L - j2Q_C = 0. \quad (12.11)$$

Следовательно,

$$\sum \Delta Q_L \approx \sum Q_C, \quad (12.12)$$

Для ВЛ 110—150 кВ это почти строгое равенство. В этом случае по линии передается натуральная мощность.

Потери реактивной мощности в  $u_k$  параллельно работающих трансформаторах

$$\Delta Q_T = kS_{ном} \frac{u_k \%}{100}, \quad (12.13)$$

При характерных значениях и  $u_k\%$  потери в трансформаторах ориентировочно равны  $\Delta Q_T \approx 0,1kS_{ном} = 0,1S_n$ , где  $S_n = kS_{ном}$ .

В сетях с  $m$  ступенями трансформации ориентировочные потери составляют  $\Delta Q_{T\Sigma} = 0,1mS_n$ .

При правильном проектировании в любой электрической сети должен соблюдаться баланс полной мощности при соблюдении условий поддержания нормального режима. При этом необходимо обеспечить баланс реактивной мощности как для системы в целом, так и для отдельных узлов питающей сети с наличием в них необходимого резерва реактивной мощности.

Баланс реактивной мощности следует предусматривать для каждого характерного режима сети в отдельности. Это следующие режимы:

а) наибольшей реактивной нагрузки (при наибольшем потреблении реактивной мощности и наибольшей необходимой мощности компенсирующих устройств);

б) наибольшей активной нагрузки, связанной с наибольшей загрузкой генераторов активной мощностью при наименьшей их реактивной мощности;

в) наименьшей активной нагрузки, связанной с отключением части генераторов и, следовательно, невозможностью генерации последними реактивной мощности;

г) послеаварийные и ремонтные, связанные с наибольшими ограничениями передаваемой реактивной мощности по сети.

### Лекция 13. Компенсация реактивной мощности. Компенсирующие устройства<sup>[13]</sup>

**Компенсация реактивной мощности.** Активную мощность электрической сети получают от генераторов электрических станций, которые являются единственным источником активной мощности. В отличие от активной мощности реактивная мощность может генерироваться не только генераторами, но и

<sup>[13]</sup>Д.[2] Р. Gill. Electrical Power Equipment Maintenance and Testing. Quanta Technology Raleigh, North Carolina, 2009 – p 600.

компенсирующими устройствами — конденсаторами, синхронными компенсаторами или статическими источниками реактивной мощности (ИРМ), которые можно установить на подстанциях электрической сети. При номинальной нагрузке генераторы вырабатывают лишь около 60% требуемой реактивной мощности, 20% генерируется в ЛЭП с напряжением выше 110 кВ, 20% вырабатывают компенсирующие устройства, расположенные на подстанциях или непосредственно у потребителя.

Компенсацией реактивной мощности будем называть ее выработку или потребление с помощью компенсирующих устройств.

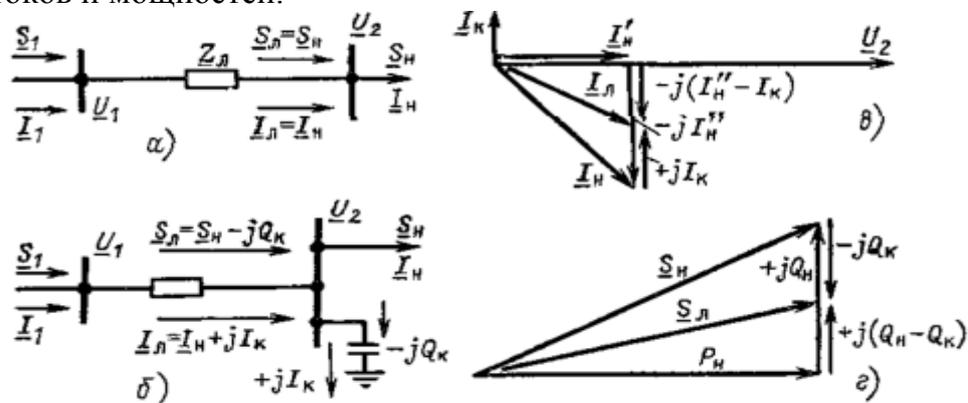
Проблема компенсации реактивной мощности в электрических системах страны имеет большое значение по следующим причинам:

- 1) в промышленном производстве наблюдается опережающий рост потребления реактивной мощности по сравнению с активной;
- 2) в городских электрических сетях возросло потребление реактивной мощности, обусловленное ростом бытовых нагрузок;
- 3) увеличивается потребление реактивной мощности в сельских электрических сетях.

Компенсация реактивной мощности, как всякое важное техническое мероприятие, может применяться для нескольких различных целей. Во-первых, компенсация реактивной мощности необходима по условию баланса реактивной мощности. Во-вторых, установка компенсирующих устройств применяется для снижения потерь электрической энергии в сети. И, наконец, в-третьих, компенсирующие устройства применяются для регулирования напряжения.

Во всех случаях при применении компенсирующих устройств необходимо учитывать ограничения по следующим техническим и режимным требованиям: 1) необходимому резерву мощности в узлах нагрузки; 2) располагаемой реактивной мощности на шинах ее источника; 3) отклонениям напряжения; 4) пропускной способности электрических сетей.

Для уменьшения перетоков реактивной мощности по линиям и трансформаторам источники реактивной мощности должны размещаться вблизи мест ее потребления. При этом передающие элементы сети разгружаются по реактивной мощности, чем достигается снижение потерь активной мощности и напряжения. Эффект установки компенсирующих устройств в конце линии иллюстрируется на рис. 13.1, где приведены схемы замещения и векторные диаграммы токов и мощностей.



**Рис. 13.1.** К пояснению эффекта от применения компенсирующих устройств: а, б — токи и потоки мощности до и после компенсации; в — векторная диаграмма токов; г — треугольник мощностей

Без применения компенсирующих устройств в линии протекают ток и мощность нагрузки (рис. 13.1, а):

$$I_n = I_n' - jI_n'', S_n = P_n + jQ_n. \quad (13.1)$$

При установке компенсирующих устройств реактивный ток и реактивная мощность в линии уменьшаются на величину реактивного тока и реактивной мощности, генерируемых в компенсирующем устройстве  $I_k$  и  $Q_k$ . В линии будут протекать меньшие по модулю ток и мощность, соответственно равные (рис. 13.1, б)

$$I_l = I_n' - j(I_n'' - I_k), S_l = P_n + j(Q_n - Q_k). \quad (13.2)$$

Таким образом, вследствие применения компенсирующих устройств на подстанции при неизменной мощности нагрузки реактивные мощности и ток в линии уменьшаются— линия разгружается по реактивной мощности. При этом, как отмечалось выше, в линии уменьшаются потери мощности и потери напряжения, так как

$$\Delta P_l = \frac{P_n^2 + (Q_n - Q_k)^2}{U_{ном}^2} r_l, \Delta U_l = \frac{P_n^2 r_l + (Q_n - Q_k) x_l}{U_{ном}} \quad (13.3)$$

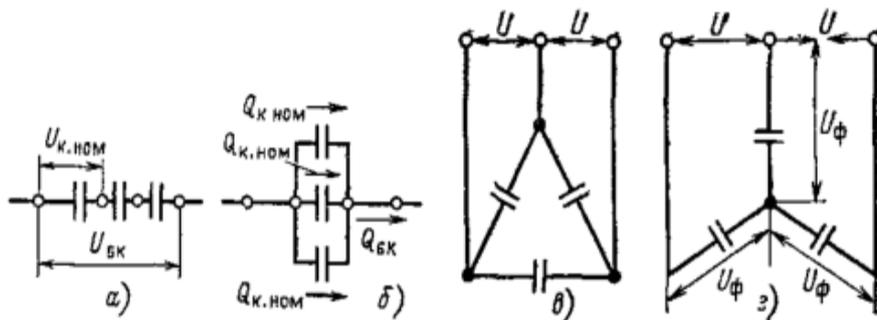
**Компенсирующие устройства.** В качестве компенсирующих устройств, как отмечалось выше, используются синхронные компенсаторы (СК), батареи конденсаторов (БК), реакторы и статические источники реактивной мощности (ИРМ).

**Батареи конденсаторов (БК)** применяются:

- а) для генерации реактивной мощности в узлах сети — поперечной компенсации (шунтовые БК);
- б) для уменьшения реактивного сопротивления линий— продольной компенсации [установки продольной компенсации (УПК)].

Шунтовые БК включают на шины подстанций (рис.13.1, б), УПК включают в линии последовательно.

Батареи конденсаторов комплектуются из отдельных конденсаторов, соединенных последовательно и параллельно (рис. 13.2).



**Рис. 13.2.** Принципиальные схемы батарей конденсаторов:

а, б — последовательное и параллельное соединение конденсаторов; в, г — соединение фаз БК треугольником и звездой

Конденсаторы выпускаются в однофазном и трехфазном исполнениях на номинальное напряжение 0,22—10,5 кВ. Единичная мощность конденсаторов составляет 10—125 кВАр. Шунтовые конденсаторные батареи применяют на

напряжениях до 110 кВ. Увеличение рабочего напряжения БК достигается увеличением числа последовательно включенных конденсаторов (рис. 13.2, а). Для увеличения мощности БК применяют параллельное соединение конденсаторов (рис. 13.2, б). Для комплектования БК напряжением 6 кВ и выше наиболее подходящими и освоенными в производстве являются однофазные конденсаторы на номинальное напряжение 0,66; 1,05; 6,3 кВ. Конденсаторы на напряжение 0,66 и 1,05 кВ называют конденсаторами низкого напряжения. Покажем, что БК с рабочим напряжением 10 кВ не может быть скомплектована из конденсаторов низкого напряжения на мощность менее 1 МВАр. Число последовательно включенных конденсаторов в БК найдем по формуле

$$n = \frac{U_{БКнб}}{\sqrt{3}U_{к.ном}k_p}, \quad (13.4)$$

где  $U_{БКнб}$  — расчетное максимальное напряжение в точке подключения БК;  $U_{к.ном}$  — номинальное напряжение конденсатора;  $k_p$  — коэффициент, учитывающий разброс параметров конденсаторов, значение которого принимается 0,92—0,95.

Допустим, что БК можно комплектовать одним из двух типов конденсаторов: КС2-0,66-40 и КС2-1,05-60. Вторая цифра в обозначении конденсаторов соответствует их номинальному напряжению в киловольтах, третья цифра — номинальной мощности в киловольт-амперах реактивных.

Число последовательных конденсаторов КС2-0,66-40 в БК 10 кВ при  $U_{БКнб} = 10.75$  кВ.

$$n_1 = \frac{10.75}{1.73 \cdot 0.66 \cdot 0.92} = 10.2$$

Округляем  $n_1$  до 10. Реактивная мощность, генерируемая БК, равна

$$Q_{БК1} = 3Q_{к.ном}n_1 = 3 \cdot 40 \cdot 10 = 1200 \text{ кВАр}$$

Число последовательных конденсаторов КС2-1,05-60 в БК

$$n_2 = \frac{10.75}{1.73 \cdot 1.05 \cdot 0.92} = 6.45$$

Округляем  $n_2$  до 7:

$$Q_{БК2} = 3Q_{к.ном}n_2 = 3 \cdot 60 \cdot 7 = 1260 \text{ кВАр}$$

Для подстанций 35/10 кВ сельскохозяйственного назначения во многих случаях требуются БК меньшей мощности, чем 1000 квар. Поэтому для них необходимо применять конденсаторы высокого напряжения, при комплектовании из которых можно получать БК меньшей мощности

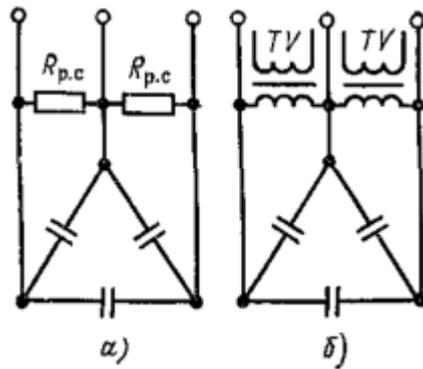
В сетях трехфазного тока конденсаторы включаются звездой и треугольником (рис. 13.2, в,г). При соединении конденсаторов звездой мощность батареи

$$Q_C = 3U_\phi^2 \omega C, \quad (13.5)$$

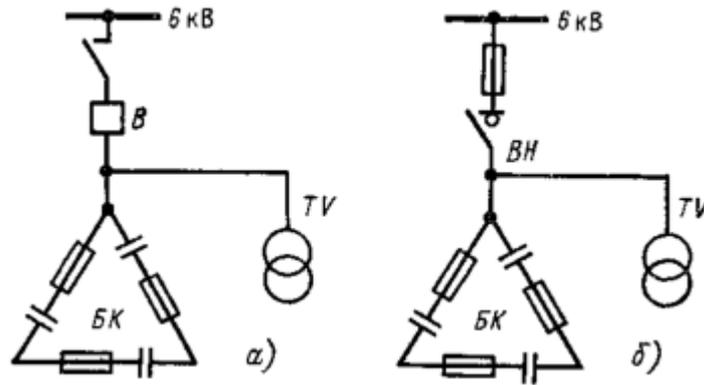
При соединении конденсаторов треугольником мощность батареи

$$Q_C = 3U^2 \omega C = 9U_\phi^2 \omega C, \quad (13.6)$$

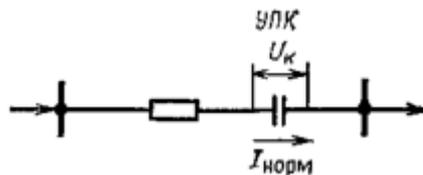
Таким образом, при соединении конденсаторов треугольником мощность батареи оказывается в 3 раза больше. При напряжении до 1 кВ конденсаторы обычно включают треугольником. В энергосистемах БК на напряжение 6 кВ и выше соединение выполняется только по схеме звезды с изолированной или глухо заземленной нейтралью в зависимости от режима нейтрали сети, в которой устанавливаются БК.



**Рис. 13.3.** Схемы разрядки батарей конденсаторов:  
 а — через разрядное сопротивление; б — через трансформатор напряжения



**Рис. 13.4.** Включение батарей конденсаторов:  
 а — под отдельный выключатель; б — под выключатель нагрузки потребителя (ВН)



**Рис. 13.5.** Схемы включения УПК

В конденсаторах, применяемых в компенсирующих устройствах, в качестве диэлектрика используется бумага, пропитанная минеральным маслом или синтетической жидкостью. Известны разработки конденсаторов повышенной мощности с диэлектриком из синтетической пленки, имеющих малые габариты.

Батареи конденсаторов бывают регулируемые (управляемые) и нерегулируемые. В нерегулируемых число конденсаторов неизменно, а величина реактивной мощности зависит только от квадрата напряжения. Суммарная мощность нерегулируемых батарей конденсаторов не должна превышать наименьшей реактивной нагрузки сети.

В регулируемых батареях конденсаторов в зависимости от режима автоматически или вручную изменяется число включенных конденсаторов. Выпускаются регулируемые комплектные батареи конденсаторов на напряжения 0,38; 6; 10 кВ, снабженные пускорегулирующим устройством, необходимым для автоматического изменения мощности батареи (контакторами или выключателями).

На практике изменение мощности, вырабатываемой батареей в нормальных эксплуатационных условиях, достигается включением или отключением части конденсаторов, составляющих батарею, т. е. путем ступенчатого регулирования. Одноступенчатое регулирование заключается в отключении или включении всех конденсаторов батареи, многоступенчатое — в отключении или включении отдельных секций батареи, снабженных контакторами или выключателями.

При отключении конденсаторов необходима их автоматическая (без участия дежурного персонала) разрядка на активное сопротивление, присоединенное к батарее. Величина его должна быть такой, чтобы при отключении не возникло перенапряжений на зажимах конденсаторов.

В качестве разрядного сопротивления для конденсаторных установок напряжением 6—10 кВ используется активное сопротивление трансформаторов напряжения (ТН). Для БК до 1 кВ применяют специальные разрядные сопротивления ( $R_{р.с}$  на рис. 13.3). Защита конденсаторов осуществляется плавкими предохранителями, включаемыми по одному в цепь каждого конденсатора. Кроме того, батарея в целом защищается с помощью предохранителей или выключателей в цепи батареи (рис. 13.4).

*Продольная компенсация* для уменьшения реактивного сопротивления линии иллюстрируется рис. 13.5.

В нормальном режиме через УПК течет ток  $I_{норм}$ . При этом напряжение на УПК равно

$$U_{к.норм} = \sqrt{3}I_{норм}x_k \approx (5 \div 20\%)U_{ном.с}, \quad (13.7)$$

где  $U_{ном.с}$  — номинальное напряжение сети.

При коротком замыкании через батарею конденсаторов течет большой ток короткого замыкания и  $u_k$  сильно возрастает. Необходима защита УПК от перенапряжений. Кроме того, УПК должна быть изолирована от земли на полное номинальное напряжение линии. Батареи конденсаторов в УПК, например, воздушной линии 6 кВ, монтируются на опоре линии.

В сетях систем электроснабжения промышленных предприятий возможны следующие виды компенсации с помощью БК: а) индивидуальная — с размещением конденсаторов непосредственно у токоприемника; б) групповая — с размещением конденсаторов у силовых шкафов и шинопроводов в цехах; в) централизованная — с подключением батареи на шины 0,38 и 6—10 кВ подстанции. Во избежание существенного возрастания затрат на отключающую аппаратуру мощность батарей конденсаторов должна быть не менее 400 кВАр при присоединении конденсаторов через отдельный выключатель и не менее 100 кВАр при присоединении конденсаторов через общий выключатель к силовым трансформаторам, асинхронным двигателям и другим электроприемникам.

Основные технико-экономические преимущества конденсаторов в сравнении с другими компенсирующими устройствами состоят в следующем: а) возможность применения как на низком, так и на высоком напряжении; б) малые потери активной мощности (0,0025—0,005 кВт/кВАр).

Недостатки конденсаторов с точки зрения регулирования режима: а) зависимость генерируемой ими реактивной мощности от напряжения; б) невозможность потребления реактивной мощности; в) ступенчатое регулирование выработки реактивной мощности и невозможность ее плавного изменения; г) чувствительность к искажениям формы кривой питающего напряжения.

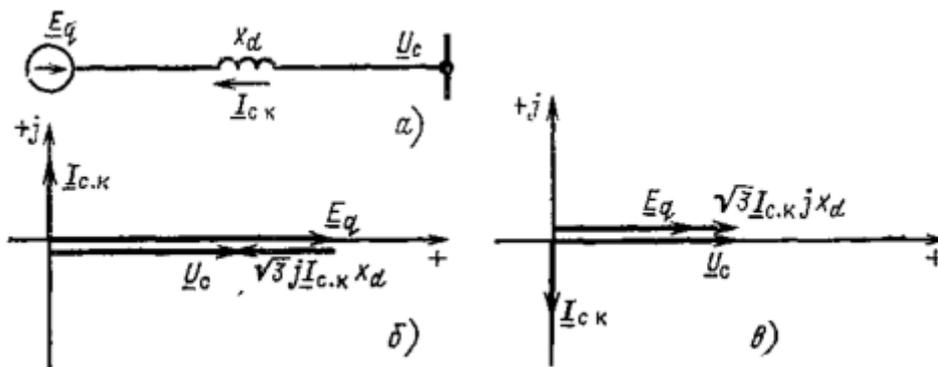
Удельная стоимость (за 1 кВАр) БК совместно с пускорегулирующей аппаратурой в настоящее время наименьшая по сравнению со стоимостью других компенсирующих устройств.

Конденсаторные батареи также имеют ряд эксплуатационных преимуществ: простота эксплуатации (ввиду отсутствия вращающихся и трущихся частей); простота производства монтажа (малая масса, отсутствие фундамента); возможность использования для установки конденсаторов любого сухого помещения. Среди эксплуатационных недостатков БК следует отметить малый срок службы (8—10 лет) и недостаточную электрическую прочность (особенно при коротких замыканиях и напряжениях выше номинального).

**Синхронные компенсаторы (СК).** Как следует из анализа режима синхронной машины, увеличить вырабатываемую реактивную мощность можно за счет уменьшения активной. Синхронный компенсатор — это синхронный двигатель, работающий в режиме холостого хода без нагрузки на валу. Потребляемая им активная мощность  $P \approx 0$  (если пренебречь потерями холостого хода), и СК загружен только реактивным током. По сравнению с обычным синхронным двигателем СК изготавливаются с облегченным валом, они имеют меньшие размеры и массу.

Схема замещения СК и отвечающая ей векторная диаграмма показаны на рис. 13.6, где  $E_q$  — обратная ЭДС компенсатора,  $U_c$  — напряжение сети в точке его подключения. Напряжение  $U_c$  равно сумме  $E_q$  и падения напряжения в  $x_d$ . Векторная диаграмма в режиме перевозбуждения (рис. 13.6, б) совпадает с векторной диаграммой синхронного двигателя при перевозбуждении на рис. 13.6, в с той разницей, что ток СК  $I_{c.k}$  — емкостный и его обратная ЭДС  $E_q$  совпадает по направлению с  $U_c$ . Модуль тока равен

$$I_{c.k} = \frac{U_c - E_q}{\sqrt{3}x_d}, \quad (13.8)$$



**Рис 13.6.** Схемы замещения и векторная диаграмма напряжений синхронного компенсатора:

а — схема замещения; б, в — режимы перевозбуждения и недовозбуждения

а поскольку  $P_{ск} = 0$ , его реактивная мощность

$$Q_{ck} = S_{ck} = \sqrt{3}U_c I_{ck} = U_c \frac{U_c - U_q}{x_d}, \quad (13.9)$$

Значение и знак реактивной мощности СК зависят от соотношения между  $E_q$  и напряжением сети  $U_c$ ; ЭДС  $E_q$  определяется значением тока возбуждения, причем росту тока возбуждения соответствует увеличение  $E_q$ . При токе возбуждения, при

котором  $E_q = U_c$ , реактивная мощность СК  $Q_{СК}=0$ . При перевозбуждении  $E_q > U_c$  и СК генерирует в сеть реактивную мощность, причем  $I_{СК}$  опережает напряжение  $U_{СК}$  на  $90^\circ$  (рис 13.6, б).

Уменьшая ток возбуждения, можно получить режим недовозбуждения, тогда  $E_q < U_c$  и  $I_{СК}$  отстает на  $90^\circ$  от напряжения  $U_c$  (рис. 13.6, в). В этом режиме СК потребляет реактивную мощность, получая ее из сети. Номинальная мощность синхронного компенсатора ( $Q_{С.к.ном}$ ) указывается для режима перевозбуждения. По конструктивным особенностям в режиме недовозбуждения  $Q_{С.к}=0,5Q_{С.к.ном}$ .

Положительными свойствами СК как источников реактивной мощности являются: а) возможность увеличения генерируемой мощности при понижении напряжения в сети вследствие регулирования тока возбуждения; б) возможность плавного и автоматического регулирования генерируемой реактивной мощности.

**Шунтирующие реакторы** можно применять для регулирования реактивной мощности и напряжения. Реактор — это статическое электромагнитное устройство, предназначенное для использования его индуктивности в электрической цепи. Активное сопротивление реактора очень мало.

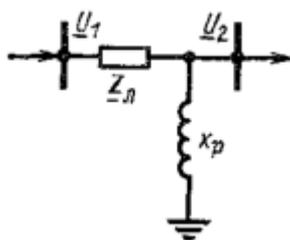


Рис. 13.7. Схема замещения реактора, включенного в линию

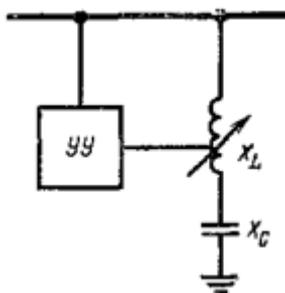


Рис. 13.8. Принципиальная схема ИРМ с последовательным соединением управляемого реактора  $x_L$  и нерегулируемой БК  $x_c$ :  
УУ — устройство управления

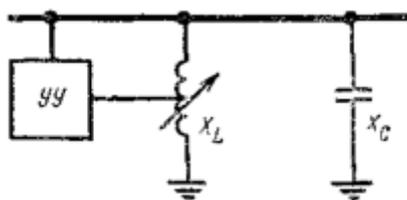


Рис. 13.9. Принципиальная схема ИРМ с параллельным соединением управляемого реактора  $x_L$  и нерегулируемой БК  $x_c$

Шунтирующие реакторы рассчитаны на напряжения 35—750 кВ и могут как присоединяться к линии (рис. 13.7), так и включаться на шины подстанции.

Реактор потребляет реактивную мощность, которая в зоне линейности его электромагнитной характеристики зависит от квадрата напряжения  $U$ :

$$Q_p = b_p U^2, \quad (13.10)$$

где  $b_p$  — индуктивная проводимость реактора.

Используются нерегулируемые и регулируемые шунтирующие реакторы. С точки зрения регулирования нерегулируемый реактор характеризуется лишь двумя дискретными состояниями: «включено» — при этом потребляется номинальная реактивная мощность  $Q_{p,ном}$  или близкая к ней, «отключено» — при этом  $Q_p = 0$ . При допустимых отклонениях напряжения на шинах высшего напряжения подстанций, к которым подключаются шунтирующие реакторы, потребляемая реактивная мощность  $Q_p$  изменяется в пределах  $(0,8-1,1) Q_{p,ном}$ .

Регулируемые или управляемые реакторы изменяют потребляемую реактивную мощность по сигналам управления, что более эффективно для регулирования напряжения и реактивной мощности. Управление реактором осуществляется в результате целенаправленного изменения его параметров с помощью подмагничивания. Такое подмагничивание возможно для управления только реактором, имеющим магнитопровод из ферромагнитного материала.

Возможно несколько видов подмагничивания. Диапазон регулирования  $Q_p$  регулируемого реактора определяется его конструкцией и зависит от напряжения. Реакторы с подмагничиванием используются в фильтрах высших гармоник, а также являются эффективным средством ограничения колебаний напряжения в электрических сетях. В настоящее время реакторы с подмагничиванием и соответствующие регуляторы для автоматического регулирования режимов их работы находятся в стадии разработок и опытно-промышленной эксплуатации [13].

Кроме шунтирующих реакторов в электроэнергетических системах применяются заземляющие реакторы для компенсации емкостных токов на землю и токоограничивающие реакторы для ограничения тока КЗ.

Статические источники реактивной мощности (ИРМ) предназначены для плавной (регулируемой) генерации или потребления реактивной мощности, что достигается в ИРМ использованием нерегулируемой батареи конденсаторов и включенного последовательно или параллельно с ней регулируемого реактора (рис. 13.8, 13.9). Плавность регулирования реактивной мощности ИРМ достигается с помощью регулируемого тиристорного блока, входящего в устройство управления. Схемы ИРМ весьма разнообразны и позволяют вырабатывать или потреблять реактивную мощность в зависимости от режима и вида схемы.

Наибольший интерес с точки зрения регулирования напряжения и реактивной мощности представляют статические ИРМ с параллельным соединением БК и управляемых реакторов. Схема такой установки приведена на рис. 13.9. Управление мощностью реакторов осуществляется либо с помощью встречно-параллельно соединенных управляемых тиристорных преобразователей, либо путем изменения подмагничивания реактора.

Стоимость статических ИРМ имеет тенденцию к снижению с увеличением мощности устройства. Есть основания считать, что совершенствование тиристорных, составляющих значительную часть стоимости ИРМ, в ближайшее время приведет к улучшению их технико-экономических показателей. При этом применение статических ИРМ может оказаться более целесообразным, чем установка синхронных компенсаторов.

## Лекция №14. Показатели качества электроэнергии<sup>[14]</sup>

Качество электроэнергии характеризуется показателями, определяющими степень соответствия напряжения и частоты в сети их нормированным значениям. Обычно предполагается, что работа всех электроприемников (ЭП) и аппаратов наиболее целесообразна с технической и экономической точек зрения при номинальных параметрах ( $J_{ном}$ ,  $U_{ном}$ ,  $I_{ном}$ ). На первых этапах проблема качества электроэнергии состояла в поддержании уровней напряжения и частоты сети, близких к номинальным. В последние годы появилось большое количество нетрадиционных электроприемников (прокатные станы, дуговые сталеплавильные печи, выпрямительные установки, электрифицированный транспорт, электролиз) с резкопеременными нагрузками либо неравномерностью их распределения по фазам и наличием несинусоидальных токов и напряжений. Эти новые виды ЭП привели к нарушениям качества электроэнергии.

В настоящее время действует ГОСТ 13109—97, устанавливающий требования к качеству электрической энергии в электрических сетях общего назначения переменного трехфазного и однофазного тока частотой 50 Гц в точках, к которым присоединяются приемники или потребители электрической энергии.

**Показатели качества электрической энергии** (ПКЭ) подразделяют на две группы: основные ПКЭ и дополнительные ПКЭ. Основные ПКЭ определяют свойства электрической энергии, характеризующие ее качество.

К основным ПКЭ, для которых установлены допустимые значения, относят: отклонение напряжения, размах изменения напряжения, дозу колебаний напряжения, коэффициент несинусоидальности кривой напряжения, коэффициент  $v$ -й гармонической составляющей, коэффициент обратной последовательности напряжений, коэффициент нулевой последовательности напряжений, отклонение частоты. Дополнительные ПКЭ представляют собой формы записи основных ПКЭ, используемые в других нормативно-технических документах.

Отклонение частоты одинаково для всей энергосистемы, так как значение частоты в данный момент определяется частотой вращения генераторов. В нормальных установившихся режимах все генераторы имеют синхронную частоту. Поэтому отклонение частоты — это общесистемный показатель качества электроэнергии. Напряжения в различных точках сети имеют разные значения. Поэтому показатели качества напряжения локальные, т. е. имеют разные значения в различных точках электрической сети.

В реальных режимах электрических сетей напряжения всегда отличаются от номинальных. Эту разницу характеризуют ряд ПКЭ: отклонение напряжения, размах изменения напряжения, доза колебания напряжения и др.

**Отклонение напряжения** — это разность между действительным значением напряжения  $U$  и его номинальным значением для сети  $U_{ном}$ . Если  $U$  и  $U_{ном}$  выражаются в вольтах или киловольтах, то отклонение напряжения в тех же единицах равно

$$V = U - U_{ном}, \quad (14.1)$$

Отклонение напряжения в процентах номинального

$$V\% = \frac{U - U_{ном}}{U_{ном}} 100, \quad (14.2)$$

<sup>[14]</sup> Правила устройства электроустановок -Ташкент ГИ Узбекэнергонадзор, 2007. с 420.

Размах изменения напряжения — это разность между амплитудными или действующими значениями напряжения до и после одиночного изменения напряжения.

Размах изменения напряжения, %, вычисляют по формуле

$$V_i \% = \frac{|U_i + U_{i+1}|}{\sqrt{2}U_{ном}} 100, \quad (14.3)$$

где  $U_i, U_{i+1}$  — значения следующих друг за другом экстремумов (или экстремума и горизонтального участка) огибающей амплитудных значений напряжения, В, кВ. Если друг за другом следуют наибольшее и наименьшее значения  $U_{max}$  и  $U_{min}$ , то размах изменения напряжения, %, равен

$$V_i \% = \frac{U_{max} - U_{min}}{U_{ном}} 100, \quad (14.4)$$

Нормы на допустимые размахи изменения напряжения определены только на входах осветительных установок. Для остальных приемников электроэнергии размахи изменения напряжения не нормируются.

Коэффициент обратной последовательности напряжений — это показатель качества, определяющий несимметрию напряжений, %:

$$k_{2U} = \frac{U_{2(1)}}{U_{ном}} 100, \quad (14.5)$$

где  $U_{2(1)}$  — действующее значение напряжения обратной последовательности основной частоты трехфазной системы напряжений, В, кВ.

Аналогично определяется коэффициент нулевой последовательности напряжений  $k_{0U}$  и трехфазной четырехпроводной системы. Коэффициент  $k_{0U}$  и определяется тем же выражением, что и  $k_{2U}$  и, только вместо  $U_{2(1)}$  используется действующее значение нулевой последовательности основной частоты  $U_{0(1)}$ .

Коэффициент несинусоидальности кривой напряжений

$$K_{НСУ} = \frac{\sqrt{\sum_{v=2}^N U_v^2}}{U_{ном}}, \quad (14.6)$$

где  $U_v$  — действующее значение  $v$ -й гармонической составляющей напряжения, В, кВ;  $v$  — порядок гармонической составляющей напряжения;  $N$  — порядок последней из учитываемых гармонических составляющих напряжения.

При определении  $k_{НС}$  и допускается не учитывать гармонические составляющие порядка  $v \geq 40$  и (или) составляющие, значения которых меньше 0,3 %.

<b>Допустимые значения ПКЭ нормируются следующим образом:</b>		
Отклонение напряжения в электрической сети напряжением:	Нормальное	Максимальное
до 1 кВ .....	±5	±10
6–20 кВ .....	–	±10
35 кВ и выше.....	–	–
Коэффициент несинусоидальности, %, не более, в электрической сети напряжением:		
до 1 кВ .....	5	10
6–20 кВ .....	4	8
35 кВ .....	3	6

110 кВ и выше .....	2	4
Коэффициент гармонической составляющей напряжения нечётного (чётного) порядка, %, не более, в электрической сети напряжением:		
до 1 кВ .....	-	6 (3)
6-20 кВ .....	-	5 (2, 5)
35 кВ .....	-	4 (2)
110 кВ и выше .....	-	2 (1)
Коэффициент обратной последовательности напряжений, %, не более .....	2	4
Коэффициент нулевой последовательности напряжений, %, не более.....	2	4

Влияние низкого качества электроэнергии на работу сетей и электрооборудования проявляется в увеличении потерь электроэнергии; сокращении сроков службы оборудования; технологическом ущербе, состоящем в снижении производительности (недоотпуск продукции), ухудшении качества, а иногда и браке.

Потери мощности в сети и в электрооборудовании изменяются в зависимости от значения напряжения. Например, нагрузочные потери, т. е. потери в продольной части схем замещения линий и трансформаторов, пропорциональны квадрату тока и обратно пропорциональны квадрату напряжения. Потери холостого хода пропорциональны квадрату напряжения. Из сказанного следует, что регулирование напряжения изменяет потери мощности и электроэнергии.

Искажение симметрии и синусоидальности токов и напряжений приводит к дополнительным потерям мощности в линиях, трансформаторах, вращающихся машинах и батареях конденсаторов. Поэтому мероприятия по повышению качества электроэнергии приводят к уменьшению потерь мощности и электроэнергии.

Влияние качества электроэнергии на сроки службы электрооборудования проявляется в основном в превышении температуры проводников и изоляции над допустимыми значениями, что приводит к их ускоренному старению [15]. Особенно сильно влияют положительные отклонения напряжения на уменьшение срока службы ламп накаливания. Высшие гармоники часто приводят к выходу из строя БК, особенно при возникновении резонанса.

Технологический ущерб определяется видом технологического процесса и выпускаемой продукции. Обычно технологический ущерб проявляется в снижении количества или качества выпускаемой продукции, в браке продукции и даже в нарушении технологических процессов. Снижение количества и качества продукции оцениваются с помощью так называемых экономических характеристик, определяющих зависимость изменения общей стоимости продукции от уровня подводимого напряжения. Экономические характеристики экспериментально получают для каждого вида предприятия. Для разных видов предприятий они различны. Некоторые технологические процессы, например, выращивание кристаллов в особых условиях, стекольное производство, особенно чувствительны к качеству напряжения.

Нарушение технологических процессов происходит из-за неправильной работы систем автоматики. Системы автоматического управления содержат много электронных элементов, чувствительных к качеству электроэнергии.

Основным показателем качества электроэнергии, определяющим технологический ущерб и потери электроэнергии в промышленных и городских сетях, является отклонение напряжения. Экономический ущерб из-за низкого качества напряжения для ряда производств имеет существенное значение. Понижение напряжения приводит к резкому снижению светоотдачи ламп, нестабильность напряжения в городских сетях приводит к массовому использованию стабилизаторов напряжения.

Показатели качества электроэнергии можно записать в порядке уменьшения их влияния на потери мощности и срок службы оборудования, а также на снижение количества и качества продукции следующим образом: 1) отклонение напряжения и частоты; 2) несимметрия напряжения и тока; 3) несинусоидальность кривых напряжений и токов; 4) размах изменения напряжения. В порядке снижения степени влияния на нарушение технологических процессов указанные показатели качества можно записать в последовательности 3, 4, 2, 1.

### **Лекция №15. Методы регулирования напряжения. Встречное регулирование напряжения. Регулирование напряжения на электростанциях<sup>[15]</sup>**

**Методы регулирования напряжения.** Напряжение сети постоянно меняется вместе с изменением нагрузки, режима работы источника питания, сопротивлений цепи. Отклонения напряжения не всегда находятся в интервалах допустимых значений. Причинами этого являются: а) потери напряжения, вызываемые токами нагрузки, протекающими по элементам сети; б) неправильный выбор сечений токоведущих элементов и мощности силовых трансформаторов; в) неправильно построенные схемы сетей.

Контроль за отклонениями напряжения проводится тремя способами: 1) по уровню — ведется путем сравнения реальных отклонений напряжения с допустимыми значениями; 2) по месту в электрической системе — ведется в определенных точках сети, например, в начале или конце линии, на районной подстанции; 3) по длительности существования отклонения напряжения.

Регулированием напряжения называют процесс изменения уровней напряжения в характерных точках электрической системы с помощью специальных технических средств. Исторически развитие методов и способов регулирования напряжения и реактивной мощности происходило от низших иерархических уровней управления энергосистемами к высшим. В частности, вначале использовалось регулирование напряжения в центрах питания распределительных

---

<sup>[15]</sup>Д.[2] P. Gill. Electrical Power Equipment Maintenance and Testing. Quanta Technology Raleigh, North Carolina, 2009 – p 470.

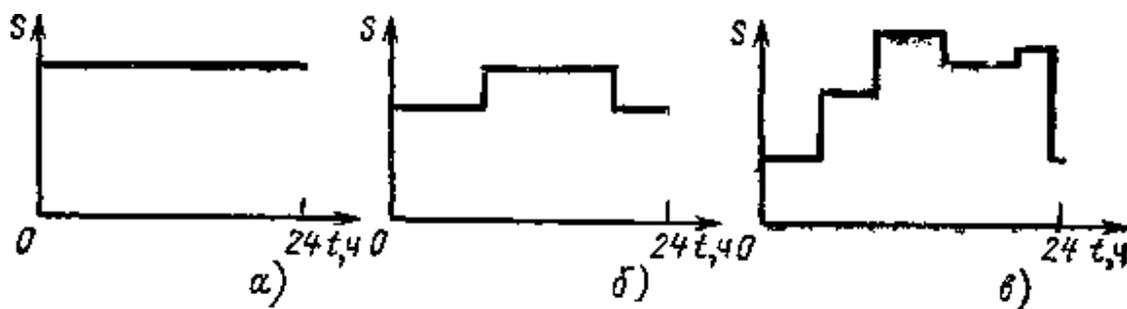
сетей — на районных подстанциях, где изменением коэффициента трансформации поддерживалось напряжение у потребителей при изменении режима их работы. Регулирование напряжения вначале применялось также непосредственно у потребителей и на энергообъектах (электростанциях, подстанциях).

Эти способы регулирования напряжения сохранились и до настоящего времени и применяются на низших иерархических уровнях автоматизированной системы диспетчерского управления (АСДУ). С точки зрения высших уровней АСДУ это локальные способы регулирования. Автоматизированная система диспетчерского управления высших уровней осуществляет координацию работы локальных систем регулирования и оптимизацию режима энергосистемы в целом.

Локальное регулирование напряжения может быть *централизованным*, т. е. проводиться в центре питания (ЦП), и *местным*, т. е. проводиться непосредственно у потребителей.

Местное регулирование напряжения можно подразделить на групповое и индивидуальное. *Групповое регулирование* осуществляется для группы потребителей, а индивидуальное — в основном в специальных целях.

В зависимости от характера изменения нагрузки в каждом из указанных типов регулирования напряжения можно выделить несколько подтипов. Так, например, в *централизованном регулировании* напряжения можно выделить три подтипа: стабилизация напряжения; двухступенчатое регулирование напряжения; встречное регулирование напряжения.



**Рис. 15.1.** Графики нагрузки: а — неизменный, б — двухступенчатый; в — многоступенчатый

Стабилизация применяется для потребителей с практически неизменной нагрузкой, например для трехсменных предприятий, где уровень напряжения необходимо поддерживать постоянным. Суточный график нагрузки таких потребителей приведен на рис. 5.1, а. Для потребителей с ярко выраженной двухступенчатостью графика нагрузки (рис. 15.1, б), например для односменных предприятий, применяют *двухступенчатое регулирование* напряжения. При этом поддерживаются два уровня напряжения в течение суток в соответствии с графиком нагрузки. В случае переменной в течение суток нагрузки (рис. 5.1, в) осуществляется так называемое *встречное регулирование*. Для каждого значения нагрузки будут иметь свое значение и потери напряжения, следовательно, и само

напряжение будет изменяться с изменением нагрузки. Чтобы отклонения напряжения не выходили за рамки допустимых значений, надо регулировать напряжение, например в зависимости от тока нагрузки.

Нагрузка меняется не только в течение суток, но и в течение всего года. Например, наибольшая в течение года нагрузка бывает в период осенне-зимнего максимума, наименьшая — в летний период. Встречное регулирование состоит в изменении напряжения в зависимости не только от суточных, но также и от сезонных изменений нагрузки в течение года. Оно предполагает поддержание повышенного напряжения на шинах электрических станций и подстанций в период наибольшей нагрузки и его снижение до номинального в период наименьшей нагрузки.

**Встречное регулирование напряжения.** Для подробного рассмотрения встречного регулирования напряжения используем схему замещения, показанную на рис. 5.2.

Как единственное средство регулирования генераторы применяются только в случае системы простейшего вида — типа станция — нераспределенная нагрузка. В этом случае на шинах изолированно работающих электростанций промышленных предприятий осуществляется встречное регулирование напряжения. Изменением тока возбуждения генераторов повышают напряжение в часы максимума нагрузок и снижают в часы минимума.

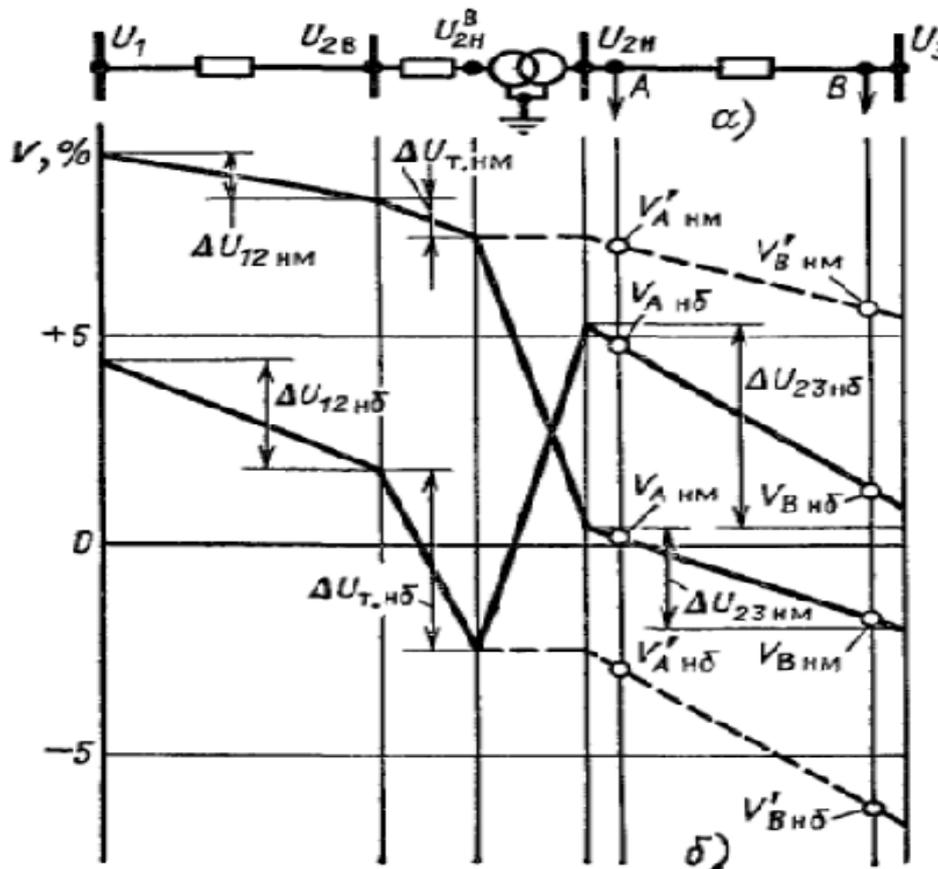


Рис 15.2. Встречное регулирование напряжения:

*a* – схема замещения, *б* – эпюры напряжения центра питания  $U_{2б}$ ;— напряжение на шинах первичного напряжения (ВН) районной подстанции;  $U_{2к}$  и— напряжение на шинах вторичного напряжения (НН) районной подстанции;  $U_3$ — напряжение у потребителей.

Напряжение на шинах ВН районной подстанции

$$U_{2б} = U_1 - \Delta U_{12}, \quad (15.1)$$

Напряжения на шинах ВН и НН отличаются на величину потерь напряжения в трансформаторе  $\Delta U_t$ , и, кроме того, в идеальном трансформаторе напряжение понижается в соответствии с коэффициентом трансформации, что необходимо учитывать при выборе регулировочного ответвления.

На рис. 15.2,б представлены графики изменения напряжения для двух режимов: наименьших и наибольших нагрузок. При этом по оси ординат отложены значения отклонений напряжения в процентах номинального. Процентные отклонения имеются в виду для всех  $V$  и  $\Delta U$  на поле этого рисунка.

Из рис. 15.2,б (штриховые линии) видно, что если  $n_t = 1$ , то в режиме наименьших нагрузок напряжения у потребителей будут выше, а в режиме наибольших нагрузок— ниже допустимого значения (т. е. отклонения  $V$  больше допустимых). При этом приемники электроэнергии, присоединенные к сети НН (например, в точках Л и В), будут работать в недопустимых условиях. Меняя коэффициент трансформации трансформатора районной подстанции «т, изменяем  $U_{2н}$  и, т. е. регулируем напряжение (сплошная линия на рис. 15.2,б).

В режиме наименьших нагрузок уменьшают напряжение  $U_{2н}$  до величины, как можно более близкой к  $U_{ном}$ . В этом режиме выбирают такое наибольшее стандартное значение, чтобы выполнялось следующее условие:

$$U_{2н ном} \geq U_{ном}, \quad (15.2)$$

В режиме наибольших нагрузок увеличивают напряжение  $U_2$  и до величины, наиболее близкой к  $1,05—1,1 U_{ном}$ . В этом режиме выбирают такое наибольшее стандартное значение  $пт$ , чтобы выполнялось следующее условие

$$U_{2н нм} \geq (1,05 \div 1,1) U_{ном}. \quad (15.3)$$

Таким образом, напряжение на зажимах потребителей, как удаленных от центра питания — в точке В, так и близлежащих — в точке А, вводится в допустимые пределы. При таком регулировании в режимах наибольших и наименьших нагрузок напряжение соответственно повышается и понижается. Поэтому такое регулирование называют встречным.

#### **Регулирование напряжения на электростанциях.**

Изменение напряжения генераторов возможно за счет регулирования тока возбуждения. Не меняя активную мощность генератора, можно изменять напряжение только в пределах  $\pm 0,05 U_{ном.г}$ , т.е. от  $0,95 U_{ном.г}$  до  $1,05 U_{ном.г}$ .

При  $U_{ном.с} = 6$ кВ номинальное напряжение генератора  $U_{ном.г} = 6,3$  кВ и диапазон регулирования 6—6,6 кВ. При  $U_{ном.с} = 10$ кВ напряжение генератора  $U_{ном.г} = 10,5$  кВ и диапазон регулирования 10—11 кВ.

Отклонение напряжения на выводах генератора более чем на  $\pm 5\%$  номинального приводит к необходимости снижения его мощности. Этот диапазон регулирования напряжения ( $\pm 5\%$ ) явно недостаточен. Поясним это подробнее.

На каждой ступени трансформации потери напряжения в относительных единицах равны

$$\Delta U_T \approx 0,1S_T, \quad (15.4)$$

где  $S_T = S_T/S_{ном}$  — мощность трансформатора в относительных единицах.

При трех-четырёх трансформациях потери напряжения в сети составляют  $0,3—0,4S_T$ . Если принять  $P_{нб}=1$ , а  $P_{нб} = 0,4$ , то при этих условиях потери напряжения в процентах  $U_{ном}$  в режимах наибольших и наименьших нагрузок составляют соответственно

$$\Sigma \Delta U_{нб} \% \approx 30 \div 40\%, \quad \Sigma \Delta U_{нм} \% \approx 12 \div 16\%$$

Отсюда видно, что диапазон изменения напряжения у потребителя составляет

$$\Sigma \Delta U_{нб} \% - \Sigma \Delta U_{нб} \% \approx 18 \div 24\%$$

Поэтому диапазон изменения напряжения у генератора, составляющий только  $10\%$ , явно недостаточен.

Генераторы электростанций являются только вспомогательным средством регулирования по двум причинам: 1) недостаточен диапазон регулирования напряжения генераторами; 2) трудно согласовать требования по напряжению удаленных и близких потребителей.

Повышающие трансформаторы на электростанциях ТДЦ/110 с номинальным напряжением обмотки ВН  $U_{н.ном} = 110$  кВ и часть из ТДЦ/220 с  $U_{н.ном} = 220$  кВ, как генераторы, являются вспомогательным средством регулирования напряжения, потому что также имеют предел регулирования  $\pm 2 \times 2,5 \% U_{н.ном}$  и с их помощью нельзя согласовать требования по напряжению близких и удаленных потребителей. Повышающие трансформаторы ТЦ и ТДЦ с  $U_{в.ном} = 150, 330—750$  кВ выпускаются без устройств для регулирования напряжения. Поэтому основным средством регулирования напряжения являются трансформаторы и автотрансформаторы районных подстанций.

## Лекция №16. Регулирование напряжения на понижающих подстанциях<sup>[16]</sup>

По конструктивному выполнению различают два типа трансформаторов понижающих подстанций: а) с переключением регулировочных ответвлений без возбуждения, т. е. с отключением от сети (сокращенно «трансформаторы с ПБВ»); б) с переключением регулировочных ответвлений под нагрузкой (сокращенно «трансформаторы с РПН»). Обычно регулировочные ответвления выполняются на стороне высшего напряжения трансформатора, которая имеет меньший рабочий ток. При этом облегчается работа переключающего устройства.

<sup>[16]</sup> Д. [2] Р. Gill. Electrical Power Equipment Maintenance and Testing. Quanta Technology Raleigh, North Carolina, 2009 – p 740.

При этом напряжение на шинах ВН подстанции будет отличаться от напряжения генераторов электростанции  $U_1$  на величину потерь в линии  $\Delta U_c$ , а напряжение на шинах НН подстанции, приведенное к ВН  $U_{2н}^2$  будет отличаться еще и на величину потерь напряжения в сопротивлении трансформатора  $\Delta U_T$ :

$$U_{2в} = U_1 - \Delta U_c, \quad U_{2н}^2 = U_{2в}^2 - \Delta U_T, \quad (16.1)$$

Действительное напряжение на шинах НН подстанций определяется как

$$U_{2н} = \frac{U_{2н}^2}{n_T} = U_{2н}^в \frac{U_{н.ном}}{U_{отв}}, \quad (16.2)$$

где  $n_T = U_{отв} / U_{н.ном}$  — коэффициент трансформации трансформатора;  $U_{отв}$  — напряжение регулировочного ответвления обмотки ВН;  $U_{н.ном}$  — номинальное напряжение обмотки НН.

Меняя коэффициент трансформации, можно изменять напряжение на стороне НН подстанции  $U_{2н}$ . Именно на этом принципе и работают все средства регулирования напряжения на подстанциях.

По условиям встречного регулирования

$$V_{нб}^{жел} \% = 5\%; \quad V_{нм}^{жел} \% = 0$$

где  $V_{нб}^{жел} \%$  — желаемое отклонение напряжения в процентах номинального в режиме наибольших нагрузок;  $V_{нм}^{жел} \%$  — то же для режима наименьших нагрузок. Соответственно

$$U_{2н.нб}^{жел} = U_{ном} + V_{нб}^{жел}; \quad U_{2н.нм}^{жел} = U_{ном} + V_{нм}^{жел}$$

Действительное значение напряжения на стороне НН определяется по выражению (16.2).

Из электрического расчета сети определяются  $U_{2н.нб}^в$  — напряжение на стороне НН в режиме наибольших нагрузок, приведенное к ВН;  $U_{2н.нм}^в$  — напряжение на стороне НН в режиме наименьших нагрузок, приведенное к ВН. По значениям  $U_{2н.нб}^в$  и  $U_{2н.нм}^в$  определяются желаемые ответвления регулируемой обмотки высшего напряжения трансформатора в режимах наибольших и наименьших нагрузок:

$$U_{отв.нб} = U_{2н.нб}^в \frac{U_{н.ном}}{U_{2н.нб}^в}, \quad U_{отв.нм} = U_{2н.нм}^в \frac{U_{н.ном}}{U_{2н.нм}^в}, \quad (16.3)$$

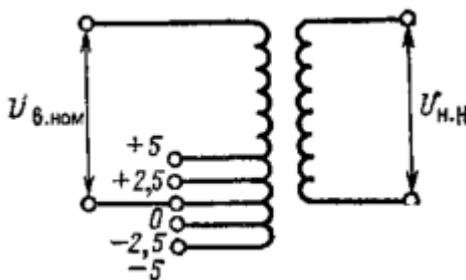
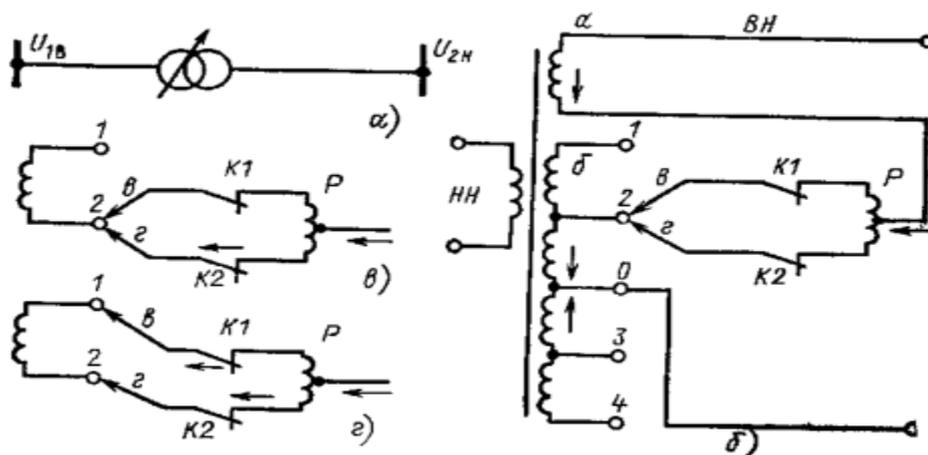


Рис. 16.1. Схема обмоток трансформатора с ПВВ



**Рис 16.2.** Трансформатор с РПН: а — условное обозначение; б — схема обмоток трансформатора с РПН; в, г — переключение ответвлений

Трансформаторы без регулирования под нагрузкой (ПБВ) в настоящее время изготавливают с основным и четырьмя дополнительными ответвлениями 1 и 7. Схема обмотки такого трансформатора приведена на рис. 5.3. Основное ответвление имеет напряжение, равное номинальному напряжению первичной обмотки трансформатора  $U_{н.ном.}$ . Для понижающих трансформаторов  $U_{н.ном.}$  равно номинальному напряжению сети  $U_{ном.с.}$  к которой присоединяется данный трансформатор (6, 10, 20 кВ). При основном ответвлении коэффициент трансформации трансформатора называют номинальным. При использовании четырех дополнительных ответвлений коэффициент трансформации отличается от номинального на +5, +2,5, —2,5 и —5 %. Вторичная обмотка трансформатора является центром питания сети, подключенной к этой обмотке. Поэтому номинальное напряжение вторичной обмотки трансформаторов выше номинального напряжения сети: на 5%—для трансформаторов небольшой мощности, на 10 % — для остальных трансформаторов. Предположим, что к первичной обмотке при использовании основного ответвления подведено напряжение, равное  $U_{ном.с.}$  и на стороне НН при холостом ходе напряжение равно  $1,05 U_{ном.с.}$ . При этом добавка напряжения равна 5 %. Изменяя ответвления трансформатора с ПБВ, можно получить добавки напряжения, округленные значения которых приведены ниже:

Ответвление первичной обмотки, %	+5	+2,5	0	-2,5	-5
Напряжение на стороне НН при холостом ходе ( $U/U_{ном.с.}$ )	1	1,025	1,05	1,075	1,1
Добавка напряжения, %	0	+2,5	+5	+7,5	10

Чтобы переключить регулировочное ответвление в трансформаторе с ПБВ, требуется отключить его от сети. Такие переключения производятся редко, при сезонном изменении нагрузок. Поэтому в режиме наибольших и наименьших нагрузок в течение суток (например, днем и ночью) трансформатор с ПБВ работает на одном регулировочном ответвлении и соответственно с одним и тем же

коэффициентом трансформации. При этом нельзя осуществить требование встречного регулирования, т. е. выполнить условия (5.1). Действительно, в соответствии с (5.3)

$$U_{2н.нб} = U_{2н.нб}^B \frac{U_{н.ном}}{U_{отв}}, \quad U_{2н.нм} = U_{2н.нм}^B \frac{U_{н.ном}}{U_{отв}}$$

Обычно  $U_{2н.нб}^B \leq U_{2н.нм}^B$ , поэтому  $U_{2н.нб} < U_{2н.нм}$  что противоречит требованиям встречного регулирования (5.1), (5.2). Встречное регулирование можно осуществлять, только изменяя  $U_{отв}$  и коэффициент трансформации в течение суток, т. е. переходя от режима наибольших нагрузок к режиму наименьших.

**Трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой**, со встроенным устройством РПН (рис. 5.4, а) отличаются от трансформаторов с ПБВ наличием специального переключающего устройства, а также увеличенным числом ступеней регулировочных ответвлений и диапазоном регулирования. Например, для трансформаторов с номинальным напряжением основного ответвления обмотки ВН, равным 115 кВ, предусматриваются диапазоны регулирования + 16 % при 18 ступенях регулирования по 1,78 % каждая.

На рис. 5.4,б изображена схема обмоток трансформатора с РПН. Обмотка ВН этого трансформатора состоит из двух частей: нерегулируемой, а и регулируемой б. На регулируемой части имеется ряд ответвлений к неподвижным контактам 1,4. Ответвления 1,2 соответствуют части витков, включенных согласно с витками основной обмотки (направление тока указано на рис. 5.4,б стрелками). При включении ответвлений 1, 2 коэффициент трансформации трансформатора увеличивается. Ответвления 3, 4 соответствуют части витков, соединенных встречно по отношению к виткам основной обмотки. Их включение уменьшает коэффициент трансформации, так как компенсирует действие части витков основной обмотки. Основным выводом обмотки ВН трансформатора является точка О. Число витков, действующих согласно и встречно с витками основной обмотки, может быть неодинаковым. На регулируемой части обмотки имеется переключающее устройство, состоящее из подвижных контактов в и г, контактов К1 и К2 и реактора Р. Середина обмотки реактора соединена с нерегулируемой частью обмотки а трансформатора. Нормально ток нагрузки обмотки ВН распределяется поровну между половинами обмотки реактора. Поэтому магнитный поток мал и потеря напряжения в реакторе также мала.

Допустим, что требуется переключить устройство с ответвления 2 на ответвление 1. При этом отключают контактор К1 (рис. 5.4, в), переводят подвижный контакт в на контакт ответвления 1 и вновь включают контактор К1 (рис. 5.4, г). Таким образом, секция 1, 2 обмотки оказывается замкнутой на обмотку реактора Р. Значительная индуктивность реактора ограничивает уравнивающий ток, который возникает вследствие наличия напряжения на секции 1, 2 обмотки. После этого отключают контактор К2, переводят подвижный контакт г на контакт ответвления 1 и включают контактор К2.

С помощью РПН можно менять ответвления и коэффициент трансформации под нагрузкой в течение суток, выполняя таким образом требования встречного регулирования.

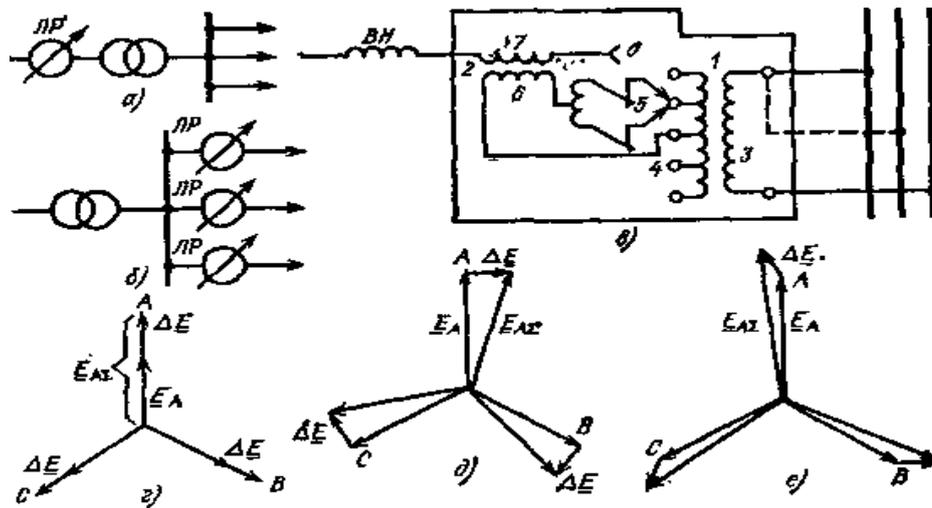


Рис. 16.3. Линейный регулятор:

*a, б* — способы включения; *в* — схема обмоток; *г* — регулирование напряжения по модулю; *д* — регулирование напряжения по фазе; *е* — регулирование напряжения по модулю и фазе

**Линейные регулировочные трансформаторы (ЛР)** и последовательные регулировочные 17 трансформаторы применяются для регулирования напряжения в отдельных линиях или в группе линий. Так, они применяются при реконструкции уже существующих сетей, в которых используются трансформаторы без регулировки под нагрузкой. В этом случае для регулирования напряжения на шинах подстанции ЛР включаются последовательно с нерегулируемым трансформатором (рис. 16.3,а). Для регулирования напряжения на отходящих линиях линейные регуляторы включаются непосредственно в линии (рис. 16.3, б). Линейный регулировочный трансформатор — статический электрический аппарат, который состоит из последовательного 2 и питающего 1 трансформаторов (рис. 16.3,в). Первичная обмотка питающего трансформатора 3 может получать питание от фазы *A* или от фаз *B, C*. Вторичная обмотка 4 питающего трансформатора содержит такое же устройство переключения контактов под нагрузкой 5, как и в РПН. Один конец первичной обмотки 6 последовательного трансформатора 6 подключен к средней точке вторичной обмотки 4 питающего трансформатора, другой — к переключающему устройству 5. Вторичная обмотка 7 последовательного трансформатора соединена последовательно с обмоткой ВН силового трансформатора, и добавочная ЭДС  $\Delta E$  в обмотке 7 складывается с ЭДС в обмотке ВН.

Если на первичную обмотку 3 питающего трансформатора подается напряжение фазы *A* (сплошные линии на рис. 16.3, г), то ЭДС обмотки ВН силового трансформатора с помощью устройства РПН, описанного выше, регулируется по модулю (рис. 16.3,е). При этом  $E_{V\Sigma}$  — модуль результирующей ЭДС обмотки ВН силового трансформатора и обмотки 7 линейного регулятора — равен

$$E_{A\Sigma} = E_A + \Delta E,$$

где  $E_A$  — модуль ЭДС в фазе *A* обмотки ВН силового трансформатора.

Если обмотка 3 подключается к двум фазам *B* и *C* (штриховые линии на рис. 5.5, в), то результирующая ЭДС обмоток ВН и 7 изменяется по фазе (рис. 16.3,д);

$$E_{A\Sigma} = E_A + \Delta E$$

Регулирование напряжения по модулю, когда  $\Delta E$  и  $E_A$  совпадают по фазе (рис. 16.3, з), называется *продольным*. При таком регулировании коэффициент трансформации  $n_T$  — действительная величина. Регулирование напряжения по фазе, когда  $\Delta E$  и  $E_A$  сдвинуты на  $90^\circ$  (рис. 16.3, д), называется *поперечным*. Регулирование напряжения по модулю и фазе называется *продольно-поперечным* (рис. 16.3, е). В этом случае обмотка  $Z$  подключена к фазам  $A$  и  $B$ . При продольно-поперечном регулировании коэффициент трансформации  $n$  — комплексная величина.

Линейные регулировочные трансформаторы большой мощности изготавливаются трехфазными, мощностью 16—100 МВ·А с РПН  $\pm 15\%$ , на 6,6—38,5 кВ; последовательные регулировочные трансформаторы — трехфазными мощностью 92 и 240 МВ·А на 150 и 35 кВ.

Автотрансформаторы 220—330 кВ сейчас выпускаются с РПН, встроенным на линейном конце обмотки среднего напряжения. Ранее для автотрансформаторов устройство РПН выполнялось встроенным в нейтраль, при этом изменение коэффициентов трансформации между обмотками ВН и СН и обмотками ВН и НН нельзя было производить независимо друг от друга и нельзя было осуществлять встречное регулирование одновременно на среднем и низшем напряжениях. В настоящее время с помощью РПН, встроенного на линейном конце обмотки СН, можно изменять под нагрузкой коэффициент трансформации только для обмоток ВН—СН. Если требуется одновременно изменить под нагрузкой коэффициент трансформации между обмотками ВН и НН, то необходимо установить дополнительно линейный регулятор последовательно с обмоткой НН автотрансформатора. С экономической точки зрения такое решение оказывается более целесообразным, чем изготовление автотрансформаторов с двумя встроенными устройствами РПН.

### **Лекция №17. Регулирование напряжения изменением сопротивления сети. Регулирование напряжения изменением потоков реактивной мощности<sup>[18]</sup>**

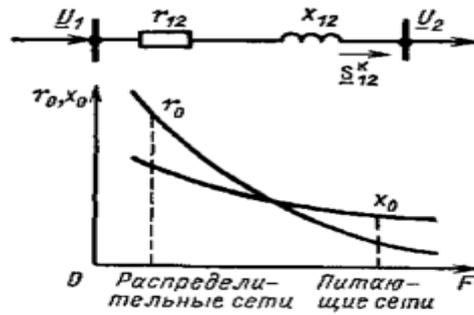
**Регулирование напряжения изменением сопротивления сети.** Напряжение у потребителя зависит от величины потерь напряжения в сети, которые в свою очередь зависят от сопротивления сетей. Например, продольная составляющая падения напряжения в линии на рис. 17.1, а равна

$$\Delta U_{12} = \frac{P_{12}^k r_{12} + Q_{12}^k x_{12}}{U_2}, \quad (17.1)$$

где  $P_{12}^k$ ,  $Q_{12}^k$ ,  $U_2$  — потоки мощности и напряжение в конце линии;  $r_{12}$ ,  $x_{12}$  — ее активное и реактивное сопротивления.

На рис. 17.1, б показан характер зависимости сопротивления сети от сечения проводов. Из графика видно, что соотношение активного и реактивного сопротивлений для распределительных и питающих сетей различно.

<sup>[18]</sup> Д., [2] Р. Gill. Electrical Power Equipment Maintenance and Testing. Quanta Technology Raleigh, North Carolina, 2009 – p 740.

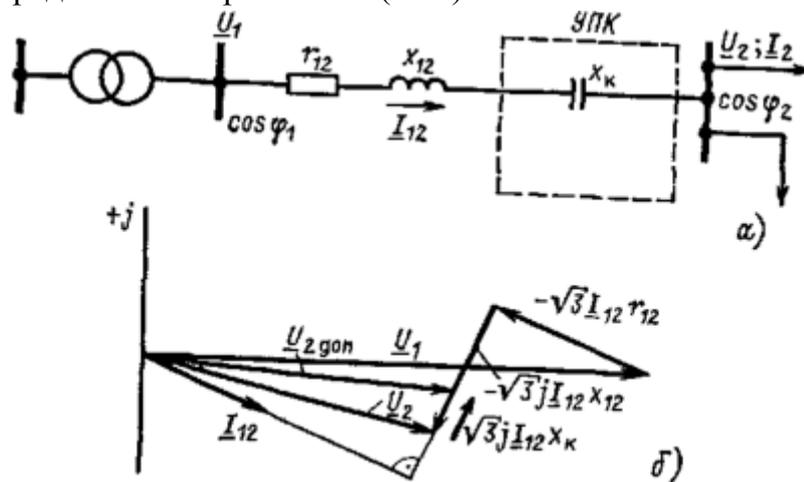


**Рис. 17.1.** Регулирование напряжения изменением параметров сети:

а — схемы замещения, б — зависимость сопротивления сети от сечения проводов

В распределительных сетях активное сопротивление больше реактивного, т. е.  $r_0 > x_0$ . В (17.1) основную роль играет первое слагаемое числителя  $P_{12}^k r_{12}$ . При изменении сечения линий в распределительных сетях существенно меняются  $r_0$  и  $r_{12}$  и изменяются и напряжение потребителя. Поэтому в этих сетях сечение иногда выбирается по допустимой потере напряжения.

В питающих сетях, наоборот,  $r_0 < x_0$ , поэтому  $\Delta U_{12}$  в значительной степени определяется реактивным сопротивлением линий, которое мало зависит от сечения. Выбирать сечение линий в питающих сетях по допустимой потере напряжения экономически нецелесообразно. Изменение реактивного сопротивления применяют для регулирования напряжения. Чтобы изменить реактивное сопротивление, необходимо включить в линию конденсаторы. Продольная составляющая падения напряжения в линии до установки конденсаторов определяется выражением (17.2).



**Рис. 17.2.** Продольная компенсация:

а — Схема выключения УПК б — векторная диаграмма

Предположим, что напряжение в конце линии ниже допустимого:

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{12} \leq U_{2\text{доп}} \quad (17.2)$$

Включим последовательно в линию конденсаторы так, чтобы повысить напряжение до допустимого  $U_{2\text{доп}}$ .

Предыдущее выражение запишем в следующем виде:

$$U_{2\text{доп}} = U_1 - \frac{P_{12}^k r_{12} + Q_{12}^k (x_{12} - x_k)}{U_{2\text{доп}}} \quad (17.3)$$

где  $x_k$  — сопротивление конденсатора.

Последовательное включение конденсаторов в линии называют продольной компенсацией. Установка продольной компенсации (УПК) дает возможность компенсировать индуктивное сопротивление и потерю напряжения в линии.

Векторная диаграмма такого регулирования представлена на рис. 17.2, б, из которого следует

$$U_2 = U_1 - \sqrt{3} I_{12} (r_{12} + jx_{12}) \quad (17.4)$$

$$U_{2\text{доп}} = U_1 - \sqrt{3} I_{12} (r_{12} + jx_{12}) - \sqrt{3} I_{12} (-jx_k) \quad (17.5)$$

где  $I_{12}$  — ток линии

Величину  $\sqrt{3} I_{12} x_k$  можно рассматривать как отрицательное падение напряжения или как дополнительную ЭДС, вводимую в цепь.

Зная  $U_1, U_{2\text{доп}}, r_{12}, x_{12}, P_{12}^k, Q_{12}^k$ , можно найти  $x_k$  из (5,6) и выбрать нужное количество последовательных и параллельных конденсаторов. При этом напряжение на конденсаторах  $U_k$  и ток в них  $I_k$  равны

$$U_k = \sqrt{3} I_{12} x_k, \quad I_k = I_{12} = \frac{S_{12}}{\sqrt{3} U_k} \quad (17.6)$$

Если номинальное напряжение одного конденсатора  $U_{\text{к.ном}} = U_k / \sqrt{3}$ , то ставят последовательно несколько конденсаторов в одной фазе. Число подключенных конденсаторов определяют по выражению

$$n = \frac{U_k}{\sqrt{3} U_{\text{к.ном}}} \quad (17.7)$$

В паспорте конденсатора указывается его мощность  $Q_k$ . Зная эту величину, можно определить номинальный ток  $I_{\text{к.ном}}$

$$I_{\text{к.ном}} = \frac{Q_k}{U_{\text{к.ном}}} \quad (17.8)$$

Если  $I_{\text{к.ном}} < I_k$ , то ставят параллельно  $m$  конденсаторов, причем

$$m = \frac{I_{12}}{I_{\text{к.ном}}} \quad (17.9)$$

Для УПК отношение емкостного сопротивления конденсаторов к индуктивному сопротивлению линии, выраженное в процентах, называется процентом компенсации:

$$c = \frac{x_k}{x_{12}} 100 \quad (17.10)$$

На практике применяют лишь частичную компенсацию ( $c < 100$  %) реактивного сопротивления линии. Полная или избыточная компенсация ( $c \geq 100$ %) в распределительных сетях, непосредственно питающих нагрузку, обычно не применяется, так как это связано с возможностью появления в сети перенапряжений.

Применение УПК позволяет улучшить режимы напряжения в сетях. Однако следует учитывать, что повышение напряжения, создаваемое такими конденсаторами, зависит от значения и фазы тока, проходящего через УПК. Поэтому возможности регулирования последовательными конденсаторами ограничены. Наиболее эффективно применение УПК для снижения отклонений напряжения на перегруженных радиальных линиях.

В питающих сетях УПК — сложные в эксплуатации и дорогие установки. Необходимо применять специальные меры для их защиты от перенапряжений во время коротких замыканий. Отметим, что УПК применяют не только для регулирования напряжения, но и для повышения пропускной способности линий.

$$\Delta U_c = \frac{P_k r_c + Q_k x_c}{U_2} \quad (17.11)$$

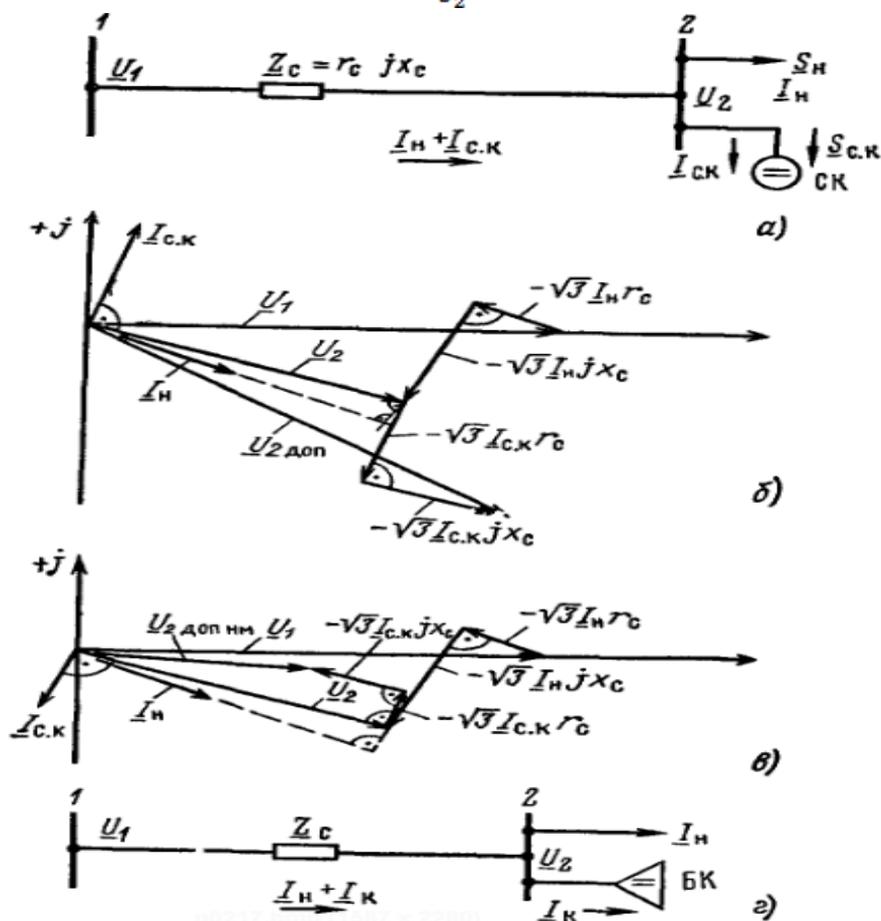


Рис. 17.3. Режимы работы компенсирующих устройств:

а — включение синхронного компенсатора, б, в — векторные диаграммы синхронного компенсатора при перевозбуждении и недо возбуждении; г — включение батареи конденсаторов

### Регулирование напряжения изменением потоков реактивной мощности.

Продольная составляющая падения напряжения в сети  $\Delta U_c$  определяется по выражению (рис. 17.3, а), где  $P_k$ ,  $Q_k$  — потоки мощности;  $r_c$ ,  $x_c$  — активное и реактивное сопротивления сети.

Из последнего выражения видно, что падение напряжения зависит от потоков реактивной и активной мощностей сети. По линии должна передаваться такая активная мощность, какая нужна потребителю. Активную мощность линий нельзя изменять для регулирования напряжения. В питающих сетях активное сопротивление меньше реактивного сопротивления линии. Следовательно, именно произведение  $Q_k x_c$  оказывает решающее влияние на падение напряжения в сетях при регулировании  $U$  за счет изменения потоков мощности.

Для изменения потоков реактивной мощности применяют компенсирующие устройства — батареи конденсаторов (БК), синхронные компенсаторы (СК), а также статические источники реактивной мощности (ИРМ).

**Использование в качестве компенсирующего устройства синхронных компенсаторов** иллюстрируется на рис. 17.3, а. Напряжение в конце линии до установки компенсатора определяется выражением

$$U_2 = U_1 - \frac{P_H r_c + Q_H x_c}{U_2} \quad (17.12)$$

Пусть  $U_2$  ниже допустимого. После включения СК в конце линии  $U_2$  определяется следующим образом:

$$U_2 = U_1 - \frac{P_H r_c + (Q_H - Q_{с.к}) x_c}{U_2} \quad (17.13)$$

Определим мощность СК, необходимую для того, чтобы напряжение стало допустимым. Для этого положим в (17.13)  $U_2 = U_{2\text{доп}}$  и вычтем из (17.13) выражение (17.12);

$$U_{2\text{доп}} - U_2 = -\frac{P_H r_c + Q_H x_c}{U_{2\text{доп}}} + \frac{P_H r_c + Q_H x_c}{U_2} + \frac{Q_{с.к} x_c}{U_{2\text{доп}}} \quad (17.14)$$

Мощность СК определяется выражением

$$Q_{с.к} = \frac{(U_{2\text{доп}} - U_2)[U_{2\text{доп}} U_2 - (P_H r_c + Q_H x_c)]}{U_2 x_c} \quad (17.15)$$

При допущении  $1/U_{2\text{доп}} \approx 1/U_2$  будем считать, что два первых слагаемых в правой части (17.15) равны. При этом допущении мощность СК определяется простым выражением, вытекающим из (17.15):

$$Q_{с.к} = \frac{U_{2\text{доп}} - U_2}{x_c} U_{2\text{доп}} \quad (17.16)$$

При практических расчетах  $Q_{с.к}$  определяется по выражению (17.16).

Синхронные компенсаторы могут работать в режимах перевозбуждения и недовозбуждения.

При перевозбуждении они генерируют реактивную мощность  $Q_{с.к}^{\text{недов}} = Q_{с.к.\text{ном}}$ . При недовозбуждении они потребляют реактивную мощность  $Q_{с.к}^{\text{недов}} = 0,5 Q_{с.к.\text{ном}}$ , что приводит к увеличению потерь напряжения в сети и к уменьшению напряжения у потребителей. Недовозбуждение синхронных компенсаторов можно использовать, когда надо снизить напряжение, например, в режиме наименьших нагрузок. На рис. 17.3, б и в представлены векторные диаграммы в режимах перевозбуждения и недовозбуждения.

До включения синхронного компенсатора

$$U_2 = U_1 - \sqrt{3}I_H Z_c$$

$$U_2 = U_1 - \sqrt{3}I_H r_c - \sqrt{3}I_H jx_c$$

После его включения

$$U_{2\text{доп}} = U_1 - \sqrt{3}(I_H + I_{c.н})Z_c$$

$$U_{2\text{доп}} = U_1 - \sqrt{3}I_H r_c - \sqrt{3}I_c jx_c - \sqrt{3}I_{c.н} r_c - \sqrt{3}I_{c.к} jx_c$$

Здесь  $U_1, U_2$  — напряжения в начале и в конце сети;  $I_H$  — ток в сети;  $Z_c$  — сопротивление сети;  $I_{c.к}$  — ток синхронного компенсатора.

В режиме перевозбуждения СК ток  $I_{c.к}$ , текущий из сети, опережает на  $90^\circ$  напряжение  $U_2$ . Из векторной диаграммы (рис. 17.3, б) видно, что в этом режиме модуль напряжения повышается с  $U_2$  до  $U_{2\text{доп}}$ . В режиме недовозбуждения ток и реактивная мощность СК изменяют свои знаки на противоположные. Ток  $I_{c.к}$ , текущий из сети, отстает на  $90^\circ$  от напряжения. Из векторной диаграммы (рис. 17.3, в) видно, что в этом режиме модуль напряжения понижается с  $U_2$  до  $U_{2\text{доп.им}}$

**Включение в качестве компенсирующего устройства батарей конденсаторов** позволяет только повышать напряжение, так как конденсаторы могут лишь вырабатывать реактивную мощность. Конденсаторы, подключенные параллельно к сети (рис. 17.3, з), обеспечивают *поперечную компенсацию*. В этом случае БК, генерируя реактивную мощность, повышает коэффициент мощности сети и одновременно регулирует напряжение, поскольку уменьшаются потери напряжения в сети. В период малых нагрузок, когда напряжение в сети повышено, должно быть предусмотрено отключение части БК, чтобы уровни напряжений не превышали допустимых значений.

Векторная диаграмма при поперечной компенсации с помощью БК, та же, что и для СК в режиме перевозбуждения (рис. 17.3, б), где вместо тока  $I_{c.к}$  следует говорить о токе  $I_k$ . В этом случае, как и при использовании СК, уменьшается потеря напряжения в сети и увеличивается напряжение  $U_2$ , а также угол сдвига между напряжениями в конце и в начале линии.

Реактивная мощность  $Q_k$ , генерируемая БК, определяется по выражению (17.16), которое преобразуется к виду

$$Q_k = \frac{\Delta U_{\text{рег}}}{x_c} \quad (17.17)$$

В последнем выражении относительное повышение напряжения  $1/2$  при регулировании, т. е. при поперечной компенсации, равно

$$\Delta U_{\text{рег}} = \frac{U_{2\text{доп}} - U_2}{U_{\text{ном}}} \quad (17.18)$$

Выражение (17.18) легко получить из (17.17), если  $U_{2\text{доп}}$  заменить на  $U_{\text{ном}}$ .

Следовательно, мощность БК определяется напряжением сети и ее реактивным сопротивлением, при этом с уменьшением сопротивления сети возрастает необходимая мощность БК.

При продольной компенсации повышение напряжения, создаваемое УПК, прямо пропорционально току нагрузки линии. В отличие от УПК повышение напряжения в сети, создаваемое поперечной компенсацией, не зависит от тока нагрузки и определяется параметрами сети ( $X_c$ ) и емкостным током, т. е. емкостью БК. Это следует из рис. 17.3, б, где снижение потери напряжения в сети определяется в основном величиной  $I_k X_c$ , так как величина  $I_k r_c$  мало влияет на регулирование напряжения.

### **Лекция №18. Задачи и методы проектирования энергосистем и электрических сетей. Техничко-экономические показатели<sup>[19]</sup>**

Задача проектирования энергосистем состоит в разработке и технико-экономическом обосновании решений, определяющих развитие энергосистем, обеспечивающих при наименьших затратах снабжение потребителей электрической и тепловой энергией при выполнении технических ограничений по надежности электроснабжения и качеству электроэнергии.

Проектирование энергосистем и электрических сетей начинается с выполнения комплекса так называемых *внестадийных* проектных работ. В результате выполнения этих работ разрабатываются обосновывающие материалы для определения экономической эффективности и целесообразности проектирования, строительства или реконструкции и расширения электросетевых объектов большой стоимости.

Комплекс внестадийных проектных работ включает схемы развития энергосистем и электрических сетей. В комплекс внестадийных проектных работ кроме схем развития энергосистем и электрических сетей включаются разработки *энергетических и электросетевых разделов в составе проектов электростанций*, а также *схемы внешнего электроснабжения объектов народного хозяйства*, т. е. электрифицируемых участков железных дорог, нефти и газопроводов, промышленных узлов и отдельных предприятий.

После утверждения обосновывающих материалов начинается *стадийное проектирование* электросетевых объектов.

**Проект развития электрических сетей** может выполняться в качестве самостоятельной работы, называемой «Схемой развития электрической сети энергосистемы» (объединенной, районной, города, промышленного узла и т. д.), или как составная часть схемы развития энергосистемы. При проектировании электрических сетей увязываются решения по развитию сетей различных

---

<sup>[19]</sup> [4] Турхиний А.Д., Макаров А.А., Клименко В.В., «Современная теплоэнергетика» (Часть-1)- М.: Издательство МЭИ, 2002.-275 с.

назначений и напряжений. На различных этапах проектирования электрических сетей решаются разные по составу и объему задачи, которые имеют следующее примерное содержание:

анализ существующей сети рассматриваемой энергосистемы (района, города, объекта), включающий ее рассмотрение с точки зрения загрузки, условий регулирования напряжения, выявления «узких мест» в работе;

определение электрических нагрузок потребителей и составление балансов активной мощности по отдельным подстанциям и энергоузлам, обоснование сооружения новых понижающих подстанций;

выбор расчетных режимов работы электростанций (если с рассматриваемой сети присоединены электростанции) и определение загрузки проектируемой электрической сети;

электрические расчеты различных режимов работы сети и обоснование схемы построения сети на рассматриваемые расчетные уровни;

проверочные расчеты статической и динамической устойчивости параллельной работы электростанций (выполняются, как правило, только при проектировании электрических сетей объединенных или достаточно мощных отдельных энергосистем), выявление основных требований к системе противоаварийной автоматики;

составление баланса реактивной мощности и выявление условий регулирования напряжения в сети, обоснование пунктов размещения компенсирующих устройств, их типа и мощности;

расчеты токов КЗ проектируемой сети и установление требований к отключающей способности коммутационной аппаратуры, разработка предложений по ограничению мощности КЗ;

выбор и обоснование количества, мощности и мест установки дугогасящих реакторов для компенсации емкостных токов (как правило, производится только для сетей 35 кВ и ниже);

сводные данные по намеченному объему развития электрической сети, натуральные и денежные показатели, очередность развития.

Содержание проектов развития электрических сетей показывает, что в них входит очень широкий круг вопросов. С точки зрения системного подхода следует вести проектирование для всей сети электроэнергетической системы, начиная от шин электростанций и включая всех потребителей. При этом необходимо рассматривать схемы электростанций и подстанций, решать вопросы защиты от перенапряжений, выбирать устройства защиты и автоматики для автоматического управления и регулирования режима работы электрической системы, включая сети всех напряжений. Такая задача чрезмерно громоздка, практически ее можно решать только по частям — проектировать отдельно сети различных назначений, электростанции и подстанции, защиту от перенапряжений, релейную защиту, устройства автоматики и т. д. При проектировании каждой из этих частей отдельные части представляются приближенно, в них учитываются лишь влияющие на

данную часть элементы, для которых предполагаются типовые решения. В дальнейшем эти полученные при проектировании решения уточняются и согласовываются. Например, при проектировании питающей сети учитываются принципиальные схемы подстанций и электростанций. Наоборот, при проектировании электростанций и подстанций должны быть учтены количество и предполагаемые режимы работы отходящих линий.

**Применение систем автоматизации проектирования** энергосистем (САПР ЭС) имеет важное значение при проектировании энергосистем и электрических сетей. Основные искомые параметры при проектировании электрической сети— номинальное напряжение, сечение проводов линий, количество линий, пропускная способность их, количество и мощности трансформаторов — изменяются дискретно. Количество искомым величин оказывается весьма большим, и формулировка задачи проектирования в виде математической задачи очень сложна. Решение задачи проектирования электрической сети (и тем более проектирования энергосистемы) без участия проектировщика невозможно. Система автоматизации проектирования ЭС выполняет функции советчика проектировщика и не предназначена для его полной замены, т. е. для полного выполнения проекта. С помощью САПР ЭС можно получить решение некоторых частных задач, а также автоматизировать этапы многих задач, решаемых при проектировании энергосистем и электрических сетей.

**Технико-экономические показатели.** Важнейший технико-экономический показатель — это капитальные вложения  $K$ , т. е. расходы, необходимые для сооружения сетей, станций, энергетических объектов. Для электрической сети

$$K = K_l + K_{nc}, \quad (18.1)$$

где  $K_l$  — капитальные вложения на сооружение линий, сум.;  $K_{nc}$  — капитальные вложения на сооружение подстанций, сум.

Капитальные вложения при сооружении линий  $K_l$  состоят из затрат на изыскательские работы и подготовку трассы, затрат на приобретение опор, проводов, изоляторов и прочего оборудования, на их транспортировку, монтажные и другие работы. Капитальные затраты при сооружении подстанций состоят из затрат на подготовку территории, приобретение трансформаторов, выключателей и прочего оборудования, затрат на монтажные работы и т.д. Капитальные вложения определяются по укрупненным показателям стоимости отдельных элементов сети или по специально составленным сметам.

Вторым важным технико-экономическим показателем является эксплуатационные расходы (издержки), необходимые для эксплуатации энергетического оборудования и сетей в течение одного года:

$$I = I_l + I_{nc} + I_{\Delta W} = \frac{\alpha_{ал} + \alpha_{р.л} + \alpha_{о.л}}{100} K_l + \frac{\alpha_{а.пс} + \alpha_{р.пс} + \alpha_{о.пс}}{100} K_{п.с} + I_{\Delta W} \quad (18.2)$$

где  $I_{л}$ ,  $I_{пс}$ , — эксплуатационные расходы для линий и подстанций, руб/год;  $I_{\Delta W}$  — стоимость потерь электроэнергии, сум/год;  $\alpha_{ал}$ ,  $\alpha_{р.л}$  и  $\alpha_{ол}$  — ежегодные отчисления на амортизацию, текущий ремонт и обслуживание ЛЭП в относительных единицах, 1/год;  $\alpha_{апс}$ ,  $\alpha_{р.пс}$  и  $\alpha_{опс}$  — то же применительно к подстанциям.

Значения коэффициентов  $\alpha_a$ ,  $\alpha_p$  и  $\alpha_o$  приводятся в табл. 18.1.

Если объединить эксплуатационные расходы на амортизацию, текущий ремонт и обслуживание для линий и подстанций, то выражение эксплуатационных расходов для сети в целом можно записать в следующем виде:

$$I = I_a + I_p + I_o + I_{\Delta W} \quad (18.3)$$

где  $I_a$  — отчисления на амортизацию;  $I_p$  — эксплуатационные расходы на текущий ремонт сети;  $I_o$  — отчисления на обслуживание, т. е. на заработную плату персонала;  $I_{\Delta W}$  — стоимость потерь электроэнергии.

Отчисления на амортизацию включают издержки на капитальный ремонт и на накопление средств, необходимых для замены (реновации) изношенного и морально устаревшего оборудования. Отчисления на амортизацию тем выше, чем меньше срок службы оборудования. Отчисления на текущий ремонт предназначены для поддержания оборудования в рабочем состоянии. Во время текущего ремонта меняют изоляторы, окрашивают опоры и кожухи оборудования подстанций, исправляют небольшие повреждения. Для предотвращения повреждений все элементы сети подвергаются периодическим осмотрам и профилактическим испытаниям. Эти мероприятия финансируются из отчислений на текущий ремонт. Отчисления на обслуживание расходуют непосредственно на зарплату эксплуатационного персонала, а также на транспортные средства, жилые дома для персонала и т.д.

Таблица 18.1. Ежегодные отчисления на амортизацию, текущий ремонт и обслуживание (процент капитальных затрат)

Наименование элемента сети	$\alpha_a$	$\alpha_p + \alpha_o$	$\alpha_a + \alpha_p + \alpha_o$
Воздушные линии 35 кВ и выше:			
на металлических и железобетон-	2,4	0,4	2,8
на деревянных опорах	4,9	0,5	5,4
Кабельные линии:			
до 10 кВ:			
со свинцовой оболочкой, проло-	2,3	2	4,3
в земле и помещениях			6,3
с алюминиевой оболочкой, проло-	4,3	2	
в земле			
20—35 кВ со свинцовой оболочкой,	3,4	2	5,4
проложенные в земле и помещениях			
110—220 кВ, проложенные в земле	2,5	2	4,5

и помещениях			
Силовое электрооборудование и распределительные устройства (кроме ТЭС) до 150 кВ	6,4	3	9,4

Амортизационные издержки определяются так:

$$I_a = \alpha_a K, \quad (18.4)$$

где  $\alpha_a$  — амортизационные отчисления в относительных единицах, 1/год.

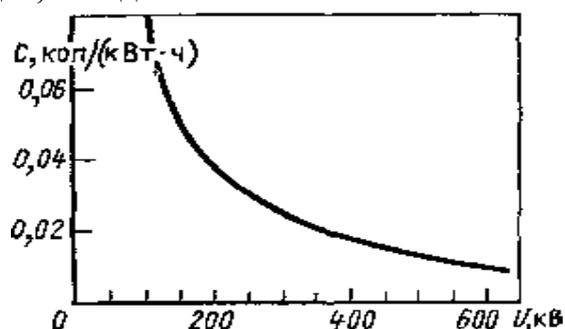
Расходы на текущий ремонт, включая профилактические осмотры и испытания, находят аналогично:

$$I_p = \alpha_p K, \quad (18.5)$$

Амортизационные издержки и издержки на текущий ремонт могут объединяться:

$$I_a + I_p = \alpha_3 K, \quad (18.6)$$

где  $\alpha_3$  — ежегодные отчисления на амортизацию и текущий ремонт в относительных единицах, 1 /год.



**Рис. 18.1.** Зависимость себестоимости передачи электроэнергии от номинального напряжения сети.

Стоимость потерь электроэнергии определяется по следующей формуле:

$$I_{\Delta W} = \beta \Delta W, \quad (18.7)$$

где  $\Delta W$  — потери электроэнергии, кВтч;  $\beta$  — стоимость потерь 1 кВтч электроэнергии.

К технико-экономическим показателям относится также себестоимость передачи электроэнергии

$$C = I/C, \quad (18.8)$$

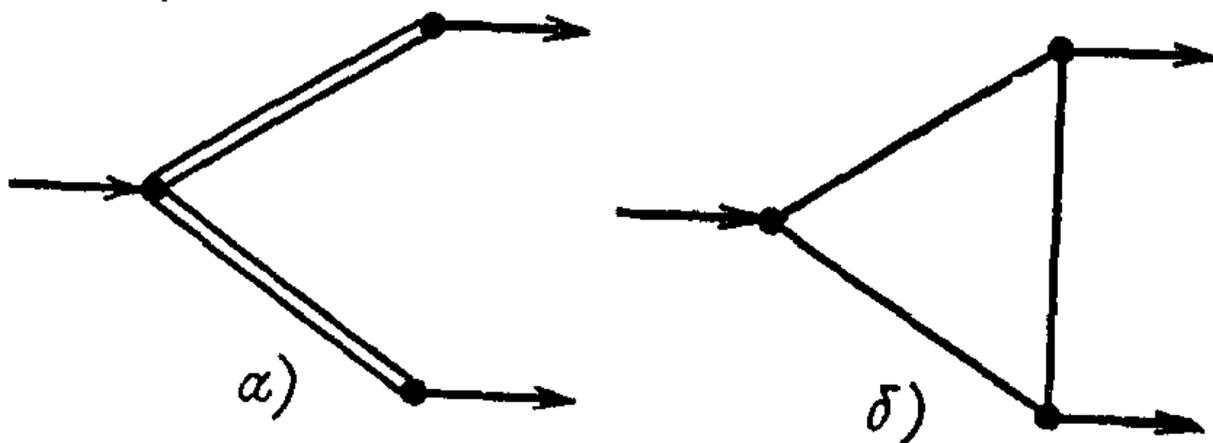
где  $I$  — эксплуатационные издержки в сети, сум/год;  $W$  — электроэнергия, полученная потребителем за год, кВт\*ч.

Зависимость себестоимости передачи электроэнергии от номинального напряжения сети показана на рис. 18.1.

## Лекция №19. Техничко-экономическое сравнение вариантов сети. Выбор варианта сети с учетом надежности. Выбор номинального напряжения<sup>[20]</sup>

**Техничко-экономическое сравнение вариантов сети.** При технико-экономическом сравнении сопоставляются только допустимые по техническим требованиям варианты, т. е. такие, в которых потребитель получает нужную электроэнергию заданного качества при заданной степени надежности.

На первом этапе технико-экономического сравнения выбирают допустимые по техническим требованиям варианты, а на втором этапе из них выбирают оптимальный по технико-экономическим показателям 16\*. Допустим, что надо сравнить варианты сети на рис. 19.1. Самый простой путь — это определить капитальные вложения и издержки по вариантам и сравнить их. Если  $K_1 > K_2$  и  $I_1 > I_2$ , то выбирают второй вариант. Наиболее часто встречается более сложный для сравнения вариантов случай, когда  $K_1 > K_2$



**Рис. 19.1.** Варианты схемы сети: *а* — радиальная; *б* — замкнутая  $I_1 < I_2$  (или наоборот). Сопоставление вариантов схемы сети осуществляют в результате расчетов *сравнительной экономической эффективности капитальных вложений*. Экономическим критерием, по которому определяют наивыгоднейший вариант, является минимум *приведенных затрат*, сум/год, вычисляемых по следующей формуле:

$$Z = p_n K + I, \quad (19.1)$$

где  $K$  — капитальные вложения, сум., необходимые для сооружения сети, причем предполагается, что строительство ее продолжается не более одного года;  $I$  — ежегодные эксплуатационные расходы, сум/год, предполагаемые неизменными в течение всего рассматриваемого периода эксплуатации;  $p_n$  — *нормативный коэффициент сравнительной эффективности капитальных вложений*,  $p_n = 0,12$  1/год.

Вариант с наименьшими приведенными затратами называется наивыгоднейшим, или экономически целесообразным, т. е. это вариант сети, для которого имеет место

$$\min Z_i = \min (p_n K_i + I_i), \quad (19.2)$$

где  $i$  — номер варианта.

<sup>[20]</sup> [5] Бурмана А.П., Строева В.А., «Современная электроэнергетика» (Часть-2) - М.: Издательство МЭИ, 2003.- 454 с.

Если строительство ведется в течение нескольких лет, а эксплуатационные расходы неодинаковы, то приведенные к первому году затраты определяются так:

$$Z = \sum_{i=1}^T \frac{p_n K_t + \delta I_t}{(1+p_{н.п.})^{t-1}}, \quad (19.3)$$

где  $T$  — расчетный период сооружения сети, за его пределами капитальные вложения не производятся, а эксплуатационные расходы не изменяются по годам и равны  $I_t$ ;  $K_t$ ,  $I_t$  — капитальные вложения и эксплуатационные расходы за  $t$ -й год расчетного периода;  $p_{н.п.}=0,08$  — норматив приведения разновременных затрат;  $\Delta I_t = I_t - I_{t-1}$  — изменение эксплуатационных расходов  $t$ -го года по сравнению с годом  $(t-1)$ -м.

Если варианты существенно различаются по надежности электроснабжения, в состав приведенных затрат надо включить ущерб от ожидаемого недоотпуска электроэнергии. При сравнении небольших сетей или отдельных объектов варианты считаются равноэкономичными, если разница между их приведенными затратами меньше 5%. При этом надо обязательно исключить затраты на одинаковые элементы в сравниваемых вариантах. Выбор вариантов из числа равноэкономичных осуществляется в результате инженерной оценки таких свойств, которые не могут быть представлены в виде экономического эквивалента и включены в приведенные затраты. Здесь надо учитывать перспективы развития сети, удобство эксплуатации, дефицитность материалов, серийность применяемого оборудования и другие факторы.

Для понимания сути приведенных затрат используем *нормативный срок окупаемости капиталовложений*  $t_{ок.н.}$ . Из-за ряда недостатков  $t_{ок.н.}$  не применяется при сравнении вариантов сети, но понятие «срок окупаемости» полезно для пояснения выражения (19.1). Предположим, что нормативный коэффициент окупаемости капитальных вложений равен величине, обратной нормативному сроку окупаемости, т. е.

$$p_n = 1/t_{ок.н.} \quad (19.4)$$

Подставим (19.4) в (19.1) и получим затраты на сооружение и эксплуатацию сети в течение одного года.

$$Z - K/t_{ок.н.} + I \quad (19.5)$$

Суммарные затраты на сооружение и эксплуатацию сети в течение времени, равного нормативному сроку окупаемости, равны

$$Z_{\Sigma} = K + t_{ок.н.} I. \quad (19.6)$$

Экономичнее тот вариант, для которого меньше суммарные затраты на сооружение и эксплуатацию электрической системы за время  $t_{ок.н.}$ . При выполнении условия использования приведенных затрат (19.1), т. е. затрат за год, или суммарных затрат (19.6) за время дают тождественные результаты. Формула (19.6) появилась *раньше*, чем (19.1), и *обосновывалась с помощью попарного* сравнения вариантов.

Рассмотрим сравнение двух вариантов, причем  $K_1 > K_2$ ,  $I_1 < I_2$ , с помощью срока окупаемости. Разность  $K_1 - K_2 = \Delta K$  есть увеличение капитальных вложений, т. е. дополнительные капитальные вложения при выборе первого варианта. Экономия эксплуатационных расходов при выборе первого варианта равна  $I_1 - I_2 = \Delta I$ . Срок окупаемости  $t_{ок}$  — время, за

которое окупятся дополнительные капитальные вложения при выборе первого варианта за счет экономии эксплуатационных расходов, — определяется так:

$$t_{ок} = \frac{K_1 - K_2}{I_2 - I_1} = \frac{\Delta K}{\Delta I}, \quad (19.7)$$

Срок окупаемости дополнительных капитальных вложений должен быть меньше, чем нормативный срок окупаемости  $t_{ок.н}$ . Если подсчитанное по формуле (6.15) значение срока окупаемости  $t_{ок} < t_{ок.н}$ , то экономичнее первый вариант с большими капиталовложениями и меньшими годовыми эксплуатационными расходами. При  $t_{ок} > t_{ок.н}$  экономичнее вариант с меньшими капиталовложениями и большими годовыми эксплуатационными расходами. Если  $t_{ок} = t_{ок.н}$  сравниваемые варианты считаются экономически равноценными. Таким образом, технико-экономическое сравнение двух вариантов отвечает условиям

$$t_{ок} \leq t_{ок.н}, \quad (19.8)$$

или

$$\frac{K_1 - K_2}{I_2 - I_1} \leq t_{ок.н}, \quad (19.9)$$

В технико-экономических расчетах  $t_{ок.н}$  начали применять несколько десятилетий тому назад, что послужило началом развития теории приведенных затрат. В настоящее время  $t_{ок.н}$  не применяется из-за следующих недостатков: отсутствует строгое обоснование (19.2) и соответственно (19.4); срок окупаемости может использоваться только для попарного сравнения вариантов. Кроме того, с помощью  $t_{ок.н}$  нельзя учесть неодновременность капитальных вложений (т. е. динамику развития электрической сети) аналогично (19.1) и ряд других факторов. Поэтому технико-экономическое сравнение вариантов надо проводить по приведенным затратам.

**Выбор варианта сети с учетом надежности.** Все сравниваемые варианты развития сети должны обеспечивать одинаковый полезный отпуск электроэнергии потребителям при заданном режиме потребления (мощности нагрузки). Каждый вариант сети должен обеспечивать необходимую *надежность*, под которой понимается способность выполнять заданные функции, сохраняя эксплуатационные показатели в условиях, оговоренных в нормативных документах. Требования к надежности электроснабжения определяются «Правилами устройств электроустановок» (ПУЭ) в зависимости от категорий электроприемников. И в соответствии с ПУЭ все электроприемники по требуемой степени надежности разделены на три категории.

К I категории относятся электроприемники, нарушение электроснабжения которых может повлечь за собой опасность для жизни людей, значительный ущерб народному хозяйству, повреждение дорогостоящего основного оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса, нарушение функционирования особо важных элементов коммунального хозяйства. Эти электроприемники должны обеспечиваться электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания. Электроснабжение при аварийном отключении одного из них должно обеспечиваться вторым. В качестве таких независимых источников могут

быть, в частности, две системы или две секции шин одной подстанции, питающейся от двух источников. Перерыв в электроснабжении потребителей I категории может быть допущен только на время автоматического ввода резервного питания.

Из состава электроприемников I категории выделяется особая группа таких, внезапные перерывы электроснабжения которых угрожают жизни людей или могут привести к взрывам и разрушениям основного технологического оборудования. Для электроснабжения потребителей может выполняться от одного источника питания при условии, что перерыв электроснабжения, необходимый для ремонта или замены поврежденного элемента сети, не превышает суток.

Электроприемники II категории — электроприемники, перерыв электроснабжения которых связан с массовым недоотпуском продукции, простоем рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушением нормальной деятельности значительного количества городских и сельских жителей. Эти электроприемники рекомендуется обеспечивать электроэнергией от двух независимых взаимно резервирующих источников питания, при этом допустим перерыв электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания дежурным персоналом или выездной бригадой. Допускается питание электроприемников II категории по одной воздушной линии, а также по одной кабельной линии, состоящей не менее чем из двух кабелей, присоединенных к одному аппарату, или от одного трансформатора, если обеспечена возможность проведения ремонта линии или замены поврежденного трансформатора в течение суток.

Электроприемники III категории — все остальные электроприемники. Электроснабжение этих электроприемников может выполняться от одного источника питания при условии, что перерыв электроснабжения, необходимый для ремонта или замены поврежденного элемента сети, не превышает суток.

Требования к надежности питающих и распределительных сетей энергосистем, а также распределительных промышленных, городских и сельских сетей регламентированы в нормативных документах. В этих документах приведены требования по резервированию, количеству цепей и трансформаторов на подстанциях, схемам присоединения подстанций к сети, допустимости использования двухцепных воздушных линий.

Для потребителей I категории перерыв в электроснабжении связан с последствиями, ущерб от которых не может быть выражен в виде экономического эквивалента. В качестве критериев оценки надежности схемы сетей, питающих потребителей I и II категорий, принимаются следующие технические показатели надежности: параметр потока отказов (среднее количество отказов в год)  $\omega$ , отказов/год; среднее время восстановления электроснабжения  $T_{в}$ , лет/отказ; вероятность безотказной работы в течение года  $p$ , отн. ед.

Сравнивать по приведенным затратам можно только такие варианты сети, питающей потребителей I категории, для которых технические показатели надежности удовлетворяют требованиям, регламентированным в соответствующих нормативных документах.

Поясним подробнее указанные выше технические показатели надежности. В теории надежности используются следующие понятия: работоспособность — способность системы выполнять заданные функции с требуемыми режимными параметрами; отказ — нарушение работоспособности; безотказность — свойство системы сохранять работоспособность в течение заданного интервала времени без вынужденных перерывов.

Важное значение имеет вероятностный показатель надежности  $p(t)$ — *вероятность безотказной работы*. Если обозначить время безотказной работы  $t_p$ , то  $p(t)=p(t_p>t)$ —вероятность того, что время безотказной работы больше, чем  $t$ . Зависимость  $p(t)$  называют законом надежности. Вероятность отказа  $Q(t)$  означает вероятность того, что в заданном интервале времени произойдет хотя бы один отказ, при этом  $Q(t)=Q(t_p<.t)$ . При изменении  $t$  от 0 до  $\infty$   $Q(t)$  изменяется от 0 до 1.

Для восстанавливаемых (ремонтируемых) элементов электрической сети представляет интерес средняя вероятность отказа за длительный период наблюдения  $Q_{cp}(\infty)$ . Эту величину  $Q_{cp}(\infty)$  называют также коэффициентом вынужденного простоя  $K_v$ .

*Параметр потока отказов* восстанавливаемого элемента  $\omega(t)$ — это среднее количество отказов элемента в единицу времени. Величина  $\omega(t)$  рассчитывается наиболее просто по данным эксплуатации:

$$\omega(t) = \frac{\Delta n(t, t+\Delta t)}{n\Delta t},$$

где  $\Delta n\{t, t+\Delta t\}$ —количество отказавших за время  $\Delta t$  элементов;  $n$  — число элементов в испытании при условии замены неисправных элементов.

Процессы восстановления (аварийного простоя) отказавших элементов для практических расчетов наиболее часто характеризуются *средним временем восстановления* (временем аварийного простоя), которое обозначим  $T_v$ .

Для потребителей II категории перерыв в электроснабжении приводит к последствиям, которые могут быть выражены в виде экономического эквивалента — ожидаемого среднегодового народнохозяйственного ущерба от нарушения электроснабжения  $У$ , тыс. сум/год. Ущерб  $У$  из-за недоотпуска электроэнергии включается в состав приведенных затрат и учитывается при выборе варианта сети, питающей потребителей II категории в случае, если сравниваемые варианты сети существенно различаются по надежности. Выбирают вариант сети, в котором приведенные затраты, включая ущерб из-за нарушения электроснабжения, наименьшие.

Чтобы выбрать один из вариантов на рис.19.1, а и б с учетом надежности, в расчетные затраты для каждого варианта включают среднегодовой ущерб из-за недоотпуска электроэнергии

$$З_1= И_1 + p_n K_1 + У_1, \quad (19.10)$$

$$З_2= И_2 + p_n K_2 + У_2, \quad (19.11)$$

и выбирают вариант с меньшими затратами. Среднегодовой ущерб из-за аварийного(вынужденного) нарушения электроснабжения определяется так:

$$У_v= \omega T_n P_{нб} \epsilon_n У_{0в}, \quad (19.12)$$

где  $\omega$ — параметр потока отказов (среднее количество отказов за год);  $T_v$  — среднее время восстановления, лет/от

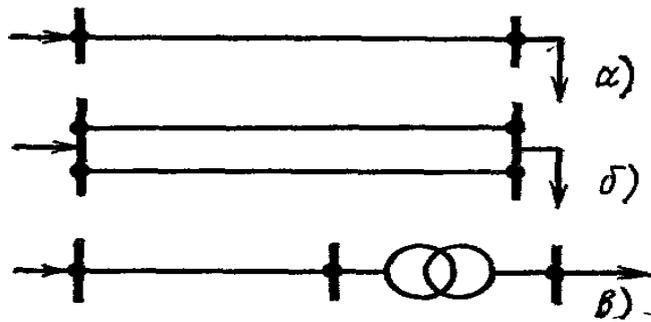


Рис. 19.2. Варианты сети: а — одна линия; б — две параллельные линии; в — блок линия — трансформатор

Таблица 19.1. Параметры потока отказов ш, отказов/год, и средняя частота плановых простоев ш<sub>п</sub>, простоев/год, элементов электрических сетей

Элементы	$\omega/\omega_{п}$				
	При напряжении, кВ				
	500	330	220	110	35
Воздушные линии:					
одноцепные	0,4/10	0,5/12	0,6/13	1,1/15	1,4/9
двухцепные (отказ одной цепи)	-	-	0,5/-	0,9/-	1,1/-
двухцепные (отказ двух цепи)	-	-	0,1/-	0,2/-	0,3/-
Трансформаторы и автотрансформаторы:	0,04/6	0,04/6	0,02/6	0,02/6	0,01/6
Выключатели воздушные:	0,2/2	0,2/2	0,15/2	0,1/2	0,08/2
в цепях ВЛ	0,08/2	0,07/2	0,06/2	0,05/2	0,04/2
в других цепях	-	-	0,07/2	0,03/2	0,02/2
Выключатели масляные:	-	-	0,01/2	0,01/2	0,01/2
в цепях ВЛ	0,01/1	0,01/1	0,01/1	0,01/1	0,01/1
в других цепях	-	-	0,04/3	0,02/3	0,01/3
Сборные шины					
Отделители и короткозамыкатели					

**Примечание.** Отказы выключателей, приводящие в отключение смежных цепей, составляют 60 % общего количества отказов.

Таблица 19.2. Среднее время восстановления элементов электрических сетей  $T_v$  и коэффициенты плановых простоев на одну цепь ВЛ или единицу оборудования  $K_{п}$ .

Элементы	$T_v \cdot 10^{-3}$ , лет/отказ, при напряжении, кВ				
	500	330	220	110	35
Воздушные линии:					
одноцепные	1,7	1,3	1,1	1	1
двухцепные (отказ одной цепи)	-	-	0,2	0,4	0,8
	-	-	4	3	2,5

двухцепные (отказ двух цепи)						
Трансформаторы и автотрансфор-маторы:	300	250	80	60	45	
при отсутствии резервного трансформатора	-	-	25	20	10	
в системе при наличии резервного трансформатора	10	7	4,8	2,8	1,3	
в системе при наличии резервного трансформатора	-	-	0,4	0,4	0,4	
в системе	0,7	0,6	0,4	0,25	0,25	
Выключатели: воздушные масляные:						
Отделители и короткозамыкатели						
Сборные шины (на одно присоединение)						

Продолжение табл. 19.2

Элементы	Тв · 10 <sup>-3</sup> , лет/отказ, при напряжении, кВ				
	500	330	220	110	35
Воздушные линии:					
одноцепные	12	9	7	5	4
двухцепные (отказ одной цепи)					
двухцепные (отказ двух цепи)	10	9,5	8,5	7,5	6
Трансформаторы и автотрансфор-маторы:					
при отсутствии резервного трансформатора					
в системе	40	30	20	10	5
при наличии резервного трансформатора	-	-	8,5	6,5	2
в системе	-	-	1	1	1
в системе	0,7	0,6	0,4	0,2	0,2
Выключатели: воздушные масляные:					
Отделители и короткозамыкатели					
Сборные шины (на одно присоединение)					

**Примечания:**

1. Среднее время восстановления повреждений фазы (однофазного трансформатора) при установленной на подстанции резервной фазе составляет  $1,1 \cdot 10^{-3}$  лет/отказ без перекатки фазы и  $9 \cdot 10^{-3}$  лет/отказ с перекаткой фазы.

2. Время восстановления электроснабжения при повреждении выключателей в схемах с обходной системой шин составляет  $0,06 \cdot 10^{-3}$  лет/отказ, а в схемах многоугольников, полуторных и мостиковых —  $0,03 \cdot 10^{-3}$  лет/отказ.

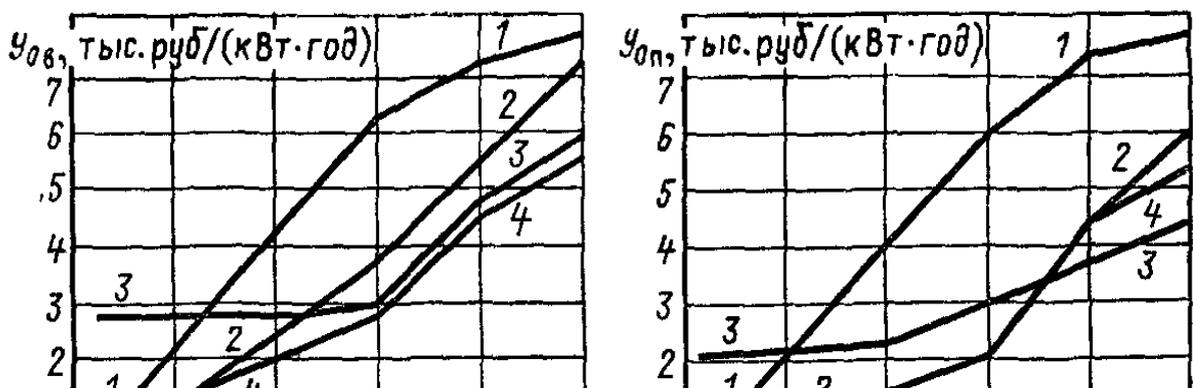
3. При обслуживании подстанций выездными бригадами время восстановления путем переключения в распределительном устройстве следует увеличивать на  $0,06 \cdot 10^{-3}$  лет/отказ.

$P_{нб}$  — суммарная наибольшая нагрузка нормального режима, кВт;  $\epsilon_n$  — коэффициент ограничения нагрузки потребителя;  $Y_{ов}$  — расчетный удельный годовой ущерб из-за вынужденного перерыва электроснабжения, тыс. сум/ (кВт·год).

Параметр потока отказов и среднее время восстановления  $T_v$  элементов электрических сетей.

Коэффициент ограничения нагрузки потребителей  $\epsilon_n$  равен отношению нагрузки, которую необходимо отключить в данном режиме при данном отказе, к суммарной наибольшей нагрузке нормального режима. При полном прекращении электроснабжения  $\epsilon_n=1$ . В сети с полным резервированием при отказе любого ее элемента потребитель может получить всю необходимую ему мощность. В этом случае потребитель не испытывает перерыва в электроснабжении и  $\epsilon_n=0$ . Например, при отключении одной из двух параллельных линий на рис. 6.3,б и достаточной пропускной способности второй линии потребитель не будет отключаться и  $\epsilon_n=0$ . Величина  $P_{нб}\epsilon_n$  равна мощности нагрузки, отключаемой при отказе. Среднее количество энергии, не отпущенной за год потребителю, равно произведению первых четырех сомножителей.

Удельные показатели ущерба определяются по кривым, приведенным на рис. 19.3, в зависимости от состава нагрузки и коэффициента ограничения нагрузки  $\epsilon_n$ . Зависимости удельных ущербов из-за перерыва электроснабжения на рис. 19.3 имеют обобщенный характер и могут быть использованы лишь для ориентировочной сравнительной оценки вариантов электрической сети. В ряде случаев состав нагрузки отличается от того, к которому относятся кривые на рис. 19.3. При этом для разных потребителей надо использовать специальные данные об ущербах из-за перерыва электроснабжения.



**Рис. 19.3. Расчетный годовой удельный ущерб от аварийных  $U_{оп}(\alpha)$  и плановых  $U_{оп}(\delta)$  ограничений электроснабжения:**

	Структура нагрузки			
	1	2	3	4
Промышленность, %	15	70	10	35
Быт и сфера обслуживания, %	50	25	25	25
Сельское хозяйство, %	15	–	55	30
Транспорт и строительство, %	20	5	10	10

Выражение среднего ущерба относится к простейшему случаю, когда возможно аварийное отключение одного элемента электрической сети. В действительности в электрической сети могут отключаться из-за аварий различные элементы: линии, трансформаторы, выключатели, шины, отделители и короткозамыкатели.

При расчётном определении технических показателей надежности и ущерба из-за перерыва электроснабжения составляется структурная схема замещения рассматриваемого участка сети. В структурной схеме замещения последовательно в одну ветвь соединяются те элементы сети, отказ любого из которых вызывает простой всех остальных элементов данной ветви. Например, в блоке линия — трансформатор на рис. 6.3, в отключение трансформатора приведет к простою линии. Поэтому в структурной схеме сети на рис. 6.3, в при анализе надежности линия и трансформатор соединяются последовательно в одну ветвь. В структурной схеме сети параллельно соединяются отдельные элементы или участки сети, отключение любого из которых не приводит к простою остальных. Например, отключение одной из параллельных линий на рис. 6.3, б не приведет к простою второй параллельной линии.

Математическое ожидание ущерба от вынужденных (аварийных) простоев  $U_v$ , тыс. сум/год, для ветви структурной схемы сети, состоящей из последовательно соединенных элементов, определяется так:

$$U_v = K_v P_{нб} \epsilon_n U_{0v}, \quad (19.13)$$

где  $K_v$  — коэффициент вынужденного простоя, отн. ед.

Для одного элемента сети

$$K_v = \omega T_v, \quad (19.14)$$

Коэффициент вынужденного простоя (средняя вероятность отказа за год) характеризует время вынужденных простоев за год в относительных единицах. Для электрической сети, в которой возможен отказ нескольких

элементов, коэффициент вынужденного простоя определяется с помощью выражений, используемых в теории надежности.

Для параллельно включенных в структурную схему сети элементов математическое ожидание ущерба от вынужденных, т. е. аварийных, простоев определяется по более сложному, чем (19.13), выражению.

Для учета надежности при проектировании электрических сетей необходимо учитывать не только аварийные (вынужденные), но и плановые отключения элементов сети, которые имеют место, например, при плановых ремонтах. При этом в расчетные затраты включается сумма математических ожиданий ущербов от перерывов в электроснабжении из-за вынужденных и плановых простоев. Математическое ожидание ущерба от перерыва электроснабжения из-за плановых простоев для ветви структурной схемы сети, состоящей из последовательно соединенных элементов, определяется по выражению, аналогичном, в котором вместо  $K_B$  и  $U_{OB}$  используются коэффициент плановых простоев  $K_{П}$  и удельный показатель ущерба из-за плановых перерывов электроснабжения  $U_{OP}$ . Значение  $K_{П}$  определяется по табл. 6.3, а  $U_{OP}$  — по кривым, приведенным на рис. 19.3.

**Выбор номинального напряжения.** Номинальное напряжение электрической сети существенно влияет как на ее технико-экономические показатели, так и на технические характеристики. Так, например, при повышении номинального напряжения снижаются потери мощности и электроэнергии, т. е. снижаются эксплуатационные расходы, уменьшаются сечения проводов и затраты металла на сооружение линий, растут предельные мощности, передаваемые по линиям, облегчается будущее развитие сети, но увеличиваются капитальные вложения на сооружение сети. Сеть меньшего номинального напряжения требует, наоборот, меньших капитальных затрат, но приводит к большим эксплуатационным расходам из-за роста потерь мощности и электроэнергии и, кроме того, обладает меньшей пропускной способностью. Из сказанного очевидна важность правильного выбора номинального напряжения сети при ее проектировании.

**Таблица 19.3. Номинальные междуфазные напряжения, кВ, для напряжений выше 1кВ по ГОСТ 721—77\* (СТ СЭВ 779—77)**

Сети и приёмники электроэнергии	Генераторы и синхронные компенсаторы	Трансформаторы и автотрансформаторы без РПН		Трансформаторы и автотрансформаторы с РПН		Наиболее рабочее напряжение электрооборудован
		Первичные обмотки	Вторичные обмотки	Первичные обмотки	Вторичные обмотки	
(3)	(3, 15)	(3) / (3, 15)	(3, 15) и (3, 3)	—	(3, 15)	(3, 6)
6	)	)	)	6/6, 3	6, 3 и	)
10	6, 3	6/6, 3	6, 3 и	10/10, 5	6, 6	7, 2
20	10, 5	10/10, 5	6, 6	20/21	10, 5 и	12
35	21	20	10, 5 и	35 и	11	24
110	—	35	11	36, 75	22	40, 5

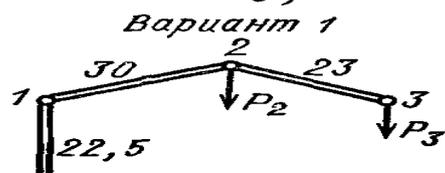
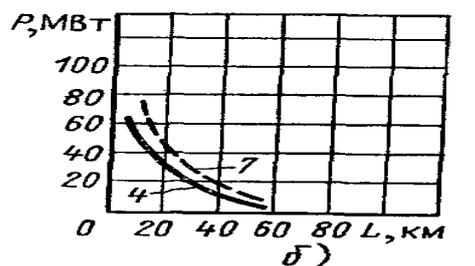
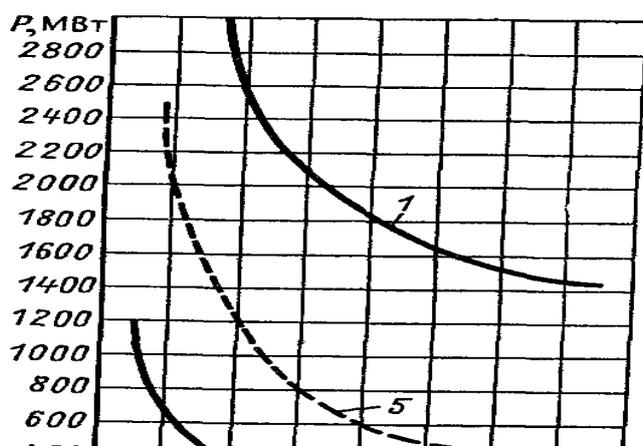
(150)	-	-	22	110 и	38,5	126
)	-	-	38,5	115	115 и	(176
220	-	-	121	(158)	121	)
330	-	330	(165)	220 и	(158)	252
500	-	500	242	230	230 и	363
750	-	750	347	330	242	525
1150	-	-	525	500	330	787
			787	750	-	1200
			-	1150	-	
					-	

Примечания: 1. Номинальные напряжения, указанные в скобках, для вновь проектируемых сетей не рекомендуются.

2. В знаменателе приведены напряжения для трансформаторов и автотрансформаторов, присоединяемых непосредственно к шинам генераторного напряжения электрических станций или к выводам генераторов.

Экономически целесообразное номинальное напряжение зависит от многих факторов: мощности нагрузок, удаленности их от источников питания, их расположения относительно друг друга, от выбранной конфигурации электрической сети, способов регулирования напряжения и др. Ориентировочное значение  $U_{ном}$  можно определить по значению передаваемой мощности и расстоянию, на которое она передается. Напряжение выбирают, исходя из полученного распределения потоков мощности и протяженности участков сети. Чем больше передаваемая по линии мощность и расстояние, на которое она передается, тем выше по техническим и экономическим нормам должно быть номинальное напряжение электропередачи. Номинальное напряжение можно приближенно оценить одним из следующих способов: а) по кривым на рис. 19.4, а и б; б) по эмпирическим выражениям; в) по табл. 19.3 пропускной способности и дальности передачи линий.

Кривые на рис.19.4 характеризуют экономически целесообразные области применения электрических сетей разных номинальных напряжений. Это обобщающие зависимости, построенные в результате сравнения приведенных затрат для многочисленных вариантов сети с разными  $P$ ,  $l$  и  $U_{ном}$ . Кривые на рис. 6.5 ориентировочно характеризуют границы равноэкономичности для систем напряжений 110—220—500 кВ (кривые 1—4) и 110(150)—330—750 кВ (кривые 5—7). Например, точки кривой 2 соответствуют значениям  $P$  и  $l$ , для которых равноэкономичны варианты сети при  $U_{ном}=220$  и 500кВ. Ниже кривой 2 расположена область значений  $P$  и  $l$ , для которых экономичнее  $U_{ном} = 220$ кВ, выше кривой 2 — область  $P$  и  $l$ , для которых экономичнее 500кВ.



**Рис. 19.4.** Области применения электрических сетей разных номинальных напряжений

***a, б*** — границы равноэкономичности: 1—1150 и 600 кВ, 2 — 500 и 220 кВ, 3 — 220 и 110 кВ, 4— 110 и 35 кВ, 5 — 750 и 330 кВ, 6 — 330 и 150 кВ, 7— 150 и 35 кВ; ***в*** — схема сети

Номинальное напряжение можно предварительно определить по известным передаваемой мощности  $P$ , МВт, и длине линии  $l$ , км, по формуле Стилла:

$$U_{\text{ном}} = 4,34\sqrt{l + 16P}. \quad (19.15)$$

Эта формула приемлема для линий длиной до 250 км и передаваемых мощностей, не превышающих 60 МВт. В случае больших мощностей, передаваемых на расстояние до 1000 км, используется формула А. М. Залесского:

$$U_{\text{ном}} = \sqrt{P(100 + 15\sqrt{l})}. \quad (19.16)$$

Г. А. Илларионов предложил для предварительного определения  $U_{\text{ном}}$  следующее выражение:

$$U_{\text{ном}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{l} + 2500/P}}. \quad (19.17)$$

В отличие от эмпирических выражений (19.15), (19.16) формула (19.17) дает удовлетворительные результаты для всей шкалы номинальных напряжений от 35 до 1150 кВ.

Таблица 19.3 характеризует пропускную способность и дальность передачи линий 110—1150 кВ. В таблице учтены наиболее часто применяемые сечения проводов, практика их выбора и фактическая средняя длина воздушных линий. Отметим, что номинальное напряжение, равное 400 кВ не стандартное и мало распространенное. В столбце 4 приведены значения передаваемой мощности, определенные на основании опыта проектирования для сечений проводов, указанных в столбце 2. Из табл. 19.4 видно, что передаваемая мощность, определенная на основании опыта проектирования, для средних сечений проводов близка к натуральной мощности электропередачи или совпадает с ней.

При увеличении передаваемой мощности экономически целесообразная дальность передачи уменьшается (рис. 19.4). Предельная дальность передачи для данного  $U_{\text{ном}}$  соответствует наименьшей передаваемой мощности. Фактическая дальность передачи для ВЛ всех напряжений, как правило, значительно ниже предельной. В столбце 6 табл. 6.5 приведены средние длины линий электропередачи, т. е. среднее

расстояние между двумя подстанциями. Например, средняя длина линии 500 кВ составляет 280 км. Средняя дальность передачи отличается от средней длины линии и определяет среднее расстояние, на которое передается электроэнергия на данном напряжении. Среднюю дальность передачи можно оценить как половину средней длины линии соседнего высшего для данной шкалы класса напряжения, которая характеризует расстояние между центрами питания рассматриваемой сети. Например, средняя дальность электропередачи по сети 220 кВ равна половине средней длины линии 500 кВ, т. е. 140 км, [10].

Таблица 19.4. Пропускная способность и дальность передачи линий 10-1150 кВ

Напряжени е линии, кВ	Сечение провода , мм <sup>2</sup>	Передаваемая мощность МВт		Длина линии электропередачи, км	
		натуральн ая	при плотност и тока 1,1 А/мм <sup>2</sup> *	предельна я при КПД=0,9	средняя (между двумя соседними ) ПС
1	2	3	4	5	6
110	70-240	30	13-45	80	25
150	150-300	60	38-77	250	20
220	240-400	135	90-150	400	100
330	2x240-	360	270-450	700	130
400	2x400	500	620-820	1000	180
500	3x300-	900	770-1300	1200	280
750	3x400	2100	1500-	2200	300
1150	3x300-	5200	2000	3000	-
	3x500		4000-		
	5x300-		6000		
	5x400				
	8x300-				
	8x500				

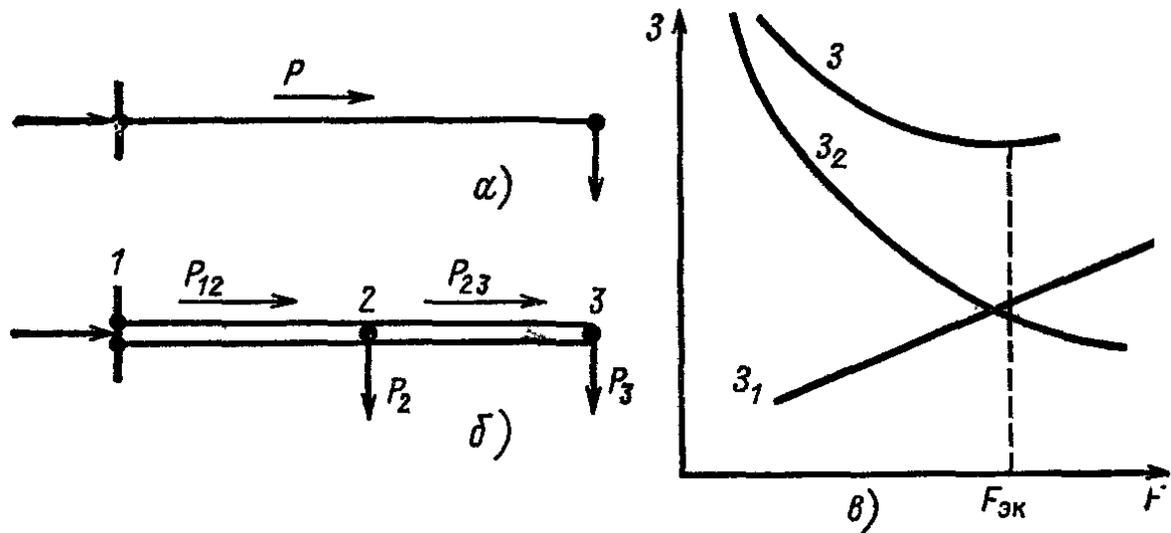
\* Для ВЛ 750—1150 кВ при плотности тока 0,85 А/мм<sup>2</sup>.

Варианты проектируемой электрической сети или отдельные ее участки могут иметь разные номинальные напряжения. Обычно сначала определяют номинальное напряжение головных, более загруженных участков. Участки кольцевой сети, как правило, необходимо выполнять на одно номинальное напряжение.

## Лекция №20. Выбор сечения проводов и кабелей по экономической плотности тока<sup>[21]</sup>

**Выбор сечений по экономической плотности тока.** С увеличением сечения проводов линии возрастают затраты на ее сооружение и отчисления от них. Одновременно уменьшаются потери электроэнергии и их стоимость за год.

<sup>[21]</sup> [3] Правила устройства электроустановок -Ташкент ГИ Узбекэнергонадзор, 2007. с. 379



**Рис. 20.1.** Зависимость приведенных затрат от сечения проводов линии: а — одноцепная линия; б — двухцепная линия; в — составляющие приведенных затрат

Минимуму функции приведенных затрат соответствует некоторое значение сечения, которое назовем  $F_{эк}$ .

$$Z(F) = I + p_n K \quad (20.1)$$

Стоимость линии зависит от ее длины:

$$K = K_0 l \quad (20.2)$$

где  $l$  — длина линии, км;  $K_0$  — удельные капитальные вложения, сум/км:

$$K_0 = a + bF, \quad (20.3)$$

где  $a$  — капитальные вложения в 1 км линии, не зависящие от сечения (затраты на подготовку просеки, на дороги, осушение болот и т.д.), сум/км;  $b$  — часть удельных капитальных вложений, пропорциональная сечению провода, сум/(км·мм<sup>2</sup>) (стоимость металла, опор, арматуры).

Проанализируем зависимость в выражении (20.1) от сечения. Издержки на обслуживание от сечения проводов линии практически не зависят. Стоимость потерь электроэнергии зависит от сечения:

$$I_{\Delta W} = \beta \Delta W = \beta \Delta P_{нб} \tau = \beta 3 I_{нб}^2 r_l \tau = \beta 3 I_{нб}^2 \rho \frac{l}{F} \tau, \quad (20.4)$$

где  $I_{нб}$  — наибольший рабочий ток линии, А;  $\rho$  — удельное сопротивление материала провода, Ом·мм<sup>2</sup>/м;  $\beta$  — стоимость потерь электроэнергии, сум/(кВт·ч);  $\tau$  — время наибольших потерь, ч, т. е. время, за которое при работе с наибольшей нагрузкой потери электроэнергии за год те же, что и при работе по реальному графику нагрузок.

Эксплуатационные расходы на амортизацию и текущий ремонт зависят от сечения:

$$I_a + I_p = \alpha_s K = \alpha_s (a + bF) l, \quad (20.5)$$

где  $\alpha_s$  — ежегодные отчисления на амортизацию и текущий ремонт линии в относительных единицах, 1/год.

Подставляя (20.4) и (20.5) в (20.1), получаем

$$Z(F) = (a + bF)(p_n + \alpha_3)l + \beta 3I_{нб}^2 p \cdot l / F \cdot \tau = Z_1 + Z_2. \quad (20.6)$$

Первое слагаемое в (20.6)—это прямая  $Z_1$  на рис. 20.1, в, представляющая ту часть расчетных затрат, которая растет при росте сечения. Второе слагаемое в (20.6) —это стоимость потерь электроэнергии, убывающая при росте  $F$ , — кривая  $Z_2$  на рис. 20.1, в.

Дифференцируя  $Z(F)$  по сечению и приравнивая производную к нулю, найдем условие минимума функции затрат (рис. 20.1, в):

$$\frac{\partial Z}{\partial F} = (p_n + p_n)bl - \frac{\beta 3I_{нб}^2 p / \tau}{F_{эк}^2} = 0, \quad (20.7)$$

Отсюда

$$F_{эк} = I_{нб} \sqrt{\frac{3\beta p \tau}{b(p_n + \alpha_3)}}, \quad (20.8)$$

Экономическая плотность тока, А/мм<sup>2</sup>, — это отношение наибольшего протекающего в линии тока к экономическому сечению:

$$J_{эк} = \frac{I_{нб}}{F_{эк}}, \quad (20.9)$$

Из (20.8), (20.9) следует, что

$$J_{эк} = \sqrt{\frac{b(p_n + \alpha_3)}{3\beta p \tau}}. \quad (20.10)$$

Смысл и размерность всех величин в (20.10) приведены в пояснениях к выражениям (20.1), (20.3) и (20.5).

Выражение (20.10) приведено для понимания сути экономической плотности тока. Оно не используется для определения  $J_{эк}$ . Согласно ПУЭ экономическая плотность тока выбирается в зависимости от вида проводника и времени использования максимальной нагрузки. Значение  $J_{эк}$  приведено в табл. 20.1, где  $T_{нб}$ — время наибольшей нагрузки, т. е. время, за которое при работе с наибольшей нагрузкой потребитель получил бы то же количество электроэнергии, что и при работе по реальному графику нагрузок.

Практически для выбора сечения линии по экономической плотности тока сначала из таблиц находят  $J_{эк}$ , затем рассчитывают экономическое сечение по выражению и округляют до стандартного сечения.

$$F_{эк} = \frac{I_{нб}}{J_{эк}}, \quad (20.11)$$

Анализ показывает, что изменение приведенных затрат при некотором отклонении сечения от значения  $F_{эк}$  незначительно, так как характеристика  $Z = f(F)$  не имеет ярко выраженного минимума. Ток  $I_{нб}$  в формуле (20.11)—ток нормального режима. Ток послеаварийного режима не учитывается при определении  $J_{эк}$ . Техничко-экономические вопросы должны учитываться при управлении послеаварийными режимами, но потери мощности при этом не играют большой роли, так как послеаварийные режимы кратковременны.

Таблица 20.1. Экономическая плотность тока  $J_{эк}$ , А/мм\*

Тип проводника	Т <sub>иб</sub> , ч/год		
	1000–3000	3001–5000	Более 5000
Неизолированные провода:			
медные	2,5	2,1	1,8
алюминиевые	1,3	1,1	1
Кабели с бумажной изоляцией с жилами:			
медными	3	2,5	2
алюминиевыми для:			
Дальнего Востока,	1,6	1,4	1,2
Средней и Центральной Азии	1,8	1,6	1,5
Кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией с жилами:			
медными	3,5	3,1	2,7
алюминиевыми для:			
Дальнего Востока,	1,9	1,7	1,6
Средней и Центральной Азии	2,2	2	1,9

*Область применения  $J_{эк}$ .* Экономическая плотность тока в течение многих лет применялась для выбора сечений кабельных линий напряжением выше 1 кВ и воздушных линий 35—500кВ. В настоящее время по экономической плотности тока выбирают сечения кабельных линий при  $U_{ном} > 1$ кВ, а также воздушных линий 6—20кВ.

Сечение проводов и кабелей, выбранное по экономической плотности тока, проверяют по нагреву, по допустимой потере напряжения  $\Delta U_{доп}$ , по механической прочности. Если сечение проводника, выбранное по  $J_{эк}$ , получается меньше сечения, требуемого по другим условиям, то надо выбрать наибольшее сечение, определяемое этими условиями.

Пояснение необходимости выбора наибольшего из сечений, определенных по разным условиям, на примере распределительной сети 6—10 кВ.

Выбору по экономической плотности тока не подлежат: сети промышленных предприятий с напряжением до 1 кВ при времени наибольшей нагрузки до 4000—5000 ч; ответвления к отдельным электроприемникам напряжением до 1000 В и осветительные сети промышленных предприятий, жилых и общественных зданий; сети временных сооружений, а также устройства со сроком службы 3—5 лет. В последние годы по экономической плотности тока не выбираются сечения проводов воздушных линий с номинальным напряжением 35 кВ и выше. В практике проектирования применяют выбор сечения проводов для воздушных линий электропередачи 35—750 кВ по экономическим интервалам тока или мощности. Для линий 1150 кВ и передач постоянного

тока сечение проводов выбирается в результате специальных технико-экономических расчетов.

Сечение кабельных линий напряжением выше 1 кВ, выбранное по экономической плотности тока (см. табл. 20.1), проверяется по нагреву, по допустимым потерям и отклонениям напряжения, а также по термической стойкости при токах короткого замыкания.

При выборе сечения кабельных линий по  $J_{эк}$  рекомендуется использовать не просто  $I_{нб}$ , как в выражении (20.11), а расчетную токовую нагрузку, учитывающую изменения нагрузки по годам эксплуатации линии, а также число часов использования наибольшей нагрузки. Расчетная токовая нагрузка<sup>1</sup> используется также при выборе сечений воздушных линий 35—750 кВ по экономическим интервалам тока.

### **Лекция №21. Выбор сечения проводов и кабелей по экономическим интервалам<sup>[22]</sup>**

До применения экономической плотности тока сечение выбиралось в основном, исходя из величины капитальных вложений, фактически — из расхода металла на провода линии. Выбор сечения по экономической плотности тока (см. табл. 21.1) использовался с сороковых годов и был прогрессивным для своего времени, так как позволял учитывать при выборе сечения не только капитальные затраты на сооружение линий, но и стоимость потерь электроэнергии. Несмотря на указанные достоинства применение экономической плотности тока для выбора сечения воздушных линий приводит к ошибкам, поскольку следует из не вполне обоснованных допущений. Во-первых, выражение (20.10) для  $I_{эк}$  получено в предположении линейной зависимости капитальных вложений в линию от ее длины. Линейная зависимость нарушается при переходе к массовому строительству воздушных линий на унифицированных опорах. Промышленность изготавливает ограниченное количество унифицированных типов опор, каждый из которых предназначен для подвеса проводов только нескольких стандартных сечений. Очевидно, что изменение сечения в пределах, допускающих применение одного и того же типа опор, приводит к существенно меньшему изменению приведенных затрат на линию, чем при переходе к следующему типу опор, требующему больше материалов и затрат для изготовления и монтажа. Кроме того, затраты на опоры составляют большую долю капитальных вложений, чем затраты на провод. Поэтому строительство некоторых воздушных линий 110 кВ с меньшими сечениями требует больших капитальных вложений, чем воздушных линий с большими сечениями. Например, одноцепная линия со стальными опорами с сечением 70 мм<sup>2</sup> требует больших капитальных вложений, чем одноцепная линия с железобетонными опорами с сечением 240 мм<sup>2</sup> [10]. Во-вторых, необоснованное допущение при выводе выражения для  $J_{эк}$  состоит в предположении непрерывности сечения в выражении приведенных затрат (20.6). В действительности сечения изменяются дискретно и определять

<sup>[22]</sup> [6] Электротехнический справочник: Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии./Под общ. ред. профессоров МЭИ. – М.: Издательство МЭИ, 2004.- 795 с.

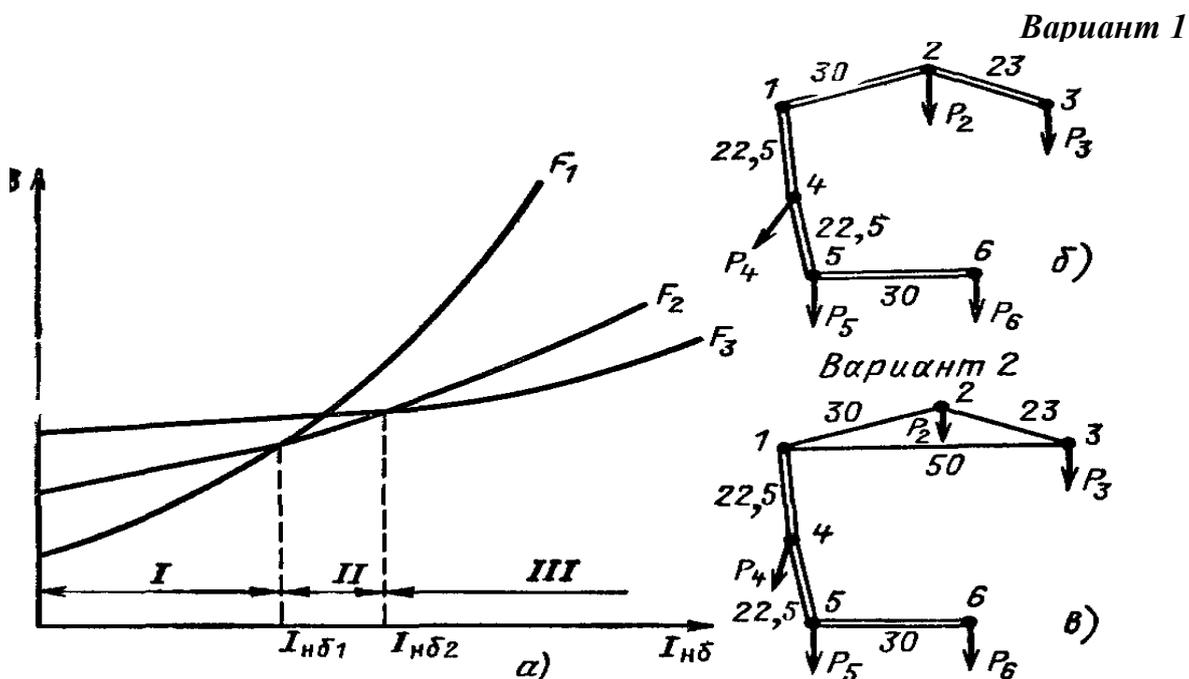
минимум затрат из условия (20.7) нельзя. Третье допущение состоит в предположении, что в выражении затрат (20.6) наибольший ток в линии  $I_{нб}$  постоянен. Это не так. Для разных линий наибольший ток разный, и  $I_{нб}$  в (20.6) следует считать переменной величиной. В этом случае экономическое сечение должно определяться не только из условия равенства нулю производной затрат по сечению (20.7), но также из условия равенства нулю производной затрат по наибольшему току  $\partial Z/\partial I_{нб}$ .

Метод выбора сечений, свободный от указанных недостатков, получил название «метода экономических интервалов».

Экономические интервалы токовых нагрузок для выбора сечения провода определяются следующим образом. Для различных стандартных сечений проводов воздушных линий 35—750 кВ строятся зависимости приведенных затрат на линию от тока  $I_{нб}$  (рис. 20.2,а). Для каждого сечения приведенные затраты определяются по выражению (20.6), которое можно переписать в следующем виде:

$$Z = (p_n + \alpha_3)K + 3I_{нб}^2 r_{л\tau\beta}. \quad (21.1)$$

На рис. 21.1, а зависимости расчетных затрат показаны для сечений  $F_1$ ,  $F_2$  и  $F_3$ , причем  $F_3 > F_2 > F_1$ . Постоянная часть затрат соответствует первому слагаемому в (20.12). Второе слагаемое соответствует стоимости потерь электроэнергии  $I_{AW}$  в (20.4) и зависит от квадрата тока, поэтому кривые приведенных затрат — параболы. Чем больше сечение, тем больше пологость парабол. Точка пересечения кривой  $F_1$  с кривой  $F_2$  определяет значение наибольшего тока  $I_{нб1}$ , при котором приведенные затраты в варианте с сечением  $F_1$  равны приведенным затратам в варианте с сечением  $F_2$ . Если ток в линии меньше  $I_{нб1}$ , то наименьшие затраты соответствуют сечению  $F_1$  т. е. экономически целесообразно выбрать именно это сечение. Значения тока от нуля до  $I_{нб1}$  — экономический интервал для первого сечения. Если ток находится в пределах от  $I_{нб1}$  до  $I_{нб2}$ , экономически целесообразным будет второе сечение. При токе, большем  $I_{нб2}$ , выбирается сечение  $F_3$ .



**Рис. 21.1.** Выбор сечения по экономическим интервалам токовых нагрузок:

***a*** — построение экономических интервалов; ***б, в*** — варианты схемы сети

При использовании экономических интервалов тока необходимо уточнение понятия наибольшего тока линии. Сечения проводов надо выбирать по расчетной токовой нагрузке линии  $I_p$ , которая определяется по выражению

$$I_p = I_{нб} \alpha_i \alpha_T, \quad (21.2)$$

где  $I_{нб}$  — ток в линии на пятый год ее эксплуатации в нормальном режиме, определяемый для линий питающей и распределительной сетей из расчета режима, соответствующего максимуму нагрузки энергосистемы;  $\alpha_i$  — коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии;  $\alpha_T$  — коэффициент, учитывающий число часов использования максимальной нагрузки линии  $T_{нб}$  и коэффициент ее попадания в максимум энергосистемы  $K_m$ .

Для линий 110—220 кВ значение  $\alpha_i$  принимается равным 1,05, для линий более высокого напряжения этот коэффициент определяется по специальным выражениям, а коэффициент  $\alpha_T$  — по таблице [20.1].

Экономические интервалы тока для выбора сечений проводов воздушных линий 35—750 кВ в зависимости от напряжения, расчетной токовой нагрузки, района по гололеду, материала опор и количества цепей в линии. Таблица составлена для всех стандартных сечений проводов для четырех регионов нашей страны.

Если расчетная токовая нагрузка превышает верхнюю границу интервала использования максимального сечения для данного напряжения, то надо рассмотреть варианты усиления сети. Например, для линии 110 кВ наибольшее сечение равно 240 мм<sup>2</sup>. Предельная экономическая нагрузка на одну цепь для одноцепной линии 110 кВ с железобетонными опорами при сечении 240 мм<sup>2</sup> равна 370 А. Допустим, что определенная расчетом наибольшая расчетная нагрузка равна 450 А, т. е. больше, чем предельная нагрузка при  $F=240$  мм<sup>2</sup>. В этом случае необходимо технико-экономическое сравнение варианта одноцепной линии 110 кВ с  $F=240$  мм<sup>2</sup> и наибольшей расчетной нагрузкой 450 А с вариантом двухцепной линии этого же напряжения при нагрузке на одну цепь 225 А, а также с вариантом линии напряжением 220 кВ.

Если расчетная токовая нагрузка меньше нижней границы интервала применения минимального сечения данного напряжения, то необходимо сравнение с вариантом линии более низкого напряжения.

В настоящее время для строительства воздушных линий применяется большое количество сечений проводов: для линий 110 кВ — семь, 220—330 кВ — четыре, 500 кВ — три. Это противоречит принципам унификации линий. Проведенные институтом Энергосетьпроект исследовательские и конструкторские работы по унификации линий обосновали целесообразность применения сокращенной номенклатуры сечений проводов воздушных линий 110—750 кВ, сооружаемых на унифицированных опорах. В сокращенной номенклатуре проводов количество сечений для воздушных линий 110 кВ — три, для линий каждого из напряжений 220—750 кВ — два. Аналогично экономическим интервалам токовых нагрузок для выбора сечений проводов воздушных линий могут быть построены экономические интервалы мощностей, передаваемых по линиям.

Экономические интервалы токов и мощностей подсчитаны для сечений, которые равны минимально допустимым по условиям короны или больше них. Поэтому проверять по условиям короны надо только воздушные линии 110 кВ и выше, прокладываемые по трассам с отметками выше 1500 м над уровнем моря.

Проверять по допустимым потерям и отклонениям напряжения сечения воздушных линий 35 кВ и выше не надо, так как повышение уровня напряжения путем увеличения сечения проводов таких линий экономически нецелесообразно. Сечения проводов воздушных линий необходимо проверить по допустимому нагреву в послеаварийном режиме.

## **Лекция №22. Характерные особенности выбора сечения ЛЭП в распределительных электрических сетях<sup>[23]</sup>**

Рассмотрим выбор сечений участков линии с двухсторонним питанием на рис. 22.1, а.

---

<sup>[23]</sup>[3] Правила устройства электроустановок -Ташкент ГИ Узбекэнергонадзор, 2007. с. 460

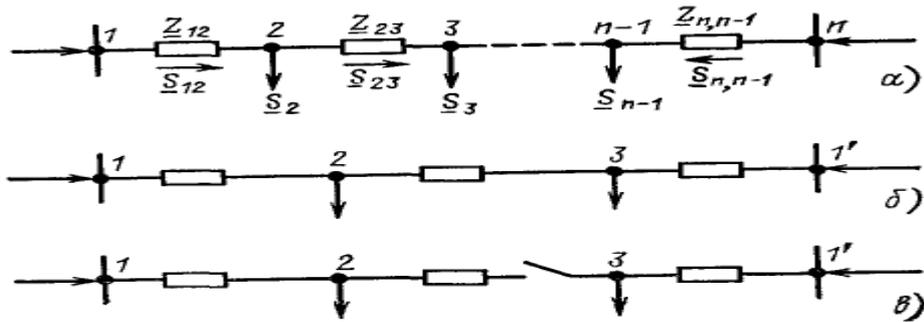


Рис. 22.1. Линия с двусторонним питанием:

*a* — к выбору сечений, *б* — для примера б 7; *в* — размыкание сети

Заданы мощности нагрузок  $S_k$  и длины участков линии  $l_{kj}$ . Неизвестны сечения участков линии  $F_{kj}$  и их сопротивления  $Z_{kj}$ .

Сечение проводов линии с двухсторонним питанием выбирается по нормальному режиму и проверяется по нормальному и послеаварийному режимам.

В нормальном режиме приближенные значения потоков мощностей на головных участках  $S_k$ ,  $S_{n,n-1}$  если принять  $F_{kj} = const$ , определяются выражением (22.1):

$$S_{12} = \frac{\sum_{k=2}^{n-1} S_k l_{kn}}{l_{1n}}; \quad (22.1)$$

$$S_{n,n-1} = \frac{\sum_{k=2}^{n-1} S_k l_{1k}}{l_{1,n+1}}, \quad (22.2)$$

где  $k$  — порядковый номер нагрузки;  $n$  — количество узлов;  $l_{kn}$ ,  $l_{1k}$ ,  $l_{1,n}$  — длины участков линии между узлами соответственно  $k$  и  $n$ , 1 и  $k$ , 1 и  $n$ .

После расчета приближенных значений потоков мощностей на головных участках приближенные потоки мощностей на остальных участках определяются по первому закону Кирхгофа, что позволяет найти точку потокораздела. Разрежем линию в узле потокораздела и представим ее в виде двух разомкнутых линий аналогично рис. 22.1,б.

В результате таких предварительных расчетов простая замкнутая сеть приводится к разомкнутой, что позволяет применить рассмотренные выше методы выбора сечений.

Применим, например, метод экономической плотности тока.

По приближенно определенным по длинам линии потокам мощности найдем токи

$$I_{kj} = \frac{S_{kj}}{\sqrt{3}U_{ном}}, \quad (22.3)$$

Далее по экономической плотности тока  $J_{ЭК}$  определяем сечения:

$$F_{kj} = \frac{I_{kj}}{J_{ЭК}}, \quad (22.4)$$

По найденным сечениям легко определить сопротивления участков линий  $Z_{kj}$ .

В целях проверки по сопротивлениям  $Z_{kj}$  определим уточненные значения мощностей  $S_{kj}$ , вновь рассчитав мощности на головных участках. Сравним приближенные и уточненные значения мощностей, найденные по длинам и по сопротивлениям участков линий. Если они разные, то расчет повторим снова, выбирая следующее близкое сечение. Как правило, такое уточнение сечений не требуется.

В нормальном и послеаварийном режимах выбранные сечения ВЛ 35 кВ и выше проверяются по нагреву.

Сечения кабельных линий проверяются по нагреву и по допустимым потере и отклонениям напряжения.

Сечения в простой замкнутой сети можно определять в зависимости от ее назначения, по экономическим интервалам или по допустимой потере напряжения. При этом простую замкнутую сеть, как и ранее, надо представить в виде двух разомкнутых сетей и выполнить рассмотренную выше последовательность расчетов и проверок.

### **Лекция №23. Методы расчета потерь электроэнергии. Классификация мероприятий по снижению потерь электроэнергии<sup>[24]</sup>**

При передаче электроэнергии с шин электростанций до потребителей часть электроэнергии неизбежно расходуется на нагрев проводников, создание электромагнитных полей и другие эффекты. Этот расход в дальнейшем будем называть потерями электроэнергии. Использование термина «потери электроэнергии» требует внесения определенной ясности, так как в других отраслях народного хозяйства подобный термин ассоциируется с понятиями потери от брака, от нарушения технологического процесса и т.д.

Величина потерь электроэнергии в каком-либо элементе сети существенно зависит от характера нагрузки и ее изменения в течение рассматриваемого периода времени. В линии, работающей с постоянной нагрузкой и имеющей потери активной мощности  $\Delta P$ , потери электроэнергии за время  $t$  составят

$$\Delta W = \Delta P t, \quad (23.1)$$

Если же нагрузка в течение года изменяется, то потери электроэнергии можно рассчитать различными способами. Все методы в зависимости от используемой математической модели можно разделить на две большие группы — детерминированные и вероятностно-статистические. Следует отметить, что перечисленные методы имеют множество модификаций и программных реализаций. Рассмотрим сначала детерминированные методы.

---

<sup>[24]</sup>Д. [2] P. Gill. Electrical Power Equipment Maintenance and Testing. Quanta Technology Raleigh, North Carolina, 2009 – p 740.

Наиболее точный метод расчета потерь электроэнергии  $\Delta W$  — это определение их по графику нагрузок ветви, причем расчет потерь мощности производится для каждой ступени графика. Этот метод иногда называют методом графического интегрирования. При расчете за каждый час получается почасовой расчет потерь электроэнергии.

Различают суточные и годовые графики нагрузок. Суточные графики отражают изменение мощности нагрузки в течение суток. На рис. 23.1, а и б приведены летний и зимний суточные графики активной и реактивной нагрузки. Годовой график строится на основе характерных суточных графиков за весенне-летний и осенне-зимний периоды. Это пример упорядоченного графика, т. е. такого, в котором все значения нагрузки расположены в порядке убывания (рис. 23.1, в). Такой график показывает длительность работы в течение года с различной нагрузкой. Начальная ордината этого графика равна максимальной нагрузке. По суточным графикам с учетом количества различных типов суток (суббота, воскресенье, понедельник, рабочий день) в году для каждого значения мощности нагрузки суммируется время, в течение которого данная нагрузка имела место в течение года. В начале определяется время, в течение которого имела место максимальная нагрузка, а затем отрезки времени для других значений мощности нагрузки, берущихся в порядке убывания. В результате получаем годовой график нагрузки, который показывает продолжительность работы при данной нагрузке. Поэтому такой график называют графиком по продолжительности.

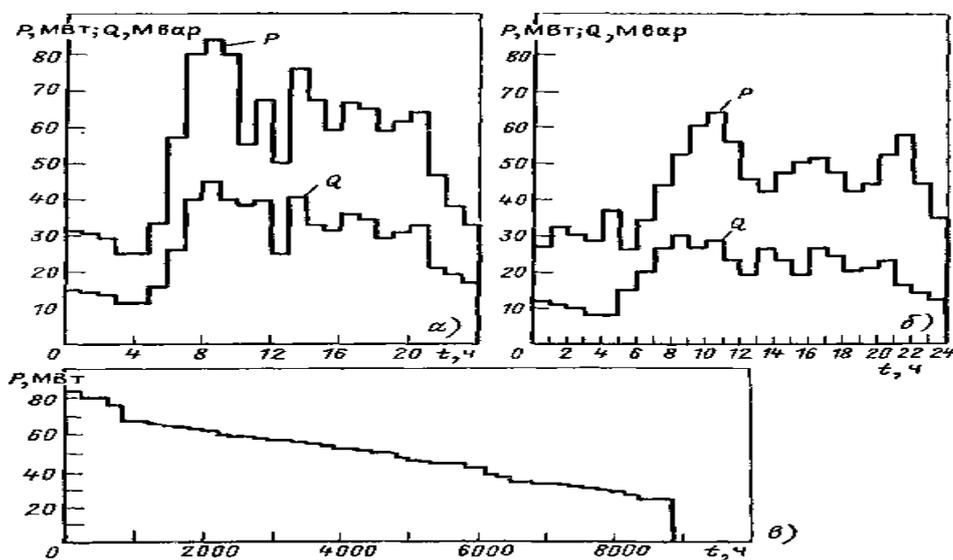


Рис. 23.1. Графики нагрузок:

а — зимний суточный, б — летний суточный, в — по продолжительности

**Классификация мероприятий по снижению потерь электроэнергии.** В условиях возрастающей напряженности топливно- энергетического баланса снижение потерь в электрических сетях становится одним из важнейших источников экономии топлива.

При анализе потерь электроэнергии принято различать следующие виды потерь:

*отчетная величина потерь* электроэнергии в энергосистеме— определяется как разность между количеством электроэнергии, отпущенной в сеть собственными электростанциями, электростанциями других ведомств и соседними энергоуправлениями, и реализованной электроэнергией, вычисленной по сумме оплаченных счетов от потребителей;

*расчетная или техническая величина потерь* — определяется по известным параметрам режимов работы и параметрам элементов сети, она обусловлена расходом электроэнергии на нагрев проводников и создание электромагнитных полей;

*коммерческие потери* — определяются как разность между отчетными и техническими потерями, они обусловлены несовершенством системы учета, неодновременностью и неточностью снятия показаний счетчиков, погрешностью используемых приборов учета, неравномерностью оплаты электропотребления, наличием без учётных потребителей, хищениями и т. д.

Для снижения потерь электроэнергии разработано множество мероприятий. Сложность проблемы выбора оптимального состава мероприятий привела к необходимости их классификации.

В настоящее время нет единой установившейся классификации мероприятий по снижению потерь мощности и энергии. Мероприятия делятся на три группы: организационные, технические и мероприятия по совершенствованию систем расчетного и технического учета электроэнергии.

*Организационные мероприятия* практически не требуют для их внедрения дополнительных капиталовложений. Технические мероприятия требуют капиталовложений. Их следует разделить на мероприятия с целевым эффектом снижения потерь и мероприятия с соответствующим снижением потерь. Технические мероприятия с целевым эффектом снижения потерь разрабатываются специально для снижения потерь электроэнергии. Капиталовложения в эти мероприятия окупаются целиком за счет снижения потерь. Срок окупаемости не должен превышать нормативного значения, равного 8,3 года. К техническим мероприятиям с сопутствующим снижением потерь относится практически весь ввод электросетевых объектов при развитии энергосистемы за счет централизованных капитальных вложений.

Следует отметить, что снижение потерь электроэнергии в сетях является частью общей задачи повышения экономичности работы энергосистемы. Не всякое снижение потерь в сети повышает экономичность работы энергосистемы в целом. Снизить потери можно и экономически нецелесообразными способами. Вместе с тем повышение экономичности работы энергосистем не всегда сопровождается снижением потерь в сетях. Имеются, в частности, мероприятия, которые повышают экономичность работы энергосистемы в целом и уменьшают или увеличивают потери электроэнергии в сетях в зависимости от особенностей их режимов.

Структура мероприятий по снижению потерь и их связь с повышением экономичности работы энергосистемы приведены на рис. 23.1. Штриховой линией отмечена косвенная связь мероприятий.

К организационным (блок 5) относят мероприятия по совершенствованию эксплуатационного обслуживания электрических сетей и оптимизации рабочих схем сетей и режимов их работы.

К техническим мероприятиям (блоки 6, 7) относятся мероприятия по реконструкции, модернизации или строительству сетей, замене или установке дополнительного оборудования.

Почти все технические мероприятия могут проводиться с целью снижения потерь или с целью улучшения режима сети вообще. В последнем случае эффект снижения потерь будет сопутствующим.

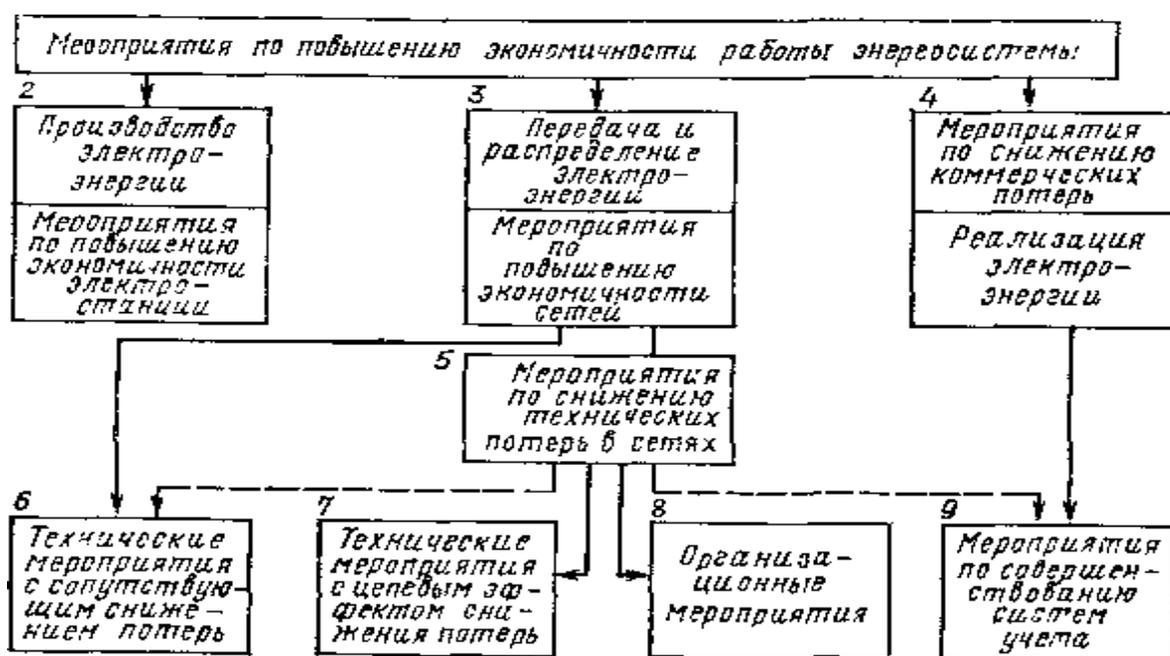


Рис. 23.2. Структура мероприятий по снижению потерь электроэнергии

Совершенствование систем технического и расчетного учета электроэнергии позволяет обеспечить расчеты по выбору мероприятий по снижению потерь более точной информацией и увеличить эффективность последних. Поэтому на рис. 23.2 связь мероприятий по совершенствованию систем

учета электроэнергии с мероприятиями по снижению потерь показана как косвенная, проявляющаяся через повышение эффективности мероприятий по снижению технических потерь.

## ЛИТЕРАТУРА

### Основная литература

1. Лыкин А.В. Электрические системы и сети – Новосибирск, 2002.- 245 с.

2. Электротехнический справочник: Т. 3, Кн. 1. Производство и распределение электрической энергии./ Под общ. ред. профессоров МЭИ. – М.: Энергоатомиздат, 1988, 2004.
3. Правила устройства электроустановок –Ташкент: ГИ Узбекэнергонадзор, 2007.
4. Турхиний А.Д., Макаров А.А., Клименко В.В., Современная теплоэнергетика (Часть 1)- М.: Издательство МЭИ, 2002.-368 с.
5. Бурман А.П., Строев В.А., Современная электроэнергетика (Часть 2) - М.: Издательство МЭИ, 2003.- 454 с.
6. Электротехнический справочник: Т. 3. Производство, передача и распределение электрической энергии./Под общ. ред. профессоров МЭИ. – М.: Издательство МЭИ, 2004.- 964 с.

#### **Дополнительная литература**

1. J.Dancan Glover, Mulucutla s. Sarma. Thomas J. Overbye. Power System Analysis and Design/Fifth edition. – Australia, Brazil, Japan, ..., United Kingdom, USA. CANGAGE Learning. 2010
2. P. Gill. Electrical Power Equipment Maintenance and Testing. Quanta Technology Raleigh, North Carolina, 2009 – p 1002.
3. Kenneth. Baker. Optimization Modeling with Spreadsheets.- New Jersey, USA. John Wiley&Sons,2011.
4. Лыкин А.В. Электрические системы и сети: Конспект лекций. Ч.1 – Изд-во YUNE Новосибирск, 2001. 83 с.
5. Лыкин А.В. Электрические системы и сети: Конспект лекций. Ч.2 – Изд-во YUNE Новосибирск, 2001. – 92 с.

#### **Электронные ресурсы**

1. [www.energystrategy.ru](http://www.energystrategy.ru)
2. [www.uzenergy.uzpak.ru](http://www.uzenergy.uzpak.ru)
3. [www.mpei-publishers.ru](http://www.mpei-publishers.ru)
4. [www.ZiyoNet.uz](http://www.ZiyoNet.uz)
5. [www.uzenergy.uzpak.uz](http://www.uzenergy.uzpak.uz)
6. [www.energystrategy.ru](http://www.energystrategy.ru)
7. [www.Knigainfo.ru](http://www.Knigainfo.ru)
8. [www.twirpx.com](http://www.twirpx.com)

## **Содержание**

Введение. Основные значения для расчета и обозначения сетей. Схема замещения, расчетные параметры ЛЭП.....	3
Схема замещения и расчетные параметры трансформаторов и автотрансформаторов.....	7
Схема электрических сетей. Линейные и нелинейные уравнения устойчивых режимов. Расчет режима ЛЭП при задании тока и напряжения нагрузки.....	14
Расчет режимов линии по заданной мощности и напряжений нагрузки. Потери и снижения напряжения ЛЭП.....	18
Допущения при расчете разомкнутых распределительных сетей $U_{ном} \leq 35$ кВ.....	21
Особенности выбора и проверки сечений в простых замкнутых сетях.....	23
Распределение потоков мощности и потерь мощности в простых замкнутых сетях.....	27
Расчеты режимов электрических систем и сетей. Методы решения линейных уравнений узловых напряжений.....	32
Нелинейные уравнения установившегося режима. Применение метода Зейделя для решения нелинейных уравнений узловых напряжений.....	37
Применение метода Ньютона для решения нелинейных уравнений узловых напряжений.....	39
Баланс активной мощности и его связь с частотой. Регулирование частоты вращения турбины. Регулирование частоты в электроэнергетической системе.....	43
Баланс реактивной мощности и его связь с напряжением. Регулирующий эффект нагрузки. Потребители реактивной мощности.....	49
Компенсация реактивной мощности. Компенсирующие устройства.....	52
Показатели качества электроэнергии.....	61
Методы регулирования напряжения. Встречное регулирование напряжения. Регулирование напряжения на электростанциях.....	64
Регулирование напряжения на понижающих подстанциях.....	68
Регулирование напряжения изменением сопротивления сети. Регулирование напряжения изменением потоков реактивной мощности.....	73
Задачи и методы проектирования энергосистем и электрических сетей. Техно-экономические показатели.....	79
Технико-экономическое сравнение вариантов сети. Выбор варианта сети с учетом надежности. Выбор номинального напряжения.....	83
Выбор сечения проводов и кабелей по экономической плотности тока.....	96
Выбор сечения проводов и кабелей по экономическим интервалам.....	99
Характерные особенности выбора сечения ЛЭП в распределительных электрических сетях.....	103
Методы расчета потерь электроэнергии. Классификация мероприятий по снижению потерь электроэнергии.....	104
Литература.....	108

Редактор                      Ахметжанова Г.М

Корректор                    Марданова Э.З