УДК 621.311.1.016
ББК 31.27
Э 45

Авторы:

В. В. Ежков, Г. К. Зарудский, Э. Н. Зуев, С. В. Надеждин, И. С. Рокотян, Ю. П. Рыжов, В. А. Строев, В. Г. Федченко, Ю. А. Фокин, Т. И. Шелухина

Рецензенты:

кафедра «Электрические системы» Московского Государственного открытого университета (зав. кафедрой — проф. В. С. Азаров); д-р техн. наук, проф. Т. Б. Лещинская (зав. кафедрой электроснабжения сельского хозяйства МГАУ)

Э 45 **Электрические системы и сети в примерах и иллюстрациях: Учеб. пособие для электроэнерг. спец. /В. В. Ежков, Г. К. Зарудский, Э. Н. Зуев и др.; Под. ред. В. А. Строева. — М.: Высш. шк., 1999 — 352 с.: ил.**

ISBN 5-06-003329-5

Учебное пособие представляет собой сборник задач и примеров расчета и анализа режимов работы сетей электрических систем. Примеры снабжены подробными решениями, иллюстрированы графиками, таблицами и пояснениями, способствующими более глубокому усвоению теоретического материала курсов соответствующих дисциплин.

ISBN 5-06-003329-5

© Коллектив авторов, 1999

ПРЕДИСЛОВИЕ

Одна из основных задач учебного пособия — развитие у студентов творческого подхода к теоретическому материалу, физическим трактовкам явлений и процессов, происходящих в сетях электрических систем, которые излагаются в ряде специальных курсов («Электрические сети и системы», «Передача и распределение электроэнергии», «Применение методов теории вероятностей к задачам электроэнергетики» и др.).

В книге рассмотрены наиболее типичные задачи, возникающие при расчетах, анализе работы и проектировании сетей электрических систем.

Однако из-за ограниченного объема книги не удалось полностью отразить все многогранные проблемы расчета и анализа электрических сетей.

Не удалось также поместить справочные и нормативные материалы. При подготовке задач авторы пользовались в основном данными, приведенными в «Справочнике по проектированию электроэнергетических систем» (Энергоатомиздат, 1985, 3-е изд.). В соответствующих местах книги даются ссылки на литературу, список которой приведен в конце книги.

Гл. 1 подготовили к изданию Э. Н. Зуев и В. А. Строев, гл. 2 — В. В. Ежков, Э. Н. Зуев, С. В. Надеждин, гл. 3 — В. А. Строев, Т. И. Шелухина, гл. 4 — Г. К. Зарудский, гл. 5 — Ю. П. Рыжов, гл. 6 — В. В. Ежков, С. В. Надеждин, гл. 7 — В. Г. Федченко, гл. 8 — И. С. Рокотян, гл. 9 — Ю. А. Фокин, гл. 10 — Э. Н. Зуев, гл. 11 — Г. К. Зарудский.

В пособии отражены результаты многолетних методических и научных исследований кафедры «Электроэнергетические системы», которые велись под руководством ныне покойных ее профессоров А. А. Глазунова, А. Я. Рябкова, П. С. Жданова, В. А. Веникова.

Авторы считают своим долгом отметить, что при разработке некоторых задач они пользовались материалами, составленными д-ром техн. наук, проф. А. А. Глазуновым, которые в течение ряда лет с успехом находили применение в Московском энер-

гетическом институте при проведении упражнений по курсу «Электрические сети и системы».

Авторы выражают глубокую признательность рецензентам рукописи д-ру техн. наук, проф. Т. Б. Лещинской и коллективу кафедры «Электрические системы» Московского Государственного открытого университета за полезные замечания и предложения.

Отзывы и предложения просим направлять по адресу: 101430, Москва, ГСП-4, Неглинная ул., д. 29/14, изд-во «Высшая школа».

Авторы

ГЛАВА 1

ПАРАМЕТРЫ И СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ ЭЛЕМЕНТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

Широко используемое в практике расчетов режимов электроэнергетических систем (ЭЭС) представление электрических сетей в виде связной совокупности схем замещения отдельных элементов служит базой для дальнейшего формирования матриц их обобщенных параметров в той или иной математической модели ЭЭС. Причиной такого широкого использования является достаточно адекватное физической природе отображение свойств этих элементов с точки зрения соотношения режимных параметров на «входе» и «выходе» элемента с помощью унифицированного набора параметров — сопротивлений и проводимостей.

При рассмотрении симметричных установившихся режимов системы трехфазного переменного тока общепринятым является допущение о том, что она представляет собой линейную симметричную электрическую цепь. При этом схема замещения составляется на одну фазу с нейтралью и ее параметры в общем случае являются комплексными величинами. В то же время исходные данные для определения указанных параметров существенно различны для элементов разного типа. Так, для воздушных линий (ВЛ) электропередачи параметры схемы замещения определяются электрической проводимостью материала проводов, их размерами и взаимным расположением на опоре, а для трансформаторного оборудования — по данным опытов короткого замыкания и холостого хода. В настоящей главе приведены наиболее характерные примеры определения параметров схем замещения прямой последовательности для таких элементов электрической сети, как воздушные линии, трансформаторы и автотрансформаторы, а также комплексная нагрузка узлов сети.

1. 1. ВОЗДУШНЫЕ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Удельные параметры. Параметры прямой последовательности схемы замещения линии электропередачи в общем случае определяются ее длиной и удельными (на 1 км) значениями активного и индуктивного сопротивлений, активной и емкостной проводимостей. Значения удельных параметров ВЛ зависят от

таких факторов, как конструктивное выполнение, число цепей, число проводов в фазе, взаимное расположение фаз и цепей, материал токоведущих элементов. В примерах данного параграфа определение удельных параметров ВЛ производится при общепринятых допущениях:

— линия транспонирована, т. е. реактивные параметры отдельных фаз одинаковы;

— для определения реактивных параметров одноцепных ВЛ используются усредненные значения междуфазных расстояний;

— отличие удельных активного и омического сопротивлений пренебрежимо мало, в связи с чем используются значения последнего, указанные в ГОСТ 839 — 80 для температуры +20° С, а отличие среднеэксплуатационной температуры провода от +20° С не учитывается;

— потерями активной мощности на корону в ВЛ с $U_{ном} < 220$ кВ можно пренебречь;

— взаимное влияние цепей двухцепных ВЛ не учитывается.

Задача 1.1. Воздушная линия 10 кВ сооружается на одностоечных опорах с расположением проводов марки А50 по вершинам равностороннего треугольника с расстоянием между фазами $D_{мф} = 1$ м.

Определить удельные параметры этой линии

Решение. Для определения удельных реактивных параметров помимо значения $D_{мф}$ необходимо знать диаметр провода $d_{пр} = 2r_{пр}$, указанный в ГОСТе. В соответствии с табл. 7.2 в [1.1] диаметр провода А50 составляет 9 мм, а электрическое сопротивление постоянному току (омическое) при +20°С $r_0 = 0{,}588$ Ом/км.

В общем случае удельные значения индуктивного сопротивления (x_0, Ом/км) и емкостной проводимости (b_0, См/км) для одноцепной транспонированной ВЛ с нерасщепленной фазой рассчитывают по формулам [1.2]

$$x_0 = 0{,}1445 \cdot G + 0{,}0157, \tag{1.1}$$

$$b_0 = 7{,}58 \cdot 10^{-6}/G, \tag{1.2}$$

где

$$G = \lg (D_{ср}/r_{пр}) \tag{1.3}$$

— безразмерный коэффициент, называемый геометрическим фактором, $D_{ср}$ — среднее геометрическое расстояние между фазами *A*, *B* и *C*:

$$D_{ср} = \sqrt[3]{D_{AB} D_{BC} D_{CA}}. \tag{1.4}$$

При заданном расположении проводов на опоре $D_{AB} = D_{BC} = D_{CA} = D_{мф}$ и $D_{ср} = \sqrt[3]{D^3_{мф}} = 1$ м. Радиус провода $r_{пр} = d_{пр}/2 = 0{,}009/2 = 0{,}0045$ м. При этом согласно (1.3)

$$G = \lg(1/0{,}0045) = \lg 222{,}222 = 2{,}3468.$$

При подстановке в (1.1) и (1.2) значения G получим

$$x_0 = 0{,}1445 \cdot 2{,}3468 + 0{,}0157 = 0{,}3548 \text{ Ом/км},$$
$$b_0 = 7{,}58 \cdot 10^{-6}/2{,}3468 = 3{,}23 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}.$$

Оценим дополнительно соотношение удельных активного и индуктивного сопротивлений рассматриваемой линии, которое определяет соотношение потерь активной и реактивной мощности:

$$v = r_0/x_0 = 0{,}588/0{,}3548 \approx 1{,}66,$$

т. е. $r_0/x_0 > 1$, что характерно для ВЛ в распределительных сетях с $U_{ном} \leqslant 10$ кВ.

Задача 1.2. Одноцепная транспонированная ВЛ 110 кВ должна сооружаться на деревянных двухстоечных опорах с горизонтальным расположением проводов и $D_{мф} = 4$ м.

Требуется построить зависимости удельных параметров от сечения алюминиевой части (F) проводов марки АС нормального исполнения при изменении F от 70 до 185 мм^2 в соответствии с действующей номенклатурой.

Решение. При нормальном исполнении сталеалюминиевых проводов соотношение сечений алюминиевой и стальной части провода примерно равно 6, чему соответствуют марки проводов, фигурирующих в табл. 1.1, где приведены значения r_0 и $d_{пр}$ в соответствии с табл. 7.1 в [1.1].

Таблица 1.1. **Удельные омические сопротивления и диаметры сталеалюминиевых проводов нормального исполнения (по ГОСТ 839 — 80)**

Параметры	Марка провода				
	АС70/11	АС95/16	АС120/19	АС150/24	АС185/29
r_0, Ом/км	0,429	0,306	0,249	0,198	0,162
$d_{пр}$, мм	11,4	13,5	15,2	17,1	18,8

Согласно (1.4), среднее геометрическое расстояние между проводами фаз ВЛ при их горизонтальном расположении

$$D_{ср} = \sqrt[3]{D_{мф} D_{мф} 2 D_{мф}} = D_{мф} \sqrt[3]{2} \approx 1{,}26 D_{мф}, \qquad (1.4а)$$

что при $D_{мф} = 4$ м для рассматриваемой линии дает $D_{ср} = 1{,}26 \cdot 4 = 5{,}04$ м.

В табл. 1.2 приведены значения геометрического фактора, рассчитанные по (1.3), и удельные значения индуктивного сопротивления и емкостной проводимости, определенные по формулам (1.1) и (1.2), для рассматриваемых марок проводов.

Таблица 1.2. **Удельные реактивные параметры ВЛ 110 кВ**

Параметры	Марка провода				
	АС70/11	АС95/16	АС120/19	АС150/24	АС185/29
G, о. е.	2,9466	2,8731	2,8216	2,7705	2,7293
x_0, Ом/км	0,4415	0,4309	0,4234	0,4160	0,4101
b_0, мкСм/км	2,5725	2,6382	2,6864	2,7360	2,7773

Построенные по данным табл. 1.1 и 1.2 искомые зависимости удельных параметров ВЛ от сечения провода показаны на рис. 1.1.

Анализ представленных на рис. 1.1 зависимостей показывает, во-первых, что в рассматриваемом диапазоне сечений проводов отношение $r_0/x_0 < 1$ и уменьшается с ростом F от 0,97 до 0,395. Такое соотношение характерно для ВЛ с $U_{ном} \geqslant 110$ кВ, причем в тем большей степени, чем выше номинальное напряжение.

Второй важный вывод, вытекающий из сопоставления тенденций изменения x_0 и b_0, состоит в том, что с ростом F они изменяются в противоположных направлениях, т. е. уменьшение x_0 сопровождается ростом b_0, причем степень их изменения примерно одинакова и весьма незначительна.

Так, при переходе от сечения 70 мм^2 к сечению 185 мм^2 x_0 снижается примерно на 7%, а b_0 увеличивается на 8%. Это объясняется тем, что произведением этих параметров ($x_0 b_0$) в основном определяется коэффициент распространения электромагнитной волны, который практически не зависит от сечения проводов, а определяется свойствами среды, в которой эта волна распространяется (в данном случае в воздухе). Незначительность же изменения x_0 и b_0 связана с тем, что значение геометрического фактора

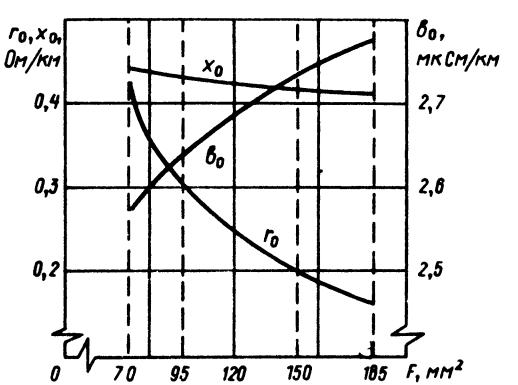


Рис. 1.1. Зависимости удельных параметров ВЛ 110 кВ от сечения алюминиевой части провода

G в (1.1) и (1.2) слабо зависит от сечения, поскольку размер провода находится под знаком логарифма.

Задача 1.3. Сооружаемая в ОЭС Сибири одноцепная транспонированная воздушная линия 500 кВ выполнена с расщеплением фазы на три провода марки АС500/64. Провода фазы расположены по вершинам равностороннего треугольника с расстоянием между центрами $a=40$ см. Линия смонтирована на портальных металлических опорах с расстоянием между центрами расщепленных фаз по горизонтали $D_{мф}=12$ м. Удельное значение среднегодовых потерь мощности на корону на три фазы ВЛ составляет $\Delta P_{кор\,0}=4{,}9$ кВт/км.

Определить удельные и волновые параметры, а также значение натуральной мощности ВЛ.

Решение. Согласно ГОСТ 839 — 80, для единичного провода марки АС500/64 $r_{0\,пр}=0{,}06$ Ом/км и $d_{пр}=30{,}6$ мм. При числе проводов в фазе $n=3$ удельное активное сопротивление фазы линии

$$r_0=r_{0\,пр}/n=0{,}06/3=0{,}02\ \text{Ом/км}.$$

Для линий с расщепленными фазами удельные значения индуктивного сопротивления и емкостной проводимости определяются по формулам, аналогичным (1.1) и (1.2):

$$x_0=0{,}1445\,G_р+0{,}0157/n, \tag{1.1а}$$

$$b_0=7{,}58\cdot 10^{-6}/G_р, \tag{1.2а}$$

где

$$G_р=\lg\left(D_{ср}/R_э\right) \tag{1.3а}$$

— геометрический фактор для линии с расщепленными фазами.

В выражении (1.3а) $R_э$ — эквивалентный радиус расщепленной фазы, который при расположении проводов по вершинам правильного многоугольника определяется по формуле

$$R_э=\sqrt[n]{r_{пр}\,n\,\rho_ф^{n-1}}=\rho_ф\sqrt[n]{r_{пр}\,n/\rho_ф}, \tag{1.5}$$

где $\rho_ф$ — радиус описанной вокруг правильного многоугольника окружности (радиус расщепления), подсчитываемый по формуле

$$\rho_ф=a/[2\sin(\pi/n)], \tag{1.6}$$

где a — расстояние между соседними проводами (шаг расщепления).

В рассматриваемом частном случае при $n=3$ и $a=40$ см радиус расщепления

$$\rho_ф=a/\sqrt{3}=40/\sqrt{3}=23{,}094\ \text{см},$$

а эквивалентный радиус расщепленной фазы при подстановке выражения $\rho_ф$ в (1.5)

$$R_э = \sqrt[3]{r_{пр} a^2} = \sqrt[3]{1{,}53 \cdot 40^2} = 13{,}477 \text{ см}.$$

В соответствии с (1.4а) среднее геометрическое расстояние между фазами ВЛ

$$D_{ср} = 1{,}26 \cdot 1200 = 1512 \text{ см}.$$

При этом, согласно (1.3а), геометрический фактор

$$G_р = \lg(1512/13{,}477) \approx 2{,}05$$

и в соответствии с (1.1а) и (1.2а)

$$x_0 = 0{,}1445 \cdot 2{,}05 + 0{,}0157/3 = 0{,}3015 \text{ Ом/км},$$

$$b_0 = 7{,}58 \cdot 10^{-6}/2{,}05 = 3{,}6976 \cdot 10^{-6} \approx 3{,}7 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}.$$

Сопоставление полученных значений с удельными параметрами ВЛ 110 кВ (см. задачу 1.2) показывает, что они значительно отличаются, причем x_0 для ВЛ 500 кВ меньше примерно на 25%, а b_0 на столько же больше, чем у ВЛ 110 кВ с максимальным сечением.

Удельное значение активной проводимости, обусловленное потерями активной мощности на корону,

$$g_0 = \Delta P_{кор0}/U^2_{ном}. \qquad (1.7)$$

Для рассматриваемой линии 500 кВ при $\Delta P_{кор0} = 4{,}9$ кВт/км

$$g_0 = 0{,}0049/500^2 = 1{,}96 \cdot 10^{-8} \text{ См/км}.$$

Отношение удельных значений активного и индуктивного сопротивлений

$$v = r_0/x_0 = 0{,}02/0{,}3015 \approx 0{,}066,$$

т. е. $v \ll 1$, что характерно для линий сверхвысоких напряжений ($U_{ном} \geqslant 330$ кВ) с расщепленными фазами.

Отношение удельных значений активной и емкостной проводимостей

$$s = g_0/b_0 = 1{,}96 \cdot 10^{-8}/(3{,}7 \cdot 10^{-6}) \approx 0{,}0053,$$

т. е. s, так же как и v, значительно меньше единицы, что позволяет в ряде случаев (например, при качественном анализе) пренебречь активными сопротивлением и проводимостью в схеме замещения и рассматривать линию как идеализированную (без потерь активной мощности).

Волновые параметры реальной линии — комплексное волновое сопротивление $\underline{Z}_в$ и комплексный коэффициент распростране-

ния электромагнитной волны γ — определяются через ее удельные параметры по выражениям

$$\underline{Z}_в = \sqrt{\underline{Z}_0/\underline{Y}_0} = \sqrt{(r_0 + jx_0)/(g_0 + jb_0)} = Z_в e^{j\xi}, \qquad (1.8)$$

$$\underline{\gamma} = \sqrt{\underline{Z}_0 \underline{Y}_0} = \sqrt{(r_0 + jx_0)\cdot(g_0 + jb_0)} = \alpha + j\beta, \qquad (1.9)$$

где α — коэффициент затухания (ослабления) волны; β — коэффициент изменения фазы волны.

Для рассматриваемой линии

$$\underline{Z}_0 = r_0 + jx_0 = 0{,}02 + j0{,}3015 = 0{,}3022\underline{/86{,}2^\circ}\ \text{Ом/км};$$

$$\underline{Y}_0 = g_0 + jb_0 = (0{,}0196 + j3{,}7)\cdot 10^{-6} = 3{,}7\cdot 10^{-6}\underline{/89{,}7^\circ}\ \text{См/км}.$$

При этом

$$\underline{Z}_в = \sqrt{0{,}3022\underline{/86{,}2^\circ}\,/\,3{,}7\cdot 10^{-6}\underline{/89{,}7^\circ}} = 285{,}8\underline{/-1{,}75^\circ}\ \text{Ом};$$

$$\underline{\gamma} = \sqrt{0{,}3022\underline{/86{,}2^\circ}\cdot 3{,}7\cdot 10^{-6}\underline{/89{,}7^\circ}} = 1{,}0574\cdot 10^{-3}\underline{/87{,}95^\circ} =$$
$$= 3{,}78\cdot 10^{-5} + j\,1{,}0567\cdot 10^{-3}\ \text{1/км}.$$

Полученные результаты показывают, что модуль волнового сопротивления $Z_в$ и коэффициент изменения фазы β с достаточной точностью могут определяться по формулам, строго справедливым для идеализированной линии ($r_0 = 0$, $g_0 = 0$), а именно:

$$Z_в \approx \sqrt{x_0/b_0}, \qquad (1.8а)$$

$$|\underline{\gamma}| \approx \beta \approx \sqrt{x_0 b_0}. \qquad (1.9а)$$

Полученное значение $\beta \approx 1{,}06\cdot 10^{-3}$ 1/км, или соответственно 0,06 град/км, достаточно характерно для ВЛ 330 — 500 кВ и весьма незначительно отличается от соответствующих значений для ВЛ других номинальных напряжений, т. е. его можно рассматривать как усредненное для любых ВЛ. В соответствии с этим длина волны для ВЛ составляет $\lambda = 360/\beta = 360/0{,}06 = 6000$ км.

Последний из искомых параметров — натуральная мощность — определяется по выражению

$$P_{нат} = U^2_{ном}/Z_в. \qquad (1.10)$$

Для рассматриваемой линии

$$P_{нат} = 500^2/285{,}8 \approx 875\ \text{МВт},$$

что примерно эквивалентно ее средней экономической нагрузке [1.1].

Параметры схем замещения. ***Задача 1.4.*** **Определить параметры схемы замещения двухцепной ВЛ 110 кВ длиной 60 км с проводами марки АС150/24, смонтированной на двухстоечных дере-**

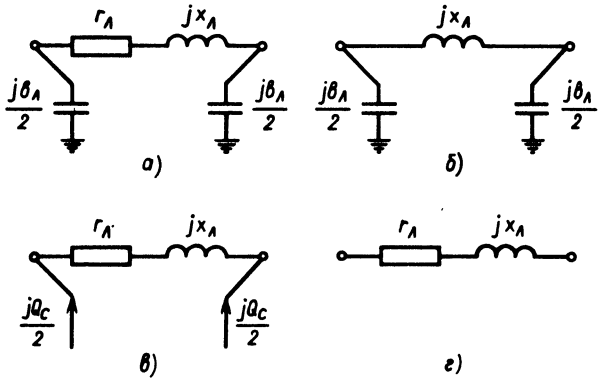


Рис. 1.2. Модификации схемы замещения воздушной линии электропередачи:
а — при допущении об отсутствии потерь на корону ($g_л = 0$); *б* — при допущении о полном отсутствии потерь активной мощности ($r_л = 0$, $g_л = 0$); *в* — при замене емкостной проводимости постоянной зарядной мощностью; *г* — при пренебрежении зарядной мощностью

вянных опорах с расстоянием между соседними фазами по горизонтали 4 м.

Решение. Так как цепи линии расположены на отдельно стоящих опорах, то их взаимное влияние в симметричном режиме работы весьма мало́ и при определении параметров схемы замещения (рис. 1.2, *а*) могут быть использованы удельные параметры, полученные при решении задачи 1.2 для одноцепной линии с проводами АС150/24 (см. табл. 1.1 и 1.2), а именно:

$r_0 = 0{,}198$ Ом/км, $x_0 = 0{,}416$ Ом/км, $b_0 = 2{,}736$ мкСм/км.

В общем случае параметры ВЛ длиной l до 300 км с числом параллельных цепей одного номинального напряжения $n_ц$ определяются выражениями, не учитывающими распределенности параметров по длине:

$$\left.\begin{aligned} r_л &= r_0 l/n_ц, & x_л &= x_0 l/n_ц, \\ g_л &= n_ц g_0 l, & b_л &= n_ц b_0 l. \end{aligned}\right\} \qquad (1.11)$$

В рассматриваемом случае ($n_ц = 2$), пренебрегая потерями на корону ($g_0 = 0$), имеем:

$$r_л = 0{,}198 \cdot 60/2 = 5{,}94 \text{ Ом},$$
$$x_л = 0{,}416 \cdot 60/2 = 12{,}48 \text{ Ом},$$
$$b_л = 2 \cdot 2{,}736 \cdot 10^{-6} \cdot 60 = 3{,}2832 \cdot 10^{-4} \text{ См}.$$

При выполнении проектных расчетов установившихся режимов сетей с $U_{ном} \leqslant 220$ кВ допустимо пренебречь изменением генерируемой линией реактивной мощности при изменении на-

пряжения по концам линии, т. е. заменить ветви с емкостной проводимостью постоянными мощностями, равными половине суммарной зарядной мощности линии (рис. 1.2, *в*), которая определяется как

$$Q_C = n_{\text{ц}} Q_{C0} l = n_{\text{ц}} U_{\text{ном}}^2 b_0 l, \qquad (1.12)$$

где Q_{C0} — зарядная мощность на 1 км длины линии.

В рассматриваемом случае

$$Q_{C0} = U_{\text{ном}}^2 b_0 = 110^2 \cdot 2{,}736 \cdot 10^{-6} \approx 0{,}0331 \text{ Мвар/км}$$

и, согласно (1.12),

$$Q_C = 2 \cdot 0{,}0331 \cdot 60 = 3{,}972 \text{ Мвар}, \quad Q_C/2 = 1{,}986 \text{ Мвар}.$$

Оценим относительное значение зарядной мощности рассматриваемой линии, принимая в качестве базисного значения передаваемой мощности

$$S_{\text{пер}} = n_{\text{ц}} \sqrt{3} I U_{\text{ном}} = n_{\text{ц}} \sqrt{3} j F U_{\text{ном}}, \qquad (1.13)$$

где I, j — ток и плотность тока в проводе фазы линии; F — сечение алюминиевой части провода.

В нашем случае $F = 150$ мм^2 и, принимая $j = 1{,}1$ А/мм^2 [1.1], получим

$$I = 1{,}1 \cdot 150 = 165 \text{ А}$$

и

$$S_{\text{пер}} = 2\sqrt{3} \cdot 165 \cdot 10^{-3} \cdot 110 \approx 62{,}9 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

При этом

$$\frac{Q_C}{*} = (Q_C/S_{\text{пер}})\, 100 = (3{,}972/62{,}9)\, 100 \approx 6{,}3\%,$$

т. е. пренебрегать зарядной мощностью линии 110 кВ при составлении ее схемы замещения недопустимо. Это заключение особенно важно для ВЛ более высоких номинальных напряжений, в то время как для ВЛ с $U_{\text{ном}} \leqslant 35$ кВ оправдан отказ от учета зарядной мощности и использование схемы замещения, показанной на рис. 1.2, *г*.

Задача 1.5. Для ВЛ 500 кВ с тремя проводами марки АС500/64 в фазе, рассмотренной в задаче 1.3, требуется рассчитать и сопоставить значения параметров схемы замещения в диапазоне длин от 250 до 1000 км, пренебрегая активной проводимостью и приближенно учитывая распределенность параметров по длине вещественными поправочными коэффициентами.

Решение. В соответствии с условиями задачи при $g_0 = 0$ параметры схемы замещения рассматриваемой ВЛ (рис. 1.2, *а*) определяются по выражениям

$$r_{\text{л}} = r_0 l k_r, \; x_{\text{л}} = x_0 l k_x, \; b_{\text{л}} = b_0 l k_b, \qquad (1.14)$$

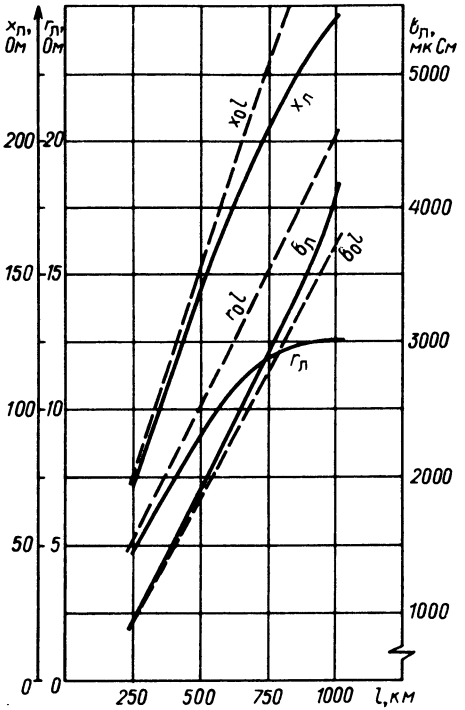


Рис. 1.3. Зависимости параметров схемы замещения ВЛ 500 кВ от длины линии

где безразмерные поправочные коэффициенты

$$\left.\begin{aligned} k_r &= 1 - w/3, \\ k_x &= 1 - w(1 - v^2)/6, \\ k_b &= 1 + w/12. \end{aligned}\right\} \qquad (1.15)$$

В (1.15) $v = r_0/x_0$ и $w = x_0 b_0 l^2$. Значение v было определено в задаче 1.3 и составляет 0,066. Параметр w при $x_0 = 0{,}3015$ Ом/км и $b_0 = 3{,}7 \cdot 10^{-6}$ См/км получает значение $w = 1{,}1156 \cdot 10^{-6} l^2$. Значения поправочных коэффициентов и параметров схемы замещения, определенные по (1.15) и (1.14) для указанного в условии задачи диапазона длин с шагом 250 км, представлены в табл. 1.3.

По данным табл. 1.3 построены зависимости $r_л$, $x_л$, $b_л$ от l, представленные на рис. 1.3, где для сравнения штриховыми линиями показаны также зависимости тех же параметров схемы замещения, определенные без учета поправочных коэффициентов по формулам (1.11). Их сопоставление подтверждают необходимость учета распределенности параметров ВЛ при длинах, превышающих 250 — 300 км.

Таблица 1.3. **Параметры схемы замещения ВЛ 500 кВ**

l, км	w	k_r	k_x	k_b	$r_л$, Ом	$x_л$, Ом	$b_л$, мкСм
250	0,0697	0,9768	0,9884	1,0058	4,884	74,50	930,4
500	0,2789	0,9070	0,9537	1,0232	9,070	143,77	1892,9
750	0,6275	0,7908	0,8959	1,0523	11,862	202,59	2920,1
1000	1,1156	0,6281	0,8149	1,0930	12,562	245,69	4044,1

1.2. ТРАНСФОРМАТОРНОЕ ОБОРУДОВАНИЕ И КОМПЛЕКСНАЯ НАГРУЗКА ПОНИЖАЮЩИХ ПОДСТАНЦИЙ

Параметры трансформаторов. Параметры схем замещения трансформаторов и автотрансформаторов (АТ) определяются на основе их каталожных данных (КД). Для

двухобмоточных трансформаторов используют следующие КД:

— номинальная мощность ($S_{\text{Т ном}}$, МВ·А);

— номинальные напряжения обмоток высшего и низшего напряжений ($U_{\text{В ном}}$, $U_{\text{Н ном}}$, кВ);

— потери короткого замыкания ($\Delta P_{\text{к}}$, кВт);

— напряжение короткого замыкания ($u_{*\text{к}}$, о. е.);

— потери холостого хода ($\Delta P_{\text{х}}$, кВт);

— ток холостого хода ($I_{*\text{х}}$, о. е.).

Отличие состава используемых КД для трехобмоточных трансформаторов и АТ от перечисленных выше заключается в следующем:

— если номинальные мощности обмоток трехобмоточного трансформатора неодинаковы, то наряду с принимаемой за номинальную мощность наиболее мощной обмотки указывается соотношение мощностей обмоток в процентах* (например, 100%/100%/66,7%, где первая цифра соответствует обмотке ВН, вторая — СН, третья — НН);

— для АТ дополнительно указывается номинальная мощность обмотки НН в долях номинальной мощности АТ;

— дополнительно указывается номинальное напряжение обмотки СН ($U_{\text{С ном}}$, кВ);

— если мощности обмоток различны, то даются три значения потерь КЗ ($\Delta P_{\text{к В-Н}}$, $\Delta P_{\text{к С-Н}}$, $\Delta P_{\text{к В-С}}$), каждое из которых соответствует опыту с двумя обмотками (третья разомкнута), при этом указываемые значения отнесены к $S_{\text{ном}}$ менее мощной обмотки;

— для АТ указывается значение потерь КЗ, соответствующее опыту с обмотками ВН и СН ($\Delta P_{\text{к В-С}}$);

— указываются три относительных значения напряжения КЗ ($u_{*\text{к В-Н}}$, $u_{*\text{к С-Н}}$, $u_{*\text{к В-С}}$), и если мощности обмоток различны, то приводимые значения отнесены к $S_{\text{ном}}$ менее мощной обмотки.

В схемах замещения ЭЭС двухобмоточные трансформаторы и автотрансформаторы (последние при ненагруженной обмотке НН) с $U_{\text{В ном}} \geqslant 330$ кВ обычно представляют приближенной Г-образной схемой замещения, где ветвь намагничивания включена со стороны выводов обмотки ВН (рис. 1.4, *а*). При $U_{\text{В ном}} \leqslant 220$ кВ допустима замена ветви намагничивания постоянным отбором мощности, равным потерям холостого хода ($\Delta S_{\text{х}} = \Delta P_{\text{х}} + j\Delta Q_{\text{х}}$). Такую схему, показанную на рис. 1.4, *б*, принято называть упрощенной. Аналогично, две разновидности имеют схемы замещения трехобмоточных трансформаторов и в общем

*Все современные трехобмоточные трансформаторы выпускаются с обмотками одинаковой мощности, т. е. с соотношением 100%/100%/100%.

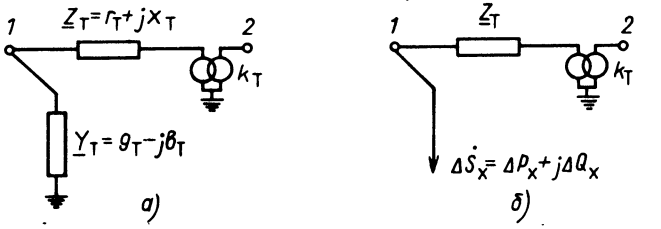


Рис. 1.4. Схемы замещения двухобмоточного трансформатора при представлении ветви намагничивания:
а — **комплексной проводимостью;** *б* — **мощностью потерь холостого хода**

случае автотрансформаторов, отличающиеся от схем рис. 1.4 тем, что продольные ветви образуют трехлучевую звезду (рис. 1.5).

При определении параметров схем замещения этих трех типов трансформаторного оборудования используются следующие общепринятые допущения:

— реактивная составляющая вектора напряжения КЗ ($u_{к.р}$), определяющая значение соответствующего индуктивного сопротивления обмоток, принимается равной модулю этого вектора ($u_к$), т. е. $u_{к.р} = \sqrt{u_к^2 - u_{к.а}^2} \approx u_к$, что и отражено в соответствующих расчетных формулах;

— реактивная составляющая вектора тока холостого хода ($I_{х.р}$), определяющая значение реактивной проводимости ветви намагничивания ($b_т$), принимается равной модулю этого вектора ($I_х$), т. е. $I_{х.р} = \sqrt{I_х^2 - I_{х.а}^2} \approx I_х$, что учитывается в формуле для определения $\Delta Q_х$.

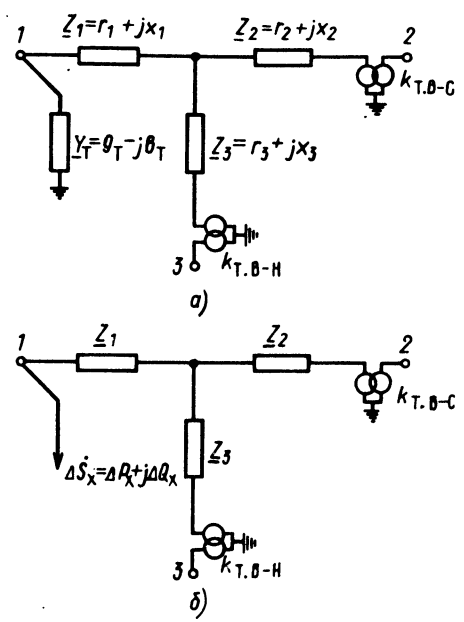


Рис. 1.5. Схемы замещения трехобмоточного трансформатора и автотрансформатора при представлении ветви намагничивания:
а — **комплексной проводимостью;** *б* — **мощностью потерь холостого хода**

Следующие три задачи (1.6 — 1.8) посвящены иллюстрации методики определения параметров схем замещения подстанций с различными видами трансформаторного оборудования.

Задача 1.6. На понижающей подстанции установ-

лены два трансформатора типа ТДН-1600/110 со следующими каталожными данными [1.1]: $S_{\text{Т ном}}=16$ МВ·А, $U_{\text{В ном}}=115$ кВ, $U_{\text{Н ном}}=11$ кВ, $\Delta P_{\text{к}}=85$ кВт, $\underset{*}{u}_{\text{к}}=0{,}105$, $\Delta P_{\text{х}}=19$ кВт, $\underset{*}{I}_{\text{х}}=0{,}007$.

Определить приведенные к стороне ВН параметры схемы замещения (см. рис. 1.4, *а*) двух параллельно включенных трансформаторов.

Решение. В рассматриваемом случае параметры схемы замещения одного двухобмоточного трансформатора определяются по следующим формулам*:

$$r_{\text{Т}}=\Delta P_{\text{к}}\,U^2_{\text{В ном}}/S^2_{\text{Т ном}}, \tag{1.16}$$

$$x_{\text{Т}}=\underset{*}{u}_{\text{к}}\,U^2_{\text{В ном}}/S_{\text{Т ном}}, \tag{1.17}$$

$$g_{\text{Т}}=\Delta P_{\text{х}}/U^2_{\text{В ном}}, \tag{1.18}$$

$$b_{\text{Т}}=\Delta Q_{\text{х}}/U^2_{\text{В ном}}, \tag{1.19}$$

причем

$$\Delta Q_{\text{х}}=\underset{*}{I}_{\text{х}}\,S_{\text{Т ном}}. \tag{1.20}$$

При подстановке в выражения (1.16) — (1.19) напряжения в кВ, а мощностей в МВ·А (МВт) значения сопротивлений получим в омах, а проводимостей — в сименсах, что учтено в дальнейшем расчете.

Итак, в соответствии с (1.16) — (1.20) для одного трансформатора получим:

$$r_{\text{Т}}=0{,}085\cdot 115^2/16^2=4{,}39 \text{ Ом};$$

$$x_{\text{Т}}=0{,}105\cdot 115^2/16=89{,}79 \text{ Ом};$$

$$g_{\text{Т}}=0{,}019/115^2=1{,}437\cdot 10^{-6} \text{ См}=1{,}437 \text{ мкСм};$$

$$\Delta Q_{\text{х}}=0{,}007\cdot 16=0{,}112 \text{ Мвар};$$

$$b_{\text{Т}}=0{,}112/115^2=8{,}469\cdot 10^{-6} \text{ См}=8{,}469 \text{ мкСм}.$$

В общем случае при включении параллельно $n_{\text{Т}}$ одинаковых трансформаторов параметры эквивалентной схемы замещения

$$\left.\begin{aligned}\underline{Z}_{\text{Т}\Sigma}&=(r_{\text{т}}+j\,x_{\text{Т}})/n_{\text{Т}},\\ \underline{Y}_{\text{Т}\Sigma}&=n_{\text{Т}}(g_{\text{Т}}-j\,b_{\text{Т}}).\end{aligned}\right\} \tag{1.21}$$

В данном случае ($n_{\text{Т}}=2$), используя полученные выше результаты, для схемы замещения понижающей подстанции в целом в соответствии с (1.21) получим

*При приведении параметров к стороне НН в формулах (1.16) — (1.19) вместо $U_{\text{В ном}}$ фигурирует $U_{\text{Н ном}}$.

$$\underline{Z}_{\text{ТΣ}} = (4{,}39 + j\,86{,}79)/2 = 2{,}195 + j\,43{,}395 \text{ Ом};$$

$$\underline{Y}_{\text{ТΣ}} = 2\,(1{,}437 - j\,8{,}469) = 2{,}874 - j\,16{,}938 \text{ мкСм}.$$

Как указывалось, для трансформаторов класса 110 кВ допустимо использование схемы, где ветвь намагничивания замещена мощностью потерь холостого хода (рис. 1.4, *б*). В рассматриваемом случае

$$\Delta \dot{S}_{\text{хΣ}} = n_{\text{Т}}(\Delta P_{\text{х}} + j\,\Delta Q_{\text{х}}) = 2\,(0{,}019 + j\,0{,}112) = 0{,}038 + j\,0{,}224 \text{ МВ}\cdot\text{А}.$$

Задача 1.7. На узловой подстанции районной электрической сети установлены два трехобмоточных трансформатора типа ТДЦТН-63000/220 с соотношением мощностей обмоток 100%/100%/100% и со следующими каталожными данными:

$$S_{\text{Т ном}} = 63 \text{ МВ}\cdot\text{А},\ U_{\text{В ном}} = 230 \text{ кВ};\ U_{\text{С ном}} = 38{,}5 \text{ кв};\ U_{\text{Н ном}} = 11 \text{ кВ};$$

$$\underset{*}{u}_{\text{хВ-Н}} = 0{,}24,\ \underset{*}{u}_{\text{хВ-С}} = 0{,}125;\ \underset{*}{u}_{\text{хС-Н}} = 0{,}105;$$

$$\Delta P_{\text{хВ-Н}} = \Delta P_{\text{хВ-С}} = \Delta P_{\text{хС-Н}} = 320 \text{ кВт};\ \Delta P_{\text{х}} = 91 \text{ кВт};\ \underset{*}{I}_{\text{х}} = 0{,}01.$$

Требуется определить приведенные к стороне ВН параметры схемы замещения двух параллельно включенных трансформаторов (рис. 1.5, *б*).

Решение. Предварительно необходимо определить потери активной мощности и напряжения короткого замыкания, соответствующие лучам схемы замещения по известным формулам:

$$\left.\begin{aligned}
\Delta P_{\text{к1}} &= 0{,}5\,(\Delta P_{\text{хВ-Н}} + \Delta P_{\text{хВ-С}} - \Delta P_{\text{хС-Н}}),\\
\Delta P_{\text{к2}} &= 0{,}5\,(\Delta P_{\text{хВ-С}} + \Delta P_{\text{хС-Н}} - \Delta P_{\text{хВ-Н}}),\\
\Delta P_{\text{к3}} &= 0{,}5\,(\Delta P_{\text{хВ-Н}} + \Delta P_{\text{хС-Н}} - \Delta P_{\text{хВ-С}})
\end{aligned}\right\} \qquad (1.22)$$

и

$$\left.\begin{aligned}
\underset{*}{u}_{\text{к1}} &= 0{,}5\,(\underset{*}{u}_{\text{хВ-Н}} + \underset{*}{u}_{\text{хВ-С}} - \underset{*}{u}_{\text{хС-Н}}),\\
\underset{*}{u}_{\text{к2}} &= 0{,}5\,(\underset{*}{u}_{\text{хВ-С}} + \underset{*}{u}_{\text{хС-Н}} - \underset{*}{u}_{\text{хВ-Н}}),\\
\underset{*}{u}_{\text{к3}} &= 0{,}5\,(\underset{*}{u}_{\text{хВ-Н}} + \underset{*}{u}_{\text{хС-Н}} - \underset{*}{u}_{\text{хВ-С}}).
\end{aligned}\right\} \qquad (1.23)$$

Здесь и далее индекс 1 соответствует лучу схемы, связанному с выводами обмотки высшего напряжения, 2 — среднего, 3 — низшего напряжения.

В рассматриваемом случае при одинаковых мощностях обмоток из (1.22) следует, что $\Delta P_{\text{к1}} = \Delta P_{\text{к2}} = \Delta P_{\text{к3}} = 0{,}5\,\Delta P_{\text{хВ-Н}} = 0{,}5 \cdot 320 = 160$ кВт. В соответствии с (1.23) для заданного трансформатора

$$\underset{*}{u}_{к1} = 0{,}5\,(0{,}24 + 0{,}125 - 0{,}105) = 0{,}13,$$
$$\underset{*}{u}_{к2} = 0{,}5\,(0{,}125 + 0{,}105 - 0{,}24) \approx 0,$$
$$\underset{*}{u}_{к3} = 0{,}5\,(0{,}24 + 0{,}105 - 0{,}125) = 0{,}11.$$

Для одного трансформатора активные сопротивления лучей схемы замещения определяются по выражению (1.16) при подстановке в него соответствующих потерь короткого замыкания. В данном случае

$$r_1 = r_2 = r_3 = \Delta P_{к1} U^2_{В ном} / S^2_{Т ном} = 0{,}16 \cdot 230^2 / 63^3 \approx 2{,}13 \text{ Ом}.$$

Индуктивные сопротивления лучей схемы замещения определяются по выражению (1.17) при подстановке в него соответствующих напряжений короткого замыкания:

$$x_1 = \underset{*}{u}_{к1} U^2_{В ном} / S_{Т ном} = 0{,}13 \cdot 230^2 / 63 = 109{,}2 \text{ Ом},$$
$$x_2 = \underset{*}{u}_{к2} U^2_{В ном} / S_{Т ном} = 0,$$
$$x_3 = \underset{*}{u}_{к3} U^2_{В ном} / S_{Т ном} = 0{,}11 \cdot 230^2 / 63 = 92{,}4 \text{ Ом}.$$

Соответственно для двух параллельно включенных трансформаторов

$$\underline{Z}_{1\Sigma} = (2{,}13 + j\,109{,}2)/2 = 1{,}065 + j\,54{,}6 \text{ Ом};$$
$$\underline{Z}_{2\Sigma} = (2{,}13 + j\,0)/2 = 1{,}065 \text{ Ом};$$
$$\underline{Z}_{3\Sigma} = (2{,}13 + j\,92{,}4)/2 = 1{,}065 + j\,46{,}2 \text{ Ом}.$$

В соответствии с (1.20) $\Delta Q_х = 0{,}01 \cdot 63 = 0{,}63$ Мвар и суммарные потери холостого хода, заменяющие в схеме замещения рис. 1.5, *б* ветвь намагничивания, составляют

$$\Delta \dot{S}_{х\Sigma} = 2\,(0{,}091 + j\,0{,}63) = 0{,}182 + j\,1{,}26 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Задача 1.8. На крупной узловой подстанции энергосистемы установлены два автотрансформатора типа АТДЦТН-200000/220/110, характеризующиеся следующими каталожными данными*:

$$S_{АТ ном} = 200 \text{ МВ} \cdot \text{А},\ U_{В ном} = 230 \text{ кВ},\ U_{С ном} = 121 \text{ кВ},\ U_{Н ном} = 11 \text{ кВ},$$
$$\underset{*}{u}_{кВ-С} = 0{,}11,\ \underset{*}{u}'_{кВ-Н} = 0{,}16,\ \underset{*}{u}'_{кС-Н} = 0{,}1,\ \Delta P_{кВ-С} = 430 \text{ кВт},$$
$$\Delta P'_{кВ-Н} = 360 \text{ кВт},\ \Delta P'_{кС-Н} = 320 \text{ кВт},\ \Delta P_х = 125 \text{ кВт},\ \underset{*}{I}_х = 0{,}005.$$

Расчетная мощность обмотки НН $S_{Н ном} = 0{,}5\,S_{АТ ном}$.

Определить параметры схемы замещения (рис. 1.5, *б*) двух параллельно включенных АТ, приведенные к стороне ВН.

*Индексом «штрих» отмечены величины, отнесенные к мощности обмотки низшего напряжения.

Решение. В первую очередь необходимо осуществить приведение параметров, отнесенных к мощности обмотки НН ($u'_{*\text{к в-н}}$, $u'_{*\text{к с-н}}$, $\Delta P'_{\text{к в-н}}$, $\Delta P'_{\text{к с-н}}$), к номинальной мощности автотрансформатора. Эта операция выполняется с использованием следующих выражений:

$$\left.\begin{aligned} u_{*\text{к в-н}} &= u'_{*\text{к в-н}}/\alpha, \qquad u_{*\text{к с-н}} = u'_{*\text{к с-н}}/\alpha, \\ \Delta P_{\text{к в-н}} &= \Delta P'_{\text{к в-н}}/\alpha^2, \quad \Delta P_{\text{к с-н}} = \Delta P'_{\text{к с-н}}/\alpha^2, \end{aligned}\right\} \qquad (1.24)$$

где $\alpha = S_{\text{Н ном}}/S_{\text{АТ ном}}$.

В рассматриваемом случае $\alpha = 0{,}5$ и в соответствии с (1.24) получаем

$$u_{*\text{к в-н}} = 0{,}16/0{,}5 = 0{,}32,\ u_{*\text{к с-н}} = 0{,}1/0{,}5 = 0{,}2,$$

$$\Delta P_{\text{к н-в}} = 360/0{,}5^2 = 1440 \text{ кВт},\ \Delta P_{\text{к с-н}} = 320/0{,}5^2 = 1280 \text{ кВт}.$$

Определим теперь по выражениям (1.22) и (1.23), использованным при расчете параметров трехобмоточного трансформатора (см. задачу 1.7), потери и напряжения короткого замыкания, соответствующие лучам схемы замещения:

$$\Delta P_{\text{к1}} = 0{,}5\,(1440 + 430 - 1280) = 295 \text{ кВт},$$
$$\Delta P_{\text{к2}} = 0{,}5\,(430 + 1280 - 1440) = 135 \text{ кВт},$$
$$\Delta P_{\text{к3}} = 0{,}5\,(1440 + 1280 - 430) = 1145 \text{ кВт};$$
$$u_{*\text{к1}} = 0{,}5\,(0{,}11 + 0{,}32 - 0{,}2) = 1{,}115,$$
$$u_{*\text{к2}} = 0{,}5\,(0{,}11 + 0{,}2 - 0{,}32) \approx 0,$$
$$u_{*\text{к3}} = 0{,}5\,(0{,}32 + 0{,}2 - 0{,}11) = 0{,}205.$$

Полученные результаты позволяют определить комплексные сопротивления лучей схемы замещения двух параллельно включенных АТ аналогично тому, как это было сделано в предыдущей задаче, т. е. с использованием выражений (1.16), (1.17) и (1.21):

$$\underline{Z}_{1\Sigma} = 0{,}5\,(0{,}295\frac{230^2}{200^2} + j\,0{,}115\frac{230^2}{200}) = 0{,}195 + j\,15{,}21 \text{ Ом},$$

$$\underline{Z}_{2\Sigma} = 0{,}5\,(0{,}135\frac{230^2}{200^2} + j0) = 0{,}0893 \text{ Ом},$$

$$\underline{Z}_{3\Sigma} = 0{,}5\,(0{,}145\frac{230^2}{200^2} + j\,0{,}205\frac{230^2}{200}) = 0{,}757 + j\,27{,}11 \text{ Ом}.$$

В соответствии с (1.20) $\Delta Q_{\text{х}} = 0{,}005 \cdot 200 = 1$ Мвар и суммарные потери холостого хода

$$\Delta \dot{S}_{\text{х}\Sigma} = 2\,(0{,}125 + j\,1{,}0) = 0{,}25 + j\,2{,}0 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Представление узлов комплексной нагрузки. При составлении схем замещения электрических сетей с $U_{ном} \leqslant 220$ кВ в ряде случаев целесообразно исключить из схемы поперечные ветви, соответствующие емкостным проводимостям линий электропередачи и комплексным проводимостям трансформаторов и АТ, заменив их постоянными (не зависящими от режима) мощностями, и суммировать эти мощности с потоком, уходящим с шин ВН в ветвь с сопротивлением $\underline{Z}_{T\Sigma}$ (или $\underline{Z}_{1\Sigma}$). Тем самым каждая из подстанций сети одного номинального напряжения будет представлена некоторой «расчетной мощностью» ($\dot{S}_{расч}$), а схема замещения сети наряду с этими мощностями будет содержать лишь сопротивления продольных ветвей схем замещения ЛЭП. Иллюстрирует этот прием задача 1.9, где необходимо найти расчетные мощности одной из подстанций 110 кВ в различных режимах работы сети, определяемые в общем случае (для i-й подстанции) по выражению

$$\dot{S}_{расч\,i} = \dot{S}_{прив\,i} - j \sum_{j=1 j \neq i}^{k} Q_{Cij}/2, \qquad (1.25)$$

где $\dot{S}_{прив\,i}$ — приведенная к шинам ВН нагрузка i-й подстанции; Q_{Cij} — зарядные мощности линий, связывающих узел i с узлами j, число которых равно k.

Для подстанций с двухобмоточными трансформаторами приведенная нагрузка

$$\dot{S}_{прив\,i} = \dot{S}_{н\,i} + \Delta\dot{S}_{T\Sigma i}, \qquad (1.26)$$

где $\dot{S}_{н\,i}$ — нагрузка на шинах НН; $\Delta\dot{S}_{T\Sigma i}$ — суммарные потери мощности в трансформаторах i-й подстанции.

При расчетах режимов ЭЭС в ряде случаев прибегают и к представлению комплексной нагрузки постоянным комплексным сопротивлением $\underline{Z}_н = r_н + j x_н$, составляющие которого определяются по активной и реактивной мощностям ($P_{н0}$, $Q_{н0}$) и напряжению данного узла ($U_{н0}$) в некотором исходном режиме. Определению параметров замещающего комплексную нагрузку сопротивления посвящена задача 1.10.

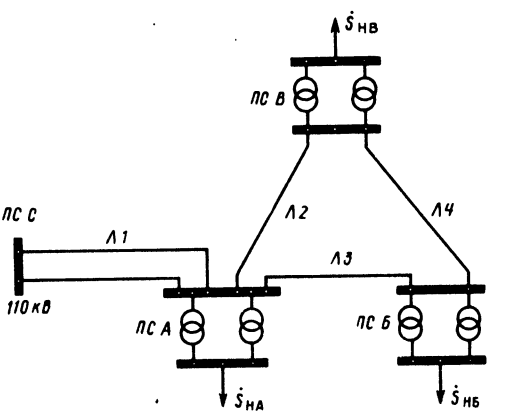


Рис. 1.6. Принципиальная схема сети 110 кВ

Задача 1.9. Подстанция (ПС) А подключена к сети 110 кВ согласно схеме, показанной на рис. 1.6. На подстанции установлены два трансформа-

тора типа ТДН-16000/110 с каталожными данными, указанными в условиях задачи 1.6. Параметры линий, связанных с шинами ВН подстанции А, приведены в табл. 1.4.

Таблица 1.4. **Параметры линий электропередачи**

Линия	Марка провода	$n_{\text{л}}$	l, км	b_0, мкСм/км
Л1	АС150/24	2	60	2,7360
Л2	АС120/19	1	20	2,6864
Л3	АС95/16	1	30	2,6382

Определить расчетную мощность подстанции А для следующих случаев:

а) нормальный режим наибольших нагрузок, в котором мощность, потребляемая с шин НН подстанции А, составляет $\dot{S}_{\text{нА}} = \dot{S}_{\text{нб}} = 20 + j9{,}7$ МВ·А ($\cos\varphi_{\text{нА}} = 0{,}9$);

б) послеаварийный режим, возникающий после отключения одной из цепей линий Л1 при $\dot{S}_{\text{нА}} = \dot{S}_{\text{нб}}$;

в) послеаварийный режим, возникающий после отключения линии Л2 при $\dot{S}_{\text{нА}} = \dot{S}_{\text{нб}}$;

г) нормальный режим наименьших нагрузок, в котором $\dot{S}_{\text{нА}} = \dot{S}_{\text{нм}} = 0{,}3\,\dot{S}_{\text{нб}}$.

Решение. Предварительно составим схему замещения участка сети, включающего подстанцию А, ограничиваясь изображением суммарного сопротивления трансформаторов, суммарных потерь холостого хода в них ($\Delta\dot{S}_{\text{хА}\Sigma}$) и половин зарядных мощностей линий Л1, Л2, Л3 (рис. 1.7).

Для определения приведенной нагрузки необходимо прежде всего вычислить суммарные потери мощности в трансформаторах подстанции А, используя выражение

$$\Delta\dot{S}_{\text{ТА}\Sigma} = \Delta\dot{S}_{\text{мА}\Sigma} + \Delta\dot{S}_{\text{хА}\Sigma} = \frac{P^2_{\text{нА}} + Q^2_{\text{нА}}}{U^2_{\text{ном}}}\underline{Z}_{\text{ТА}\Sigma} + \Delta\dot{S}_{\text{хА}\Sigma}, \qquad (1.27)$$

где $\Delta\dot{S}_{\text{мА}\Sigma}$ — суммарные потери мощности в обмотках (в меди) трансформаторов.

Для двух параллельно включенных трансформаторов типа ТДН-16000/110 параметры схемы замещения были определены в задаче 1.6 и составляют

$$\underline{Z}_{\text{ТА}\Sigma} = 2{,}195 + j43{,}395 \text{ Ом};$$

$$\Delta\dot{S}_{\text{хА}\Sigma} = 0{,}038 + j0{,}224 \text{ МВ·А}.$$

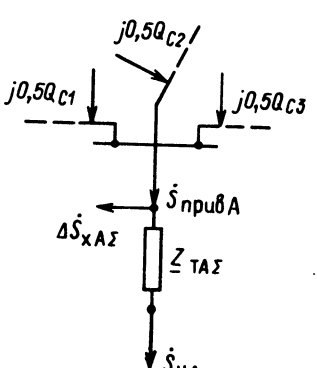


Рис. 1.7. Схема замещения участка сети с подстанцией А

При этом в режиме наибольших нагрузок

$$\Delta\dot{S}_{\text{мАС(нб)}}=\frac{P^2_{\text{нб}}+Q^2_{\text{нб}}}{U^2_{\text{ном}}}\underline{Z}_{\text{ТАС}}=\frac{20^2+9{,}7^2}{110^2}(2{,}195+j\,43{,}395)=$$
$$=0{,}09+j\,1{,}772\ \text{МВ}\cdot\text{А}$$

и из (1.27) полные потери

$$\Delta\dot{S}_{\text{ТАС(нб)}}=0{,}09+j\,1{,}772+0{,}038+j\,0{,}224=0{,}128+j\,1{,}996\ \text{МВ}\cdot\text{А}.$$

В соответствии с заданным отношением $\dot{S}_{\text{нм}}/\dot{S}_{\text{нб}}=0{,}3$ потери в обмотках трансформаторов в режиме наименьших нагрузок

$$\Delta\dot{S}_{\text{мАС(нм)}}=(\dot{S}_{\text{нм}}/\dot{S}_{\text{нб}})^2\,\Delta\dot{S}_{\text{мАС(нб)}}=$$
$$=0{,}3^2\,(0{,}09+j\,1{,}772)\approx 0{,}008+j\,0{,}159\ \text{МВ}\cdot\text{А}.$$

При этом полные потери мощности

$$\Delta\dot{S}_{\text{ТАС(нм)}}=0{,}008+j\,0{,}159+0{,}038+j\,0{,}224=0{,}046+j\,0{,}383\ \text{МВ}\cdot\text{А}.$$

Согласно (1.26), в рассматриваемых режимах приведенная к шинам ВН нагрузка ПС А

$$\dot{S}_{\text{прив А(нб)}}=\dot{S}_{\text{нб}}+\Delta\dot{S}_{\text{ТАС(нб)}}=20+j\,9{,}7+0{,}128+j\,1{,}996=$$
$$=20{,}128+j\,11{,}696\ \text{МВ}\cdot\text{А};$$

$$\dot{S}_{\text{прив А(нм)}}=\dot{S}_{\text{нм}}+\Delta\dot{S}_{\text{ТАС(нм)}}=0{,}3\,(20+j\,9{,}7)+0{,}046+j0{,}383=$$
$$=6{,}046+j\,3{,}293\ \text{МВ}\cdot\text{А}.$$

Таким образом, первая составляющая расчетной мощности ПС А нами определена [см. формулу (1.25)]. Для определения второй составляющей предварительно вычислим зарядные мощности линий Л1, Л2 и Л3 по (1.12):

$$Q_{C1}=n_{\text{цl}}\,U^2_{\text{ном}}\,b_{01}\,l_1=2\cdot 110^2\cdot 2{,}736\cdot 10^{-6}\cdot 60=3{,}973\ \text{Мвар}.$$

Аналогично,

$$Q_{C2}=110^2\cdot 2{,}6864\cdot 10^{-6}\cdot 20=0{,}650\ \text{Мвар},$$
$$Q_{C3}=110^2\cdot 2{,}6382\cdot 10^{-6}\cdot 30=0{,}958\ \text{Мвар}.$$

Теперь имеем возможность приступить к определению расчетных мощностей. Для случая а)

$$\dot{S}^{(\text{а})}_{\text{расч А}}=\dot{S}_{\text{прив А(нб)}}-j\,0{,}5\,(Q_{C1}+Q_{C2}+Q_{C3})=$$
$$=20{,}128+j\,11{,}696-j\,0{,}5\cdot(3{,}973+0{,}65+0{,}958)=$$
$$=20{,}128+j\,8{,}906\ \text{МВ}\cdot\text{А}.$$

Случай б) отличается от случая а) тем, что при отключении одной из цепей Л1 ее зарядная мощность уменьшается вдвое.

При этом

$$\dot{S}^{(б)}_{\text{расч A}} = \dot{S}_{\text{прив A(нб)}} - j0{,}5\,(Q_{C1}/2 + Q_{C2} + Q_{C3}) =$$
$$= 20{,}128 + j11{,}696 - j0{,}5\,(3{,}973/2 + 0{,}65 + 0{,}958) =$$
$$= 20{,}128 + j9{,}899 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

При отключении Л2 [случай в] из суммы зарядных мощностей исключается Q_{C2}:

$$\dot{S}^{(в)}_{\text{расч A}} = \dot{S}_{\text{прив A(нб)}} - j0{,}5\,(Q_{C1} + Q_{C3}) =$$
$$= 20{,}128 + j11{,}696 - j0{,}5(3{,}973 + 0{,}958) =$$
$$= 20{,}128 + j9{,}231 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

В случае г) (режим наименьших нагрузок) расчетная мощность подстанции А составит

$$\dot{S}^{(г)}_{\text{расч A}} = \dot{S}_{\text{прив A(нм)}} - j0{,}5 \cdot (Q_{C1} + Q_{C2} + Q_{C3}) =$$
$$= 6{,}046 + j3{,}293 - j0{,}5\,(3{,}973 + 0{,}65 + 0{,}958) =$$
$$= 6{,}046 + j0{,}503 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Последний результат свидетельствует о том, что в данном режиме реактивная нагрузка подстанции А практически полностью покрывается генерацией реактивной мощности примыкающих линий.

Сопоставление результатов для различных случаев показывает, что расчетные мощности существенно различаются в зависимости от режима потребления и состава связанных с рассматриваемым узлом линий.

Задача 1.10. Определить значения активного ($r_н$) и индуктивного ($x_н$) сопротивлений, замещающих комплексную нагрузку узла А в схеме, показанной на рис. 1.6, для нормального режима наибольших нагрузок в двух случаях: при их последовательном (*а*) и параллельном (*б*) соединении. При решении задачи принять, что напряжение на шинах ВН узла А (U_A) в указанном режиме равно номинальному, а мощность, потребляемая с этих шин, равна расчетной мощности подстанции А и в соответствии с результатами решения задачи 1.9

$$\dot{S}_{н0} = \dot{S}^{(а)}_{\text{расч A}} = 20{,}128 + j8{,}906 \approx$$
$$\approx 22{,}01\underline{/23{,}868°} \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

при этом $\cos\varphi_{н0} = 0{,}9145$ и $\sin\varphi_{н0} = 0{,}4046$.

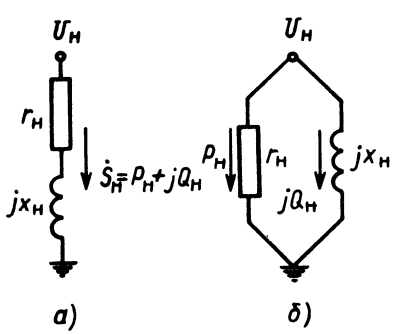


Рис. 1.8. Представление комплексной нагрузки активным и индуктивным сопротивлением при их включении последовательно (*а*) и параллельно (*б*)

Решение. При последовательном соединении $r_н$ и $x_н$ (рис. 1.8, *а*)

$$r_н = \frac{U_{н0}^2}{S_{н0}} \cos \varphi_{н0}, \quad x_н = \frac{U_{н0}^2}{S_{н0}} \sin \varphi_{н0}, \tag{1.28}$$

где индекс 0 символизирует некоторый исходный режим.

В рассматриваемом случае при $U_A = U_{н0} = 110$ кВ

$$r_н^{(а)} = \frac{110^2}{22{,}01} \cdot 0{,}9145 \approx 503 \text{ Ом}, \; x_н^{(а)} = \frac{110^2}{22{,}01} \cdot 0{,}4046 \approx 222 \text{ Ом}.$$

При параллельном включении $r_н$ и $x_н$ (рис. 1.8, *б*)

$$r_н = U_{н0}^2 / P_{н0}, \quad x_н = U_{н0}^2 / Q_{н0}, \tag{1.29}$$

т. е. в этом случае

$$r_н^{(б)} = 110^2/20{,}128 \approx 601 \text{ Ом}, \; x_н^{(б)} = 110^2/8{,}906 \approx 1359 \text{ Ом}.$$

1.3. ПОДГОТОВКА СХЕМЫ ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ (ЭЭС) ДЛЯ РАСЧЕТА УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ

При расчетах различных режимов в ЭЭС приходится иметь дело с совокупностью элементов, каждый из которых может быть представлен той или иной схемой замещения. В результате объединения схем замещения этих элементов в соответствии с их электрической связью в реальной системе получаем общую расчетную схему замещения ЭЭС. В схемах для расчетов установившихся режимов генераторы электрических станций обычно вводятся в общую схему не в виде ЭДС, включенной за каким-то сопротивлением, а такими режимными параметрами, как выдаваемая активная мощность и модуль напряжения на их зажимах. Нагрузки на тех или иных шинах, как правило, задаются постоянными значениями активных и реактивных мощностей.

Здесь же лишь напомним, что при расчетах ЭЭС с сетями нескольких номинальных напряжений в общую схему замещения помимо активных и индуктивных сопротивлений входят идеальные трансформаторы (см. рис. 1.4 и 1.5), связывающие между собой части ЭЭС с разными $U_{ном}$. Такая схема широко используется при расчетах установившихся режимов, и при этом результатами расчета являются действительные токи ветвей и напряжения узлов каждой из ступеней, что весьма удобно для последующей оценки допустимости режима, контроля тех или иных технических ограничений и т. п. В то же время алгоритмы решения этих задач могли бы быть существенно упрощены, если бы удалось исключить из схемы идеальные трансформаторы, т. е. заменить электромагнитную связь частей системы гальваничес-

кой. Это можно сделать посредством приведения параметров всех элементов схемы к одной ступени напряжения.

Для приведения к одной ступени напряжения сопротивлений и проводимостей схемы замещения используются следующие формулы:

$$\left.\begin{aligned} \overset{\circ}{\underline{Z}} &= \underline{Z}\,(k_{\text{T}1}\,k_{\text{T}2}\ldots k_{\text{T}n})^2, \\ \overset{\circ}{\underline{Y}} &= \underline{Y}/(k_{\text{T}1}\,k_{\text{T}2}\ldots k_{\text{T}n})^2, \end{aligned}\right\} \tag{1.30}$$

где $k_{\text{T}i}$ ($i=1, 2, \ldots, n$) — коэффициенты трансформации идеальных трансформаторов на пути между рассматриваемым элементом и сетью той ступени напряжения, приведение к которой выполняется (обычно это ступень с наиболее высоким напряжением). При этом вводится допущение о том, что коэффициенты трансформации всех идеальных трансформаторов, связывающих две ступени напряжения, вещественны и одинаковы.

В ряде случаев, например в проектных расчетах, когда точные значения $k_{\text{T}i}$ неизвестны, используется приведение по так называемым средним значениям, равным отношению некоторых среднеэксплуатационных значений напряжения ($U_{\text{ср}}$) отдельных ступеней (515; 340; 230; 154; 115; 37; 24; 20; 18; 15,75; 13,8; 10,5; 6,3 и 3,15 кВ). В этом случае пересчет сопротивлений и проводимостей j-й ступени напряжения к k-й ступени производится по более простым выражениям:

$$\overset{\circ}{\underline{Z}}_j = \underline{Z}_j\,(U_{\text{ср}\,k}/U_{\text{ср}\,j})^2;\ \overset{\circ}{\underline{Y}}_j = \underline{Y}_j/(U_{\text{ср}\,k}/U_{\text{ср}\,j})^2. \tag{1.30а}$$

В ряде задач оказывается целесообразным оперировать не именованными, а безразмерными (относительными) единицами. Для перевода параметров схемы замещения и режима в относительные единицы устанавливаются базовые значения мощности $S_{\text{б}}$, тока $I_{\text{б}}$, напряжения $U_{\text{б}}$ и сопротивления $Z_{\text{б}}$. Из четырех базовых величин две являются независимыми (могут быть выбраны произвольно), а две другие определяются из известных соотношений:

$$\left.\begin{aligned} S_{\text{б}} &= \sqrt{3}\,U_{\text{б}}\,I_{\text{б}}, \\ Z_{\text{б}} &= U_{\text{б}}/\sqrt{3}\,I_{\text{б}} = U_{\text{б}}^2/S_{\text{б}}, \end{aligned}\right\} \tag{1.31}$$

где $U_{\text{б}}$ — линейное значение напряжения.

Как правило, удобно задавать в качестве независимых базовых величин значения $U_{\text{б}}$ и $S_{\text{б}}$ и по ним определять базовые значения тока и сопротивления. Для перевода в относительные единицы значение параметра в именованных единицах следует разделить на соответствующее базовое значение:

$$\underset{*}{r} = r/Z_{\text{б}},\ \underset{*}{x} = x/Z_{\text{б}},\ \underset{*}{U} = U/U_{\text{б}},\ \underset{*}{I} = I/I_{\text{б}},\ \underset{*}{S} = S/S_{\text{б}}. \tag{1.32}$$

Для проводимостей ветвей $Y_6 = 1/Z_6$, причем $g = g/Y_6$, $b = b/Y_6$.

Обычно переводу параметров схемы замещения в относительные единицы предшествует приведение к одной ступени напряжения. Задачи 1.11, 1.12 иллюстрируют приемы приведения параметров ветвей и узлов схемы замещения к одной ступени напряжения и к выбранным базовым условиям.

Задача 1.11. Рассматривается часть ЭЭС, состоящая из конденсационной электростанции (КЭС), связанной двухцепной воздушной линией 500 кВ с узловой подстанцией С системы (рис. 1.9). На КЭС установлены восемь турбогенераторов типа ТГВ-300 ($P_{\text{г ном}} = 300$ МВт, $U_{\text{г ном}} = 20$ кВ), каждый из которых работает в блоке с трансформатором типа ТДЦ-400000/500 ($S_{\text{Т ном}} = 400$ МВ·А). Суммарная мощность собственных нужд КЭС $\dot{S}_{\text{сн}\Sigma} = 100 + j102$, МВ·А ($\cos\varphi_{\text{сн}} = 0{,}7$).

Линия электропередачи имеет длину $l = 750$ км. На расстоянии $l_1 = 500$ км от КЭС сооружена промежуточная подстанция А с двумя автотрансформаторами АТ1 типа АТДЦТН-250000/500/110, от шин среднего напряжения которой по четырем ВЛ 110 кВ осуществляется электроснабжение прилегающего района с суммарной нагрузкой $P_{(110)} = 180$ МВт ($\operatorname{tg}\varphi_{(110)} = 0{,}55$). К шинам НН подстанции А подключены два синхронных компенсатора типа КСВБ-100-11 ($Q_{\text{ск ном}} = 100$ Мвар, $U_{\text{ск ном}} = 11$ кВ). Первый участок ВЛ выполнен тремя проводами марки АС 500/64 в фазе, второй участок длиной $l_2 = 250$ км — тремя проводами марки АС 400/51. На подстанции С установлены три автотрансформатора АТ2 типа АТДЦТН-500000/500/220. Шины 220 кВ этой подстанции принимают в качестве балансирующего по активной и реактивной мощности узла.

В исследуемом режиме выдаваемая генераторами КЭС активная мощность $P_{\Gamma\Sigma} = 2300$ МВт. Напряжение на зажимах генераторов $U_{\Gamma} = 1{,}05 \cdot U_{\text{Г ном}} = 21$ кВ, на зажимах СК $U_{\text{ск}} = 11$ кВ. Напряжение на шинах СН подстанции С $U_{\text{С}} = 220$ кВ.

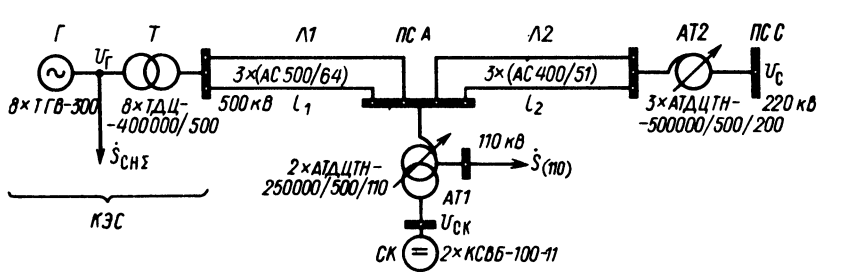


Рис. 1.9. Принципиальная схема электропередачи 500 кВ от мощной КЭС в приемную систему

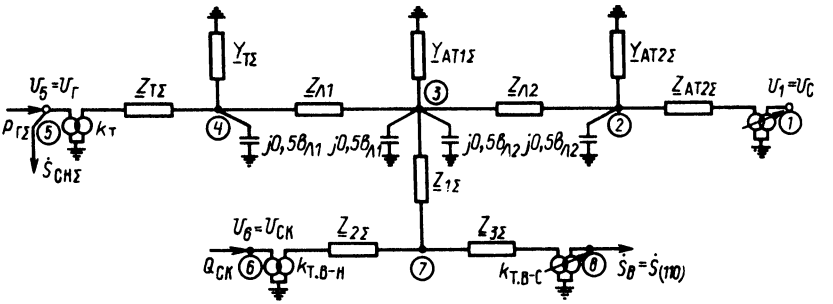


Рис. 1.10. Схема замещения электропередачи, показанной на рис. 1.9, для расчета установившегося режима

Составить схему замещения рассматриваемой части ЭЭС для расчета установившегося режима, пренебрегая активной проводимостью участков ВЛ, и привести ее параметры к ступени 220 кВ по средним коэффициентам трансформации.

Решение. При подготовке схемы для расчета установившегося режима узлы обычно нумеруют в произвольном порядке начиная с балансирующего, поэтому шинам 220 кВ подстанции С присвоен номер 1, шинам ВН этой подстанции — номер 2 и т. д. (рис. 1.10).

Пользуясь данными [1.1], сведем необходимые для определения сопротивлений и проводимостей схем замещения трансформаторного оборудования параметры в табл. 1.5.

Таблица 1.5. Параметры трансформаторого оборудования, приведенные к стороне ВН

Обозначение на рис. 1.9	$S_{Т ном}$, МВ·А	$U_{В ном}$, кВ	Номер луча (рис. 1.5)	$r_Т$, Ом	$x_Т$, Ом	ΔP_x, МВт	ΔQ_x, Мвар	$g_Т$, мкСм	$b_Т$, мкСм
Т	400	525	—	1,40	89,5	0,35	1,600	1,27	5,8
АТ1	250	500	1	2,28	137,5	0,23	1,125	0,92	4,5
			2	0,28	0				
			3	5,22	192,5				
АТ2	500	500	—	2,10	57,5	0,23	1,500	0,92	6,0

В соответствии с числом параллельно включенных трансформаторов и автотрансформаторов определим их эквивалентные параметры, приведенные к ступени 500 кВ:

— трансформаторы КЭС ($n_Т = 8$):

$$\underline{Z}_{T\Sigma} = (1{,}4 + j89{,}5)/8 = 0{,}175 + j11{,}1875 \text{ Ом},$$

$$\underline{Y}_{T\Sigma} = 8(1{,}27 - j5{,}8) = 10{,}16 - j46{,}4 \text{ мкСм};$$

— автотрансформаторы подстанции А ($n_{АТ1}=2$):

$$\underline{Z}_{1\Sigma}=(2{,}28+j\,137{,}5)/2=1{,}14+j\,68{,}75 \text{ Ом},$$
$$\underline{Z}_{2\Sigma}=(0{,}28+j\,0)/2=0{,}14 \text{ Ом},$$
$$\underline{Z}_{3\Sigma}=(5{,}22+j\,192{,}5)/2=2{,}61+j\,96{,}25 \text{ Ом},$$
$$\underline{Y}_{АТ1\Sigma}=2\,(0{,}92-j\,4{,}5)=1{,}84-j\,9{,}0 \text{ мкСм};$$

— автотрансформаторы подстанции С ($n_{АТ2}=3$):

$$\underline{Z}_{АТ2\Sigma}=(2{,}1+j\,57{,}5)/3=0{,}7+j\,19{,}167 \text{ Ом},$$
$$\underline{Y}_{АТ2\Sigma}=3\,(0{,}92-j\,6{,}0)=2{,}76-j\,18{,}0 \text{ мкСм}.$$

Определим теперь параметры схем замещения участков ВЛ 500 кВ. Для первого участка (Л1) с проводами АС 500/64 воспользуемся результатами решения задач 1.3 и 1.5 (см. табл. 1.3). Для второго участка с проводами АС 400/51 протяженностью 250 км распределенность параметров не учитываем, т. е. определяем параметры схемы замещения по формулам (1.11) и удельным параметрам, приведенным в [1.1]. Результаты представлены в табл. 1.6.

Таблица 1.6. **Параметры участков ВЛ 500 кВ**

Линия	$n_ц$	l, км	n	Марка провода	r_0, Ом/км	x_0, Ом/км	b_0, мкСм/км	$r_Л$, Ом	$x_Л$, Ом	$b_Л$, мкСм
Л1	2	500	3	АС 500/64	0,020	0,3015	3,70	4,535	71,89	3785,8
Л2	2	250	3	АС 400/51	0,025	0,3060	3,62	3,125	38,25	1810,0

Для рассматриваемой схемы (рис. 1.9) значения среднеэксплуатационных напряжений отдельных ступеней: $U_{Гср}=20$ кВ, $U_{Лср}=515$ кВ, $U_{СКср}=10{,}5$ кВ, $U_{Сср}=230$ кВ. Приведенные к ступени 220 кВ параметры ветвей схемы замещения вычисляют по формулам (1.30а), которые в рассматриваемом случае имеют вид

$$\left.\begin{aligned}\overset{\circ}{\underline{Z}}_j&=\underline{Z}_j(U_{Сср}/U_{Лср})^2=\underline{Z}_j(230/515)^2\approx 0{,}2\,\underline{Z}_j,\\ \overset{\circ}{\underline{Y}}_j&=\underline{Y}_j/(U_{Сср}/U_{Лср})^2\approx \underline{Y}_j/0{,}2=5\,\underline{Y}_j.\end{aligned}\right\} \qquad (1.30б)$$

При этом для трансформаторного оборудования:

$$\overset{\circ}{\underline{Z}}_{Т\Sigma}=0{,}2\,(0{,}175+j\,11{,}1875)=0{,}035+j\,2{,}2375 \text{ Ом};$$
$$\overset{\circ}{\underline{Y}}_{Т\Sigma}=5\,(10{,}16-j\,46{,}4)=50{,}8-j\,232{,}0 \text{ мкСм};$$
$$\overset{\circ}{\underline{Z}}_{1\Sigma}=0{,}2\,(1{,}14+j\,68{,}75)=0{,}228+j\,13{,}75 \text{ Ом};$$

$$\underset{\circ}{Z}_{2\Sigma}=0{,}2\cdot 0{,}14=0{,}028 \text{ Ом};$$

$$\underset{\circ}{Z}_{3\Sigma}=0{,}2\,(2{,}61+j\,96{,}25)=0{,}522+j\,19{,}25 \text{ Ом};$$

$$\underset{\circ}{Y}_{\text{АТ1}\Sigma}=5\,(1{,}84-j\,9{,}0)=9{,}2-j\,45{,}0 \text{ мкСм};$$

$$\underset{\circ}{Z}_{\text{АТ2}\Sigma}=0{,}2\,(0{,}7+j\,19{,}167)=0{,}14+j\,3{,}8334 \text{ Ом};$$

$$\underset{\circ}{Y}_{\text{АТ2}\Sigma}=5\,(2{,}76-j\,18{,}0)=13{,}8-j\,90{,}0 \text{ мкСм}.$$

Аналогичным образом по (1.30б) подсчитывают приведенные в ступени 220 кВ параметры участков линии электропередачи (см. табл. 1.6):

$$\underset{\circ}{Z}_{\text{Л1}}=0{,}2\,(4{,}535+j\,71{,}89)=0{,}907+j\,14{,}378 \text{ Ом};$$

$$\underset{\circ}{b}_{\text{Л1}}=5\cdot 3785{,}8=18\ 929 \text{ мкСм};$$

$$\underset{\circ}{Z}_{\text{Л2}}=0{,}2\,(3{,}125+j\,38{,}25)=0{,}625+j\,7{,}650 \text{ Ом};$$

$$\underset{\circ}{b}_{\text{Л2}}=5\cdot 1810=9050 \text{ мкСм}.$$

Исходные данные по напряжениям генерирующих узлов также необходимо привести к ступени 220 кВ:

$$\underset{\circ}{U}_{\text{Г}}=U_{\text{Г}}\,(U_{\text{С ср}}/U_{\text{Г ср}})=21\,(230/20)=241{,}5 \text{ кВ},$$

$$\underset{\circ}{U}_{\text{СК}}=U_{\text{СК}}\,(U_{\text{С ср}}/U_{\text{СК ср}})=11\,(230/10{,}5)=240{,}95 \text{ кВ}.$$

В результате проделанных операций из схемы замещения (рис. 1.10) могут быть исключены символы идеальных трансформаторов, после можно приступить непосредственно к расчету установившегося режима (см. гл. 3).

Задача 1.12. Выполнить приведение к базовым условиям (пересчет в относительные единицы) параметров схемы замещения части ЭЭС, изображенной на рис. 1.10, которые приведены к ступени 220 кВ по средним коэффициентам трансформации (см. задачу 1.11), приняв в качестве независимых базовых величин $S_{\text{б}}=2000$ МВ·А и $U_{\text{б}}=220$ кВ.

Решение. Для пересчета в относительные единицы сопротивлений и проводимостей ветвей схемы замещения необходимо предварительно определить значение базового сопротивления. В соответствии с (1.31)

$$Z_{\text{б}}=U_{\text{б}}^2/S_{\text{б}}=220^2/2000=24{,}2 \text{ Ом}.$$

При этом $Y_{\text{б}}=1/Z_{\text{б}}=(1/24{,}2)10^6=41322{,}3$ мкСм.

Используя результаты решения задачи 1.11, согласно (1.32) получим:

— для трансформаторного оборудования

$\overset{\circ}{r}_{*\text{Т}\Sigma} = 0{,}035/24{,}2 \approx 1{,}45 \cdot 10^{-3}$ о. е.; $\overset{\circ}{x}_{*\text{Т}\Sigma} = 2{,}2375/24{,}2 \approx 92{,}5 \cdot 10^{-3}$ о. е.;

$\overset{\circ}{g}_{*\text{Т}\Sigma} = 50{,}8/41322{,}3 = 1{,}23 \cdot 10^{-3}$ о. е.; $\overset{\circ}{b}_{*\text{Т}\Sigma} = 232/41322{,}3 \approx 5{,}61 \cdot 10^{-3}$ о. е.;

$\overset{\circ}{r}_{*1\Sigma} = 0{,}228/24{,}2 \approx 9{,}42 \cdot 10^{-3}$ о. е.; $\overset{\circ}{x}_{*1\Sigma} = 13{,}75/24{,}2 \approx 0{,}568$ о. е.;

$\overset{\circ}{r}_{*2\Sigma} = 0{,}028/24{,}2 \approx 1{,}16 \cdot 10^{-3}$ о. е.; $\overset{\circ}{x}_{*2\Sigma} = 0$;

$\overset{\circ}{r}_{*3\Sigma} = 0{,}522/24{,}2 \approx 21{,}6 \cdot 10^{-3}$ о. е.; $\overset{\circ}{x}_{*3\Sigma} = 19{,}25/24{,}2 \approx 0{,}795$ о. е.;

$\overset{\circ}{g}_{*\text{АТ}1\Sigma} = 9{,}2/41322{,}3 \approx 0{,}22 \cdot 10^{-3}$ о. е; $\overset{\circ}{b}_{*\text{АТ}1\Sigma} = 45{,}0/41322{,}3 \approx 1{,}09 \cdot 10^{-3}$ о. е.;

$\overset{\circ}{r}_{*\text{АТ}2\Sigma} = 0{,}14/24{,}2 \approx 5{,}79 \cdot 10^{-3}$ о. е.; $\overset{\circ}{x}_{*\text{АТ}2\Sigma} = 3{,}8334/24{,}2 \approx 0{,}158$ о. е.;

$\overset{\circ}{g}_{*\text{АТ}2\Sigma} = 13{,}8/41322{,}3 \approx 0{,}33 \cdot 10^{-3}$ о. е.; $\overset{\circ}{b}_{*\text{АТ}2\Sigma} = 90{,}0/41322{,}3 \approx 2{,}18 \cdot 10^{-3}$ о. е.;

— для участков линии электропередачи

$\overset{\circ}{r}_{*\text{Л}1} = 0{,}907/24{,}2 = 37{,}48 \cdot 10^{-3}$ о. е.; $\overset{\circ}{x}_{*\text{Л}1} = 14{,}378/24{,}2 \approx 0{,}594$ о. е.;

$\overset{\circ}{r}_{*\text{Л}2} = 0{,}625/24{,}2 = 25{,}83 \cdot 10^{-3}$ о. е.; $\overset{\circ}{x}_{*\text{Л}2} = 7{,}65/24{,}2 = 0{,}316$ о. е.;

$\overset{\circ}{b}_{*\text{Л}1} = 18929/41322{,}3 \approx 0{,}458$ о. е.; $\overset{\circ}{b}_{*\text{Л}2} = 9050/41322{,}3 = 0{,}219$ о. е.

Фигурирующие в исходных данных к задаче 1.11 и в результатах ее решения параметры режима (мощности, напряжения) также должны быть выражены в относительных единицах:

$$P_{*\text{Г}\Sigma} = P_{\text{Г}\Sigma}/S_{\text{б}} = 2300/2000 = 1{,}15 \text{ о. е.};$$

$$P_{*\text{СН}\Sigma} = P_{\text{СН}\Sigma}/S_{\text{б}} = 100/2000 = 0{,}05 \text{ о. е.};$$

$$Q_{*\text{СН}\Sigma} = Q_{\text{СН}\Sigma}/S_{\text{б}} = 102/2000 = 0{,}051 \text{ о. е.};$$

$$P_{*(110)} = P_{(110)}/S_{\text{б}} = 180/2000 = 0{,}09 \text{ о. е.};$$

$$Q_{*(110)} = P_{*(110)} \cdot \operatorname{tg}\varphi_{(110)} = 0{,}09 \cdot 0{,}55 = 0{,}0495 \text{ о. е.},$$

$$\overset{\circ}{U}_{*\text{Г}} = \overset{\circ}{U}_{\text{Г}}/U_{\text{б}} = 241{,}5/220 \approx 1{,}098 \text{ о. е.};$$

$$\overset{\circ}{U}_{*\text{СК}} = \overset{\circ}{U}_{\text{СК}}/U_{\text{б}} = 240{,}95/220 \approx 1{,}095 \text{ о. е.};$$

$$U_{*\text{С}} = U_{\text{С}}/U_{\text{б}} = 220/220 = 1{,}0 \text{ о. е.}$$

На этом этап приведения параметров к базовым условиям при подготовке исходной информации для расчета установившегося режима в относительных единицах заканчивается.

ГЛАВА 2

РАСЧЕТ ПАРАМЕТРОВ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

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

Исходными данными при расчетах режимов электрических сетей являются известные мощности потребительских подстанций, значения напряжения источников питания или подстанций систем, получающих энергию по электрическим сетям от электростанций, а также параметры и взаимосвязь элементов сетей, на основе которых составляется расчетная схема замещения. При этом учитывают характерные особенности сети и назначение расчетов, которые могут быть проектными или эксплуатационными. Следует отметить, что в большинстве случаев нагрузка в подобного рода расчетах представляется постоянными активной и реактивной мощностями. Кроме того, приведены примеры, когда расчет режима проводится при учете нагрузок постоянными сопротивлениями и статическими характеристиками по напряжению.

Расчеты режимов электрической сети практически ведутся методом последовательных приближений.

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

ем потерь напряжения по участкам сети начиная от узловой точки, где задано напряжение.

Напряжение U_1 в начале участка линии, обладающего активным r и индуктивным x сопротивлениями при передаче активной мощности, определяем по мощности и напряжению P_2, Q_2 и U_2 в конце участка по формуле

$$U_1=\sqrt{\left(U_2+\frac{P_2r+Q_2x}{U_2}\right)^2+\left(\frac{P_2x-Q_2r}{U_2}\right)^2},$$

или

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

где ΔU и δU_2 — продольная и поперечная составляющие падения напряжения на рассматриваемом участке. Последнюю обычно принимают в расчет в сетях напряжением 220 кВ и выше.

Аналогично определяют напряжение U_2 в конце участка по данным начала:

$$U_2=\sqrt{\left(U_1-\frac{P_1r+Q_1x}{U_1}\right)^2+\left(\frac{P_1x-Q_1r}{U_1}\right)^2}.$$

Потери мощности на этом участке линии

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

$$\Delta Q_{\text{л}}=\frac{P_2^2+Q_2^2}{U_2^2}x\approx\frac{P_1^2+Q_1^2}{U_1^2}x.$$

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

В местных сетях напряжения в узлах находят без учета поперечной составляющей падения напряжения. Потерю напряжения при этом вычисляют не по участкам, а для всей сети:

$$\Delta U=\sqrt{3}\left(\sum_{j=1}^{n}i_{ja}R_j+\sum_{j=1}^{n}i_{jr}X_j\right)=\frac{1}{U_{\text{ном}}}\left(\sum_{j=1}^{n}p_jR_j+\sum_{j=1}^{n}q_jX_j\right),$$

где i_{ja}, i_{jr}, p_j, q_j — активные и реактивные составляющие токов и мощности нагрузок; R_j, X_j — активные и реактивные сопротивления линии от точки питания до точки приложения j-й нагрузки.

При параллельной работе n однотипных трансформаторов на подстанции потери мощности в них определяют по формулам, приведенным в гл. 1.

Потери энергии в линиях находят умножением потерь мощности на нагрев на время потерь:

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

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

$$\Delta A_{Л} = \Delta P_{Л} \tau + \Delta P_{кор} 8760.$$

При нахождении потокораспределения в сети с двусторонним питанием с точками A и B по концам или в кольцевой сети расчет на первом этапе производят без учета потерь мощности. При этом потоки мощности на головных участках

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

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

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

Аналогичные формулы используются при нагрузках, заданных токами.

В кольцевых однородных сетях, т. е. сетях, обладающих одинаковым отношением r/x на всех участках, распределения активных и реактивных мощностей не зависят друг от друга и могут производиться по соотношению активных или реактивных сопротивлений. Такой способ, называемый *расщеплением сети*, используется для приближенного определения потокораспределения и в неоднородных сетях. При этом лучшие результаты достигаются при распределении активных мощностей по соотношению индуктивных сопротивлений, а реактивных мощностей — по соотношению активных сопротивлений.

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

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

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

и

$$P_2 = U_2^2 y_{22} \sin \alpha_{22} - U_1 U_2 y_{12} \sin(\delta + \alpha_{12}),$$

$$Q_2 = U_2^2 y_{22} \cos \alpha_{22} - U_1 U_2 y_{12} \cos(\delta + \alpha_{12}).$$

Здесь U_1, U_2 — напряжения в точках *1* и *2*; δ — сдвиг фаз между этими напряжениями; $\underline{Y}_{11} = y_{11}/\underline{90° - \alpha_{11}}$, $\underline{Y}_{22} = y_{22}/\underline{90° - \alpha_{22}}$,

$\underline{Y}_{12}=y_{12}/90°-\alpha_{12}$ — собственные и взаимные проводимости схемы замещения, в которой нагрузки представлены постоянными сопротивлениями. Последние формулы удобны при расчетах сети с различными по значению и фазе напряжениями по концам. Однако их применение требует особенно тщательного вычисления собственных и взаимных проводимостей схемы замещения.

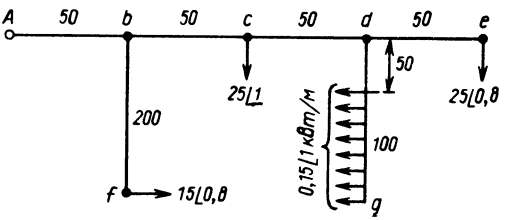


Рис. 2.1. Схема разомкнутой сети 380 В

Задача 2.1. Разветвленная разомкнутая сеть трехфазного переменного тока 380 В с алюминиевыми проводами питает ряд нагрузок. Линия сооружена на деревянных одностоечных опорах, провода крепятся на штыревых изоляторах и располагаются в вершинах равностороннего треугольника со стороной 600 мм. Длины участков (м), нагрузки (кВт), их коэффициенты мощности приведены на схеме сети рис. 2.1. Магистраль *Ae* выполнена проводом одного сечения А50 ($r_0=0{,}63$ Ом/км, $x_0=0{,}325$ Ом/км), ответвление *bf* — проводом А16 ($r_0=1{,}96$ Ом/км, $x_0=0{,}358$ Ом/км), ответвление *dq* с равномерно распределенной осветительной нагрузкой — проводом А25 ($r_0=1{,}27$ Ом/км, $x_0=0{,}345$ Ом/км).

Требуется определить наибольшую потерю напряжения в сети.

Решение. Определим активные и реактивные составляющие нагрузок:

$$\dot{S}_f=15+j15\cdot 0{,}75=15+j11{,}25\ \text{кВ}\cdot\text{А};$$

$$\dot{S}_c=25\ \text{кВт},$$

$$\dot{S}_g=0{,}15\cdot 100=15\ \text{кВт};$$

$$\dot{S}_e=25+j25\cdot 0{,}75=25+j18{,}75\ \text{кВ}\cdot\text{А}.$$

Найдем потерю напряжения в магистрали *Ae*:

$$\Delta U_{Ae}=\frac{(80+65+40+25)\,50\cdot 0{,}63+(30+18{,}75+18{,}75+18{,}75)\,50\cdot 0{,}325}{380}=21\ \text{В}.$$

Потеря напряжения до точки *f*

$$\Delta U_{Af}=\frac{15\cdot 200\cdot 1{,}96+80\cdot 50\cdot 0{,}63+11{,}25\cdot 200\cdot 0{,}358+30\cdot 50\cdot 0{,}325}{380}=24{,}3\ \text{В}.$$

При определении потери напряжения до точки g заменим равномерно распределенную нагрузку в ответвлении dg сосредоточенной, приложенной в середине участка (рис. 2.2):

$$\Delta U_{Ag}=\frac{(80+65+40)50\cdot 0{,}63+15\cdot 100\cdot 1{,}27+30\cdot 50\cdot 0{,}325+2\cdot 18{,}75\cdot 50\cdot 0{,}325}{380}=23 \text{ В}.$$

Таким образом, наибольшая потеря напряжения в сети составляет

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

или

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

Задача 2.2. От шин 220 кВ районной электростанции питается двухцепная воздушная линия длиной 150 км. Линия выполнена проводом марки АС 400/51 ($r_0=0{,}075$ Ом/км; $x_0=0{,}42$ Ом/км; $b_0=2{,}70\cdot 10^{-6}$ См/км). В режиме наибольшей нагрузки по линии передается мощность $P_{1нб}=300$ МВт при $\cos\varphi_{нб}=0{,}9$, в режиме наименьшей нагрузки — $P_{1нм}=100$ МВт при $\cos\varphi_{нм}=0{,}95$.

Определить потоки мощности, $\cos\varphi$ и напряжение в конце линии для режимов наибольшей и наименьшей нагрузки и в послеаварийном режиме (отключена одна цепь). При расчетах принять, что напряжение на шинах электростанции поддерживается в режиме наибольшей нагрузки и в послеаварийном режиме равным $1{,}1\,U_{ном}$, т. е. 242 кВ, в режиме наименьших нагрузок $1{,}05\,U_{ном}=231$ кВ.

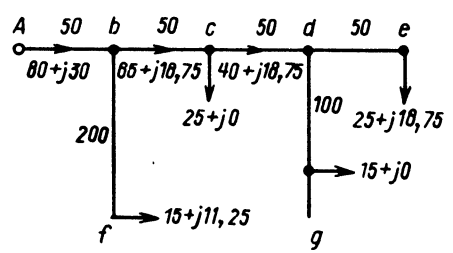


Рис. 2.2. Потокораспределение в сети 380 В

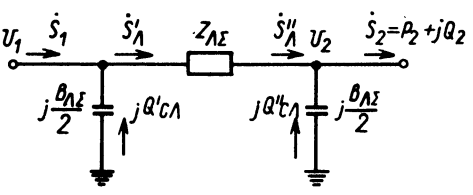


Рис. 2.3. Схема замещения электропередачи 220 кВ

Решение. 1. Составим схему замещения и определяем параметры ее элементов (рис. 2.3).

Для расчетов нормальных режимов

$$r_{\Lambda\Sigma}=\frac{r_0 l}{2}=\frac{0{,}075\cdot 150}{2}=5{,}62 \text{ Ом};$$

$$x_{\Lambda\Sigma}=\frac{x_0 l}{2}=\frac{0{,}42\cdot 150}{2}=31{,}5 \text{ Ом};$$

$$\frac{b_{\Lambda\Sigma}}{2}=\frac{2b_0 l}{2}=2{,}70\cdot 10^{-6}\cdot 150=$$
$$=405\cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

Для расчета послеаварийного режима необходимо учесть отключение одной из двух цепей. Поэтому

$$r_{\text{Л п/ав}} = 2r_{\text{ЛΣ}} = 11{,}24 \text{ Ом}; \quad x_{\text{Л п/ав}} = 2x_{\text{ЛΣ}} = 63{,}0 \text{ Ом};$$

$$b_{\text{Л п/ав}} = \frac{b_0 l}{2} = 202{,}5 \cdot 10^{-6} \text{ См}.$$

2. Находим параметры режима наибольших нагрузок:

$$\dot{S}_{1\text{нб}} = P_{1\text{нб}} + jQ_{1\text{нб}} = P_{1\text{нб}} + jP_{1\text{нб}} \operatorname{tg} \varphi_{1\text{нб}} = 300 + j300 \cdot 0{,}434 = 300 + j130{,}77 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$Q'_{\text{сл}} = U_1^2 \frac{b_{\text{ЛΣ}}}{2} = 242^2 \cdot 405 \cdot 10^{-6} = 23{,}72 \text{ Мвар};$$

$$\dot{S}'_{\text{Л}} = P_1 + jQ_1 + jQ'_{\text{сл}} = 300 + j130{,}77 + j23{,}72 = 300 + j154{,}49 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$U_2 = \sqrt{\left(U_1 - \frac{P'_{\text{Л}} r_{\text{ЛΣ}} + Q'_{\text{Л}} x_{\text{ЛΣ}}}{U_1}\right)^2 + \left(\frac{P'_{\text{Л}} x_{\text{ЛΣ}} - Q'_{\text{Л}} r_{\text{ЛΣ}}}{U_1}\right)^2} =$$

$$= \sqrt{\left(242 - \frac{300 \cdot 5{,}62 + 154{,}49 \cdot 31{,}5}{242}\right)^2 + \left(\frac{300 \cdot 31{,}5 - 154{,}49 \cdot 5{,}62}{242}\right)^2} =$$

$$= \sqrt{(242 - 22{,}94)^2 + 35{,}46^2} = 221{,}9 \text{ кВ};$$

$$\Delta P_{\text{Л}} = \frac{P'^2_{\text{Л}} + Q'^2_{\text{Л}}}{U_1^2} r_{\text{ЛΣ}} = \frac{300^2 + 154{,}49^2}{242^2} 5{,}62 = 10{,}93 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{\text{Л}} = \Delta P_{\text{Л}} \frac{x_{\text{ЛΣ}}}{r_{\text{ЛΣ}}} = 10{,}93 \frac{31{,}5}{5{,}62} = 61{,}25 \text{ Мвар};$$

$$Q''_{\text{сл}} = U_2^2 \frac{b_{\text{ЛΣ}}}{2} = 221{,}9^2 \cdot 405 \cdot 10^{-6} = 19{,}94 \text{ Мвар};$$

$$\dot{S}''_{\text{Л}} = P'_{\text{Л}} - \Delta P_{\text{Л}} + j(Q'_{\text{Л}} - \Delta Q_{\text{Л}}) = 300 - 10{,}93 + j(154{,}49 - 61{,}25) = 289{,}07 + j93{,}24 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}_2 = P_2 + jQ_2 = P''_{\text{Л}} + j(Q''_{\text{Л}} + Q''_{\text{сл}}) = 289{,}07 + j(93{,}94 + 19{,}94) = 289{,}07 + j113{,}88 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

3. Определяем параметры режима наименьших нагрузок:

$$\dot{S}_{1\text{нм}} = P_{1\text{нм}} + jQ_{1\text{нм}} = P_{1\text{нм}} + jP_{1\text{нм}} \operatorname{tg} \varphi_{\text{нм}} = 100 + j100 \cdot 0{,}308 = 100 + j30{,}8 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$Q'_{\text{СЛ}} = U_1^2 \frac{b_{\text{ЛΣ}}}{2} = 231^2 \cdot 405 \cdot 10^{-6} = 21{,}61 \text{ Мвар};$$

$$\dot{S}'_{\text{Л}} = P_1 + jQ_1 + jQ'_{\text{СЛ}} = 100 + j(30{,}8 + 21{,}61) = 100 + j\,52{,}41 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\Delta P_{\text{Л}} = \frac{P'^2_{\text{Л}} + Q'^2_{\text{Л}}}{U_1^2} r_{\text{ЛΣ}} = \frac{100^2 + 52{,}41^2}{231^2} 5{,}62 = 1{,}34 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{\text{Л}} = \Delta P_{\text{Л}} \frac{x_{\text{ЛΣ}}}{r_{\text{ЛΣ}}} = 1{,}34 \frac{31{,}5}{5{,}62} = 7{,}52 \text{ Мвар};$$

$$U_2 = \sqrt{\left(231 - \frac{100 \cdot 5{,}62 + 52{,}41 \cdot 31{,}5}{231}\right)^2 + \left(\frac{100 \cdot 31{,}5 - 52{,}41 \cdot 5{,}62}{231}\right)^2} =$$

$$= \sqrt{221{,}42^2 + 12{,}36^2} = 221{,}76 \text{ кВ};$$

$$Q''_{\text{СЛ}} = U_2^2 \frac{b_{\text{ЛΣ}}}{2} = 221{,}76^2 \cdot 405 \cdot 10^{-6} = 19{,}9 \text{ Мвар};$$

$$\dot{S}''_{\text{Л}} = 100 - 1{,}34 + j(52{,}41 - 7{,}52) = 98{,}66 + j\,44{,}89 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}_2 = P_2 + jQ_2 = P''_{\text{Л}} + j(Q''_{\text{Л}} + Q''_{\text{СЛ}}) = 98{,}66 + j(44{,}89 + 19{,}9) =$$

$$= 98{,}66 + j\,64{,}79 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\cos\varphi_2 = \frac{P_2}{\sqrt{P_2^2 + Q_2^2}} = \frac{98{,}66}{\sqrt{98{,}66^2 + 64{,}79^2}} = \frac{98{,}66}{118{,}03} = 0{,}835.$$

4. Переходим к расчету параметров послеаварийного режима. Напомним, что в послеаварийном режиме рассматривается совпадение двух событий (отключение одной цепи и режим наибольших нагрузок):

$$Q'_{\text{СЛ п/ав}} = U_1^2 b_{\text{Л п/ав}} = 242^2 \cdot 202{,}5 \cdot 10^{-6} = 11{,}86 \text{ Мвар};$$

$$\dot{S}'_{\text{Л п/ав}} = P_{1\text{ п/ав}} + j(Q_{1\text{ п/ав}} + Q'_{\text{СЛ п/ав}}) = 300 + j(130{,}77 + 11{,}86) =$$

$$= 300 + j\,142{,}63 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$U_{2\text{ п/ав}} = \sqrt{\left(242 - \frac{300 \cdot 11{,}24 + 142{,}63 \cdot 63{,}0}{242}\right)^2 + \left(\frac{300 \cdot 63{,}0 - 142{,}63 \cdot 11{,}24}{242}\right)^2} =$$

$$= \sqrt{(242 - 51{,}6)^2 + 71{,}47^2} = \sqrt{190{,}94^2 + 71{,}47^2} = 203{,}88 \text{ кВ};$$

$$\Delta P_{\text{Л}} = \frac{300^2 + 142{,}63^2}{242^2} 11{,}24 = 21{,}18 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{\text{Л}} = 21{,}18 \frac{63{,}0}{11{,}24} = 118{,}71 \text{ Мвар};$$

$$Q''_{сл}=203{,}88^2\cdot 202{,}5\cdot 10^{-6}=8{,}42\ \text{Мвар};$$

$$\dot{S}''_{л}=300-21{,}8+j(142{,}63-118{,}71)=278{,}2+j\,23{,}92\ \text{МВ}\cdot\text{А};$$

$$\dot{S}_2=P_2+jQ_2=P''_{л}+j(Q''_{л}+Q''_{сл})=278{,}2+j(23{,}92+8{,}42)=$$
$$=278{,}2+j\,32{,}34\ \text{МВ}\cdot\text{А};$$

$$\cos\varphi_2=\frac{P_2}{\sqrt{P_2^2+Q_2^2}}=\frac{278{,}2}{\sqrt{278{,}2^2+32{,}34^2}}=\frac{278{,}2}{280{,}07}=0{,}993.$$

Делаем вывод, что у потребителя возникают проблемы: избыток реактивной мощности в режиме наименьших нагрузок и острый дефицит — в послеаварийном режиме.

Задача 2.3. Параметры двухцепной электропередачи 110 кВ (рис. 2.4) характеризуются следующими данными:

линия Л1 — провод АС120/19, $l=28$ км, $r_0=0{,}244$ Ом/км, $x_0=0{,}423$ Ом/км, $b_0=2{,}7\cdot 10^{-6}$ См/км;

линия Л2 — провод АС70/11, $l=19$ км, $r_0=0{,}428$ Ом/км, $x_0=0{,}441$ Ом/км, $b_0=2{,}57\cdot 10^{-6}$ См/км;

трансформатор Т1-ТРДН-40000/110, $S_{ном}=40$ МВ·А, $\Delta P_к=172$ кВт, $u_к=10{,}5\%$, $\Delta P_х=36$ кВт, $\Delta Q_х=520$ квар, $J_х=0{,}65\%$;

трансформатор Т2-ТДН-16000/110, $\Delta P_к=85$ кВт, $u_к=10{,}5\%$, $\Delta P_х=19$ кВт, $\Delta Q_х=224$ квар, $I_х=0{,}7\%$.

Наибольшие значения нагрузок S_1 и S_2 составляют соответственно 50 и 20 МВт при $\cos\varphi=0{,}93$. Напряжение на шинах 110 кВ питающей подстанции в режиме наибольших нагрузок поддерживается равным 121 кВ.

Произвести расчет режима наибольшей нагрузки.

Решение. 1. Определяем расчетные нагрузки подстанций (рис. 2.4, *б*):

$$\dot{S}_{расч}=P_{нагр}+\Delta P_х n_т+\frac{\Delta P_к}{n_т}\left(\frac{S_{нагр}}{S_{ном\,т}}\right)^2+$$

$$+j\left(Q_{нагр}+\frac{u_к}{n}\frac{S^2_{нагр}}{S_{ном\,т}}+n\,\Delta Q_х-\sum_1^n U^2_{ном}\frac{b_0 l n_ц}{2}\right);$$

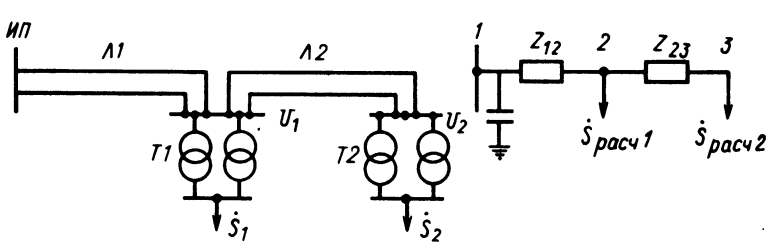


Рис. 2.4. Схема сети и схема замещения электропередачи 110 кВ

$$\dot{S}_{\text{расч}2}=20+\frac{0,085}{2}\left(\frac{20}{16\cdot 0,93}\right)^2+2\cdot 0,019+j\left(20\cdot 0,395+\frac{10,5}{2\cdot 100}\left(\frac{20}{0,93}\right)^2\times\right.$$

$$\left.\times\frac{1}{16}+\frac{2\cdot 0,7}{100}16-110^2\cdot 2\cdot 2,57\cdot 10^{-6}\cdot 19\cdot\frac{1}{2}\right)=20,11+j9,05\ \text{МВ}\cdot\text{А};$$

$$\dot{S}_{\text{расч}1}=50+\frac{0,172}{2}\left(\frac{50}{0,93\cdot 40}\right)^2+2\cdot 0,036+$$

$$+j\left[50\cdot 0,395+\frac{10,5}{2\cdot 100}\left(\frac{50}{0,93}\right)^2\frac{1}{40}+\frac{2\cdot 0,65}{100}\cdot 40-\right.$$

$$\left.-110^2(2,7\cdot 28+2,57\cdot 19)\,10^{-6}\right]=50,23+j22,56\ \text{МВ}\cdot\text{А}.$$

2. Находим параметры схемы замещения линий:

$$r_{\text{Л1}}=\frac{r_0 l_1}{2}=\frac{0,244\cdot 28}{2}=3,42\ \text{Ом},\ x_{\text{Л1}}=\frac{x_0 l_1}{2}=\frac{0,423\cdot 28}{2}=5,92\ \text{Ом};$$

$$r_{\text{Л2}}=\frac{r_0 l_2}{2}=\frac{0,428\cdot 19}{2}=4,07\ \text{Ом};\ x_{\text{Л2}}=\frac{x_0 l_2}{2}=\frac{0,441\cdot 19}{2}=4,19\ \text{Ом};$$

$$b_{\text{Л1}}=\frac{2b_0 l_1}{2}=2,70\cdot 28\cdot 10^{-6}=75,6\cdot 10^{-6}\ \text{См}.$$

3. Расчет режима проводим итерационным методом в два этапа.

Этап 1. Определяем расчетные нагрузки линий, полагая $U_1=U_2=U_{\text{ном}}=110$ кВ:

$$\Delta\dot{S}_{\text{Л2}}=\frac{P''^2_{\text{Л2}}+Q''^2_{\text{Л2}}}{U^2_{\text{ном}}}\cdot Z_{\text{Л2}}=\frac{20,11^2+9,05^2}{110^2}(4,07+j4,19)=0,136+j0,14\ \text{МВ}\cdot\text{А};$$

$$\dot{S}'_{\text{Л2}}=P''_{\text{Л2}}+\Delta P_{\text{Л2}}+j(Q''_{\text{Л2}}+\Delta Q_{\text{Л2}})=20,11+0,136+j(9,05+0,14)=$$
$$=20,25+j9,19\ \text{МВ}\cdot\text{А}.$$

Определяем поток мощности в конце Л1:

$$\dot{S}''_{\text{Л1}}=\dot{S}'_{\text{Л2}}+\dot{S}_{\text{расч}1}=20,25+j9,19+50,23+j22,56=$$
$$=70,48+j31,75\ \text{МВ}\cdot\text{А};$$

находим потери мощности в Л1 по $U_{\text{ном}}$:

$$\Delta\dot{S}_{\text{Л1}}=\frac{70,48^2+31,75^2}{110^2}(3,42+j5,92)=1,40+j2,43\ \text{МВ}\cdot\text{А}.$$

Определяем мощность в начале Л1:

$$\dot{S}'_{\text{Л1}}=\dot{S}''_{\text{Л1}}+\Delta\dot{S}_{\text{Л1}}=70,48+j31,75+1,40+j2,43=71,88+j34,18\ \text{МВ}\cdot\text{А}.$$

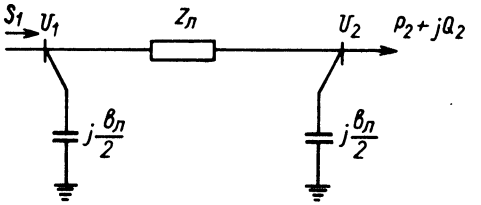


Рис. 2.5. Схема двухцепной электропередачи 220 кВ

Мощность на шинах питающей подстанции

$$\dot{S}_{л1}=\dot{S}'_{л1}-jQ'_{сл1}=71{,}88+j34{,}18-j110^2\cdot 75{,}6\cdot 10^{-6}=$$
$$=71{,}88+j(34{,}18-0{,}92)=71{,}88+j33{,}28\ \text{МВ}\cdot\text{А}.$$

Этап 2. По напряжению на шинах 110 кВ питающей нагрузки подстанции и найденному потоку мощности находим потери напряжения и напряжения на подстанциях 1 и 2:

$$U_1=U_{ип}-\frac{P'_{л1}r_{л1}+Q'_{л1}x_{л1}}{U_{ип}}=121-\frac{71{,}88\cdot 3{,}42+34{,}18\cdot 5{,}92}{121}=$$
$$=121-3{,}70=117{,}3\ \text{кВ};$$

$$U_2=U_1-\frac{P'_{л2}r_{л2}+Q'_{л2}x_{л2}}{U_1}=117{,}3-\frac{20{,}25\cdot 4{,}07+9{,}19\cdot 4{,}19}{117{,}3}=$$
$$=117{,}3-1{,}03=116{,}27\ \text{кВ}.$$

Задача 2.4. Двухцепная линия 220 кВ длиной 200 км, выполненная проводами марки АС300/39, $r_0=0{,}098$ Ом/км, $x_0=0{,}429$ Ом/км, $b_0=2{,}64\cdot 10^{-6}$ См/км передает мощность $P_2=360$ МВт, $\cos\varphi_2=0{,}95$ (рис. 2.5). По условиям регулирования напряжение на шинах электроприемника $U_{2доп}=196$ кВ.

Определить напряжение U_1 в начале линии, а также мощность $\dot{S}_1$.

Решение. Находим

$$r_л=\frac{r_0 l}{2}=0{,}098\frac{200}{2}=9{,}8\ \text{Ом};\ x_л=\frac{x_0 l}{2}=0{,}429\frac{200}{2}=42{,}9\ \text{Ом};$$

$$\frac{b_л}{2}=\frac{2b_0 l}{2}=5{,}28\cdot 10^{-4}\ \text{См}.$$

Определяем зарядную мощность в конце линии и находим мощность в конце линии при заданном напряжении:

$$Q''_{сл}=U_2^2\frac{b_л}{2}=196^2\cdot 5{,}28\cdot 10^{-4}=20{,}28\ \text{Мвар},$$

$$S''_{л}=P_2+j(Q_2-Q''_{сл})=360+j(360\cdot 0{,}312-20{,}28)=$$
$$=360+j92{,}04\ \text{МВ}\cdot\text{А}.$$

Находим напряжение в начале линии:

$$U_1=\sqrt{\left(196+\frac{360\cdot 9{,}8+92{,}04\cdot 42{,}9}{196}\right)^2+\left(\frac{360\cdot 42{,}9-92{,}04\cdot 9{,}8}{196}\right)^2}=$$
$$=\sqrt{(196+38{,}14)^2+(74{,}16)^2}=245{,}6\ \text{кВ},$$

при этом отклонение напряжения

$$\Delta U=\frac{245{,}6-220}{220}100=10{,}3\%,\ \text{т. е. допустимо.}$$

Находим мощность в начале передачи:

$$\Delta P_{л}=\frac{360^2+92{,}04^2}{196^2}9{,}8=35{,}2\ \text{МВт};$$

$$\Delta Q_{л}=\frac{360^2+92{,}04^2}{196^2}42{,}9=154{,}1\ \text{Мвар};$$

$$Q'_{сл}=245{,}6^2\cdot 5{,}28\cdot 10^{-4}=31{,}84\ \text{Мвар};$$

$$\dot{S}_1=360+35{,}2+j(92{,}04+154{,}1-31{,}84)=395{,}2+j214{,}3\ \text{МВ}\cdot\text{А}.$$

Задача 2.5. По двухцепной линии электропередачи 220 кВ питаются две нагрузки, мощности которых при номинальном напряжении указаны на рис. 2.6.

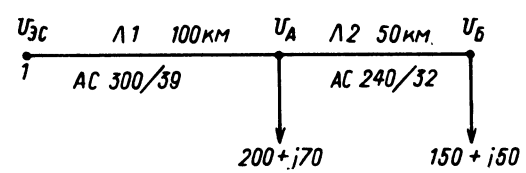


Рис. 2.6. Схема двухцепной электропередачи 220 кВ

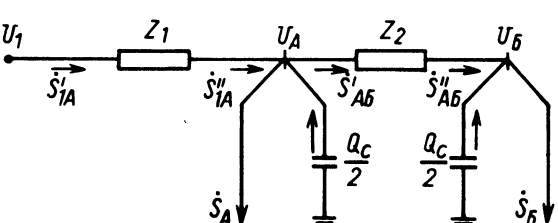


Рис. 2.7. Схема замещения электропередачи 220 кВ

Определить методом систематизированного подбора значения напряжения в узлах нагрузки, если на шинах высшего напряжения электростанции поддерживается $U_{ЭС}=1{,}05\ U_{ном}=231$ кВ. В расчетах нагрузки подстанций А и Б должны быть учтены статическими характеристиками по напряжению в соответствии с уравнениями

$$P_{*А,Б}=0{,}9\,U_{*н}+0{,}1;\ Q_{*А}=11{,}4\,U_{*н}^2-18{,}5\,U_{*н}+8{,}1;$$

$$Q_{*Б}=13{,}5\,U_{*н}^2-22{,}5\,U_{*н}+9{,}7.$$

Решение. Определим параметры схемы замещения электропередачи (рис. 2.7):

для провода АС 300/39 $r_0=0{,}098$ Ом/км, $x_0=0{,}429$ Ом/км, $b_0=2{,}64\cdot10^{-6}$ См/км;

для провода АС 240/32 $r_0=0{,}121$ Ом/км, $x_0=0{,}435$ Ом/км, $b_0=2{,}6\cdot10^{-6}$ См/км;

$r_{Л1}=0{,}098\cdot100/2=4{,}9$ Ом; $x_{Л1}=0{,}429\cdot100/2=21{,}45$ Ом,

$$\frac{Q_{СЛ1}}{2}=\frac{2U_1^2b}{2}=\frac{2\cdot220^2\cdot2{,}64\cdot10^{-6}\cdot100}{2}=12{,}77\ \text{Мвар}.$$

Аналогично, для линии Л2

$$r_{Л2}=0{,}121\cdot50/2=3{,}025\ \text{Ом};\ x_{Л2}=0{,}435\cdot50/2=10{,}875\ \text{Ом};$$

$$\frac{Q_{СЛ2}}{2}=\frac{2\cdot220^2\cdot2{,}6\cdot10^{-6}\cdot50}{2}=6{,}292\ \text{Мвар}.$$

Пусть $U_{Б(1)}=U_{ном}=220$ кВ, тогда

$$U_{*Б(1)}=\frac{U_{Б(1)}}{U_н}=1.$$

При этом в соответствии с заданной характеристикой

$$P_{*Б(1)}=0{,}9+0{,}1=1;\ Q_{*Б(1)}=13{,}5-22{,}5+9{,}7=0{,}7;$$

$$P_{Б(1)}+jQ_{Б(1)}=150+j0{,}7\cdot50=150+j35\ \text{МВ}\cdot\text{А},$$

$$\dot{S}'_{АБ(1)}=P_{Б(1)}+jQ_{Б(1)}-j\frac{Q_{СЛ2(1)}}{2}=$$

$$=150+j35-j6{,}292=150+j28{,}708\ \text{МВ}\cdot\text{А}.$$

Продольная составляющая падения напряжения в линии Л2 составит

$$\Delta U_{АБ}=\frac{P''_{АБ}r_{Л2}+Q''_{АБ}x_{Л2}}{U_Б}=\frac{150\cdot 3{,}025+28{,}708\cdot 10{,}875}{220}=3{,}48\ \text{кВ}.$$

Поперечная составляющая падения напряжения

$$\delta U_{АБ}=5{,}99\ \text{кВ},$$

$$U_{А(1)}=\sqrt{(220+3{,}48)^2+5{,}99^2}=224\ \text{кВ},$$

$$\underset{*}{U}_{А(1)}=\frac{U_{А(1)}}{U_н}=\frac{224}{220}=1{,}016;$$

$$\underset{*}{P}_{А(1)}=0{,}9\cdot 1{,}016+0{,}1=1{,}014;\ \underset{*}{Q}_{А(1)}=11{,}4\cdot 1{,}016^2-18{,}5\cdot 1{,}016+8{,}1=$$
$$=1{,}064;$$

$$\dot{S}_{А(1)}=200\cdot 1{,}014+j70\cdot 1{,}064=202{,}8+j74{,}48\ \text{МВ}\cdot\text{А},$$

$$\frac{Q_{СЛ1}}{2}=U^2_{А(1)}b_{Л1}=224^2\cdot 2{,}64\cdot 10^{-4}=13{,}24\ \text{Мвар}.$$

Мощность в начале линии Л2

$$\dot{S}'_{АБ}=\dot{S}''_{АБ}+\Delta P_{АБ}+j\Delta Q_{АБ}=150+j28{,}708+1{,}45+j5{,}24=$$
$$=151{,}45+j33{,}949\ \text{МВ}\cdot\text{А}.$$

Мощность в конце линии Л1

$$\dot{S}''_{1А}=\dot{S}_{А(1)}+\dot{S}'_{АБ}-j\frac{Q_{СЛ1}}{2}-j\frac{Q_{СЛ2}}{2}=202{,}8+j74{,}48+151{,}45+$$
$$+j33{,}949-j13{,}24-j6{,}292=354{,}25+j88{,}9\ \text{МВ}\cdot\text{А};$$

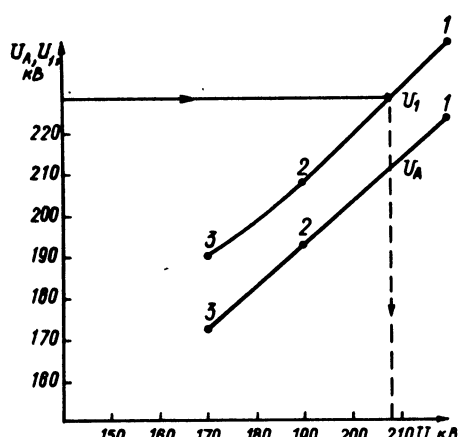


Рис. 2.8. Графики изменения напряжения U_A и U_1 в функции напряжения в конце электропередачи $U_Б$:
точки *1*, *2* и *3* соответствуют значениям $U_Б$, равным 220, 190 и 170 кВ

$$\Delta U_{1A(1)}=\frac{354{,}25\cdot 4{,}9+88{,}9\cdot 21{,}45}{224}=16{,}29\ \text{кВ};$$

$$\delta U_{1A(1)}=\frac{354{,}25\cdot 21{,}45-88{,}9\cdot 4{,}9}{224}=31{,}97\ \text{кВ};$$

$$U_{1(1)}=\sqrt{(U_{A(1)}+\Delta U_{1A(1)})^2+(\delta U_{1A(1)})^2}=\sqrt{(224+16{,}29)^2+31{,}97^2}=$$
$$=242{,}4\ \text{кВ}.$$

Проведем аналогичные расчеты при $U_Б=190$ кВ и $U_Б=170$ кВ. Результаты расчетов приведены в табл. 2.1.

Таблица 2.1. Результаты расчета режимов

Наименование величин	$U_Б=220$ кВ	$U_Б=190$ кВ	$U_Б=170$ кВ
$1/2\,Q_{СЛ2}$, Мвар	6,292	4,69	3,757
$U_Б^*$	1	0,86	0,772
$P_Б^*$	1	0,877	0,795
$Q_Б^*$	0,7	0,33	0,33
$\dot{S}_Б$, МВ·А	$150+j35$	$131{,}55+j16{,}5$	$119{,}25+j16{,}5$
$\dot{S}'_{АБ}$, МВ·А	$150+j28{,}708$	$131{,}55+j11{,}81$	$119{,}25+j12{,}743$
$\Delta U_{АБ}$, кВ	3,48	2,77	2,94
$\delta U_{АБ}$, кВ	5,99	7,27	7,4
U_A, кВ	224	192,9	173
U_A^*	1,016	0,876	0,786
P_A^*	1,014	0,889	0,808
Q_A^*	1,064	0,634	0,559
$\dot{S}_A$, МВ·А	$202{,}8+j74{,}48$	$177{,}8+j44{,}38$	$161{,}6+j39{,}13$
$1/2\,Q_{СЛ1}$, Мвар	13,24	9,82	7,9
$\dot{S}'_{АБ}$, МВ·А	$151{,}45+j33{,}949$	$133{,}01+j17{,}06$	$120{,}72+j18{,}147$
$\dot{S}'_{1A}$, МВ·А	$354{,}25+j88{,}9$	$310{,}81+j51{,}62$	$282{,}35+j49{,}37$
ΔU_{1A}, кВ	16,29	13,63	14,11
δU_{1A}, кВ	31,97	33,25	33,6
U_1, кВ	242,4	209	190,1

По результатам расчетов построим зависимости напряжений U_A и U_1 от напряжения в точке *Б* (рис. 2.8). Пользуясь этими зависимостями, при заданном напряжении $U_{1зад}=231$ кВ находим U_A и $U_Б$.

Задача 2.6. Электрическая сеть с номинальным напряжением 220 кВ связывает подстанции А и Б с шинами высшего напряжения электрических станций ЭС1 и ЭС2 (рис. 2.9). На шинах

высшего напряжения станции ЭС1 поддерживается напряжение 242 кВ, на шинах станции ЭС2 — 230 кВ. Нагрузка подстанций указана на рис. 2.9, параметры линий приведены в табл. 2.2.

Таблица 2.2. **Параметры линий электрической сети**

Линия	Длина, км	Марка провода	r_0, Ом/км	x_0, Ом/км	b_0, См/км	$r_л$, Ом	$x_л$, Ом	$Q_с$, Мвар
1 — А	100	АС 400/51	0,075	0,42	$2{,}7\cdot10^{-6}$	7,5	42	13,07
А — Б	50	АС 240/32	0,121	0,435	2,6	6,05	21,75	6,29
Б — 2	80	АС 400/51	0,075	0,42	2,7	6,0	33,6	10,45

Определить параметры режима электропередачи 220 кВ при выдаче с шин высшего напряжения ЭС1 активной мощности $P'_{1А}=280$ МВт: а) представляя нагрузку неизменным сопротивлением; б) методом систематизированного подбора, причем нагрузки подстанций А и Б должны быть учтены статическими характеристиками по напряжению в соответствии с уравнениями

$$\underset{*}{P}_{А,Б}=0{,}9\,\underset{*}{U}_н+0{,}1;$$

$$\underset{*}{Q}_А=11{,}4\,\underset{*}{U}{}^2_н-18{,}5\,\underset{*}{U}_н+8{,}1;$$

$$\underset{*}{Q}_Б=13{,}5\,U^2_н-22{,}5\,\underset{*}{U}_н+9{,}7;$$

где $\underset{*}{P}_{А,Б}=P_{А,Б}/P_{А,Б(0)}$; $\underset{*}{Q}_{А,Б}=Q_{А,Б}/Q_{А,Б(0)}$; $\underset{*}{U}_н=U_н/U_{н(0)}$.

Решение. 1. Представим нагрузки неизменными сопротивлениями $Z_н=\text{const}$.

Предварительно находим расчетные нагрузки подстанции:

$$\dot{S}'_{Ар}=(P_А+jQ_А)-j\frac{Q_{С1\text{-}А}}{2}-j\frac{Q_{СА\text{-}Б}}{2}=$$

$$=200+j\,73{,}5-j\frac{13{,}07}{2}-j\frac{6{,}29}{2}=200+j\,63{,}82\ \text{МВ}\cdot\text{А},$$

$$\dot{S}'_{Бр}=(P_Б+jQ_Б)-j\frac{Q_{СА\text{-}Б}}{2}-j\frac{Q_{СБ\text{-}2}}{2}=150+j\,46{,}84-$$

$$-j\frac{6{,}29}{2}-j\frac{10{,}45}{2}=150+j\,38{,}47\ \text{МВ}\cdot\text{А}.$$

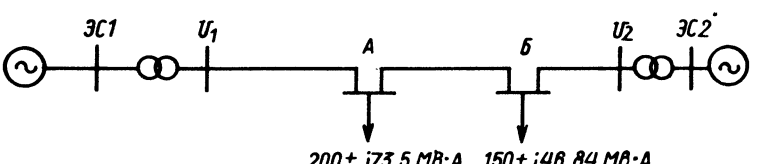


Рис. 2.9. Схема электрической сети 220 кВ

Следовательно, модуль комплекса расчетной нагрузки подстанции А

$$S_{Ар}=\sqrt{200^2+63{,}82^2}=209{,}94 \quad \text{МВ}\cdot\text{А} \quad \text{при} \quad \cos\varphi_А=\frac{200}{209{,}94}=0{,}95$$

$$\text{и } \sin\varphi_А=\frac{63{,}82}{209{,}94}=0{,}304.$$

Модуль комплекса расчетной мощности подстанции Б

$$S_{Бр}=\sqrt{150^2+38{,}47^2}=154{,}85 \quad \text{МВ}\cdot\text{А} \quad \text{при} \quad \cos\varphi_Б=\frac{150}{154{,}85}=0{,}97$$

$$\text{и } \sin\varphi_Б=\frac{38{,}47}{154{,}85}=0{,}248.$$

Вычисляем сопротивления, определяющие найденную расчетную мощность в предположении равенства напряжения на шинах подстанций номинальному напряжению сети. Для подстанции А это сопротивление

$$\underline{Z}_{А0}=\frac{U_н^2}{S'_{Ар}}(\cos\varphi_А+j\sin\varphi_А)=\frac{220^2}{209{,}94}(0{,}95+j\,0{,}304)=$$

$$=219{,}02+j\,70{,}09 \text{ Ом},$$

для подстанции Б

$$\underline{Z}_{Б0}=\frac{U_н^2}{S'_{Бр}}(\cos\varphi_Б+j\sin\varphi_Б)=\frac{220^2}{154{,}85}(0{,}97+j\,0{,}248)=$$

$$=303{,}18+j\,77{,}52 \text{ Ом}.$$

Схема замещения рассматриваемой сети при представлении нагрузки неизменным сопротивлением показана на рис. 2.10. Определяем собственные и взаимные проводимости этой схемы по методу «единичных токов». Будем считать напряжение в точке *2* равным нулю, а ток, проходящий в таком режиме по сопротив-

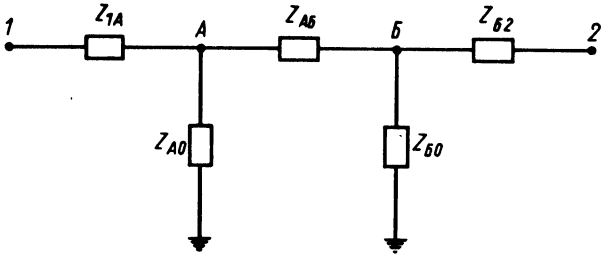


Рис. 2.10. Схема замещения электрической сети

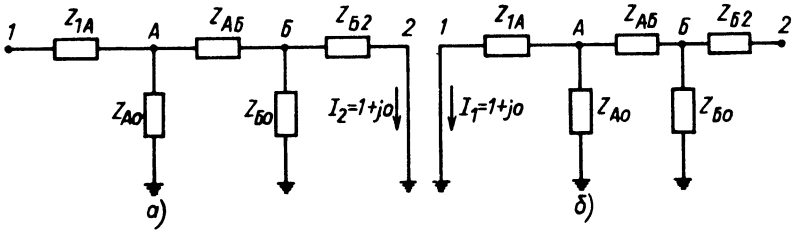


Рис. 2.11. Расчетная схема для определения собственных и взаимных проводимостей

лению $\underline{Z}_{Б2}$, равным $\dot{I}_2 = 1 + j0$ А. Расчетная схема этого режима показана на рис. 2.11, *а*.

Найдем напряжение в точке *1* этой схемы, при котором ток будет иметь выбранное значение. Для этого выполняем следующие расчеты.

Находим напряжение в точке *Б* в рассматриваемых условиях:

$$\dot{U}_Б = \dot{I}_2 \underline{Z}_{Б2} = (1 + j0)\,(6 + j33{,}6) = 6 + j33{,}6 = 34{,}13\underline{/79{,}88°}\ \text{В}.$$

Определяем ток в сопротивлении $\underline{Z}_{БO}$:

$$\dot{I}_{БO} = \frac{\dot{U}_Б}{\underline{Z}_{БO}} = \frac{6 + j33{,}6}{303{,}18 + j77{,}52} = \frac{34{,}13\underline{/79{,}88°}}{312{,}93\underline{/14{,}34°}} = 0{,}109\underline{/65{,}54°} =$$
$$= 0{,}0452 + j0{,}0992\ \text{А}.$$

При этом ток в сопротивлении $\underline{Z}_{АБ}$

$$\dot{I}_{АБ} = \dot{I}_{Б2} + \dot{I}_{БO} = 1 + j0 + 0{,}0452 + j0{,}0992 = 1{,}0452 + j0{,}0992 =$$
$$= 1{,}05\underline{/5{,}42°}\ \text{А},$$

а падение напряжения на этом сопротивлении

$$\Delta\dot{U}_{АБ} = \dot{I}_{АБ}\underline{Z}_{АБ} = 1{,}05\underline{/5{,}42°}\,(6{,}05 + j21{,}75) = 23{,}71\underline{/79{,}88°} =$$
$$= 4{,}17 + j23{,}34\ \text{В}.$$

Находим напряжение в точке *А*:

$$\dot{U}_A = \dot{U}_Б + \Delta\dot{U}_{АБ} = 6 + j33{,}6 + 4{,}17 + j23{,}34 = 10{,}17 + j56{,}94 =$$
$$= 57{,}84\underline{/79{,}87°}\ \text{В}.$$

Определяем ток в сопротивлении $\underline{Z}_{AO}$:

$$\dot{I}_{AO} = \frac{\dot{U}_A}{\underline{Z}_{AO}} = \frac{10{,}17 + j56{,}94}{219{,}02 + j70{,}09} = 0{,}118 + j0{,}223 = 0{,}252\underline{/62{,}12°}\ \text{А},$$

и ток в сопротивлении $\underline{Z}_{1A}$ равен

$$\dot{I}_{1A} = \dot{I}_{AO} + \dot{I}_{АБ} = 0{,}118 + j0{,}223 + 1{,}0452 + j0{,}0992 = 1{,}163 + j0{,}322 =$$
$$= 1{,}207\underline{/15{,}48°}\ \text{А}.$$

Вычисляем падение напряжения в сопротивлении $\underline{Z}_{1А}$:

$$\Delta\dot{U}_{1А}=\dot{I}_{1А}\underline{Z}_{1А}=(1{,}163+j\,0{,}322)\ (7{,}5+j\,42)=-4{,}81+j\,51{,}27=$$
$$=51{,}5\underline{/95{,}36°}\ \text{В}.$$

Определяем искомое напряжение:

$$\dot{U}_1=\dot{U}_А+\Delta\dot{U}_{1А}=10{,}17+j\,56{,}94+j\,51{,}27-4{,}81=5{,}36+j\,108{,}21=$$
$$=108{,}34\underline{/87{,}16°}\ \text{В}.$$

Собственное сопротивление ветви станции *1*

$$\underline{Z}_{11}=\frac{\dot{U}_{1ф}}{\dot{I}_{1А}}=\frac{5{,}36+j\,108{,}21}{1{,}163+j\,0{,}322}=28{,}21+j\,85{,}21=89{,}76\underline{/71{,}68°}\ \text{Ом},$$

взаимное сопротивление схемы между ветвями станций *1* и *2*

$$\underline{Z}_{12}=\frac{\dot{U}_1}{\dot{I}_2}=\frac{5{,}36+j\,108{,}21}{1+j0}=5{,}36+j\,108{,}21\ \text{Ом}.$$

Вычисляем модули и аргументы комплексов собственного и взаимного сопротивлений и проводимостей:

$$Z_{11}=\sqrt{28{,}21^2+85{,}21^2}=89{,}76\ \text{Ом};\qquad \psi_{11}=\operatorname{arctg}\frac{85{,}21}{28{,}21}=71{,}68°;$$

$$\alpha_{11}=90°-\psi_{11}=90-71{,}68°=18{,}32°;\qquad y_{11}=\frac{1}{89{,}76}=0{,}0111\ \text{См};$$

$$Z_{12}=\sqrt{5{,}36^2+108{,}21^2}=108{,}34\ \text{Ом};\qquad \psi_{12}=\operatorname{arctg}=\frac{108{,}21}{5{,}36}=87{,}16°;$$

$$\alpha_{12}=90°-\psi_{12}=90-87{,}16°=2{,}84°;\qquad y_{12}=\frac{1}{108{,}34}=0{,}0092\ \text{См}.$$

Найденные проводимости позволяют вычислить реактивную мощность в начале линии *1* — *А*, для определения же мощностей в линии *2* — *Б* необходимо определить собственную проводимость y_{22}. Значение этой проводимости может быть получено тем же методом, который был применен выше.

Расчет выполняется для схемы на рис. 2.11, *б*.

Пусть $\dot{I}_1=1+j0$ А, тогда

$$\dot{U}_А=\dot{I}_1\underline{Z}_{1А}=(1+j0)\ (7{,}5+j\,42)=7{,}5+j\,42=42{,}66\underline{/79{,}88°}\ \text{В};$$

$$\dot{I}_{А0}=\frac{\dot{U}_А}{\underline{Z}_{А0}}=\frac{7{,}5+j\,42}{219{,}02+j\,70{,}09}=0{,}087+j\,0{,}164=0{,}186\underline{/62{,}13°}\ \text{А};$$

$$\dot{I}_{АБ}=\dot{I}_{А0}+\dot{I}_{1А}=0{,}087+j\,0{,}164+1+j0=1{,}087+0{,}164=1{,}099\underline{/8{,}58°}\ \text{А};$$

$$\Delta\dot{U}_{АБ}=\dot{I}_{АБ}\underline{Z}_{АБ}=(1{,}087+j0{,}164)\ (6{,}05+j\,21{,}75)=24{,}82\underline{/83{,}04°}=$$
$$=3{,}01+j\,24{,}64\ \text{В};$$

$$\dot{U}_Б = \dot{U}_А + \Delta U_{АБ} = 7{,}5 + j\,42 + 3{,}01 + j\,24{,}64 = 10{,}51 + j\,66{,}64 = 67{,}46\underline{/81{,}04^\circ}\ \text{В};$$

$$\dot{I}_{Б0} = \frac{\dot{U}_Б}{\underline{Z}_{Б0}} = \frac{10{,}51 + j66{,}64}{303{,}18 + j77{,}52} = 0{,}0853 + j\,0{,}198 = 0{,}216\underline{/66{,}7^\circ}\ \text{А};$$

$$\dot{I}_{Б2} = \dot{I}_{Б0} + \dot{I}_{АБ} = 0{,}0853 + j\,0{,}198 + 1{,}087 + j\,0{,}164 = 1{,}172 + j\,0{,}362 = 1{,}227\underline{/17{,}16^\circ}\ \text{А};$$

$$\Delta\dot{U}_{Б2} = \dot{I}_{Б2}\underline{Z}_{Б2} = (1{,}172 + j\,0{,}362)\ (6 + j\,33{,}6) = -5{,}13 + j\,41{,}56 = 41{,}88\underline{/91{,}04^\circ}\ \text{В};$$

$$\dot{U}_2 = \dot{U}_Б + \Delta\dot{U}_{Б2} = 10{,}51 + j\,66{,}64 + j\,41{,}56 - 5{,}13 = 5{,}38 + j\,108{,}2 = 108{,}33\underline{/87{,}15^\circ}\ \text{В}.$$

Проверкой правильности расчета является равенство взаимных сопротивлений $\underline{Z}_{12}$ и $\underline{Z}_{21}$, первое из которых найдено в предыдущем расчете, а второе определяем так:

$$\underline{Z}_{21} = \frac{\dot{U}_2}{\dot{I}_1} = 5{,}38 + j\,108{,}2 = 108{,}33\underline{/87{,}15^\circ}\ \text{Ом}.$$

В нашем случае они равны в пределах точности; следовательно, расчет выполнен верно.

Искомое собственное сопротивление

$$\underline{Z}_{22} = \frac{\dot{U}_2}{\dot{I}_{Б2}} = \frac{5{,}38 + j\,108{,}2}{1{,}172 + j\,0{,}362} = 30{,}21 + j\,82{,}96\ \text{Ом}.$$

Определяем модули и аргументы собственного сопротивления и проводимости:

$$Z_{22} = \sqrt{30{,}21^2 + 82{,}96^2} = 88{,}29\ \text{Ом}; \quad \psi_{22} = \operatorname{arctg}\frac{82{,}96}{30{,}21} = 69{,}99^\circ;$$

$$\alpha_{22} = 90^\circ - \psi_{22} = 90^\circ - 69{,}99^\circ = 20{,}01^\circ; \quad y_{22} = \frac{1}{88{,}29} = 0{,}0113\ \text{См}.$$

Теперь переходим к определению параметров режима при заданных значениях:

$$P'_{1А} = 280\ \text{МВт}; \quad \dot{U}_1 = 242\ \text{кВ}; \quad \dot{U}_2 = 230\ \text{кВ}.$$

Находим угол сдвига между векторами напряжений U_1 и U_2 в этом режиме, для чего воспользуемся известными формулами:

$$P_1 = U_1^2 y_{11}\sin\alpha_{11} + U_1 U_2 y_{12}\sin(\delta - \alpha_{12}), \qquad (2.1)$$

$$Q_1 = U_1^2 y_{11}\cos\alpha_{11} - U_1 U_2 y_{11}\cos(\delta - \alpha_{12}), \qquad (2.2)$$

$$P_2 = U_2^2 y_{22} \sin \alpha_{22} - U_1 U_2 y_{12} \sin(\delta + \alpha_{12}), \quad (2.3)$$

$$Q_2 = U_2^2 y_{22} \cos \alpha_{22} - U_1 U_2 y_{12} \cos(\delta + \alpha_{12}). \quad (2.4)$$

Из формулы (2.1) находим

$$\sin(\delta - \alpha_{12}) = \frac{P_{1A} - U_1^2 y_{11} \sin \alpha_{11}}{U_1 U_2 y_{12}} = \frac{280 - 242^2 \cdot 0{,}0111 \sin 18{,}32^\circ}{242 \cdot 230 \cdot 0{,}0092} = 0{,}148;$$

$$\delta - \alpha_{12} = 8{,}5^\circ; \quad \delta = 8{,}5^\circ + \alpha_{12} = 8{,}5^\circ + 2{,}84^\circ = 11{,}34^\circ.$$

Значения мощностей [по формулам (2.2) — (2.4)]

$$Q_1 = 242^2 \cdot 0{,}0111 \cos 18{,}32^\circ - 242 \cdot 230 \cdot 0{,}0092 \cos 8{,}5^\circ = 110{,}67 \text{ Мвар};$$

$$P_2 = 230^2 \cdot 0{,}0113 \sin 20{,}01^\circ - 242 \cdot 230 \cdot 0{,}0092 \sin 14{,}48^\circ = 79{,}11 \text{ МВт};$$

$$Q_2 = 230^2 \cdot 0{,}0113 \cos 20{,}01^\circ - 242 \cdot 230 \cdot 0{,}0092 \cos 14{,}18^\circ = 65{,}22 \text{ Мвар}.$$

Для получения более точных результатов Q_2 и P_2 можно воспользоваться следующим способом (рис. 2.12):

$$\dot{S}'_{1A} = 280 + j\,110{,}67 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\Delta\dot{S}_{1A} = \frac{S_{1A}^2}{U_н^2}(r_{1A} + jx_{1A}) = \frac{280^2 + 110{,}67^2}{220^2}(7{,}5 + j42) =$$
$$= 14{,}05 + j\,78{,}66 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}''_{1A} = \dot{S}'_{1A} - \Delta\dot{S}_{1A} = 280 + j\,110{,}67 - 14{,}05 - j\,78{,}66 =$$
$$= 265{,}95 + j\,32{,}01 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}'_{АБ} = \dot{S}''_{1A} - \dot{S}'_{Ар} = 265{,}95 + j\,32{,}01 - 200 - j\,63{,}82 =$$
$$= 65{,}95 - j\,31{,}81 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Точка A является точкой потокораздела реактивной мощности:

$$\Delta\dot{S}_{АБ} = \frac{65{,}95^2 + 31{,}81^2}{220^2}(6{,}05 + j\,21{,}75) = 0{,}67 + j\,2{,}41 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}''_{АБ} = \dot{S}'_{АБ} - \Delta\dot{S}_{АБ} = 65{,}95 - j\,31{,}81 - 0{,}67 - j\,2{,}41 =$$
$$= 65{,}28 - j\,34{,}22 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

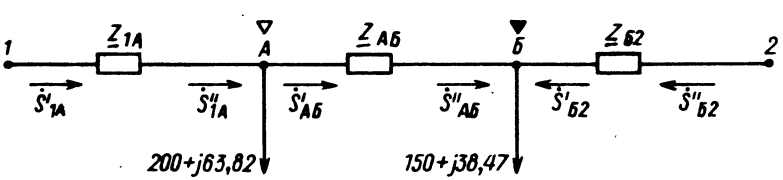


Рис. 2.12. Схема для определения P_2 и Q_2

$$\dot{S}'_{Б2}=\dot{S}''_{АБ}-\dot{S}'_{Бр}=65{,}28-j34{,}22-150-j38{,}47=$$
$$=-84{,}72-j72{,}69\ \text{МВ}\cdot\text{А}.$$

Точка *Б* является точкой потокораздела активной мощности:

$$\Delta\dot{S}_{Б2}=\frac{84{,}72^2+72{,}69^2}{220^2}(6+j33{,}6)=1{,}545+j8{,}65\ \text{МВ}\cdot\text{А};$$

$$\dot{S}''_{Б2}=\dot{S}'_{Б2}-\Delta\dot{S}_{Б2}=-84{,}72-j72{,}69-1{,}545-j8{,}65=$$
$$=-86{,}265-j81{,}34\ \text{МВ}\cdot\text{А};$$

$$P_2=86{,}265\ \text{МВт};\ Q_2=81{,}34\ \text{Мвар}.$$

Рассчитаем напряжения на шинах подстанций А и Б и на шинах высшего напряжения ЭС2:

при $U_1=242$ кВ

$$U_2=\sqrt{\left(U_1-\frac{P_1r+Q_1x}{U_1}\right)^2+\left(\frac{P_1x-Q_1r}{U_1}\right)^2};$$

$$U_А=\sqrt{\left(242-\frac{280\cdot7{,}5+110{,}67\cdot42}{242}\right)^2+\left(\frac{280\cdot42-110{,}67\cdot7{,}5}{242}\right)^2}=218{,}83\ \text{кВ};$$

$$U_Б=\sqrt{\left(218{,}83-\frac{65{,}95\cdot6{,}05-31{,}81\cdot21{,}75}{218{,}83}\right)^2+\left(\frac{65{,}95\cdot21{,}75+31{,}81\cdot6{,}05}{218{,}83}\right)^2}=$$
$$=220{,}29\ \text{кВ};$$

$$U_2=\sqrt{\left(220{,}29+\frac{84{,}72\cdot6+72{,}69\cdot33{,}6}{220{,}29}\right)^2+\left(\frac{84{,}72\cdot33{,}6-72{,}69\cdot6}{220{,}29}\right)^2}=$$
$$=233{,}94\ \text{кВ}.$$

2. Метод систематизированного подбора.

Приведенная мощность промежуточных подстанций

$$\dot{S}_А=200+j73{,}5\ \text{МВ}\cdot\text{А},$$

$$S_Б=150+j46{,}84\ \text{МВ}\cdot\text{А}\ \text{при}\ U_А=U_Б=U_в=220\ \text{кВ}.$$

Генераторы станций имеют АРВ, обеспечивающие постоянство напряжений $U_1=242$ кВ и $U_2=230$ кВ в нормальных установившихся режимах работы. Параметры схемы замещения указаны на рис. 2.13. Нагрузки подстанций А и Б должны быть учтены статическими характеристиками по напряжению, указанными в задании.

Так как метод систематизированного подбора является итерационным, то для решения задачи необходимо задаться минимум тремя значениями реактивной мощности $Q_{1А}$. Для ориентировочного задания одного из этих значений следует иметь в виду, что

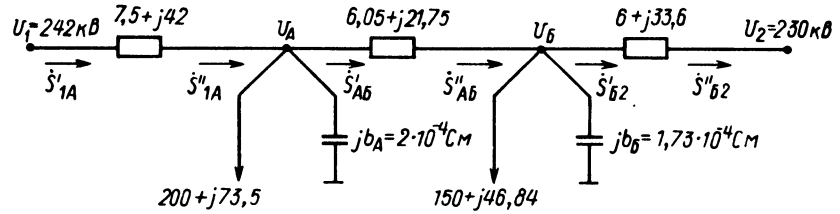


Рис. 2.13. Схема замещения электрической сети

электропередачи 220 кВ в режимах передачи максимальной мощности, как правило, работают при $\cos\varphi$ в начале линии $\approx 0{,}9$. Ориентируясь на это значение, при заданной активной мощности (280 МВт) можно определить, что ей соответствует реактивная мощность около 125 Мвар. Остальные два значения Q'_{1A} можно выбрать несколько отличающимися от данной цифры. Таким образом, примем

$$Q'_{1A(1)}=100 \text{ Мвар},\ Q'_{1A(2)}=125 \text{ Мвар},\ Q'_{1A(3)}=150 \text{ Мвар}.$$

Для каждого из значений Q'_{1A} проводим расчет режима электропередачи с целью определения напряжений на шинах подстанций А и Б и ЭС2.

Результаты расчетов сведены в табл. 2.3.

Таблица 2.3. **Результаты расчета режимов**

Расчетные величины	Номер расчета		
	1	2	3
Q'_{1A}, Мвар	100	125	150
ΔP_{1A}, МВт	11,32	12,04	12,92
ΔQ_{1A}, Мвар	63,4	67,43	72,36
$\dot{S}''_{1A}$, МВ·А	268,68+j36,6	267,96+j57,57	267,08+j77,64
ΔU_{1A}, кВ	26,03	30,37	34,71
δU_{1A}, кВ	45,5	44,72	43,95
U_A, кВ	220,71	216,3	211,9
δ_{1A}, град	11,9	11,93	11,97
U_A^*, о. е.	1,0032	0,983	0,963
Q_A^*, о. е.	1,014	0,93	0,857
$\dot{S}_A$, МВ·А	200,6+j74,53	197+j68,34	193,4+j62,99
Q_{CA}, Мвар	9,74	9,36	8,98
$\dot{S}'_{AБ}$, МВ·А	68,08−j28,19	70,96−j1,41	73,68+j23,63
$\Delta P_{AБ}$, МВт	0,674	0,65	0,81
$\Delta Q_{AБ}$, Мвар	2,42	2,34	2,9

Продолжение табл. 2.3

Расчетные величины	Номер расчета		
	1	2	3
$\dot{S}''_{АБ}$, МВ·А	$67{,}41-j30{,}61$	$70{,}31-j3{,}75$	$72{,}87+j20{,}73$
$\Delta U_{АБ}$, кВ	$-0{,}91$	1,84	4,53
$\delta U_{АБ}$, кВ	7,48	7,175	6,89
$U_Б$, кВ	221,75	214,58	207,48
$\delta_{АБ}$, град	1,93	1,92	1,9
$\delta_{1Б}$, град	13,83	13,85	13,87
$U_Б^*$, о. е.	1,008	0,975	0,943
$P_Б^*$, о. е.	1,0072	0,978	0,949
$Q_Б^*$, о. е.	0,737	0,596	0,487
$\dot{S}_Б$, МВ·А	$151{,}08+j34{,}52$	$146{,}7+j27{,}92$	$142{,}35+j22{,}81$
$Q_{СБ}$, Мвар	8,51	7,97	7,45
$\dot{S}'_{Б2}$, МВ·А	$-83{,}67-j109{,}68$	$-76{,}39-j23{,}7$	$-69{,}48+j5{,}37$
$\Delta P_{Б2}$, МВт	2,32	0,834	0,68
$\Delta Q_{Б2}$, Мвар	13	4,67	3,79
$\dot{S}''_{Б2}$, МВ·А	$-85{,}99-j122{,}68$	$-77{,}224-j28{,}37$	$-70{,}16+j1{,}58$
$\Delta U_{Б2}$, кВ	$-18{,}88$	$-5{,}85$	$-1{,}14$
$\delta U_{Б2}$, кВ	$-9{,}71$	$-11{,}3$	$-11{,}41$
U_1, кВ	240,83	220,72	208,93
$\delta_{Б2}=\operatorname{arctg}\frac{\delta U_{Б2}}{U_Б-\Delta U_{Б2}}$, град	$-2{,}31$	$-2{,}93$	$-3{,}13$
$\delta_{12}=\delta_{1Б}+\delta_{Б2}$, град	11,52	10,92	10,74

Теперь построим зависимости $U_2=f(Q'_{1А})$, $U_А=f(Q'_{1А})$ и $U_Б=f(Q'_{1А})$. Эти зависимости используются для определения приближенного значения $Q'_{1А}$ по заданному значению $U_2=230$ кВ и истинных значений $U_А$ и $U_Б$.

Соответствующие зависимости представлены на рис. 2.14. Заданному значению $U_{2зад}=230$ кВ соответствует значение $Q'_{1А}=117$ Мвар, при этом $U_А=218$ кВ; $U_Б=216$ кВ.

Задача 2.7. От шин 110 кВ узловой подстанции А по двухцепной линии осуществляется электроснабжение подстанций *1* и *2*. На подстанции *2* установлены два трехобмоточных трансформатора, и от шин среднего напряжения этой подстанции отходит

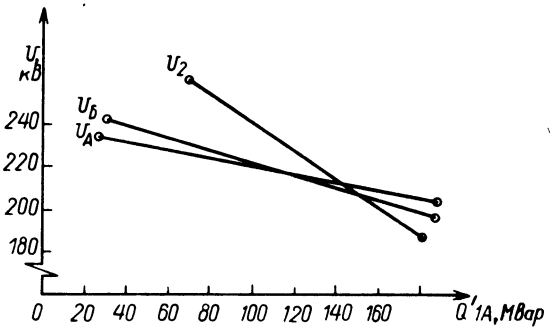


Рис. 2.14. Графики изменения напряжений U_2, $U_А$ и $U_Б$ в функции мощности $Q'_{1А}$

двухцепная линия 35 кВ, осуществляющая электроснабжение подстанции *3*. Схема сети представлена на рис. 2.15, *а*, где указаны марки трансформаторов и нагрузки на шинах низшего напряжения подстанций (МВ·А).

Погонные параметры участков сети представлены в табл. 2.4.

Нагрузка подстанции *1*, приведенная к шинам высшего напряжения, $\dot{S}_{1\,прив} = 20{,}1 + j\,11{,}2$ МВ·А. Нагрузка на шинах низшего напряжения подстанции *2*, приведенная к нулевой точке звезды схемы замещения, $\dot{S}'_2 = 15 + j9{,}7$ МВ·А. Расчетная нагрузка подстанции *3* $\dot{S}_{3\,расч} = 10{,}1 + j\,5{,}5$ МВ·А. Параметры схемы замещения двух трехобмоточных трансформаторов подстанции *2*, приведенные к стороне высшего напряжения,

$$\underline{Z}_{ТВ} = 0{,}75 + j27 \text{ Ом}; \quad \underline{Z}_{ТС} = 0{,}75 + j0 \text{ Ом}; \quad \Delta\dot{S}_x = 0{,}07 + j0{,}5 \text{ МВ·А}.$$

Требуется: 1) определить напряжение на шинах высшего напряжения подстанции *3* в нормальном и послеаварийном (после отключения одной цепи линии *А-1-2*) режимах при $k_{ТВ-С(2)} = k_{ТВ-С\,ном} = 115/38{,}5$ и $U_А = 115$ кВ; 2) выяснить, как нужно изменить этот коэффициент трансформации, чтобы напряжение на шинах высшего напряжения подстанции *3* было не менее номинального в том и другом режиме.

Таблица 2.4. **Параметры линий сети**

Линия	$U_{ном}$, кВ	Число цепей, $n_ц$	l, км	Марка провода	r_0, Ом/км	x_0 Ом/км	b_0, мкСм/км	Q_{C0}, квар/км
А—1	110	2	40	АС150/24	0,198	0,420	2,70	36
1—2	110	2	30	АС95/16	0,306	0,434	2,61	35
2—3	35	2	20	АС95/16	0,306	0,421	2,81	3

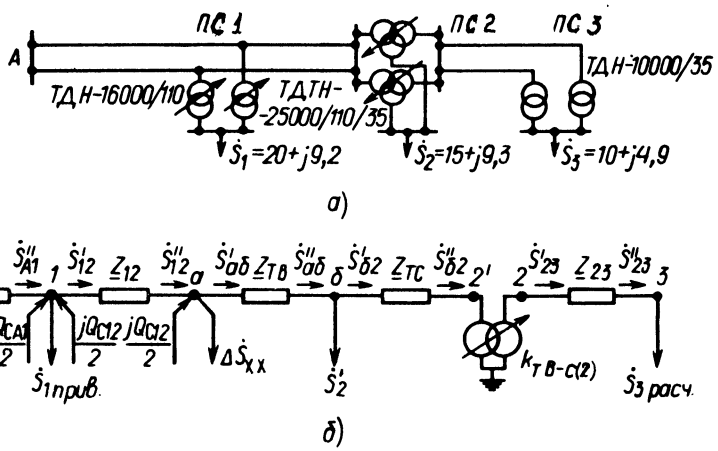


Рис. 2.15. Схема электрических соединений и схема замещения магистральной сети 110 — 35 кВ

Решение. 1. Составляем схему замещения сети для расчета нормального режима, пренебрегая емкостной проводимостью линии 35 кВ. Она представлена на рис. 2.15, *б*.

2. Определяем недостающие параметры схемы замещения:

$$\underline{Z}_{A1}=(0{,}198+j0{,}420)\cdot 40/2=3{,}96+j8{,}40 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{12}=(0{,}306+j0{,}434)\cdot 30/2=4{,}59+j6{,}51 \text{ Ом};$$

$$\underline{Z}_{23}=(0{,}306+j0{,}421)\cdot 20/2=3{,}06+j4{,}21 \text{ Ом};$$

$$Q_{CA1}/2=0{,}5\cdot 2\cdot 0{,}036\cdot 40=1{,}44 \text{ Мвар};$$

$$Q_{C12}/2=0{,}5\cdot 2\cdot 0{,}035\cdot 30=1{,}05 \text{ Мвар}.$$

3. Выполняем расчет потокораспределения в нормальном режиме, полагая в качестве нулевого приближения, что напряжения во всех узловых точках равны номинальному напряжению соответствующего участка сети. При этом последовательно определяем:

$$\Delta\dot{S}_{23}=\frac{(P''_{23})^2+(Q''_{23})^2}{U^2_{ном}}\underline{Z}_{23}=\frac{10{,}1^2+5{,}5^2}{35^2}(3{,}06+j4{,}21)=$$
$$=0{,}33+j0{,}455 \text{ МВ}\cdot\text{А};$$

$$\dot{S}''_{62}=\dot{S}'_{23}=\dot{S}''_{23}+\Delta\dot{S}_{23}=10{,}1+j5{,}5+0{,}33+j0{,}455=$$
$$=10{,}43+j5{,}955 \text{ МВ}\cdot\text{А};$$

$$\Delta\dot{S}_{62}=\frac{(P''_{62})^2+(Q''_{62})^2}{U^2_{ном}}\underline{Z}_{TC}=\frac{10{,}43^2+5{,}955^2}{110^2}0{,}75=0{,}009 \text{ МВт};$$

$$\dot{S}'_{62}=\dot{S}''_{62}+\Delta\dot{C}_{62}=10{,}43+j5{,}955+0{,}009=10{,}439+j5{,}955 \text{ МВ}\cdot\text{А};$$

$$\dot{S}''_{аб}=\dot{S}'_{62}+\dot{S}'_{2}=10{,}439+j5{,}955+15+j9{,}7=25{,}439+j15{,}655\ \text{МВ}\cdot\text{А};$$

$$\Delta\dot{S}_{аб}=\frac{(P''_{аб})^2+(Q''_{аб})^2}{U^2_{ном}}\underline{Z}_{ТВ}=\frac{25{,}439^2+15{,}655^2}{110^2}(0{,}75+j27)=$$
$$=0{,}055+j1{,}991\ \text{МВ}\cdot\text{А};$$

$$\dot{S}'_{аб}=\dot{S}''_{аб}+\Delta\dot{S}_{аб}=25{,}439+j15{,}655+0{,}055+j1{,}991=$$
$$=25{,}494+j17{,}646\ \text{МВ}\cdot\text{А};$$

$$\dot{S}''_{1а}=\dot{S}'_{аб}+\Delta\dot{S}_{т}-jQ_{С12}/2=25{,}494+j17{,}646+0{,}07+j0{,}5-j1{,}05=$$
$$=25{,}564+j17{,}096\ \text{МВ}\cdot\text{А};$$

$$\Delta\dot{S}_{1а}=\frac{(P''_{1а})^2+(Q''_{1а})^2}{U^2_{ном}}\underline{Z}_{12}=\frac{25{,}564^2+17{,}096^2}{110^2}(4{,}59+j6{,}51)=$$
$$=0{,}359+j0{,}509\ \text{МВ}\cdot\text{А};$$

$$\dot{S}'_{1а}=\dot{S}''_{1а}+\Delta\dot{S}_{1а}=25{,}564+j17{,}096+0{,}359+j0{,}509=$$
$$=25{,}923+j17{,}605\ \text{МВ}\cdot\text{А};$$

$$\dot{S}''_{А1}=\dot{S}'_{1а}+\dot{S}_{1\,прив}-j0{,}5\,(Q_{СА1}+Q_{С12})=$$
$$=25{,}923+j17{,}605+20{,}1+j11{,}2-j(1{,}44+1{,}05)=$$
$$=46{,}023+j26{,}315\ \text{МВ}\cdot\text{А};$$

$$\Delta\dot{S}_{А1}=\frac{(P''_{А1})^2+(Q''_{А1})^2}{U^2_{ном}}\underline{Z}_{А1}=\frac{46{,}023^2+26{,}315^2}{110^2}(3{,}96+j8{,}4)=$$
$$=0{,}92+j1{,}951\ \text{МВ}\cdot\text{А};$$

$$\dot{S}'_{А1}=\dot{S}''_{А1}+\Delta\dot{S}_{А1}=46{,}023+j26{,}315+0{,}92+j1{,}951=$$
$$=46{,}943+j28{,}266\ \text{МВ}\cdot\text{А}.$$

4. Выполняем расчет первого приближения напряжений в узловых точках сети в нормальном режиме:

$$\Delta U_{А1}=\frac{P'_{А1}r_{А1}+Q'_{А1}x_{А1}}{U_А}=\frac{46{,}943\cdot3{,}96+28{,}266\cdot8{,}4}{115}=3{,}68\ \text{кВ};$$

$$U_1=U_А-\Delta U_{А1}=115-3{,}68=111{,}32\ \text{кВ};$$

$$\Delta U_{1а}=\frac{P_{1а}r_{12}+Q_{1а}x_{12}}{U_1}=\frac{25{,}923\cdot4{,}59+17{,}605\cdot6{,}51}{111{,}32}=2{,}1\ \text{кВ};$$

$$U_а=U_1-\Delta U_{1а}=111{,}32-2{,}1=109{,}22\ \text{кВ};$$

$$\Delta U_{аб}=\frac{P'_{аб}r_{ТВ}+Q'_{аб}x_{ТВ}}{U_а}=\frac{25{,}494\cdot0{,}75+17{,}646\cdot27}{109{,}22}=4{,}54\ \text{кВ};$$

$$U_б = U_а - \Delta U_{аб} = 109{,}22 - 4{,}54 = 104{,}68 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{62} = \frac{P'_{62} r_{ТС} + Q'_{62} x_{ТС}}{U_б} = \frac{10{,}439 \cdot 0{,}75}{104{,}68} = 0{,}075 \text{ кВ};$$

$$U'_2 = U_б - \Delta U_{62} = 104{,}68 - 0{,}075 \approx 104{,}6 \text{ кВ};$$

$$U_2 = U'_2 / k_{ТВ-С(2)} = 104{,}6 \cdot 38{,}5/115 = 35{,}02 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{23} = \frac{P'_{23} r_{23} + Q'_{23} x_{23}}{U_2} = \frac{10{,}43 \cdot 3{,}06 + 5{,}955 \cdot 4{,}21}{35{,}02} = 1{,}63 \text{ кВ};$$

$$U_{3(норм)} = U_2 - \Delta U_{23} = 35{,}02 - 1{,}63 = 33{,}39 \text{ кВ}.$$

Таким образом, в нормальном режиме напряжение на стороне ВН подстанции *3* меньше номинального примерно на 5%.

5. В схеме замещения для расчета послеаварийного режима сопротивления участков *А-1* и *1-2* должны быть увеличены в два раза, а зарядные мощности уменьшены в два раза, т. е.

$$\underline{Z}_{А1\,(п/ав)} = 7{,}92 + j\,16{,}8 \text{ Ом}; \quad \underline{Z}_{12\,(п/ав)} = 9{,}18 + j\,13{,}02 \text{ Ом};$$

$$Q_{СА1\,(п/ав)}/2 = 0{,}72 \text{ Мвар}; \quad Q_{С12\,(п/ав)}/2 = 0{,}525 \text{ Мвар}.$$

6. Выполняем расчет потокораспределения на участках *1-а* и *А-1* (в остальной части схемы потокораспределение то же, что и в нормальном режиме):

$$\dot{S}''_{1а} = \dot{S}'_{аб} + \Delta\dot{S}_х - j\,Q_{С12\,(п/ав)}/2 =$$
$$= 25{,}494 + j\,17{,}646 + 0{,}07 + j\,0{,}5 - j\,0{,}525 = 25{,}564 + j\,17{,}621 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\Delta\dot{S}_{1а} = \frac{25{,}564^2 + 17{,}621^2}{110^2}(9{,}18 + j\,13{,}02) = 0{,}731 + j\,1{,}037 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}'_{1а} = 25{,}564 + j\,17{,}621 + 0{,}731 + j\,1{,}037 = 26{,}295 + j\,18{,}658 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}''_{А1} = 26{,}295 + j\,18{,}658 + 20{,}1 + j\,11{,}2 - j(0{,}72 + 0{,}525) =$$
$$= 46{,}395 + j\,28{,}613 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\Delta\dot{S}_{А1} = \frac{46{,}395^2 + 28{,}613^2}{110^2}(7{,}92 + j\,16{,}8) = 1{,}945 + j\,4{,}125 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}'_{А1} = 46{,}395 + j\,28{,}613 + 1{,}945 + j\,4{,}125 = 48{,}34 + j\,32{,}738 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

7. Выполняем расчет напряжений в узловых точках сети в послеаварийном режиме ($U_А = 115$ кВ):

$$\Delta U_{А1} = \frac{48{,}34 \cdot 7{,}92 + 32{,}738 \cdot 16{,}8}{115} = 8{,}11 \text{ кВ}; \quad U_1 = 115 - 8{,}11 = 106{,}89 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{1а} = \frac{26{,}295 \cdot 9{,}18 + 18{,}658 \cdot 13{,}02}{106{,}89} = 4{,}53 \text{ кВ};\ U_а = 106{,}89 - 4{,}53 = 102{,}36 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{аб} = \frac{25{,}494 \cdot 0{,}75 + 17{,}646 \cdot 27}{102{,}36} = 4{,}84 \text{ кВ};\ U_б = 102{,}36 - 4{,}84 = 97{,}52 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{б2} = 10{,}439 \cdot 0{,}75/97{,}52 = 0{,}08 \text{ кВ};\ U'_2 = 97{,}52 - 0{,}08 - 97{,}44 \text{ кВ};$$

$$U_2 = 97{,}44 \cdot 38{,}5/115 = 32{,}62 \text{ кВ};$$

$$U_{23} = \frac{10{,}43 \cdot 3{,}06 + 5{,}955 \cdot 4{,}21}{32{,}62} = 1{,}75 \text{ кВ};$$

$$U_{3(п/ав)} = 32{,}62 - 1{,}75 = 30{,}87 \text{ кВ}.$$

Таким образом, в послеаварийном режиме напряжение на стороне ВН подстанции *3* меньше номинального примерно на 12%.

Анализируя результаты определения напряжения на стороне высшего напряжения подстанции *3*, приходим к выводу, что для увеличения уровня напряжения в нормальном и послеаварийном режимах до номинального следует уменьшить коэффициент трансформации между обмотками высшего и среднего напряжения трансформаторов, установленных на подстанции *2*.

Задача 2.8. Питание осветительной сети небольшого поселка осуществлено воздушной сетью трехфазного переменного тока 220 В, выполненной алюминиевыми проводами. Нагрузки сети (А), расстояния между ними (м) и сечения проводов указаны на схеме сети (рис. 2.16). Нагрузка сети распределена равномерно между тремя фазами, коэффициент мощности нагрузки равен единице. Активное сопротивление 1 км провода А16 равно 1,96 Ом/км, провода А50 — 0,63 Ом/км.

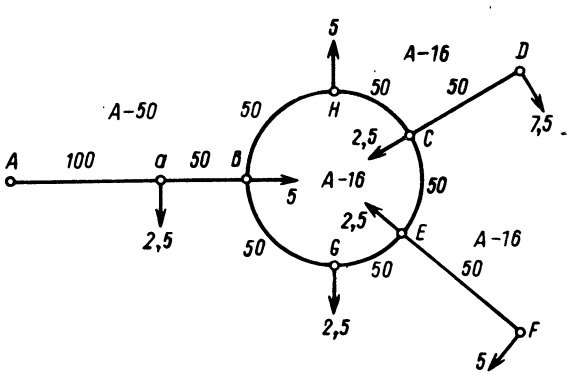


Рис. 2.16. Схема осветительной сети 220 В

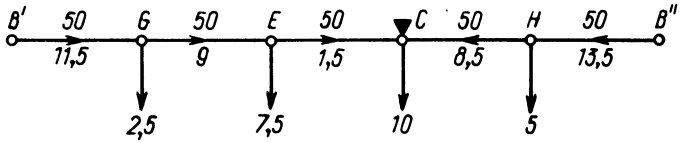


Рис. 2.17. Токораспределение в кольцевой части сети 220 В

Определить токораспределение и наибольшую потерю напряжения в сети.

Решение. Найдем токораспределение в кольцевой части сети, выполненной проводами одной марки А16, разрезав ее в точке *B* (рис. 2.17).

Ток на головном участке *B'G*

$$I_{B'}=\frac{5\cdot 50+10\cdot 100+7{,}5\cdot 150+2{,}5\cdot 200}{250}=11{,}5\text{ А}.$$

Ток головного участка *B''H*

$$I_{B''}=\frac{2{,}5\cdot 50+7{,}5\cdot 100+10\cdot 150+5\cdot 200}{250}=13{,}5\text{ А}.$$

Сумма токов головных участков равна сумме токов нагрузок:

$$11{,}5+13{,}5=2{,}5+7{,}5+10+5=25\text{ А}.$$

По токам головных участков находим токораспределение во всей кольцевой сети. Точка *C* является точкой токораздела. На магистральных участках *Aa* и *aB* проходят токи: 30 А на участке *aB*, 32,5 А на участке *Aa*. В рассматриваемой сети наинизшее напряжение будет в точке *D*, а не в точке *F*, поскольку линия *CD* питается от точки *C*, являющейся точкой с наинизшим напряжением в кольце, а потеря напряжения на участке *CD* больше, чем на участке *EF*, из-за большей нагрузки точки *D* в сравнении с нагрузкой в точке *F*. Поэтому наибольшая потеря напряжения должна определяться от точки *A* до точки *D*:

$$\Delta U_{AD}=\Delta U_{нб}=\sqrt{3}\,[(32{,}5\cdot 100+30\cdot 50)\,0{,}63\cdot 10^{-3}+$$
$$+(13{,}5+8{,}5+7{,}5)\,50\cdot 1{,}96\cdot 10^{-3}]=10{,}2\text{ В},$$

или

$$\Delta U_{нб}=\frac{10{,}2}{220}100=4{,}63\%.$$

Задача 2.9. Схема сети 35 кВ, по которой осуществляется электроснабжение понизительных подстанций А, В и С от электростанции ЭС, изображена на рис. 2.18. Вся сеть выполнена сталеалюминиевыми проводами марки АС120 ($r_0=0{,}27$ Ом/км, $x_0=0{,}405$ Ом/км). Длины участков сети (км) нагрузки подстанций (МВ·А) указаны на схеме сети.

Найти потокораспределение и наибольшую потерю напряжения в нормальном режиме работы сети.

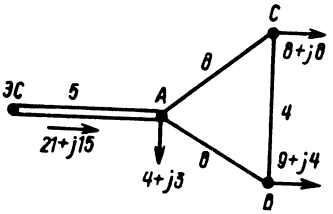


Рис. 2.18. Схема сети 35 кВ

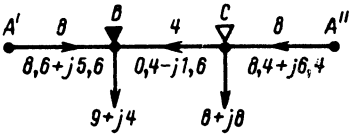


Рис. 2.19. Потокораспределение в кольцевой части сети 35 кВ

Решение. Находим распределение мощностей в кольцевой части сети (рис. 2.19):

мощность на участке $A'B$

$$\dot{S}_{A'}=\frac{(8+j8)8+(9+j4)12}{20}=8{,}6+j5{,}6\ \text{МВ}\cdot\text{А};$$

мощность на участке $A''C$

$$\dot{S}_{A''}=\frac{(9+j4)8+(8+j8)12}{20}=8{,}4+j6{,}4\ \text{МВ}\cdot\text{А}.$$

Сумма мощностей головных участков равна сумме мощностей нагрузок, что свидетельствует о правильности сделанных вычислений:

$$8{,}6+j5{,}6+8{,}4+j6{,}4=9+j4+8+j8=17+j12\ \text{МВ}\cdot\text{А}.$$

Найденное потокораспределение наносим на схему рис. 2.19*. Точка B является точкой раздела для активной, точка C — для реактивной мощности.

Определим, в какой точке (B или C) будет более низкое напряжение, для чего сравним потери напряжения ΔU_{AB} и ΔU_{AC}:

$$\Delta U_{AB}=\frac{(8{,}6\cdot 0{,}27+5{,}6\cdot 0{,}405)8}{35}=1{,}05\ \text{кВ};$$

$$\Delta U_{AC}=\frac{(8{,}4\cdot 0{,}27+6{,}4\cdot 0{,}405)8}{35}=1{,}11\ \text{кВ}.$$

Потеря напряжения $\Delta U_{AC}>\Delta U_{AB}$. Поэтому наибольшая потеря напряжения в рассматриваемой сети должна определяться до точки C:

$$\Delta U_{ЭС-C}=\Delta U_{нб}=\frac{(21\cdot 0{,}27+15\cdot 0{,}405)5}{2\cdot 35}+1{,}11=0{,}84+1{,}11=1{,}95\ \text{кВ},$$

или

$$\Delta U_{нб}=\frac{1{,}95}{35}100=5{,}6\%.$$

*Направление стрелок соответствует направлению потоков активной мощности.

Задача 2.10. От шин 110 кВ узловой подстанции А энергосистемы Центральной Сибири по кольцевой сети осуществляется электроснабжение трех понизительных подстанций, расчетные нагрузки которых равны:

$$\dot{S}_1 = 25 + j15 = 29{,}155\underline{/30{,}964°}\ \text{МВ}\cdot\text{А},$$

$$\dot{S}_2 = 30 + j20 = 36{,}056\underline{/33{,}69°}\ \text{МВ}\cdot\text{А},$$

$$\dot{S}_3 = 40 + j16 = 43{,}081\underline{/21{,}801°}\ \text{МВ}\cdot\text{А}.$$

Параметры участков кольцевой сети представлены в табл. 2.5.

Таблица 2.5. **Параметры линий сети**

Линия	Марка провода	r_0, Ом/км	x_0, Ом/км	l, км	r, Ом	x, Ом
А—1	АС240/32	0,121	0,405	20	2,42	8,10
1—2	АС185/29	0,162	0,413	20	3,24	8,26
2—3	АС95/16	0,306	0,434	30	9,18	13,02
А—3	АС240/32	0,121	0,405	50	6,05	20,25

Требуется: 1) выполнить расчет нормального режима работы сети при напряжении на шинах подстанции А, равном 121 кВ, причем с целью сопоставления результатов предварительный расчет потокораспределения в кольце следует выполнить двумя способами (по длинам и по сопротивлениям участков);

2) по данным расчета нормального режима определить суммарную мощность, поступающую в кольцевую сеть с шин подстанции А, и наибольшую потерю напряжения в процентах от напряжения на шинах источника питания;

3) выполнить расчет послеаварийного режима, возникающего после отключения участка *А—1*, при напряжении на шинах подстанции А, равном 121 кВ;

4) по данным расчета послеаварийного режима сравнить:

а) мощность, поступающую в этом режиме в сеть с шин подстанции А, с аналогичной величиной для нормального режима, определенной в п. 2;

б) относительное значение суммарных потерь напряжения от шин подстанции А до подстанции *1* с относительным значением наибольшей потери напряжения в нормальном режиме, определенным в п. 2;

5) проверить, не превосходят ли токи, проходящие по участкам сети в послеаварийном режиме, следующих длительно допустимых по условиям нагрева проводов значений:

— для провода АС240/32 $I_{доп} = 605$ А,
— для провода АС185/29 $I_{доп} = 510$ А,
— для провода АС95/16 $I_{доп} = 330$ А.

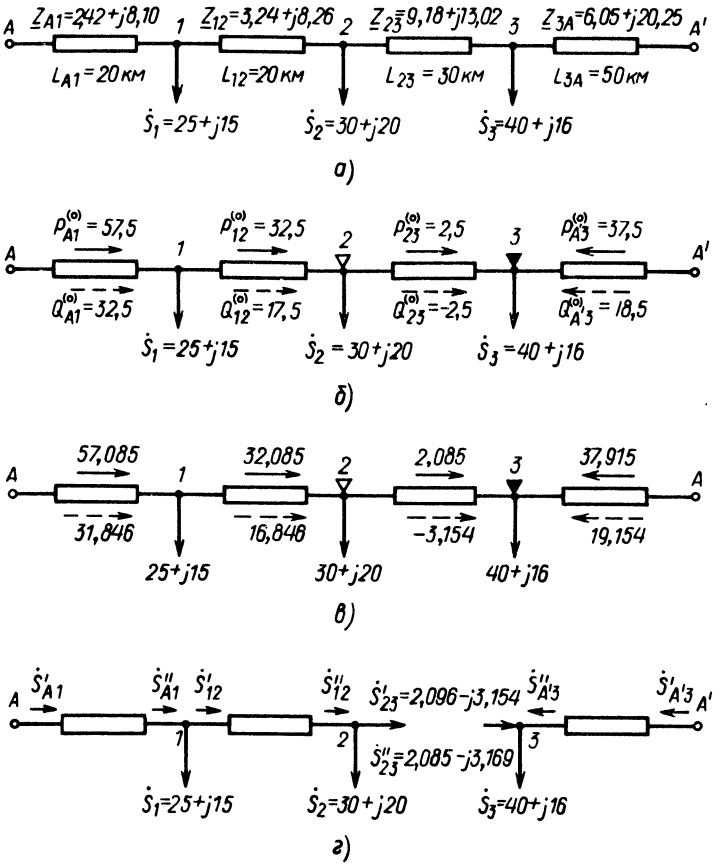


Рис. 2.20. Схема замещения кольцевой сети 110 кВ (*а*), приближенное потокораспределение в ней, найденное по длинам (*б*) и по сопротивлениям (*в*) линий, и разделение кольцевой сети на две радиальные (*г*)

Решение. 1. Составляем схему замещения сети для расчета нормального режима, разрезая кольцо по шинам источника питания А (рис. 2.20, *а*).

2. Выполняем предварительный этап расчета режима — определение приближенного потокораспределения в кольце с целью выявления точки потокораздела:

а) расчет по длинам линий (при допущении об однородности сети):

$$\dot{S}^{(0)}_{A1}=\frac{\dot{S}_1(l_{12}+l_{23}+l_{3A})+\dot{S}_2(l_{23}+l_{3A})+\dot{S}_3 l_{3A}}{l_{A1}+l_{12}+l_{23}+l_{3A}}=$$

$$=\frac{(25+j15)(20+30+50)+(30+j20)(30+50)+(40+j16)50}{20+20+30+50}=$$

$$=\frac{(25+j15)100+(30+j20)80+(40+j16)50}{120}=57{,}5+j32{,}5\ \text{МВ}\cdot\text{А};$$

$$\dot{S}^{(0)}_{A'3}=\frac{\dot{S}_3(l_{23}+l_{12}+l_{A1})+\dot{S}_2(l_{12}+l_{A1})+\dot{S}_1 l_{A1}}{l_{A1}+l_{12}+l_{23}+l_{3A}}=$$

$$=\frac{(40+j16)(30+20+20)+(30+j20)(20+20)+(25+j15)20}{20+20+30+50}=$$

$$=\frac{(40+j16)70+(30+j20)40+(25+j15)20}{120}=37{,}5+j18{,}5\ \text{МВ}\cdot\text{А}.$$

Проверяем правильность определения потоков мощности на головных участках кольца по условию $\dot{S}^{(0)}_{A1}+\dot{S}^{(0)}_{A'3}=\dot{S}_1+\dot{S}_2+\dot{S}_3$:

$$\dot{S}^{(0)}_{A1}+\dot{S}^{(0)}_{A'3}=57{,}5+j32{,}5+37{,}5+j18{,}5=95+j51\ \text{МВ}\cdot\text{А},$$

$$\dot{S}_1+\dot{S}_2+\dot{S}_3=25+j15+30+j20+40+j16=(25+30+40)+$$
$$+j(15+20+16)=95+j51\ \text{МВ}\cdot\text{А}.$$

Следовательно, определение значений $\dot{S}_{A1}$ и $\dot{S}_{A'3}$ выполнено верно.

Находим потоки мощности на участках *1—2* и *2—3* без учета потерь мощности с целью выявления точек потокораздела:

$$\dot{S}^{(0)}_{12}=\dot{S}^{(0)}_{A1}-\dot{S}_1=57{,}5+j32{,}5-(25+j15)=32{,}5+j17{,}5\ \text{МВ}\cdot\text{А};$$

$$\dot{S}^{(0)}_{23}=\dot{S}^{(0)}_{12}-\dot{S}_2=32{,}5+j17{,}5-(30+j20)=2{,}5-j2{,}5\ \text{МВ}\cdot\text{А}.$$

Знак минус перед $Q^{(0)}_{23}$ показывает, что поток реактивной мощности на этом участке направлен от точки *3* к точке *2*, т. е. точка *2* является точкой потокораздела реактивной мощности, в то время как точка *3*, очевидно, является точкой раздела потоков активной мощности. Наносим найденные потоки мощности на схему замещения, изображая сплошными стрелками потоки активной мощности, а штриховыми — потоки реактивной мощности (рис. 2.20, *б*).

б) расчет по сопротивлениям участков сети:

— мощность, протекающая по участку *A—1*,

$$\dot{S}^{(0)}_{A1}=\frac{\dot{S}_1(\overset{*}{Z}_{12}+\overset{*}{Z}_{23}+\overset{*}{Z}_{3A})+\dot{S}_2(\overset{*}{Z}_{23}+\overset{*}{Z}_{3A})+\dot{S}_3\overset{*}{Z}_{3A}}{\overset{*}{Z}_{A1}+\overset{*}{Z}_{12}+\overset{*}{Z}_{23}+\overset{*}{Z}_{3A}}.$$

Здесь $\overset{*}{Z}_{3A}=6{,}05-j20{,}25=21{,}134\underline{/-73{,}366°}$;

$$\overset{*}{Z}_{23}+\overset{*}{Z}_{3A}=9{,}18-j13{,}02+6{,}05-j20{,}25=15{,}23-j33{,}27=$$
$$=36{,}59\underline{/-65{,}403°};$$

$$\dot{Z}_{12}+(\dot{Z}_{23}+\dot{Z}_{3A})=3{,}24-j8{,}26+15{,}23-j33{,}27=$$
$$=18{,}47-j41{,}53=45{,}452\underline{/-66{,}023°};$$
$$\dot{Z}_{\Sigma}=\dot{Z}_{A1}+(\dot{Z}_{12}+\dot{Z}_{23}+\dot{Z}_{3A})=2{,}42-j8{,}1+18{,}47-j41{,}53=$$
$$=20{,}89-j49{,}63=53{,}847\underline{/-67{,}173°}.$$

Первое слагаемое $\dot{S}^{(0)}_{A1}$:

$$\dot{S}^{(0)}_{A1(1)}=\dot{S}_1(\dot{Z}_{12}+\dot{Z}_{23}+\dot{Z}_{3A})/\dot{Z}_{\Sigma}=$$
$$=29{,}155\underline{/30{,}964°}\cdot 45{,}452\underline{/-66{,}023°}/53{,}847\underline{/-67{,}173°}=$$
$$=24{,}6096\underline{/32{,}144°}=20{,}844+j13{,}083\ \text{МВ}\cdot\text{А}.$$

Второе слагаемое $\dot{S}^{(0)}_{A1}$:

$$\dot{S}^{(0)}_{A1(2)}=\dot{S}_2(\dot{Z}_{23}+\dot{Z}_{3A})/\dot{Z}_{\Sigma}=$$
$$=36{,}056\underline{/33{,}69°}\cdot 36{,}59\underline{/-65{,}403°}/53{,}847\underline{/-67{,}173°}=$$
$$=24{,}5007\underline{/35{,}46°}=19{,}956+j14{,}214\ \text{МВ}\cdot\text{А}.$$

Третье слагаемое $\dot{S}^{(0)}_{A1}$:

$$\dot{S}^{(0)}_{A1(3)}=\dot{S}_3\dot{Z}_{3A}/\dot{Z}_{\Sigma}=$$
$$=43{,}081\underline{/21{,}801°}\cdot 21{,}134\underline{/-73{,}366°}/53{,}847\underline{/-67{,}173°}=$$
$$=16{,}9085\underline{/15{,}608°}=16{,}285+j4{,}549\ \text{МВ}\cdot\text{А}.$$

Итак,

$$\dot{S}^{(0)}_{A1}=\dot{S}^{(0)}_{A1(1)}+\dot{S}^{(0)}_{A1(2)}+\dot{S}^{(0)}_{A1(3)}=$$
$$=20{,}844+j13{,}083+19{,}956+j14{,}214+16{,}285+j4{,}549=$$
$$=57{,}085+j31{,}846\ \text{МВ}\cdot\text{А}.$$

Сопоставление этого результата со значением $\dot{S}^{(0)}_{A1}$, определенным по длинам линий, показывает, что отличие не превышает 1 — 2%.

Заканчиваем расчет потокораспределения на предварительном этапе:

$$\dot{S}^{(0)}_{12}=\dot{S}^{(0)}_{A1}-\dot{S}_1=57{,}085+j31{,}846-(25+j15)=$$
$$=32{,}085+j16{,}846\ \text{МВ}\cdot\text{А};$$

$$\dot{S}^{(0)}_{23}=\dot{S}^{(0)}_{12}-\dot{S}_2=32{,}085+j16{,}846-(30+j20)=2{,}085-j3{,}154\ \text{МВ}\cdot\text{А};$$

$$\dot{S}^{(0)}_{3A}=\dot{S}^{(0)}_{23}-\dot{S}_3=2{,}085-j3{,}154-(40+j16)=$$
$$=-(37{,}915+j19{,}154)\ \text{МВ}\cdot\text{А};$$

$$\dot{S}^{(0)}_{A3}=37{,}915+j19{,}154\ \text{МВ}\cdot\text{А}.$$

Полученные результаты представлены на рис. 2.20, *б*.

Теперь, после выявления точек потокораздела, определим параметры нормального режима работы рассматриваемой

кольцевой сети с использованием метода расчета «в два этапа».

3. Выполняем первый этап расчета режима — определение потокораспределения с учетом потерь мощности. Поскольку точки потокораздела активной и реактивной мощностей не совпадают, для перехода к двум радиальным расчетным схемам предварительно вычисляем потери мощности на участке между точками потокораздела, т. е. на участке *2 — 3*.

$$\Delta P_{23}^{(0)}=\frac{(P_{23}^{(0)})^2+(Q_{23}^{(0)})^2}{U_{\text{ном}}^2}r_{23}=\frac{2{,}085^2+3{,}154^2}{110^2}\cdot 9{,}18=0{,}011 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{23}^{(0)}=\Delta P_{23}^{(0)}x_{23}/r_{23}=0{,}011\cdot 13{,}02/9{,}18=0{,}015 \text{ Мвар}.$$

Мощность, поступающая в узел *3* (в точку раздела потоков активной мощности) из участка *2 — 3*, т. е. мощность в конце линии *2 — 3*, при принятом ранее положительном направлении

$$\dot{S}''_{23}=\dot{S}_{23}^{(0)}-j\Delta Q_{23}^{(0)}=P_{23}^{(0)}+j(Q_{23}^{(0)}-\Delta Q_{23}^{(0)})=$$
$$=2{,}085+j(-3{,}154-0{,}015)=2{,}085-j3{,}169 \text{ МВ}\cdot\text{А}.$$

Мощность, вытекающая из узла *2* (из точки раздела потоков реактивной мощности), т. е. мощность в начале линии *2 — 3*,

$$\dot{S}'_{23}=\dot{S}_{23}^{(0)}+\Delta P_{23}^{(0)}=P_{23}^{(0)}+\Delta P_{23}^{(0)}+jQ_{23}^{(0)}=$$
$$=2{,}085+0{,}011-j3{,}154=2{,}096-j3{,}154 \text{ МВ}\cdot\text{А}.$$

При этом кольцевая схема разбивается на две радиальные (рис. 2.20, *г*).

Выполняем расчет потокораспределения в левой части схемы. Определяем мощности в конце и начале участка *1 — 2*:

$$\dot{S}''_{12}=\dot{S}'_{23}+\dot{S}_2=\dot{S}_{23}^{(0)}+\Delta P_{23}^{(0)}+\dot{S}_2=\dot{S}_{12}^{(0)}+\Delta P_{23}^{(0)}=$$
$$=32{,}085+j16{,}846+0{,}011=32{,}096+j16{,}846 \text{ МВ}\cdot\text{А};$$

$$\Delta P_{12}=\frac{(P''_{12})^2+(Q''_{12})^2}{U_{\text{ном}}^2}=\frac{32{,}096^2+16{,}846^2}{110^2}\cdot 3{,}24=0{,}352 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{12}=\Delta P_{12}x_{12}/r_{12}=0{,}352\cdot 8{,}26/3{,}24=0{,}897 \text{ Мвар};$$

$$\dot{S}'_{12}=\dot{S}''_{12}+\Delta\dot{S}_{12}=32{,}096+j16{,}846+0{,}352+j0{,}897=$$
$$=32{,}448+j17{,}743 \text{ МВ}\cdot\text{А}.$$

Определяем мощности в конце и начале участка *А — 1*:

$$\dot{S}''_{A1}=\dot{S}'_{12}+\dot{S}_1=32{,}448+j17{,}743+25+j15=57{,}448+j32{,}743 \text{ МВ}\cdot\text{А};$$

$$\Delta P_{A1}=\frac{(P''_{A1})^2+(Q''_{A1})^2}{U_{\text{ном}}^2}r_{A1}=\frac{57{,}448^2+32{,}743^2}{110^2}2{,}42=0{,}874 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{A1} = \Delta P_{A1}\, x_{A1}/r_{A1} = 0{,}874 \cdot 8{,}1/2{,}42 = 2{,}925 \text{ Мвар};$$

$$\dot{S}'_{A1} = \dot{S}''_{A1} + \Delta\dot{S}_{A1} = 57{,}448 + j\,32{,}743 + 0{,}874 + j\,2{,}925 = 58{,}322 + j\,35{,}668 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Выполняем расчет потокораспределения в правой части схемы. Определяем мощности в конце и начале участка *А — 3*:

$$\dot{S}''_{A'3} = \dot{S}_3 - \dot{S}''_{23} = \dot{S}_3 - \dot{S}^{(0)}_{23} - j\Delta Q^{(0)}_{23} = \dot{S}^{(0)}_{A'3} - j\Delta Q^{(0)}_{23} = 37{,}915 + j\,19{,}154 - j\,0{,}015 = 37{,}915 + j\,19{,}139 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\Delta P_{A'3} = \frac{(P''_{A'3})^2 + (Q''_{A'3})^2}{U^2_{ном}} r_{A3} = \frac{37{,}915^2 + 19{,}139^2}{110^2} 6{,}05 = 0{,}902 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{A'3} = \Delta P_{A'3} \cdot x_{A3}/r_{A3} = 0{,}902 \cdot 20{,}25/6{,}05 = 3{,}019 \text{ Мвар};$$

$$\dot{S}'_{A'3} = \dot{S}''_{A'3} + \Delta\dot{S}_{A'3} = 37{,}915 + j\,19{,}139 + 0{,}902 + j\,3{,}019 = 38{,}817 + j\,22{,}158 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Мощность, поступающая в сеть с шин подстанции *А* в нормальном режиме,

$$\dot{S}_{A(норм)} = \dot{S}'_{A1} + \dot{S}'_{A'3} = 58{,}322 + j\,35{,}668 + 38{,}817 + j\,22{,}158 = 97{,}139 + j\,57{,}826 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

4. Выполняем второй этап расчета режима — определяем напряжения в узловых точках по заданному напряжению на шинах подстанции А ($U_A = 121$ кВ). Расчет ведем без учета поперечной составляющей падения напряжения.

Определяем потерю напряжения на участке *А — 1* и напряжение в узле *1*:

$$\Delta U_{A1} = \frac{P'_{A1} r_{A1} + Q'_{A1} x_{A1}}{U_A} = \frac{58{,}322 \cdot 2{,}42 + 35{,}668 \cdot 8{,}1}{121} = 3{,}554 \text{ кВ};$$

$$U_1 = U_A - \Delta U_{A1} = 121 - 3{,}554 = 117{,}446 \text{ кВ}.$$

Определяем потерю напряжения на участке *1 — 2* и напряжение в узле *2*:

$$\Delta U_{12} = \frac{P'_{12} r_{12} + Q'_{12} x_{12}}{U_1} = \frac{32{,}448 \cdot 3{,}24 + 17{,}743 \cdot 8{,}26}{117{,}446} = 2{,}143 \text{ кВ};$$

$$U_2 = U_1 - \Delta U_{12} = 117{,}446 - 2{,}143 = 115{,}303 \text{ кВ}.$$

Определяем потерю напряжения на участке *2 — 3* и напряжение в узле *3* при расчете «слева» (индекс «сл»):

$$\Delta U_{23} = \frac{P'_{23} r_{23} + Q'_{23} x_{23}}{U_2} = \frac{2{,}096 \cdot 9{,}18 + (-3{,}154) \cdot 13{,}02}{115{,}303} = -0{,}189 \text{ кВ};$$

$$U_{3(сл)} = U_2 - \Delta U_{23} = 115{,}303 - (-0{,}189) = 115{,}492 \text{ кВ}.$$

Определяем потерю напряжения на участке *А — 3* и напряжение в узле *3* при расчете «справа» (индекс «сп»):

$$\Delta U_{A3} = \frac{P'_{A'3} r_{A3} + Q'_{A'3} x_{A3}}{U_A} = \frac{38{,}817 \cdot 6{,}05 + 22{,}158 \cdot 20{,}25}{121} = 5{,}649 \text{ кВ};$$

$$U_{3(сп)} = U_A - \Delta U_{A3} = 121 - 5{,}649 = 115{,}351 \text{ кВ}.$$

Тот факт, что значения напряжения в узле *3* при его расчете «слева» и «справа» оказались неодинаковыми, хотя и достаточно близкими (разница порядка 0,1%), объясняется тем, что выполненные два этапа расчета режима в совокупности представляют собой лишь первый шаг итерационного процесса, который при необходимости может быть продолжен. Вместе с тем близость значений $U_{3(сл)}$ и $U_{3(сп)}$ свидетельствует о том, что в дальнейшем уточнении режимных параметров нет необходимости.

Наибольшая потеря напряжения в любой кольцевой сети в нормальном режиме имеет место от шин источника питания (подстанция А) до одной из точек потокораздела. В рассматриваемом случае минимальное напряжение оказалось в точке раздела потоков реактивной мощности (узел *2*). Следовательно, наибольшую потерю напряжения (%) от напряжения на шинах подстанции А определяем как

$$\Delta U_{\text{нб(норм)}} = \frac{U_A - U_2}{U_A} 100 = \frac{121 - 115{,}303}{121} 100 = 4{,}71\%.$$

Полученный результат показывает, что в данном режиме значение наибольшей потери напряжения относительно невелико, т. е. нет оснований опасаться, что в узле с минимальным напряжением регулировочный диапазон трансформаторов с РПН может оказаться недостаточным для удовлетворения требований встречного регулирования напряжения.

5. Переходим к выполнению п. 3 условия задачи, для чего составляем схему замещения сети для расчета послеаварийного режима (отключена линия *А — 1*), пренебрегая изменением расчетной нагрузки подстанции *1* (рис. 2.21).

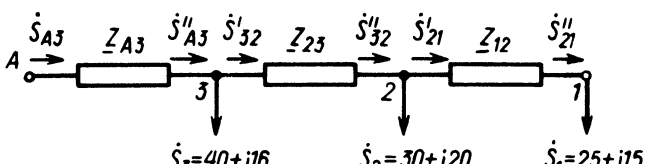


Рис. 2.21. Схема замещения кольцевой сети 110 кВ в послеаварийном режиме, возникающем после отключения участка *А—1*

6. Выполняем первый этап расчета послеаварийного режима — определяем потокораспределение в схеме сети:

$$\Delta P_{21}=\frac{25^2+15^2}{110^2}\cdot 3{,}24=0{,}228 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{21}=0{,}228\cdot 8{,}26/3{,}24=0{,}581 \text{ Мвар};$$

$$\dot{S}'_{21}=25+j15+0{,}228+j0{,}581=25{,}228+j15{,}581 \text{ МВ}\cdot\text{А};$$

$$\dot{S}''_{32}=30+j20+25{,}228+j15{,}581=55{,}228+j35{,}581 \text{ МВ}\cdot\text{А};$$

$$\Delta P_{32}=\frac{55{,}228^2+35{,}581^2}{110^2}\cdot 9{,}18=3{,}275 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{32}=3{,}275\cdot 13{,}02/9{,}18=4{,}645 \text{ Мвар};$$

$$\dot{S}'_{32}=55{,}228+j35{,}581+3{,}275+j4{,}645=58{,}503+j40{,}226 \text{ МВ}\cdot\text{А};$$

$$\dot{S}''_{\text{А3}}=40+j16+58{,}503+j40{,}226=98{,}503+j56{,}226 \text{ МВ}\cdot\text{А};$$

$$\Delta P_{\text{А3}}=\frac{98{,}503^2+56{,}226^2}{110^2}\cdot 6{,}05=6{,}432 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{\text{А3}}=6{,}432\cdot 20{,}25/6{,}05=21{,}529 \text{ Мвар}.$$

Мощность, поступающая в сеть с шин подстанции А в рассматриваемом послеаварийном режиме,

$$\dot{S}_{\text{А(п/ав)}}=\dot{S}'_{\text{А3}}=98{,}503+j56{,}226+6{,}432+j21{,}529=$$
$$=104{,}935+j77{,}755 \text{ МВ}\cdot\text{А}.$$

Сравнение данного результата с величиной $\dot{S}_{\text{А(норм)}}$ (см. п. 3 решения) показывает, что потери активной и в особенности реактивной мощности значительно возросли.

7. Выполняем второй этап расчета послеаварийного режима — определяем напряжения в узлах при $U_{\text{А}}=121$ кВ:

$$\Delta U_{\text{А3}}=\frac{104{,}935\cdot 6{,}05+77{,}755\cdot 20{,}55}{121}=18{,}259 \text{ кВ};$$

$$U_3=121-18{,}259=102{,}741 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{32}=\frac{58{,}503\cdot 9{,}18+40{,}226\cdot 13{,}02}{102{,}741}=10{,}325 \text{ кВ};$$

$$U_2=102{,}741-10{,}325=92{,}416 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{21}=\frac{25{,}228\cdot 3{,}24+15{,}581\cdot 8{,}26}{92{,}416}=2{,}277 \text{ кВ};$$

$$U_1=92{,}416-2{,}277=90{,}139 \text{ кВ}.$$

Суммарная потеря напряжения от шин подстанции А до узла *1*

$$\Delta U_{\text{A}-1}=\frac{121-90{,}139}{121}100=\frac{30{,}861}{121}100=25{,}5\%,$$

т. е. более чем в пять раз превышает наибольшую потерю напряжения в нормальном режиме (см. п. 4 решения). Этот результат указывает на необходимость проверки достаточности регулировочного диапазона трансформаторов с РПН, установленных на подстанции *1*, для обеспечения на ее шинах НН уровня напряжения, определяемого условиями встречного регулирования.

8. Определяем токи, проходящие по участкам сети в рассматриваемом послеаварийном режиме, и сравниваем их с допустимыми значениями:

$$I_{\text{A3 (п/ав)}}=\frac{S'_{\text{A3}}}{\sqrt{3}\,U_{\text{A}}}=\frac{\sqrt{104{,}935^2+77{,}755^2}}{\sqrt{3}\cdot 121}\cdot 10^3\approx 623\text{ A}>I_{\text{доп, A3}}=605\text{ A};$$

$$I_{\text{32 (п/ав)}}=\frac{S'_{32}}{\sqrt{3}\,U_3}=\frac{\sqrt{58{,}503^2+40{,}226^2}}{\sqrt{3}\cdot 102{,}741}10^3\approx 399\text{ A}>I_{\text{доп, 32}}=330\text{ A};$$

$$I_{\text{21 (п/ав)}}=\frac{S'_{21}}{\sqrt{3}\,U_2}=\frac{\sqrt{25{,}228^2+15{,}581^2}}{\sqrt{3}\cdot 92{,}416}10^3\approx 185\text{ A}<I_{\text{доп, 21}}=510\text{ A}.$$

Полученные результаты свидетельствуют о том, что выбранные по экономическим соображениям сечения проводов участков *A — 3* и *3 — 2* не удовлетворяют условиям допустимого нагрева в послеаварийном режиме. Это, в свою очередь, означает, что на этих участках сечения проводов должны быть по возможности увеличены. Аналогичным образом должны быть проверены участки *A — 1* и *1 — 2*, для которых наиболее тяжелым послеаварийным режимом является отключение линии *A — 3*.

ГЛАВА 3

РАСЧЕТ УСТАНОВИВШИХСЯ РЕЖИМОВ СЛОЖНЫХ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Расчеты установившихся режимов сложных электрических систем проводятся в настоящее время только на ЭВМ. Алгоритмы, реализованные в промышленных программах расчета установившихся режимов, основаны на применении нелинейных узловых уравнений в форме баланса мощностей или токов. Узловые уравнения в отличие от контурных характеризуются простотой формирования и бóльшими возможностями с точки зрения эффективной организации вычислительного процесса при их решении.

Все задачи данной главы решены применительно к одной электрической системе (рис. 3.1), схема замещения которой путем ряда упрощений сведена к пятиузловой схеме (рис. 3.2), где сопротивления выражены в омах, проводимости — в сименсах.

Эквивалентный генератор (Г) связан с приемной системой (С) воздушной линией (ВЛ) напряжением $U_н = 500$ кВ, длиной $L = 650$ км. От генератора передается мощность $P_1 = 1100$ МВт.

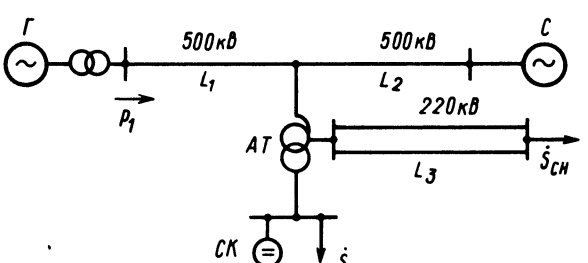


Рис. 3.1. Схема исследуемой энергосистемы:
Г — генераторы 6 × ТГВ – 200М; СК — синхронные компенсаторы 2 × КСВБ – 160 – 15
Воздушные линии: $L_1 = 400$ км, 3 × АС400/51, $r_0 = 0{,}025$ Ом/км, $x_0 = 0{,}306$ Ом/км, $b_0 = 3{,}62 \cdot 10^{-4}$ 1/Ом км; $L_2 = 250$ км, 3 × АС300/66, $r_0 = 0{,}034$ Ом/км, $x_0 = 0{,}31$ Ом/км, $b_0 = 3{,}97 \cdot 10^{-4}$ 1/Ом км; $L_3 = 200$ км, АС400/51, $r_0 = 0{,}075$ Ом/км, $x_0 = 0{,}42$ Ом/км, $b_0 = 2{,}7 \cdot 10^{-4}$ 1/Ом км. АТ — автотрансформаторы 2 × (3 × АОДЦТН – 167000/500/220) ± 6 × 2,1%; параметры схемы замещения автотрансформатора (в три фазы) — $Z_в = 0{,}58 + j61{,}1$ Ом, $Z_с = 0{,}39 + j0$ Ом; $Z_н = 2{,}9 + j113{,}5$ Ом

На расстоянии 400 км от начала ВЛ находится промежуточная подстанция с автотрансформатором (АТ), с шин среднего напряжения (СН) которого питается ВЛ напряжением $U_н = 220$ кВ и длиной 220 км. Мощность нагрузки на шинах среднего напряжения АТ (мощность, отходящая по ВЛ 220 кВ) $\dot{S}_{сн} = 230 + j120$ МВ·А. На стороне низкого напряжения (НН) АТ имеется нагрузка $\dot{S}_{нн} = 70 + j40$ МВ·А и включен синхронный компенсатор (СК), установленная мощность которого составляет $Q_{ск} = 320$ Мвар.

При составлении схемы замещения (рис. 3.2) не учтены сопротивление обмотки среднего напряжения и потери холостого хода ($\Delta\dot{S}_{хх}$) АТ. С целью сокращения количества узлов в схеме замещения мощность нагрузки $\dot{S}_{нн}$ на стороне низкого напряжения АТ и мощность, выдаваемая синхронным компенсатором, приведены к средней точке автотрансформатора (узел *3* на рис. 3.2).

Данная схема обладает всеми свойствами, характеризующими в расчетах установившихся режимов сложную систему:

1) наличие двух генераторных узлов (*1* и *3* на рис. 3.2), которые по-разному могут вводиться в расчет режима (по типу $P_г - Q_г$ или $P_г - U_г$), что соответствует практике расчета режимов сложных электрических систем (ЭС) [3.1, 3.2];

2) наличие шин бесконечной мощности (ШБМ) (узел *5*) и трансформаторной ветви (ветвь *2* — *3* на рис. 3.2) с идеальным трансформатором. В то же время принятая к рассмотрению схема в достаточной степени проста с точки зрения обозримости формируемых для расчета установившихся режимов уравнений и изучения методов их решения.

Расчет установившегося режима сложной электрической системы состоит из двух этапов:

1) определение напряжений узлов;

2) определение потоков и потерь мощности в ветвях и мощности в балансирующем узле.

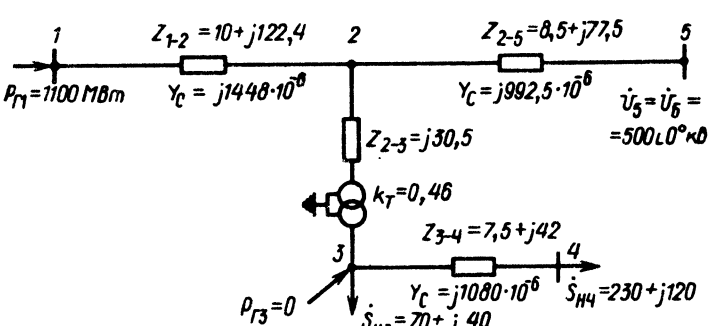


Рис. 3.2. Схема замещения исследуемой системы (сопротивления — Ом, проводимости — См)

Напряжения в узлах схемы ЭС определяются в результате решения узловых уравнений в форме баланса токов

$$\mathbf{Y}\dot{\mathbf{U}} = \dot{\mathbf{U}}_{д}^{-1}\dot{\mathbf{S}}_{у} - \mathbf{Y}_{б}\dot{U}_{б} \qquad (3.1)$$

или баланса мощностей [3.1, 3.2]

$$\dot{\mathbf{U}}_{д}\mathbf{Y}\dot{\mathbf{U}} + \dot{\mathbf{U}}_{д}\mathbf{Y}_{б}\dot{U}_{б} = \dot{\mathbf{S}}_{у}. \qquad (3.2)$$

Задачи различаются не только видом решаемых уравнений, но и выбором формы представления переменных (прямоугольная U' и U'' или полярная U и δ системы координат), а также выбором задаваемых независимых переменных в генераторных узлах *1* и *3* ($P_г - U_г$ или $P_г - Q_г$).

Так как нелинейные уравнения (3.1) и (3.2) могут быть решены только итерационными методами, то для всех узлов схемы замещения рис. 3.2 должны быть заданы начальные приближения напряжений. При решении всех задач в качестве балансирующего узла принят узел *5* с напряжением в нем $\dot{U}_{бал} = \dot{U}_5 = 500\angle 0°$ кВ. Начальные приближения напряжений в узлах *2* и *4* принимались $\dot{U}_2 = 500\angle 0°$ кВ, $\dot{U}_4 = 220\angle 0°$ кВ. Данные для узлов *1* и *3* приведены в каждой конкретной задаче.

Критерии окончания итерационного процесса расчета напряжений различны и зависят от метода и вида решаемой системы уравнений. В задачах, где решение уравнений осуществляется методом Зейделя, критерий окончания расчета $\max|\dot{U}_i^{(k)} - \dot{U}_i^{(k-1)}| = \max|\Delta\dot{U}_i^{(k)}| \leqslant \varepsilon_u$.

Если решение уравнений осуществляется методом Ньютона, то при записи узловых уравнений в форме баланса токов критерий окончания расчета $\max|\dot{I}_i^{(k)} - \dot{I}_i^{(k-1)}| = \max|\Delta\dot{I}_i^{(k)}| \leqslant \varepsilon_I$.

При записи узловых уравнений в форме баланса мощностей критерий окончания расчета $\max|\dot{S}_i^{(k)} - \dot{S}_i^{(k-1)}| = \max|\Delta\dot{S}_i^{(k)}| \leqslant \varepsilon_S$. И в том и другом случае осуществляется дополнительная проверка по критерию $|\Delta\dot{U}_i^{(k)}| \leqslant \varepsilon_U$. Здесь $i = 1, 2, 3, 4$ — номера узлов, k и $k-1$ — номера двух смежных итераций.

Для удобства пользования материалом главы в табл. 3.1 дается характеристика задач расчета напряжений в узлах схемы рис. 3.2.

Таблица 3.1. **Характеристика задач 3.2 — 3.15**

Номер задачи	Вид уравнения	Переменные	Способ задания генераторных узлов	Содержание задачи
3.2	Баланс *I*	а) Комплексные б) U', U''; в) δ, U	$P_г - Q_г$	Запись основных уравнений

Продолжение табл. 3.1

Номер задачи	Вид уравнения	Переменные	Способ задания генераторных узлов	Содержание задачи
3.3	Баланс *I*	Комплексные	$P_г - Q_г$	Решение методом Зейделя
3.4	Баланс *I*	»	$P_г - Q_г$	Решение методом Зейделя с учетом статических характеристик мощности нагрузок
3.5	Баланс *I*	»	$P_г - U_г$	Алгоритм решения методом Зейделя
3.6	Баланс *I*	»	а) Узел *1* $P_г - U_г$; узел *3* $P_г - Q_г$; б) узел *1* $P_г - U_г$; узел *3* $P_г - U_г$	Решение методом Зейделя
3.7	Баланс *I*	U', U''	$P_г - Q_г$	Запись выражений элементов матрицы Якоби, вектора небалансов токов, итерационной формулы метода Ньютона
3.8	Баланс *I*	U', U''	$P_г - Q_г$	Решение методом Ньютона
3.9	Баланс *S*	а) U', U''; б) δ, U	$P_г - Q_г$	Запись основных уравнений
3.10	Баланс *S*	U', U''	а) $P_г - Q_г$; б) $P_г - U_г$	Запись выражений элементов матрицы Якоби, вектора небалансов мощностей, итерационной формулы метода Ньютона
3.11	Баланс *S*	U', U''	$P_г - Q_г$	Решение методом Ньютона
3.12	Баланс *S*	U', U''	Узел *1* $P_г - U_г$ Узел *3* $P_г - Q_г$	То же
3.13	Баланс *S*	δ, U	а) $P_г - Q_г$; б) $P_г - U_г$	Запись выражений элементов матрицы Якоби, вектора небалансов мощностей, итерационной формулы метода Ньютона
3.14	Баланс *S*	δ, U	$P_г - Q_г$	Решение методом Ньютона
3.15	Баланс *S*	δ, U	а) Узел *1* $P_г - U_г$; узел *3* $P_г - Q_г$; б) узлы *1* и *3* $P_г - U_г$	То же

В задачах 3.16 — 3.18 даются расчеты потоков и потерь мощности в ветвях схемы замещения рис. 3.2*.

Задача 3.1. Сформировать матрицу узловых проводимостей Y и рассчитать ее элементы для электрической системы, схема замещения которой представлена на рис. 3.2.

Решение. Элементы матрицы Y — это совокупность диагональных ($\underline{Y}_{ii}=g_{ii}-jb_{ii}$) и недиагональных ($\underline{Y}_{ij}=g_{ij}-jb_{ij}$) элементов, где i — номер строки матрицы; j — номер ее столбца. Для схемы рис. 3.2 $i=1, ..., 5$; $j=1, ..., 5$. Проводимость ветви, ограниченной узлами i и j, обозначаем $\underline{Y}_{i-j}$, а емкостную проводимость соответствующей ветви обозначаем $\underline{Y}_{ci-j}$. Ветвь *2 — 3* схемы замещения рис. 3.2 представляет собой трансформатор с коэффициентом трансформации $K_{T2-3}=0{,}46$, сторона высшего напряжения которого — узел *2*.

Определяем элементы матрицы Y в соответствии с известными правилами [3.1]:

$$\underline{Y}_{11}=\underline{Y}_{1-2}+0{,}5\,\underline{Y}_{c1-2}=1/(10+j\,122{,}4)+0{,}5\cdot j\,1448\cdot 10^{-6}=$$
$$=6{,}63\cdot 10^{-4}-j\,7{,}391\cdot 10^{-3}\ 1/\text{Ом};$$

$$\underline{Y}_{12}=\underline{Y}_{21}=-\underline{Y}_{1-2}=-1/(10+j\,122{,}4)=$$
$$=-6{,}63\cdot 10^{-4}+j\,8{,}115\cdot 10^{-3}\ 1/\text{Ом};$$

$$\underline{Y}_{13}=\underline{Y}_{31}=\underline{Y}_{14}=\underline{Y}_{41}=\underline{Y}_{15}=\underline{Y}_{51}=0;$$

$$\underline{Y}_{22}=\underline{Y}_{1-2}+\underline{Y}_{2-5}+\underline{Y}_{2-3}+0{,}5\,(\underline{Y}_{c1-2}+\underline{Y}_{c2-5})=1/(10+j122{,}4)+$$
$$+1/(8{,}5+j\,77{,}5)+1/j\,30{,}5+0{,}5\,(j\,1448\cdot 10^{-6}+j\,992{,}5\cdot 10^{-6})=$$
$$=2{,}061\cdot 10^{-3}-j\,5{,}243\cdot 10^{-2}\ 1/\text{Ом};$$

$$\underline{Y}_{23}=-\underline{Y}_{2-3}/K_{T2-3}=-1/(j\,30{,}5\cdot 0{,}46)=j\,7{,}128\cdot 10^{-2}\ 1/\text{Ом};$$

$$\underline{Y}_{24}=\underline{Y}_{42}=0;$$

$$\underline{Y}_{25}=\underline{Y}_{52}=-\underline{Y}_{2-5}=-1/(8{,}5+j\,77{,}5)=$$
$$=-1{,}398\cdot 10^{-3}+j\,1{,}275\cdot 10^{-2}\ 1/\text{Ом};$$

$$\underline{Y}_{33}=\underline{Y}_{2-3}/K^2_{T2-3}+\underline{Y}_{3-4}+0{,}5\underline{Y}_{c3-4}=1/(j\,30{,}5\cdot 0{,}46^2)+1/(7{,}5+j\,42)+$$
$$+0{,}5\cdot j\,1080\cdot 10^{-6}=4{,}12\cdot 10^{-3}-j\,1{,}775\cdot 10^{-1}\ 1/\text{Ом};$$

$$\underline{Y}_{34}=\underline{Y}_{43}=-\underline{Y}_{3-4}=-1/(7{,}5+j\,42)=$$
$$=-4{,}12\cdot 10^{-3}+j\,2{,}307\cdot 10^{-2}\ 1/\text{Ом};$$

*Расчеты на персональной ЭВМ выполнены инженером кафедры электроэнергетических систем Московского энергетического института И. В. Пискаревым.

$$\underline{Y}_{44}=\underline{Y}_{3-4}+0{,}5\,\underline{Y}_{c3-4}=1/(7{,}5+j\,42)+0{,}5\cdot j\,1080\cdot 10^{-6}=$$
$$=4{,}12\cdot 10^{-3}-j\,2{,}253\cdot 10^{-2}\ 1/\text{Ом};$$

$$\underline{Y}_{55}=\underline{Y}_{2-5}+0{,}5\,\underline{Y}_{c2-5}=1/(8{,}5+j\,77{,}5)+0{,}5\cdot j\,992{,}5\cdot 10^{-6}=$$
$$=1{,}398\cdot 10^{-3}-j\,1{,}225\cdot 10^{-2}\ 1/\text{Ом}.$$

Таким образом, матрица узловых проводимостей Y имеет следующий вид:

$$\mathbf{Y}=\begin{bmatrix}
6{,}63\cdot 10^{-4}-j7{,}391\cdot 10^{-3}= & -6{,}63\cdot 10^{-4}+j8{,}115\cdot 10^{-3}= \\
=7{,}421\cdot 10^{-3}\angle -84{,}87^\circ & =8{,}142\cdot 10^{-3}\angle 94{,}67^\circ \\
-6{,}63\cdot 10^{-4}+j8{,}115\cdot 10^{-3}= & 2{,}061\cdot 10^{-3}-j5{,}243\cdot 10^{-2}= \\
=8{,}142\cdot 10^{-3}\angle 94{,}67^\circ & =5{,}247\cdot 10^{-2}\angle -87{,}74^\circ \\
0 & j7{,}128\cdot 10^{-2}= \\
 & =7{,}128\cdot 10^{-2}\angle 90^\circ \\
0 & 0 \\
0 & -1{,}398\cdot 10^{-3}+j1{,}275\cdot 10^{-2}= \\
 & =1{,}283\cdot 10^{-2}\angle 96{,}26^\circ
\end{bmatrix} \qquad (3.3)$$

$$\begin{bmatrix}
0 & 0 & 0 \\
j7{,}128\cdot 10^{-2}= & 0 & -1{,}398\cdot 10^{-3}+j1{,}275\cdot 10^{-2}= \\
=7{,}128\cdot 10^{-2}\angle 90^\circ & & =1{,}283\cdot 10^{-2}\angle 96{,}26^\circ \\
4{,}12\cdot 10^{-3}-j1{,}775\cdot 10^{-1}= & -4{,}12\cdot 10^{-3}+j2{,}307\cdot 10^{-2}= & 0 \\
=1{,}776\cdot 10^{-1}\angle -88{,}67^\circ & =2{,}344\cdot 10^{-2}\angle 100{,}12^\circ & \\
-412{,}\cdot 10^{-3}+j2{,}307\cdot 10^{-2}= & 4{,}12\cdot 10^{-3}-j2{,}253\cdot 10^{-2}= & 0 \\
=2{,}344\cdot 10^{-2}\angle 100{,}12^\circ & =2{,}29\cdot 10^{-2}\angle -79{,}64^\circ & \\
0 & 0 & 1{,}398\cdot 10^{-3}-j1{,}225\cdot 10^{-2}= \\
 & & =1{,}233\cdot 10^{-2}\angle -83{,}49^\circ
\end{bmatrix}$$

Задача 3.2. Записать узловые уравнения в форме баланса токов применительно к схеме рис. 3.2:

1) в комплексной форме;
2) в прямоугольной системе координат (U', U'');
3) в полярной форме (δ, U).

Решение. Используем матричное уравнение в форме баланса токов (3.1). В это уравнение входит фазный ток, определяемый через мощность трехфазной цепи и линейные значения напряже-

ний. В данной записи уравнения ток I для генераторного узла берем со знаком плюс, для нагрузочного — со знаком минус.

Для схемы рис. 3.2 должны быть составлены и решены узловые уравнения для узлов *1 — 4*. Уравнение баланса токов в узле *5* в решаемую систему не входит, так как этот узел принят в качестве базисного по напряжению и балансирующего по току [3.2, 3.3].

1. Запись уравнений в виде уравнений с комплексными коэффициентами.

Узловое уравнение в форме баланса токов (3.1), записанное для i-го узла, имеет вид

$$\underline{Y}_{ii}\dot{U}_i+\sum_{j=1\,j\neq i}^{4}\underline{Y}_{ij}\dot{U}_j=\frac{\overset{*}{S}_{yi}}{\overset{*}{U}_i}-\underline{Y}_{i6}\dot{U}_6, \qquad (3.4)$$

где $i=1, \ldots, 4$.

2. Запись уравнения (3.4) в виде уравнений с действительными коэффициентами при представлении комплексных величин в прямоугольной системе координат (U', U'').

Обозначив комплексные величины

$$\dot{U}=U'+jU'', \quad \dot{S}_y=P_y+jQ_y, \quad \underline{Y}=g-jb,$$

получаем уравнение (3.4) в виде

$$(g_{ii}-jb_{ii})(U'_i+jU''_i)+\sum_{j=1\,j\neq i}^{4}(g_{ij}-jb_{ij})(U'_j+jU''_j)=\frac{P_{yi}-jQ_{yi}}{U'_i-jU''_i}-(g_{i6}-jb_{i6})U_6.$$

Разделив в этом уравнении действительные и мнимые части, имеем для любого i-го узла пару уравнений с действительными коэффициентами:

$$\begin{cases}(g_{ii}U'_i+b_{ii}U''_i)+\sum\limits_{j=1\,j\neq i}^{4}(g_{ij}U'_j+b_{ij}U''_j)=I'_i-g_{i6}U_6,\\ (b_{ii}U'_i-g_{ii}U''_i)+\sum\limits_{j=1\,j\neq i}^{4}(b_{ij}U'_j-g_{ij}U''_j)=I''_i-b_{i6}U_6,\end{cases} \qquad (3.5)$$

где $i=1, \ldots, 4$;

$$I'_i=\frac{P_{yi}U'_i+Q_{yi}U''_i}{(U'_i)^2+(U''_i)^2}; \quad I''_i=\frac{Q_{yi}U'_i-P_{yi}U''_i}{(U'_i)^2+(U''_i)^2}.$$

3. Запись уравнения (3.4) в виде уравнений с действительными коэффициентами при представлении комплексных величин в полярной форме (δ, U).

Обозначим комплексные величины

$$\dot{U}=U(\cos\delta+j\sin\delta),$$

$$\dot{S}_y = P_y + jQ_y,$$

$$\underline{Y} = y(\sin\alpha - j\cos\alpha),$$

где $\underline{Y} = y\angle -\psi$; $\alpha = 90° - \psi$.

Учитывая, что $\underline{Y}_{ij} = y(-\sin\alpha + j\cos\alpha)$, подставляем комплексные величины в (3.4) и получаем

$$y_{ii}(\sin\alpha_{ii} - j\cos\alpha_{ii})\,U_i(\cos\delta_i + j\sin\delta_i) + \sum_{j=1\,j\neq i}^{4} y_{ij}(-\sin\alpha_{ij} +$$

$$+ j\cos\alpha_{ij})\,U_j(\cos\delta_j + j\sin\delta_j) = \frac{P_{yi} - jQ_{yi}}{U_i(\cos\delta_i - j\sin\delta_i)} -$$

$$- y_{i6}(-\sin\alpha_{i6} + j\cos\alpha_{i6})\,U_6.$$

Разделив в этом уравнении действительные и мнимые части, имеем для любого i-го узла пару уравнений с действительными коэффициентами:

$$\begin{cases} y_{ii}U_i\sin(\delta_i + \alpha_{ii}) - \sum\limits_{j=1\,j\neq i}^{4} y_{ij}U_j\sin(\delta_j + \alpha_{ij}) = \\ \quad = \dfrac{P_{yi}\cos\delta_i + Q_{yi}\sin\delta_i}{U_i} + y_{i6}U_6\sin\alpha_{i6}, \\ -y_{ii}U_i\cos(\delta_i + \alpha_{ii}) + \sum\limits_{j=1\,j\neq i}^{4} y_{ij}U_j\cos(\delta_j + \alpha_{ij}) = \\ \quad = \dfrac{P_{yi}\sin\delta_i - Q_{yi}\cos\delta_i}{U_i} - y_{i6}U_6\cos\alpha_{i6}, \end{cases}$$

где $i = 1, \ldots, 4$.

Однако в практических расчетах режимов сложных энергосистем эта форма записи уравнений баланса токов не используется, поэтому из дальнейшего рассмотрения исключается.

Задача 3.3. Решить узловое комплексное уравнение в форме баланса токов (3.4) методом Зейделя в условиях, когда генераторные узлы *1* и *3* заданы в форме $P_г - Q_г$, т. е.

$$P_{г1} = 1100 \text{ МВт}; \qquad Q_{г1} = 34{,}89 \text{ Мвар};$$

$$P_{г3} = 0 \text{ МВт}; \qquad Q_{г3} = 282{,}6 \text{ Мвар}.$$

Напряжение в балансирующем узле $\dot{U}_5 = 500\angle 0°$ кВ.

Начальные приближения напряжений в узлах схемы замещения принимаем равными:

$$\dot{U}_1^{(0)} = 525\angle 0° \text{ кВ}; \qquad \dot{U}_2^{(0)} = 500\angle 0° \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_3^{(0)} = 220\angle 0° \text{ кВ}; \qquad \dot{U}_4^{(0)} = 220\angle 0° \text{ кВ}.$$

Значения элементов матрицы Y для данной схемы берем из задачи 3.1.

Решение. Значения мощностей в узлах схемы, входящие в уравнение (3.4);

$$\dot{S}_{y1}=P_{г1}+jQ_{г1}=1100+j34{,}89 \text{ МВ}\cdot\text{А};$$

$$\dot{S}_{y2}=0;$$

$$\dot{S}_{y3}=P_{г3}+jQ_{г3}-(P_{н3}+jQ_{н3})=0+j282{,}6-(70+j40)=$$
$$=-70+j242{,}6 \text{ МВ}\cdot\text{А};$$

$$\dot{S}_{y4}=-(P_{н4}+jQ_{н4})=-230-j120 \text{ МВ}\cdot\text{А}.$$

Итерационная формула для решения узлового уравнения в форме баланса токов (3.4) методом Зейделя может быть представлена для i-го узла в k-й итерации в виде [3.1]

$$\dot{U}_i^{(k)}=\frac{1}{\underline{Y}_{ii}}\left(\frac{P_{yi}-jQ_{yi}}{\overset{*}{\dot{U}}_i^{(k-1)}}-\sum_{j=1}^{i-1}\underline{Y}_{ij}\dot{U}_j^{(k)}-\sum_{j=i+1}^{4}\underline{Y}_{ij}\dot{U}_j^{(k-1)}-\underline{Y}_{iб}\dot{U}_б\right). \quad (3.6)$$

Находим напряжения в узлах схемы рис. 3.2 на первой итерации, используя итерационную формулу метода Зейделя (3.6):

$$\dot{U}_1^{(1)}=\frac{1}{\underline{Y}_{11}}\left(\frac{\overset{*}{\dot{S}}_{y1}}{\overset{*}{\dot{U}}_1^{(0)}}-\underline{Y}_{12}\dot{U}_2^{(0)}\right)=\frac{1}{6{,}63\cdot10^{-4}-j7{,}391\cdot10^{-3}}\times$$
$$\times\left[\frac{1100-j34{,}89}{525}-(-6{,}63\cdot10^{-4}+j8{,}115\cdot10^{-3})\,500\right]=$$
$$=582{,}7+j276{,}0=644{,}8\angle25{,}35°;$$

$$\dot{U}_2^{(1)}=\frac{1}{\underline{Y}_{22}}\left(\frac{\overset{*}{\dot{S}}_{y2}}{\overset{*}{\dot{U}}_2^{(0)}}-\underline{Y}_{21}\dot{U}_1^{(1)}-\underline{Y}_{23}\dot{U}_3^{(0)}-\underline{Y}_{25}U_5\right)=$$
$$=\frac{1}{2{,}061\cdot10^{-3}-j5{,}243\cdot10^{-2}}\left[\frac{0}{500}-(-6{,}63\cdot10^{-4}+j8{,}115\cdot10^{-3})\times\right.$$
$$\times(582{,}7+j276{,}0)-j7{,}128\cdot10^{-2}\cdot220-(-1{,}398\cdot10^{-3}+j1{,}275\times$$
$$\left.\times10^{-2})\,500\right]=509{,}1+j43{,}42=510{,}9\angle4{,}87°;$$

$$\dot{U}_3^{(1)}=\frac{1}{\underline{Y}_{33}}\left(\frac{\overset{*}{\dot{S}}_{y3}}{\overset{*}{\dot{U}}_3^{(0)}}-\underline{Y}_{32}\dot{U}_2^{(1)}-\underline{Y}_{34}\dot{U}_4^{(0)}\right)=$$
$$=\frac{1}{4{,}12\cdot10^{-3}-j1{,}775\cdot10^{-1}}\left[\frac{-70-j242{,}6}{220}-j7{,}128\cdot10^{-2}\times\right.$$

$$\times (509{,}1 + j43{,}42) - (-4{,}12 \cdot 10^{-3} + j2{,}307 \cdot 10^{-2})\, 220 \Big] =$$

$$= 239{,}6 + j15{,}19 = 240{,}1 \angle 3{,}63°;$$

$$\dot{U}_4^{(1)} = \frac{1}{\underline{Y}_{44}} \left(\frac{\overset{*}{S}_{y4}}{\overset{*}{\dot{U}}_4^{(0)}} - \underline{Y}_{43}\, \dot{U}_3^{(1)} \right) = \frac{1}{4{,}12 \cdot 10^{-3} - j2{,}253 \cdot 10^{-2}} \times$$

$$\times \left[\frac{-230 + j120}{220} - (-4{,}12 \cdot 10^{-3} + j2{,}307 \cdot 10^{-2}) \cdot (239{,}6 + j15{,}19) \right] =$$

$$= 213{,}6 - j26{,}09 = 215{,}2 \angle -6{,}96°.$$

Аналогично выполняем расчет напряжений на следующих итерациях. Все расчеты проведены на персональной ЭВМ (ПЭВМ). В качестве критерия окончания итерационного процесса принимаем $\max |\dot{U}_i^{(k)} - \dot{U}_i^{(k-1)}| = \max |\Delta \dot{U}_i^{(k)}| < \varepsilon_u$. Решение находим для различных значений точности по напряжению ε_u. Результаты расчетов приведены в табл. 3.2. Они показывают, что метод Зейделя сходится к решению очень медленно. Повышение точности расчета на два порядка (с $\varepsilon_u = 10^{-3}$ до $\varepsilon_u = 10^{-5}$) требует увеличения числа итераций более чем втрое (с 1313 до 4128).

Задача 3.4. Используя условия и результаты расчета первой итерации задачи 3.3, повторить расчет методом Зейделя при учете статических характеристик нагрузок $P_н = f(U)$, $Q_н = f(U)$ в узлах *3* и *4* схемы рис. 3.1. Сопоставить результаты с результатами решения задачи 3.3.

Решение. Задаем статические характеристики нагрузок в виде следующих квадратичных полиномов:

$$P_{нi} = f(U_i) = P_{нагр\,i} \left(a_0 + a_1 \frac{U_i}{U_{ном\,i}} + a_2 \frac{U_i^2}{U_{ном\,i}^2} \right),$$

$$Q_{нi} = f(U_i) = Q_{нагр\,i} \left(b_0 + b_1 \frac{U_i}{U_{ном\,i}} + b_2 \frac{U_i^2}{U_{ном\,i}^2} \right), \qquad (3.7)$$

где $a_0 = 0{,}83$; $a_1 = -0{,}3$; $a_2 = 0{,}47$; $b_0 = 3{,}7$; $b_1 = -7{,}0$; $b_2 = 4{,}3$.

Так как в задаче 3.3 при выполнении первой итерации в качестве начальных приближений напряжений в узлах *3* и *4* принято номинальное напряжение, то в соответствии с выражениями (3.6) мощности нагрузок в этих узлах при выполнении данного расчета на первой итерации остаются равными заданным значениям. По результатам расчета напряжений в узлах схемы после первой итерации в задаче 3.3 определяем новые значения мощностей нагрузок в узлах *3* и *4* для выполнения второй итерации:

Таблица 3.2. Результаты расчета напряжений методом Зейделя с различной точностью ε_u

Точность расчета ε_u, кВ	10^{-1}	10^{-2}	10^{-3}	10^{-4}	10^{-5}
Число итераций	124	461	1313	2653	4128
$\dot{U}_1 = U'_1 + jU''_1 = U_1 \angle \delta^\circ_1$, кВ	$404{,}2 + j349{,}8$ $534{,}5 \angle 40{,}87°$	$393{,}5 + j351$ $527{,}3 \angle 41{,}73°$	$390{,}7 + j351{,}3$ $525{,}4 \angle 41{,}96°$	$390{,}2 + j351{,}3$ $525{,}05 \angle 42{,}00°$	$390{,}1 + j351{,}3$ $525{,}0 \angle 42{,}01°$
$\dot{U}_2 = U'_2 + jU''_2 = U_2 \angle \delta^\circ_2$, кВ	$508{,}6 + j113{,}1$ $521{,}0 \angle 12{,}54°$	$504{,}0 + j113{,}4$ $516{,}6 \angle 12{,}68°$	$502{,}8 + j113{,}5$ $515{,}4 \angle 12{,}72°$	$502{,}6 + j113{,}5$ $515{,}2 \angle 12{,}73°$	$502{,}6 + j113{,}5$ $515{,}2 \angle 12{,}73°$
$\dot{U}_3 = U'_3 + jU''_3 = U_3 \angle \delta^\circ_3$, кВ	$238{,}6 + j44{,}5$ $242{,}7 \angle 10{,}56°$	$236{,}5 + j44{,}57$ $240{,}7 \angle 10{,}67°$	$235{,}9 + j44{,}58$ $240{,}1 \angle 10{,}70°$	$235{,}8 + j44{,}58$ $240{,}0 \angle 10{,}71°$	$235{,}8 + j44{,}58$ $240{,}0 \angle 10{,}71°$
$\dot{U}_4 = U'_4 + jU''_4 = U_4 \angle \delta^\circ_4$, кВ	$211{,}9 + j2{,}043$ $211{,}9 \angle 0{,}55°$	$209{,}251 + j1{,}643$ $209{,}26 \angle 0{,}45°$	$208{,}5 + j1{,}529$ $208{,}5 \angle 0{,}42°$	$208{,}4 + j1{,}509$ $208{,}4 \angle 0{,}41°$	$208{,}4 + j1{,}507$ $208{,}4 \angle 0{,}41°$

$$P_{н3}^{(2)}=70\left(0{,}83-0{,}3\frac{240{,}09}{220}+0{,}47\frac{240{,}09^2}{220^2}\right)=74{,}36\ \text{МВт};$$

$$Q_{н3}^{(2)}=40\left(3{,}7-7{,}0\frac{240{,}09}{220}+4{,}3\frac{240{,}09^2}{220^2}\right)=47{,}28\ \text{Мвар};$$

$$P_{н4}^{(2)}=230\left(0{,}83-0{,}3\frac{215{,}2}{220}+0{,}47\frac{215{,}2^2}{220^2}\right)=226{,}8\ \text{МВт};$$

$$Q_{н4}^{2}=120\left(3{,}7-7{,}0\frac{215{,}2}{220}+4{,}3\frac{215{,}2^2}{220^2}\right)=116{,}0\ \text{Мвар}.$$

С учетом статических характеристик нагрузок значения узловых мощностей $\dot{S}_{у3}$ и $\dot{S}_{у4}$, входящих в уравнения (3.4),

$$\dot{S}_{у3}=0-74{,}36+j(282{,}6-47{,}28)=-74{,}36+j235{,}4\ \text{МВ}\cdot\text{А};$$

$$\dot{S}_{у4}=-226{,}8-j116{,}0\ \text{МВ}\cdot\text{А}.$$

С учетом полученных значений $\dot{S}_{у3}$ и $\dot{S}_{у4}$ выполняются вторая и последующие итерации, в которых напряжения определяем по формуле (3.6).

Решение узлового уравнения (3.4) методом Зейделя с учетом статических характеристик мощности нагрузок получено на ПЭВМ за 381 итерацию с точностью $\varepsilon_u=10^{-5}$ кВ. Результаты расчета следующие:

Номер узла i	U_i, кВ	δ_i, эл. град	$U'_{i\rho}$, кВ	$U''_{i\rho}$, кВ
1	533,2	41,07	402,1	350,1
2	520,2	12,57	507,7	113,2
3	242,4	10,59	238,3	44,56
4	213,2	0,79	213,2	2,94

Задача 3.5. Записать выражение для определения на каждой итерации метода Зейделя комплексного значения напряжения в генераторном узле и реактивной мощности в нем, если узел задан в форме $P_г-U_г$.

Решение. Для генераторного узла i, заданного в форме $P_г-U_г$, значение $Q_{уi}=Q_{гi}-Q_{нi}$ в формуле (3.6) не определено, так как $Q_{гi}$ не задано.

В этом случае для данного i-го генераторного узла предварительно находим на k-й итерации напряжение $\dot{V}_i^{(k)}$, определяемое значением только активной мощности в этом узле $P_{уi}=P_{гi}-P_{нi}$:

$$\dot{V}_i^{(k)}=\frac{1}{\underline{Y}_{ii}}\left(\frac{P_{уi}}{\dot{U}_i^{(k-1)}}-\sum_{j=1}^{i-1}\underline{Y}_{ij}\dot{U}_j^{(k)}-\sum_{j=i+1}^{4}\underline{Y}_{ij}\dot{U}_j^{(k-1)}-\underline{Y}_{i6}U_6\right),\qquad(3.8)$$

имея в виду, что комплексное значение напряжения в этом узле

$$\dot{U}_i^{(k)} = \dot{V}_i^{(k)} - j\frac{Q_i^{(k)}}{\underline{Y}_{ii}\dot{U}_i^{*(k-1)}}. \qquad (3.9)$$

Прежде чем найти $\dot{U}_i^{(k)}$, находим $Q_i^{(k)}$, исходя из того, что

$$\dot{U}_i^{(k)}\dot{U}_i^{*(k)} = U_i^{(k)2} = \left(\dot{V}_i^{(k)} - j\frac{Q_i^{(k)}}{\underline{Y}_{ii}\dot{U}_i^{*(k-1)}}\right)\left(\dot{V}_i^{*(k)} + j\frac{Q_i^{(k)}}{\underline{Y}_{ii}\dot{U}_i^{(k-1)}}\right).$$

Выполнив ряд преобразований, получаем

$$Q_i^{(k)2} + 2Q_i x + (V_i^{(k)2} - U_i^{(k)2})y_{ii}^2 U_i^{(k-1)2} = 0, \qquad (3.10)$$

где y_{ii} — модуль комплексной проводимости $\underline{Y}_{ii}$; $U_i^{(k)2} = U_i^{(k-1)2} = U_i^2$ — квадрат заданного значения напряжения в узле ;

$$x = V_i'^{(k)}(b_{ii}U_i''^{(k-1)} + g_{ii}U_i'^{(k-1)}) - V_i''^{(k)}(g_{ii}U_i'^{(k-1)} - b_{ii}U_i''^{(k-1)}). \qquad (3.11)$$

Решив квадратное уравнение (3.10) относительно $Q_i^{(k)}$:

$$Q_i^{(k)} = -x \pm \sqrt{x^2 - (V_i^{(k)2} - U_i^{(k)2})y_{ii}^2 U_i^{(k-1)2}}, \qquad (3.12)$$

можно из выражения (3.9) найти комплексное значение напряжения в генераторном узле i на данной итерации $\dot{U}_i^{(k)}$.

Для всех прочих узлов решение методом Зейделя на каждой итерации выполняется в обычном порядке в соответствии с формулой (3.6).

Задача 3.6. Решить узловое комплексное уравнение в форме баланса токов (3.4) методом Зейделя в условиях, когда генераторный узел *1* задан в форме $P_г - U_г$, а генераторный узел *3* — в форме $P_г - Q_г$, т. е.

$$P_{г1} = 1100 \text{ МВт}; \qquad U_{г1} = 525 \text{ кВ};$$
$$P_{г3} = 0 \text{ МВт}; \qquad Q_{г3} = 282{,}6 \text{ Мвар}.$$

Значения элементов матрицы Y берем из задачи 3.1, а напряжение в балансирующем узле $\dot{U}_5$, начальные приближения напряжений $\dot{U}_i^{(0)}$ и значения мощностей в узлах $\dot{S}_{yi}$ ($i=2, 3, 4$) — из задачи 3.3.

Решение. В соответствии с алгоритмом, приведенным в задаче 3.5, находим значение $\dot{V}_1^{(1)}$ из выражения (3.8):

$$\dot{V}_1^{(1)} = \frac{1}{\underline{Y}_{11}}\left(\frac{P_{y1}}{\dot{U}_1^{*(0)}} - \underline{Y}_{12}\dot{U}_2^{(0)}\right) = \frac{1}{6{,}63\cdot10^{-4} - j7{,}391\cdot10^{-3}}\left[\frac{1100}{525} - \right.$$

$$\left. -(-6{,}63\cdot10^{-4} + j8{,}115\cdot10^{-3})\cdot500\right] = 573{,}8 + j276{,}8 = 637{,}1\angle25{,}75°.$$

По формуле (3.11) вычисляем значение x:

$$x = V_1'^{(1)}(b_{11}U_1'^{(0)} + g_{11}U_1''^{(0)}) - V_1''^{(1)}(g_{11}U_1'^{(0)} - b_{11}U_1''^{(0)}) = 573{,}8 \times$$
$$\times (7{,}391 \cdot 10^{-3} \cdot 525 + 6{,}63 \cdot 10^{-4} \cdot 0) - 276{,}8 \cdot (6{,}63 \cdot 10^{-4} \cdot 525 -$$
$$- 7{,}391 \cdot 10^{-3} \cdot 0) = 2130{,}4 \text{ Мвар}.$$

Значение реактивной мощности в узле *1* в первой итерации $Q_1^{(1)}$ находим из (3.12):

$$Q_1^{(1)} = -x \pm \sqrt{x^2 - (V_1^{(1)2} - U_1^{(1)2}) y_{11}^2 U_1^{(0)2}} = -2130{,}4 \pm$$
$$\pm \sqrt{2130{,}4^2 - (637{,}1^2 - 525^2) \cdot (7{,}421 \cdot 10^{-3})^2 \cdot 525^2} =$$
$$= -2130{,}4 \pm 1600{,}3;$$
$$Q_1^{(1)} = -3730{,}7 \text{ Мвар}; \quad Q_1^{(1)} = -530{,}1 \text{ Мвар}.$$

Из двух решений $Q_1^{(1)}$ первое отбрасываем, как не отвечающее физической сущности решаемой задачи. Комплексное значение напряжения в узле *1* находим из выражения (3.9):

$$\dot{U}_1^{(1)} = \dot{V}_1^{(1)} - j\frac{Q_1^{(1)}}{\underline{Y}_{11}\dot{U}_1^{(0)*}} = 573{,}8 + j276{,}8 - j\frac{-530{,}1}{6{,}63 \cdot 10^{-4} - j7{,}391 \cdot 10^{-3}} \times$$
$$\times \frac{1}{525 - j0} = 438{,}3 + j289{,}0 = 525 \angle 33{,}4° \text{ кВ}.$$

Напряжения в остальных узлах находим в соответствии с итерационной формулой метода Зейделя (3.6):

$$\dot{U}_2^{(1)} = \frac{1}{\underline{Y}_{22}}\left(\frac{\overset{*}{S}_{y2}}{\dot{U}_2^{(0)*}} - \underline{Y}_{21}\dot{U}_1^{(1)} - \underline{Y}_{23}\dot{U}_3^{(0)} - \underline{Y}_{25}U_5\right) =$$
$$= \frac{1}{2{,}061 \cdot 10^{-3} - j5{,}243 \cdot 10^{-2}}\left[\frac{0}{500} - (-6{,}63 \cdot 10^{-4} + j8{,}115 \cdot 10^{-3}) \times\right.$$
$$\times (438{,}3 + j289{,}0) - j7{,}128 \cdot 10^{-2} \cdot 220 - (-1{,}398 \cdot 10^{-3} +$$
$$\left. + j1{,}275 \cdot 10^{-2}) \cdot 500\right] = 486{,}6 + j44{,}48 = 488{,}6 \angle 5{,}22° \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_3^{(1)} = \frac{1}{\underline{Y}_{33}}\left(\frac{\overset{*}{S}_{y3}}{\dot{U}_3^{(0)*}} - \underline{Y}_{32}\dot{U}_2^{(1)} - \underline{Y}_{34}\dot{U}_4^{(0)}\right) =$$
$$= \frac{1}{4{,}12 \cdot 10^{-3} - j1{,}775 \cdot 10^{-1}}\left[\frac{-70 - j242{,}6}{220} - j7{,}128 \cdot 10^{-2}(486{,}6 + j44{,}48) -\right.$$
$$\left. - (-4{,}12 \cdot 10^{-3} + j2{,}307 \cdot 10^{-2})220\right] = 230{,}6 + j15{,}82 = 231{,}1 \angle 3{,}93° \text{ кВ};$$

$$\dot{U}_4^{(1)}=\frac{1}{\underline{Y}_{44}}\left(\frac{\overset{*}{S}_{y4}}{\overset{*}{\dot{U}}_4^{(0)}}-\underline{Y}_{43}\dot{U}_3^{(1)}\right)=\frac{1}{4{,}12\cdot10^{-3}-j2{,}253\cdot10^{-2}}\times$$

$$\times\left[\frac{-230-j120}{220}-(-4{,}12\cdot10^{-3}+j2{,}307\cdot10^{-2})(230{,}6+j15{,}82)\right]=$$

$$=204{,}4-j25{,}4=205{,}9\angle-7{,}08^\circ\ \text{кВ}.$$

Далее по приведенному алгоритму выполняем вторую и последующие итерации. Итерационный расчет напряжений, выполненный на ПЭВМ с точностью $\varepsilon_u=10^{-5}$ кВ, сошелся за 66 итераций. Результаты расчета следующие:

Номер узла i	U_i, кВ	δ_i, эл. град	U'_i, кВ	U''_i, кВ
1	525,00	42,01	390,1	351,3
2	515,2	12,73	502,6	113,5
3	240,0	10,71	235,8	44,58
4	208,4	0,41	208,4	1,506

С точностью до погрешностей округления результаты расчета совпадают с результатами решения задачи 3.3.

На ПЭВМ выполнен расчет напряжений методом Зейделя по вышеуказанному алгоритму для случая, когда два узла (*1* и *3*) заданы в форме $P_г-U_г$, т. е.

$$P_{г1}=1100\ \text{МВт};\qquad U_{г1}=525\ \text{кВ};$$
$$P_{г3}=0\ \text{МВт};\qquad U_{г3}=240\ \text{кВ}.$$

Решение получено за 64 итерации с точностью $\varepsilon_u=10^{-5}$ кВ и полностью совпадает с предыдущим.

Задача 3.7. Записать итерационную формулу метода Ньютона, выражения элементов матрицы Якоби и вектора небалансов токов применительно к расчету напряжений в узлах схемы рис. 3.2, решая узловое уравнение в форме баланса токов в прямоугольной системе координат при задании генераторных узлов в форме $P_г-Q_г$.

Решение. Если уравнения узловых напряжений в форме баланса токов записаны в осях U', U'' [выражение (3.5)], то небалансы активного и реактивного токов в i-м узле имеют вид

$$W_{r'_i}=(g_{ii}U'_i+b_{ii}U''_i)+\sum_{j=1\,j\neq i}^{4}(g_{ij}U'_j+b_{ij}U''_j)-\frac{P_{yi}U'_i+Q_{yi}U''_i}{(U'_i)^2+(U''_i)^2}+g_{i6}U_6=0;\tag{3.13}$$

$$W_{r''_i}=(b_{ii}U'_i-g_{ii}U''_i)+\sum_{j=1\,j\neq i}^{4}(b_{ij}U'_j-g_{ij}U''_j)-\frac{Q_{yi}U'_i-P_{yi}U''_i}{(U'_i)^2+(U''_i)^2}+b_{i6}U_6=0,$$

где $i=1, \ldots, 4$.

В соответствии с (3.5) обозначим

$$\frac{P_{yi}U_i' + Q_{yi}U_i''}{(U_i')^2 + (U_i'')^2} = I_i'; \quad \frac{Q_{yi}U_i' - P_{yi}U_i''}{(U_i')^2 + (U_i'')^2} = I_i''. \tag{3.14}$$

Итерационная формула метода Ньютона имеет вид [3.1, 3.2]

$$\frac{\partial \mathbf{W}(\mathbf{x}^{(k-1)})}{\partial \mathbf{X}^{(k-1)}} \Delta \mathbf{X}^{(k)} = -\mathbf{W}(\mathbf{x}^{(k-1)}), \tag{3.15}$$

где матрица производных (матрица Якоби)

$$\frac{\partial \mathbf{W}}{\partial \mathbf{X}} = \begin{bmatrix} \frac{\partial W_1}{\partial X_1} & \frac{\partial W_1}{\partial X_2} & \cdots & \frac{\partial W_1}{\partial X_n} \\ \frac{\partial W_2}{\partial X_1} & \frac{\partial W_2}{\partial X_2} & \cdots & \frac{\partial W_2}{\partial X_n} \\ \cdots & \cdots & \cdots & \cdots \\ \frac{\partial W_n}{\partial X_1} & \frac{\partial W_n}{\partial X_2} & \cdots & \frac{\partial W_n}{\partial X_n} \end{bmatrix};$$

$\mathbf{W}(\mathbf{X}^{(k-1)})$ — вектор небалансов; $\Delta \mathbf{X}^{(k)}$ — вектор приращений неизвестных.

Значения переменных в k-й итерации определяем по формуле

$$\mathbf{X}^{(k)} = \mathbf{X}^{(k-1)} + \Delta \mathbf{X}^{(k)}. \tag{3.16}$$

Если во всех узлах схемы заданы активная и реактивная мощности (все узлы типа $P_г - Q_г$), то матрица Якоби может быть представлена в виде

$$\frac{\partial \mathbf{W}}{\partial \mathbf{X}} = \begin{bmatrix} \frac{\partial \mathbf{W}_I'}{\partial \mathbf{U}'} & \frac{\partial \mathbf{W}_I'}{\partial \mathbf{U}''} \\ \frac{\partial \mathbf{W}_I''}{\partial \mathbf{U}'} & \frac{\partial \mathbf{W}_I''}{\partial \mathbf{U}''} \end{bmatrix}. \tag{3.17}$$

Матрицы-блоки в (3.17) — это квадратные матрицы четвертого порядка, элементы которых определяются следующим образом:

$$\left[\frac{\partial \mathbf{W}_I'}{\partial \mathbf{U}'}\right]_{ij} = \frac{\partial W_{Ii}'}{\partial U_j'}; \tag{3.18}$$

$$\left[\frac{\partial W_{I'}}{\partial U''}\right]_{ij}=\frac{\partial W_{I'_i}}{\partial U''_j}; \tag{3.19}$$

$$\left[\frac{\partial W_{I''}}{\partial U'}\right]_{ij}=\frac{\partial W_{I''_i}}{\partial U'_j}; \tag{3.20}$$

$$\left[\frac{\partial W_{I''}}{\partial U''}\right]_{ij}=\frac{\partial W_{I''_i}}{\partial U''_j}, \tag{3.21}$$

где $i, j=1, 2, 3, 4$.

Элементы матриц-блоков (3.18) и (3.19) с учетом выражения небаланса активного тока $W_{I'}$ (3.13) имеют вид

$$\left.\begin{aligned}\frac{\partial W_{I'_i}}{\partial U'_i}&=g_{ii}-\frac{P_{yi}}{(U'_i)^2+(U''_i)^2}+\frac{2U'_iI'_i}{(U'_i)^2+(U''_i)^2},\\ \frac{\partial W_{I'_i}}{\partial U'_j}&=g_{ij},\end{aligned}\right\} \tag{3.22}$$

$$\left.\begin{aligned}\frac{\partial W_{I'_i}}{\partial U''_i}&=b_{ii}-\frac{Q_{yi}}{(U'_i)^2+(U''_i)^2}+\frac{2U''_iI'_i}{(U'_i)^2+(U''_i)^2},\\ \frac{\partial W_{I'_i}}{\partial U''_j}&=b_{ij}.\end{aligned}\right\} \tag{3.23}$$

Элементы матриц-блоков (3.20) и (3.21) с учетом выражения небаланса реактивного тока $W_{I''}$ (3.13) имеют вид

$$\left.\begin{aligned}\frac{\partial W_{I''_i}}{\partial U'_i}&=b_{ii}-\frac{Q_{yi}}{(U'_i)^2+(U''_i)^2}+\frac{2U'_iI''_i}{(U'_i)^2+(U''_i)^2},\\ \frac{\partial W_{I''_i}}{\partial U'_j}&=b_{ij};\end{aligned}\right\} \tag{3.24}$$

$$\left.\begin{aligned}\frac{\partial W_{I''_i}}{\partial U''_i}&=-g_{ii}+\frac{P_{yi}}{(U'_i)^2+(U''_i)^2}+\frac{2U''_iI''_i}{(U'_i)^2+(U''_i)^2},\\ \frac{\partial W_{I''_i}}{\partial U''_j}&=-g_{ij}.\end{aligned}\right\} \tag{3.25}$$

Здесь $i, j=1, 2, 3, 4$.

Итерационная формула метода Ньютона (3.15) при решении узлового уравнения в форме баланса токов в осях U', U''

в случае задания генераторных узлов в форме $P_г - Q_г$ имеет вид

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial W_{I'}}{\partial U'} & \frac{\partial W_{I'}}{\partial U''} \\ \frac{\partial W_{I''}}{\partial U'} & \frac{\partial W_{I''}}{\partial U''} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \Delta U'^{(k)} \\ \Delta U''^{(k)} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} W_{I'}(U'^{(k-1)},\ U''^{(k-1)}) \\ W_{I''}(U'^{(k-1)},\ U''^{(k-1)}) \end{bmatrix}. \tag{3.26}$$

В качестве критерия окончания итерационного процесса метода Ньютона используем $\max |\dot{I}_i^{(k)} - \dot{I}_i^{(k-1)}| = \max |\Delta \dot{I}_i^{(k)}| \leqslant \varepsilon_I$ с последующим контролем по критерию $\max |\Delta \dot{U}_i^{(k)}| \leqslant \varepsilon_u$.

Задача 3.8. Решить методом Ньютона узловое уравнение (3.5) в форме баланса токов, записанное в прямоугольной системе координат (в осях U', U''), используя формулы задачи 3.7. Генераторные узлы *1* и *3* заданы в форме $P_г - Q_г$, т. е.

$$P_{г1} = 1100 \text{ МВт}; \quad Q_{г1} = 34{,}89 \text{ Мвар};$$
$$P_{г3} = 0 \text{ МВт}; \quad Q_{г3} = 282{,}6 \text{ Мвар}.$$

Значения элементов матрицы **Y** берем из задачи 3.1, а напряжение в балансирующем узле U_5, начальные приближения напряжений $\dot{U}_i^{(0)}$ и значения мощностей в узлах $\dot{S}_{yi}$ $(i = 1, 2, 3, 4)$ — из задачи 3.3.

Решение. Определяем элементы вектора небалансов токов $\mathbf{W}_I(U'^{(0)}, U''^{(0)})$* на первой итерации на основании выражений (3.13) (кА):

$$W_{I'_1} = -g_{11} U'_1 + b_{11} U''_1 + (g_{12} U'_2 + b_{12} U''_2) - \frac{P_{y1} U'_1 + Q_{y1} U''_1}{(U'_1)^2 + (U''_1)^2} =$$
$$= 6{,}63 \cdot 10^{-4} \cdot 525 + 7{,}391 \cdot 10^{-3} \cdot 0 + (-6{,}63 \cdot 10^{-4} \cdot 500 -$$
$$- 8{,}115 \cdot 10^{-3} \cdot 0) - \frac{1100 \cdot 525 + 34{,}894 \cdot 0}{525^2 + 0^2} = -2{,}079;$$

$$W_{I'_2} = g_{22} U'_2 + b_{22} U''_2 + (g_{21} U'_1 + b_{21} U''_1 + g_{23} U'_3 + b_{23} U''_3) -$$
$$- \frac{P_{y2} U'_2 + Q_{y2} U''_2}{(U'_2)^2 + (U''_2)^2} + g_{25} U_5 = 2{,}061 \cdot 10^{-3} \cdot 500 + 5{,}243 \cdot 10^{-2} \cdot 0 +$$
$$+ (-6{,}63 \cdot 10^{-4} \cdot 525 - 8{,}115 \cdot 10^{-3} \cdot 0 + 0 \cdot 220 - 7{,}128 \cdot 10^{-2} \cdot 0) -$$

*Здесь и далее используем сокращенное обозначение элементов вектора небалансов и матрицы Якоби (например, W_I), не указывая, что расчет этих величин приводится для начальных приближений, т. е. на первой итерации.

$$-\frac{0\cdot 500+0\cdot 0}{500^2+0^2}-1{,}398\cdot 10^{-3}\cdot 500=-0{,}017;$$

$$W_{I_3'}=g_{33}U_3'+b_{33}U_3''+$$

$$+(g_{32}U_2'+b_{32}U_2''+g_{34}U_4'+b_{34}U_4'')-\frac{P_{y3}U_3'+Q_{y3}U_3''}{(U_3')^2+(U_3'')^2}=0{,}318;$$

$$W_{I_4'}=g_{44}U_4'+b_{44}U_4'+(g_{43}U_3'+b_{43}U_3'')-\frac{P_{y4}U_4'+Q_{y4}U_4''}{(U_4')^2+(U_4'')^2}=1{,}045;$$

$$W_{I_1''}=b_{11}U_1'-g_{11}U_1'+(b_{12}U_2'-g_{12}U_2'')-\frac{Q_{y1}U_1'-P_{y1}U_1''}{(U_1')^2+(U_1'')^2}=$$

$$=7{,}391\cdot 10^{-3}\cdot 525-6{,}63\cdot 10^{-4}\cdot 0+(-8{,}115\cdot 10^{-3}\cdot 500+6{,}63\cdot 10^{-4}\cdot 0)-$$

$$-\frac{34{,}89\cdot 525-1100\cdot 0}{525^2+0^2}=-0{,}244;$$

$$W_{I_2''}=b_{22}U_2'-g_{22}U_2''+(b_{21}U_1'-g_{21}U_1''+b_{23}U_3'-g_{23}U_3'')-$$

$$-\frac{Q_{y2}U_2'-P_{y2}U_2''}{(U_2')^2+(U_2'')^2}+b_{25}\cdot U_5=-0{,}1;$$

$$W_{I_3''}=b_{33}U_3'-g_{33}U_3''+(b_{32}U_2'-g_{32}U_2''+b_{34}U_4'-g_{34}U_4'')-$$

$$-\frac{Q_{y3}U_3'-P_{y3}U_3''}{(U_3')^2+(U_3'')^2}=-2{,}771;$$

$$W_{I_4''}=b_{44}U_4'-g_{44}U_4''+(b_{43}U_3'-g_{43}U_3'')-\frac{Q_{y4}U_4'-P_{y4}U_4''}{(U_4')^2+(U_4'')^2}=-0{,}427.$$

Определяем элементы матрицы Якоби (3.17) как элементы матриц-блоков (3.18) — (3.21).

В соответствии с выражениями (3.22) элементы матрицы-блока $\frac{\partial W_{I'}}{\partial U'}$ (3.18) (1/Ом):

$$\frac{\partial W_{I_1'}}{\partial U_1'}=g_{11}-\frac{P_{y1}}{(U_1')^2+(U_1'')^2}+\frac{2U_1'(P_{y1}U_1'+Q_{y1}U_1'')}{[(U_1')^2+(U_1'')^2]^2}=6{,}63\cdot 10^{-4}-$$

$$-\frac{1100}{525^2+0^2}+\frac{2\cdot 525(1100\cdot 525+34{,}89\cdot 0)}{(525^2+0^2)^2}=4{,}65\cdot 10^{-3};$$

$$\frac{\partial W_{I_1'}}{\partial U_2'}=g_{12}=\frac{\partial W_{I_2'}}{\partial U_1'}=g_{21}=-6{,}63\cdot 10^{-4};$$

$$\frac{\partial W_{I'_1}}{\partial U'_3}=g_{13}=\frac{\partial W_{I'_3}}{\partial U'_1}=g_{31}=0;$$

$$\frac{\partial W_{I'_1}}{\partial U'_4}=g_{14}=\frac{\partial W_{I'_4}}{\partial U'_1}=g_{41}=0;$$

$$\frac{\partial W_{I'_2}}{\partial U'_2}=g_{22}-\frac{P_{y2}}{(U'_2)^2+(U''_2)^2}+\frac{2U'_2(P_{y2}U'_2+Q_{y2}U''_2)}{[(U'_2)^2+(U''_2)^2]^2}=2{,}061\cdot 10^{-3};$$

$$\frac{\partial W_{I'_2}}{\partial U'_3}=g_{23}=\frac{\partial W_{I'_3}}{\partial U'_2}=g_{32}=0;$$

$$\frac{\partial W_{I'_2}}{\partial U'_4}=g_{24}=\frac{\partial W_{I'_4}}{\partial U'_2}=g_{42}=0;$$

$$\frac{\partial W_{I'_3}}{\partial U'_3}=g_{33}-\frac{P_{y3}}{(U'_3)^2+(U''_3)^2}+\frac{2U'_3(P_{y3}U'_3+Q_{y3}U''_3)}{[(U'_3)^2+(U''_3)^2]^2}=2{,}674\cdot 10^{-3};$$

$$\frac{\partial W_{I'_3}}{\partial U'_4}=g_{34}=\frac{\partial W_{I'_4}}{\partial U'_3}=g_{43}=-4{,}12\cdot 10^{-3};$$

$$\frac{\partial W_{I'_4}}{\partial U'_4}=g_{44}-\frac{P_{y4}}{(U'_4)^2+(U''_4)^2}+\frac{2U'_4(P_{y4}U'_4+Q_{y4}U''_4)}{[(U'_4)^2+(U''_4)^2]^2}=-6{,}321\cdot 10^{-4}.$$

В соответствии с выражениями (3.23) элементы матрицы-блока $\frac{\partial W_{I'}}{\partial U''}$ (3.19) (1/Ом):

$$\frac{\partial W_{I'_1}}{\partial U''_1}=b_{11}-\frac{Q_{y1}}{(U'_1)^2+(U''_1)^2}+\frac{2U''_1(P_{y1}U'_1+Q_{y1}U''_1)}{[(U'_1)^2+(U''_1)^2]^2}=7{,}391\cdot 10^{-3}-$$

$$-\frac{34{,}894}{525^2+0^2}+\frac{2\cdot 0\cdot(1100\cdot 525+34{,}894\cdot 0)}{(525^2+0^2)^2}=7{,}264\cdot 10^{-3};$$

$$\frac{\partial W_{I'_1}}{\partial U''_2}=b_{12}=\frac{\partial W_{I'_2}}{\partial U''_1}=b_{21}=-8{,}115\cdot 10^{-3};$$

$$\frac{\partial W_{I'_1}}{\partial U''_3}=b_{13}=\frac{\partial W_{I'_3}}{\partial U''_1}=b_{31}=0;$$

$$\frac{\partial W_{I'_1}}{\partial U''_4}=b_{14}=\frac{\partial W_{I'_4}}{\partial U''_1}=b_{41}=0;$$

$$\frac{\partial W_{I'_2}}{\partial U''_2}=b_{22}-\frac{Q_{y2}}{(U'_2)^2+(U''_2)^2}+\frac{2U''_2(P_{y2}U'_2+Q_{y2}U''_2)}{[(U'_2)^2+(U''_2)^2]^2}=5{,}243\cdot 10^{-2};$$

$$\frac{\partial W_{I'_2}}{\partial U''_3}=b_{23}=\frac{\partial W_{I'_3}}{\partial U''_2}=b_{32}=-7{,}128\cdot 10^{-2};$$

$$\frac{\partial W_{I'_2}}{\partial U''_4}=b_{24}=\frac{\partial W_{I'_4}}{\partial U''_2}=b_{42}=0;$$

$$\frac{\partial W_{I'_3}}{\partial U''_3}=b_{33}-\frac{Q_{y3}}{(U'_3)^2+(U''_3)^2}+\frac{2U''_3(P_{y3}U'_3+Q_{y3}U''_3)}{[(U'_3)^2+(U''_3)^2]^2}=0{,}1725;$$

$$\frac{\partial W_{I'_3}}{\partial U''_4}=b_{34}=\frac{\partial W_{I'_4}}{\partial U''_3}=b_{43}=-2{,}307\cdot 10^{-2};$$

$$\frac{\partial W_{I'_4}}{\partial U''_4}=b_{44}-\frac{Q_{y4}}{(U'_4)^2+(U''_4)^2}+\frac{2U''_4(P_{y4}U'_4+Q_{y4}U''_4)}{[(U'_4)^2+(U''_4)^2]^2}=0{,}025.$$

В соответствии с выражениями (3.24) элементы матрицы-блока $\frac{\partial W_I''}{\partial U'}$ (3.20) (1/Ом):

$$\frac{\partial W''_{I_1}}{\partial U'_1}=b_{11}-\frac{Q_{y1}}{(U'_1)^2+(U''_1)^2}+\frac{2U'_1(Q_{y1}U'_1-P_{y1}U''_1)}{[(U'_1)^2+(U''_1)^2]^2}=7{,}391\cdot 10^{-3}-$$

$$-\frac{34{,}89}{525^2+0^2}+\frac{2\cdot 525(34{,}89\cdot 525-1100\cdot 0)}{(525^2+0^2)^2}=7{,}517\cdot 10^{-3};$$

$$\frac{\partial W_{I'_1}}{\partial U'_2}=b_{12}=\frac{\partial W''_{I_2}}{\partial U'_1}=b_{21}=-8{,}115\cdot 10^{-3};$$

$$\frac{\partial W_{I'_1}}{\partial U'_3}=b_{13}=\frac{\partial W''_{I_3}}{\partial U'_1}=b_{31}=0;$$

$$\frac{\partial W_{I'_1}}{\partial U'_4}=b_{14}=\frac{\partial W''_{I_4}}{\partial U'_1}=b_{41}=0;$$

$$\frac{\partial W_I''_2}{\partial U'_2} = b_{22} - \frac{Q_{y2}}{(U'_2)^2+(U''_2)^2} + \frac{2U'_2(Q_{y2}U'_2 - P_{y2}U''_2)}{[(U'_2)^2+(U''_2)^2]^2} = 5{,}243 \cdot 10^{-2};$$

$$\frac{\partial W_I''_2}{\partial U'_3} = b_{23} = \frac{\partial W_I''_3}{\partial U'_2} = b_{32} = -7{,}128 \cdot 10^{-2};$$

$$\frac{\partial W_I''_2}{\partial U'_4} = b_{24} = \frac{\partial W_I''_4}{\partial U'_2} = b_{42} = 0;$$

$$\frac{\partial W_I''_3}{\partial U'_3} = b_{33} - \frac{Q_{y3}}{(U'_3)^2+(U''_3)^2} + \frac{2U'_3(Q_{y3}U'_3 - P_{y3}U''_3)}{[(U'_3)^2+(U''_3)^2]^2} = 0{,}1825;$$

$$\frac{\partial W_I''_3}{\partial U'_4} = b_{34} = \frac{\partial W_I''_4}{\partial U'_3} = b_{43} = -2{,}307 \cdot 10^{-2};$$

$$\frac{\partial W_I''_4}{\partial U'_4} = b_{44} - \frac{Q_{y4}}{(U'_4)^2+(U''_4)^2} + \frac{2U'_4(Q_{y4}U'_4 - P_{y4}U''_4)}{[(U'_4)^2+(U''_4)^2]^2} = 2{,}01 \cdot 10^{-2}.$$

В соответствии с выражениями (3.25) элементы матрицы-блока $\frac{\partial W_I''}{\partial U''}$ (3.21) (1/Ом):

$$\frac{\partial W_I''_1}{\partial U''_1} = -g_{11} + \frac{P_{y1}}{(U'_1)^2+(U''_1)^2} + \frac{2U''_1(Q_{y1}U'_1 - P_{y1}U''_1)}{[(U'_1)^2+(U''_1)^2]^2} = -6{,}63 \cdot 10^{-4} +$$

$$+ \frac{1100}{525^2+0^2} + \frac{2 \cdot 0 \cdot (34{,}89 \cdot 525 - 1100 \cdot 0)}{(525^2+0^2)^2} = 3{,}328 \cdot 10^{-3};$$

$$\frac{\partial W_I''_1}{\partial U''_2} = -g_{12} = \frac{\partial W_I''_2}{\partial U''_1} = -g_{21} = 6{,}63 \cdot 10^{-4};$$

$$\frac{\partial W_I''_1}{\partial U''_3} = -g_{13} = \frac{\partial W_I''_3}{\partial U''_1} = -g_{31} = 0;$$

$$\frac{\partial W_I''_1}{\partial U''_4} = -g_{14} = \frac{\partial W_I''_4}{\partial U''_1} = -g_{41} = 0;$$

$$\frac{\partial W_I''_2}{\partial U''_2} = -g_{22} + \frac{P_{y2}}{(U'_2)^2+(U''_2)^2} + \frac{2U''_2(Q_{y2}U'_2 - P_{y2}U''_2)}{[(U'_2)^2+(U''_2)^2]^2} = -2{,}061 \cdot 10^{-3};$$

$$\frac{\partial W_I''_2}{\partial U''_3} = -g_{23} = \frac{\partial W_I''_3}{\partial U''_2} = -g_{32} = 0;$$

$$\frac{\partial W_I''_2}{\partial U''_4} = -g_{24} = \frac{\partial W_I''_4}{\partial U''_2} = -g_{42} = 0;$$

$$\frac{\partial W_I''_3}{\partial U''_3} = -g_{33} + \frac{P_{y3}}{(U'_3)^2+(U''_3)^2} + \frac{2U''_3(Q_{y3}U'_3 - P_{y3}U''_3)}{[(U'_3)^2+(U''_3)^2]^2} = -5{,}55\cdot 10^{-3};$$

$$\frac{\partial W_I''_3}{\partial U''_4} = -g_{34} = \frac{\partial W_I''_4}{\partial U''_3} = -g_{43} = 4{,}12\cdot 10^{-3};$$

$$\frac{\partial W_I''_4}{\partial U''_4} = -g_{44} + \frac{P_{y4}}{(U'_4)^2+(U''_4)^2} + \frac{2U''_4(Q_{y4}U'_4 - P_{y4}U''_4)}{[(U'_4)^2+(U''_4)^2]^2} = -8{,}872\cdot 10^{-3}.$$

Итак, система линеаризованных уравнений на первом шаге метода Ньютона (3.15) в матричном виде имеет вид

$$\begin{bmatrix}
4{,}65\cdot 10^{-3} & -6{,}63\cdot 10^{-4} & 0 & 0 & 7{,}264\cdot 10^{-3} \\
-6{,}63\cdot 10^{-4} & 2{,}061\cdot 10^{-3} & 0 & 0 & -8{,}115\cdot 10^{-3} \\
0 & 0 & 2{,}674\cdot 10^{-3} & -4{,}12\cdot 10^{-3} & 0 \\
0 & 0 & -4{,}12\cdot 10^{-3} & -6{,}321\cdot 10^{-4} & 0 \\
7{,}517\cdot 10^{-3} & -8{,}115\cdot 10^{-3} & 0 & 0 & 3{,}328\cdot 10^{-3} \\
-8{,}115\cdot 10^{-3} & 5{,}243\cdot 10^{-2} & -7{,}128\cdot 10^{-2} & 0 & 6{,}63\cdot 10^{-4} \\
0 & -7{,}128\cdot 10^{-2} & 0{,}1825 & -2{,}307\cdot 10^{-2} & 0 \\
0 & 0 & -2{,}307\cdot 10^{-2} & 2{,}01\cdot 10^{-2} & 0
\end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix}
-8{,}115\cdot 10^{-3} & 0 & 0 \\
5{,}243\cdot 10^{-2} & -7{,}128\cdot 10^{-2} & 0 \\
-7{,}128\cdot 10^{-2} & 0{,}1725 & -2{,}307\cdot 10^{-2} \\
0 & -2{,}307\cdot 10^{-2} & 0{,}025 \\
6{,}63\cdot 10^{-4} & 0 & 0 \\
-2{,}061\cdot 10^{-3} & 0 & 0 \\
0 & -5{,}55\cdot 10^{-3} & 4{,}12\cdot 10^{-3} \\
0 & 4{,}12\cdot 10^{-3} & -8{,}872\cdot 10^{-3}
\end{bmatrix} \times \begin{bmatrix}
\Delta U'^{(1)}_1 \\ \Delta U'^{(1)}_2 \\ \Delta U'^{(1)}_3 \\ \Delta U'^{(1)}_4 \\ \Delta U''^{(1)}_1 \\ \Delta U''^{(1)}_2 \\ \Delta U''^{(1)}_3 \\ \Delta U''^{(1)}_4
\end{bmatrix} = - \begin{bmatrix}
-2{,}079 \\ -0{,}017 \\ 0{,}318 \\ 1{,}045 \\ -0{,}244 \\ -0{,}1 \\ -2{,}771 \\ -0{,}427
\end{bmatrix} \qquad (3.27)$$

Систему линейных алгебраических уравнений (3.27) наиболее рационально решать методом Гаусса. Однако для повышения точности решения этим методом желательно, чтобы матрица коэффициентов системы была диагонально доминирующей. Можно заметить, что в (3.27) элементы блоков $\frac{\partial W_{I'}}{\partial U''}$ и $\frac{\partial W_{I''}}{\partial U'}$ по аб-

солютному значению больше элементов блоков $\frac{\partial W_{I'}}{\partial U'}$ и $\frac{\partial W_I}{\partial U''}$. Чтобы эти блоки оказались на главной диагонали матрицы Якоби, переставим столбцы матрицы Якоби, одновременно переставив приращения переменных вектора неизвестных, т. е. систему уравнений (3.27) [что соответствует (3.26)] решаем методом Гаусса в виде:

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial W_{I'}}{\partial U''} & \frac{\partial W_{I'}}{\partial U'} \\ \frac{\partial W_{I''}}{\partial U''} & \frac{\partial W_{I''}}{\partial U'} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \Delta U''^{(k)} \\ \Delta U'^{(k)} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} W_{I'}(U'^{(k-1)}, U''^{(k-1)}) \\ W_{I''}(U'^{(k-1)}, U'^{(k-1)}) \end{bmatrix}, \tag{3.28}$$

или в числовом выражении

$$\begin{bmatrix} 7{,}264\cdot10^{-3} & -8{,}115\cdot10^{-3} & 0 & 0 \\ -8{,}115\cdot10^{-3} & 5{,}243\cdot10^{-2} & -7{,}128\cdot10^{-2} & 0 \\ 0 & -7{,}128\cdot10^{-2} & 0{,}1725 & -2{,}307\cdot10^{-2} \\ 0 & 0 & -2{,}307\cdot10^{-2} & 2{,}5\cdot10^{-2} \\ 3{,}328\cdot10^{-3} & 6{,}63\cdot10^{-4} & 0 & 0 \\ 6{,}63\cdot10^{-4} & -2{,}061\cdot10^{-3} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & -5{,}55\cdot10^{-3} & 4{,}12\cdot10^{-3} \\ 0 & 0 & 4{,}12\cdot10^{-3} & -8{,}872\cdot10^{-3} \end{bmatrix}$$

$$\begin{bmatrix} 4{,}65\cdot10^{-3} & -6{,}63\cdot10^{-4} & 0 & 0 \\ -6{,}63\cdot10^{-4} & 2{,}061\cdot10^{-3} & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 2{,}674\cdot10^{-3} & -4{,}12\cdot10^{-3} \\ 0 & 0 & -4{,}12\cdot10^{-3} & -6{,}321\cdot10^{-4} \\ 7{,}517\cdot10^{-3} & -8{,}115\cdot10^{-3} & 0 & 0 \\ -8{,}115\cdot10^{-3} & 5{,}243\cdot10^{-2} & -7{,}128\cdot10^{-2} & 0 \\ 0 & -7{,}128\cdot10^{-2} & 0{,}1825 & -2{,}307\cdot10^{-2} \\ 0 & 0 & -2{,}307\cdot10^{-2} & 2{,}01\cdot10^{-2} \end{bmatrix} \times$$

$$\times \begin{bmatrix} \Delta U''^{(1)}_1 \\ \Delta U''^{(1)}_2 \\ \Delta U''^{(1)}_3 \\ \Delta U''^{(1)}_4 \\ \Delta U'^{(1)}_1 \\ \Delta U'^{(1)}_2 \\ \Delta U'^{(1)}_3 \\ \Delta U'^{(1)}_4 \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} -2{,}079 \\ -0{,}017 \\ 0{,}318 \\ 1{,}045 \\ -0{,}244 \\ -0{,}1 \\ -2{,}771 \\ -0{,}427 \end{bmatrix}. \tag{3.29}$$

В результате решения системы (3.29) на ПЭВМ методом Гаусса определяем поправки (кВ):

$$\Delta U_1'^{(1)} = -2235{,}7; \qquad \Delta U_1''^{(1)} = 3023{,}8;$$
$$\Delta U_2'^{(1)} = -760{,}7; \qquad \Delta U_2''^{(1)} = 1230{,}8;$$
$$\Delta U_3'^{(1)} = -313{,}9; \qquad \Delta U_3''^{(1)} = 559{,}7;$$
$$\Delta U_4'^{(1)} = -313{,}9; \qquad \Delta U_4''^{(1)} = 414{,}9.$$

После этого находим первое приближение переменных в соответствии с (3.16) (кВ):

$$\begin{bmatrix} U_1'^{(1)} \\ U_2'^{(1)} \\ U_3'^{(1)} \\ U_4'^{(1)} \\ U_1''^{(1)} \\ U_2''^{(1)} \\ U_3''^{(1)} \\ U_4''^{(1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 525 \\ 500 \\ 220 \\ 220 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} -2235{,}7 \\ -760{,}7 \\ -313{,}9 \\ -313{,}9 \\ 3023{,}8 \\ 1230{,}8 \\ 559{,}7 \\ 414{,}9 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} -1710{,}7 \\ -260{,}7 \\ -93{,}9 \\ -93{,}89 \\ 3023{,}8 \\ 1230{,}8 \\ 559{,}7 \\ 414{,}9 \end{bmatrix}. \qquad (3.30)$$

Дальнейший расчет напряжений в узлах выполнен на ПЭВМ. Изменение элементов вектора переменных от итерации $(k-1)$ к итерации k представлено в табл. 3.3.

Таблица 3.3. **Значения напряжений в узлах схемы рис. 3.2 в итерационном цикле**

Номер итерации k	$U_1'^{(k)}$, кВ	$U_2'^{(k)}$, кВ	$U_3'^{(k)}$, кВ	$U_4'^{(k)}$, кВ	$U_1''^{(k)}$, кВ	$U_2''^{(k)}$, кВ	$U_3''^{(k)}$, кВ	$U_4''^{(k)}$, кВ
1	−1710,7	−260,7	−93,9	−93,89	3023,8	1230,8	559,7	414,9
2	582,5	608,8	292,5	346,7	−77,71	−39,47	−17,81	−64,15
3	155,6	421,2	200,6	178,4	1035	405,1	181,1	139,3
4	233,6	441,8	210,2	172,7	75,10	−19,59	−22,16	−108,3
5	389,0	488,7	226,3	175,8	175,7	37,62	8,303	−31,97
6	530,1	565,0	265,9	253,9	279,6	86,57	33,44	−3,339
7	433,8	521,3	244,6	220,1	357,4	117,2	46,73	6,296
8	412,9	512,1	240,3	214,0	348,6	112,7	44,39	2,294
9	400,4	506,9	237,8	210,9	350,4	113,3	44,55	1,926
10	394,4	504,4	236,7	209,5	350,9	113,4	44,57	1,682
11	391,6	503,2	236,1	208,8	351,2	113,5	44,58	1,567
12	390,4	502,7	235,9	208,5	351,3	113,5	44,58	1,520
13	390,1	502,6	235,8	208,4	351,3	113,5	44,58	1,508
14	390,1	502,6	235,8	208,4	351,3	113,5	44,58	1,507

Критерием окончания итерационного процесса решения является критерий $\max|\Delta I_i^{(k)}| \leqslant \varepsilon_I$. Решение получено за 14 итераций при $\varepsilon_I = 10^{-6}$ кА. Проверка точности расчета по напряжению в узлах схемы показала, что в этом случае $\varepsilon_u = \max|\Delta U_i^{(k)}| = 2 \cdot 10^{-2}$ кВ.

Результаты расчета представлены в табл. 3.4.

Таблица 3.4. Напряжения в узлах схемы рис. 3.2 при решении узлового уравнения в форме баланса токов в осях U' и U'' методом Ньютона

Номер узла i	U'_i, кВ	U''_i, кВ	U_i, кВ	δ_i, эл. град
1	390,1	351,3	525	42,01
2	502,6	113,5	515,2	12,73
3	235,8	44,58	240,0	10,71
4	208,4	1,507	208,4	0,41

Задача 3.9. Записать узловое уравнение в форме баланса мощностей (3.2) применительно к схеме рис. 3.2 при представлении комплексных величин:

1. В прямоугольной системе координат (U', U'').
2. В полярной форме (δ, U).

Решение. Узловое уравнение в форме баланса мощностей (3.2), записанное для i-го узла, имеет вид

$$\overset{*}{\dot{U}}_i \underline{Y}_{ii} \dot{U}_i + \overset{*}{\dot{U}}_i \sum_{j=1 j\neq i}^{4} \underline{Y}_{ij} \dot{U}_j = \overset{*}{\dot{S}}_{yi} - \overset{*}{\dot{U}}_i \underline{Y}_{i6} \dot{U}_6, \qquad (3.31)$$

где $i=1, \ldots, 4$.

1. Запись комплексного уравнения (3.31) в виде уравнений с действительными коэффициентами при представлении комплексных величин в прямоугольной системе координат (U', U'').

Обозначив комплексные величины

$$\underline{Y}=g-jb; \quad \dot{U}=U'+jU''; \quad S_y=P_y+jQ_y,$$

получим уравнение (3.31) в виде

$$(U'_i-jU''_i)(g_{ii}-jb_{ii})(U'_i+jU''_i)+(U'_i-jU''_i)\sum_{j=1 j\neq i}^{4}(g_{ij}-jb_{ij})(U'_j+jU''_j)=$$
$$=P_{yi}-jQ_{yi}-(U'_i-jU''_i)(g_{i6}-jb_{i6})U_6.$$

Разделив в этом уравнении действительные и мнимые части, имеем для любого i-го узла пару уравнений с действительными коэффициентами:

$$\begin{cases} g_{ii}[(U'_i)^2+(U''_i)^2]+U'_i\sum\limits_{j=1 j\neq i}^{4}(g_{ij}U'_j+b_{ij}U''_j)-U''_i\sum\limits_{j=1 j\neq i}^{4}(b_{ij}U'_j-g_{ij}U''_j)= \\ \qquad =P_{yi}-(g_{i6}U'_i-b_{i6}U''_i)U_6; \\ b_{ii}[(U'_i)^2+(U''_i)^2]+U'_i\sum\limits_{j=1 j\neq i}^{4}(b_{ij}U'_j-g_{ij}U''_j)+U''_i\sum\limits_{j=1 j\neq i}^{4}(g_{ij}U'_j+b_{ij}U''_j)= \\ \qquad =Q_{yi}-(b_{i6}U'_i+g_{i6}U''_i)U_6, \end{cases} \qquad (3.32)$$

где $i=1, \ldots, 4$.

2. Запись комплексного уравнения (3.31) в виде уравнений с действительными коэффициентами при представлении комплексных величин в полярной системе координат (δ, U).

Обозначаем комплексные величины

$$\dot{U}=U(\cos\delta+j\sin\delta);$$
$$\dot{S}_y=P_y+jQ_y;$$
$$\underline{Y}=y(\sin\alpha-j\cos\alpha),$$

где $\alpha=90-\psi$, а $\underline{Y}=ye^{-j\psi}$.

Подставляем комплексные величины в уравнение (3.31), записанное для i-го узла, с учетом того, что недиагональные элементы матрицы $\mathbf{Y}$ — это взятые с обратным знаком проводимости соответствующих ветвей:

$$\underline{Y}_{ij}=-\underline{Y}_{i-j}=y_{ij}(-\sin\alpha_{ij}+j\cos\alpha_{ij});$$

$$U_i(\cos\delta_i-j\sin\delta_i)\,y_{ii}(\sin\alpha_{ii}-j\cos\alpha_{ii})\cdot U_i(\cos\delta_i+j\sin\delta_i)+$$
$$+U_i(\cos\delta_i-j\sin\delta_i)\sum_{j=1\,j\neq i}^{4}y_{ij}(-\sin\alpha_{ij}+j\cos\alpha_{ij})\,U_j(\cos\delta_j+j\sin\delta_j)=$$
$$=P_{yi}-jQ_{yi}-U_i(\cos\delta_i-j\sin\delta_i)\,y_{i6}(-\sin\alpha_{i6}+j\cos\alpha_{i6})\,U_6.$$

Разделив в этом уравнении действительные и мнимые части, получаем для любого i-го узла пару уравнений с действительными коэффициентами:

$$\begin{cases}U_i^2y_{ii}\sin\alpha_{ii}+U_i\sum\limits_{j=1\,j\neq i}^{4}U_jy_{ij}\sin(\delta_i-\delta_j-\alpha_{ij})=P_{yi}-U_iU_6y_{i6}\sin(\delta_i-\alpha_{i6});\\ U_i^2y_{ii}\cos\alpha_{ii}-U_i\sum\limits_{j=1\,j\neq i}^{4}U_jy_{ij}\cos(\delta_i-\delta_j-\alpha_{ij})=Q_{yi}+U_iU_6y_{i6}\cos(\delta_i-\alpha_{i6}),\end{cases}\qquad(3.33)$$

где $i=1, \ldots, 4$.

Задача 3.10. Записать выражения элементов матрицы Якоби, вектора небалансов мощностей и итерационную формулу метода Ньютона применительно к расчету напряжений в узлах схемы рис. 3.2 решением узлового уравнения в форме баланса мощностей (3.32) в осях U', U'' при задании генераторных узлов в форме: 1)$P_г-Q_г$; 2)$P_г-U_г$.

Решение. Если уравнения узловых напряжений в форме баланса мощностей записаны в осях U', U'' [выражения (3.32)], то небалансы активной и реактивной мощности в i-м узле имеют вид

$$\begin{cases} W_P = g_{ii}[(U_i')^2 + (U_i'')^2] + U_i' \sum\limits_{j=1\,j\neq i}^{4} (g_{ij}U_j' + b_{ij}U_j'') - U_i'' \sum\limits_{j=1\,j\neq i}^{4} (b_{ij}U_j' - \\ \qquad - g_{ij}U_j'') - P_{yi} + (g_{i6}U_i' - b_{i6}U_i'')\,U_6 = 0; \\ W_Q = b_{ii}[(U_i')^2 + (U_i'')^2] + U_i' \sum\limits_{j=1\,j\neq i}^{4} (b_{ij}U_j' - g_{ij}U_j'') + U_i'' \sum\limits_{j=1\,j\neq i}^{4} (g_{ij}U_j' + \\ \qquad + b_{ij}U_j'') - Q_{yi} + (b_{i6}U_i' + g_{i6}U_i'')\,U_6 = 0, \end{cases} \tag{3.34}$$

где $i=1, \ldots, 4$.

1. Если во всех узлах схемы заданы активная и реактивная мощности (все узлы типа $P_г - Q_г$), то матрица Якоби может быть представлена в виде

$$\frac{\partial W}{\partial X} = \begin{bmatrix} \dfrac{\partial W_P}{\partial U'} & \dfrac{\partial W_P}{\partial U''} \\ \dfrac{\partial W_Q}{\partial U'} & \dfrac{\partial W_Q}{\partial U''} \end{bmatrix}. \tag{3.35}$$

Матрицы-блоки в (3.35) — это квадратные матрицы четвертого порядка, элементы которых определяются следующим образом:

$$\left[\frac{\partial W_P}{\partial U'}\right]_{ij} = \frac{\partial W_{Pi}}{\partial U_j'}; \tag{3.36}$$

$$\left[\frac{\partial W_P}{\partial U''}\right]_{ij} = \frac{\partial W_{Pi}}{\partial U_j''}; \tag{3.37}$$

$$\left[\frac{\partial W_Q}{\partial U'}\right]_{ij} = \frac{\partial W_{Qi}}{\partial U_j'}; \tag{3.38}$$

$$\left[\frac{\partial W_Q}{\partial U''}\right]_{ij} = \frac{\partial W_{Qi}}{\partial U_j''}, \tag{3.39}$$

где $i, j=1, 2, 3, 4$.

Элементы матриц-блоков (3.36) и (3.37) с учетом выражения небаланса активной мощности W_P в (3.34) имеют вид

$$\left.\begin{aligned} \frac{\partial W_{Pi}}{\partial U_i'} &= 2g_{ii}U_i' + \sum_{j=1\,j\neq i}^{4} (g_{ij}U_j' + b_{ij}U_j'') + g_{i6}U_6; \\ \frac{\partial W_{Pi}}{\partial U_j'} &= g_{ij}U_i' - b_{ij}U_i''. \end{aligned}\right\} \tag{3.40}$$

$$\left.\begin{aligned}\frac{\partial W_{P_i}}{\partial U_i''}&=2g_{ii}U_i''-\sum_{j=1\,j\neq i}^{4}(b_{ij}U_j'-g_{ij}U_j'')-b_{i6}U_6;\\ \frac{\partial W_{P_i}}{\partial U_j''}&=b_{ij}U_i'+g_{ij}U_i''.\end{aligned}\right\}\qquad(3.41)$$

Элементы матриц-блоков (3.38) и (3.39) с учетом выражения небаланса реактивной мощности W_Q (3.34) имеют вид

$$\left.\begin{aligned}\frac{\partial W_{Q_i}}{\partial U_i'}&=2b_{ii}U_i'+\sum_{j=1\,j\neq i}^{4}(b_{ij}U_j'-g_{ij}U_j'')+b_{i6}U_6;\\ \frac{\partial W_{Q_i}}{\partial U_j'}&=b_{ij}U_i'+g_{ij}U_i'';\end{aligned}\right\}\qquad(3.42)$$

$$\left.\begin{aligned}\frac{\partial W_{Q_i}}{\partial U_i''}&=2b_{ii}U_i''+\sum_{j=1\,j\neq i}^{4}(g_{ij}U_j'+b_{ij}U_j'')+g_{i6}U_6;\\ \frac{\partial W_{Q_i}}{\partial U_j''}&=-g_{ij}U_i'+b_{ij}U_i'';\end{aligned}\right\}\qquad(3.43)$$

где $i, j=1, \ldots, 4$.

Таким образом, итерационная формула метода Ньютона (3.15) при решении узлового уравнения в форме баланса мощностей в осях U', U'' при задании генераторных узлов в форме $P_г-Q_г$ имеет вид

$$\begin{bmatrix}\frac{\partial W_P}{\partial U'} & \frac{\partial W_P}{\partial U''}\\ \frac{\partial W_Q}{\partial U'} & \frac{\partial W_Q}{\partial U''}\end{bmatrix}\times\begin{bmatrix}\Delta U'^{(k)}\\ \Delta U''^{(k)}\end{bmatrix}=-\begin{bmatrix}W_P(U'^{(k-1)}, U''^{(k-1)})\\ W_Q(U'^{(k-1)}, U''^{(k-1)})\end{bmatrix}.\qquad(3.44)$$

В качестве критерия окончания итерационного процесса решения системы нелинейных уравнений (3.32) методом Ньютона используем $\max|\dot{S}_i^{(k)}-\dot{S}_i^{(k-1)}|=\max|\Delta\dot{S}_i^{(k)}|\leqslant\varepsilon_s$ с последующим контролем по критерию $\max|\Delta\dot{U}_i^{(k)}|\leqslant\varepsilon_u$.

2. Если в каком-либо узле m заданы активная мощность P_{ym} и модуль напряжения U_m (узел типа $P_г-U_г$), то в системе узловых уравнений (3.32) вместо уравнения баланса по реактивной мощности для этого узла должно быть записано уравнение

$$U_m^2=(U_m')^2+(U_m'')^2.\qquad(3.45)$$

Тогда в (3.34) вместо небаланса реактивной мощности W_Q для этого узла следует записать невязку по напряжению, т. е.

$$W_{um}=(U'_m)^2+(U''_m)^2-U_m^2=0, \tag{3.46}$$

и в матрице Якоби (3.35) в блоках $\frac{\partial W_Q}{\partial U'}$ (3.38) и $\frac{\partial W_Q}{\partial U''}$ (3.39) необходимо изменить строки, соответствующие этому узлу. Например, для схемы рис. 3.2, если узел *1* задан в форме $P_{г1}-U_{г1}$, в (3.34) при $i=1$ вместо уравнения небаланса по реактивной мощности W_{Q1} будет уравнение

$$W_{u1}=(U'_1)^2+(U''_1)^2-U_1^2=0. \tag{3.47}$$

С учетом (3.47) первые строки матриц-блоков (3.38) и (3.39) должны состоять из элементов

$$\frac{\partial W_{u1}}{\partial U'_1}=2U'_1;\quad \frac{\partial W_{u1}}{\partial U'_2}=\frac{\partial W_{u1}}{\partial U'_3}=\frac{\partial W_{u1}}{\partial U'_4}=0 \tag{3.48}$$

и

$$\frac{\partial W_{u1}}{\partial U''_1}=2U''_1;\quad \frac{\partial W_{u1}}{\partial U''_2}=\frac{\partial W_{u1}}{\partial U''_3}=\frac{\partial W_{u1}}{\partial U''_4}=0. \tag{3.49}$$

Таким образом, итерационная формула метода Ньютона (3.15) при решении узлового уравнения (3.32) в форме баланса мощностей в осях U', U'' при задании в узле *1* схемы рис. 3.2 величин $P_{г1}-U_{г1}$ имеет вид (3.44) с внесением вышеуказанных коррективов.

Задача 3.11. Решить методом Ньютона узловое уравнение (3.32) в форме баланса мощностей, записанное в прямоугольной системе координат (осях U', U''), используя формулы (3.34) — (3.44) задачи 3.10. Генераторные узлы *1* и *3* заданы в форме $P_г-Q_г$, т. е.

$$P_{г1}=1100\ \text{МВт};\qquad Q_{г1}=34{,}89\ \text{Мвар};$$
$$P_{г3}=0\ \text{МВт};\qquad Q_{г3}=282{,}6\ \text{Мвар}.$$

Значения элементов матрицы $\underline{Y}$ берем из задачи 3.1, напряжение в балансирующем узле $\dot{U}_5$, начальные приближения напряжений $\dot{U}_i^{(0)}$ и значения мощностей в узлах $\dot{S}_{yi}$ ($i=1, 2, 3, 4$) — из задачи 3.3.

Решение. Определяем элементы вектора небалансов мощностей W_P и W_Q на основании выражений (3.34) на первой итерации (МВт, Мвар):

$$W_{P1}=g_{11}[(U'_1)^2+(U''_1)^2]+U'_1(g_{12}U'_2+b_{12}U''_2)-U''_1(b_{12}U'_2-$$
$$-g_{12}U''_2)-P_{y1}=6{,}63\cdot10^{-4}\cdot(525^2+0^2)+525\cdot(-6{,}63\cdot10^{-4}\cdot500-$$
$$-8{,}115\cdot10^{-3}\cdot0)-0\cdot(-8{,}115\cdot10^{-3}\cdot500+6{,}63\cdot10^{-4}\cdot0)-1100=$$
$$=-1091{,}3;$$

$$W_{P2}=g_{22}[(U'_2)^2+(U''_2)^2]+U'_2[(g_{21}U'_1+b_{21}U''_1)+(g_{23}U'_3+b_{23}U''_3)]-$$
$$-U''_2[(b_{21}U'_1-g_{21}U''_1)+(b_{23}U'_3-g_{23}U''_3)]-P_{y2}+$$
$$+(g_{25}U'_2-b_{25}U''_2)\,U_5=2{,}061\cdot10^{-3}\cdot[500^2+0^2]+500[(-6{,}63\cdot10^{-4}\times$$
$$\times525-8{,}115\cdot10^{-3}\cdot0)+(0\cdot220-7{,}128\cdot10^{-2}\cdot0)]-0\times$$
$$\times[(-8{,}115\cdot10^{-3}\times525+6{,}63\cdot10^{-4}\cdot0)+(-7{,}128\cdot10^{-2}\cdot220-0\cdot0)]-$$
$$-0+(-1{,}398\cdot10^{-3}\cdot500+1{,}275\cdot10^{-2}\cdot0)\cdot500=-8{,}288;$$

$$W_{P3}=g_{33}[(U'_3)^2+(U''_3)^2]+U'_3[(g_{32}U'_2+b_{32}U''_2)+(g_{34}U'_4+b_{34}U''_4)]-$$
$$-U''_3[(b_{32}U'_2-g_{32}U''_2)+(b_{34}U'_4-g_{34}U''_4)]-P_{y3}=70;$$

$$W_{P4}=g_{44}[(U'_4)^2+(U''_4)^2]+U'_4(g_{43}U'_3+b_{43}U''_3)-$$
$$-U''_4(b_{43}U'_3-g_{43}U''_3)-P_{y4}=230;$$

$$W_{Q1}=b_{11}[(U'_1)^2+(U''_1)^2]+U'_1(b_{12}U'_2-g_{12}U''_2)+U''_1(g_{12}U'_2+b_{12}U''_2)-$$
$$-Q_{y1}=-127{,}9;$$

$$W_{Q2}=b_{22}[(U'_2)^2+(U''_2)^2]+U'_2[(b_{21}U'_1-g_{21}U''_1)+(b_{23}U'_3-g_{23}U''_3)]+$$
$$+U''_2[(g_{21}U'_1+b_{21}U''_1)+(g_{23}U'_3+b_{23}U''_3)]-Q_{y2}+(b_{25}U'_2+$$
$$+g_{25}U''_2)\,U_5=-50{,}13;$$

$$W_{Q3}=b_{33}[(U'_3)^2+(U''_3)^2]+U'_3[(b_{32}U'_2-g_{32}U''_2)+(b_{34}U'_4-g_{34}U''_4)]+$$
$$+U''_3[(g_{32}U'_2+b_{32}U''_2)+(g_{34}U'_4+b_{34}U''_4)]-Q_{y3}=-609{,}7;$$

$$W_{Q4}=b_{44}[(U'_4)^2+(U''_4)^2]+U'_4(b_{43}U'_3-g_{43}U''_3)+$$
$$+U''_4(g_{43}U'_3+b_{43}U''_3)-Q_{y4}=93{,}86.$$

Определяем элементы матрицы Якоби (3.35) как элементы матриц-блоков (3.36) —(3.39). Элементы матрицы-блока $\frac{\partial W_P}{\partial U'}$ (3.36) находим в соответствии с выражениями (3.40) (кА):

$$\frac{\partial W_{P1}}{\partial U'_1}=2g_{11}U'_1+g_{12}U'_2+b_{12}U''_2=2\cdot6{,}63\cdot10^{-4}\cdot525-6{,}63\cdot10^{-4}\times$$
$$\times500-8{,}115\cdot10^{-3}\cdot0=0{,}3647;$$

$$\frac{\partial W_{P_1}}{\partial U_2'} = g_{12}U_1' - b_{12}U_1'' = -0{,}3481;$$

$$\frac{\partial W_{P1}}{\partial U_3'} = g_{13}U_1' - b_{13}U_1'' = \frac{\partial W_{P1}}{\partial U_4'} = g_{14}U_1' - b_{14}U_1'' = \frac{\partial W_{P3}}{\partial U_1'} = g_{31}U_3' -$$

$$- b_{31}U_3'' = \frac{\partial W_{P4}}{\partial U_1'} = g_{41}U_4' - b_{41}U_4'' = 0;$$

$$\frac{\partial W_{P2}}{\partial U_1'} = g_{21}U_2' - b_{21}U_2'' = -0{,}3315;$$

$$\frac{\partial W_{P2}}{\partial U_2'} = 2g_{22}U_2' + [(g_{21}U_1' + b_{21}U_1'') + (g_{23}U_3' + b_{23}U_3'')] + g_{25}U_5 = 1{,}014;$$

$$\frac{\partial W_{P2}}{\partial U_3'} = g_{23}U_2' - b_{23}U_2'' = 0;$$

$$\frac{\partial W_{P2}}{\partial U_4'} = g_{24}U_2' - b_{24}U_2'' = \frac{\partial W_{P4}}{\partial U_2'} = g_{42}U_4' - b_{42}U_4'' = 0;$$

$$\frac{\partial W_{P3}}{\partial U_2'} = g_{32}U_3' - b_{32}U_3'' = 0;$$

$$\frac{\partial W_{P3}}{\partial U_3'} = 2g_{33}U_3' + [(g_{32}U_2' + b_{32}U_2'') + (g_{34}U_4' + b_{34}U_4'')] = 0{,}907;$$

$$\frac{\partial W_{P3}}{\partial U_4'} = g_{34}U_3' - b_{34}U_3'' = -0{,}907;$$

$$\frac{\partial W_{P4}}{\partial U_3'} = g_{43}U_4' - b_{43}U_4'' = -0{,}907;$$

$$\frac{\partial W_{P4}}{\partial U_4'} = 2g_{44}U_4' + (g_{43}U_3' + b_{43}U_3'') = 0{,}907.$$

В соответствии с выражениями (3.41) элементы матрицы-блока $\frac{\partial \mathbf{W}_P}{\partial \mathbf{U}''}$ **(3.37)**

$$\frac{\partial W_{P1}}{\partial U_1''} = 2g_{11}U_1'' - (b_{12}U_2' - g_{12}U_2'') = 2 \cdot 6{,}63 \cdot 10^{-4} \cdot 0 - (-8{,}115 \cdot 10^{-3} \times$$

$$\times 500 + 6{,}63 \cdot 10^{-4} \cdot 0) = 4{,}058;$$

$$\frac{\partial W_{P_1}}{\partial U_2''}=b_{12}U_1'+g_{12}U_1''=-4{,}261;$$

$$\frac{\partial W_{P1}}{\partial U_3''}=b_{13}U_1'+g_{13}U_1''=\frac{\partial W_{P3}}{\partial U_1''}=b_{31}U_3'+g_{31}U_3''=$$

$$=\frac{\partial W_{P1}}{\partial U_4''}=b_{14}U_1+g_{14}U_1''=\frac{\partial W_{P4}}{\partial U_1''}=b_{41}U_4'+g_{41}U_4''=0;$$

$$\frac{\partial W_{P2}}{\partial U_1''}=b_{21}U_2'+g_{21}U_2''=-4{,}058;$$

$$\frac{\partial W_{P2}}{\partial U_2''}=2g_{22}U_2''-[(b_{21}U_1'-g_{21}U_1'')+(b_{23}U_3'-g_{23}U_3'')]-$$
$$-b_{25}U_5=26{,}32;$$

$$\frac{\partial W_{P2}}{\partial U_3''}=b_{23}U_2'+g_{23}U_2''=-35{,}64;$$

$$\frac{\partial W_{P2}}{\partial U_4''}=b_{24}U_2'+g_{24}U_2''=\frac{\partial W_{P4}}{\partial U_2''}=b_{42}U_4'+g_{42}U_4''=0;$$

$$\frac{\partial W_{P3}}{\partial U_2''}=b_{32}U_3'+g_{32}U_3''=-15{,}68;$$

$$\frac{\partial W_{P3}}{\partial U_3''}=2g_{33}U_3'-[(b_{32}U_2'-g_{32}U_2'')+(b_{34}U_4'-g_{34}U_4'')]=40{,}71;$$

$$\frac{\partial W_{P3}}{\partial U_4''}=b_{34}U_3'+g_{34}U_3''=-5{,}076;$$

$$\frac{\partial W_{P4}}{\partial U_3''}=b_{43}U_4'+g_{43}U_4''=-5{,}076;$$

$$\frac{\partial W_{P4}}{\partial U_4''}=2g_{44}U_4''-(b_{43}U_3'-g_{43}U_3'')=5{,}076.$$

Элементы матрицы-блока $\frac{\partial W_Q}{\partial U'}$ (3.38) определяем в соответствии с выражениями (3.42) (кА):

$$\frac{\partial W_{Q1}}{\partial U_1'}=2b_{11}U_1'+(b_{12}U_2'-g_{12}U_2'')=2\cdot 7{,}391\cdot 10^{-3}\cdot 525+$$
$$+(-8{,}115\cdot 10^{-3}\cdot 500+6{,}63\cdot 10^{-4}\cdot 0)=3{,}704;$$

$$\frac{\partial W_{Q1}}{\partial U_2'}=b_{12}U_1'+g_{12}U_1''=-4{,}261;$$

$$\frac{\partial W_{Q1}}{\partial U_3'}=b_{13}U_1'+g_{13}U_1''=\frac{\partial W_{Q3}}{\partial U_1'}=b_{31}U_3'+g_{31}U_3''=$$
$$=\frac{\partial W_{Q1}}{\partial U_1'}=b_{14}U_1'+g_{14}U_1''=\frac{\partial W_{Q4}}{\partial U_1'}=b_{41}U_4'+g_{41}U_4''=0;$$

$$\frac{\partial W_{Q2}}{\partial U_1'}=b_{21}U_2'+g_{21}U_2''=-4{,}058;$$

$$\frac{\partial W_{Q2}}{\partial U_2'}=2b_{22}U_2'+[(b_{21}U_1'-g_{21}U_1'')+(b_{23}U_3'-g_{23}U_3'')]+b_{25}U_5=26{,}12;$$

$$\frac{\partial W_{Q2}}{\partial U_3'}=b_{23}U_2'+g_{23}U_2''=-35{,}64;$$

$$\frac{\partial W_{Q2}}{\partial U_4'}=b_{24}U_2'+g_{24}U_2''=\frac{\partial W_{Q4}}{\partial U_2'}=b_{42}U_4'+g_{42}U_4''=0;$$

$$\frac{\partial W_{Q3}}{\partial U_2'}=b_{32}U_3'+g_{32}U_3''=-15{,}68;$$

$$\frac{\partial W_{Q3}}{\partial U_3'}=2b_{33}U_3'+[(b_{32}U_2'-g_{32}U_2'')+(b_{34}U_4'-g_{34}U_4'')]=37{,}38;$$

$$\frac{\partial W_{Q3}}{\partial U_4'}=b_{34}U_3'+g_{34}U_3''=-5{,}076;$$

$$\frac{\partial W_{Q4}}{\partial U_3'}=b_{43}U_4'+g_{43}U_4''=-5{,}076;$$

$$\frac{\partial W_{Q4}}{\partial U_4'}=2b_{44}U_4'+(b_{43}U_3'-g_{43}U_3'')=4{,}839.$$

Элементы матрицы-блока $\frac{\partial W_Q}{\partial U''}$ (3.39) находим из выражений (3.43) (кА):

$$\frac{\partial W_{Q1}}{\partial U_1''}=2b_{11}U_1''+(g_{12}U_2'+b_{12}U_2'')=2\cdot 7{,}391\cdot 10^{-3}\cdot 0+(-6{,}63\cdot 10^{-4}\times$$
$$\times 500-8{,}115\cdot 10^{-3}\cdot 0)=-0{,}332;$$

$$\frac{\partial W_{Q1}}{\partial U_2''}=-g_{12}U_1'+b_{12}U_1''=0{,}348;$$

$$\frac{\partial W_{Q1}}{\partial U_3''}=-g_{13}U_1'+b_{13}U_1''=\frac{\partial W_{Q3}}{\partial U_1''}=-g_{31}U_3'+b_{31}U_3''=$$
$$=\frac{\partial W_{Q1}}{\partial U_4''}=-g_{14}U_1'+b_{14}U_1''=\frac{\partial W_{Q4}}{\partial U_1''}=-g_{41}U_4'+b_{41}U_4''=0;$$

$$\frac{\partial W_{Q2}}{\partial U_1''} = -g_{21}U_2' + b_{21}U_2'' = 0{,}332;$$

$$\frac{\partial W_{Q2}}{\partial U_2''} = 2b_{22}U_2'' + [(g_{21}U_1' + b_{21}U_1'') + (g_{23}U_3' + b_{23}U_3'')] + g_{25}U_5 = -1{,}047;$$

$$\frac{\partial W_{Q2}}{\partial U_3''} = -g_{23}U_2' + b_{23}U_2'' = 0;$$

$$\frac{\partial W_{Q2}}{\partial U_4''} = -g_{24}U_2' + b_{24}U_2'' = \frac{\partial W_{Q4}}{\partial U_2''} = -g_{42}U_4' + b_{42}U_4'' = 0;$$

$$\frac{\partial W_{Q3}}{\partial U_2''} = -g_{32}U_3' + b_{32}U_3'' = 0;$$

$$\frac{\partial W_{Q3}}{\partial U_3''} = 2b_{33}U_3'' + [(g_{32}U_2' + b_{32}U_2'') + (g_{34}U_4' + b_{34}U_4'')] = -0{,}907;$$

$$\frac{\partial W_{Q3}}{\partial U_4''} = -g_{34}U_3' + b_{34}U_3'' = 0{,}907;$$

$$\frac{\partial W_{Q4}}{\partial U_3''} = -g_{43}U_4' + b_{43}U_4'' = 0{,}907;$$

$$\frac{\partial W_{Q4}}{\partial U_4''} = 2b_{44}U_4'' + (g_{43}U_3' + b_{43}U_3'') = -0{,}907.$$

Таким образом, на первом шаге метода Ньютона можно сформировать систему линейных алгебраических уравнений вида (3.44). Однако для повышения точности ее решения методом Гаусса меняем местами матрицы-блоки $\frac{\partial W_P}{\partial U''}$ с $\frac{\partial W_P}{\partial U'}$ и матрицы-блоки $\frac{\partial W_Q}{\partial U''}$ с $\frac{\partial W_Q}{\partial U'}$. Одновременно с этим переставляем приращения вектора неизвестных, т. е. систему уравнений (3.44) решаем в виде

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial W_P}{\partial U''} & \frac{\partial W_P}{\partial U'} \\ \frac{\partial W_Q}{\partial U''} & \frac{\partial W_Q}{\partial U'} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \Delta U''^{(k)} \\ \Delta U'^{(k)} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} W_P(U'^{(k-1)}, U''^{(k-1)}) \\ W_Q(U'^{(k-1)}, U''^{(k-1)}) \end{bmatrix}, \qquad (3.50)$$

или в числовом выражении

$$\begin{bmatrix} 4{,}058 & -4{,}261 & 0 & 0 & 0{,}3647 & -0{,}3481 & 0 & 0 \\ -4{,}058 & 26{,}32 & -35{,}64 & 0 & -0{,}3315 & 1{,}014 & 0 & 0 \\ 0 & -15{,}68 & 40{,}71 & -5{,}076 & 0 & 0 & 0{,}907 & -0{,}907 \\ 0 & 0 & -5{,}076 & 5{,}076 & 0 & 0 & -0{,}907 & 0{,}907 \\ -0{,}332 & 0{,}348 & 0 & 0 & 3{,}704 & -4{,}261 & 0 & 0 \\ 0{,}322 & -1{,}047 & 0 & 0 & -4{,}058 & 26{,}12 & -35{,}64 & 0 \\ 0 & 0 & -0{,}907 & 0{,}907 & 0 & -15{,}68 & 37{,}38 & -5{,}076 \\ 0 & 0 & 0{,}907 & -0{,}907 & 0 & 0 & -5{,}076 & 4{,}839 \end{bmatrix} \times$$

$$\times \begin{bmatrix} \Delta U_1''^{(1)} \\ \Delta U_2''^{(1)} \\ \Delta U_3''^{(1)} \\ \Delta U_4''^{(1)} \\ \Delta U_1'^{(1)} \\ \Delta U_2'^{(1)} \\ \Delta U_3'^{(1)} \\ \Delta U_4'^{(1)} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} -1091{,}3 \\ -8{,}288 \\ 70{,}00 \\ 230{,}00 \\ -127{,}9 \\ -50{,}13 \\ -609{,}7 \\ 93{,}86 \end{bmatrix}. \qquad (3.51)$$

В результате решения системы (3.51) на ПЭВМ методом Гаусса определяем поправки на первой итерации метода Ньютона (кВ):

$$\Delta U_1'^{(1)} = 297{,}6; \qquad \Delta U_1''^{(1)} = 367{,}3;$$
$$\Delta U_2'^{(1)} = 208{,}4; \qquad \Delta U_2''^{(1)} = 102{,}1;$$
$$\Delta U_3'^{(1)} = 117{,}8; \qquad \Delta U_3''^{(1)} = 36{,}51;$$
$$\Delta U_4'^{(1)} = 96{,}47; \qquad \Delta U_4''^{(1)} = -4{,}983.$$

После этого находим первое приближение переменных по (3.16):

$$\begin{bmatrix} U_1'^{(1)} \\ U_2'^{(1)} \\ U_3'^{(1)} \\ U_4'^{(1)} \\ U_1''^{(1)} \\ U_2''^{(1)} \\ U_3''^{(1)} \\ U_4''^{(1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 525 \\ 500 \\ 220 \\ 220 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 297{,}6 \\ 208{,}4 \\ 117{,}8 \\ 96{,}47 \\ 367{,}3 \\ 102{,}1 \\ 36{,}51 \\ -4{,}983 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 822{,}6 \\ 708{,}4 \\ 337{,}8 \\ 316{,}5 \\ 367{,}3 \\ 102{,}1 \\ 36{,}51 \\ -4{,}983 \end{bmatrix}. \qquad (3.52)$$

Дальнейший расчет напряжений в узлах выполнен на ПЭВМ. Изменение элементов вектора переменных от итерации $(k-1)$ к итерации k представлено в табл. 3.5.

Таблица 3.5. **Значения напряжений в узлах схемы рис. 3.2 в итерационном цикле**

Номер итерации k	$U'^{(k)}_1$, кВ	$U'^{(k)}_2$, кВ	$U'^{(k)}_3$, кВ	$U'^{(k)}_4$, кВ	$U''^{(k)}_1$, кВ	$U''^{(k)}_2$, кВ	$U''^{(k)}_3$, кВ	$U''^{(k)}_4$, кВ
1	822,6	708,4	337,8	316,5	367,3	102,1	36,51	−4,983
2	593,4	592,1	278,4	258,6	338,9	108,8	43,22	6,673
3	488,2	544,0	255,1	232,5	342,2	111,2	44,21	5,327
4	438,0	522,7	245,2	220,2	346,7	112,4	44,41	3,450
5	413,1	512,2	240,3	214,1	349,1	113,0	44,50	2,444
6	400,7	507,0	237,9	211,0	350,3	113,2	44,55	1,939
7	394,6	504,4	236,7	209,5	350,9	113,4	44,57	1,689
8	391,7	503,2	236,1	208,8	351,2	113,5	44,58	1,570
9	390,5	502,7	235,9	208,5	351,3	113,5	44,58	1,521
10	390,1	502,6	235,8	208,4	351,3	113,5	44,58	1,508
11	390,1	502,5	235,8	208,4	351,3	113,5	44,58	1,507
12	390,1	502,6	235,8	208,4	351,3	113,5	44,58	1,507

В качестве критерия окончания итерационного процесса расчета напряжений принят критерий $\max|\Delta\dot{S}_i^{(k)}|\leqslant\varepsilon_s$. Решение получено за 12 итераций при $\varepsilon_s=10^{-5}$ МВ·А. Проверка точности расчета по напряжению в узлах схемы показала, что в этом случае $\varepsilon_u=\max|\Delta\dot{U}_i^{(k)}|=2\cdot10^{-4}$ кВ. Результаты расчета полностью совпадают с таковыми в задаче 3.8, которые представлены в табл. 3.4.

Задача 3.12. Решить методом Ньютона узловое уравнение (3.32) в форме баланса мощностей, записанное в прямоугольной системе координат (в осях U', U''), используя формулы (3.35) — (3.44) и (3.47) — (3.49) задачи 3.10. Генераторный узел *1* задан в форме $P_г-Q_г$, узел *3* — в форме $P_г-Q_г$, т. е.

$$P_{г1}=1100\text{ МВт};\qquad U_{г1}=525\text{ кВ};$$
$$P_{г3}=0\text{ МВт};\qquad Q_{г3}=282{,}6\text{ Мвар}.$$

Решение. При решении данной задачи используем вычисленные в задаче 3.11 значения элементов матрицы Якоби и вектора небалансов мощностей. Однако для узла *1* заменяем небаланс реактивной мощности (3.34) на уравнение (3.47):

$$W_{u1}=525^2-0-525^2=0.$$

Первую строку блоков $\frac{\partial W_Q}{\partial U'}$ и $\frac{\partial W_Q}{\partial U''}$ заменяем на (3.48) и (3.49):

$$\frac{\partial W_{u1}}{\partial U'_1}=2U'_1=2\cdot525=1050;\qquad \frac{\partial W_{u1}}{\partial U'_2}=\frac{\partial W_{u1}}{\partial U'_3}=\frac{\partial W_{u1}}{\partial U'_4}=0;$$

$$\frac{\partial W_{u1}}{\partial U''_1}=2U''_1=2\cdot0=0;\qquad \frac{\partial W_{u1}}{\partial U''_2}=\frac{\partial W_{u1}}{\partial U''_3}=\frac{\partial W_{u1}}{\partial U''_4}=0.$$

Тогда система линейных алгебраических уравнений на первом шаге метода Ньютона (3.51) (с учетом перестановки блоков в матрице Якоби) имеет вид

$$\begin{bmatrix} 4{,}058 & -4{,}261 & 0 & 0 & 0{,}3647 & -0{,}3481 & 0 & 0 \\ -4{,}058 & 26{,}32 & -35{,}64 & 0 & -0{,}3315 & 1{,}014 & 0 & 0 \\ 0 & -15{,}68 & 40{,}71 & -5{,}076 & 0 & 0 & 0{,}907 & -0{,}907 \\ 0 & 0 & -5{,}076 & 5{,}076 & 0 & 0 & -0{,}907 & 0{,}907 \\ 0 & 0 & 0 & 0 & 1050 & 0 & 0 & 0 \\ 0{,}332 & -1{,}047 & 0 & 0 & -4{,}058 & 26{,}12 & -35{,}64 & 0 \\ 0 & 0 & -0{,}907 & 0{,}907 & 0 & -15{,}68 & 37{,}38 & -5{,}076 \\ 0 & 0 & 0{,}907 & -0{,}907 & 0 & 0 & -5{,}076 & 4{,}839 \end{bmatrix} \times$$

$$\times \begin{bmatrix} \Delta U_1'^{(1)} \\ \Delta U_2'^{(1)} \\ \Delta U_3'^{(1)} \\ \Delta U_4'^{(1)} \\ \Delta U_1''^{(1)} \\ \Delta U_2''^{(1)} \\ \Delta U_3''^{(1)} \\ \Delta U_4''^{(1)} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} -1091{,}3 \\ -8{,}288 \\ 70{,}00 \\ 230{,}00 \\ 0 \\ -50{,}13 \\ -609{,}7 \\ 93{,}86 \end{bmatrix}. \qquad (3.53)$$

Решение на ПЭВМ системы уравнений (3.53) методом Гаусса дает следующие значения поправок (кВ):

$$\Delta U_1'^{(1)} = 0; \qquad \Delta U_1''^{(1)} = 398{,}9;$$
$$\Delta U_2'^{(1)} = 70{,}03; \qquad \Delta U_2''^{(1)} = 118{,}1;$$
$$\Delta U_3'^{(1)} = 50{,}15; \qquad \Delta U_3''^{(1)} = 43{,}55;$$
$$\Delta U_4'^{(1)} = 25{,}55; \qquad \Delta U_4''^{(1)} = 2{,}634.$$

Тогда первое приближение переменных

$$\begin{bmatrix} U_1'^{(1)} \\ U_2'^{(1)} \\ U_3'^{(1)} \\ U_4'^{(1)} \\ U_1''^{(1)} \\ U_2''^{(1)} \\ U_3''^{(1)} \\ U_4''^{(1)} \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 525 \\ 500 \\ 220 \\ 220 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \\ 0 \end{bmatrix} + \begin{bmatrix} 0 \\ 70{,}03 \\ 50{,}15 \\ 25{,}55 \\ 398{,}9 \\ 118{,}1 \\ 43{,}55 \\ 2{,}634 \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} 525 \\ 570{,}03 \\ 270{,}15 \\ 245{,}55 \\ 398{,}9 \\ 118{,}1 \\ 43{,}55 \\ 2{,}634 \end{bmatrix}. \qquad (3.54)$$

Дальнейший расчет, как и в предыдущих задачах, выполнен на ПЭВМ. Изменение элементов вектора переменных от итерации $(k-1)$ к итерации k представлено в табл. 3.6.

Таблица 3.6. Значения напряжений в узлах схемы рис. 3.2 в итерационном цикле

Номер итерации k	$U_1'^{(k)}$, кВ	$U_2'^{(k)}$, кВ	$U_3'^{(k)}$, кВ	$U_4'^{(k)}$, кВ	$U_1''^{(k)}$ кВ	$U_2''^{(k)}$ кВ	$U_3''^{(k)}$ кВ	$U_4''^{(k)}$, кВ
1	525	570,03	270,15	245,55	398,9	118,1	43,55	2,634
2	407,2	511,3	240,3	214,2	354,5	113,9	44,67	2,746
3	390,5	502,8	235,9	208,6	351,3	113,5	44,59	1,571
4	390,1	502,6	235,8	208,4	351,3	113,5	44,58	1,506
5	390,1	502,6	235,8	208,4	351,3	113,5	44,58	1,506
6	390,1	502,6	235,8	208,4	351,3	113,5	44,58	1,507

Критерий окончания итерационного процесса метода Ньютона тот же, что в задаче 3.11, т. е. $\max|\Delta\dot{S}_j^{(k)}|\leqslant\varepsilon_s=10^{-5}$ МВ·А. Решение получено за 6 итераций. При указанной выше точности по небалансу мощности точность по напряжению в узлах схемы $|\Delta\dot{U}_j^{(k)}|=\varepsilon_u=10^{-7}$ кВ. Результаты расчета полностью совпадают с результатами расчетов в задачах 3.8 и 3.11 (см. табл. 3.4).

Задача 3.13. Записать выражения элементов матрицы Якоби, вектора небалансов мощностей и итерационную формулу метода Ньютона применительно к расчету напряжений в узлах схемы рис. 3.2 решением узлового уравнения в форме баланса мощностей (3.33) в осях δ, U при задании генераторных узлов в форме:

$$1)\ P_г-Q_г; \qquad 2)\ P_г-U_г.$$

Решение. Если уравнения узловых напряжений в форме баланса мощностей записаны в полярной системе координат (δ, U) [выражения (3.33)], то небалансы активной и реактивной мощности в i-м узле имеют вид

$$\begin{cases} W_P=U_i^2 y_{ii}\sin\alpha_{ii}+U_i\sum\limits_{j=1\,j\neq i}^{4}U_j y_{ij}\sin(\delta_i-\delta_j-\alpha_{ij})-P_{yi}+ \\ \qquad +U_i U_б y_{iб}\sin(\delta_i-\alpha_{iб})=0; \\ W_Q=U_i^2 y_{ii}\cos\alpha_{ii}-U_i\sum\limits_{j=1\,j\neq i}^{4}U_j y_{ij}\cos(\delta_i-\delta_j-\alpha_{ij})-Q_{yi}- \\ \qquad -U_i U_б y_{iб}\cos(\delta_i-\alpha_{iб})=0, \end{cases} \tag{3.55}$$

где $i=1, \ldots, 4$.

1. Если во всех узлах схемы заданы активная и реактивная мощности (все узлы типа $P_г-Q_г$), то матрица Якоби может быть представлена в виде

$$\frac{\partial W}{\partial X}=\begin{bmatrix} \dfrac{\partial W_P}{\partial\delta} & \dfrac{\partial W_P}{\partial U} \\ \dfrac{\partial W_Q}{\partial\delta} & \dfrac{\partial W_Q}{\partial U} \end{bmatrix}. \tag{3.56}$$

Матрицы-блоки в (3.56) — это квадратные матрицы четвертого порядка, элементы которых определяются следующим образом:

$$\left[\frac{\partial W_P}{\partial \delta}\right]_{ij}=\frac{\partial W_{Pi}}{\partial \delta_j}; \tag{3.57}$$

$$\left[\frac{\partial W_P}{\partial U}\right]_{ij}=\frac{\partial W_{Pi}}{\partial U_j}; \tag{3.58}$$

$$\left[\frac{\partial W_Q}{\partial \delta}\right]_{ij}=\frac{\partial W_{Qi}}{\partial \delta_j}; \tag{3.59}$$

$$\left[\frac{\partial W_Q}{\partial U}\right]_{ij}=\frac{\partial W_{Qi}}{\partial U_j}, \tag{3.60}$$

где $i, j=1, 2, 3, 4$.

Элементы матриц-блоков (3.57) и (3.58) с учетом выражения небаланса активной мощности W_P в (3.55) имеют вид

$$\begin{cases}\dfrac{\partial W_{Pi}}{\partial \delta_i}=U_i\sum\limits_{j=1\,j\neq i}^{4}U_j y_{ij}\cos(\delta_i-\delta_j-\alpha_{ij})+U_i U_6 y_{i6}\cos(\delta_i-\alpha_{i6});\\ \dfrac{\partial W_{Pi}}{\partial \delta_j}=-U_i U_j y_{ij}\cos(\delta_i-\delta_j-\alpha_{ij}).\end{cases} \tag{3.61}$$

$$\begin{cases}\dfrac{\partial W_{Pi}}{\partial U_i}=2U_i y_{ii}\sin\alpha_{ii}+\sum\limits_{j=1\,j\neq i}^{4}U_j y_{ij}\sin(\delta_i-\delta_j-\alpha_{ij})+\\ \qquad\qquad +U_6 y_{i6}\sin(\delta_i-\alpha_{i6});\\ \dfrac{\partial W_{Pi}}{\partial U_j}=U_i y_{ij}\sin(\delta_i-\delta_j-\alpha_{ij}).\end{cases} \tag{3.62}$$

Элементы матриц-блоков (3.59) и (3.60) с учетом выражения небаланса реактивной мощности W_Q в (3.55) имеют вид

$$\begin{cases}\dfrac{\partial W_{Qi}}{\partial \delta_i}=U_i\sum\limits_{j=1\,j\neq i}^{4}U_j y_{ij}\sin(\delta_i-\delta_j-\alpha_{ij})+U_i U_6 y_{i6}\sin(\delta_i-\alpha_{i6});\\ \dfrac{\partial W_{Qi}}{\partial \delta_j}=-U_i U_j y_{ij}\sin(\delta_i-\delta_j-\alpha_{ij});\end{cases} \tag{3.63}$$

$$\begin{cases} \dfrac{\partial W_{Q_i}}{\partial U_i} = 2U_i y_{ii}\cos\alpha_{ii} - \sum\limits_{j=1, j\neq i}^{4} U_j y_{ij}\cos(\delta_i - \delta_j - \alpha_{ij}) - \\ \qquad - U_6 y_{i6}\cos(\delta_i - \alpha_{i6}); \\ \dfrac{\partial W_{Q_i}}{\partial U_j} = -U_i y_{ij}\cos(\delta_i - \delta_j - \alpha_{ij}), \end{cases} \tag{3.64}$$

где $i, j = 1, \ldots, 4$.

Таким образом, итерационная формула метода Ньютона (3.15) при решении узлового уравнения в форме баланса мощностей в осях δ, U при задании генераторных узлов в форме $P_г - Q_г$ имеет вид

$$\begin{bmatrix} \dfrac{\partial W_P}{\partial \delta} & \dfrac{\partial W_P}{\partial U} \\ \dfrac{\partial W_Q}{\partial \delta} & \dfrac{\partial W_Q}{\partial U} \end{bmatrix} \times \begin{bmatrix} \Delta\delta^{(k)} \\ \Delta U^{(k)} \end{bmatrix} = -\begin{bmatrix} W_P(\delta^{(k-1)}, U^{(k-1)}) \\ W_Q(\delta^{(k-1)}, U^{(k-1)}) \end{bmatrix}. \tag{3.65}$$

В качестве критерия окончания итерационного процесса решения системы нелинейных уравнений (3.33) методом Ньютона используем так же, как при решении системы уравнений (3.32), критерий $\max|\Delta\dot{S}_i^{(k)}| \leqslant \varepsilon_s$ с последующим контролем по критерию $\max|\Delta\dot{U}_i^{(k)}| \leqslant \varepsilon_u$.

2. Если в каком-либо узле m заданы активная мощность P_{ym} и модуль напряжения U_m (узел типа $P_г - U_г$), то в системе уравнений (3.33) количество неизвестных напряжений уменьшается на единицу; следовательно, и количество решаемых уравнений должно быть сокращено на единицу.

Тогда в (3.55) исключается уравнение баланса реактивных мощностей для узла m, в котором задан модуль напряжения. Вследствие этого в блоках $\dfrac{\partial W_Q}{\partial \delta}$ (3.59) и $\dfrac{\partial W_Q}{\partial U}$ (3.60) матрицы Якоби (3.56) должна быть вычеркнута строка, соответствующая узлу с заданным напряжением.

Например, для схемы рис. 3.2, если узел *1* задан в форме $P_{г1} - U_{г1}$, в (3.55) будет семь уравнений: четыре уравнения баланса активных мощностей и три уравнения баланса реактивных мощностей, т. е. отсутствует уравнение баланса реактивной мощности в узле *1*. Соответственно этому в матрицах-блоках $\dfrac{\partial W_Q}{\partial \delta}$ (3.59) и $\dfrac{\partial W_Q}{\partial U}$ (3.60) отсутствуют первые строки $\dfrac{\partial W_{Q1}}{\partial \delta_j}$ ($j = 1, \ldots, 4$) и $\dfrac{\partial W_{Q1}}{\partial U_j}$ ($j = 2, 3, 4$). Вместе с тем в блоках $\dfrac{\partial W_P}{\partial U}$ (3.58) и $\dfrac{\partial W_Q}{\partial U}$ (3.60) отсутству-

ет столбец, соответствующий заданному напряжению U_1, т. е. отсутствует столбец $\frac{\partial W_{P_i}}{\partial U_1}$ $(i=1, \ldots, 4)$ и $\frac{\partial W_{Q_i}}{\partial U_1}$ $(i=2, 3, 4)$. Матрица Якоби в этом случае имеет размерность 7×7, что на единицу меньше, чем при задании узла *1* в форме $P_{г1}-Q_{г1}$ или при записи уравнений баланса мощностей в осях U', U'' (задача 3.10).

Таким образом, итерационная формула метода Ньютона (3.15) при решении узлового уравнения в форме баланса мощностей в осях δ, U (3.33) при задании в узле *1* схемы рис. 3.2 величин $P_{г1}-U_{г1}$ имеет вид (3.65) с внесением указанных выше коррективов.

Задача 3.14. Решить методом Ньютона узловое уравнение (3.33) в форме баланса мощностей, записанное в полярной системе координат (осях δ, U), используя формулы (3.55) — (3.65) задачи 3.13. Генераторные узлы заданы в форме $P_г-Q_г$, т. е.

$$P_{г1}=1100 \text{ МВт}; \qquad Q_{г1}=34{,}89 \text{ Мвар};$$
$$P_{г3}=0 \text{ МВт}; \qquad Q_{г3}=282{,}6 \text{ Мвар}.$$

Значение напряжения в балансирующем узле $\dot{U}_5$, начальные приближения напряжений $\dot{U}_i^{(0)}$ и значения мощностей в узлах $\dot{S}_{yi}$ $(i=1, 2, 3, 4)$ берем из условия задачи 3.3.

В уравнениях (3.33), записанных в осях δ, U, учтено, что диагональные элементы матрицы $\mathbf{Y}$ включают в себя проводимости подходящих к узлу i ветвей

$$\underline{Y}_{ii}=\sum_{j\in i}\underline{Y}_{i-j}=\sum_{j\in i}y_{ij}e^{-j\alpha_{ij}}=\sum_{j\in i}y_{ij}e^{-j(90^\circ-\alpha_{ij})}=\sum_{j\in i}y_{ij}(\sin\alpha_{ij}-j\cos\alpha_{ij}),$$

а недиагональные элементы — это взятые с обратным знаком проводимости соответствующих ветвей $\underline{Y}_{ij}=-\underline{Y}_{i-j}=y_{ij}(-\sin\alpha_{ij}+j\cos\alpha_{ij})$.

Итак, значения y (См) и α (эл. град), полученные из (3.3), следующие:

$$y_{11}=7{,}421\cdot 10^{-3}; \quad \alpha_{11}=5{,}13^\circ;$$
$$y_{12}=y_{21}=8{,}142\cdot 10^{-3}; \quad \alpha_{12}=\alpha_{21}=4{,}67^\circ;$$
$$y_{13}=y_{31}=y_{14}=y_{41}=y_{15}=y_{51}=0;$$
$$\alpha_{13}=\alpha_{31}=\alpha_{14}=\alpha_{41}=\alpha_{15}=\alpha_{51}=0;$$
$$y_{22}=5{,}247\cdot 10^{-2}; \quad \alpha_{22}=2{,}25^\circ;$$
$$y_{23}=y_{32}=7{,}128\cdot 10^{-2}; \quad \alpha_{23}=\alpha_{32}=0^\circ;$$
$$y_{24}=y_{42}=0; \quad \alpha_{24}=\alpha_{42}=0^\circ;$$
$$y_{25}=y_{52}=1{,}283\cdot 10^{-2}; \quad \alpha_{25}=\alpha_{52}=6{,}26^\circ;$$
$$y_{33}=0{,}1776; \quad \alpha_{33}=1{,}33^\circ;$$

$$y_{34}=y_{43}=2{,}344\cdot 10^{-2};\quad \alpha_{34}=\alpha_{43}=10{,}12°;$$
$$y_{35}=y_{53}=0;\quad \alpha_{35}=\alpha_{53}=0°;$$
$$y_{44}=2{,}29\cdot 10^{-2};\quad \alpha_{44}=10{,}36°;$$
$$y_{45}=y_{54}=0;\quad \alpha_{45}=\alpha_{54}=0°;$$
$$y_{55}=1{,}233\cdot 10^{-2};\quad \alpha_{55}=6{,}51°.$$

Решение. Определяем элементы вектора небалансов мощностей $\mathbf{W}_P$ и $\mathbf{W}_Q$ на основании выражений (3.55) на первой итерации (МВт, Мвар):

$$W_{P_1}=U_1^2 y_{11}\sin\alpha_{11}+U_1U_2y_{12}\sin(\delta_1-\delta_2-\alpha_{12})-P_{y1}=525^2\times$$
$$\times 7{,}421\cdot 10^{-3}\cdot\sin 5{,}13°+525\cdot 500\cdot 8{,}142\cdot 10^{-3}\sin(0°-0°-4{,}67°)=$$
$$=-1091{,}3;$$

$$W_{P_2}=U_2^2 y_{22}\sin\alpha_{22}+U_2[U_1y_{21}\sin(\delta_2-\delta_1-\alpha_{21})+$$
$$+U_3y_{23}\sin(\delta_2-\delta_3-\alpha_{23})]-P_{y2}+U_2U_5y_{25}\sin(\delta_2-\alpha_{25})=-8{,}288;$$

$$W_{P_3}=U_3^2y_{33}\sin\alpha_{33}+U_3[U_2y_{32}\sin(\delta_3-\delta_2-\alpha_{32})+$$
$$+U_4y_{34}\sin(\delta_3-\delta_4-\alpha_{34})]-P_{y3}=70;$$

$$W_{P_4}=U_4^2y_{44}\sin\alpha_{44}+U_4U_3y_{43}\sin(\delta_4-\delta_3-\alpha_{43})-P_{y4}=230;$$

$$W_{Q_1}=U_1^2y_{11}\cos\alpha_{11}-U_1U_2y_{12}\cos(\delta_1-\delta_2-\alpha_{12})-Q_{y2}=-127{,}9;$$

$$W_{Q_2}=U_2^2y_{22}\cos\alpha_{22}-U_2[U_1y_{21}\cos(\delta_2-\delta_1-\alpha_{21})+U_3y_{23}\cos(\delta_2-$$
$$-\delta_3-\alpha_{23})]-Q_{y2}-U_2U_5y_{25}\cos(\delta_2-\alpha_{25})=-50{,}13;$$

$$W_{Q_3}=U_3^2y_{33}\cos\alpha_{33}-U_3[U_2y_{32}\cos(\delta_3-\delta_2-\alpha_{32})+$$
$$+U_4y_{34}\cos(\delta_3-\delta_4-\alpha_{34})]-Q_{y3}=-609{,}7;$$

$$W_{Q_4}=U_4^2y_{44}\cos\alpha_{44}-U_4U_3y_{43}\cos(\delta_4-\delta_3-\alpha_{43})-Q_{y4}=93{,}86.$$

Определяем элементы матрицы Якоби (3.56) как элементы матриц-блоков (3.57) — (3.60). Элементы матрицы-блока $\frac{\partial \mathbf{W}_P}{\partial\delta}$ (3.57) находим в соответствии с выражениями (3.61) (Мвар):

$$\frac{\partial W_{P_1}}{\partial\delta_1}=U_1U_2y_{12}\cos(\delta_1-\delta_2-\alpha_{12})=525\cdot 500\cdot 8{,}142\cdot 10^{-3}\cdot\cos(0°-$$
$$-0°-4{,}67°)=2130{,}4;$$

$$\frac{\partial W_{P_1}}{\partial\delta_2}=-U_1U_2y_{12}\cos(\delta_1-\delta_2-\alpha_{12})=-2130{,}4;$$

$$\frac{\partial W_{P_1}}{\partial \delta_3} = -U_1 U_3 y_{13} \cos(\delta_1 - \delta_3 - \alpha_{13}) = 0;$$

$$\frac{\partial W_{P_1}}{\partial \delta_4} = -U_1 U_4 y_{14} \cos(\delta_1 - \delta_4 - \alpha_{14}) = 0;$$

$$\frac{\partial W_{P_2}}{\partial \delta_1} = -U_2 U_1 y_{21} \cos(\delta_2 - \delta_1 - \alpha_{21}) = -2130{,}4;$$

$$\frac{\partial W_{P_2}}{\partial \delta_2} = U_2[U_1 y_{21} \cos(\delta_2 - \delta_1 - \alpha_{21}) + U_3 y_{23} \cos(\delta_2 - \delta_3 - \alpha_{23})] + U_2 U_5 y_{25} \cos(\delta_2 - \alpha_{25}) = 13158{,}2;$$

$$\frac{\partial W_{P_2}}{\partial \delta_3} = -U_2 U_3 y_{23} \cos(\delta_2 - \delta_3 - \alpha_{23}) = -7840{,}3;$$

$$\frac{\partial W_{P_2}}{\partial \delta_4} = -U_2 U_4 y_{24} \cos(\delta_2 - \delta_4 - \alpha_{24}) = 0;$$

$$\frac{\partial W_{P_3}}{\partial \delta_1} = -U_3 U_1 y_{31} \cos(\delta_3 - \delta_1 - \alpha_{31}) = 0;$$

$$\frac{\partial W_{P_3}}{\partial \delta_2} = -U_3 U_2 y_{32} \cos(\delta_3 - \delta_2 - \alpha_{32}) = -7840{,}3;$$

$$\frac{\partial W_{P_3}}{\partial \delta_3} = U_3[U_2 y_{32} \cos(\delta_3 - \delta_2 - \alpha_{32}) + U_4 y_{34} \cos(\delta_3 - \delta_4 - \alpha_{34})] = 8957{,}1;$$

$$\frac{\partial W_{P_3}}{\partial \delta_4} = -U_3 U_4 y_{34} \cos(\delta_3 - \delta_4 - \alpha_{34}) = -1116{,}8;$$

$$\frac{\partial W_{P_4}}{\partial \delta_1} = -U_4 U_1 y_{41} \cos(\delta_4 - \delta_1 - \alpha_{41}) = 0;$$

$$\frac{\partial W_{P_4}}{\partial \delta_2} = -U_4 U_2 y_{42} \cos(\delta_4 - \delta_2 - \alpha_{42}) = 0;$$

$$\frac{\partial W_{P_4}}{\partial \delta_3} = -U_4 U_3 y_{43} \cos(\delta_4 - \delta_3 - \alpha_{43}) = -1116{,}8;$$

$$\frac{\partial W_{P_4}}{\partial \delta_4} = U_4 U_3 y_{43} \cos(\delta_4 - \delta_3 - \alpha_{43}) = 1116{,}8.$$

Элементы матрицы-блока $\frac{\partial W_P}{\partial U}$ (3.58) находим в соответствии с выражениями (3.62) (кА):

$$\frac{\partial W_{P_1}}{\partial U_1}=2U_1y_{11}\sin\alpha_{11}+U_2y_{12}\sin(\delta_1-\delta_2-\alpha_{12})=2\cdot525\cdot7{,}421\cdot10^{-3}\times$$
$$\times\sin5{,}13^\circ+500\cdot8{,}142\cdot10^{-3}\cdot\sin(0^\circ-0^\circ-4{,}67^\circ)=0{,}3647;$$

$$\frac{\partial W_{P_1}}{\partial U_2}=U_1y_{12}\sin(\delta_1-\delta_2-\alpha_{12})=-0{,}348;$$

$$\frac{\partial W_{P_1}}{\partial U_3}=U_1y_{13}\sin(\delta_1-\delta_3-\alpha_{13})=0;$$

$$\frac{\partial W_{P_1}}{\partial U_4}=U_1y_{14}\sin(\delta_1-\delta_4-\alpha_{14})=0;$$

$$\frac{\partial W_{P_2}}{\partial U_1}=U_2y_{21}\sin(\delta_2-\delta_1-\alpha_{21})=-0{,}332;$$

$$\frac{\partial W_{P_2}}{\partial U_2}=2U_2y_{22}\sin\alpha_{22}+U_1y_{21}\sin(\delta_2-\delta_1-\alpha_{21})+U_3y_{23}\sin(\delta_2-$$
$$-\delta_3-\alpha_{23})+U_5y_{25}\sin(\delta_2-\alpha_{25})=1{,}014;$$

$$\frac{\partial W_{P_2}}{\partial U_3}=U_2y_{23}\sin(\delta_2-\delta_3-\alpha_{23})=0;$$

$$\frac{\partial W_{P_2}}{\partial U_4}=U_2y_{24}\sin(\delta_2-\delta_4-\alpha_{24})=0;$$

$$\frac{\partial W_{P_3}}{\partial U_1}=U_3y_{31}\sin(\delta_3-\delta_1-\alpha_{31})=0;$$

$$\frac{\partial W_{P_3}}{\partial U_2}=U_3y_{32}\sin(\delta_3-\delta_2-\alpha_{32})=0;$$

$$\frac{\partial W_{P_3}}{\partial U_3}=2U_3y_{33}\sin\alpha_{33}+U_2y_{32}\sin(\delta_3-\delta_2-\alpha_{32})+$$
$$+U_4y_{34}\sin(\delta_3-\delta_4-\alpha_{34})=0{,}907;$$

$$\frac{\partial W_{P_3}}{\partial U_4}=U_3y_{34}\sin(\delta_3-\delta_4-\alpha_{34})=-0{,}907;$$

$$\frac{\partial W_{P_4}}{\partial U_1}=U_4y_{41}\sin(\delta_4-\delta_1-\alpha_{41})=0;$$

$$\frac{\partial W_{P_4}}{\partial U_2}=U_4y_{42}\sin(\delta_4-\delta_2-\alpha_{42})=0;$$

$$\frac{\partial W_{P_4}}{\partial U_3}=U_4y_{43}\sin(\delta_4-\delta_3-\alpha_{43})=-0{,}907;$$

$$\frac{\partial W_{P_4}}{\partial U_4}=2U_4y_{44}\sin\alpha_{44}+U_3y_{43}\sin(\delta_4-\delta_3-\alpha_{43})=0{,}907.$$

Элементы матрицы-блока $\frac{\partial W_Q}{\partial \delta}$ (3.59) находим в соответствии с выражениями (3.63) (МВт):

$$\frac{\partial W_{Q_1}}{\partial \delta_1}=U_1U_2y_{12}\sin(\delta_1-\delta_2-\alpha_{12})=525\cdot 500\cdot 8{,}142\cdot 10^{-3}\times$$
$$\times\sin(0^\circ-0^\circ-4{,}67^\circ)=-174{,}1;$$

$$\frac{\partial W_{Q_1}}{\partial \delta_2}=-U_1U_2y_{12}\sin(\delta_1-\delta_2-\alpha_{12})=174{,}1;$$

$$\frac{\partial W_{Q_1}}{\partial \delta_3}=-U_1U_3y_{13}\sin(\delta_1-\delta_3-\alpha_{13})=0;$$

$$\frac{\partial W_{Q_1}}{\partial \delta_4}=-U_1U_4y_{14}\sin(\delta_1-\delta_4-\alpha_{14})=0;$$

$$\frac{\partial W_{Q_2}}{\partial \delta_1}=-U_2U_1y_{21}\sin(\delta_2-\delta_1-\alpha_{21})=174{,}1;$$

$$\frac{\partial W_{Q_2}}{\partial \delta_2}=U_2[U_1y_{21}\sin(\delta_2-\delta_1-\alpha_{21})+U_3y_{23}\sin(\delta_2-\delta_3-\alpha_{23})]+$$
$$+U_2U_5y_{25}\sin(\delta_2-\alpha_{25})=-523{,}6;$$

$$\frac{\partial W_{Q_2}}{\partial \delta_3}=-U_2U_3y_{23}\sin(\delta_2-\delta_3-\alpha_{23})=0;$$

$$\frac{\partial W_{Q_2}}{\partial \delta_4}=-U_2U_4y_{24}\sin(\delta_2-\delta_4-\alpha_{24})=0;$$

$$\frac{\partial W_{Q_3}}{\partial \delta_1}=-U_3U_1y_{31}\sin(\delta_3-\delta_1-\alpha_{31})=0;$$

$$\frac{\partial W_{Q_3}}{\partial \delta_2}=-U_3U_2y_{32}\sin(\delta_3-\delta_2-\alpha_{32})=0;$$

$$\frac{\partial W_{Q_3}}{\partial \delta_3}=U_3U_2y_{32}\sin(\delta_3-\delta_2-\alpha_{32})+U_3U_4y_{34}\sin(\delta_3-\delta_4-\alpha_{34})=$$
$$=-199{,}4;$$

$$\frac{\partial W_{Q_3}}{\partial \delta_4}=-U_3U_4y_{34}\sin(\delta_3-\delta_4-\alpha_{34})=199{,}4;$$

$$\frac{\partial W_{Q_4}}{\partial \delta_1}=-U_4U_1y_{41}\sin(\delta_4-\delta_1-\alpha_{41})=0;$$

$$\frac{\partial W_{Q_4}}{\partial \delta_2} = -U_4 U_2 y_{42} \sin(\delta_4 - \delta_2 - \alpha_{42}) = 0;$$

$$\frac{\partial W_{Q_4}}{\partial \delta_3} = -U_4 U_3 y_{43} \sin(\delta_4 - \delta_3 - \alpha_{43}) = 199{,}4;$$

$$\frac{\partial W_{Q_4}}{\partial \delta_4} = U_4 U_3 y_{43} \sin(\delta_4 - \delta_3 - \alpha_{43}) = -199{,}4.$$

Элементы матрицы-блока $\frac{\partial W_Q}{\partial U}$ (3.60) находим в соответствии с выражениями (3.64) (кА):

$$\frac{\partial W_{Q_1}}{\partial U_1} = 2U_1 y_{11} \cos\alpha_{11} - U_2 y_{12} \cos(\delta_1 - \delta_2 - \alpha_{12}) = 2 \cdot 525 \cdot 7{,}421 \times$$
$$\times 10^{-3} \cos 5{,}13° - 500 \cdot 8{,}142 \cdot 10^{-3} \cos(0° - 0° - 4{,}67°) = 3{,}704;$$

$$\frac{\partial W_{Q_1}}{\partial U_2} = -U_1 y_{12} \cos(\delta_1 - \delta_2 - \alpha_{12}) = -4{,}261;$$

$$\frac{\partial W_{Q_1}}{\partial U_3} = -U_1 y_{13} \cos(\delta_1 - \delta_3 - \alpha_{13}) = 0;$$

$$\frac{\partial W_{Q_1}}{\partial U_4} = -U_1 y_{14} \cos(\delta_1 - \delta_4 - \alpha_{14}) = 0;$$

$$\frac{\partial W_{Q_2}}{\partial U_1} = -U_2 y_{21} \cos(\delta_2 - \delta_1 - \alpha_{21}) = -4{,}058;$$

$$\frac{\partial W_{Q_2}}{\partial U_2} = 2U_2 y_{22} \cos\alpha_{22} - U_1 y_{21} \cos(\delta_2 - \delta_1 - \alpha_{21}) - U_3 y_{23} \cos(\delta_2 -$$
$$- \delta_3 - \alpha_{23}) - U_5 y_{25} \cos(\delta_2 - \alpha_{25}) = 26{,}12;$$

$$\frac{\partial W_{Q_2}}{\partial U_3} = -U_2 y_{23} \cos(\delta_2 - \delta_3 - \alpha_{23}) = -35{,}64;$$

$$\frac{\partial W_{Q_2}}{\partial U_4} = -U_2 y_{24} \cos(\delta_2 - \delta_4 - \alpha_{24}) = 0;$$

$$\frac{\partial W_{Q_3}}{\partial U_1} = -U_3 y_{31} \cos(\delta_3 - \delta_1 - \alpha_{31}) = 0;$$

$$\frac{\partial W_{Q_3}}{\partial U_2} = -U_3 y_{32} \cos(\delta_3 - \delta_2 - \alpha_{32}) = -15{,}68;$$

$$\frac{\partial W_{Q_3}}{\partial U_3} = 2U_3 y_{33} \cos\alpha_{33} - U_2 y_{32} \cos(\delta_3 - \delta_2 - \alpha_{32}) - U_4 y_{34} \cos(\delta_3 -$$
$$- \delta_4 - \alpha_{34}) = 37{,}38;$$

$$\frac{\partial W_{Q_3}}{\partial U_4} = -U_3 y_{34} \cos(\delta_3 - \delta_4 - \alpha_{34}) = -5{,}076;$$

$$\frac{\partial W_{Q_4}}{\partial U_1} = -U_4 y_{41} \cos(\delta_4 - \delta_1 - \alpha_{41}) = 0;$$

$$\frac{\partial W_{Q_4}}{\partial U_2} = -U_4 y_{42} \cos(\delta_4 - \delta_2 - \alpha_{42}) = 0;$$

$$\frac{\partial W_{Q_4}}{\partial U_3} = -U_4 y_{43} \cos(\delta_4 - \delta_3 - \alpha_{43}) = -5{,}076;$$

$$\frac{\partial W_{Q_4}}{\partial U_4} = 2U_4 y_{44} \cos\alpha_{44} - U_3 y_{43} \cos(\delta_4 - \delta_3 - \alpha_{43}) = 4{,}839.$$

Таким образом, система линейных алгебраических уравнений на первом шаге метода Ньютона (3.65) в матричной записи имеет вид

$$\begin{bmatrix} 2130{,}4 & -2130{,}4 & 0 & 0 & 0{,}3647 & -0{,}348 & 0 & 0 \\ -2130{,}4 & 13158{,}2 & -7840{,}3 & 0 & -0{,}332 & 1{,}014 & 0 & 0 \\ 0 & -7840{,}3 & 8957{,}1 & -1116{,}8 & 0 & 0 & 0{,}907 & -0{,}907 \\ 0 & 0 & -1116{,}8 & 1116{,}8 & 0 & 0 & -0{,}907 & 0{,}907 \\ -174{,}1 & +174{,}1 & 0 & 0 & 3{,}704 & -4{,}261 & 0 & 0 \\ 174{,}1 & -523{,}6 & 0 & 0 & -4{,}058 & 26{,}12 & -35{,}64 & 0 \\ 0 & 0 & -199{,}4 & 199{,}4 & 0 & -15{,}68 & 37{,}38 & -5{,}076 \\ 0 & 0 & 199{,}4 & -199{,}4 & 0 & 0 & -5{,}076 & 4{,}839 \end{bmatrix} \times$$

$$\times \begin{bmatrix} \Delta\delta_1^{(1)} \\ \Delta\delta_2^{(1)} \\ \Delta\delta_3^{(1)} \\ \Delta\delta_4^{(1)} \\ \Delta U_1^{(1)} \\ \Delta U_2^{(1)} \\ \Delta U_3^{(1)} \\ \Delta U_4^{(1)} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} -1091{,}3 \\ -8{,}288 \\ 70 \\ 230 \\ -127{,}9 \\ -50{,}13 \\ -609{,}7 \\ 93{,}86 \end{bmatrix}.$$

В результате решения этой системы на ПЭВМ методом Гаусса определяем поправки на первой итерации метода Ньютона:

$$\Delta\delta_1^{(1)} = 40{,}08°, \qquad \Delta U_1^{(1)} = 297{,}6 \text{ кВ};$$
$$\Delta\delta_2^{(1)} = 11{,}7°, \qquad \Delta U_2^{(1)} = 208{,}4 \text{ кВ};$$
$$\Delta\delta_3^{(1)} = 9{,}508°, \qquad \Delta U_3^{(1)} = 117{,}8 \text{ кВ};$$
$$\Delta\delta_4^{(1)} = -1{,}298°, \qquad \Delta U_4^{(1)} = 96{,}47 \text{ кВ}.$$

После этого находим значения переменных после первой итерации по (3.16):

$$\begin{bmatrix}\delta_1^{(1)}\\ \delta_2^{(1)}\\ \delta_3^{(1)}\\ \delta_4^{(1)}\\ U_1^{(1)}\\ U_2^{(1)}\\ U_3^{(1)}\\ U_4^{(1)}\end{bmatrix} = \begin{bmatrix}0\\ 0\\ 0\\ 0\\ 525\\ 500\\ 220\\ 220\end{bmatrix} + \begin{bmatrix}40{,}08\\ 11{,}7\\ 9{,}508\\ -1{,}298\\ 297{,}6\\ 208{,}4\\ 117{,}8\\ 96{,}47\end{bmatrix} = \begin{bmatrix}40{,}08\\ 11{,}7\\ 9{,}508\\ -1{,}298\\ 822{,}6\\ 708{,}4\\ 337{,}8\\ 316{,}47\end{bmatrix}.$$

Дальнейший расчет напряжений в узлах выполнен на ПЭВМ. Изменение элементов вектора переменных от итерации $(k-1)$ к итерации k представлено в табл. 3.7.

Таблица 3.7. Значения модулей и фаз напряжений в узлах схемы рис. 3.2 в итерационном цикле

Номер итерации k	$\delta_1^{(k)}$, эл. град	$\delta_2^{(k)}$, эл. град	$\delta_3^{(k)}$, эл. град	$\delta_4^{(k)}$, эл. град	$U_1^{(k)}$, кВ	$U_2^{(k)}$, кВ	$U_3^{(k)}$, кВ	$U_4^{(k)}$, кВ
1	40,08	11,7	9,508	−1,298	822,6	708,4	337,8	316,47
2	33,49	10,63	8,90	0,30	662,4	600,2	281,2	259,0
3	36,24	11,69	9,90	1,00	578,0	547,1	255,2	228,2
4	39,00	12,24	10,35	0,81	550,2	530,3	247,1	217,6
5	40,54	12,49	10,53	0,61	537,3	522,6	243,5	212,9
6	41,33	12,62	10,63	0,50	530,6	518,6	241,6	210,5
7	41,73	12,68	10,67	0,45	527,3	516,6	240,7	209,3
8	41,92	12,71	10,7	0,43	525,7	515,7	240,2	208,7
9	41,99	12,72	10,7	0,42	525,1	515,3	240,0	208,5
10	42,01	12,73	10,71	0,41	525,0	515,2	240,0	208,4
11	42,01	12,73	10,71	0,41	525,0	515,2	240,0	208,4
12	42,01	12,73	10,71	0,41	525,0	515,2	240,0	208,4

В качестве критерия окончания итерационного процесса расчета напряжений принят критерий $\max|\Delta\dot{S}_i^{(k)}|\leqslant\varepsilon_s$. Решение получено за 12 итераций при $\varepsilon_s=10^{-5}$ МВ·А. Проверка точности расчета по напряжению в узлах схемы показала, что в этом случае $\varepsilon_u=\max|\Delta\dot{U}_i^{(k)}|=10^{-5}$ кВ. Результаты расчета полностью совпадают с результатами расчета в задачах 3.8, 3.11 и 3.12 и представлены в табл. 3.8.

Таблица 3.8. Напряжения в узлах схемы рис. 3.2 при решении узлового уравнения в форме баланса мощностей в осях δ, U методом Ньютона

Номер узла i	δ_i, эл. град	U_i, кВ	U'_i, кВ	U''_i, кВ
1	42,01	525	390,1	351,3
2	12,73	515,2	502,6	113,5
3	10,71	240	235,8	44,58
4	0,41	208,4	208,4	1,507

Задача 3.15. Решить методом Ньютона узловое уравнение (3.33) в форме баланса мощностей, записанное в полярной системе координат (δ, U), используя формулы (3.55) — (3.65) задачи 3.13. Генераторный узел *1* задан в форме $P_г - U_г$, узел *3* — в форме $P_г - Q_г$, т. е.

$$P_{г1} = 1100 \text{ МВт}; \qquad U_{г1} = 525 \text{ кВ};$$
$$P_{г3} = 0 \text{ МВт}; \qquad Q_{г3} = 282{,}6 \text{ Мвар}.$$

Решение. При решении данной задачи используем вычисленные на первой итерации (задача 3.14) значения элементов матрицы Якоби и вектора небалансов мощностей. Однако, поскольку в узле *1* задан модуль напряжения $U_{г1} = 525$ кВ, в системе уравнений (3.33) исчезает уравнение баланса реактивных мощностей в узле *1* — W_{Q_1}. Так как порядок решаемой системы уменьшается на единицу, в матрице Якоби пропадает строка $\frac{\partial W_{Q_1}}{\partial \delta_j}$ ($j = 1, \ldots, 4$) и $\frac{\partial W_{Q_1}}{\partial U_j}$ ($j = 2, 3, 4$), а также столбец, соответствующий $\frac{\partial W_{P_i}}{\partial U_1}$ ($i = 1, \ldots, 4$) и $\frac{\partial W_{Q_i}}{\partial U_1}$ ($i = 2, 3, 4$).

Таким образом, система линейных алгебраических уравнений на первом шаге метода Ньютона (3.65) в этом случае имеет вид

$$\begin{bmatrix} 2130{,}4 & -2130{,}4 & 0 & 0 & -0{,}348 & 0 & 0 \\ -2130{,}4 & 13158{,}2 & -7840{,}3 & 0 & 1{,}014 & 0 & 0 \\ 0 & -7840{,}3 & 8957{,}1 & -1116{,}8 & 0 & 0{,}907 & -0{,}907 \\ 0 & 0 & -1116{,}8 & 1116{,}8 & 0 & -0{,}907 & 0{,}907 \\ +174{,}1 & -523{,}6 & 0 & 0 & 26{,}12 & -35{,}64 & 0 \\ 0 & 0 & -199{,}4 & 199{,}4 & -15{,}68 & 37{,}38 & -5{,}076 \\ 0 & 0 & 199{,}4 & -199{,}4 & 0 & -5{,}076 & 4{,}839 \end{bmatrix} \times$$

$$\times \begin{bmatrix} \Delta\delta_1^{(1)} \\ \Delta\delta_2^{(1)} \\ \Delta\delta_3^{(1)} \\ \Delta\delta_4^{(1)} \\ \Delta U_2^{(1)} \\ \Delta U_3^{(1)} \\ \Delta U_4^{(1)} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} -1091{,}3 \\ -8{,}288 \\ 70 \\ 230 \\ -50{,}13 \\ -609{,}7 \\ 93{,}86 \end{bmatrix}.$$

В результате решения этой системы линейных алгебраических уравнений на ПЭВМ методом Гаусса находим приращения неизвестных величин на первой итерации метода Ньютона:

$$\Delta\delta_1^{(1)}=43{,}54°,$$
$$\Delta\delta_2^{(1)}=13{,}53°, \qquad \Delta U_2^{(1)}=70{,}03 \text{ кВ};$$
$$\Delta\delta_3^{(1)}=11{,}34°, \qquad \Delta U_3^{(1)}=50{,}15 \text{ кВ};$$
$$\Delta\delta_4^{(1)}=0{,}686°, \qquad \Delta U_4^{(1)}=25{,}55 \text{ кВ}.$$

Значения переменных после первой итерации

$$\begin{bmatrix}\delta_1^{(1)}\\ \delta_2^{(1)}\\ \delta_3^{(1)}\\ \delta_4^{(1)}\\ U_2^{(1)}\\ U_3^{(1)}\\ U_4^{(1)}\end{bmatrix}=\begin{bmatrix}0\\0\\0\\0\\500\\220\\220\end{bmatrix}+\begin{bmatrix}43{,}54\\13{,}53\\11{,}34\\0{,}686\\70{,}03\\50{,}15\\25{,}55\end{bmatrix}=\begin{bmatrix}43{,}54\\13{,}53\\11{,}34\\0{,}686\\570{,}03\\270{,}15\\245{,}55\end{bmatrix}.$$

Дальнейший расчет напряжений в узлах выполнен на ПЭВМ. Изменение элементов вектора переменных от итерации $(k-1)$ к итерации k представлено в табл. 3.9.

Таблица 3.9. **Значения модулей и фаз напряжений в узлах схемы рис. 3.2 в итерационном цикле**

Номер итерации k	$\delta_1^{(k)}$, эл. град	$\delta_2^{(k)}$, эл. град	$\delta_3^{(k)}$, эл. град	$\delta_4^{(k)}$, эл. град	$U_2^{(k)}$, кВ	$U_3^{(k)}$, кВ	$U_4^{(k)}$, кВ
1	43,54	13,53	11,34	0,686	570,03	270,15	245,55
2	41,75	12,69	10,66	0,45	521,2	243,3	213,5
3	42,00	12,72	10,70	0,42	515,3	240,1	208,5
4	42,01	12,73	10,71	0,41	515,2	240,0	208,4
5	42,01	12,73	10,71	0,41	515,2	240,0	208,4
6	42,01	12,73	10,71	0,41	515,22	240,0	208,41

В качестве критерия окончания итерационного процесса расчета напряжений принят критерий $\max|\Delta\dot{S}_i^{(k)}|\leqslant\varepsilon_s$. Решение получено за шесть итераций при $\varepsilon_s=10^{-5}$ МВ·А. Проверка точности расчета по напряжению в узлах схемы показала, что в этом случае $\varepsilon_u=\max|\Delta\dot{U}_i^{(k)}|=10^{-5}$ кВ. Результаты расчета полностью совпадают с результатами расчета в предыдущих задачах (см. табл. 3.8.).

На ПЭВМ выполнен расчет напряжений для условий данной задачи, но при задании в качестве узлов типа $P_г-U_г$ не одного, как рассмотрено выше (узел *1*), а двух узлов схемы замещения (узлы *1* и *3*), т. е.

$$P_{г1}=1100 \text{ МВт}, \qquad U_{г1}=525 \text{ кВ};$$
$$P_{г3}=0 \text{ МВт}, \qquad U_{г3}=240 \text{ кВ}.$$

В этом случае искомыми переменными являются значения фаз векторов напряжений δ_1, δ_2, δ_3, δ_4 и модулей напряжений в узлах

2 и *4* — U_2, U_4. Изменение элементов вектора переменных от итерации $(k-1)$ к итерации k представлено в табл. 3.10.

Таблица 3.10. **Значения модулей и фаз напряжений в узлах схемы рис. 3.2 в итерационном цикле**

Номер итерации k	$\delta_1^{(k)}$, эл. град	$\delta_2^{(k)}$, эл. град	$\delta_3^{(k)}$, эл. град	$\delta_4^{(k)}$, эл. град	$U_2^{(k)}$, кВ	$U_4^{(k)}$, кВ
1	43,59	13,96	11,93	2,22	530,7	213,3
2	42,02	12,75	10,73	0,46	515,7	208,6
3	42,01	12,73	10,71	0,41	515,2	208,4
4	42,01	12,73	10,71	0,41	515,2	208,4
5	42,01	12,73	10,71	0,41	515,22	208,41

Решение получено за пять итераций с точностью $\max|\Delta\dot{S}_i^{(k)}| \leqslant \varepsilon_s = 10^{-8}$ МВ·А. Точность по напряжению при этом $\varepsilon_u = \max|\Delta\dot{U}_i^{(k)}| = 10^{-5}$ кВ. Результаты расчета полностью совпадают с результатами, представленными в табл. 3.8.

Таким образом, анализ результатов решения задач 3.3 — 3.15 показывает, что форма записи узловых уравнений (баланс токов или мощностей), форма представления комплексных переменных (в комплексах, прямоугольная или полярная системы координат), выбор метода решения, а также способ задания в расчетах генераторных узлов ($P_г - Q_г$ или $P_г - U_г$) — все это влияет на сходимость итерационного процесса, объем вычислений на итерации и время расчета.

Обзор результатов представлен в табл. 3.11.

Таблица 3.11. **Обзор результатов решения задач 3.3 — 3.15**

Номер задачи	Вид уравнения	Форма представления переменных	Способ задания генераторных узлов	Метод решения	Количество итераций	Точность расчета
3.3	Баланс *I*	Комплексные	Узлы *1* и *3* $P_г - Q_г$	Метод Зейделя	4128	$\varepsilon_u = 10^{-5}$ кВ
3.6	» *I*	»	а) узел *1* $P_г - U_г$; узел *3* $P_г - Q_г$;		66	$\varepsilon_u = 10^{-5}$ кВ
			б) узел *1* $P_г - U_г$; узел *3* $P_г - U_г$	То же	64	$\varepsilon_u = 10^{-5}$ кВ
3.8	» *I*	U', U''	$P_г - Q_г$	Метод Ньютона	14	$\varepsilon_I = 10^{-6}$ кА $\varepsilon_u = 2 \cdot 10^{-2}$ кВ
3.11	» *S*	U', U''	Узлы *1* и *3* $P_г - Q_г$	То же	12	$\varepsilon_s = 10^{-5}$ МВ·А $\varepsilon_u = 2 \cdot 10^{-4}$ кВ

Продолжение табл. 3.11

Номер задачи	Вид уравнения	Форма представления переменных	Способ задания генераторных узлов	Метод решения	Количество итераций	Точность расчета
3.12	Баланс S	U', U''	Узел *1* $P_г - U_г$ Узел *3* $P_г - Q_г$	Метод Ньютона	6	$\varepsilon_s = 10^{-5}$ кВ $\varepsilon_u = 10^{-7}$ кВ
3.14	$\gg S$	δ, U	Узлы *1* и *3* $P_г - Q_г$	То же	12	$\varepsilon_s = 10^{-5}$ МВ·А $\varepsilon_u = 10^{-5}$ кВ
3.15	$\gg S$	δ, U	а) узел *1* $P_г - U_г$; узел *3* $P_г - Q_г$;	$\gg$	6	$\varepsilon_s = 10^{-5}$ МВ·А $\varepsilon_u = 10^{-5}$ кВ
			б) узлы *1* и *3* $P_г - U_г$		5	$\varepsilon_s = 10^{-8}$ МВ·А $\varepsilon_u = 10^{-5}$ кВ

Задача 3.16. Записать выражения для определения мощности трех фаз в начале ($\dot{S}'_{ij}$), конце ($\dot{S}''_{ij}$) и потерь мощности в продольной части линии, ограниченной узлами i и j (рис. 3.3).

Решение. После того как напряжения всех узлов в схеме замещения найдены, можно легко определить потоки и потери мощности в каждой ветви. Мощности в начале ($\dot{S}'_{ij}$) и в конце ($\dot{S}''_{ij}$) продольной части линии, за положительное направление которых принято направление от узла i к узлу j (рис. 3.3) [3.1],

$$\dot{S}'_{ij} = \dot{U}_i \overset{*}{\dot{I}}_{ij} = \dot{U}_i (\overset{*}{\dot{U}}_i - \overset{*}{\dot{U}}_j) \overset{*}{\dot{Y}}_{ij} = \overset{*}{\dot{Y}}_{ij} U_i^2 - \overset{*}{\dot{Y}}_{ij} \dot{U}_i \overset{*}{\dot{U}}_j; \qquad (3.66)$$

$$\dot{S}''_{ij} = \dot{U}_j \overset{*}{\dot{I}}_{ij} = \dot{U}_j (\overset{*}{\dot{U}}_i - \overset{*}{\dot{U}}_j) \overset{*}{\dot{Y}}_{ij} = -\overset{*}{\dot{Y}}_{ij} U_j^2 + \overset{*}{\dot{Y}}_{ij} \overset{*}{\dot{U}}_i \dot{U}_j. \qquad (3.67)$$

Представляем комплексные величины, входящие в (3.66) и (3.67), в виде $\dot{U}_i = U'_i + jU''_i$ и $\underline{Y}_{ij} = g_{ij} - jb_{ij}$. Тогда (3.66) и (3.67) принимают вид

$$\dot{S}'_{ij} = P'_{ij} + jQ'_{ij} = (g_{ij} + jb_{ij}) U_i^2 - (g_{ij} + jb_{ij})(U'_i + jU''_i)(U'_j - jU''_j); \qquad (3.68)$$

$$\dot{S}''_{ij} = P''_{ij} + jQ''_{ij} = -(g_{ij} + jb_{ij}) U_j^2 + (g_{ij} + jb_{ij})(U'_i - jU''_i)(U'_j + jU''_j). \qquad (3.69)$$

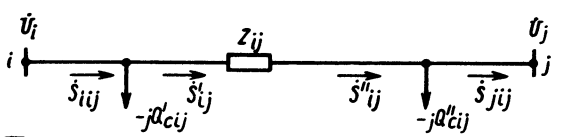


Рис. 3.3. Мощности в линии

Выделив в (3.68) и (3.69) действительную и мнимую части, получаем следующие выражения активных и реактивных мощностей в начале (P'_{ij}, Q'_{ij}) и в конце (P''_{ij}, Q''_{ij}) продольной части линии (рис. 3.3):

$$P'_{ij}=g_{ij}U_i^2-g_{ij}(U'_iU'_j+U''_iU''_j)+b_{ij}(U''_iU'_j-U'_iU''_j);$$

$$Q'_{ij}=b_{ij}U_i^2-b_{ij}(U'_iU'_j+U''_iU''_j)-g_{ij}(U''_iU'_j-U'_iU''_j);$$

$$P''_{ij}=-g_{ij}U_j^2+g_{ij}(U'_iU'_j+U''_iU''_j)+b_{ij}(U''_iU'_j-U'_iU''_j);$$

$$Q''_{ij}=-b_{ij}U_j^2+b_{ij}(U'_iU'_j+U''_iU''_j)-g_{ij}(U''_iU'_j-U'_iU''_j).$$

Обозначив

$$A=U'_iU'_j+U''_iU''_j; \tag{3.70}$$

$$C=U''_iU'_j-U'_iU''_j, \tag{3.71}$$

получим следующие выражения для определения активных и реактивных мощностей в начале и в конце линии:

$$P'_{ij}=g_{ij}U_i^2-g_{ij}A+b_{ij}C; \tag{3.72}$$

$$Q'_{ij}=b_{ij}U_i^2-b_{ij}A-g_{ij}C; \tag{3.73}$$

$$P''_{ij}=-g_{ij}U_j^2+g_{ij}A+b_{ij}C; \tag{3.74}$$

$$Q''_{ij}=-b_{ij}U_j^2+b_{ij}A-g_{ij}C. \tag{3.75}$$

Потери мощности в продольной части линии ij, т. е. в сопротивлении $\underline{Z}_{ij}$ (рис. 3.3), равны разности потоков мощности в начале (3.66) и в конце (3.67) линии, т. е.

$$\Delta\dot{S}_{ij}=\dot{S}'_{ij}-\dot{S}''_{ij}=\dot{Y}_{ij}(\dot{U}_i-\dot{U}_j)(\overset{*}{\dot{U}}_i-\overset{*}{\dot{U}}_j)=|\dot{U}_i-\dot{U}_j|^2\,\overset{*}{\dot{Y}}_{ij}=$$

$$=|U'_i+jU''_i-U'_j-jU'_j|^2\,\overset{*}{\dot{Y}}_{ij}=|(U'_i-U'_j)+j(U''_i-U''_j)|^2\,\overset{*}{\dot{Y}}_{ij}=$$

$$=[(U'_i-U'_j)^2+(U''_i-U''_j)^2](g_{ij}+jb_{ij}).$$

Выделив в данном выражении действительную и мнимую части, с учетом (3.70) получим выражения потерь активной и реактивной мощности в продольной части линии:

$$\Delta P_{ij}=g_{ij}(U_i^2+U_j^2-2A)=g_{ij}D, \tag{3.76}$$

$$\Delta Q_{ij}=b_{ij}(U_i^2+U_j^2-2A)=b_{ij}D, \tag{3.77}$$

где

$$D=U_i^2+U_j^2-2A. \tag{3.78}$$

Задача 3.17. **Вычислить потоки и потери мощности по связям в схеме рис. 3.2 при значениях напряжений в узлах, приведенных в табл. 3.8.**

Решение. Определяем потоки активной и реактивной мощностей в начале продольной части линии по выражениям (3.72) и (3.73), в конце — по выражениям (3.74) и (3.75) с учетом (3.70) и (3.71) и рис. 3.3.

Потери активной и реактивной мощностей в продольной части линии определяем по (3.76) и (3.77) с учетом (3.78):

линия *1 — 2* в схеме рис. 3.2

$$\underline{Y}_{12}=g_{12}-jb_{12}=\frac{1}{10+j122{,}4}=6{,}63\cdot10^{-4}-j8{,}155\cdot10^{-3}\ 1/\text{Ом};$$

$$A=U'_1U'_2+U''_1U''_2=390{,}1\cdot502{,}6+351{,}3\cdot113{,}5=235932{,}0;$$

$$C=U''_1U'_2-U'_1U''_2=351{,}3\cdot502{,}6-390{,}1\cdot113{,}5=132295{,}4;$$

$$D=U_1^2+U_2^2-2A=525^2+515{,}22^2-2\cdot235932{,}0=69212{,}6.$$

В соответствии с обозначениями рис. 3.3 находим:

$$P'_{12}=g_{12}U_1^2-g_{12}A+b_{12}C=6{,}63\cdot10^{-4}\cdot525^2-6{,}63\cdot10^{-4}\cdot235932{,}0+$$
$$+8{,}115\cdot10^{-3}\cdot132295{,}4=1099{,}89\ \text{МВт};$$

$$Q'_{12}=b_{12}U_1^2-b_{12}A-g_{12}C=8{,}115\cdot10^{-3}\cdot525^2-8{,}115\cdot10^{-3}\times$$
$$\times235932{,}0-6{,}63\cdot10^{-4}\cdot132295{,}4=234{,}4\ \text{Мвар};$$

$$P''_{12}=-g_{12}U_2^2+g_{12}A+b_{12}C=-6{,}63\cdot10^{-4}\cdot515{,}22^2+6{,}63\cdot10^{-4}\times$$
$$\times235932{,}0+8{,}115\cdot10^{-3}\cdot132295{,}4=1054{,}0\ \text{МВт};$$

$$Q''_{12}=-b_{12}U_2^2+b_{12}A-g_{12}C=-8{,}115\cdot10^{-3}\cdot515{,}22^2+8{,}115\cdot10^{-3}\times$$
$$\times235932{,}0-6{,}63\cdot10^{-4}\cdot132295{,}4=-327{,}3\ \text{Мвар};$$

$$\Delta P_{12}=g_{12}D=6{,}63\cdot10^{-4}\cdot69212{,}6=45{,}8\ \text{МВт};$$

$$\Delta Q_{12}=b_{12}D=8{,}115\cdot10^{-3}\cdot69212{,}6=561{,}7\ \text{Мвар}.$$

Участок *2 — 3* схемы рис. 3.2

$$\underline{Y}_{23}=g_{23}-jb_{23}=\frac{1}{r_{23}+jx_{23}}=\frac{1}{j30{,}5}=-j0{,}0328\ 1/\text{Ом};$$

$$U_3^*=U_3/K_{T23}=240/0{,}46=521{,}7\ \text{кВ};$$

$$(U'_3)^*+j(U''_3)^*=(U'_3+jU''_3)/K_{T23}=(235{,}8+j44{,}58)/0{,}46=$$
$$=512{,}7+j96{,}92\ \text{кВ};$$

$$A=U'_2(U'_3)^*+U''_2(U''_3)^*=502{,}6\cdot512{,}7+113{,}5\cdot96{,}92=268644{,}77;$$

$$C=U''_2(U'_3)^*-U'_2(U''_3)^*=113{,}5\cdot512{,}7-502{,}6\cdot96{,}92=9478{,}11;$$

$$D=U_2^2+(U_3^*)^2-2A=515{,}2^2+521{,}7^2-2\cdot268644{,}77=373{,}7.$$

В соответствии с обозначениями рис. 3.4 находим:

$$P'_{23}=g_{23}U_2^2-g_{23}A+b_{23}C=0\cdot 515{,}2^2-0\cdot 268644{,}77+$$
$$+0{,}0328\cdot 9478{,}11=310{,}9\ \text{МВт};$$

$$Q'_{23}=b_{23}U_2^2-b_{23}A-g_{23}C=0{,}0328\cdot 515{,}2^2-0{,}0328\cdot 268644{,}77-$$
$$-0\cdot 9478{,}11=-104{,}7\ \text{Мвар};$$

$$P''_{23}=-g_{23}(U_3^*)^2+g_{23}A+b_{23}C=-0\cdot 521{,}7^2+0\cdot 268644{,}77+$$
$$+0{,}0328\cdot 9478{,}11=310{,}9\ \text{МВт};$$

$$Q''_{23}=-b_{23}(U_3^*)^2+b_{23}A-g_{23}C=-0{,}0328\cdot 521{,}7^2+$$
$$+0{,}0328\cdot 268644{,}77-0\cdot 9478{,}11=-116{,}96\ \text{Мвар};$$

$$\Delta P_{23}=g_{23}(U_2^2+U_3^{*2}-2A)=0;$$

$$\Delta Q_{23}=b_{23}(U_2^2+U_3^{*2}-2A)=0{,}0328\,(515{,}22^2+521{,}7^2-$$
$$-2\cdot 268644{,}77)=12{,}26\ \text{Мвар};$$

линия *2 — 5* (рис. 3.2)

$$\underline{Y}_{25}=g_{25}-jb_{25}=\frac{1}{8{,}5+j77{,}5}=1{,}398\cdot 10^{-3}-j1{,}275\cdot 10^{-2}\ \text{1/Ом};$$

$$A=U'_2U'_5+U''_2U''_5=251281{,}5;$$

$$C=U''_2U'_5-U'_2U''_5=56749{,}5;$$

$$D=U_2^2+U_5^2-2A=12888{,}65;$$

$$P'_{25}=g_{25}U_2^2-g_{25}A+b_{25}C=743{,}4\ \text{МВт};$$

$$Q'_{25}=b_{25}U_2^2-b_{25}A-g_{25}C=101{,}3\ \text{Мвар};$$

$$P''_{25}=-g_{25}U_5^2+g_{25}A+b_{25}C=725{,}4\ \text{МВт};$$

$$Q''_{25}=-b_{25}U_5^2+b_{25}A-g_{25}C=-63{,}05\ \text{Мвар};$$

$$\Delta P_{25}=g_{25}D=18\ \text{МВт};$$

$$\Delta Q_{25}=b_{25}D=164{,}3\ \text{Мвар};$$

линия *3—4* (рис. 3.2)

$$\underline{Y}_{34}=g_{34}-jb_{34}=\frac{1}{7{,}5+j42}=4{,}12\cdot 10^{-3}-j2{,}307\cdot 10^{-2}\ \text{1/Ом};$$

$$A=U'_3U'_4+U''_3U''_4=49212{,}9;$$

$$C=U''_3U'_4-U'_3U''_4=8935{,}7;$$

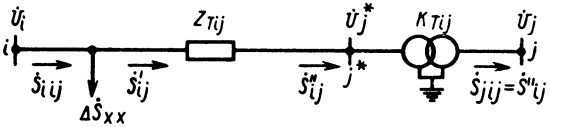


Рис. 3.4. Мощности в трансформаторной ветви: $\dot{U}_j^*$ — напряжение на низкой стороне трансформаторной ветви, приведенное к высокой, т. е. $\dot{U}_j^*=\dot{U}_j/K_{Tij}$, где $K_{Tij}<1$

$$D=U_3^2+U_4^2-2A=2608{,}9;$$

$$P'_{34}=g_{34}U_3^2-g_{34}A+b_{34}C=240{,}7 \text{ МВт};$$

$$Q'_{34}=b_{34}U_3^2-b_{34}A-g_{34}C=156{,}7 \text{ Мвар};$$

$$P''_{34}=-g_{34}U_4^2+g_{34}A+b_{34}C=230{,}0 \text{ МВт};$$

$$Q''_{34}=-b_{34}U_4^2+b_{34}A-g_{34}C=96{,}5 \text{ Мвар};$$

$$\Delta P_{34}=g_{34}D=10{,}7 \text{ МВт};$$

$$\Delta Q_{34}=b_{34}D=60{,}2 \text{ Мвар}.$$

Задача 3.18. Определить мощность в балансирующем узле $\dot{S}_5=\dot{S}_6$ (рис. 3.2) двумя способами:

1) исходя из значения мощности $\dot{S}'_{25}$ в конце продольной части линии *2—5*, вычисленного в задаче 3.17;

2) решением узлового уравнения в форме баланса мощности, записанного для этого узла.

Решение. 1. Мощность в балансирующем узле $\dot{S}_5$ находим как мощность в конце линии *2—5* (рис. 3.3), т. е.

$$\dot{S}_{ij}=\dot{S}_{5\,25}=\dot{S}''_{25}+jQ''_{c25},$$

где значение мощности $\dot{S}'_{25}$ берем из решения задачи 3.17:

$$Q''_{c25}=0{,}5\,\dot{U}_5^2\,Y_{c25}=0{,}5\cdot 500^2\cdot 992{,}5\cdot 10^{-6}=124{,}05 \text{ Мвар};$$

$$\dot{S}_{5\,25}=725{,}3-j63{,}05+j124{,}05=725{,}3+j61 \text{ МВ}\cdot\text{А}.$$

2. Мощность в балансирующем узле $\dot{S}_6=\dot{S}_{y5}$ определяем из узлового уравнения (3.31), используя данные задачи 3.1 и значение $\dot{U}_2$ из табл. 3.8:

$$\dot{S}_{y5}=\dot{U}_5\overset{*}{\dot{Y}}_{55}\overset{*}{\dot{U}}_5+\dot{U}_5\overset{*}{\dot{Y}}_{52}\overset{*}{\dot{U}}_2=500^2(1{,}398\cdot 10^{-3}+j1{,}225\cdot 10^{-2})+$$
$$+500(-1{,}398\cdot 10^{-3}-j1{,}275\cdot 10^{-2})\times(502{,}56-j113{,}5)=$$
$$=-725{,}3-j61 \text{ МВ}\cdot\text{А}.$$

Значение мощности в узле 5 $\dot{S}_{y5}$ имеет знак «—», поскольку за положительное направление в уравнении (3.31) принято направление мощности к узлу.

ГЛАВА 4

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ СХЕМ ЗАМЕЩЕНИЯ И РАСЧЕТЫ РЕЖИМОВ ДАЛЬНИХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

В задачах, собранных в данной главе, внимание читателей акцентируется на важной особенности протяженных линий электропередачи переменного тока сверхвысокого напряжения, состоящей в распределенности схемных и режимных параметров по длине воздушных линий и волновом характере передачи электроэнергии. Поэтому в решениях применяются такие величины, как «натуральная» (естественная) мощность, волновая длина и волновое сопротивление линии.

Распределенность режимных параметров выявляется путем решения преобразованных уравнений длинных линий, не имеющих потерь активной мощности (идеализированных). Распределенность напряжения учитывается при выборе значений напряжения, поддержание которых по концам линий целесообразно в условиях заданности верхних и нижних ограничений. Распределенность токов учитывается при получении оценок потерь активной мощности в характерных нормальных режимах работы и годовых потерь электроэнергии при использовании среднего квадратичного значения тока.

Распределенность схемных параметров здесь выполняется иным, чем в гл. 1, способом, не связанным с разложением в ряды гиперболических функций комплексного переменного. Этот способ предложен проф. А. А. Горевым и состоит в том, что, пренебрегая активной проводимостью линии, можно преобразовать гиперболические функции в выражения, содержащие только тригонометрические функции. В задачах данной главы показано, как рассчитывать параметры эквивалентных схем замещения протяженных воздушных линий (П- и Т-образных, пассивных четырехполюсников) и как находить параметры линий электропередачи в целом.

Задача 4.1. Воздушная линия электропередачи с номинальным напряжением 500 кВ имеет длину 700 км и выполнена с применением фазных проводов 3 × (АС330/43), подвешенных на стальных портальных опорах с оттяжками типа ПБ-1-3, имеющих междуфазное расстояние 12,8 м. Погонные параметры линии при шаге

расщепления фазы 40 см таковы: индуктивное сопротивление $x_0 = 0{,}308$ Ом/км; емкостная проводимость $b_0 = 3{,}60 \cdot 10^{-6}$ См/км; волновое сопротивление $z_в = 292{,}5$ Ом; активное сопротивление одиночного провода при температуре $+20°$ С $r_{(+20)} = 0{,}089$ Ом/км (по ГОСТ 839—80Е).

1. Найти распределение напряжения, тока и реактивной мощности вдоль линии, принимаемой идеализированной, для двух характерных режимов работы, отличающихся передаваемой активной мощностью:

а) передается наибольшая возможная мощность исходя из сохранения апериодической статической устойчивости с нормированным запасом 20% для двух случаев:

— напряжения на концах линии равны;

— напряжение в начале линии превышает напряжение в конце в 1,12 раза (создается перепад напряжения);

б) передается мощность, составляющая 30% от натуральной мощности, при одинаковых напряжениях на концах линии.

2. Построить векторные диаграммы напряжений и токов для анализируемых режимов.

3. Оценить потери активной мощности при передаче наибольшей и наименьшей мощностей и равных напряжениях на концах линии, пользуясь значениями среднего квадратичного тока; принять, что режим передачи наибольшей мощности является зимним (средняя январская температура равна 0° С), а режим передачи наименьшей мощности — летним (средняя июльская температура равна $+20°$ С).

Решение. Максимальная мощность, которая может быть передана по линии при значениях напряжения U_1 и U_2 на ее концах, поддерживаемых неизменными,

$$P_{max} = \frac{U_1 U_2}{z_в \sin(\alpha_0 l)}.$$

Если принять $U_1 = k U_2$, где k — перепад напряжения, то $P_{max} = \frac{k U_2^2}{z_в \sin \lambda}$, или в относительных единицах при $S_{баз} = P_{нат} = U_2^2 / z_в$ имеем $P^*_{max} = k / \sin \lambda$.

Принимая $k = 1$, получим

$$P^*_{max} = \frac{1}{\sin(0{,}06 \cdot 700)} = \frac{1}{\sin 42°} = 1{,}49.$$

Наибольшая мощность, которую можно передать с учетом нормативного коэффициента запаса,

$$P^*_{раб} = \frac{P^*_{max}}{1 + K^{норм}_{зап}} = \frac{1{,}49}{1 + 0{,}2} = 1{,}25.$$

В рассматриваемом режиме определяем распределение напряжения по длине линии для случая $U_1 = U_2$. Напряжение в промежуточной точке линии x, удаленной на расстояние l_x от приемного конца,

$$\dot{U}_x = U_2 [\cos(\alpha_0 l_x) + \underset{*}{Q_2} \sin(\alpha_0 l_x) + j \underset{*}{P} \sin(\alpha_0 l_x)].$$

Здесь вектор напряжения в конце линии U_2 принят за ось отсчета углов фазового сдвига векторов напряжения и тока, соответствующих другим промежуточным точкам линии.

Реактивную мощность в конце линии $\underset{*}{Q_2}$ в долях от натуральной мощности вычисляем по формуле, получаемой из уравнения круговой диаграммы мощности:

$$\underset{*}{Q_2} = -\operatorname{ctg}\lambda + \sqrt{k^2/\sin^2\lambda - \underset{*}{P^2}};$$

$$\underset{*}{Q_2} = -\operatorname{ctg} 42° + \sqrt{1/\sin^2 42° - 1{,}25^2} = -1{,}11 +$$

$$+ \sqrt{1/0{,}448 - 1{,}56} = -1{,}11 + 0{,}82 = -0{,}29.$$

Так как линия идеализированная и $k = U_1/U_2 = 1$, то $\underset{*}{Q_1} = -\underset{*}{Q_2} = +0{,}29$.

Рассмотрим несколько промежуточных точек линии, отстоящих от ее конца на расстояниях, равных 200, 350, 500 и 700 км (табл. 4.1).

Таблица 4.1. **Значения тригонометрических функций при волновой длине λ**

Значения функций	Длина линий l_x, км			
	200	350	500	700
$\lambda_x = \alpha_0 l_x$, эл. град	12	21	30	42
$\cos \lambda_x$,	0,978	0,933	0,866	0,743
$\sin \lambda_x$,	0,208	0,358	0,500	0,669

Расчет напряжений для промежуточных точек линии:

$l_x = 200$ км

$$\dot{U}_{(200)} = U_2 (0{,}978 - 0{,}29 \cdot 0{,}208 + j\, 1{,}25 \cdot 0{,}208) =$$

$$= U_2 (0{,}918 + j 0{,}26) = 0{,}954\, U_2 \underline{/15{,}8°};$$

$l_x = 350$ км (середина линии)

$$\dot{U}_{(350)} = U_2 (0{,}933 - 0{,}29 \cdot 0{,}35 + j\, 1{,}25 \cdot 0{,}358) =$$

$$= U_2 (0{,}829 + j 0{,}447) = 0{,}942\, U_2 \underline{/28{,}3°};$$

$l_x = 500$ км

$$\dot{U}_{(500)} = U_2 (0{,}866 - 0{,}29 \cdot 0{,}5 + j\, 1{,}25 \cdot 0{,}5\ ) =$$

$$= U_2 (0{,}721 + j 0{,}625) = 0{,}954\, U_2 \underline{/40{,}9°};$$

$l_x = 700$ км

$$\dot{U}_{(700)} = \dot{U}_1 = U_2 (0{,}743 - 0{,}29 \cdot 0{,}669 + j\, 1{,}25 \cdot 0{,}669) =$$
$$= U_2 (0{,}548 + j\, 0{,}836) = 1{,}00\, U_2 \underline{/56{,}7^\circ}.$$

По результатам расчетов строим эпюру распределения напряжения (рис. 4.1, *а*). В середине линии получили минимум напряжения. Значит, на концах линии допустимо поддерживать наибольшее рабочее напряжение, назначаемое по условиям работы изоляции электрических аппаратов (см. ниже). Такой выбор значений напряжения позволяет снизить потери активной мощности при ее передаче.

Переходим к расчетам, выполняемым с целью нахождения распределения тока в режиме передачи наибольшей мощности при $k = 1$.

Ток в некоторой промежуточной точке линии

$$\dot{I}_x = \frac{U_2}{\sqrt{3}\, z_в} [P_* \cos \lambda_x + j(\sin \lambda_x - Q_{*2} \cos \lambda_x)].$$

Принимая за базисный ток, соответствующий передаче натуральной мощности, $I_{баз} = I_{нат} = U_2/\sqrt{3}\, z_в$, имеем выражение для расчета токов в относительных единицах:

$$\dot{I}_{*x} = [P_* \cos \lambda_x + j(\sin \lambda_x - Q_{*2} \cos \lambda_x)].$$

В конце линии электропередачи ($l_x = 0$)

$$I_2 = S_2/(\sqrt{3}\, U_2);$$
$$I_{*2} = I_2/I_{нат} = S_2/P_{нат} = \sqrt{P_*^2 + Q_{*2}^2}.$$

Тогда при $P_{*2} = 1{,}25$ и $Q_{*2} = -0{,}29$ (см. выше)

$$I_{*2} = \sqrt{1{,}25^2 + 0{,}29^2} = 1{,}283.$$

Угол фазового сдвига вектора тока I_2 относительно напряжения U_2, вектор которого принят за ось отсчета углов,

$$\varphi_2 = \operatorname{arctg}(Q_{*2}/P_{*2}) =$$
$$= \operatorname{arctg}(-0{,}29/1{,}25) =$$
$$= \operatorname{arctg}(-0{,}232) = -13{,}1 \text{ эл. град.}$$

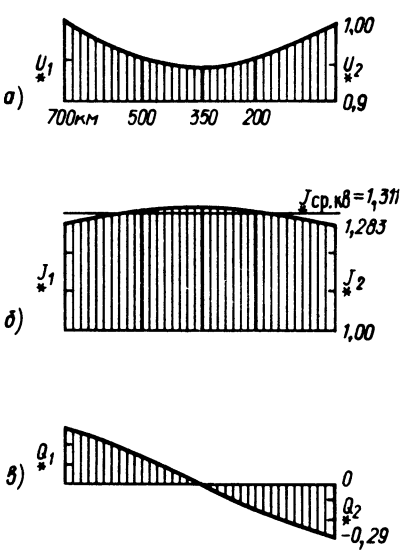


Рис. 4.1. Распределения напряжения, тока и реактивной мощности по длине линии в режиме передачи наибольшей мощности при работе без перепада напряжения

Следовательно, вектор тока I_2 опережает вектор напряжения U_2 на 13,1 эл. град.

Рассчитываем токи для промежуточных точек линии:

$l_x = 200$ км

$$\dot{I}_{*(200)} = [1{,}25 \cdot 0{,}978 + j(0{,}208 - (-0{,}29)\,0{,}978)] = 1{,}225 + j\,0{,}4916 = 1{,}318\,\underline{/21{,}9°};$$

$l_x = 350$ км

$$\dot{I}_{*(350)} = 1{,}25 \cdot 0{,}933 + j(0{,}358 - (-0{,}29)\,0{,}933) = 1{,}166 + j\,0{,}629 = 1{,}325\,\underline{/28{,}3°};$$

$l_x = 500$ км

$$\dot{I}_{*(500)} = 1{,}25 \cdot 0{,}866 + j(0{,}50 + 0{,}29 \cdot 0{,}866) = 1{,}082 + j\,0{,}751 = 1{,}318\,\underline{/34{,}8°};$$

$l_x = 700$ км

$$\dot{I}_{*(700)} = \dot{I}_{*1} = 1{,}25 \cdot 0{,}734 + j(0{,}669 + 0{,}29 \cdot 0{,}743) = 0{,}929 + j\,0{,}884 = 1{,}282\,\underline{/43{,}6°}.$$

Угол $\varphi_1 = \operatorname{arctg}(\underset{*}{Q_1}/\underset{*}{P}) = \operatorname{arctg}(0{,}29/1{,}25) = 13{,}1°$, т. е. вектор тока I_1 отстает от напряжения U_1 на угол 13,1°. Действительно, $\dot{U}_1 = 1{,}00\,U_2\,\underline{/56{,}7°}$ и разность фазных углов напряжения и тока в начале линии $56{,}7° - 43{,}6° = 13{,}1°$.

Строим распределение тока по линии (рис. 4.1, *б*). В середине линии получился максимум тока.

Рассчитаем средний квадратичный ток:

$$I_{\text{ср к}} = \frac{U_2}{\sqrt{3}\,z_{\text{в}}}\sqrt{1 - (1/\lambda + \operatorname{ctg}\lambda)\,\underset{*}{Q}_2};$$

$$\underset{*}{I}_{\text{ср к}} = \sqrt{1 - (1/0{,}733 + 1{,}11)(-0{,}29)} = \sqrt{1 + (1{,}364 + 1{,}1)\,0{,}29} = 1{,}311.$$

Приступаем к расчетам по определению распределения реактивной мощности по длине линии:

$$Q_x = \operatorname{Im}\dot{S}_x = \operatorname{Im}(\sqrt{3}\,\dot{U}_x \overset{*}{\dot{I}}_x);$$

$$\underset{*}{Q_x} = \operatorname{Im}(\dot{S}_x/S_{\text{баз}}); \quad S_{\text{баз}} = \sqrt{3}\,U_{\text{баз}}\,I_{\text{баз}};$$

$\underset{*}{Q_x} = \operatorname{Im}(\underset{*}{\dot{U}_x}\,\overset{*}{\underset{*}{\dot{I}}}_x)$, причем $S_{\text{баз}} = P_{\text{нат}}$, так как $I_{\text{баз}} = U_2/(\sqrt{3}\,z_{\text{в}})$, а $U_{\text{баз}} = U_2$ ($U_{\text{баз}} \neq U_{\text{ном}}$ в общем случае).

Расчет значений полной мощности:

$l_x = 200$ км

$$\overset{*}{S}_{(200)} = (0{,}954 \angle 15{,}8°)(1{,}318 \angle -21{,}9°) = 1{,}2574 \angle -6{,}1° = \\ = 1{,}25 - j0{,}134;$$

$l_x = 350$ км (середина ВЛ)

$$\overset{*}{S}_{(350)} = (0{,}942 \angle 28{,}3°)(1{,}325 \angle -28{,}3°) = 1{,}25 \angle 0°;$$

$l_x = 500$ км

$$\overset{*}{S}_{(500)} = (0{,}954 \angle 41°)(1{,}318 \angle -34{,}8°) = 1{,}257 \angle 6{,}2° = \\ = 1{,}25 + j0{,}136;$$

$l_x = 700$ км

$$\overset{*}{S}_{(700)} = \overset{*}{S}_1 = (1{,}00 \angle 56{,}7°)(1{,}282 \angle -43{,}6°) = 1{,}282 \angle 13{,}1° = \\ = 1{,}250 + j0{,}290;$$

$l_x = 0$

$$\overset{*}{Q}_2 = -0{,}29, \quad \overset{*}{Q}_1 = +0{,}29.$$

Эпюра реактивной мощности показана на рис. 4.1, *в*.

По результатам вышеприведенных расчетов строим векторную диаграмму напряжений и токов для режима наибольшей передаваемой мощности (рис. 4.2).

Сделаем оценку потерь активной мощности в рассматриваемом режиме, приняв $U_1 = U_2 = U_{\text{нбр}} = 1{,}05\, U_{\text{ном}} = 525$ кВ:

$$P^{\text{нб}}_{\text{нат}} = \frac{525^2}{292{,}5} = 942{,}3 \text{ МВт}; \quad P_{\text{нб}} = 1{,}25\, P^{\text{нб}}_{\text{нат}} = 1178 \text{ МВт};$$

$$I^{\text{нб}}_{\text{нат}} = \frac{525}{\sqrt{3}\, 292{,}5} = 1{,}036 \text{ кА}; \quad I_{\text{сри}} = 1{,}311\, I^{\text{нб}}_{\text{нат}} = 1{,}359 \text{ кА}.$$

При средней январской температуре $t_{\text{ср.зи}} = 0°$ С погонное активное сопротивление провода АС330/43 [4.1]

$$r^{(0)}_{(1)} = r^{(+20)}_{(1)}[1 + 0{,}004\ (t - 20)] = 0{,}92\, r^{(+20)}_{(1)} = 0{,}92 \cdot 0{,}089 = \\ = 0{,}0819 \text{ Ом/км}.$$

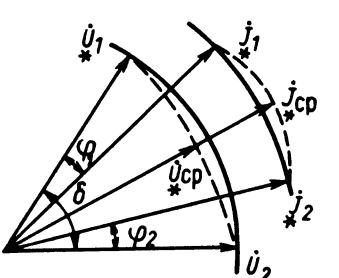


Рис. 4.2. Векторная диаграмма напряжений и токов для режима передачи наибольшей мощности при работе без перепада напряжения

Трехфазные потери активной мощности

$$\Delta P_{\text{кб}} = 3\,(I_{\text{срк}})^2\,(r_{(1)}^{(0)}/n)\,l = 3\,(1{,}359)^2\,(0{,}0819/3)\,700 = 105{,}8 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_{\text{кб}},\% = \frac{105{,}8}{1178}\,100 = 8{,}9\%.$$

В режиме наименьшей передаваемой мощности реактивная мощность в конце линии

$$Q_{*2} = -\operatorname{ctg} 42^\circ + \sqrt{\frac{1}{\sin^2 42^\circ} - (0{,}3)^2} = 0{,}354.$$

Рассчитываем напряжения для промежуточных точек:

$l_x = 200$ км

$$\dot{U}_{(200)} = U_2\,(0{,}978 + 0{,}354 \cdot 0{,}208 + j\,0{,}3 \cdot 0{,}208) = U_2\,(1{,}052 + j\,0{,}0624) = 1{,}0535\,U_2 \underline{/3{,}4^\circ};$$

$l_x = 350$ км (середина линии)

$$\dot{U}_{(350)} = U_2\,(0{,}933 + 0{,}354 \cdot 0{,}358 + j\,0{,}3 \cdot 0{,}358) = U_2\,(1{,}0597 + j\,0{,}1074) = 1{,}0652\,U_2 \underline{/5{,}8^\circ};$$

$l_x = 500$ км

$$\dot{U}_{(500)} = U_2\,(0{,}866 + 0{,}354 \cdot 0{,}5 + j\,0{,}3 \cdot 0{,}5) = U_2\,(1{,}043 + j\,0{,}15) = 1{,}0537\,U_2 \underline{/8{,}2^\circ};$$

$l_x = 700$ км

$$\dot{U}_{(700)} = \dot{U}_1 = U_2\,(0{,}743 + 0{,}354 \cdot 0{,}669 + j\,0{,}3 \cdot 0{,}669) = U_2\,(0{,}98 + j\,0{,}2) = 1{,}000\,U_2 \underline{/11{,}5^\circ}.$$

Строим распределение напряжения вдоль линии (рис. 4.3, *а*). В середине линии получился максимум напряжения.

Повышение напряжения в промежуточных точках линии ограничивается величиной $U_{\text{длд}}$ с целью исключения общего коронирования проводов. В долях от номинального напряжения линии длительно допустимое напряжение

$$U_{*\text{длд}} = \frac{0{,}9\,m\,E_{\text{п}}}{E^{\text{ф-ф}}_{\text{max}}}.$$

Для проводов 3×(АС330/43) при шаге расщепления 40 см относительной плотности воздуха $\delta \geqslant 1{,}00$ и $D = 12{,}8$ м напряжение $U_{*\text{длд}} > 1{,}065$. Поэтому в рассматриваемом режиме по концам

ВЛ допустимо поддерживать напряжение выше номинального. Однако с учетом того, что реактивная мощность $\underset{*}{Q}_2$ существенно возросла по сравнению с режимом наибольшей передаваемой мощности и изменила свой знак (стекает с линии), может потребоваться установка дополнительных компенсирующих устройств (шунтирующие реакторы) для ее потребления. Ввиду этого принимаем $U_1 = U_2 = U_{ном}$. Тогда

$$P_{ном} = 0{,}3\left(\frac{500^2}{292{,}5}\right) = 0{,}3 \cdot 855 = 256{,}0 \text{ МВт}.$$

Расчеты для построения распределения тока по линии:

$$I_{баз} = I_{нат}^{ном} = \frac{500}{\sqrt{3} \cdot 292{,}5} = 0{,}987 \text{ кА};$$

$$\underset{*}{I}_2 = \sqrt{\underset{*}{P}^2 + \underset{*}{Q}_2^2} = \sqrt{0{,}3^2 + 0{,}354^2} = 0{,}464;$$

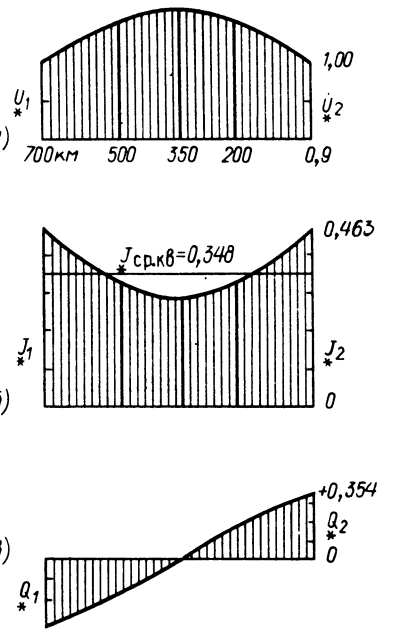


Рис. 4.3. Распределения напряжения, тока и реактивной мощности по длине линии в режиме передачи наименьшей мощности

$$\varphi_2 = \operatorname{arctg}(\underset{*}{Q}_2/\underset{*}{P}) = \operatorname{arctg}\left(\frac{0{,}354}{0{,}3}\right) = 49{,}7 \text{ эл. град},$$

т. е. вектор тока I_2 отстает от вектора U_2 на угол 49,7 эл. град;

$l_x = 200$ км

$$\underset{*}{\dot{I}}_{(200)} = 0{,}3 \cdot 0{,}978 + j(0{,}208 - 0{,}354 \cdot 0{,}978) = 0{,}293 + j(-0{,}1382) = 0{,}324 \angle -25{,}2°;$$

$l_x = 350$ км (середина линии)

$$\underset{*}{\dot{I}}_{(350)} = 0{,}3 \cdot 0{,}933 + j(0{,}358 - 0{,}354 \cdot 0{,}933) = 0{,}28 + j0{,}0277 = 0{,}281 \angle 5{,}65°;$$

$l_x = 500$ км

$$\underset{*}{\dot{I}}_{(500)} = 0{,}3 \cdot 0{,}866 + j(0{,}50 - 0{,}354 \cdot 0{,}866) = 0{,}26 + j0{,}1934 = 0{,}324 \angle 36{,}64°;$$

$l_x = 700$ км

$$\underset{*}{\dot{I}}_{(700)} = \underset{*}{\dot{I}}_1 = 0{,}3 \cdot 0{,}743 + j(0{,}669 - 0{,}354 \cdot 0{,}743) = \\ = 0{,}233 + j\,0{,}406 = 0{,}463\,\underline{/61{,}22°}.$$

Распределение тока показано на рис. 4.3, *б*.

Угол $\varphi_1 = -\varphi_2 = -49{,}7$ эл. град (ток $\dot{I}_1$ опережает напряжение $\dot{U}_1$). Разность фазных углов тока $\dot{I}_1$ и напряжения $\dot{U}_1$

$$61{,}22 - 11{,}5 = 49{,}72 \text{ эл. град.}$$

Векторная диаграмма напряжений и токов при наименьшей передаваемой мощности приведена на рис. 4.4.

Расчеты для построения распределения реактивной мощности (см. рис. 4.3, *в*):

$l_x = 200$ км

$$\underset{*}{\dot{S}}_{(200)} = (1{,}0535\,\underline{/3{,}4°})\,(0{,}3243\,\underline{/25{,}2°}) = 0{,}3416\,\underline{/28{,}6°} = \\ = 0{,}3 + j\,0{,}1635;$$

$l_x = 350$ км (середина линии)

$$\dot{S}_{(350)} = (1{,}0625\,\underline{/5{,}8°})\,(0{,}2813\,\underline{/-5{,}65°}) \approx 0{,}2996 + j\,0;$$

$l_x = 500$ км

$$\dot{S}_{(500)} = (1{,}0537\,\underline{/8{,}2°})\,(0{,}3239\,\underline{/-36{,}64°}) = 0{,}3413\,\underline{/-28{,}44°} = \\ = 0{,}3 - j\,0{,}1625;$$

$l_x = 700$ км

$$\underset{*}{\dot{S}}_{(700)} = \underset{*}{\dot{S}}_1 = (1{,}00\,\underline{/11{,}5°})\,(0{,}463\,\underline{/-61{,}22°}) = 0{,}463\,\underline{/49{,}72°} = \\ = 0{,}299 - j\,0{,}353.$$

Ниже оцениваются потери активной мощности при передаче $\underset{*}{P}_{\text{нм}} = 0{,}3$:

$$I_{\text{ср}} = 0{,}978\sqrt{1 - (1/0{,}733 + 1{,}11)\,0{,}354} = 0{,}978 \cdot 0{,}3523 = \\ = 0{,}348 \text{ кА};$$

$$\Delta P_{\text{нм}} = 3 \cdot (0{,}348)^2 \left(\frac{0{,}089}{3}\right) 700 = 7{,}53 \text{ МВт};$$

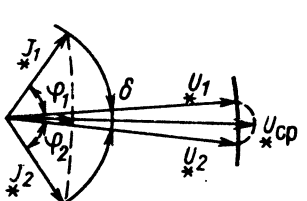


Рис. 4.4. Векторная диаграмма напряжений и токов для режима передачи наименьшей мощности

$$\Delta P_{\text{вм}}\% = \frac{7{,}53}{256{,}0}\,100 = 2{,}94\%.$$

Режим наибольшей передаваемой мощности при перепаде напряжения $k = 1{,}12$.

Реактивная мощность в конце ВЛ при $\underset{*}{P} = 1{,}25$

$$\underset{*}{Q_2} = -\operatorname{ctg} 42^\circ + \sqrt{\frac{1{,}12^2}{\sin^2 42^\circ} - 1{,}25^2} = -1{,}111 + \sqrt{\frac{1{,}2544}{0{,}669^2} - 1{,}5625} =$$
$$= -1{,}111 + \sqrt{1{,}2392} = 0{,}00257 \approx 0.$$

Реактивная мощность в начале ВЛ

$$\underset{*}{Q_1} = (k^2 - 1)\operatorname{ctg}\lambda - \underset{*}{Q_2} = (1{,}12^2 - 1)\,1{,}11 - 0 = 0{,}280.$$

Поскольку $Q_2 = 0$, реактивная мощность, поступающая в начало линии, расходуется на покрытие разницы между потерями и генерацией этой мощности ($\Delta Q_L > \Delta Q_C$). Распределение режимных параметров по длине ВЛ будет существенно иным, чем в том же режиме, но без перепада напряжения (табл. 4.2).

Таблица 4.2. **Параметры режима по длине воздушной линии**

Параметры режима	Длина линии l_x, км				
	0	200	350	500	700
U_x/U_2	1,00 / 0°	1,012 / 14,9°	1,035 / 25,6°	1,068 / 35,8°	1,119 / 48,4°
$I_x/I_{\text{нат}}$	1,25 / 0°	1,24 / 9,7°	1,22 / 17,1°	1,192 / 24,8°	1,145 / 35,8°
$\underset{*}{Q_x}$	0	0,1137	0,1866	0,2429	0,280

Напряжение в начале линии не может превышать $U_{\text{обр}} = 1{,}05\,U_{\text{ном}}$, тогда можно определить U_2, если $U_1 = 525$ кВ:

$$U_2 = \frac{U_1}{k} = \frac{1{,}05\,U_{\text{ном}}}{1{,}12} = 0{,}9375\,U_{\text{ном}} = 468{,}8 \text{ кВ}.$$

Натуральная мощность при этом

$$P_{\text{нат}} = 468{,}8^2/292{,}5 = 751{,}4 \text{ МВт}.$$

Таким образом, хотя в конце линии $\underset{*}{Q_2} = 0$ и полная мощность $\underset{*}{S_2} = \underset{*}{P_2}$ меньше, чем полная мощность в начале линии $\underset{*}{S_1} = \sqrt{\underset{*}{P^2} + \underset{*}{Q_1^2}} = 1{,}281 > 1{,}25$, но из-за того, что $U_1 > U_2$, ток в начале линии оказывается меньшим, чем в конце. Распределения режимных параметров даны на рис. 4.5, *а, б, в*. Векторная

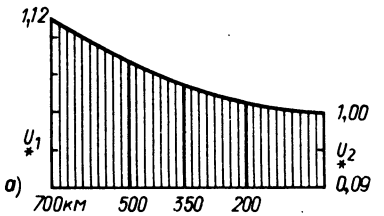


Рис. 4.5. Распределения напряжения, тока и реактивной мощности по длине линии в режиме передачи наибольшей мощности при работе с перепадом напряжения $K=1,12$

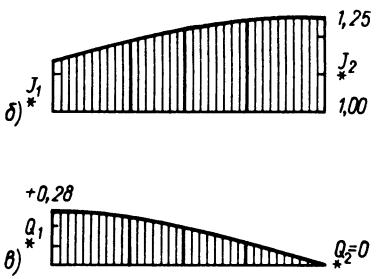


Рис. 4.6. Векторная диаграмма напряжений и токов для режима передачи наибольшей мощности при работе с перепадом напряжения 1,12

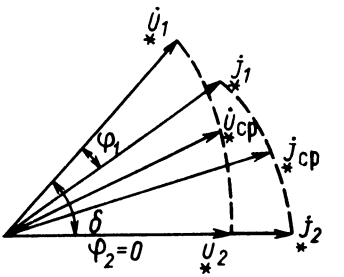


диаграмма изображена на рис. 4.6. Ее отличием от предыдущих случаев является совпадение по фазе векторов напряжения и тока в конце линии.

Задача 4.2. Воздушная линия электропередачи с номинальным напряжением 500 кВ и длиной 600 км сооружена с применением стальных промежуточных опор на оттяжках типа ПБ-1, имеющих междуфазное расстояние 12 м (размещение фаз — горизонтальное). Фазные провода марки АС500/64 расположены по вершинам равностороннего треугольника на расстоянии 40 см. В районе прохождения трассы линии средние температуры января и июля составляют 0° и +20° С. На отправной подстанции электропередачи установлены два трансформатора типа ТЦ-630000/500, а на приемной подстанции — две группы однофазных автотрансформаторов типа АОДЦТН-167000/500/330 (рис. 4.7).

Рассчитать удельные и волновые параметры линии, а также определить параметры П- и Т-образной схем замещения ВЛ без учета удельной активной проводимости и собственные и взаимное сопротивления электропередачи.

Исходные данные

Согласно ГОСТ 839—80Е [4.1], провод марки АС500/64 имеет диаметр 30,6 мм и удельное активное сопротивление, при температуре +20° С равное 0,06 Ом/км. По данным [4.3] трансформаторы указанного типа замещаются реактивным сопротивлением $x_T=61,3$ Ом, а автотрансформаторы в трехфазной груп-

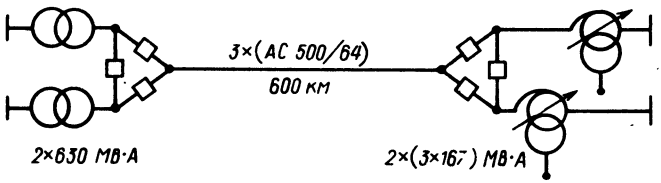


Рис. 4.7. Схема электропередачи с одноцепной длинной воздушной линией 500 кВ

пе — следующими реактивными сопротивлениями трехлучевой схемы: $x_{вн}=38{,}8$ Ом; $x_{сн}\approx 0$; $x_{нн}=296$ Ом (значения сопротивлений приведены к высшему напряжению). Активные сопротивления и потери намагничивания трансформаторов не учитываются.

Решение. Пучок фазных проводов заменяется эквивалентным проводом; его радиус $r_{эк}=\sqrt[3]{(d/2)\,a^2}=\sqrt[3]{1{,}53\cdot 40^2}=13{,}48$ см.

Удельное индуктивное сопротивление линии [4.4]

$$x_0=0{,}1445\lg\frac{1{,}26\,D}{r_{эк}}+\frac{0{,}0157}{n}=$$

$$=0{,}1445\lg\frac{1{,}26\cdot 1200}{13{,}48}+0{,}0157/3=0{,}301\ \text{Ом/км}.$$

Удельная емкостная проводимость линии

$$b_0=\frac{7{,}58\cdot 10^{-6}}{\lg(1{,}26\cdot 1200/13{,}48)}=3{,}70\cdot 10^{-6}\ \text{См/км}.$$

Коэффициент изменения фазы электромагнитной волны

$$\alpha_0=\sqrt{x_0\,b_0}=\sqrt{0{,}301\cdot 3{,}70\cdot 10^{-6}}=1{,}056\cdot 10^{-6}\ \text{рад/км}.$$

Волновая длина линии

$$\lambda=\alpha_0\,l=1{,}056\cdot 10^{-6}\cdot 600=0{,}634\ \text{рад}=36{,}3\ \text{эл. град}.$$

Волновое сопротивление идеализированной линии

$$z_в=\sqrt{x_0/b_0}=\sqrt{0{,}301/3{,}7\cdot 10^{-6}}=285{,}5\ \text{Ом}.$$

Определение параметров П-образной схемы. При температуре окружающего воздуха +20° С (летом) удельное активное сопротивление трех проводов фазы

$$r_0^{(+20)}=r_{0(1)}^{(+20)}/n=0{,}06/3=0{,}02\ \text{Ом/км}.$$

Комплексное сопротивление схемы [4.4]

$$\underline{Z}_{\text{П}}=\underline{Z}_{\text{в}}\,\text{sh}\,\gamma_0 l\approx z_{\text{в}}\left[\frac{r_0^{(+20)}}{2x_0}(\sin\lambda+\lambda\cos\lambda)+j\sin\lambda\right]=$$

$$=285{,}5\left[\frac{0{,}02}{2\cdot 0{,}301}(\sin 36{,}3^\circ+0{,}634\cos 36{,}3^\circ)+j\sin 36{,}3^\circ\right]=$$

$$=285{,}5\,[0{,}0332\cdot 1{,}1026+j0{,}592]=10{,}45+j169\ \text{Ом}.$$

Комплексная проводимость схемы

$$\underline{Y}_{\text{П}}=\frac{1}{z_{\text{в}}}\left[\frac{r_0^{(+20)}}{2x_0}\cdot\frac{\lambda-\sin\lambda}{1+\cos\lambda}+j\,\text{tg}\,(\lambda/2)\right]=$$

$$=\frac{1}{285{,}5}\left[0{,}0332\frac{0{,}634-0{,}592}{1+0{,}806}+j\,\text{tg}\,18{,}15^\circ\right]=$$

$$=\frac{1}{285{,}5}\left[0{,}0332\cdot 0{,}02303+j0{,}3278\right]=2{,}679\cdot 10^{-6}+j1{,}148\cdot 10^{-3}\ \text{См}.$$

Получилось, что активная составляющая проводимости имеет на три порядка меньшее значение, чем емкостная. Поэтому ее можно не учитывать в расчетах. Емкостное сопротивление схемы как величина, обратная проводимости, $x_{\text{с}}^{\text{П}}=-j871$ Ом.

При изменениях температуры окружающего воздуха требуется пересчет только одного параметра схемы замещения — активной составляющей комплексного сопротивления. Для заданной температуры [4.3]

$$r_0^{(t)}=\frac{1}{n}r_{0(1)}^{(+20)}[1+\text{æ}\,(t-20)]=\frac{1}{3}\cdot 0{,}06\cdot[1+0{,}004\cdot(0-20)]=$$

$$=0{,}0184\ \text{Ом/км}.$$

Активное сопротивление схемы (см. выше)

$$r_{\text{П}}^{(0)}=285{,}5\left[\frac{0{,}0184}{2\cdot 0{,}301}1{,}1026\right]=285{,}5\cdot 0{,}03056\cdot 1{,}1026=9{,}62\ \text{Ом}.$$

Различие в значениях активного сопротивления при температурах воздуха $+20°$ и $0°$ С является существенным и составляет

$$\Delta r_{\text{П}}\%=\frac{r_{\text{П}}^{(+20)}-r_{\text{П}}^{(0)}}{r_{\text{П}}^{(0)}}100=\frac{10{,}45-9{,}62}{9{,}62}100=8{,}63\%.$$

Из этого следует, что для корректного определения потерь активной мощности в характерных нормальных режимах работы в схему замещения должно вводиться активное сопротивление, соответствующее рассматриваемому режиму работы электропередачи.

Определение параметров Т-образной схемы. Параметры Т-схемы связаны с постоянными пассивного четырехполюсника следующими соотношениями [4.4]:

$$\underline{Z}_{\text{т}}=\frac{\underline{A}-1}{\underline{C}}=z_{\text{в}}\left[\frac{r_0^{(i)}}{2x_0}\cdot\frac{\lambda+\sin\lambda}{1+\cos\lambda}+j\,\text{tg}\,(\lambda/2)\right];$$

$$\underline{Y}_{\text{т}}=\underline{C}=\frac{1}{z_{\text{в}}}\left[\frac{r_0^{(i)}}{2x_0}(\lambda\cos\lambda-\sin\lambda)+j\sin\lambda\right].$$

Параметры Т-схемы определяются для температуры 0° С:

$$\underline{Z}_{\text{т}}=285{,}5\left[0{,}03056\frac{0{,}634+0{,}592}{1+0{,}806}+j\,0{,}3278\right]=5{,}92+j\,93{,}6\ \text{Ом};$$

$$\underline{Y}_{\text{т}}=\frac{1}{285{,}5}[0{,}03056\,(0{,}634\cdot 0{,}806-0{,}592)+j\,0{,}592]=$$

$$=-8{,}713\cdot 10^{-6}+j\,2{,}074\cdot 10^{-3}=2{,}074\cdot 10^{-3}\,\underline{/\,90{,}24^\circ}\ \text{См}.$$

Значение емкостного сопротивления, обратного проводимости, $x_{\text{с}}^{\text{т}}=-j\,482{,}2$ Ом.

Определение собственных и взаимного сопротивлений. Т-образная схема замещения линии дополняется сопротивлениями, замещающими трансформаторы и автотрансформаторы концевых подстанций (рис. 4.8). Последовательно включенные сопротивления суммируются. Получаемая трехлучевая схема используется для вычисления собственных и взаимного сопротивлений электропередачи:

$$\underline{Z}_1=5{,}92+j\,(93{,}6+30{,}6)=5{,}92+j\,124{,}2=124{,}3\,\underline{/\,87{,}3^\circ};$$

$$\underline{Z}_2=5{,}92+j\,(93{,}6+19{,}4)=5{,}92+j\,113{,}0=113{,}2\,\underline{/\,87{,}0^\circ};$$

$$\underline{Z}_3=-j\,482{,}2=482{,}2\,\underline{/\,-90^\circ}.$$

Взаимное сопротивление получается путем образования звезды в треугольник:

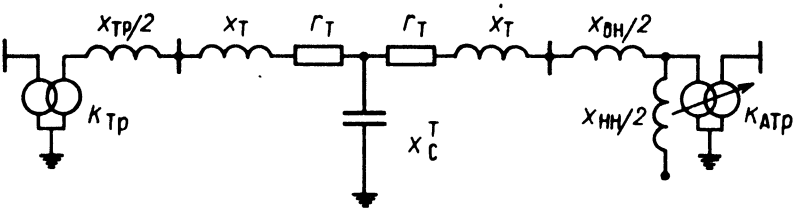


Рис. 4.8. Схема замещения электропередачи на основе Т-образной схемы замещения воздушной линии

$$\underline{Z}_{12}=\underline{Z}_1+\underline{Z}_2+\frac{\underline{Z}_1\underline{Z}_2}{\underline{Z}_3}=2\cdot 5{,}92+j(124{,}2+113{,}0)+$$

$$+\frac{(124{,}34\,\underline{/\,87{,}3°})\cdot(113{,}2\,\underline{/\,87°})}{482\,\underline{/\,-90°}}=11{,}84+j237{,}2-2{,}9-$$

$$-j29{,}1=8{,}94+j208{,}1=208{,}3\,\underline{/\,87{,}5°}.$$

Собственное сопротивление $\underline{Z}_{11}$ является входным сопротивлением схемы замещения со стороны отправного конца электропередачи при закороченном на землю приемном конце (рис. 4.9). Оно определяется в результате сворачивания такой схемы:

$$\underline{Z}_{11}=\underline{Z}_1+\frac{\underline{Z}_2\underline{Z}_3}{\underline{Z}_2+\underline{Z}_3}=5{,}92+j124{,}2+(113{,}2\,\underline{/\,87°})\times$$

$$\times\frac{(482\,\underline{/\,-90°})}{5{,}92+j(113-482)}=5{,}92+j124{,}2+10{,}1+j147{,}6=$$

$$=16{,}02+j271{,}8=272{,}3\,\underline{/\,86{,}6°}.$$

Собственное сопротивление $\underline{Z}_{22}$ определяется аналогично сопротивлению $\underline{Z}_{11}$, но при закороченном на землю отправном конце, будучи входным сопротивлением со стороны приемного конца:

$$\underline{Z}_{22}=\underline{Z}_2+\frac{\underline{Z}_1\underline{Z}_3}{\underline{Z}_1+\underline{Z}_3}=5{,}92+j113+(124{,}3\,\underline{/\,87{,}3°})\times$$

$$\times\frac{482\,\underline{/\,-90°}}{5{,}92+j\,(124{,}2-482)}=5{,}92+j113+10{,}8+j167=$$

$$=16{,}72+j280{,}0=280{,}5\,\underline{/\,86{,}6°}.$$

Найденные собственные и взаимное сопротивления могут применяться для расчетов активных и реактивных мощностей на концах линии электропередачи и, в частности, для вычисления предельной передаваемой мощности по условию обеспечения статической апериодической устойчивости.

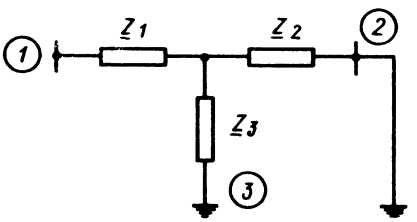


Рис. 4.9. Эквивалентная Т-образная схема замещения электропередачи с закороченным на землю узлом 2

Задача 4.3. Для выдачи мощности ГЭС, сооружаемой в ОЭС Центра, проектируется электропередача номинальным напряжением 500 кВ на расстояние 448 км. Одноцепная воздушная линия выполняется с применением проводов 3 × (АС300/66). Выбраны железобетонные промежуточные опоры типа ПВС-500

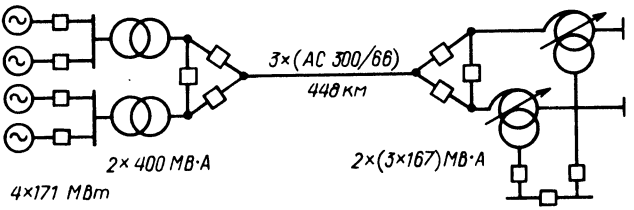


Рис. 4.10. Схема электропередачи от ГЭС в приемную систему большой мощности

(свободностоящие портальные с тросовыми ветровыми связями) с расстоянием между горизонтально расположенными фазами 11 м. На отправной подстанции электропередачи будут установлены два трехфазных двухобмоточных трансформатора типа ТДЦ-400000/500, а на концевой подстанции — две трехфазные группы однофазных автотрансформаторов типа АОДЦТН-167000/500/220 (рис. 4.10).

Выбрать целесообразную установленную мощность источников реактивной мощности (ИРМ) для концевой подстанции электропередачи, исходя из того, что наибольшая передаваемая активная мощность составляет 670 МВт в зимний период эксплуатации (средняя январская температура равна $-15°$ С). В расчетах принять коэффициент мощности, отдаваемой в приемную систему с большой установленной мощностью генераторов, равным 0,92 и условное время наибольших потерь активной мощности при нагреве проводов линии равным 4200 ч/год. В качестве источников реактивной мощности (ИРМ) рассмотреть применение синхронных компенсаторов номинальной мощности 50 и 100 Мвар.

Решение. Предварительно определяются погонные параметры линии и параметры ее П-образной схемы замещения, а также параметры схем замещения трансформаторов и автотрансформаторов.

Согласно ГОСТ 839—80Е, для провода АС300/66 при температуре $+20°$ С электрическое сопротивление постоянному току $r_{0(1)}=0{,}1023$ Ом/км и диаметр провода $d=24{,}5$ мм. Тогда активное сопротивление проводов расщепленной фазы при средней январской температуре

$$r_0^{(-15)}=(0{,}1023/3)[1+0{,}004(-15-20)]=0{,}0293 \text{ Ом/км}.$$

Эквивалентный радиус пучка проводов фазы

$$r_{\text{эк}}=\sqrt[3]{1{,}225\cdot 40^2}=12{,}52 \text{ см}.$$

Удельные параметры воздушной линии:

$$x_0=0{,}1445\lg\frac{1{,}26\cdot 1100}{12{,}52}+\frac{0{,}0157}{3}=0{,}301 \text{ Ом/км};$$

$$b_0 = \frac{7{,}58 \cdot 10^{-6}}{\lg(1386/11{,}52)} = 3{,}71 \cdot 10^{-6} \text{ См/км}.$$

Волновые параметры линии:

$$\lambda = l\sqrt{x_0 b_0} = 448 \cdot 1{,}056 \cdot 10^{-3} = 0{,}473 \text{ рад} = 27{,}1 \text{ эл. град};$$

$$z_в = \sqrt{x_0/b_0} = 284{,}4 \text{ Ом}; \quad \alpha_0 = 0{,}0605 \text{ эл. град/км}.$$

Параметры П-образной схемы замещения ВЛ вычисляем без учета удельной активной проводимости (потери на местное коронирование проводов при хорошей погоде отсутствуют):

$$\underline{Z}_П = z_в\left[\frac{r_0^{(i)}}{2x_0}(\sin\lambda + \lambda\cos\lambda) + j\sin\lambda\right] =$$

$$= 284{,}4\left[\frac{0{,}0293}{2 \cdot 0{,}3}(\sin 27{,}1° + 0{,}473\cos 27{,}1°) + \right.$$

$$\left. + j\sin 27{,}1°\right] = 12{,}18 + j\,129{,}6 = 130{,}2\underline{/84{,}6°};$$

$$\underline{Y}_П = j\frac{1}{z_в}\operatorname{tg}(\lambda/2) = j\,8{,}747 \cdot 10^{-4} \text{ См}.$$

Параметры трансформаторов и автотрансформаторов таковы (см. [4.3]):

ТДЦ – 400000/500

$$U_{В.ном} = 525 \text{ кВ}; \quad U_{Н.ном} = 15{,}75 \text{ кВ};$$

$$\underline{Z}_Т = 1{,}4 + j\,89{,}5 \text{ Ом}.$$

АОДЦТН-167000/500/220

$$U_{В.ном} = 500 \text{ кВ}; \quad U_{С.ном} = 230 \text{ кВ};$$

$$U_{Н.ном} = 11 \text{ кВ}; \quad I_{хх}\% = 0{,}35\%;$$

$$\underline{Z}_{ВАТ} = 0{,}6 + j\,61{,}1 \text{ Ом}; \quad \underline{Z}_{САТ} = 0{,}4 + j\,0 \text{ Ом}; \quad \underline{Z}_{НАТ} = 2{,}9 + j\,113{,}5 \text{ Ом}.$$

Мощность обмотки низшего напряжения автотрансформатора составляет 30% от номинальной мощности. Регулирование коэффициента трансформации под нагрузкой осуществляется устройством РПН, переключающим ответвления со стороны вывода среднего напряжения; пределы регулирования $\pm 6 \cdot 2{,}06\% = \pm 12{,}36\%$.

При составлении схемы замещения электропередачи допустимо пренебречь активными сопротивлениями обмоток трансформаторов ввиду их малости по сравнению с активным сопротив-

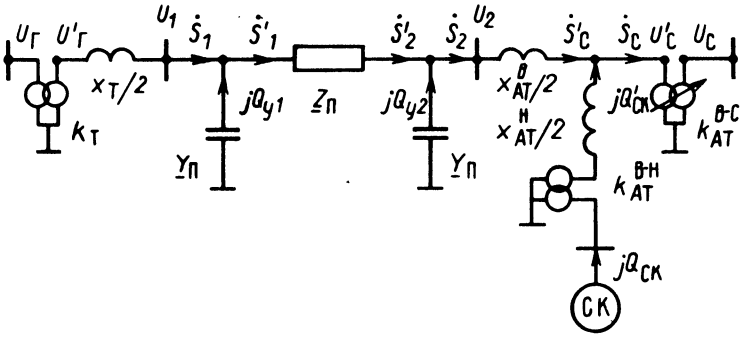


Рис. 4.11. Схема замещения электропередачи к расчетам режимных параметров

лением ВЛ, а также не учитывать потери реактивной мощности намагничивания. Схема замещения представлена на рис. 4.11.

Методика решения задачи и пояснения. Выбор целесообразной установленной мощности ИРМ должен производиться по критерию минимума приведенных народнохозяйственных затрат с учетом составляющей на компенсацию тепловых потерь электроэнергии в проводах воздушной линии и в ИРМ.

Создание перепада $k = U_1/U_2 > 1$ приводит к увеличению стока реактивной мощности, генерируемой линией, к приемному концу линии электропередачи, если передается мощность меньшая , чем натуральная, по сравнению со случаем равенства значений напряжения по концам линии, что позволяет уменьшить установленную мощность ИРМ.

Диапазон возможных значений перепада определяется ограничениями, налагаемыми сверху и снизу на значения напряжения, принимаемые по концам линии. Эти ограничения устанавливаются условиями работы электрических аппаратов ($U_{нбр}$) и пределами регулирования устройства РПН на автотрансформаторах.

По условиям задачи $U_{нбр} = 1{,}05\,U_{ном} = 525$ кВ и, следовательно, наибольшее значение натуральной мощности

$$P^{нб}_{нат} = U^2_{нбр}/z_в = 525^2/284{,}4 = 969 \text{ МВт}.$$

Коэффициент трансформации автотрансформаторов

$$k_{АТВ-С} = \frac{U_{Вном}}{U_{Сном}(1 \pm 6 \cdot 2{,}06\%)} = \frac{500}{230(1 \pm 6 \cdot 0{,}0206)}.$$

Поэтому наименьший возможный коэффициент трансформации

$$k^{min}_{АТВ-С} = \frac{500}{230(1+0{,}1236)} = 1{,}935.$$

Положим напряжение на шинах приемной подстанции $U_C = 220$ кВ неизменным. Тогда наименьшее возможное напряжение $U'_C = 1{,}935 \cdot 220 = 426$ кВ, а соответствующее ему напряжение в конце линии U_2 будет больше на величину потери напряжения на сопротивлении $x_{ВАТ} = 30{,}6$ Ом и может быть ориентировочно принято равным 435 кВ. Таким образом, в конце ВЛ напряжение может изменяться в пределах от 525 до 435 кВ. В начале линии напряжение должно быть наивысшим, но не более 525 кВ.

Выбор значений U_1 и U_2 при перепаде $k = 1$ следует делать с учетом характера распределения напряжения по длине ВЛ. Так как $P_1 = 670$ МВт $< P^{нб}_{нат} = 969$ МВт, то при $U_1 = U_2 = 525$ кВ напряжение в промежуточных точках ВЛ будет превышать значение 525 кВ. Допустимость такого превышения определяется отсутствием общего коронирования проводов, сильных радиопомех и условиями работы линейной изоляции, что в свою очередь зависит от плотности и влажности воздуха, от диаметра и состояния поверхности провода.

Здесь задано, что линия сооружается с применением фазных проводов $3 \times (АС300/66)$, имеющих наименьший допустимый диаметр по условиям короны для ВЛ напряжением 500 кВ при отметках прохождения трассы на высотах до 1000 м над уровнем моря (см. ПУЭ—85, табл. 2.5.6). Поэтому длительно допустимое напряжение в промежуточных точках линии $U_{длд}$ должно быть принято равным наибольшему рабочему напряжению $U_{нбр}$. Это означает, что при передаче мощности, меньшей наибольшей натуральной, напряжения на концах линии должны быть снижены по сравнению с $U_{нбр}$.

Наибольшие возможные значения напряжения на концах ВЛ можно вычислить, применив способ условного разрезания линии в точке потокораздела реактивной мощности, в которой принимают $U_{длд} = 525$ кВ. Если считать линию идеализированной, то при $k = 1$ точкой потокораздела будет середина линии. Тогда

$$\dot{U}_1 = U_{длд}[\cos(\lambda/2) + j P_* \sin(\lambda/2)],$$

где

$$P_* = P_1 / S_{баз} = \frac{670}{969} = 0{,}691;$$

$$S_{баз} = \frac{U^2_{длд}}{z_в} = P^{нб}_{нат} = 969 \text{ МВт};$$

$$\dot{U}_1 = 525[\cos(27{,}1°/2) + j \sin(27{,}1°/2)] = 510{,}4 + j\,85 = 517{,}4 \underline{/9{,}5°}.$$

Расчет режима ведем способом задания исходной информации «активная мощность и напряжения двух узлов», т. е. извест-

ными считаются режимные параметры P_1, U_1, U_2. Так как проводимость $\underline{Y}_{\text{П}}$ — чисто емкостная (см. схему замещения на рис. 4.11), то

$$P'_1 = P_1 = \frac{U_1^2}{z_{\text{П}}} \sin \alpha_z + \frac{U_1 U_2}{z_{\text{П}}} \sin (\delta_{12} - \alpha_z),$$

откуда

$$(\delta_{12} - \alpha_z) = \arcsin [(P'_1 Z_{\text{П}} - U_1^2 \sin \alpha_z)/(U_1 U_2)] =$$
$$= \arcsin [(670 \cdot 130{,}2 - 517{,}4^2 \sin 5{,}4°)/517{,}4^2] = 13{,}43°;$$

$$\delta_{12} = 13{,}43 + 5{,}4 = 18{,}83 \text{ эл. град};$$

$$Q'_1 = U_1 [U_1 \cos \alpha_z - U_2 \cos (\delta_{12} - \alpha_z)]/z_{\text{П}} =$$
$$= 517{,}4 [517{,}4 \cos 5{,}4° - 517{,}4 \cos 13{,}43°]/130{,}2 =$$
$$= 47 \text{ Мвар}.$$

Затем определяем потери мощности в продольном сопротивлении схемы замещения воздушной линии:

$$\Delta \dot{S}_z = \frac{(P'_1)^2 + (Q'_1)^2}{U_1^2} \underline{z}_{\text{П}} = \frac{670^2 + 47^2}{517{,}4^2} (12{,}18 + j\,129{,}6) =$$
$$= 20{,}6 + j\,218{,}7 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Теперь находим значения потоков мощности внутри схемы замещения:

$$\dot{S}'_2 = \dot{S}'_1 - \Delta \dot{S}_z = (670 - 20{,}6) + j(47 - 218{,}7) =$$
$$= 649{,}4 - j\,171{,}7 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}_2 = \dot{S}'_2 + j Q_{y2} = 649{,}4 - j\,171{,}7 + j\,517{,}4^2 \cdot 8{,}474 \cdot 10^{-4} =$$
$$= 649{,}4 + j\,54{,}8 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Зная поток мощности в конце линии $\dot{S}_2$, найдем потери реактивной мощности в сопротивлении луча высшего напряжения схемы замещения автотрансформаторов:

$$\Delta Q_{\text{в АТ}} = \frac{P_2^2 + Q_2^2}{U_2^2} x_{\text{в АТ}} = \frac{649{,}4^2 + 54{,}8^2}{517{,}4^2} 30{,}6 = 48{,}6 \text{ Мвар}.$$

Пренебрегая потерями активной мощности в автотрансформаторах, получим

$$\dot{S}'_{\text{С}} = \dot{S}_2 - j Q_{\text{в АТ}} = 649{,}4 + j(54{,}8 - 48{,}6) = 649{,}4 + j\,6{,}2 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Далее определяем, какую реактивную мощность следует отдать в приемную систему:

$$Q_{\text{С}} = P_{\text{С}} \operatorname{tg} (\arccos 0{,}92) = 649{,}4 \cdot \operatorname{tg} 32{,}1° = 276{,}6 \text{ Мвар}.$$

По балансу реактивной мощности в общей точке схемы замещения автотрансформаторов находим мощность синхронного компенсатора:

$$Q'_{\text{ск}} = Q_{\text{С}} - Q'_{\text{С}} = 276{,}6 - 6{,}2 = 270{,}4 \text{ Мвар}.$$

Напряжение в той же точке

$$U'_{\text{С}} = \sqrt{\left(U_2 - \frac{Q_2 x_{\text{ВАТ}}}{U_2}\right)^2 + \left(\frac{P_2 x_{\text{ВАТ}}}{U_2}\right)^2} =$$

$$= \sqrt{\left(517{,}4 - \frac{54{,}8 \cdot 30{,}6}{517{,}4}\right)^2 + \left(\frac{649{,}4 \cdot 30{,}6}{517{,}4}\right)^2} = 515{,}2 \text{ кВ},$$

тогда потери реактивной мощности в сопротивлении луча низшего напряжения схемы замещения АТ

$$\Delta Q_{\text{НАТ}} = \left(\frac{Q'_{\text{ск}}}{U'_{\text{С}}}\right)^2 x_{\text{НАТ}} = \left(\frac{270{,}4}{515{,}2}\right)^2 56{,}8 = 15{,}6 \text{ Мвар}.$$

Мощность, которую должен отдавать дополнительно устанавливаемый источник реактивной мощности,

$$Q_{\text{ск}} = Q'_{\text{ск}} + \Delta Q_{\text{НАТ}} = 270{,}4 + 15{,}6 = 286 \text{ Мвар}.$$

Пропускная способность обмоток низшего напряжения двух трехфазных групп однофазных автотрансформаторов составляет $0{,}3 \cdot 6 \cdot 167 = 302$ МВ·А и, следовательно, требуемая мощность $Q_{\text{ск}}$ не вызовет перегрузки автотрансформаторов.

Для оценки технико-экономической целесообразности режима работы электропередачи с принятым перепадом напряжения $k = 1$ определяем приведенные к одному году народнохозяйственные затраты в относительных единицах из-за нестабильности современных стоимостей (но с учетом цен, действовавших в 1985 г.; см. [4.3]):

$$\underset{*}{З}_{\Sigma} = \underset{*}{К}_{\text{ск}} (E_{\text{н}} + a_{\text{ск}}) + \underset{*}{З}^{\text{вл}}_{\Delta\text{Э}} + \underset{*}{З}^{\text{ск}}_{\Delta\text{Э}}.$$

Капитальные затраты на установку синхронных компенсаторов (СК) находим упрощенно (без выбора числа и единичной мощности СК) путем умножения значения выдаваемой мощности $Q_{\text{ск}}$ на среднее значение удельных капитальных вложений:

$$К_{\text{ск}} = Q_{\text{ск}} k_{\text{о ск}}.$$

Доля ежегодных отчислений на амортизацию, ремонт и обслуживание синхронных компенсаторов учитывается в размере 9,4% [4.3]. Затраты на компенсацию потерь электроэнергии в СК состоят из двух составляющих, одна из которых связана с нагре-

вом обмоток статора и ротора и зависит от значения выдаваемой мощности, а вторая не зависит от режима работы СК и определяется постоянными потерями на намагничивание, трение и вентиляцию:

$$З^{ск}_{\Delta Э} = З^{ск}_{\Delta Э\,пер} + З^{ск}_{\Delta Э_{пост}} = \Delta Э^{ск}_{пер} з'_{эск} + \Delta Э^{ск}_{пост} з''_{эск}.$$

Суммарные потери активной мощности в СК с единичной установленной мощностью 100 и 50 Мвар составляют примерно 1,5% от номинальной мощности. Эти потери делятся на переменные и постоянные как 0,6 и 0,4 или 0,9 и 0,6%. Поэтому можно затраты в СК вычислять так:

$$З^{ск}_{\Delta Э} = Q_{ск}(0{,}009\,\tau_{ск} з'_{эск} + 0{,}006\,T_{ск} з''_{эск}).$$

При продолжительности работы синхронных компенсаторов 4000 — 8000 ч/год допустимо считать, что $\tau_{ск} = 0{,}2\,T_{ск}$ [4.3]. Если принять $T_{ск} = 7500$ ч/год, то $\tau_{ск} = 1500$ ч/год.

Затраты на компенсацию потерь электроэнергии, возникающих от нагрева проводов воздушной линии, в именованных единицах

$$З^{вл}_{\Delta Э} = \Delta P_{вл}\,\tau_{вл} з'_{эвл}.$$

Произведение $\tau_{вл} з'_{эвл}$ принимаем в качестве базисной величины для получения выражения «относительных» приведенных затрат. Тогда $З^{вл}_{*\Delta Э} = \Delta P_{вл}$, т. е. имеют размерность мощности.

Затраты синхронных компенсаторов, выраженные в относительных единицах,

$$З_{*ск} = Q_{ск}\left[\frac{k_{оск}(E_н + a_{ск})}{\tau_{вл} з'_{эвл}} + 0{,}009\frac{\tau_{ск} з'_{эск}}{\tau_{вл} з'_{эвл}} + 0{,}006\frac{T_{ск} з''_{эск}}{\tau_{вл} з'_{эвл}}\right].$$

Подсчет затрат $З_{*ск}$ выполняем на основе принятия заданными отношений $k_{оск}/з'_{эвл} = 300$; $з'_{эск}/з'_{эвл} = 1{,}65$; $з''_{эск}/з'_{эвл} = 0{,}9$:

$$З_{*ск} = Q_{ск}\left[\frac{300\,(0{,}12 + 0{,}094)}{4200} + 0{,}009\frac{1500}{4200}1{,}65 + \right.$$

$$\left. + 0{,}006\frac{7500}{4200}0{,}9\right] = Q_{ск} \cdot 0{,}030232.$$

Таким образом, при перепаде напряжения $k = 1$ $З_{*т} = 286 \cdot 0{,}030232 + 20{,}6 = 29{,}25$ МВ·А.

При введении перепада напряжения для увеличения стока реактивной мощности к подстанции приемной системы необходимо стремиться в поддержанию напряжения вдоль линии на возможно более высоком уровне, с тем чтобы препятствовать

увеличению потерь мощности при нагреве проводов. Соответствующая составляющая затрат (см. выше) является основной и достигает 70% от суммарных. С этой целью используем расчетный прием, при котором задаем положение точки потокораздела реактивной мощности в границах левой половины линии, принимая напряжение в этой же точке $U_{длд}$. Например, зададим $l_1 = 1/3$ и $l_2 = 2/3$ от всей длины линии. Тогда способом условного разрезания можно рассчитать напряжения $\dot{U}_1$ и $\dot{U}_2$ и найти соответствующий перепад напряжения:

$$\dot{U}_1 = U_{длд}[\cos(\lambda/3) + j\underset{*}{P}\sin(\lambda/3)] = 525[\cos 9° + j\,0{,}691 \sin 9°] = 518{,}5 + j\,57 = 521{,}6\,\underline{/\,6{,}3°};$$

$$\dot{U}_2 = U_{длд}[\cos(2\lambda/3) - j\underset{*}{P}\sin(2\lambda/3)] = 525[\cos 18° - j\,0{,}691 \sin 18°] = 499 - j\,112{,}5 = 511{,}6\,\underline{/\,-12{,}7°}.$$

Перепад напряжения $k = 521{,}6/511{,}6 = 1{,}02$.

Угол фазового сдвига векторов U_1 и U_2 $\delta_{12} = 6{,}3 - (-12{,}7) = 19{,}0$ эл. град.

Следующее значение перепада напряжения получим, задаваясь таким соотношением длин: $l_1 = 1/4$ и $l_2 = 3/4$ от l. При этом

$$\dot{U}_1 = 525[\cos 6{,}8° + j\,0{,}691 \sin 6{,}8°] = 523{,}1\,\underline{/\,4{,}7°};$$

$$\dot{U}_2 = 525[\cos 20{,}4° - j\,0{,}691 \sin 20{,}4°] = 508{,}2\,\underline{/\,14{,}4°}.$$

$$k = \frac{523{,}1}{508{,}2} \approx 1{,}03; \quad \delta_{12} = 4{,}7 - (-14{,}4) = 19{,}1 \text{ эл. град.}$$

Наконец, положение точки потокораздела совмещается с началом ВЛ:

$$U_1 = U_{нбр} = 525\,\underline{/\,0°};$$

$$\dot{U}_2 = 525[\cos 27{,}1° - j\,0{,}691 \sin 27{,}1°] = 495{,}8\,\underline{/\,-19{,}5°};$$

$$k = 525/495{,}8 \approx 1{,}06; \quad \delta_{12} = 19{,}5 \text{ эл. град.}$$

Дальнейшее увеличение перепада напряжения может быть получено только путем снижения напряжения U_2 вплоть до значения 435 кВ при сохранении неизменным выражения $U_1 = 525$ кВ.

Для каждого перепада и соответствующих значений U_1 и U_2 все расчеты режимных параметров проводят аналогично расчетам при $k = 1$ (табл. 4.3).

Анализ изменения суммарных приведенных затрат в зависимости от создаваемого перепада напряжения показывает, что минимум затрат находится в диапазоне значений перепада 1,06 — 1,10. Поиск точного значения оптимального перепада в данном случае необязателен, так как полученная зависимость

Таблица 4.3. Результаты расчета параметров

U_1, кВ	U_2, кВ	k, о. е.	δ_{12}, эл. град	Q'_1, Мвар	$\Delta P_{ВЛ}$, МВт	ΔQ_z, Мвар	Q_{y2}, Мвар	P_2, МВт	Q_2, Мвар	$\Delta Q_{ВАТ}$, Мвар	$Q'_г$, Мвар	Q_C, Мвар	$Q'_{ш}$, Мвар	k, о. е.	U'_C, кВ	$\Delta Q_{НАТ}$, Мвар	$Q_{СК}$, Мвар	$\mathfrak{Z}_{*СК}$, МВ·А	$\mathfrak{Z}_{*Т}$, МВ·А
517	517	1,0	18,83	47,0	20,6	218,7	226,5	649,4	54,8	48,6	6,2	276,6	270,4	1,00	515,2	15,6	286	8,65	29,25
522	512	1,02	18,72	86,1	20,4	217,0	222,2	649,6	91,3	50,2	41,1	276,7	235,6	1,02	508,0	12,2	248	7,50	27,90
523	508	1,03	18,78	106,3	20,5	218,0	218,7	649,5	107,0	51,4	55,6	276,7	221,1	1,03	503,1	11,0	232	7,01	27,51
525	496	1,06	19,02	163,7	21,0	223,7	208,5	649,0	148,5	55,1	93,4	276,5	183,1	1,06	488,5	8,0	191	5,77	26,77
525	477	1,10	19,57	242,8	22,4	238,8	192,8	647,6	196,8	61,6	135,2	275,9	140,7	1,10	466,2	5,2	146	4,41	26,81
525	460	1,14	20,1	313,6	24,2	257,4	179,3	645,8	235,5	68,3	167,2	275,1	107,9	1,14	446,4	3,3	111	3,36	27,56
525	441	1,19	20,76	393,0	26,7	283,7	164,8	643,3	274,1	76,9	197,2	274,0	76,8	1,19	424,3	1,9	79	2,39	29,09
500	500	1,0	20,16	54,9	22,0	234,3	211,9	648,0	32,5	51,5	−19,0	276,0	295,0	1,00	499,6	19,8	315	—	—

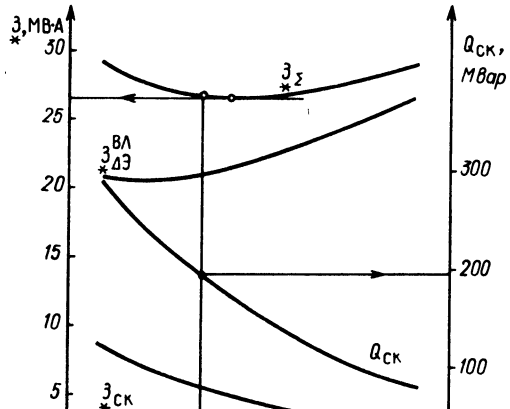


Рис. 4.12. Изменение составляющих приведенных затрат в зависимости от значения перепада напряжения по концам линии

является очень пологой (рис. 4.12). Здесь следует обратить внимание на техническую осуществимость режима, близкого к оптимальному. В этом смысле важно проанализировать изменение двух параметров: $Q_{ск}$ и $U'_{с}$, — поскольку они реализуются как дискретные величины. Тут предпочтение имеет режим работы с перепадом 1,06, так как $Q_{ск}=191$ Мвар, что означает необходимость установки двух синхронных компенсаторов типа КСВБ-100-11 и их хорошее использование с нагрузкой 96%. Кроме того, положение переключателя РПН на первой ступени от основного вывода дает нужный коэффициент трансформации. Действительно,

$$U'_{с}=U_{с}k_{АТВ-С}=220\,\frac{500}{230(1-1\cdot 0{,}0206)}=488{,}3\ \text{кВ}.$$

Потери активной мощности при нагреве проводов в этом режиме $\Delta P_{ВЛ}=21{,}0$ МВт, т. е. 3,13% от передаваемой мощности.

Для сравнения в табл. 4.3 приведены результаты расчета режима со значениями напряжения $U_1=U_2=U_{ном}=500$ кВ. Требуемая по балансу мощность $Q_{ск}=315$ Мвар превышает пропускную способность обмоток низшего напряжения автотрансформаторов, а потери при нагреве проводов $\Delta P_{ВЛ}=22$ МВт. Этот режим отличается существенно худшими технико-экономическими показателями в сравнении с выявленным целесообразным режимом.

Задача 4.4. **Одноцепная воздушная линия напряжением 500 кВ связывает удаленную ГЭС с приемной системой. Длина линии 448 км, ее удельные и волновые параметры приняты такими же, как в задаче 4.3. Четыре генератора ГЭС типа СВ-1500/175-84 работают в блоках с трансформаторами ТДЦ-400000/500 (рис. 4.13).**

Определить параметры установившегося режима одностороннего включения линии под напряжение со стороны ГЭС для двух случаев:

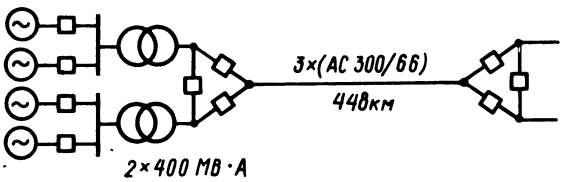


Рис. 4.13. Схема электропередачи к рассмотрению режимов одностороннего включения воздушной линии под напряжение

— подготовка к проведению синхронизации генератора;
— внезапное отключение линии на приемном конце.

Исходные данные

Паспортные данные гидрогенератора СВ 1500/175-84 [4.3]:
Номинальная полная мощность $S_{\text{Г ном}} = 190$ МВ·А.
Номинальный коэффициент мощности $\cos\varphi_{\text{Г ном}} = 0{,}9$.
Номинальное напряжение статора $U_{\text{Г ном}} = 15{,}75$ кВ.
Синхронные реактивные сопротивления: $\underset{*}{x_d} = 1{,}10$; $\underset{*}{x_q} = 0{,}66$.
Переходное реактивное сопротивление $\underset{*}{x'_d} = 0{,}37$.

Паспортные данные трансформатора ТДЦ-400000/500:
Номинальный коэффициент трансформации $k_{\text{Т ном}} = 15{,}75/525$.
Индуктивное сопротивление, приведенное к высшему напряжению, $x_{\text{Т}} = 89{,}5$ Ом.

Решение. Расчеты режимных параметров проводим в предположении, что воздушную линию можно рассматривать идеализированной (такое допущение вполне оправдано при анализе режимов очень малых нагрузок протяженных линий).

Режим, предшествующий синхронизации. Сначала делаем оценочный расчет, исходя из того, что напряжение на выводах работающего генератора равно номинальному. Пренебрегая потерями напряжения в сопротивлении трансформатора, получим напряжение в начале линии $U_1 = 525$ кВ. При этом напряжение в конце линии $U_2 = U_1/\cos\lambda = 525/\cos 27{,}1° = 590$ кВ. Получилось, что U_2 превышает напряжение, кратковременно допустимое для изоляции электрических аппаратов $U_{\text{крд}} = 550$ кВ. Следовательно, напряжение на выводах генератора $U_{\text{Г}}$ должно быть снижено относительно номинального значения за счет регулирования тока возбуждения. Полагая $U_2 = 550$ кВ, находим требуемое $U_1 = 550\cos 27{,}1° = 490$ кВ. При таком напряжении с линии будет стекать реактивная мощность

$$Q_1 = \frac{U_1^2}{z_{\text{в}}}\operatorname{tg}\lambda = \frac{490^2}{284{,}4}\operatorname{tg}27{,}1° = 431 \text{ Мвар}.$$

Потери реактивной мощности в сопротивлении трансформатора

$$\Delta Q_{\text{т}}=\frac{Q_1^2}{U_1^2}x_{\text{т}}=\left(\frac{431}{490}\right)^2 89{,}5=69{,}5 \text{ Мвар}.$$

При этом в генератор поступает мощность $Q_{\text{г}}=431-69{,}5=361{,}5$ Мвар. Так как номинальная полная мощность генератора $S_{\text{г ном}}=P_{\text{г ном}}/\cos\varphi_{\text{г ном}}=171/0{,}9=190$ МВ·А, то перегрузка генератора по мощности составит 1,9 раза, что недопустимо.

Возможны два варианта исключения перегрузки: включение на параллельную работу двух или даже трех генераторов при условии обеспечения устойчивости их параллельной работы в таком режиме (холостой ход); подключение к началу линии шунтирующего реактора.

Устойчивость может быть проверена с использованием практического критерия $\partial P/\partial\delta>0$ или применительно к данному режиму по условию $z_{\text{вх}}>\dfrac{x_{q\Sigma}}{n_{\text{г}}}$ [4.4]. Здесь сравнивают модули входного сопротивления линии и суммарное (с учетом трансформатора) синхронное сопротивление гидрогенераторов по поперечной оси. Входное сопротивление линии в режиме одностороннего включения

$$z_{\text{вх}}=|-j z_{\text{в}}\operatorname{ctg}\lambda|=284{,}4\operatorname{ctg}27{,}1^\circ=556 \text{ Ом}.$$

Для одного генератора, работающего в укрупненном блоке,

$$x_{q\Sigma}=x_q+x_{\text{т}}=x_{q*}\frac{U_{\text{г ном}}^2}{S_{\text{г ном}}k_{\text{т ном}}^2}+x_{\text{т}}=0{,}66\frac{15{,}75^2\cdot 525^2}{190\cdot 15{,}75^2}+$$
$$+89{,}5=957+89{,}5=1047 \text{ Ом}.$$

Для двух генераторов, работающих в одном блоке,

$$x_{q\Sigma}/n_{\text{г}}=x_q/2+x_{\text{т}}=957/2+89{,}5=568 \text{ Ом}.$$

Получилось, что условие обеспечения устойчивости не выполняется. Включение на параллельную работу трех генераторов может оказаться нецелесообразным или невозможным в пусковой период работы электропередачи. Поэтому рассматривается подключение трехфазной группы однофазных шунтирующих реакторов типа РОДЦ-60000/525. При $U_1=490$ кВ потребляемая реактором мощность

$$Q_{\text{р}}=Q_{\text{р ном}}\frac{U_1^2}{U_{\text{р ном}}^2}=3\cdot 60\frac{490^2}{525^2}=157 \text{ Мвар}.$$

Реактивная мощность на входе трансформатора при включенном реакторе

$$Q'_{\text{г}}=Q_1-Q_{\text{р}}=431-157=274 \text{ Мвар}.$$

Потери реактивной мощности в трансформаторе изменяются:

$$\Delta Q_{\text{Т}} = (274/490)^2\, 89{,}5 = 28 \text{ Мвар}.$$

Мощность, поступающая в генератор,

$$Q_{\text{Г}} = Q'_{\text{Г}} - \Delta Q_{\text{Т}} = 274 - 28 = 246 \text{ Мвар}.$$

Теперь перегрузка одного генератора по мощности составит 246/190 = 1,3. По нормам эксплуатации допустимость перегрузки следует проверять по току статора генератора, зависящему от напряжения на выводах генератора. Напряжение

$$U'_{\text{Г}} = U_1 - \frac{Q'_{\text{Г}} x_{\text{Т}}}{U_1} = 490 - \frac{274 \cdot 89{,}5}{490} = 440 \text{ кВ}.$$

При этом $U_{\text{Г}} = U'_{\text{Г}} k_{\text{Т ном}} = 440\,(15{,}75/525) = 13{,}2$ кВ, что составляет 0,84 от $U_{\text{Г ном}}$.

Ток статора генератора

$$I_{\text{Г}} = \frac{Q_{\text{Г}}}{\sqrt{3}\, U_{\text{Г}}} = \frac{246}{\sqrt{3}\, 13{,}2} = 10{,}8 \text{ кА}.$$

Номинальный ток

$$I_{\text{Г ном}} = 190/(\sqrt{3} \cdot 15{,}75) = 6{,}96 \text{ кА}.$$

Перегрузка по току статора

$$10{,}8/6{,}96 = 1{,}55 \text{ раза}.$$

Действующими Правилами технической эксплуатации [4.2] разрешается кратковременно перегружать генераторы в аварийных ситуациях, причем кратность допустимой перегрузки зависит от ее длительности и способа охлаждения статора генератора. Для гидрогенераторов серии СВ с косвенным охлаждением перегрузка в 1,5 раза допустима в течение не более 2 мин. За такое короткое время не может быть проведена подготовка к синхронизации (обычно для этого требуется время не менее 20 мин). Ввиду сказанного, необходимо подключение второго генератора. Устойчивость параллельной работы двух генераторов при включенном шунтирующем реакторе будет обеспечена:

$$Z'_{\text{вх}} = \frac{x_{\text{Р}} z_{\text{в}} \operatorname{ctg} \lambda}{x_{\text{Р}} - z_{\text{в}} \operatorname{ctg} \lambda} = \frac{1531 \cdot 556}{1531 - 556} = 873 > 568 \text{ Ом}.$$

Здесь сопротивление реактора

$$x_{\text{Р}} = \frac{U^2_{\text{Р ном}}}{Q_{\text{Р ном}}} = \frac{525^2}{3 \cdot 60} = 1531 \text{ Ом}.$$

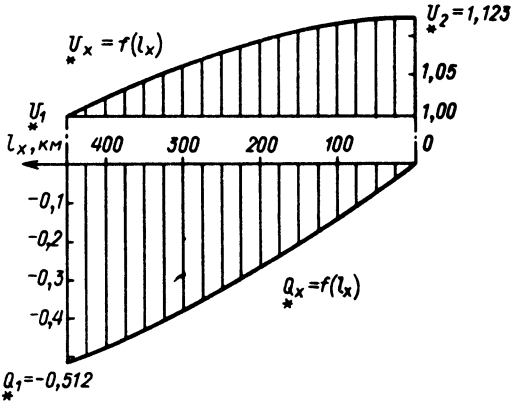


Рис. 4.14. Распределения напряжения и реактивной мощности в режиме одностороннего включения линии, предшествующем синхронизации с приемной системой двух параллельно работающих генераторов ГЭС

Относительная нагрузка каждого из двух параллельно работающих генераторов

$$I_{\Gamma} = I_{\Gamma\,\text{ном}}/(2\,I_{\Gamma}) = 10{,}8/(2 \cdot 6{,}96) = 0{,}776.$$

Распределение напряжения вдоль линии в этом режиме рассчитываем по формуле $U_x/U_1 = \cos\alpha_0 l_x/\cos\lambda$. Оно показано на рис. 4.14 совместно с распределением реактивной мощности. Последнее подчиняется следующей закономерности:

$$Q_x = -\frac{\sin(2\alpha_0 l_x)}{2\cos^2\lambda},$$

где за базисную принята мощность $S_{\text{баз}} = U_1^2/z_{\text{в}}$.

Внезапное отключение линии. Очевидно, что при внезапном отключении линии на приемном конце (из-за ошибки оперативного персонала или ложного срабатывания релейной защиты) напряжение U_2 на разомкнутом конце превысит кратковременно допустимое для изоляции электрических аппаратов (см. начало решения). Поэтому необходима установка на приемной подстанции электропередачи еще одного шунтирующего реактора и его мгновенное подключение при превышении определенного напряжения. Технически такое подключение обеспечивается за счет пробоя стабилизированного искрового промежутка, который шунтирует выключатель реактора. Исходным рассматривается режим передачи наибольшей мощности при реализации целесообразного перепада напряжения (см. задачу 4.3). Параметры исходного режима:

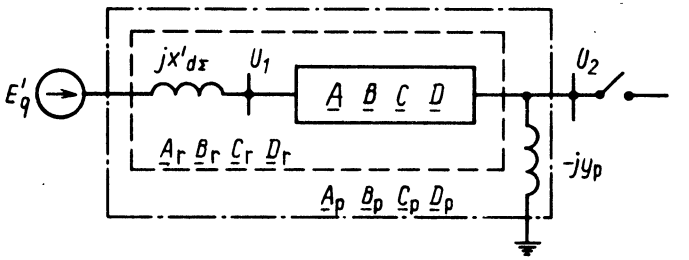


Рис. 4.15. Схема замещения электропередачи в режиме внезапного отключения линии на приемной подстанции с подключившимся реактором

$$P_1 = 670 \text{ МВт}; \quad U_1 = 525 \text{ кВ};$$

$$Q_1 = Q'_1 - U_1^2 Y_\Pi = 163{,}7 - 525^2 \cdot 8{,}474 \cdot 10^{-4} = -70 \text{ Мвар};$$

$$U'_\Gamma = \sqrt{\left(U_1 + \frac{Q_1 x_\Gamma/2}{U_1}\right)^2 + \left(\frac{P_1 x_\Gamma/2}{U_1}\right)^2} =$$

$$= \sqrt{\left(525 + \frac{(-70)\,44{,}8}{525}\right)^2 + \left(\frac{670 \cdot 44{,}8}{525}\right)^2} = 522 \text{ кВ}.$$

Напряжение на конце линии определяется из условия сохранения неизменной электродвижущей силы генераторов E'_q, существовавшей в исходном режиме. Предварительно находим значение суммарного переходного сопротивления генераторов:

$$x'_{d\Sigma} = x_d/4 + x_\Gamma/2 = 0{,}37\frac{525^2}{4 \cdot 190} + 89{,}5/2 = 179 \text{ Ом};$$

$$E'_q \approx E' = \sqrt{\left(U_1 + \frac{Q_1 x'_{d\Sigma}}{U_1}\right)^2 + \left(\frac{P_1 x'_{d\Sigma}}{U_1}\right)^2} =$$

$$= \sqrt{\left(525\frac{(-70)\,17}{525}\right) + \left(\frac{670 \cdot 179}{525}\right)^2} = 551 \text{ кВ}.$$

Составляем схему замещения электропередачи и выполняем ее преобразование с использованием представления линии эквивалентным пассивным четырехполюсником (рис. 4.15). При этом рассматриваем три четырехполюсника, вложенных один в другой, параметры которых связаны между собой следующими соотношениями [4.5]:

$$\underline{A} = \cos\lambda = \underline{D}, \quad \underline{A}_\Gamma = \underline{A} + jx'_{d\Sigma}\underline{C};$$

$$\underline{B} = jz_в \sin\lambda, \quad \underline{B}_\Gamma = \underline{B} + jx'_{d\Sigma}\underline{D};$$

$$\underline{C} = j\frac{1}{z_в}\sin\lambda, \quad \underline{A}_p = \underline{A}_\Gamma + jy_p\underline{B}_\Gamma.$$

Находим числовые значения параметров:

$$\underline{A}_{\Gamma} = \cos 27{,}1° + j\,179\, j\frac{1}{284{,}4}\sin 27{,}1° = 0{,}604;$$

$$\underline{B}_{\Gamma} = j\,284{,}4 \sin 27{,}1° + j\,179 \cos 27{,}1° = j\,289 \text{ Ом};$$

$$\underline{A}_{\text{Р}} = 0{,}604 + \left(-j\frac{3 \cdot 60}{525^2}\right) j\,289 = 0{,}793.$$

Здесь индуктивная проводимость шунтирующего реактора

$$y_{\text{Р}} = -0{,}653 \cdot 10^{-3} \text{ См}.$$

Напряжение в конце линии

$$U_2 = E'_q / A_{\text{Р}} = 551/0{,}793 = 695 \text{ кВ},$$

при этом напряжение в начале линии

$$U_1 = U_2 (\cos\lambda + \underset{*}{Q_{\text{Р}}} \sin\lambda) = 695 (\cos 27{,}1° + 0{,}1858 \times$$

$$\times \sin 27{,}1°) = 695 \cdot 0{,}957 = 677 \text{ кВ}.$$

В последнее выражение входит мощность реактора, выраженная в долях от натуральной мощности:

$$\underset{*}{Q_{\text{Р}}} = y_{\text{Р}} z_{\text{в}} = 0{,}653 \cdot 10^{-3} \cdot 284{,}4 = 0{,}1858.$$

Найденное значение напряжения U_1 таково, что произойдет мгновенное подключение через искровой промежуток шунтирующего реактора, установленного на отправной подстанции (в исходном нормальном режиме этот реактор отключен). Поэтому составляем новую схему замещения электропередачи, содержащую два шунтирующих реактора (рис. 4.16). Определяем параметры новых четырехполюсников с применением следующих соотношений [4.5]:

$$\underline{A}_{2\text{Р}} = \underline{A} + j y_{\text{Р}} \underline{B} = 0{,}89 + (-j\,0{,}653 \cdot 10^{-3})\, j\,129{,}6 = 0{,}975;$$

$$\underline{C}_{2\text{Р}} = \underline{C} + j y_{\text{Р}} \underline{A} + j y_{\text{Р}} \underline{D} + (j y_{\text{Р}})^2 \underline{B} = j\frac{1}{284{,}4}\sin 27{,}1° +$$

$$+ 2(-j\,0{,}653 \cdot 10^{-3})\,0{,}89 + (-j\,0{,}653 \cdot 10^{-3})^2\, j\,129{,}6 = j\,0{,}384 \cdot 10^{-3};$$

$$\underline{A}_{\Gamma\text{Р}} = \underline{A}_{2\text{Р}} + j x'_{d\Sigma}\, \underline{C}_{2\text{Р}} = 0{,}975 + j\,179 \cdot j\,0{,}384 \cdot 10^{-3} = 0{,}906.$$

Напряжение по концам линии при подключении второго реактора заметно снижается:

$$U_2 = E'_q / A_{\Gamma\text{Р}} = 551/0{,}906 = 608 \text{ кВ};$$

$$U_1 = U_2 (\cos\lambda + \underset{*}{Q_{\text{Р}}} \sin\lambda) = 608 \cdot 0{,}975 = 593 \text{ кВ}.$$

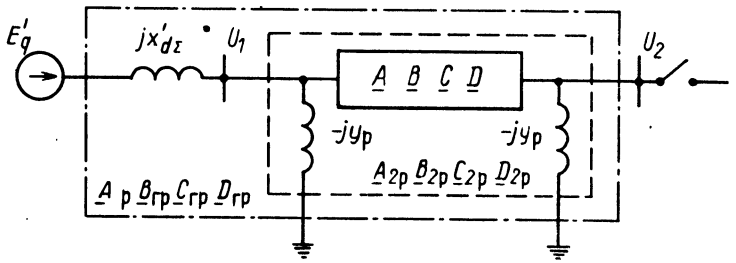


Рис. 4.16. Схема замещения электропередачи в режиме внезапного отключения линии с учетом двух подключившихся реакторов

Кратности повышения наибольшего рабочего напряжения соответственно: 608/525 = 1,158; 593/525 = 1,129.

Согласно действующим Правилам технической эксплуатации, для всех электрических аппаратов класса напряжения 500 кВ допускается кратность 1,15 на время до 20 мин, за исключением трансформаторов и автотрансформаторов. Для последних допустимая кратность составляет 1,10 на время до 20 мин и 1,25 на время до 20 с.

Следует иметь в виду, что генераторы всех гидроэлектростанций, работающих на протяженные электропередачи, оснащаются автоматическими регуляторами возбуждения сильного действия. После внезапного отключения линии АРВ в течение очень короткого времени (за 20 — 40 с) снизят токи возбуждения генераторов до значения, соответствующего своим уставкам, и на выводах генераторов восстановится напряжение предшествующего режима $U'_\Gamma = 522$ кВ. Поэтому в схему замещения электропередачи вместо E'_q и $x'_{d\Sigma}$ вводятся U'_Γ и $x_T/2$. Теперь четырехполюсник электропередачи будет характеризоваться параметром

$$\underline{A}_{TP} = \underline{A}_{2P} + j(x_T/2)\,\underline{C}_{2P} = 0{,}975 + j44{,}8\,j0{,}384 \cdot 10^{-3} = 0{,}958.$$

Напряжения по концам линии установятся следующие:

$$U_2 = 522/0{,}958 = 545 \text{ кВ}; \quad U_1 = 545 \cdot 0{,}975 = 531 \text{ кВ}.$$

Таким образом, в результате подключения двух реакторов и работы АРВ силовое оборудование отправной и концевой подстанций электропередачи будет находиться под напряжением, не превышающим кратковременно допустимого напряжения 550 кВ. Оперативный персонал получает возможность в течение 20 — 30 мин предпринять меры для нормализации работы электропередачи.

В заключение выявляется распределение напряжения и реактивной мощности по длине линии. Максимальное напряжение будет существовать в точке, отстоящей от приемного конца на расстоянии $l_{эк} = (1/\alpha_0)\,\text{arctg}\,Q_*^{-} = (1/0{,}0605)\,\text{arctg}\,0{,}1858 = 174$ км:

$$U_{\max} = U_2 (\cos \lambda_{\text{экс}} + \underset{*}{Q_{\text{P}}} \sin \lambda_{\text{экс}}) = 545 (\cos 10{,}52° + 0{,}1858 \times \sin 10{,}52°) = 554 \text{ кВ}.$$

Реактивные мощности по концам линии

$$Q_2 = Q_{\text{P}} = 3 \cdot 60 \cdot (545/525)^2 = 194 \text{ Мвар};$$

$$Q_1 = \frac{U_1^2}{z_{\text{в}}} \operatorname{tg} (\lambda - \lambda_{\text{экс}}) = \frac{531^2}{284{,}4} \operatorname{tg} [(448 - 174)\, 0{,}0605°] = 269 \text{ Мвар}.$$

Распределения напряжения и реактивной мощности приведены на рис. 4.17. Значения напряжения выражены в долях от номинального напряжения, а реактивной мощности — от номинальной натуральной мощности:

$$P_{\text{нат}}^{\text{ном}} = 500^2/284{,}4 = 879 \text{ МВт}.$$

На входе трансформаторов имеем реактивную мощность

$$Q'_{\text{Г}} = Q_1 - Q_{\text{P}} = 296 - (3 \cdot 60) \cdot (531/525)^2 = 112 \text{ Мвар}.$$

С учетом потерь мощности в трансформаторах генераторы должны потреблять в этом режиме мощность

$$Q_{\text{Г}} = Q'_{\text{Г}} - \Delta Q_{\text{Т}} = 112 - \frac{112^2}{531^2} 44{,}8 = 110 \text{ Мвар}.$$

Каждый из четырех генераторов потребляет мощность 27,5 Мвар, что составляет 14,5% от его номинальной полной мощности.

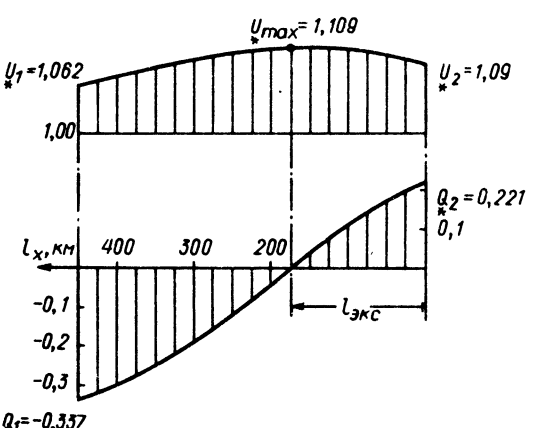


Рис. 4.17. Распределения напряжения и реактивной мощности в установившемся режиме одностороннего включения после внезапного отключения линии на приемной подстанции

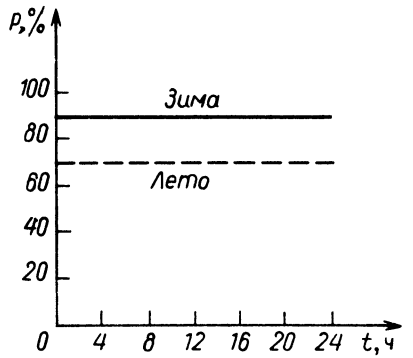


Рис. 4.18. Суточные графики выработки мощности КЭС

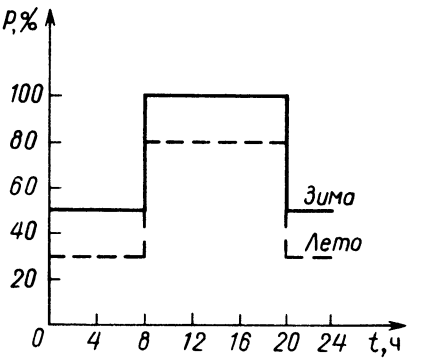


Рис. 4.19. Суточные графики потребления активной мощности на промежуточной подстанции

Задача 4.5. В Западной Сибири сооружается двухцепная воздушная линия напряжением 500 кВ с применением типовых одноцепных железобетонных свободностоящих опор (портальные с внутренними связями) для передачи энергии от вводимой в эксплуатацию КЭС (восемь агрегатов типа К-300-240, топливо — газ) на расстояние 430 км потребителям развивающегося района. Наибольшая мощность, отбираемая на районной промежуточной подстанции, составит 800 МВт при $\cos\varphi = 0{,}93$. Остальная мощность должна передаваться в приемную систему на расстояние 165 км. Трасса ВЛ будет проходить по местности, относящейся к III гололедному и IV ветровому районам; средние годовая январская и июльская температуры соответственно равны 0, -15 и $+20°$ С. На основании технико-экономических расчетов выбраны фазные провода $3 \times$ (АС400/51) и $3 \times$ (АС330/43) для первого и второго участков электропередачи.

Режимы выработки мощности КЭС и потребления на промежуточной подстанции определяются графиками для характерных зимних (215) и летних (150) суток (рис. 4.18 и 4.19).

Оценить потери мощности в рабочих режимах и годовые потери электроэнергии при нагреве проводов.

Решение. Поскольку вся генерируемая мощность КЭС трансформируется на напряжение 500 кВ ввиду отсутствия местных отборов мощности, кроме собственных нужд, суточные графики первого участка линии электропередачи будут повторять суточные графики КЭС. Для агрегатов типа К-300-240, работающих на газе, наибольшая нагрузка собственных нужд может быть принята равной 3% от установленной мощности КЭС, т. е. 72 МВт. Тогда, если пренебречь потерями в трансформаторах, мощность в начале ВЛ зимой

$$P_{1\text{нб}} = 0{,}9 \cdot 2400 - 72 = 2088 \text{ МВт};$$

летом

$$P_{1\,км} = 0{,}7 \cdot 2400 - 72 = 1608 \text{ МВт}.$$

Длительность этих режимов

$$t_{1\,нб} = 24 \cdot 215 = 5160 \text{ ч/год};$$
$$t_{1\,км} = 24 \cdot 150 = 3600 \text{ ч/год}.$$

Для принятых марок проводов и стандартного конструктивного выполнения расщепленных фаз (равносторонний треугольник со стороной 40 см) погонные и волновые параметры воздушной линии приведены в табл. 4.4.

Таблица 4.4. **Параметры воздушной линии**

Номер участка	Параметры				
	$r_0^{(+20)}$, Ом/км	x_0, Ом/км	$b_0 \cdot 10^6$, См/км	$z_в$, Ом	α_0, эл. град/км
Первый	0,0250	0,301	3,70	285	0,0605
Второй	0,0297	0,303	3,68	287	0,0605

Выбор рабочих значений напряжения в начале линии электропередачи и на промежуточной подстанции производится на основе сопоставления передаваемой и наибольшей натуральной мощностей:

$$P_{нат}^{нб} = \frac{U_{нбр}^2}{z_в} = \frac{525^2}{285} = 967 < \frac{2088}{2} = 1044 \text{ МВт}.$$

Передаваемая мощность в зимний период превышает наибольшую натуральную. Значит, в этом режиме следует стремиться к поддержанию на концах первого участка напряжений, равных наибольшему рабочему значению $U_{нбр}$, с целью снижения потерь активной мощности. На шинах же подстанции приемной системы большой мощности практически всегда поддерживается напряжение, близкое к номинальному. Создание перепада напряжения на концах второго участка ввиду его небольшой длины нежелательно, поскольку вызывает значительный сквозной переток реактивной мощности по второму участку в сторону приемной системы и потребует установки на промежуточной подстанции дополнительных источников реактивной мощности. В то же время работа с перепадом напряжения на первом участке уменьшает реактивную мощность, поступающую в линию от промежуточной подстанции, и позволяет снизить установленную мощность дополнительных источников. Ввиду сказанного предлагается в зимний период поддерживать в начале линии электропередачи напряжение, равное $U_{нбр}$, а на промежуточной подстан-

ции — равное $U_{ном}$, т. е. работать с перепадом напряжения 1,05. В летний период, когда передается мощность, несколько меньшая номинальной натуральной ($P_{нат}^{ном}=\frac{500^2}{285}=877>\frac{1608}{2}=804$ МВт), напряжения на концах первого участка следует поддерживать равными номинальному напряжению ВЛ.

Оценку потерь мощности получим, используя значения среднего квадратичного тока в предположении, что линия является идеализированной:

$$\Delta P=2\,(3\,I_{ср к}^2\,r_0^{(t)}\,l),$$

где

$$I_{ср к}^2=I_{баз}\left[1+(1/\lambda+\operatorname{ctg}\lambda)\,\underset{*}{Q}_1+\frac{1-k^2}{2k^2}\left(1+\operatorname{ctg}^2\lambda+\frac{1}{\lambda}\operatorname{ctg}\lambda\right)\right].$$

Здесь

$$I_{баз}=\frac{U_1}{\sqrt{3}\,z_в};$$

$$\underset{*}{Q}_1=\operatorname{ctg}\lambda-\sqrt{\frac{1}{k^2\sin^2\lambda}-\underset{*}{P}^2};$$

$$S_{баз}=U_1^2/z_в;\quad k=U_1/U_2.$$

Активное сопротивление проводов фазы зависит от температуры воздуха [4.3]:

$$r_0^{(t)}=r_0^{(+20)}[1+0,004\,(t-20°)].$$

Для зимнего режима при $t=-15°$ С:

$$r_0^{(-15)}=0,025\,[1+0,004\,(-15-20)]=0,0215\ \text{Ом/км};$$

$$I_{баз}=\frac{525}{\sqrt{3}\cdot 285}=1,064\ \text{кА};$$

$$\underset{*}{P}_{1\,нб}=\frac{2088}{2\cdot 525^2}285=1,08;$$

$$\lambda_1=0,0605\cdot 430=26\ \text{эл. град};$$

$$\underset{*}{Q}_{нб}=\operatorname{ctg}26°-\sqrt{\frac{1}{(1,05\sin 26°)^2}-(1,08)^2}=0,1652;$$

$$\underset{*}{I}_{ср к}^2=1+(1/0,454+\operatorname{ctg}26°)\,0,1652+\frac{1-(1,05)^2}{2(1,05)^2}\times$$

$$\times\,(1+\operatorname{ctg}^2 26°+\frac{1}{0,454}\operatorname{ctg}26°)=1,251;$$

$$\Delta P_{1\text{нб}} = 2(3(1{,}064)^2\, 1{,}251 \cdot 0{,}0215 \cdot 430) = 78{,}5 \text{ МВт, или } 3{,}76\%.$$

Для летнего режима при $t = +20°$ С

$$I_{\text{баз}} = \frac{500}{\sqrt{3}\, 285} = 1{,}013 \text{ кА};$$

$$\underset{*}{P}_{1\text{нм}} = \frac{1608}{2 \cdot 500^2} 285 = 0{,}917;$$

$$\underset{*}{Q}_{1\text{нм}} = \operatorname{ctg} 26° - \sqrt{\frac{1}{\sin^2 26°} - (0{,}917)^2} = -0{,}0386;$$

$$\underset{*}{I}^2_{\text{ср к}} = 1 + \left(\frac{1}{0{,}454} + \operatorname{ctg} 26°\right) \cdot (-0{,}0386) = 0{,}836;$$

$$\Delta P_{1\text{нм}} = 2(3(1{,}013)^2\, 0{,}836 \cdot 0{,}025 \cdot 430) = 55{,}3 \text{ МВт, или } 3{,}44\%.$$

Зная потери $\Delta P_{1\text{нб}}$ и $\Delta P_{1\text{нм}}$, связанные с нагревом проводов, можно приближенно учесть потери при коронировании в условиях хорошей погоды (без осадков), приняв их равными 10—20% от тепловых потерь.

Вследствие того что в режиме наибольшей передаваемой мощности $\underset{*}{P}_{1\text{нб}} > 1$, значения напряжения в промежуточных точках линии будут сниженными по сравнению с напряжениями U_1 и U_2. Наоборот, в режиме наименьшей передаваемой мощности ($\underset{*}{P}_{1\text{нм}} < 1$) на средней части линии будет происходить повышение напряжения. Поэтому потери мощности коронирования оказываются бóльшими при передаче наименьшей мощности.

С учетом сказанного определяем значения мощности в конце первого участка ВЛ:

$$P_{2\text{нб}} = 2088 - 1{,}1 \cdot 78{,}5 = 2002 \text{ МВт};$$

$$P_{2\text{нм}} = 1608 - 1{,}2 \cdot 55{,}3 = 1542 \text{ МВт}.$$

Найденные значения $P_{2\text{нб}}$ и $P_{2\text{нм}}$ используются для получения суточных и годовых графиков второго участка электропередачи.

График потребления мощности на промежуточной подстанции (рис. 4.19) представлен двумя зимними режимами 100% (800 МВт) и 50% (400 МВт), а также двумя летними режимами 80% (640 МВт) и 30% (240 МВт). Поэтому в зимние сутки по второму участку будут передаваться мощности

$$P''_{3\text{ср}} = 2002 - 800 = 1202 \text{ МВт и } P_{3\text{нб}} = 2002 - 400 = 1602 \text{ МВт};$$

в летние сутки передаваемые мощности иные:

$$P_{3\text{нм}} = 1542 - 640 = 902 \text{ МВт и } P'_{3\text{ср}} = 1542 - 240 = 1302 \text{ МВт}.$$

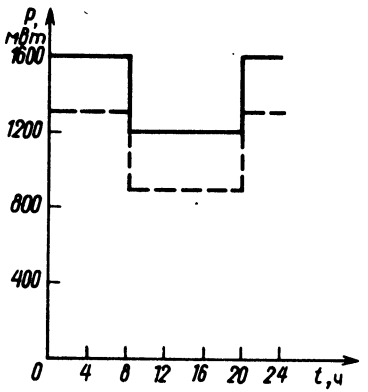


Рис. 4.20. Суточные графики перетоков активной мощности для второго участка электропередачи

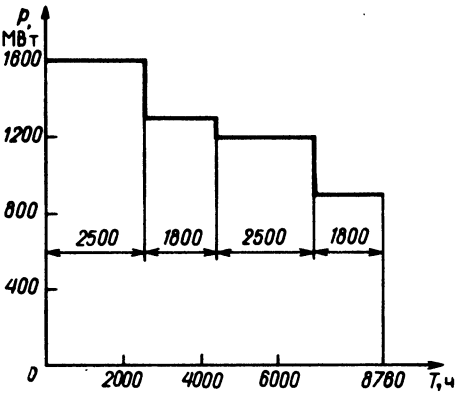


Рис. 4.21. Годовой график передачи мощности по второму участку электропередачи

Получается, что наибольшая мощность передается по второму участку зимой (ночь, утро и вечер) в течение 12 ч. На рис. 4.20 и 4.21 приведены суточные и годовой графики передачи мощности по этому участку. Годовой график по продолжительности режимов используется для вычисления условных промежутков времени, применяемых в расчетах передаваемой электроэнергии и ее потерь. Время использования наибольшей нагрузки

$$T_{нб}=\left(\sum_{i=1}^{n} P_i t_i\right)/P_{нб}=\frac{1602\cdot 2580+1302\cdot 1800+1202\cdot 2580+902\cdot 1800}{1602}=$$
$$=6992 \text{ ч/год}.$$

«Время потерь» для коротких участков линий рассчитываем по формуле

$$\tau=\sum_{i=1}^{n}(P_i/P_{нб})^2 t_i=(1602/1602)^2\,2580+(1302/1602)^2\,1800+$$
$$+(1202/1602)^2\,2580+(902/1602)^2\,1800=5792 \text{ ч/год}.$$

В рассматриваемом частном случае «время потерь» может быть рассчитано также по известной эмпирической формуле (с погрешностью 2,5%):

$$\tau'=\left(0{,}124+\frac{T_{нб}}{10000}\right)^2 8760=5936 \text{ ч/год}.$$

Для определения наибольших потерь мощности рассчитываем реактивную мощность в режиме $P_{3нб}=1602$ МВт:

$$\underset{*}{Q}_{3нб}=\frac{k-1}{k\lambda_2}-\frac{\lambda_2}{2}\left(1-\underset{*}{P}^2_{3нб}\right),$$

где

$$\lambda_2 = 0{,}0605 \cdot 165 = 10 \text{ эл. град} = 0{,}174 \text{ рад};$$

$$\underset{*}{Q}_{\text{зиб}} = -\frac{0{,}174}{2}\left[1 - \left(\frac{1602}{2 \cdot 500^2} 287\right)^2\right] = -0{,}01344;$$

$$Q_{\text{зиб}} = -0{,}01344 \frac{500^2}{287} 2 = -23{,}4 \text{ Мвар}.$$

Для сравнительно коротких линий не возникает необходимости в определении среднего квадратичного тока, так как его значение практически совпадает с токами на концах линии:

$$I_{\text{зиб}} = \frac{\sqrt{P^2_{\text{зиб}} + Q^2_{\text{зиб}}}}{2\sqrt{3}\, U_2} = \frac{\sqrt{1602^2 + 23{,}4^2}}{2\sqrt{3}\ 500} = 0{,}925 \text{ кА}.$$

Находим значение погонного активного сопротивления в зимний период проводов 3 × (АС330/43):

$$r_0^{(-15)} = 0{,}0297\,[1 + 0{,}004\,(-15 - 20)] = 0{,}0255 \text{ Ом/км}.$$

Наибольшие потери мощности

$$\Delta P_{\text{зиб}} = 2\,(3\,(0{,}925)^2\, 0{,}0255 \cdot 165) = 21{,}6 \text{ МВт, или } 1{,}35\%.$$

Определяем годовые потери электроэнергии для каждого из участков линии электропередачи:

$$\Delta Э_1 = \sum_{i=1}^{n} \Delta P_{1i}\, t_{1i} = 78{,}5 \cdot 5160 + 55{,}3 \cdot 3600 = 604{,}1 \cdot 10^3 \text{ МВт} \cdot \text{ч/год};$$

$$\Delta Э_2 = \Delta P_{\text{зиб}}\, \tau = 21{,}6 \cdot 5792 = 125{,}1 \cdot 10^2 \text{ МВт} \cdot \text{ч/год}.$$

Суммарные потери электроэнергии при нагревании проводов линии электропередачи

$$\Delta Э_\Sigma = (604{,}3 + 125{,}1)\, 10^3 = 729{,}2 \cdot 10^3 \text{ МВт} \cdot \text{ч/год};$$

$$\Delta Э_\Sigma, \% = \frac{\Delta Э_\Sigma}{Э_{\text{кзс}}} 100 = \frac{729{,}2 \cdot 10^5}{2088 \cdot 5160 + 1608 \cdot 3600} = 4{,}4\%.$$

ГЛАВА 5

РАСЧЕТ НОРМАЛЬНОГО РЕЖИМА ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ ПОСТОЯННОГО ТОКА

При анализе режимов электроэнергетических систем, содержащих электропередачу или вставку постоянного тока, последние обычно представляют в виде «черного ящика» с определенными входными и выходными параметрами. При этом режим собственно передачи (вставки) постоянного тока обычно не рассматривается. В то же время для правильного представления о характере процессов внутри самой электропередачи, об ее характеристиках целесообразно рассмотреть электропередачу постоянного тока как таковую, рассчитать ее нормальный режим и определить ее воздействие на примыкающую энергосистему (активная и реактивная мощности, токи высших гармоник и т. д.). Отметим, что аварийные и послеаварийные режимы электропередачи постоянного тока, которые также будут оказывать воздействие на энергосистему, здесь не рассматриваются.

При решении поставленной задачи примыкающие к электропередаче постоянного тока электроэнергетические системы переменного тока представляют упрощенно в виде некоторой ЭДС, приложенной за эквивалентным индуктивным сопротивлением, значение которого определяется по мощности короткого замыкания в точке примыкания.

В электропередачах и вставках постоянного тока в качестве преобразователя повсеместно используется трехфазная мостовая схема. Ее режимы детально исследованы в [5.1, 5.2, 5.3]. Все расчетные выражения, использованные в настоящей главе, взяты из этих работ. Лишь в некоторых случаях эти выражения были подвергнуты достаточно простым преобразованиям. Кроме того, здесь использованы допущения, которые обычно принимают при анализе мощных преобразовательных схем:

1) отсутствуют пульсации в выпрямленном токе;

2) не учитываются активные сопротивления элементов схемы (за исключением раздела, где определяются потери и КПД передачи постоянного тока);

3) реальные вентили заменяются идеальными;

4) система ЭДС, действующих в схеме замещения, симметрична и синусоидальна;

5) не учитываются собственные емкости оборудования.

Обоснование этих допущений можно найти в работах упомянутых авторов.

Выпрямительные и инверторные подстанции электропередач постоянного тока, как правило, состоят из нескольких последовательно соединенных преобразовательных мостов. Этому есть ряд причин, одна из которых заключается в необходимости обеспечения 12-фазного режима преобразования с целью улучшения гармонического состава тока. При работе в таком режиме соседние мосты могут оказывать влияние друг на друга. Это происходит из-за наличия общего для обоих мостов сопротивления примыкающей системы. В результате этого напряжение на шинах переменного тока искажается, а коммутационные процессы соседних мостов в некоторых режимах могут накладываться друг на друга, в чем, собственно, и состоит их взаимное влияние. Однако это справедливо лишь для случаев, когда в схеме преобразователя отсутствуют фильтры.

В современных электропередачах постоянного тока на шинах переменного тока, через которые осуществляется связь с системой, устанавливаются фильтры высших гармонических, настроенные на частоту основных гармоник, а также широкополосный фильтр. В результате этого напряжение на шинах становится синусоидальным и взаимное влияние мостов исчезает. В этом случае мосты преобразовательной подстанции могут рассматриваться независимо друг от друга. Однако благодаря действию системы автоматического регулирования сохраняется идентичность режима отдельных мостов.

Отсюда следует, что для упрощения расчеты параметров режима целесообразно вести на один мост, имея в виду, что параметры передачи в целом (мощность, напряжение полюс — земля) являются суммой параметров режима отдельных мостов.

Известно, что параметры оборудования в электротехнических установках определяются не только нормальными, но и аварийными режимами. Это в полной мере относится и к преобразовательным схемам. Выбор оборудования для мощных высоковольтных преобразователей связан с проведением специальных расчетов и исследований, в том числе и некоторых аварийных режимов, что представляет собой самостоятельную проблему, выходящую за рамки поставленной задачи. Поэтому в приведенных примерах не ставится задача выбора оборудования, в частности вентилей. Однако в то же время полученные ниже величины позволяют определить некоторые основные их характеристики.

В приведенных примерах также не рассматриваются вопросы, связанные с выбором фильтрокомпенсирующих устройств, что также выходит за рамки поставленной задачи.

Задача 5.1. Электропередача постоянного тока имеет следующие параметры:

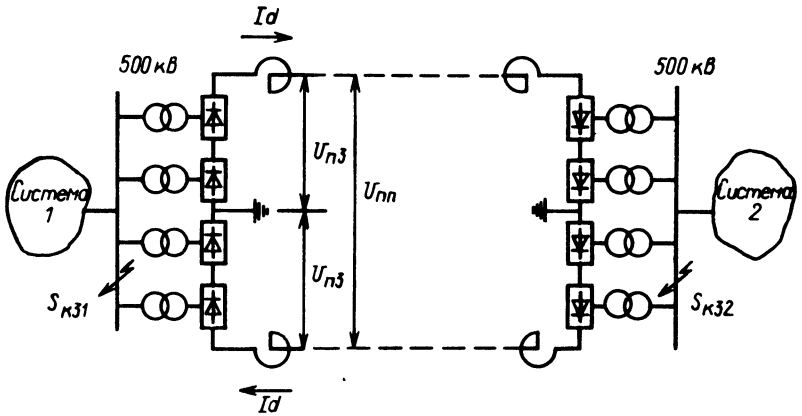


Рис. 5.1. Схема электропередачи постоянного тока

передаваемая мощность 1000 МВт; длина линии постоянного тока 1000 км; напряжение передачи ± 400 кВ; напряжение на шинах приемной и передающей систем 500 кВ; индуктивность линейных реакторов 1 Гн.

Выпрямитель оснащен регулятором тока, поддерживающим постоянство тока в линии: $I_d = \text{const}$. На инверторе установлен регулятор, поддерживающий неизменным угол запаса: $\delta = \text{const}$.

Электропередача сооружается в районе со среднегодовой температурой $+5°$ С. На шинах переменного тока преобразовательных подстанций установлены фильтры высших гармоник, поэтому напряжение на этих шинах синусоидально.

Рассчитать нормальный режим электропередачи постоянного тока, схема которой приведена на рис. 5.1.

Решение. Рабочий ток передачи в режиме максимальной нагрузки равен

$$I_d = \frac{P_d}{2U_{dn-з}} = \frac{1000}{800} = 1{,}25 \text{ кА}.$$

Мощность одного моста выпрямителя и его выпрямленное напряжение в исходном нормальном режиме соответственно

$$P_{dм} = \frac{P_d}{N_м} = \frac{1000}{4} = 250 \text{ МВт};$$

$$U_{dм} = \frac{U_{dп-з}}{2} = \frac{400}{2} = 200 \text{ кВ}.$$

Для проектируемых и действующих электропередач постоянного тока плотность тока в проводах линии обычно принимают в диапазоне $0{,}7 \div 0{,}8$ А/мм^2. Приняв $j = 0{,}75$ А/мм^2, получим сечение проводов линии:

$$F = 1250/0{,}75 = 1667 \text{ мм}^2.$$

Примем условно, что каждый полюс линии выполняется тремя проводами марки АС 600/72. Отметим при этом, что выбор конструкции полюса линии (число составляющих, расстояние между ними и др.) является предметом специальных технико-экономических расчетов, где учитывается влияние короны. Здесь эти расчеты не приводятся.

Удельное сопротивление одного провода $r_{\text{пр}}^{+20}$ при $t = +20°$ С равно 0,05 Ом/км, что при среднегодовой температуре составит

$$r_{\text{пр}}^{+5} = r_0^{+20}[1 + 0{,}004(t - 20°)] = 0{,}05[1 + 0{,}004(+5° - 20°)] = \\ = 0{,}047 \text{ Ом/км}.$$

Отсюда удельное сопротивление одного полюса линии

$$r_0 = r_{\text{пр}}^{+5}/n = 0{,}047/3 = 0{,}0157 \text{ Ом/км}.$$

Полное сопротивление полюса линии равно

$$R_{\text{п}} = r_0 l = 0{,}0157 \cdot 1000 = 15{,}7 \text{ Ом}.$$

Мощность трансформатора выпрямительного моста

$$S_{\text{т}} = 1{,}3\, P_{d\text{м}} = 1{,}3 \cdot 250 = 325 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Здесь коэффициент 1,3 учитывает реактивную мощность, потребляемую преобразователем из сети, и мощность искажения.

В настоящее время силовые трансформаторы для электропередач постоянного тока изготовляют по специальным заказам. Примем, что параметры требуемого трансформатора в относительных единицах близки по значениям аналогичным параметрам серийного трансформатора мощностью 400 МВ·А. Исключение составляет лишь сопротивление рассеяния. Для трансформаторов, используемых в передачах постоянного тока, оно обычно выше, чем у серийных, что объясняется условиями их работы в схеме преобразования. Параметры силовых трансформаторов:

$S_{\text{ном}}$, МВ·А	325
$\Delta P_{\text{кз}}$, кВт	940
$\Delta P_{\text{хх}}$, кВт	370
$\Delta Q_{\text{хх}}$, кВА	1400
$U_{\text{к}}$ %	16

Трансформаторы для выпрямительной и инверторной подстанции принимают одинаковыми. Различие в коэффициентах трансформации компенсируется с помощью РПН.

Коэффициент трансформации на стороне выпрямителя определяется заданным значением выпрямленного напряжения на выходе моста. Действующее значение напряжения вентильной обмотки трансформатора

$$U_{\text{вент}} = \frac{0{,}741\, U_{d\text{м}}}{1 - 05 \underset{*}{x_{\text{т}}}},$$

или

$$U_{\text{вент}} = \frac{0{,}741 \cdot 200}{1 - 0{,}5 \dfrac{16}{100}} = 161 \text{ кВ}.$$

Отсюда коэффициент трансформации*

$$n_{\text{тв}} = 500/161 = 3{,}1.$$

Сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению вентильной обмотки,

$$x_{\text{Тв}} = \frac{161^2}{325} 0{,}16 = 12{,}8 \text{ Ом}.$$

Для уточнения найденного коэффициента трансформации найдем амплитудное значение фазной эквивалентной ЭДС, которая будет действовать в контуре коммутации. Для этого зададимся начальным значением угла управления вентилями α_0. Этот угол вводят для компенсации в выпрямленном напряжении быстрых изменений напряжения системы переменного тока.

Примем начальное значение угла $\alpha_0 = 10°$. При этом значение эквивалентной ЭДС системы будет

$$E_{m\text{в}} = \frac{1}{\sqrt{3}\cos\alpha_0}\left(\frac{\pi U_d}{3} + x_{\text{т}} I_d\right),$$

или

$$E_{m\text{в}} = \frac{1}{\sqrt{3}\cos 10°}\left(\frac{\pi}{3} 200 + 12{,}8 \cdot 1{,}25\right) = 132 \text{ кВ},$$

что соответствует значению междуфазного напряжения (действующее значение), равному 162 кВ. Погрешность составляет 0,6% от ранее найденного значения. Отсюда может быть сделан вывод, что коэффициент трансформации определен правильно.

*Индекс «в» здесь и в дальнейшем соответствует выпрямителю, «и» — инвертору.

Поскольку в соответствии с условиями задачи напряжение на шинах системы принято синусоидальным, сопротивление последней принимаем равным нулю и в контур коммутации включаем только сопротивление трансформатора. Поэтому эквивалентная ЭДС системы равна напряжению на шинах подстанции, т. е. $U_{\phi max}=E_m$, где $U_{\phi max}$ — амплитудное значение фазного напряжения системы, приведенное к ступени напряжения вентильной обмотки трансформатора.

Снижение напряжения на шинах подстанции компенсируется уменьшением угла α_0. В пределе снижение напряжения, которое может быть скомпенсировано за счет системы регулирования при $\alpha_0=0°$,

$$E_{m\text{в}}=\frac{1}{\sqrt{3}\cos 0°}\left(\frac{\pi}{3}200+12{,}8\cdot 1{,}25\right)=130\text{ кВ},$$

что соответствует значению междуфазного напряжения сети, равному 495 кВ. При большем снижении напряжения в действие вступает система автоматического регулирования коэффициента трансформации и последний изменяют так, чтобы сохранить принятую величину угла регулирования. Увеличение начального угла сверх принятого значения нецелесообразно, так как это приведет к увеличению реактивной мощности, потребляемой преобразователем из сети. Величина угла коммутации, которая является достаточно характерным показателем режима работы преобразователя, может быть найдена при использовании следующего выражения:

$$\gamma_{\text{в}}=\arccos\left(\cos\alpha-\frac{2x_{\text{Тв}}I_d}{\sqrt{3}E_{m\text{в}}}\right)-\alpha,$$

или

$$\gamma_{\text{в}}=\arccos\left(\cos 10°-\frac{2\cdot 12{,}8\cdot 1{,}25}{\sqrt{3}132}\right)-10°=22°.$$

Это означает, что при рабочем токе выпрямитель работает в режиме 2 — 3 и его внешняя характеристика линейна. Зависимость угла коммутации от тока при различных значениях угла управления приведена на рис. 5.2.

Вентили выпрямителя должны отвечать следующим требованиям:

средний ток вентиля

$$I_{\text{ср}}=I_d/3=1250/3=417\text{ А};$$

начальный скачок обратного напряжения в момент закрытия вентиля при $\alpha_0=10°$

$$U_{\text{ск}}=K_{\text{д}}\sqrt{3}E_{m\text{в}}\sin(\alpha+\gamma)=1{,}2\sqrt{3}\ 132\sin(10°+22°)=145\text{ кВ};$$

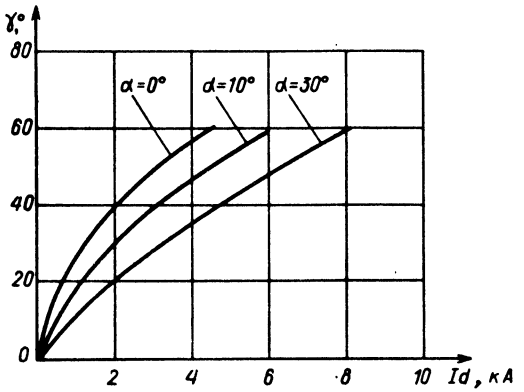


Рис. 5.2. Зависимость угла коммутации от тока преобразователя при различных значениях угла управления

максимальное обратное напряжение на вентиле в процессе работы

$$U_{\text{обр max}} = K_{\text{д}} \sqrt{3}\, E_{m\text{в}} = 1{,}2 \cdot \sqrt{3} \cdot 132 = 274 \text{ кВ}.$$

Перейдем к рассмотрению режима работы инвертора. Напряжение полюс — земля на входе инвертора со стороны линии

$$U_{d\text{и}} = U_{d\text{в}} - I_d (R_{\text{л}} + 2R_{\text{Р}}),$$

где $R_{\text{л}}$ — сопротивление одного полюса линии; $R_{\text{Р}}$ — сопротивление линейного реактора.

Значение $R_{\text{Р}}$ может быть найдено из следующих соображений. Установленная мощность реактора, приведенная к частоте 50 Гц,

$$Q_{\text{Р уст}} = I^2_{d\text{ном}} L_d 2\pi f = 1{,}25^2 \cdot 1 \cdot 314 = 490 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Потери активной мощности, замеренные в опыте короткого замыкания, обычно составляют 0,04 — 0,05% от установленной мощности реактора. Примем для нашего случая $\Delta R_{\text{кз}} = 0{,}04\%$ от $Q_{\text{уст}}$, что будет соответствовать $\Delta P_{\text{кз}} = 200$ кВт. Отсюда сопротивление линейного реактора

$$R_{\text{Р}} = \frac{\Delta P_{\text{кз}}}{I^2_{d\text{ном}}} = \frac{200 \cdot 10^3}{1250^2} = 0{,}12 \text{ Ом}.$$

С учетом этого напряжение полюса на входе инвертора со стороны линии

$$U_{d\text{и}} = 400 - 1{,}25\,(15{,}7 + 2 \cdot 0{,}12) = 380 \text{ кВ},$$

откуда напряжение, приходящееся на один мост инвертора,

$$U_{d\text{м}} = 380/2 = 190 \text{ кВ}.$$

Действующее значение междуфазного напряжения вентильной обмотки трансформатора инвертора

$$U_{\text{вент}} = \frac{0{,}741 \cdot 190}{1-(0{,}5 \cdot 16)/100} = 153 \text{ кВ},$$

что соответствует амплитуде фазного напряжения, равной 125 кВ.

Коэффициент трансформации инверторного трансформатора

$$n_{\text{Тн}} = 500/153 = 3{,}27,$$

а сопротивление трансформатора, приведенное к напряжению вентильной обмотки,

$$x_{\text{Тн}} = (153^2/325)\,0{,}16 = 11{,}5 \text{ Ом}.$$

Приняв угол запаса (погасания) вентилей инвертора равным 15°, найдем значение эквивалентной ЭДС системы:

$$E_{m\text{н}} = \frac{1}{\sqrt{3}\cos\delta}\left(\frac{\pi}{3} U_{d\text{м}} + x_{\text{Тн}} I_d\right).$$

Подставив числовые значения величин, входящих в это уравнение, получим

$$E_{m\text{н}} = \frac{1}{\sqrt{3}\cos 15^\circ}\left(\frac{\pi}{3} 190 + 11{,}5 \cdot 1{,}25\right) = 127 \text{ кВ},$$

что соответствует 156 кВ междуфазного напряжения.

Отсюда может быть найден угол коммутации вентилей инвертора

$$\gamma_{\text{н}} = \arccos\left(\cos\delta - \frac{2 x_{\text{Тн}} I_d}{\sqrt{3}\, E_{m\text{н}}}\right) - \delta,$$

или

$$\gamma_{\text{н}} = \arccos\left(\cos 15^\circ - \frac{2 \cdot 11{,}5 \cdot 1{,}25}{\sqrt{3}\ 127}\right) - 15^\circ = 18^\circ.$$

Зная величины углов коммутации и погасания, определим величину угла открытия вентилей инвертора:

$$\beta = \gamma_{\text{н}} + \delta = 18^\circ + 15^\circ = 33^\circ.$$

Угол запаса (погасания) вентилей инвертора является одним из важнейших параметров режима всей передачи, так как определяет устойчивость работы инвертора при возрастании тока в линии и снижении напряжения приемной системы. На рис. 5.3 приведены зависимости угла δ от тока передачи при различных значениях угла β.

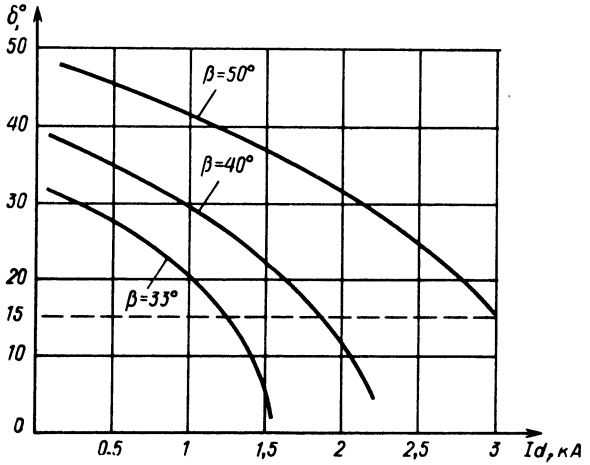


Рис. 5.3. Зависимость угла запаса вентилей инвертора от тока передачи при различных значениях угла открытия этих вентилей

При номинальном значении угла $\beta = 33°$ угол δ становится меньше минимально допустимого даже при незначительном увеличении тока. Расширение диапазона увеличения тока возможно лишь при увеличении угла β. Однако следует иметь в виду, что при этом инвертор резко увеличивает потребление реактивной мощности из сети.

На рис. 5.4 приведены зависимости изменения угла δ при изменении напряжения приемной системы. Здесь аналогичная картина. При номинальном значении угла β даже незначительное снижение напряжения сети (в результате удаленного короткого замыкания или эксплуатационных переключений в системе) может привести к выходу инвертора из строя.

Увеличение устойчивости инвертора может быть достигнуто, как и в предыдущем случае, путем увеличения угла β. С этой целью на инверторе устанавливают регулятор, поддерживающий неизменным значение угла δ при изменениях тока передачи и напряжения приемной системы.

На инверторной подстанции обычно применяются такие же вентили, как и на выпрямительной. Поэтому здесь характеристики вентилей не рассматриваются.

Совместная работа выпрямителя и инвертора предполагает сопряжение их внешних характеристик, которые должны пересекаться в одной точке. Эта точка является рабочей точкой передачи. Соответствующий ей ток должен быть равен номинальному току, а напряжение — напряжению передачи в точке включения инвертора. Иными словами, внешняя характеристика выпрямителя должна быть приведена к точке включения инвертора.

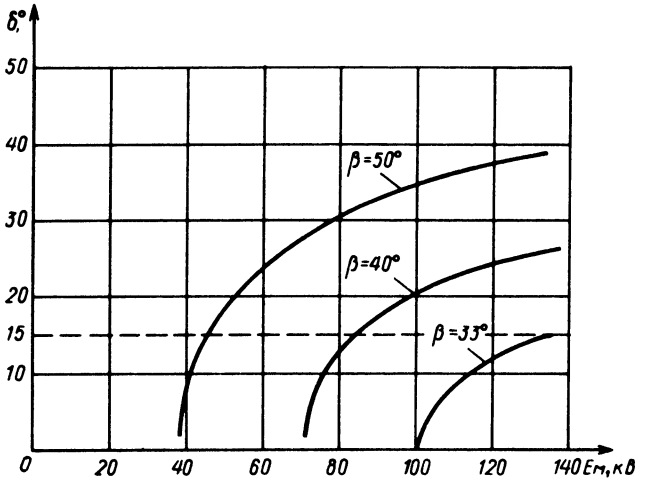


Рис. 5.4. Зависимость угла вентилей инвертора от значения напряжения приемной системы (приведенного к вентильной обмотке) при различных значениях угла открытия

Следует отметить, что можно также привести внешнюю характеристику инвертора к точке включения выпрямителя.

Уравнение внешней характеристики инвертора (на один мост) для случая $\delta = \text{const}$ имеет вид

$$U_{d\text{и}} = \frac{3\sqrt{3}}{\pi} E_{m\text{и}} \cos\delta - \frac{3}{\pi} I_d x_{\text{Ти}}.$$

Подставив сюда значения угла запаса $\delta = 15°$ и рабочего тока передачи $I = 1{,}25$ кА, получим

$$U_{d\text{и}} = \frac{3\sqrt{3}}{\pi} 127 \cos 15° - \frac{3}{\pi} 11{,}5 \cdot 1{,}25 = 189 \text{ кВ}.$$

Уравнение внешней характеристики выпрямителя, приведенной к точке включения инвертора (на один мост), имеет вид

$$U_{d\text{в}} = \frac{3\sqrt{3}}{\pi} E_{m\text{в}} \cos\alpha_0 - \left(\frac{3}{\pi} x_{\text{Тв}} + \frac{R_{\text{Л}} + 2R_{\text{Р}}}{2}\right) I_d,$$

где коэффициент 1/2 во втором члене уравнения учитывает приведение потерь напряжения в линии к одному мосту;

$$U'_{d\text{в}} = \frac{3\sqrt{3}}{\pi} 132 \cos 10° - \left(\frac{3}{\pi} 12{,}8 + \frac{15{,}7 + 2 \cdot 0{,}12}{2}\right) 1{,}25 = 189 \text{ кВ}.$$

Иными словами, внешние характеристики выпрямителя и инвертора пересекаются при рабочем токе в точке, соответству-

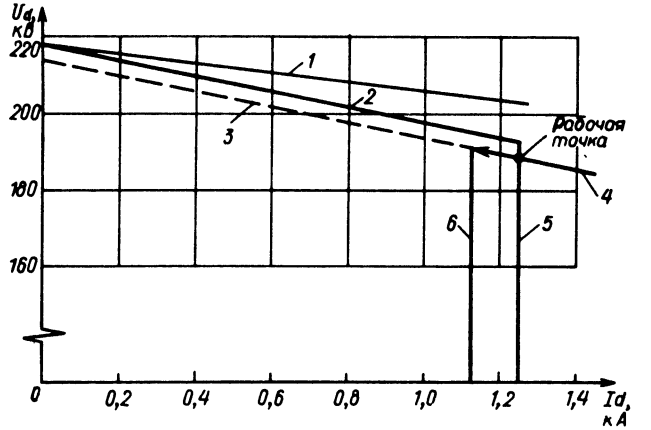


Рис. 5.5. Согласование высших характеристик выпрямителя и инвертора:

1 — внешняя характеристика выпрямителя при $\alpha=0°$, не приведенная к точке включения инвертора; *2* — внешняя характеристика выпрямителя при $\alpha=0°$, приведенная к точке включения инвертора; *3* — приведенная внешняя характеристика выпрямителя при $\alpha=10°$; *4* — внешняя характеристика инвертора при $\delta=15°=\text{const}$; *5* — внешняя характеристика выпрямителя при действии регулятора тока $I_{\text{d рт. уст. р. т.}}=1{,}25$ кА, ($I_{\text{в}}=\text{const}$); *6* — внешняя характеристика инвертора при действии регулятора минимального тока $I_{\text{уст. р. м. т}}=1{,}125$ кА ($I_{\text{в}}=\text{const}$)

ющей нормальному режиму работы. Внешние характеристики преобразователей приведены на рис. 5.5.

Рассмотрим энергетические характеристики передачи.

Значения активной и реактивной составляющих первой гармоники тока, потребляемого выпрямителем из сети, могут быть определены с помощью следующих уравнений.

Амплитуда активной составляющей тока (на стороне вентильной обмотки трансформатора)

$$I_{am}=\frac{2\sqrt{3}}{\pi}I_d\cos\frac{\gamma}{2}\cos\left(\alpha+\frac{\gamma}{2}\right),$$

или

$$I_{ma1}=\frac{2\sqrt{3}}{\pi}1{,}25\cos\frac{22°}{2}\cos\left(10°+\frac{22°}{2}\right)=1{,}27\text{ кА}.$$

Амплитуда реактивной составляющей тока

$$I_{rm1}=\frac{2\sqrt{3}}{\pi}I_d\left(1+\frac{\gamma_в^2}{12\sin^2(\alpha_0+\gamma_в/2)}\right)\cos\frac{\gamma_в}{2}\sin\left(\alpha_0+\frac{\gamma_в}{2}\right),$$

или

$$I_{m1}=\frac{2\sqrt{3}}{\pi}1{,}25\left(1+\frac{0{,}39^2}{12\sin^2(10°+22°/2)}\right)\cos\frac{22°}{2}\sin\left(10°+\frac{22°}{2}\right)=$$
$$=0{,}534\text{ кА}.$$

Амплитуда полного тока первой гармоники выпрямителя

$$I_{м1}=\sqrt{I_{am1}^2+I_{rm1}^2}=\sqrt{1{,}27^2+0{,}534^2}=1{,}38\text{ кА}.$$

Активная мощность, потребляемая выпрямителем из сети (без учета потерь в трансформаторе и преобразователе),

$$P_в=\frac{3}{2}E_{mв}I_{am1}=\frac{3}{2}132\cdot1{,}27=250\text{ МВт},$$

т. е. при принятых допущениях активная мощность, потребляемая выпрямителем из сети, равна мощности, отдаваемой им в цепь выпрямленного тока.

Реактивная мощность, потребляемая выпрямительным мостом, по первой гармонике

$$Q_{в1}=\frac{3}{2}E_{mв}I_{rm1}=\frac{3}{2}132\cdot0{,}534=106\text{ МВ}\cdot\text{А}.$$

Полная мощность, потребляемая выпрямителем из сети по первой гармонике,

$$S_{в1}=\sqrt{P_в^2+Q_{в1}^2}=\sqrt{250^2+106^2}=272\text{ МВ}\cdot\text{А}.$$

Действующее значение полного тока вентильной обмотки трансформатора

$$I_д=\sqrt{\frac{2}{3}}I_d\sqrt{1-\frac{\gamma}{2\pi}}.$$

Для выпрямителя имеем

$$I_{дв}=\sqrt{\frac{2}{3}}1{,}25\sqrt{1-\frac{0{,}384}{6{,}28}}=0{,}988\text{ кА}.$$

Мощность искажения преобразователя

$$T=3E\sqrt{I_д^2-I_1^2},$$

здесь E — действующее значение фазной ЭДС; I_1 — действующее значение тока первой гармоники.

Для выпрямителя

$$T_в=3\frac{132}{\sqrt{2}}\sqrt{0{,}988^2-0{,}978^2}=41{,}3\text{ МВ}\cdot\text{А}.$$

Полная мощность, потребляемая выпрямителем из сети с учетом токов высших гармоник,

$$S_в = \sqrt{P_в^2 + Q_в^2 + T_в^2} = \sqrt{250^2 + 106^2 + 41{,}3^2} = 274{,}6 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Коэффициент мощности выпрямителя по первой гармонике

$$\operatorname{tg} \varphi_1 = \frac{I_{в1}}{I_{а1}} = \frac{\gamma_в - \sin \gamma_в \cos 2\left(\alpha_0 + \frac{\gamma_в}{2}\right)}{\sin \gamma_в \sin 2\left(\alpha_0 + \frac{\gamma_в}{2}\right)}.$$

Подставив в это выражение значения углов α_0 и $\gamma_в$, получим

$$\operatorname{tg} \varphi_1 = \frac{0{,}39 - \sin 22^\circ \cos 2(10^\circ + 11^\circ)}{\sin 22^\circ \sin 2(10^\circ + 11^\circ)} = 0{,}424,$$

что соответствует $\cos \varphi_1 = 0{,}92$.

Значение реактивной мощности выпрямителя

$$Q_{в1} = P_d \operatorname{tg} \varphi_1 = 250 \cdot 0{,}424 = 106 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

что говорит о правильности полученных результатов.

Потери мощности в полюсе линии, включая потери в линейных реакторах,

$$\Delta P_{пол} = I_d^2 (R_Л + 2R_Р) = 1{,}25^2 (15{,}7 + 2 \cdot 0{,}12) = 24{,}9 \text{ МВт}.$$

С учетом второго полюса полные потери мощности в линии

$$\Delta P_Л = 2 \cdot 24{,}9 = 49{,}8 \text{ МВт}.$$

Потери на корону в линиях постоянного тока существенно меньше, чем в линиях переменного тока того же класса напряжения, и много меньше потерь на нагрев проводов. Поэтому в дальнейших расчетах потери на корону в линии не учитываем.

Активная мощность на входе инвертора с учетом потерь в линии

$$P_{dи} = P_{dв} - \Delta P_Л = 1000 - 49{,}8 = 950 \text{ МВт}.$$

Мощность, приходящаяся на один мост инвертора,

$$P_{мо} = 950/4 = 232{,}5 \text{ МВт}.$$

Найдем составляющие тока первой гармоники для инвертора по аналогии с тем, как это сделано для выпрямителя.

Выражения для определения активной и реактивной составляющей тока для инвертора:

$$I_{а1} = -\frac{2\sqrt{3}}{\pi} I_d \cos \frac{\gamma_и}{2} \cos\left(\delta + \frac{\gamma_и}{2}\right);$$

$$I_{rm1}=\frac{2\sqrt{3}}{\pi}I_d\left(1+\frac{\gamma_н^2}{12}\frac{1}{\gamma_н\sin^2\left(\delta+\frac{\gamma_н}{2}\right)}\right)\cos\frac{\gamma_н}{2}\sin\left(\delta+\frac{\gamma_н}{2}\right).$$

Подставляя в эти выражения параметры режима инвертора, получаем

$$I_{am1}=-\frac{2\sqrt{3}}{\pi}1{,}25\cos\frac{18^\circ}{2}\cos\left(15^\circ+\frac{18^\circ}{2}\right)=-1{,}24;$$

$$I_{rm1}=\frac{2\sqrt{3}}{\pi}1{,}25\left(1+\frac{0{,}314^\circ}{12}\frac{1}{\sin(15^\circ+9^\circ)}\right)\cos 9^\circ\times$$
$$\times\sin(15^\circ+9^\circ)=0{,}581\text{ кА}.$$

Амплитудное значение полного тока первой гармоники для инвертора

$$I_{m1}=\sqrt{I_{am1}^2+I_{rm1}^2}=\sqrt{1{,}24^2+0{,}581^2}=1{,}37\text{ кА}.$$

Действующее значение этого тока

$$I_{д1}=1{,}37/\sqrt{2}=0{,}971.$$

Действующее значение полного тока инвертора

$$I_д=\sqrt{\frac{2}{3}}I_d\sqrt{1-\frac{\gamma_н}{2\pi}}=\sqrt{\frac{2}{3}}1{,}25\sqrt{1-\frac{0{,}314}{6{,}28}}=0{,}994\text{ кА}.$$

Коэффициент мощности инвертора по первой гармонике

$$\operatorname{tg}\varphi_1=\frac{I_{rm1}}{I_{am1}}=\frac{\gamma_н-\sin\gamma_н\cos 2\left(\delta+\frac{\gamma_н}{2}\right)}{\sin\gamma_н\sin 2\left(\delta+\frac{\gamma_н}{2}\right)}.$$

Подставляя сюда значения углов $\gamma_н$ и δ, получим

$$\operatorname{tg}\varphi_1=\frac{0{,}314-\sin 18^\circ\cos 2(15^\circ+9^\circ)}{\sin 18^\circ\cdot\sin 2(15^\circ+9^\circ)}=0{,}467,$$

что соответствует $\cos\varphi_1=0{,}906$.

Полученные выше значения токов инвертора позволяют найти значения его активной и реактивной мощности:

$$P_н=\frac{3}{2}E_{mн}I_{am1}=-\frac{3}{2}127\cdot 1{,}24=-236\text{ МВт};$$

$$Q_{и1} = \frac{3}{2} E_{mи} I_{mи1} = \frac{3}{2} 127 \cdot 0{,}581 = 110 \text{ Мвар}.$$

Полученное значение активной мощности совпадает со значением, найденным ранее, что свидетельствует о правильности проведенных расчетов. Отрицательное значение активной составляющей говорит о том, что активная мощность отдается в приемную систему, т. е. инвертор является ее генератором.

Реактивная мощность, которую инвертор потребляет из сети,

$$Q_{и1} = P \operatorname{tg} \varphi_{и} = 236 \cdot 0{,}467 = 110 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Этот расчет является проверочным и подтверждает правильность выполненных вычислений.

Полная мощность инвертора по первой гармонике

$$S_{и1} = \sqrt{P_{и}^2 + Q_{и1}^2} = \sqrt{236^2 + 110^2} = 260 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Мощность искажения инвертора

$$T_{и} = 3 \frac{127}{\sqrt{2}} \sqrt{0{,}994^2 - 0{,}971^2} = 57{,}44 \text{ кА}.$$

Полная мощность инвертора на один мост

$$S_{и} = \sqrt{236^2 + 110^2 + 57{,}44^2} = 267 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Полученные данные не позволяют определить КПД всей передачи, поскольку они не учитывают потерь мощности в вентилях, трансформаторах и других элементах схемы преобразования. В то же время эти потери заметны и могут повлиять на энергетические показатели передачи. Поэтому целесообразно оценить их величину.

Потери активной мощности в обмотках трансформаторов определяются действующим значением полного тока, которое учитывает и высшие гармоники, содержащиеся в токе преобразователя:

$$\Delta P_{м} = 3 I_{д}^2 r_{т},$$

где $I_{д}$ — действующее значение полного тока вентильной обмотки трансформатора.

Сопротивление трансформатора

$$r_{т} = \frac{\Delta P_{кз} U_{ном}^2}{S_{ном}^2} = \frac{940 \cdot 162^2 \cdot 10^{-3}}{352^2} = 0{,}234 \text{ Ом}.$$

Потери активной мощности в обмотках трансформатора выпрямителя

$$\Delta P_{мв} = 3 \cdot 0{,}988^2 \cdot 0{,}234 = 0{,}685 \text{ МВт}.$$

Аналогичные расчеты для инвертора дают

$$I_{\text{ди}}=0{,}994 \text{ кА}, \quad r_{\text{т}}=0{,}234 \text{ Ом}, \quad \Delta P_{\text{ми}}=0{,}693 \text{ МВт}.$$

Общие потери мощности в трансформаторе выпрямителя с учетом потерь в стали

$$\Delta P_{\text{Тв}}=\Delta P_{\text{м}}+\Delta P_{\text{хх}}=0{,}685+0{,}37=1{,}06 \text{ МВт}.$$

Для инвертора имеем

$$\Delta P_{\text{Ти}}=0{,}693+0{,}37=1{,}063 \text{ МВт}.$$

Рассмотрим теперь потери мощности в самом преобразовательном мосту. Они определяются в основном потерями в демпфирующих цепях и тиристорах.

Точный расчет этих потерь требует знания конструкции вентилей (тип и количество тиристоров, их характеристики и т. д.) и является предметом специальных исследований. Ориентировочно можно принять, что потери в преобразовательном мосту составляют 0,7 — 0,8% его номинальной мощности. Отсюда потери мощности в преобразовательном мосту как для выпрямителя, так и для инвертора

$$\Delta P_{\text{тир}}=\frac{0{,}75}{100}P_{d\text{м}},$$

или

$$\Delta P_{\text{тир}}=0{,}0075\cdot 250=1{,}88 \text{ МВт}.$$

Таким образом, общие потери на один мост:
для выпрямителя

$$\Delta P_{\text{мв}}=\Delta P_{\text{Тв}}+\Delta P_{\text{тир}}=1{,}06+1{,}88=2{,}94 \text{ МВт};$$

для инвертора

$$\Delta P_{\text{ми}}=1{,}063+1{,}88=2{,}94 \text{ МВт}.$$

Полученные данные позволяют найти суммарные потери мощности для подстанций. Для каждой подстанции эти потери

$$\Sigma\Delta P_{\text{в}}=\Sigma\Delta P_{\text{и}}=4\cdot 2{,}94=11{,}76 \text{ МВт}.$$

Потери мощности во всей электропередаче составляют сумму потерь на преобразовательных подстанциях и в полюсах линии:

$$\Sigma\Delta P_{\text{эл}}=\Sigma\Delta P_{\text{в}}+\Sigma\Delta P_{\text{и}}+\Delta P_{\text{Л}}=11{,}76+11{,}76+49{,}8=73{,}3 \text{ МВт}.$$

Примем значение мощности, расходуемой на собственные нужды преобразовательных подстанций, равной 0,25% от передаваемой мощности для каждой подстанции:

$$\Delta P_{\text{сво}}=\Delta P_{\text{сви}}=\frac{0{,}25}{100}1000=2{,}5 \text{ МВт}.$$

Полная мощность на входе выпрямителя подстанции, поступающая из передающей системы,

$$P_{в} = P_{d в} + \Sigma\Delta P_{в} + \Delta P_{сп} = 1000 + 11{,}76 + 2{,}5 = 1014 \text{ МВт}.$$

Мощность, отдаваемая инвертором в приемную систему,

$$P_{и} = P_{d и} - \Sigma\Delta P_{и} - \Delta P_{сп} = 950 - 11{,}76 - 2{,}5 = 936 \text{ МВт}.$$

Общий КПД передачи

$$\eta = \frac{P_{и}}{P_{в}} = \frac{936}{1014} 100 = 92{,}3\%.$$

Задача 5.2. Для электропередачи постоянного тока, рассмотренной в задаче 5.1, рассчитать значения токов высших гармоник, коэффициент несинусоидальности напряжения на шинах 500 кВ передающей и приемной систем, мощность искажения. Минимальная мощность трехфазного короткого замыкания на шинах 500 кВ составляет для выпрямителя 20 000 МВ·А, для инвертора — 22 000 МВ·А. При расчетах принять, что передающая и приемная системы представлены эквивалентными реактивными сопротивлениями. Фильтры токов высших гармоник отсутствуют.

Решение. Фазные токи преобразователей как выпрямителя, так и инвертора несинусоидальны, т. е. содержат высшие гармоники. Токи реального преобразователя за счет неидентичности параметров оборудования по фазам, разброса моментов открытия вентилей и других факторов содержат практически весь спектр гармоник, рассчитать которые можно только с помощью специальных программ.

Обычно в практике проектирования учитывают только канонические гармоники, спектр которых для трехфазного мостового преобразователя

$$n = 6K \pm 1,$$

где n — порядок гармоники; K — любое целое число натурального ряда.

В соответствии с этим выражением трехфазный мостовой преобразователь генерирует в сеть токи 5, 7, 11, 13, 17, 19-й и других гармоник.

Амплитуда тока n-й гармоники определяется выражением для выпрямителя

$$I_{mn} = \frac{3E_{mв}}{n\pi x_{хв}} \sqrt{K_{n1} + K_{n2} \sin^2\left(\alpha + \frac{\gamma_{в}}{2}\right)};$$

для инвертора

$$I_{mn}=\frac{3E_{m\text{и}}}{n\pi x_{\text{кн}}}\sqrt{K_{n1}+K_{n2}\sin^2\left(\delta+\frac{\gamma_{\text{и}}}{2}\right)}.$$

Коэффициенты K_{n1} и K_{n2} являются функциями угла коммутации и зависят от порядкового номера гармоники тока.

Выражения для коэффициентов K_{n1} и K_{n2} имеют вид

$$K_{n1}=\left[\frac{\sin(n-1)\frac{\gamma}{2}}{n-1}-\frac{\sin(n+1)\frac{\gamma}{2}}{n+1}\right]^2;$$

$$K_{n2}=4\frac{\sin(n-1)\frac{\gamma}{2}}{n-1}\cdot\frac{\sin(n+1)\frac{\gamma}{2}}{n+1}.$$

При значениях режимных параметров для выпрямителя ($\gamma_{\text{в}}=22°$, $\alpha=10°$) и инвертора ($\gamma_{\text{и}}=18°$, $\delta=15°$) значения коэффициентов K_{n1} и K_{n2}, рассчитанные для 5, 7, 11, 13-й гармоник, приведены в табл. 5.1.

Таблица 5.1. **Значения коэффициентов K_{n1} и K_{n2}**

Устройство	Коэффициент	Номер гармоники			
		5	7	11	13
Выпрямитель	K_{n1}	0,000484	0,000729	0,00109	0,000936
	K_{n2}	0,1058	0,076	0,0233	0,0775
Инвертор	K_{n1}	0,000114	0,000256	0,000428	0,000458
	K_{n2}	0,0794	0,0643	0,0317	0,0183

В соответствии с полученными значениями коэффициентов амплитуда тока пятой гармоники для выпрямителя

$$I_{m5}=\frac{3\cdot132\cdot10^3}{5\cdot3{,}14\cdot12{,}8}\sqrt{0{,}000484+0{,}1058\sin^2\left(10°+\frac{22°}{2}\right)}=233{,}6\text{ А}.$$

Соответственно действующее значение тока этой гармоники

$$I_{д5}=\frac{233{,}6}{\sqrt{2}}=166\text{ А}.$$

Аналогично могут быть получены токи других гармоник. При этом их значения для выпрямителя

$$I_{m7}=144\text{ А},\qquad I_{д7}=102\text{ А};$$

$$I_{m11}=58{,}6\text{ А},\qquad I_{д11}=44{,}5\text{ А};$$
$$I_{m13}=33{,}2\text{ А},\qquad I_{д13}=23{,}5\text{ А}.$$

Для инвертора расчет по приведенным выше выражениям дает следующие значения токов высших гармоник:

$$I_{m5}=242{,}7\text{ А},\qquad I_{д5}=172\text{ А};$$
$$I_{m7}=157\text{ А},\qquad I_{д7}=111\text{ А};$$
$$I_{m11}=72{,}1\text{ А},\qquad I_{д11}=51{,}1\text{ А};$$
$$I_{m13}=47{,}8\text{ А},\qquad I_{д13}=33{,}9\text{ А}.$$

Отметим при этом два обстоятельства: 1) приведенные значения токов высших гармоник генерируются лишь одним мостом преобразователя как выпрямителя, так и инвертора; 2) каждая пара смежных мостов преобразователя работает в 12-фазном режиме, поэтому токи 5-й и 7-й гармоник отдельных мостов взаимно компенсируются и в примыкающую систему не выходят. В то же время токи 11-й, 13-й и ряда других гармоник проникают в систему и определяют несинусоидальность напряжения в ее узлах.

В соответствии с условиями задачи определим несинусоидальность напряжения на шинах преобразовательных подстанций для случая, когда примыкающие к ним энергосистемы представлены эквивалентным индуктивным сопротивлением и когда фильтры токов высших гармоник отсутствуют.

Отметим при этом, что более точный расчет требует учета частотных характеристик системы.

Междуфазные напряжения высших гармоник на шинах преобразовательной подстанции в этом случае определяются выражением

$$U_n=\sqrt{3}\,N I_{дn} n x_s,$$

где N — количество преобразовательных мостов на подстанции; x_s — эквивалентное сопротивление системы.

Эквивалентное сопротивление системы определяется мощностью короткого замыкания на шинах преобразовательной подстанции. Мощность короткого замыкания зависит от ряда факторов (количества работающих генераторов, отключенных элементов системы и др.) и колеблется в пределах от $S_{к\,max}$ до $S_{к\,min}$. Чтобы оценить максимально возможное значение коэффициента несинусоидальности напряжения, в подобных расчетах целесообразно принимать минимальное значение мощности короткого замыкания.

Эквивалентное сопротивление передающей системы, приведенное к ступени напряжения вентильной обмотки,

$$x_{эв}=\frac{U^2_{вент.в}}{S_{кз\,min}}=\frac{162^2}{20\cdot10^3}=1{,}31\ \text{Ом}.$$

Для приемной системы имеем

$$x_{эи}=\frac{156^2}{22\cdot10^3}=1{,}106\ \text{Ом}.$$

Отсюда напряжения высших гармоник, приведенных к ступени напряжения вентильной обмотки, для выпрямителя

$$U_{11}=\sqrt{3}4\cdot41{,}55\cdot11\cdot1{,}31=4{,}14\ \text{кВ};$$
$$U_{13}=\sqrt{3}4\cdot23{,}55\cdot13\cdot1{,}31=2{,}77\ \text{кВ}.$$

Напряжения на шинах 500 кВ выпрямителя

$$U_{11}=U_{11}n_{т}=4{,}14\cdot3{,}1=12{,}84\ \text{кВ};$$
$$U_{13}=U_{13}n_{т}=2{,}77\cdot3{,}1=8{,}6\ \text{кВ}.$$

Коэффициент несинусоидальности напряжения выпрямителя

$$K_{нс}=\frac{\sqrt{U^2_{11}+U^2_{13}}}{U_{ном}}100=\frac{\sqrt{12{,}84^2+8{,}6^2}}{500}100=3{,}09\%,$$

что больше допустимого значения, равного 2%.

Отметим, что более точный расчет коэффициента несинусоидальности требует учета частотных характеристик системы, определение которых является самостоятельной и достаточно сложной задачей и поэтому здесь не рассматривается.

Аналогичные расчеты для приемной системы дают следующие результаты:

напряжения высших гармоник на шинах 500 кВ

$$U_{11}=14{,}07\ \text{кВ};\quad U_{13}=11{,}03\ \text{кВ};$$

коэффициент несинусоидальности по напряжению $K_{нс}=3{,}58\%$, что также выше допустимого значения.

Отметим, что полученные значения коэффициентов несинусоидальности справедливы лишь при принятых выше допущениях (представление системы эквивалентным индуктивным сопротивлением).

ГЛАВА 6

РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЯ И КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

При рассмотрении нормальных установившихся режимов работы электрических систем обычно предполагается, что частота переменного тока не отличается от номинального значения, поэтому качество электрической энергии оценивается по отклонениям напряжения на зажимах электроприемников. Обеспечение требуемого качества напряжения в электрической системе, как известно, достигается с помощью ряда технических мероприятий, основные из которых связаны с условиями балансирования реактивной мощности в отдельных узлах и частях системы.

Использование широко известного «принципа встречного регулирования напряжения» требует оценки достаточности регулировочного диапазона трансформаторов и автотрансформаторов с РПН для обеспечения желаемых напряжений на шинах 6 — 10 кВ понижающих подстанций в характерных режимах работы сети. При наличии у автотрансформаторов РПН на стороне среднего напряжения и нагрузки на шинах низшего напряжения отсутствует возможность обеспечения требуемых уровней напряжений на шинах 6 — 10 кВ без применения дополнительных мероприятий. К числу таких мероприятий относится установка последовательных регулировочных трансформаторов. Иллюстрацией способов оценки достаточности регулировочного диапазона в указанных случаях служат примеры 6.1 и 6.2.

В тех случаях, когда регулировочных устройств нет, могут быть использованы такие мероприятия, как продольная емкостная компенсация индуктивного сопротивления питающей линии или компенсация части реактивной нагрузки подстанции путем установки синхронных компенсаторов или батарей статических конденсаторов. Способ определения параметров этих устройств, исходя из условий регулирования, иллюстрируется примерами 6.3, 6.4 и 6.5.

Анализ режимов работы линий электропередачи сверхвысокого напряжения, соединяющих мощные электростанции с узловыми подстанциями энергосистемы, связан с необходимостью учета ограничений выдачи и потребления реактивной мощности синхронными генераторами и проверки возможностей обеспече-

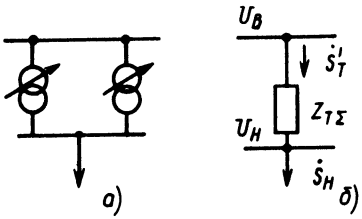


Рис. 6.1. Схема для определения регулировочных ответвлений двухобмоточного трансформатора

ния баланса реактивной мощности на отправном и приемном концах линии электропередачи. Как известно, при работе синхронных генераторов в режиме выдачи реактивной мощности (режим перевозбуждения) при активной нагрузке, не превышающей номинальной мощности турбины, решающим является ограничение по току ротора. В режиме потребления реактивной мощности (режим недовозбуждения) ее значение ограничено, как правило, условиями допустимого нагрева торцевой зоны статора. Возможности приемной системы в отношении выдачи в электропередачу реактивной мощности или ее потребления также не являются безграничными и лимитируются условиями балансирования реактивной мощности в ее отдельных частях. Последнее обстоятельство часто приводит к необходимости установки на крупных узловых подстанциях системы дополнительных источников реактивной мощности, в качестве которых в настоящее время используются синхронные компенсаторы.

Задача 6.1. На понижающей подстанции установлены два двухобмоточных трансформатора типа ТРДЦН-230/11 кВ номинальной мощностью 63 МВ·А, имеющие РПН с диапазоном регулирования $\pm 8 \times 1{,}5\%$ (рис. 6.1, *а*). Сопротивления двух трансформаторов составляют $r_{T\Sigma} = 1{,}99$ Ом, $x_{T\Sigma} = 50{,}38$ Ом.

Из расчета режимов наибольших и наименьших нагрузок, а также из расчета послеаварийного режима для наибольших нагрузок имеем следующие значения напряжений на шинах высшего напряжения подстанции: $U_{нб} = 228{,}55$ кВ, $U_{нм} = 229{,}79$ кВ, $U_{п/ав} = 204$ кВ. Значение потоков мощности на входе в трансформатор (рис. 6.1, *б*) составляют

$$P'_{нб} = P'_{п/ав} = 75{,}25 \text{ МВт}, \quad Q'_{нб} = Q'_{п/ав} = 45{,}91 \text{ Мвар},$$
$$P'_{нм} = 22{,}51 \text{ МВт}, \quad Q'_{нм} = 9{,}82 \text{ Мвар}.$$

Осуществить регулирование напряжения на стороне низшего напряжения в соответствии с условиями встречного регулирования.

Решение. Определяем значение напряжения на шинах низшего напряжения, приведенное к напряжению на шинах высшего напряжения, для режима наибольших нагрузок:

$$U'_{н.нб} = \sqrt{\left(U_{в.нб} - \frac{P'_T r_{T\Sigma} + Q'_T x_{T\Sigma}}{U_{в.нб}}\right)^2 + \left(\frac{P'_T x_{T\Sigma} - Q'_T r_{T\Sigma}}{U_{в.нб}}\right)^2} =$$

$$= \sqrt{\left(228{,}55 - \frac{75{,}25 \cdot 1{,}99 + 45{,}91 \cdot 50{,}38}{228{,}55}\right)^2 + \left(\frac{75{,}25 \cdot 50{,}38 - 45{,}91 \cdot 1{,}99}{228{,}55}\right)^2} =$$

$$= 218{,}37 \text{ кВ}.$$

Определяем желаемое ответвление:

$$U^{\text{жел}}_{\text{отв. нб}} = \frac{U'_{\text{н. нб}} U_{\text{н. н}}}{U^{\text{ном}}_{\text{н. нб}}} = \frac{218{,}37 \cdot 11}{10{,}5} = 228{,}77 \text{ кВ};$$

$$n^{\text{жел}}_{\text{отв}} = \frac{U^{\text{ном}}_{\text{отв. нб}} - U_{\text{в. ном}}}{\Delta U^0_{\text{рег}}} = \frac{228{,}77 - 230}{0{,}015 \cdot 230} = -0{,}36; \; n = 0.$$

Проверка:

$$U^{\text{дейст}}_{\text{н. нб}} = \frac{U'_{\text{н. нб}} U_{\text{н. н}}}{U_{\text{отв}}} = \frac{218{,}37 \cdot 11}{230} = 10{,}44 \text{ кВ}.$$

Аналогично, для режима наименьших нагрузок

$$U'_{\text{н. нм}} = \sqrt{\left(U_{\text{в. нм}} - \frac{P'_{\text{нм}} r_{\text{тг}} + Q'_{\text{нм}} x_{\text{тг}}}{U_{\text{в. нм}}}\right)^2 + \left(\frac{P'_{\text{нм}} x_{\text{тг}} - Q'_{\text{нм}} r_{\text{тг}}}{U_{\text{в. нм}}}\right)^2} =$$

$$= \sqrt{\left(229{,}79 - \frac{22{,}51 \cdot 1{,}99 + 9{,}82 \cdot 50{,}38}{229{,}79}\right)^2 + \left(\frac{22{,}51 \cdot 50{,}38 - 9{,}82 \cdot 1{,}99}{229{,}79}\right)^2} = 220{,}43 \text{ кВ}.$$

В соответствии с требованием встречного регулирования желаемое напряжение $U_{\text{н. нм}} = 1{,}0 \; U_{\text{н. ном}} = 10{,}0$ кВ,

тогда

$$U^{\text{жел}}_{\text{отв нм}} = \frac{U'_{\text{н. нм}} U_{\text{н. н}}}{U^{\text{ном}}_{\text{н. нм}}} = \frac{220{,}43 \cdot 11}{10} = 242{,}47 \text{ кВ};$$

$$n^{\text{жел}}_{\text{отв}} = \frac{U^{\text{ном}}_{\text{отв. нм}} - U_{\text{в. ном}}}{\Delta U^0_{\text{рег}}} = \frac{242{,}47 - 230}{0{,}015 \cdot 230} = 3{,}6.$$

Выбираем $n = 4$ и проводим проверку:

$$U^{\text{дейст}}_{\text{н. нм}} = \frac{U'_{\text{н. нм}} U_{\text{н. н}}}{U_{\text{в. н}} + n \Delta U^0_{\text{рег}}} = \frac{220{,}43 \cdot 11}{230 + 4 \cdot 0{,}15 \cdot 230} = 9{,}95 \text{ кВ} \approx U_{\text{ном}} = 10 \text{ кВ}.$$

Наконец, проводим расчеты послеаварийного режима:

$$U'_{\text{н. п/ав}} = \sqrt{\left(204 - \frac{75{,}25 \cdot 1{,}99 + 45{,}91 \cdot 50{,}38}{204}\right)^2 + \left(\frac{75{,}25 \cdot 50{,}38 - 45{,}91 \cdot 1{,}99}{204}\right)^2} =$$

$$= 193{,}67 \text{ кВ};$$

$$U^{\text{жел}}_{\text{отв. п/ав}} = \frac{193{,}67 \cdot 11}{10{,}5} = 202{,}89 \text{ кВ}; \quad n^{\text{жел}}_{\text{отв}} = \frac{202{,}89 - 230}{0{,}015 \cdot 230} = -7{,}85.$$

Выбираем $n = -8$ и делаем проверку:

$$U^{\text{дейст}}_{\text{н. п/ав}} = \frac{193{,}67 \cdot 11}{230 - 8 \cdot 0{,}015 \cdot 230} = 10{,}52 \text{ кВ}.$$

Задача 6.2. На понижающей подстанции установлены два параллельно работающих автотрансформатора типа АТДЦТН-230/121/11 кВ номинальной мощностью 200 МВ·А (рис. 6.2). Для регулирования напряжения на стороне 110 кВ обмотки среднего напряжения каждого автотрансформатора на линейных выводах снабжены РПН с диапазоном регулирования $\pm 6 \times 2\%$. Для регулирования напряжения на стороне 10 кВ в обмотку 11 кВ включен линейный регулятор с диапазоном регулирования $\pm 10 \times 1{,}5\%$.

По результатам расчетов режима сети 220 кВ и автотрансформаторов получены значения приведенных напряжений: $U'_{\text{с. нб}} = 226{,}23$ кВ; $U'_{\text{н. нб}} = 221{,}83$ кВ; $U'_{\text{с. нм}} = 222{,}0$ кВ; $U'_{\text{н. нм}} = 220, 49$ кВ; $U'_{\text{с. п/ав}} = 201{,}84$ кВ; $U'_{\text{н. п/ав}} = 196{,}75$ кВ.

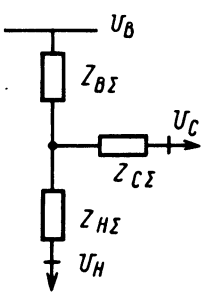


Рис. 6.2. Схема для определения регулировочных ответвлений автотрансформатора

Осуществить регулирование напряжения на сторонах среднего и низшего напряжений.

Решение. Задаемся $U^{\text{жел}}_{\text{с. нб}} = 1{,}1\ U_{\text{ном}} = 121$ кВ. Находим

$$U^{\text{жел}}_{\text{отв. с. нб}} = \frac{U_{\text{в. п}} U^{\text{жел}}_{\text{с. нб}}}{U'_{\text{с. нб}}} = \frac{230 \cdot 121}{226{,}23} = 123 \text{ кВ};$$

$$n^{\text{жел}}_{\text{отв. нб}} = \frac{U^{\text{жел}}_{\text{отв. с. нб}} - U_{\text{с. ном}}}{\Delta U^0_{\text{рег}}} = \frac{123 - 121}{0{,}02 \cdot 121} = 0{,}82.$$

Выбираем $n_{\text{отв. нб}} = 1$ и проверяем:

$$U^{\text{дейст}}_{\text{с. нб}} = \frac{226{,}23 \cdot (121 + 0{,}02 \cdot 121)}{230} = 121{,}27 \text{ кВ}.$$

Значение близко к заданному.

На стороне 10 кВ в режиме наибольших нагрузок должно поддерживаться значение $U_{\text{н. нб}} = 1{,}05\ U_{\text{ном}} = 10{,}5$ кВ (встречное регулирование). Тогда

$$U^{\text{жел}}_{\text{н. нб}} = 10{,}5 = \frac{U'_{\text{н. нб}} (U_{\text{в. п}} + \Delta e^{\text{жел}}_{\text{нб}})}{U_{\text{в. ном}}},$$

откуда

$$\Delta e^{\text{жел}}_{\text{нб}} = \frac{230 \cdot 10{,}5 - 221{,}83 \cdot 11}{221{,}83} = -0{,}11 \text{ кВ}.$$

Следовательно,

$$n_{нб}^{жел}=\frac{-0{,}11}{0{,}015\cdot 11}=-0{,}67;\quad n_{нб}=-1.$$

Проверка:

$$U_{н.нб}^{действ}=\frac{U'_{н.нб}(U_{н.н}+0{,}015\,n\,U_{н.н})}{U_{в.н}}=\frac{221{,}83\,(11-0{,}015\cdot 11)}{230}=10{,}45\text{ кВ}\approx 10{,}5\text{ кВ}.$$

Аналогично проводим расчеты для режимов наименьших нагрузок и послеаварийного режима.

Задаемся $U_{с.нм}^{жел}=115$ кВ. Тогда

$$U_{отв.нм}^{жел}=\frac{115\cdot 230}{222}=119{,}14\text{ кВ};$$

$$n_{отв.нм}^{жел}=\frac{119{,}14-121}{0{,}02\cdot 121}=-0{,}77;\ n=-1;$$

$$U_{с.нм}^{действ}=\frac{222\,(121-0{,}02\cdot 121)}{230}=\frac{222\cdot 119{,}58}{230}=114{,}5\text{ кВ}\approx 115\text{ кВ}.$$

На шинах низшего напряжения желаемым является $U_{н}^{жел}=1{,}0\ U_{номн}=10$ кВ (встречное регулирование). Тогда

$$\Delta e_{нм}^{жел}=\frac{U_{в.н}U_{н}^{жел}-U'_{н.нм}U_{н.н}}{U'_{н.нм}}=\frac{230\cdot 10-220{,}49\cdot 11}{220{,}49}=-0{,}57\text{ кВ};$$

$$n_{отв}^{жел}=-\frac{0{,}57}{0{,}015\cdot 11}=-3{,}45;\ n_{отв}=-3.$$

Проверка:

$$U_{н.нм}^{действ}=\frac{U'_{н.нм}(U_{н.н}+\Delta e)}{U_{в.н}}=\frac{220{,}49\,(11-3\cdot 0{,}015\cdot 11)}{230}=10{,}07\text{ кВ}.$$

Задаемся $U_{с.п/ав}^{жел}=1{,}1\ U_{ном}=121$ кВ, т. е. стремимся не менять режим сети 110 кВ в послеаварийном режиме сети 220 кВ. Тогда

$$U_{отв.п/ав}^{жел}=\frac{121\cdot 230}{201{,}84}=137{,}88\text{ кВ};\quad n_{отв}^{жел}=\frac{137{,}88-121}{0{,}02\cdot 121}=6{,}97.$$

Выбираем $n=6$ и находим

$$U_{с.п/ав}^{действ}=\frac{201{,}84\,(121+6\cdot 0{,}02\cdot 121)}{230}=\frac{201{,}84\cdot 135{,}52}{230}=118{,}93\text{ кВ}.$$

На шинах 10 кВ $U^{\text{желл}}_{\text{н.нб}}=10{,}5$ кВ (режим наибольших нагрузок у потребителя). Тогда

$$\Delta e^{\text{желл}}_{\text{п/ав}}=\frac{230\cdot 10{,}5-196{,}75\cdot 11}{196{,}75}=1{,}27 \text{ кВ};$$

$$n^{\text{желл}}_{\text{п/ав}}=\frac{1{,}27}{0{,}015\cdot 11}=7{,}7; \quad n=8.$$

Проверка:

$$U^{\text{действ}}_{\text{н.п/ав}}=\frac{196{,}75(11+8\cdot 0{,}015\cdot 11)}{230}=10{,}54 \text{ кВ}.$$

Задача 6.3. Районная понизительная подстанция питается двумя параллельными линиями 110 кВ (рис. 6.3) длиной 80 км с проводами марки АС120/19, закрепленными на железобетонных опорах ($D_{\text{с.г}}=5$ м). На подстанции установлены два трансформатора старого типа мощностью по 31,5 МВ·А с ПБВ-110$\pm$4$\times$2,5%/11 кВ. Реактивное сопротивление двух линий $x_{\text{л}}=17{,}1$ Ом, а трансформаторов $x_{\text{т}}=20{,}2$ Ом. Напряжение на стороне низшего напряжения подстанции, приведенное к высшему, в режимах наибольших и наименьших нагрузок соответственно $U'_{2\text{нб}}=106$ кВ, $U'_{2\text{нм}}=112$ кВ. Схема передачи при изменении режима не меняется.

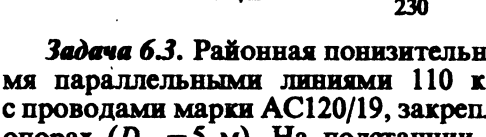


Рис. 6.3. Схема для определения мощности синхронного компенсатора

Определить наименьшую мощность синхронного компенсатора, обеспечивающего встречное регулирование напряжения на подстанции.

Решение. Для определения оптимального по условиям работы синхронного компенсатора в режиме выдачи и потребления реактивной мощности коэффициента трансформации для регулирования напряжения в заданных пределах используем выражение

$$-\frac{0{,}5(U_{2\text{ном}}+\Delta U_{\text{нб}})x_{\text{нм}}}{(U_{2\text{ном}}+\Delta U_{\text{нм}})x_{\text{нб}}}=\frac{k_{\text{т}}(U_{2\text{ном}}+\Delta U_{\text{нм}})-U'_{2\text{нм}}}{k_{\text{т}}(U_{2\text{ном}}+\Delta U_{\text{нб}})-U'_{2\text{нб}}}.$$

Принимая во внимание, что $U_{2\text{ном}}=10$ кВ, $x_{\text{нб}}=x_{\text{нм}}$, после подстановки в уравнение соответствующих величин получим

$$-\frac{0{,}5(10+0{,}5)}{(10+0)}=\frac{k_{\text{т}}(10+0)-112}{k_{\text{т}}(10+0{,}5)-106},$$

откуда $k_{\text{т}}=10{,}8$ и $U_{\text{отв}}=10{,}8\cdot 11=118{,}8$ кВ.

Выбираем ближайшее стандартное ответвление $110+3\times2{,}5\%=118{,}25$ кВ, при котором действительные напряжения на шинах 10 кВ будут:

в режиме наибольших нагрузок

$$U_{2\text{нб}}=\frac{106\cdot11}{118{,}25}=9{,}86\text{ кВ};$$

в режиме наименьших нагрузок

$$U_{2\text{нм}}=\frac{112\cdot11}{118{,}25}=10{,}4\text{ кВ}.$$

Определим отклонения напряжения, которые необходимо скомпенсировать синхронным компенсатором:

в режиме наибольших нагрузок

$$\Delta U_{\text{ск. нб}}=10{,}5-9{,}68=0{,}64\text{ кВ};$$

в режиме наименьших нагрузок

$$\Delta U_{\text{ск. нм}}=10-10{,}4=-0{,}4\text{ кВ}.$$

Необходимая мощность синхронного компенсатора в режиме перевозбуждения (выдачи мощности)

$$Q_{\text{ск.нб}}=\frac{0{,}64\cdot10{,}5}{37{,}3}\left(\frac{118{,}25}{11}\right)^2=20{,}8\text{ Мвар}.$$

В режиме недовозбуждения

$$Q_{\text{ск. нм}}=\frac{0{,}4\cdot10}{37{,}3}\left(\frac{118{,}25}{11}\right)^2=12{,}4\text{ Мвар}.$$

Выбираем два синхронных компенсатора КС15000-11 мощностью 15 Мвар каждый.

Задача 6.4. Подстанция, расположенная на расстоянии 5 км от главной понижающей подстанции, питается по воздушной линии 10 кВ, выполненной с применением проводов АС50/8 на деревянных типовых опорах. Передаваемая по линии мощность равна $1200+j1050$ кВ·А.

Определить мощность конденсаторной батареи, которую необходимо установить на подстанции параллельно нагрузке, чтобы потери напряжения снизились до 5% $U_{\text{ном}}$.

Решение. 1. Определяем потери напряжения в линии без установки батареи конденсаторов:

$$\Delta U=\frac{(1200\cdot0{,}603+1050\cdot0{,}388)\,5}{10}=565{,}5\text{ В}>\Delta U_{\text{доп}}=500\text{ В},$$

где $r_0=0{,}603$ Ом/км; $x_0=0{,}388$ Ом/км — погонные сопротивления для провода марки АС50/8.

2. После установки батареи конденсаторов потеря напряжения должна составить 500 В. Следовательно, мощность батареи конденсаторов определим из формулы

$$\Delta U' = \frac{Pr + (Q - Q_{бк}) x_л}{U} = \Delta U_{доп},$$

откуда $Q_{бк} = \frac{U(\Delta U - \Delta U_{доп})}{x_л} = \frac{(565{,}5 - 500)\,10}{5 \cdot 0{,}388} = 337{,}6$ квар. Выбираем батареи мощностью 400 квар.

Задача 6.5. Районная понизительная подстанция связана с центром питания одноцепной линией напряжением 110 кВ, длиной около 80 км ($Z_л = 21 + j34$ Ом). Расчетная наибольшая нагрузка (МВ·А) подстанции $\dot{S} = 22 + j20$. По условиям работы потребителей потери напряжения в линии при этой нагрузке должны быть не более 6%. Для снижения потерь напряжения в каждую фазу линии предполагается последовательно включить однофазные стандартные конденсаторы (КС2А-0,66-40) мощностью 40 квар, напряжением 0,66 кВ (рис. 6.4).

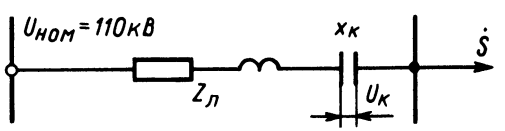


Рис. 6.4. Схема для определения мощности батареи конденсаторов

Определить необходимое число конденсаторов, номинальное напряжение и установленную мощность батареи конденсаторов. Расчет выполнить без учета потерь мощности в линии.

Решение. Потери напряжения в линии без конденсаторов

$$\Delta U = \frac{22 \cdot 21 + 20 \cdot 34}{110} = \frac{1142}{110} = 10{,}4 \text{ кВ}.$$

По условиям задачи допускаемая потеря напряжения

$$\Delta U_{доп} = \frac{6}{100} 110 = 6{,}6 \text{ кВ}.$$

Найдем сопротивление конденсаторов, снижающих потери напряжения в линии до 6,6 кВ, из уравнения

$$6{,}6 = \frac{22 \cdot 21 + 20(34 - x_к)}{110},$$

откуда $x_к = 24{,}1$ Ом.

Ток в линии при заданной расчетной нагрузке

$$I_л = \frac{\sqrt{22^2 + 20^2}}{\sqrt{3}\,110} 10^3 = 157 \text{ А}.$$

Номинальный ток конденсаторов КС2А-0,66-40

$$I_{к.ном} = 40000/660 = 60{,}6 \text{ А},$$

поэтому число конденсаторов, включенных параллельно в одну фазу линии, должно быть больше отношения $m = 157/60{,}6 = 2{,}59$. Принимаем число параллельно включенных конденсаторов равным 3. Сопротивление конденсаторов КС2А-0,66-40

$$x_{к.ном} = 660/60{,}6 = 10{,}9 \text{ Ом}.$$

Число конденсаторов n, включенных последовательно, определим, зная сопротивление каждого конденсатора и число их параллельных ветвей, из уравнения $\frac{10{,}9n}{3} = 24{,}1$, откуда $n = \frac{24{,}1 \cdot 3}{10{,}9} = 6{,}63$.

Выбираем $n = 7$ шт.

Общее число конденсаторов в трех фазах линии

$$3 \cdot 3 \cdot 7 = 63.$$

Установленная мощность батареи конденсаторов

$$Q_{бк.ном} = 63 \cdot 40 \cdot 10^3 = 2{,}25 \text{ Мвар}.$$

Номинальное напряжение батареи конденсаторов

$$U_{бк.ном} = 0{,}66 \cdot 7 = 4{,}62 \text{ кВ}.$$

Номинальный ток батареи

$$I_{бк.ном} = 60{,}6 \cdot 3 = 181{,}8 \text{ А}.$$

С учетом принятого числа конденсаторов действительное сопротивление батареи $(10{,}9 \cdot 7)/3 = 25{,}4$ Ом, при этом потери напряжения в линии

$$\Delta U = \frac{22 \cdot 21 + 20\,(34 - 25{,}4)}{110} = \frac{634}{110} = 5{,}77 \text{ кВ},$$

что меньше допустимых.

ГЛАВА 7

ОБЕСПЕЧЕНИЕ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Качество электроснабжения — это способность электрической системы обеспечивать надежное (без перерывов) электроснабжение при заданных показателях напряжения и частоты, которые установлены национальными и международными нормами. Качество электроэнергии (КЭ) характеризуется отклонениями этих показателей (ПКЭ) от установленных норм. В нашей стране качество электроэнергии по ряду показателей нормируется ГОСТ 13109 — 87.

Нормируемые ГОСТ допустимые изменения ПКЭ гарантируют нормальное функционирование всех элементов электрической сети. Ухудшение ПКЭ приводит главным образом к росту потерь электроэнергии, перегреву оборудования, снижению вращающего момента электродвигателей, износу изоляции, сокращению срока службы электрооборудования, созданию электромагнитных помех, отрицательно влияющих на функционирование средств автоматики, связи, вычислительной техники и т. д., а также создающих дискомфортные условия для человека.

В международной практике для характеристики КЭ пользуются более широким понятием «электромагнитная совместимость», понимая под ней способность оборудования, приборов нормально функционировать в данной электромагнитной обстановке, не внося собственных помех. При этом природа явлений и связанных с ними последствий в том и в другом случае одна и та же.

Выполнение требований стандарта у нас в стране носит обязательный характер. Перечень ПКЭ, подлежащих стандартизации, в разных странах может быть различным в зависимости от местных условий, определяющих структуру, состав, экономику электрических систем.

Структура и экономика электроэнергетических систем в нашей стране такова, что основное внимание в решении проблемы обеспечения качества электроэнергии должно быть уделено действующим сетям, так как доля вновь вводимых электроэнергетических объектов в настоящее время незначительна (2—3% от действующих мощностей). На это направлен разработанный сравнительно недавно экономический механизм.

Задача определения качества электроэнергии должна решаться как на этапе проектирования, так и в процессе эксплуатации систем электроснабжения и систематически контролироваться по фактическому вкладу каждого потребителя.

К основным параметрам качества электрической энергии по напряжению в соответствии с ГОСТ 13109 — 87 «Требования к качеству электрической энергии в электрических сетях общего назначения» относятся следующие:

— отклонения напряжения (ΔU);

— коэффицент обратной последовательности (K_{2U});

— коэффициент нулевой последовательности (K_{0U});

— коэффициент несинусоидальности ($K_{\text{нс}U}$);

— коэффициент гармонической составляющей напряжения ($K_{U(n)}$);

— провалы напряжения ($\delta U_{\text{п}}$);

— доза колебаний напряжения (ψ) и коэффициент дозы (K_{ψ}).

Коэффициент несинусоидальности на шинах питающей сети при работе вентильных преобразователей [7.1]:

$$K_{\text{нс}U} = x_{\text{с}} \sqrt{\frac{3/\pi - \sin\varphi/(x_{\text{с}}^{*} + x_{\text{пр}}^{*}) - 9/\pi^2}{1 - 6x_{\text{с}}^{*}\sin\varphi + 9x_{\text{с}}^{*2}/\pi^2}}, \qquad (7.1)$$

где $x_{\text{с}}^{*} = S_{\text{пр}}/S_{\text{к}}$ — эквивалентное сопротивление системы в относительных единицах, приведенное к мощности преобразователя $S_{\text{пр}}$, т. е. сопротивление от условной точки сети бесконечной мощности до точки сети, в которой определяется $K_{\text{нс}U}$; $S_{\text{к}}$ — мощность короткого замыкания в точке сети, в которой определяется $K_{\text{нс}U}$; $x_{\text{пр}}^{*}$ — индуктивное сопротивление цепи преобразователя в относительных единицах, приведенное к $S_{\text{пр}}$, т. е. сопротивление от точки возникновения коммутационных искажений до точки, в которой определяется $K_{\text{нс}U}$.

Приведенное соотношение справедливо для преобразователей с любой последовательностью чередования фаз.

При определении $K_{\text{нс}U}$ особое внимание следует обращать на $x_{\text{пр}}^{*}$. Чаще всего требуется определить $K_{\text{нс}U}$ на шинах питания мощных тиристорных преобразователей, содержащих выпрямительный мост (или их группу) и питающий его понижающий трансформатор. В этом случае $x_{\text{пр}}^{*}$ равно сопротивлению трансформатора преобразовательного моста:

$$x_{\text{пр}}^{*} = x_{\text{т}} = u_{\text{к}}\%\,(1 + k_{\text{р}}/4)\,S_{\text{пр}}/(100\%\,S_{\text{т ном}}), \qquad (7.2)$$

где $S_{\text{т ном}}$ — номинальная мощность трансформатора преобразовательного моста; $k_{\text{р}}$ — коэффициент расщепления обмоток этого трансформатора; $u_{\text{к}}\%$ — напряжение короткого замыкания этого трансформатора.

Для двухобмоточных трансформаторов, применяемых в 6-фазных (трехфазных мостовых) схемах выпрямления, $k_р=0$ и

$$x_{*пр}=u_к\%\, S_{пр}/100\%\, S_{Т ном}. \qquad (7.3)$$

Для трехобмоточных трансформаторов, применяемых в преобразователях, выполненных по 12-фазной схеме, если ветви низшего напряжения трансформатора имеют хорошую электромагнитную связь, $k_р=0$.

Если 12-фазный преобразователь выполнен по схеме с двумя двухобмоточными трансформаторами, имеющими разные схемы соединения, то $k_р=4$.

При работе группы вентильных преобразователей можно выявить некоторые закономерности, позволяющие определять $K_{нсU}$ простыми способами.

1. Схемы соединения трансформаторов одинаковы, преобразователи работают синфазно, т. е. углы управления вентилями $\alpha_1=\alpha_2=...=\alpha_n$ или $\cos\varphi_1=\cos\varphi_2=...=\cos\varphi_n$, трансформаторы преобразователя имеют одинаковые параметры. В этом случае расчет $K_{нсU}$ ведут по параметрам одного эквивалентного преобразователя, причем

$$S_{пр.экв}=\sum_{i=1}^{n} S_{пр\,i};$$

$$S_{Т экв}=\sum_{i=1}^{n} S_{Ti ном};$$

$$\cos\varphi_{экв}=\cos\varphi_i;$$

$$u_{к.экв}=u_{кi},$$

где n — число преобразователей; i — порядковый номер преобразователя.

2. Схемы трансформаторов преобразователей и углы управления одинаковы, т. е. $\alpha_1=\alpha_2=...=\alpha_n$ или $\cos\varphi_1=\cos\varphi_2=...=\cos\varphi_n$. В то же время $S_{Т1 ном}=S_{Т2 ном}=...=S_{Тn ном}$, $u_{к1}\neq u_{к2}\neq...\neq u_{кn}$. В этом случае параметры эквивалентного преобразователя подсчитывают по формулам

$$S_{пр.экв}=\sum_{i=1}^{n} S_{пр\,i};$$

$$S_{Т экв}=\sum_{i=1}^{n} S_{Ti ном};$$

$$u_{к.экв}=\frac{\sum_{i=1}^{n} S_{Ti ном}}{\sum_{i=1}^{n} S_{Ti ном}/u_{кi}}.$$

3. Схемы преобразователей одинаковы, в то же время углы управления и коммутации преобразователей имеют следующие соотношения:

$$\alpha_1+\gamma_1<\alpha_2,\ \alpha_2+\gamma_2<\alpha_3 \text{ и т. д.},$$

$$\alpha_n+\gamma_n-\alpha_1<\pi/3 \text{ для 6-фазных преобразователей},$$

$$\alpha_n+\gamma_n-\alpha_1<\pi/6 \text{ для 12-фазных преобразователей},$$

т. е. коммутационные искажения отдельных преобразователей не накладываются друг на друга. В этом случае вычисляют $K_{\text{нс}U}$ от каждого преобразователя в отдельности, а затем общий коэффициент несинусоидальности:

$$K_{\text{нс}U\Sigma}=\sqrt{\sum_{i=1}^{n}K_{\text{нс}Ui}^2}.$$

4. Схемы трансформаторов преобразователей различны и построены так, что осуществляется сдвиг вектора вторичного напряжения на определенный угол. Например, один преобразователь работает по схеме Y/Y, а другой — по схеме Y/Δ — эквивалентная 12-фазная схема; четыре преобразователя с трансформаторами Y/Δ, Y/Y, Y/Z, Δ/Z — эквивалентная 24-фазная схема и т. д.

В том случае, если выполняется условие 1, расчет ведут по параметрам эквивалентного преобразователя, при этом принимают $k_p=4$.

Если выполняется условие 2, то вычисляют $K_{\text{нс}U}$ каждого преобразователя, а затем общий $K_{\text{нс}U}$ по выражению, приведенному в условии 3.

Перечисленные случаи не охватывают всех возможных вариантов работы вентильных преобразователей. В общем же случае работа вентильных преобразователей носит случайный характер и зависит от технологических процессов. Однако с достаточной для инженерных расчетов точностью можно определить $K_{\text{нс}U}$ в расчетной точке от каждого индивидуального преобразователя, а затем общий коэффициент несинусоидальности по выражению условия 3.

Согласно ГОСТ 13109 — 87, питание осветительных установок с люминесцентными лампами допускается в том случае, если размах изменения напряжения (в процентах) в точках электрических сетей, к которым присоединены потребители с такими установками, не превосходит уровней размахов напряжения (см. рис. 7.7) [7.3].

Значение уровня размаха напряжения может быть рассчитано согласно [7.2]:

$$\delta U_t=\Delta Q\cdot 100\%/S_{\text{к}},$$

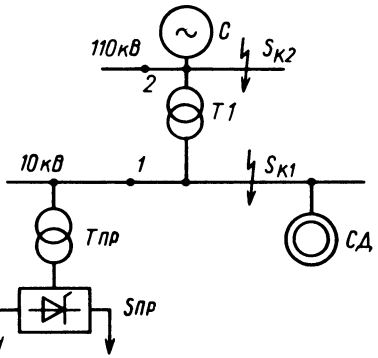


Рис. 7.1. Схема узла нагрузки с мощным преобразовательным устройством

где ΔQ — размахи изменений реактивной мощности в точке присоединения нагрузки, определяемые как разность между наибольшими (и наименьшими) значениями при набросе нагрузки и значениями в предшествующем режиме; $S_к$ — мощность короткого замыкания в месте присоединения нагрузки.

Согласно приведенному выражению можно подсчитать значения размахов напряжения по значениям размахов изменений реактивной мощности.

Действующее значение высшей гармоники напряжения в любой точке питающей сети при работе преобразователя и любой гармоники тока в цепи преобразователя с любой последовательностью чередования фаз выпрямления может быть определено по формулам:

$$I_\nu = \frac{m}{\sqrt{3}\,\pi}\,\frac{S_{пр}}{U_л\, x^*_\Sigma\, \nu^2}\sin\varphi\,\sin\left(\frac{3\nu x^*_\Sigma}{m\sin\varphi}\right);$$

$$U_\nu = \frac{m}{\pi\nu}\,U_л\,\frac{x^*_c}{x^*_c + x^*_{пр}}\sin\varphi\,\sin\left(\frac{3\nu x^*_\Sigma}{m\sin\varphi}\right), \qquad (7.4)$$

где m — фазность выпрямления, характеризующая режим работы выпрямителя (для 6-фазного выпрямителя $m=6$, для 12-фазного — $m=12$ и т. д.); ν — номер гармоники; $\nu = mk \pm 1$; ($k=0, 1, 2, \ldots$,); $U_л$ — действующее значение линейного напряжения сети; x^*_Σ — суммарное сопротивление контура коммутации, приведенное к мощности преобразовательного моста $x^*_\Sigma = x^*_{пр} + x^*_c$.

Для расчетов показателей качества типа K_{2U} и K_{0U} необходимые значения напряжения обратной последовательности основной частоты $U_{2(1)}$ и напряжения нулевой последовательности основной частоты $U_{0(1)}$ рассчитывают по формулам, приведенным в [7.3]:

$$U_{2(1)} = \sqrt{1/12\left[\left(3U_{BA(1)} - \sqrt{4U^2_{CB(1)} - \left(\frac{U^2_{CB(1)} - U^2_{AC(1)}}{U_{BA(1)}} + U_{BA(1)}\right)^2}\right)^2 + \left(\frac{U^2_{CB(1)} - U^2_{AC(1)}}{U^1_{BA(1)}}\right)^2\right]}; \qquad (7.5)$$

$$U_{0(1)} = 1/6 \sqrt{\left[\frac{U^2_{CB(1)} - U^2_{AC(1)}}{U_{BA(1)}} - 3\frac{U^2_{B(1)} - U^2_{A(1)}}{U_{BA(1)}}\right]^2 + \left[\sqrt{4U^2_{CB(1)} - \left(\frac{U^2_{CB(1)} - U^2_{AC(1)}}{U_{BA(1)}} + U_{BA(1)}\right)^2} - 3\sqrt{4U^2_{B(1)} - \left(\frac{U^2_{B(1)} - U^2_{A(1)}}{U_{BA(1)}} + U_{BA(1)}\right)^2}\right]^2}. \quad (7.6)$$

Задача 7.1. Определить значение $K_{нс}$ на секциях шин 10 и 110 кВ при питании узла нагрузки с мощным преобразовательным устройством по схеме, представленной на рис. 7.1.

При расчетах учитывать, что преобразователь может быть соединен:

случай *а* — по 6-фазной мостовой схеме;

случай *б* — по 12-фазной мостовой схеме.

Параметры элементов узла нагрузки:

система 110 кВ: $S_{к2} = 2000$ МВ·А;

система 10 кВ: $S_{к1} = 405$ МВ·А;

трансформатор Т1: $S_{Т1} = 40$ МВ·А, $u_к = 10{,}5\%$;

синхронный двигатель (СД): $S_{СД} = 12$ МВ·А, $x''_d = 0{,}15$ о. е.;

трансформатор преобразователя $Т_{пр}$:

для случая *а* $S_{Т\,пр} = 24$ МВ·А, $u_к = 14\%$;

для случая *б* $S_{Т\,пр} = 24$ МВ·А, $u_{к[вн-(нн1+нн2)]} = 14\%$, $k_р = 4$;

нагрузка преобразователя: $S_{пр} = 25$ МВ·А; $\cos\varphi = 0{,}8$.

Решение. Для рассматриваемого узла нагрузки схема замещения может быть представлена, как показано на рис. 7.2.

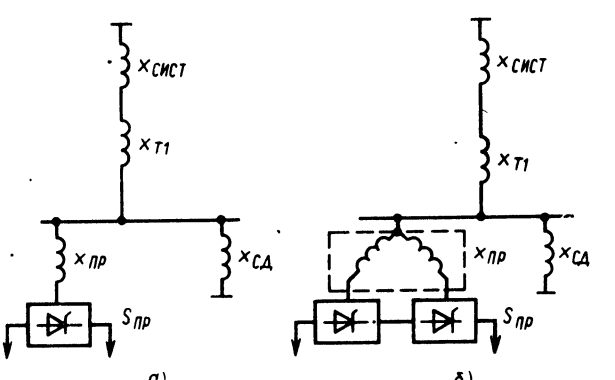


Рис. 7.2. Схема замещения узла нагрузки:
а **— преобразователь соединен по 6-фазной схеме;** ***б*** **— преобразователь соединен по 12-фазной схеме**

Все сопротивления элементов сети приводим к расчетной мощности преобразователя $S_{\text{пр}} = 25$ МВ·А.

Для системы

$$\underset{*}{x}_{\text{сист}} = S_{\text{пр}}/S_{\text{к2}} = 25/2000 = 0{,}0125.$$

Для трансформатора Т1

$$\underset{*}{x}_{\text{Т1}} = \frac{u_{\text{к}}\%}{100\%}\frac{S_{\text{пр}}}{S_{\text{Т1}}} = \frac{10{,}5}{100}\cdot\frac{25}{40} = 0{,}0656.$$

Для синхронного двигателя (СД)

$$\underset{*}{x}_{\text{СД}} = x''_d\frac{S_{\text{пр}}}{S_{\text{СД}}} = 0{,}15\frac{25}{12} = 0{,}312.$$

Эквивалентное внешнее сопротивление по отношению к точке присоединения нагрузки:

$$\underset{*}{x}_{\text{с}} = (\underset{*}{x}_{\text{сист}} + \underset{*}{x}_{\text{Т1}}) \| \underset{*}{x}_{\text{СД}} = (0{,}0125 + 0{,}0656) \| 0{,}312 = 0{,}062,$$

или

$$\underset{*}{x}_{\text{с}} = S_{\text{пр}}/S_{\text{к1}} = 25/405 = 0{,}062.$$

Для трансформатора преобразователя:

а) $$\underset{*}{x}_{\text{пр}} = \frac{u_{\text{к(вн-нн)}}\%}{100\%}\left(1 + \frac{k_{\text{р}}}{4}\right)\frac{S_{\text{пр}}}{S_{\text{Т пр}}} = \frac{14}{100}\left(1 + \frac{0}{4}\right)\frac{25}{24} = 0{,}146;$$

б) $$\underset{*}{x}_{\text{пр}} = \frac{u_{\text{к[вн-(нн1+нн2)]}}}{100}\left(1 + \frac{k_{\text{р}}}{4}\right)\frac{S_{\text{пр}}}{S_{\text{Т пр}}} = \frac{14}{100}\left(1 + \frac{4}{4}\right)\frac{25}{24} = 0{,}292;$$

$$\sin\varphi = \sqrt{1 - \cos^2\varphi} = \sqrt{1 - 0{,}8^2} = 0{,}6.$$

Для определения $K_{\text{нс}U}$ на шинах 10 кВ (так как $S_{\text{пр}}/S_{\text{к1}} = 0{,}0617$, т. е. $\leqslant 0{,}1$) воспользуемся упрощенным выражением (7.1):

а) $$K_{\text{нс}U\text{Т1}} = 0{,}062\sqrt{\frac{3}{\pi}\cdot\frac{0{,}6}{0{,}062\cdot 0{,}146} - \frac{9}{\pi^2}} = 0{,}0842;$$

$$K_{\text{нс}U\text{Т1}} = 8{,}42\%;$$

б) $$K_{\text{нс}U\text{Т1}} = 0{,}062\sqrt{\frac{3}{\pi}\cdot\frac{0{,}6}{0{,}062\cdot 0{,}292} - \frac{9}{\pi^2}} = 0{,}052;$$

$$K_{\text{нс}U\text{Т1}} = 5{,}2\%.$$

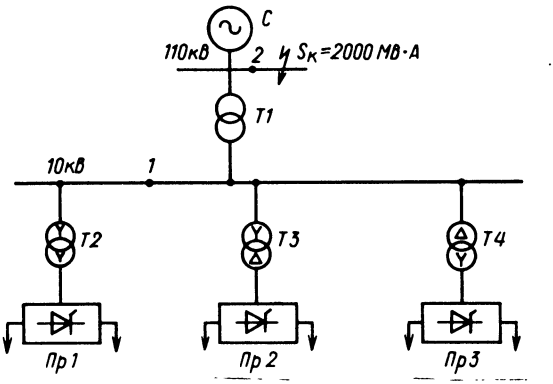


Рис. 7.3. Схема узла нагрузки с группой мощных преобразователей:
Т1 — $S_{Т1}=40$ МВ·А, $u_{к1}=10{,}5\%$, Т2 — $S_{Т2}=16$ МВ·А, $u_к=7\%$; Т3 — $S_{Т3}=10$ МВ·А, $u_{к3}=7\%$; Т4 — $S_{Т4}=25$ МВ·А, $u_{к4}=10\%$; *Пр*1 — $S_{пр1}=10$ МВ·А, $\cos\varphi_1=0{,}7$; *Пр*2 — $S_{пр2}=7$ МВ·А, $\cos\varphi_2=0{,}8$; *Рр*3 — $S_{пр3}=15$ МВ·А, $\cos\varphi_3=0{,}6$

Зная $K_{нсU1}$ (на шинах 10 кВ), можно определить несинусоидальность в любой другой точке, например на шинах 110 кВ (точка Т2):

$$K_{нсU2}=K_{нсU1}\frac{x^*_{сист}}{x^*_{сист}+x_{Т1}};$$

а) $K_{нсU2}=8{,}42\%\dfrac{0{,}0125}{0{,}0125+0{,}0656}=1{,}35\%;$

б) $K_{нсU2}=5{,}2\%\dfrac{0{,}0125}{0{,}0125+0{,}656}=0{,}83\%.$

Задача 7.2. На рис. 7.3 приведены схемы питания преобразователей и параметры элементов сети. Схема замещения представлена на рис. 7.4.

Определить коэффициент несинусоидальности при работе нескольких групп преобразователей.

Решение. Расчет значений $K_{нсU}$ в точке *1* ведем отдельно для каждого преобразователя. Для определения $K_{нсU}$ в точке *1* от преобразователя *1* приводим параметры схемы замещения к мощности преобразователя *1* ($S_{пр1}$):

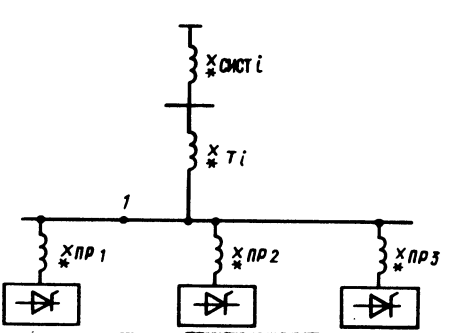


Рис. 7.4. Схема замещения сети

$$x_{*\text{сист}1} = S_{\text{пр}1}/S_k = 16/2000 = 0{,}008;$$

$$x_{*\text{Т}11} = \frac{u_\text{к}\%}{100\%} \cdot \frac{S_{\text{пр}1}}{S_{\text{Т}1\,\text{ном}}} = \frac{10{,}5}{100} \cdot \frac{10}{40} = 0{,}0262;$$

$$x_{*\text{с}1} = x_{*\text{сист}1} + x_{*\text{Т}11} = 0{,}008 + 0{,}0262 = 0{,}0342;$$

$$x_{*\text{пр}1} = x_{*\text{Т}2} = \frac{u_{\text{к}2}}{100} \frac{S_{\text{пр}1}}{S_{\text{Т}2\,\text{ном}}} = \frac{7}{100} \frac{10}{16} = 0{,}0437;$$

$$\sin\varphi_1 = \sqrt{1 - \cos^2\varphi_1} = \sqrt{1 - 0{,}7^2} = 0{,}714;$$

$$K_{\text{нс}U1} = 0{,}0342 \sqrt{\frac{3}{\pi} \frac{0{,}714}{0{,}0342 + 0{,}0437} - \frac{9}{\pi^2}} = 0{,}0957;$$

$$K_{\text{нс}U1} = 9{,}57\%.$$

Расчет значения $K_{\text{нс}}$ в точке *1* от преобразователя *2*:

$$x_{*\text{сист}2} = S_{\text{пр}2}/S_\text{к} = 7/2000 = 0{,}0035;$$

$$x_{*\text{Т}12} = \frac{u_{\text{к}1}}{100} \frac{S_{\text{пр}2}}{S_{\text{Т}1\,\text{ном}}} = \frac{10{,}5}{100} \cdot \frac{7}{40} = 0{,}0184;$$

$$x_{*\text{с}2} = x_{*\text{сист}2} + x_{*\text{Т}12} = 0{,}0035 \cdot 0{,}0184 = 0{,}0219;$$

$$x_{*\text{пр}2} = x_{*\text{Т}3} = \frac{u_{\text{к}3}}{100} \frac{S_{\text{пр}2}}{S_{\text{Т}3\,\text{ном}}} = \frac{5}{100} \cdot \frac{7}{10} = 0{,}0305;$$

$$\sin\varphi_2 = \sqrt{1 - 0{,}8^2} = 0{,}6;$$

$$K_{\text{нс}U2} = 0{,}0219 \sqrt{\frac{3}{\pi} \frac{0{,}6}{0{,}0219 + 0{,}035} - \frac{9}{\pi^2}} = 0{,}0662;$$

$$K_{\text{нс}U2} = 6{,}62\%.$$

Расчет $K_{\text{нс}}$ в точке *1* от преобразователя *3*:

$$x_{*\text{сист}3} = S_{\text{пр}3}/S_\text{к} = 15/2000 = 0{,}0075;$$

$$x_{*\text{Т}13} = \frac{u_{\text{к}1}}{100} \frac{S_{\text{пр}3}}{S_{\text{Т}1\,\text{ном}}} = \frac{10{,}5}{100} \frac{15}{40} = 0{,}0393;$$

$$x_{*\text{с}3} = x_{*\text{сист}3} + x_{*\text{Т}13} = 0{,}0075 + 0{,}0393 = 0{,}0469;$$

$$x_{*\text{пр}3} = x_{*\text{Т}4} = \frac{u_{\text{к}4}}{100}\,\frac{S_{\text{пр}3}}{S_{\text{Т}4\,\text{ном}}} = \frac{10}{100}\cdot\frac{15}{25} = 0{,}06;$$

$$\sin\varphi_3 = \sqrt{1-0{,}6^2} = 0{,}8;$$

$$K_{\text{нс}U3} = 0{,}0469\sqrt{\frac{3}{\pi}\,\frac{0{,}8}{0{,}0469+0{,}06} - \frac{9}{\pi^2}} = 0{,}117;$$

$$K_{\text{нс}U3} = 11{,}7\%;$$

$$K_{\text{нс}U\Sigma} = \sqrt{\sum_{i=1}^{3} K_{\text{нс}\,Ui}} = \sqrt{9{,}57^2 + 6{,}6^2 + 11{,}7^2} = 16{,}49\%.$$

Задача 7.3. По данным задачи 7.1 определить действующие значения токов и напряжений 5, 7, 11 и 13-й гармоник на шинах секции 10 кВ.

Решение. Определяем значения тока и напряжения гармоник порядка $\nu = 5, 7, 11, 13$, учитывая, что $S_{\text{пр}} = 25$ МВ·А; $\sin\varphi = 0{,}6$; $x_{*\text{с}} = 0{,}062$; $x_{*\text{пр}} = 0{,}146$; $x_{*\Sigma} = 0{,}208$:

а) для преобразователя, работающего в 6-фазном режиме ($m = 6$), для $\nu = 5$ по формуле (7.4)

$$I_5 = \frac{6}{\sqrt{3}\,\pi}\,\frac{25}{10\cdot 0{,}208\cdot 5^2}\,0{,}6\sin\left(\frac{3\cdot 5\cdot 0{,}208}{6\cdot 0{,}6}\right) = 242{,}3\text{ А};$$

$$U_5 = \frac{6}{\pi\cdot 5}\,10\,\frac{0{,}062}{0{,}062+0{,}146}\,0{,}6\sin\left(\frac{3\cdot 5\cdot 0{,}208}{6\cdot 0{,}6}\right) = 0{,}520\text{ кВ};$$

для $\nu = 7$

$$I_7 = \frac{6}{\sqrt{3}\,\pi}\cdot\frac{25}{10\cdot 0{,}208\cdot 7^2}\,0{,}6\sin\left(\frac{3\cdot 7\cdot 0{,}208}{6\cdot 0{,}6}\right) = 152\text{ А};$$

$$U_7 = \frac{6}{\pi\cdot 7}\cdot\frac{0{,}062}{0{,}062+0{,}146}\,0{,}6\sin\left(\frac{3\cdot 7\cdot 0{,}208}{6\cdot 0{,}6}\right) = 0{,}457\text{ кВ};$$

для $\nu = 11$

$$I_{11} = \frac{6}{\sqrt{3}\,\pi}\cdot\frac{25}{10\cdot 0{,}208\cdot 11^2}\,0{,}6\sin\left(\frac{3\cdot 11\cdot 0{,}208}{6\cdot 0{,}6}\right) = 62\text{ А};$$

$$U_{11} = \frac{6}{11\,\pi}\,10\,\frac{0{,}062}{0{,}062+0{,}146}\,0{,}6\sin\left(\frac{3\cdot 11\cdot 0{,}208}{6\cdot 0{,}6}\right) = 0{,}293\text{ кВ};$$

для $\nu=13$

$$I_{13}=\frac{6}{\sqrt{3}\pi}\cdot\frac{25}{10\cdot0{,}208\cdot13^2}0{,}6\sin\left(\frac{3\cdot13\cdot0{,}208}{6\cdot0{,}6}\right)=36{,}5\text{ А};$$

$$U_{13}=\frac{6}{13\pi}10\frac{0{,}062}{0{,}062+0{,}146}0{,}6\sin\left(\frac{3\cdot13\cdot0{,}208}{6\cdot0{,}6}\right)=0{,}204\text{ кВ};$$

б) для преобразователя, работающего в 12-фазном режиме ($m=12$),

$S_{\text{пр}}=25$ МВ·А; $\sin\varphi=0{,}6$; $\underset{*}{x}_{\text{с}}=0{,}062$; $\underset{*}{x}_{\text{пр}}=0{,}292$; $\underset{*}{x}_{\Sigma}=0{,}354$;

для $\nu=11$

$$I_{11}=\frac{12}{\sqrt{3}\pi}\frac{25}{10\cdot0{,}354\cdot11^2}0{,}6\sin\left(\frac{3\cdot11\cdot0{,}354}{12\cdot0{,}6}\right)=77\text{ А};$$

$$U_{11}=\frac{12}{\pi\cdot11}10\frac{0{,}062}{0{,}062+0{,}292}0{,}6\sin\left(\frac{3\cdot11\cdot0{,}354}{12\cdot0{,}6}\right)=0{,}364\text{ кВ};$$

для $\nu=13$

$$I_{13}=\frac{12}{\sqrt{3}\pi}\cdot\frac{25}{10\cdot0{,}354\cdot13^2}0{,}6\sin\left(\frac{3\cdot13\cdot0{,}354}{12\cdot0{,}6}\right)=52\text{ А};$$

$$U_{13}=\frac{12}{\pi\cdot13}10\frac{0{,}062}{0{,}062+0{,}292}0{,}6\sin\left(\frac{3\cdot13\cdot0{,}354}{12\cdot0{,}6}\right)=0{,}290\text{ кВ}.$$

Задача 7.4. По данным задачи 7.3 рассчитать параметры фильтров высших гармоник, которые необходимо установить на шинах 10 кВ с целью снижения коэффициента несинусоидальности по напряжению до значений, допустимых требованиями ГОСТ 13109 — 87. Считать при этом, что преобразователь работает в 6-фазном режиме.

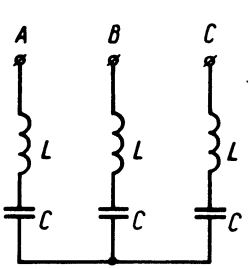


Рис. 7.5. Схема предполагаемого для установки фильтра высших гармонических

Решение. Исходными данными для расчета являются:

1. Допустимый $K_{\text{нс}U}$ на шинах 10 кВ, согласно ГОСТ 13109 — 87, равный 5%.

2. Расчетные величины гармоник линейного напряжения на данной секции шин — U_{ν}; токи, генерируемые источником гармоник, — I_{ν}; допустимые значения гармоник линейного напряжения на секциях

шин после установки фильтров высших гармоник и предполагаемые для установки фильтры высших гармоник приведены в табл. 7.1.

Таблица 7.1. **Исходные данные для расчета фильтров**

Параметры	Порядковый номер гармоники ν			
	5	7	11	13
Напряжение гармоники U_{ν}, кВ	0,52	0,467	0,293	0,204
Напряжение гармоники U_{ν},%	5,2	4,67	2,93	2,04
Ток гармоники I_{ν}, А	242,3	152	62	36,5
Остаточное напряжение гармоники $U_{\nu\,ост}$,%	2,5	2,0	2,93	2,04
Спектр фильтруемых гармоник	Да	Да	Нет	Нет

3. Расчетный коэффициент несинусоидальности до установки фильтров высших гармонических

$$K_{нс\,U\,расч}=\sqrt{U_5^2+U_7^2+U_{11}^2+U_{13}^2}=$$
$$=\sqrt{5{,}2^2+4{,}67^2+2{,}93^2+2{,}04^2}=7{,}85\%.$$

4. Расчетный $K_{нс}$ на шинах 10 кВ после установки фильтров 5-й и 7-й гармоник

$$K_{нс\,U\,расч}=\sqrt{2{,}5^2+2{,}0^2+2{,}93^2+2{,}04^2}=4{,}79\%.$$

5. Наибольшее рабочее линейное напряжение на шинах 10 кВ секции $U_{ш}=10{,}5$ кВ.

6. Максимальная мощность короткого замыкания на шинах 10 кВ $S_{к\,max}=405$ МВ·А.

7. Схема фильтра, предполагаемого для установки, приведена на рис. 7.5. Выбор параметров оборудования фильтров 5-й и 7-й гармоник приведен в табл. 7.2.

Таблица 7.2. **Последовательность выбора батарей конденсаторов фильтров**

Номер операции	Наименование операции расчета и расчетное выражение	Результаты расчетов	
		$\nu=5$	$\nu=7$
1	Коэффициент повышения напряжения основной частоты на батарее за счет последовательного включения реактора $a=\frac{\nu^2}{\nu^2-1}$	1,041	1,020
2	Напряжение основной частоты на батарее фильтра (кВ) $U_{1c}=\frac{a\cdot U_{ш}}{\sqrt{3}}$	6,31	6,2

Продолжение табл. 7.2

Номер операции	Наименование операции расчета и расчетное выражение	Результаты расчетов	
		$\nu=5$	$\nu=7$
3	Предварительно выбранное номинальное напряжение батареи фильтров (кВ) $U_{1c} \leqslant U_{н.бк} \leqslant 1{,}3\,U_{1c}$	6,3	6,3
4	Коэффициент загрузки батареи по напряжению основной частоты $0{,}77 \leqslant C_{U1} = \dfrac{U_{1c}}{U_{н.бк}} < 1$	1,0	0,98
5	Коэффициент загрузки батареи по полному току $C_i = 1/C_{U1} \leqslant C_{i\,доп} = 1{,}3$	1,0	1,02
6	Коэффициент загрузки батареи по току гармоники $C_{i\nu} = \sqrt{C_i^2 - C_{U1}^2} \leqslant C_{i\,доп} = \sqrt{1{,}3^2 - C_{U1}^2}$	0 0,83	0,28 0,854
7	Мощность батареи по условию эффективности поглощения тока гармоники (квар) $Q'_{бк} = k\,S_{к\,max}\,10^3$, где $k = 0{,}45 \cdot 10^{-2}$ для $\nu=5$; $k = 0{,}25 \cdot 10^{-2}$ для $\nu=7$; $k = 0{,}1 \cdot 10^{-2}$ для $\nu=11{,}13$	1822,5	1012,5
8	Мощность батареи по условию исключения недопустимой перегрузки (квар) $Q_{бк} = \dfrac{3\,U_{н.бк}\,k_{i\nu}\,I_\nu}{C_{i\,доп}}$, где $k_{i\nu}$ — коэффициент, учитывающий неточную настройку фильтра в резонанс: $k_{i\nu}=1{,}2$ для $\nu=5{,}7$; $k_{i\nu}=1{,}1$ для $\nu=11{,}13$	6620	4036
9	Принятая мощность батареи фильтров (наибольшее значение из п. 7 и 8), $Q_{н.ф}$ квар	6600	4000
10	Номинальный ток батареи фильтров, А $I_{н.ф} = \dfrac{Q_{н.ф}}{3\,U_{н.бк}}$	349	211,7
11	Характеристическое сопротивление фильтра, Ом $\rho = \dfrac{3\,U_{н.бк}^2}{Q_{н.ф}}\,10^3$	3,61	4,25
12	Максимальное напряжение резонансной частоты на элементах фильтра (кВ) $U_{vc\,max} = U_{vp\,max} = I_{н.ф}\,C_{i\nu\,доп}\,\rho\,10^3$	1,045	0,765
13	Максимальное напряжение на батарее фильтра (кВ) $U_{c\,max} = \sqrt{U_{1c}^2 + U_{vc\,max}^2}$, что не превосходит $1{,}1\,U_{ном} = 6{,}6$ кВ	6,4	6,25

Продолжение табл. 7.2

Номер операции	Наименование операции расчета и расчетное выражение	Результаты расчетов	
		$\nu=5$	$\nu=7$
14	Фактический коэффициент загрузки батареи по току гармоники $C_{i\nu\phi}=\dfrac{I_\nu \cdot k_{I\nu}}{I_{\text{н.ф}}}$	0,833	0,861
	Выбор реактора фильтра		
15	Реактивное сопротивление реактора на основной частоте (Ом) $x_{I\text{P}}=\rho/\nu$	0,722	0,607
16	Номинальный ток реактора фильтра, А $I_{\text{нР}}\geqslant 1{,}3\,I_{\text{н.ф}}$	453,7	275,2
17	Напряжение основной частоты на реакторе фильтра (кВ) $U_{1\text{P}}=\dfrac{1}{\nu^2-1}\dfrac{U_{\text{ш}}}{\sqrt{3}}$	0,252	0,126
18	Максимальное полное напряжение на реакторе фильтра (кВ) $U_{\text{P max}}=\sqrt{U_{1\text{P}}^2+U_{\nu\text{P max}}^2}$	1,075	0,775
19	Номинальное напряжение реактора фильтра, кВ	1,1	1,0
	Определение эффективности фильтра		
20	Необходимая добротность фильтра $q_\nu\geqslant\dfrac{C_{i\nu\phi}m\cdot 100}{(U_{\nu\,\text{доп}}\nu)^2-(C_{1\nu\phi}m\,d^2\,100)^2}$, $m=\dfrac{\sqrt{3}\,U_{\text{н.бк}}}{U_{\text{ш}}}=1{,}038$, $\alpha=0{,}015$	6,9	6,4
21	Принятая добротность фильтра q_ν	20	20
22	Остаточное линейное напряжение гармоники после установки фильтра (%) $U_{\nu\,\text{ост}}=\dfrac{C_{i\nu\phi}m\cdot 100}{\nu}\sqrt{\dfrac{1}{q_\nu^2}+\alpha^2}$	0,87	0,64
23	Коэффициент эффективности фильтра $K_{\text{эф}\nu}=\dfrac{U_{\nu\,\text{ост}}}{U_\nu}\leqslant 1$	0,167	0,137
24	Коэффициент несинусоидальности после установки фильтра $K_{\text{нс}U\,\text{ост}}=\sqrt{0{,}87^2+0{,}64^2+2{,}93^2+2{,}04^2}=3{,}73\%$		

Задача 7.5. Для условий, приведенных в задаче 7.1, определить допустимость питания от этой сети люминесцентных ламп. График потребляемой реактивной мощности за цикл работы потребителя представлен на рис. 7.6.

Решение. Согласно приведенному выражению можно подсчитать значения размахов напряжения по приведенным на рис. 7.6 значениям размахов изменений реактивной мощности. Так, для первого размаха изменения мощности уровень размаха напряжения

$$\delta U_1 = \frac{10\,\text{Мвар}}{405\,\text{МВ}\cdot\text{А}}\,100\% = 2{,}2\%.$$

Аналогично рассчитаны уровни размахов напряжений и при остальных размахах изменения мощности. Данные расчетов сведены в табл. 7.3.

Таблица 7.3. **Уровни размахов напряжения при размахах изменения мощности, приведенных на рис. 7.6**

Порядковый номер размаха мощности n, рис. 7.7	Абсолютное значение размаха реактивной мощности Q, Мвар	Уровень размаха напряжения δU_n, %	Минимально допустимый интервал времени $\Delta t_{дi}$, с, между размахами напряжения δU_n
1	9	2,22	2,0
2	7,5	1,85	1,2
3	3,5	0,86	0,12
4	5	1,23	0,24
5	14	3,46	7,5
6	10,5	2,59	4,3
7	1	0,25	—
8	4,5	1,11	0,15
9	9,5	2,34	2,0
10	8,5	2,1	1,5
11	4,4	1,11	0,15
12	11	2,72	6
13	9,5	2,34	3
14	0,5	0,12	—
15	11	2,72	5
16	10	2,5	3,3
17	5	1,23	0,2
18	6	1,48	0,4
19	11,5	2,84	6
20	6,5	1,6	0,7
21	0,5	0,12	—
22	4	0,99	0,13
23	2	0,49	—
24	4	0,99	0,13

Условием допустимости совокупности размахов изменения напряжения, каждый из которых не превышает значения, определяемого по рис. 7.7, является

$$\sum_{i=1}^{n} \Delta t_{дi} \leqslant T,$$

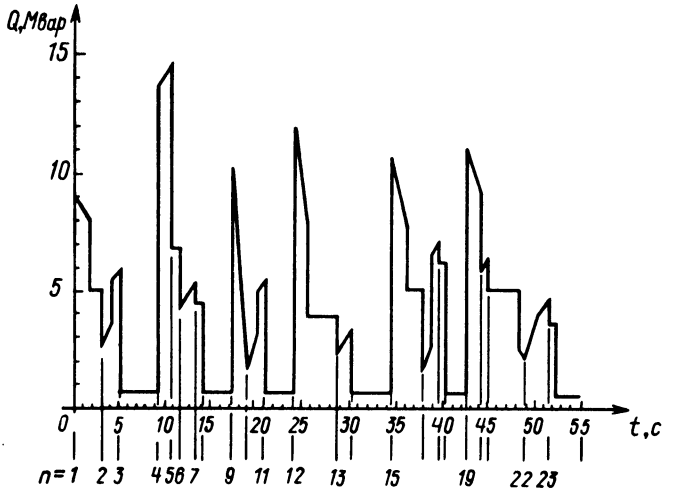


Рис. 7.6. График потребляемой за цикл работы потребителя реактивной мощности

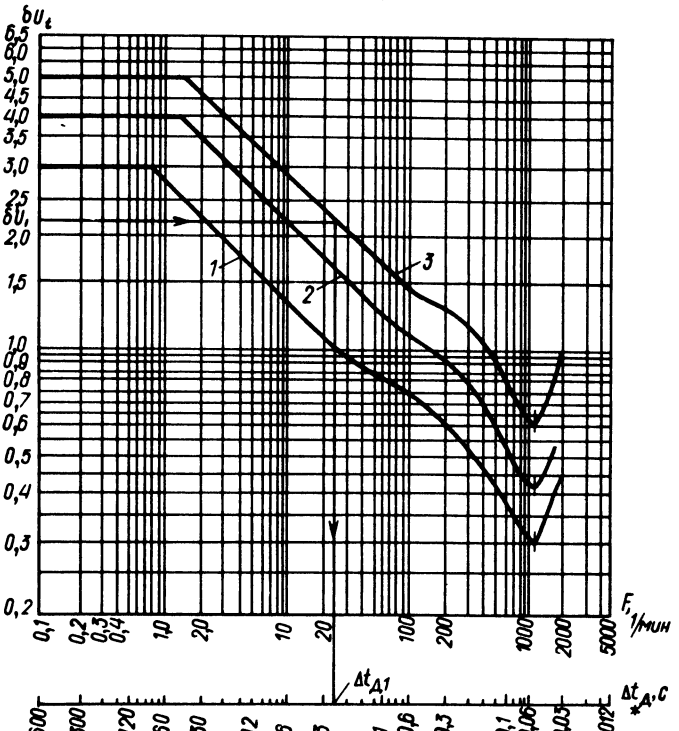


Рис. 7.7. Минимально допустимые интервалы времени, соответствующие определенным размахам напряжения

где $\Delta t_{дi}$ — минимально допустимый интервал времени между размахами амплитудой δU_t, определяемый по нижней шкале рис. 7.7. Значения $\Delta t_{дi}$, определенные таким образом, приведены в табл. 7.3. T — общее время наблюдения (согласно ГОСТ 13109 — 87 принимают $T = 10$ мин $= 600$ с).

В нашем случае $T_{цикла} < T$, поэтому можно записать

$$\sum_{i=1}^{n} \Delta t_{дi} \leqslant T_{цикла}.$$

Подсчитаем значение суммы минимально допустимых интервалов времени, используя данные табл. 7.3 (4-я колонка цифр):

$$2+1{,}2+0{,}12+0{,}24+7{,}5+4{,}3+0{,}15+2+1{,}5+0{,}15+6+3+5+$$
$$+3{,}3+0{,}2+0{,}4+6+0{,}7+0{,}13+0{,}13=44{,}02 \text{ с};$$
$$44{,}02 < T_{цикла} = 55 \text{ с}.$$

Следовательно, подключение на шины 10 кВ осветительной нагрузки с люминесцентными лампами допустимо.

Задача 7.6. По данным задачи 7.1 определить возможность подключения между фазами B и C сети 10 кВ промышленного центра однофазной нагрузки мощностью $\dot{S}_{BC} = 5 + j2$ (МВ · А). При расчетах принять, что преобразователь работает по 12-фазной схеме выпрямления.

Решение. Для проверки возможности подключения указанной нагрузки необходимо определить напряжение обратной последовательности и коэффициент несимметрии напряжений.

Так как протяженность распределительной сети невелика, то предполагаем, что вся нагрузка присоединена непосредственно к шинам 10 кВ узла нагрузки. Расчет выполняем в относительных единицах. За базисные значения принимаем : номинальную мощность трансформатора Т1 $S_б = 40$ МВ · А и номинальное напряжение сети $U_{ном} = 10$ кВ. Определяем несимметрию напряжений (рис. 7.8). Нулевой последовательности в сети не возникает. Сопротивление обратной последовательности системы принимаем равным ее сопротивлению прямой последовательности. Активное сопротивление питающей сети и трансформатора принимаем равным нулю.

Эквивалентное реактивное сопротивление ветви системы определяем по заданной мощности $S_{к1}$ на шинах 10 кВ узла нагрузки:

$$x_{*c} = S_{Т1}/S_{к1} = 40/405 = 0{,}099.$$

Проводимость ветви системы

$$Y_c = \frac{1}{0 + j0{,}099} = -j10{,}1.$$

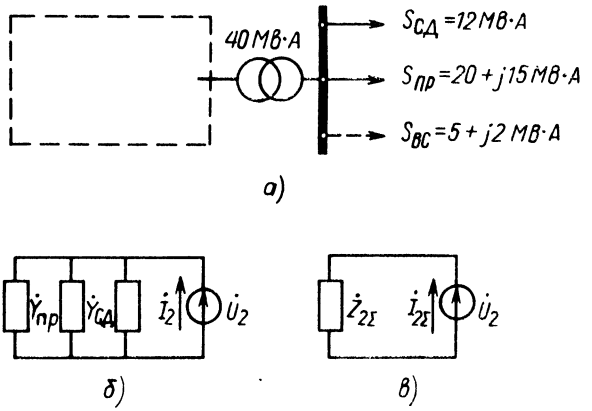


Рис. 7.8. Подключение несимметричной нагрузки на шины потребителя:
а — схема сети; *б* — схема обратной последовательности ($Y_с$ — проводимость электрической сети; $Y_{пр}$ — проводимость ветви преобразовательной нагрузки; $Y_{сд}$ — проводимость ветви синхронного двигателя); *в* — приведенная схема обратной последовательности

Эквивалентное сопротивление обратной последовательности преобразовательной симметричной нагрузки сети 10 кВ определяется приближенно по ее суммарной мощности:

$$\underset{*}{S}_{пΣ}=\frac{\sqrt{P_{пр}^2+Q_{пр}^2}}{S_б}=\frac{\sqrt{20^2+15^2}}{40}=0{,}625.$$

В этом случае

$$\underset{*}{Z}_{2п}=\underset{*}{Z}_2/\underset{*}{S}_{пΣ}=(0{,}5+j\,0{,}68)\frac{40}{25}=0{,}8+j\,1{,}088,$$

где $\underset{*}{Z}_2$ — сопротивление обратной последовательности (о. е.) для промышленных центров с большой долей вентильных нагрузок в сетях 6—10 кВ [7.2].

Сопротивление обратной последовательности трансформатора преобразовательной нагрузки, приведенное к базисной мощности 40 МВ·А,

$$\underset{*}{x}_{2Т\,пр}=\underset{*}{x}_{1Т\,пр}=\frac{u_к\%}{100\%}\left(1+\frac{k_р}{4}\right)\frac{S_б}{S_{Т\,пр.\,ном}}=\frac{14}{100}\left(1+\frac{0}{4}\right)\frac{40}{24}=0{,}233.$$

Сопротивление ветви симметричной нагрузки

$$\underset{*}{Z}_{2пр}=(0{,}8+j\,1{,}088+j\,0{,}233)=0{,}8+j\,1{,}321.$$

Проводимость ветви симметричной нагрузки

$$Y_{\text{пр}}=\frac{1}{0{,}8+j1{,}321}=(0{,}335-j0{,}553).$$

Сопротивление ветви с СД, приведенное к мощности $S_6=40$ МВ·А,

$$\underset{*}{x}_{2\text{СД}}=0{,}15\frac{12}{40}=-j2{,}0.$$

Модуль эквивалентной проводимости обратной последовательности для всей схемы определяется как сумма проводимостей отдельных ветвей:

$$Y_{2\Sigma}=|-j10{,}1+0{,}335-j0{,}553-j2{,}0|=|0{,}335-j12{,}653|\approx 12{,}65.$$

При этом модуль эквивалентного сопротивления обратной последовательности

$$\underset{*}{Z}_{2\Sigma}=1/Y_{2\Sigma}.$$

Нагрузка S_{BC} включается между двумя фазами, при этом ток обратной последовательности I_2 по модулю в $\sqrt{3}$ раз меньше полного тока I_{BC}, так как в о. е. $I_{BC}=S_{BC}$. Кроме того, полный ток однофазной нагрузки в $\sqrt{3}$ раз меньше тока, создаваемого симметричной нагрузкой, в 3 раза большей мощности. Таким образом, значение тока обратной последовательности окончательно может быть рассчитано по формуле

$$\underset{*}{I}_2=\frac{3S_{BC}}{\sqrt{3}\,S_6\cdot\sqrt{3}}=\frac{5^2+2^2}{40}=0{,}135.$$

Абсолютное значение напряжения обратной последовательности (о. е.)

$$\underset{*}{U}_2=\underset{*}{I}_2\,\underset{*}{Z}_{2\Sigma}=0{,}135\cdot 0{,}079=0{,}01053,$$

что меньше 2% от номинального значения и допускается в электрических сетях напряжением 10 кВ по ГОСТ 13109–87.

Таким образом, подключение нагрузки на шины 10 кВ допустимо.

Задача 7.7. При измерениях уровней междуфазных и фазных напряжений в сети с номинальным напряжением 0,4 кВ и несимметричной нагрузкой получены следующие результаты: $U_{BA}=384$ В, $U_{CB}=369$ В, $U_{AC}=402$ В, $U_A=228$ В, $U_B=211$ В, $U_C=224$ В.

Определить показатели несимметрии напряжения в этой сети.

Решение. Уровень напряжения обратной последовательности основной частоты в данной сети рассчитываем по выражению (7.5) [7.3]:

$$U_{2(1)}=\sqrt{\frac{1}{12}\left[\left(384-\sqrt{4\cdot 369^2-\left(\frac{369^2-402^2}{348}+348\right)^2}\right)^2+\right.}$$

$$\left.+\left(\frac{369^2-402^2}{348}\right)^2\right]=19{,}13\text{ В}.$$

При этом коэффициент обратной последовательности напряжения

$$K_{2U}=\frac{U_{2(1)}}{U_{\text{ном}}}100\%=\frac{19{,}13}{380}100\%=5{,}03\%,$$

что выше допустимого по ГОСТ 13109 — 87 значения 2% для нормального режима и 4% для максимального режима.

Значение $U_{2(1)}$ можно вычислять и по приближенному выражению, если несинусоидальность в сети, характеризуемая $K_{\text{нс}U}$, не превышает 5%, в этом случае

$$U_{2(1)}=0{,}62\,(U_{\text{нб}(1)}-U_{\text{нм}(1)}),$$

где $U_{\text{нб}(1)}$ и $U_{\text{нм}(1)}$ — наибольшее и наименьшее значения измеренных междуфазных напряжений.

Для условий задачи $U_{\text{нб}(1)}=402$ В, $U_{\text{нм}(1)}=348$ В, поэтому

$$U_{2(1)}=0{,}62\,(402-348)=33{,}48\text{ В}$$

и

$$K_{2U}=\frac{33{,}48}{380}100\%=8{,}81\%.$$

Расчет уровня напряжения нулевой последовательности основной частоты в данной сети проводим по выражению (7.6) [6.3]:

$$U_{0(1)}=\frac{1}{6}\sqrt{\left[\frac{369^2-402^2}{384}-3\frac{211^2-228^2}{384}\right]^2+\left[\sqrt{4\cdot 369^2-\left(\frac{369^2-402^2}{384}\right)^2}-\right.}$$

$$\left.-3\sqrt{4\cdot 211^2-\left(\frac{211^2-228^2}{384}+384\right)^2}\right]^2=4{,}92\text{ В}.$$

При этом коэффициент нулевой последовательности по напряжению (неуравновешенность напряжения)

$$K_{0U}=\frac{4{,}92}{380}100\%=1{,}29\%,$$

что ниже допустимого по ГОСТ 13109 — 87 значения 2% (нормальный режим) и 4% (максимальный режим).

ГЛАВА 8

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ И РАЗВИТИЯ ЭНЕРГОСИСТЕМ

Значительную часть исследований в электроэнергетике составляют так называемые оптимизационные задачи, когда из всех возможных вариантов решения нужно найти оптимальный — наиболее предпочтительный по некоторым заданным показателям — критериям оптимальности.

Для электроэнергетических систем характерными оптимизационными задачами являются: 1) управление нормальными установившимися режимами; 2) планирование развития на разную временну́ю перспективу. Первая задача, называемая задачей оптимизации режимов ЭЭС, состоит в определении таких параметров режима, которым соответствует минимум эксплуатационных издержек на производство электроэнергии в ЭЭС в целом. При этом должно обеспечиваться максимально надежное электроснабжение потребителей электроэнергией заданного качества без перегрузки основных элементов системы и при минимальном вредном воздействии энергетики на окружающую среду. Вторая задача, в которой рассматривается планирование развития энергосистемы, отличается от первой тем, что минимизируются суммарные затраты по системе, включающие и стоимость сооружения новых электростанций, линий электропередачи и т. д.

Приведенные оптимизационные задачи чрезвычайно сложны. Они характеризуются многокритериальностью, т. е. наличием нескольких критериев оптимальности. Так, в первой из упомянутых задач используются три критерия: экономичность, уровень надежности, влияние на окружающую среду. Одним из способов решения многокритериальной задачи является сведение ее к однокритериальной, при этом один из критериев выбирают в качестве основного, а остальные учитывают в виде ограничений. Так, задачу оптимизации режима ЭЭС формулируют как задачу достижения минимума эксплуатационных затрат при заданном уровне надежности и заданном допустимом вредном воздействии на окружающую среду.

Вторая характерная особенность оптимизационных задач — их высокая размерность, т. е. большое число переменных задачи и их сильная взаимосвязь. Обычно сложные оптими-

зационные задачи высокой размерности делят на ряд относительно самостоятельных подзадач меньшей размерности, которые решают раздельно и при необходимости полученные решения согласовывают между собой. Такое деление возможно по функциональному, временно́му и территориальному признакам. Так, по функциональному признаку задачу оптимизации режима делят на две: экономически целесообразное распределение активной мощности между электростанциями и оптимизация режима сети по напряжению и реактивной мощности.

Третья характерная особенность оптимизационных задач в электроэнергетике — наличие случайных факторов и неопределенность исходной информации. Учет случайных факторов и неопределенности исходной информации может быть выполнен с помощью метода статистического моделирования. В этом случае решение исходной задачи сводится к многократному решению задач с однозначно заданными (детерминированными) исходными параметрами. Кроме того, часто дискретно изменяющиеся переменные для упрощения заменяют непрерывными с последующей корректировкой полученного решения.

С учетом рассмотренных упрощений общая формулировка оптимизационных задач в электроэнергетике может быть следующей: определить значения переменных x_i, где $i=1, 2, ..., n$ (например, параметров режима ЭЭС), обеспечивающих минимум заданного критерия оптимальности, представленного в виде функции этих переменных $z(x_1, x_2, ..., x_n)$, т. е. целевой функции (например, приведенных затрат) при ограничениях на эти переменные, и функции этих переменных в виде равенств и неравенств.

Математически эта задача формулируется так:

$$\min_x z(x_1, x_2, ..., x_n) \tag{8.1}$$

при

$$F_i(x_1, x_2, ..., x_n)=0, \quad i=1, 2, ..., n, \tag{8.2}$$

$$\Phi_i^{\max} \geqslant \Phi_j(x_1, x_2, ..., x_n) \geqslant \Phi_j^{\min}, \tag{8.3}$$

$$j=1, 2, ..., J,$$

$$x_i^{\max} \geqslant x_i \geqslant x_i^{\min}, \tag{8.4}$$

$$i=1, 2, ..., I.$$

Задачи такого рода являются задачами математического программирования. Эти задачи подразделяют на два класса: задачи линейного математического программирования и нелинейного математического программирования. Чтобы задача была отнесе-

на к классу задач нелинейного математического программирования, достаточно, чтобы хотя бы одно из ограничений (8.2), (8.3) или целевая функция (8.1) были нелинейны относительно переменных. К нелинейному программированию относят задачи с линейными ограничениями и линейной целевой функцией, но при дискретности переменных. Методы нелинейного программирования разработаны значительно хуже, чем методы линейного программирования, которые позволяют найти решение за конечное число шагов. Достоинства методов линейного программирования приводят к попыткам линеаризовать исходную нелинейную задачу и применить их для поиска оптимального решения. Если некоторая зависимость существенно нелинейна, то можно применить кусочно-линейную аппроксимацию и путем повторных расчетов по линейной модели достаточно точно отразить эту нелинейность. Область применения линейных моделей ограничена задачами, в которых нет необходимости оперировать с дискретными переменными.

В данной главе рассматривается применение математического программирования для решения оптимизационных задач в области функционирования и развития электроэнергетических систем при детерминированной исходной информации [8.1 — 8.8].

Задача 8.1. Распределить суммарную нагрузку ЭЭС $P_н = 700$ МВт между двумя тепловыми электростанциями таким образом, чтобы суммарные затраты на топливо $И = И_1 + И_2$ были минимальными. Расходные характеристики электростанций линейны и имеют вид $И_1 = 3 + 0{,}3P_1$, $И_2 = 7 + 0{,}4P_2$. Мощности электростанций не должны превышать 400 МВт. В значение суммарной нагрузки включены потери активной мощности в сетях.

Решение. Обозначим $z = И$, $x_1 = P_1$, $x_2 = P_2$ и запишем математическую формулировку задачи:

$$z = 10 + 0{,}3x_1 + 0{,}4x_2;$$

$$x_1 \leqslant 400;\ x_2 \leqslant 400;$$

$$x_1 + x_2 \geqslant 700.$$

Поскольку и целевая функция, и ограничения линейны, данная задача является задачей линейного математического программирования. Применим для поиска решения симплексный метод [8.1, 8.2, 8.5].

Приведем эту задачу к стандартной форме:

$$0{,}3x_1 + 0{,}4x_2 = z - 10;$$

$$x_1 + x_3 = 400;$$

$$x_2 + x_4 = 400;$$

$$x_1 + x_2 - x_5 = 700,$$

где $x_i \geqslant 0$, $i = 1, 2, \ldots, 5$.

В первых двух ограничениях переменные x_3 и x_4 могут быть использованы в качестве базисных. В третьем ограничении нет такой переменной, поскольку дополнительная переменная x_5 имеет коэффициент — 1. Для получения канонической формы последнее ограничение запишем в виде

$$x_1+x_2-x_5+x_6=700,$$

где x_6 — искусственная переменная, которая добавлена в равенство для получения канонической формы и в окончательном решении должна стать равной нулю. Для достижения этого в целевую функцию добавляется переменная x_6 с положительным коэффициентом M, существенно превосходящим по значению все остальные коэффициенты в выражении целевой функции в исходной формулировке задачи. По сути, мы в целевую функцию включаем штраф за появление искусственной переменной x_6. Итак, целевая функция приобретает вид

$$z=10+0{,}3x_1+0{,}4x_2+Mx_6.$$

Поскольку базисная переменная x_6 входит в выражение целевой функции, оно не имеет канонического вида. Определим из последнего ограничения $x_6=700-x_1-x_2+x_5$ и подставим в выражение для z, при этом получим выражение для целевой функции в канонической форме:

$$z=10+700M+(0{,}3-M)x_1+(0{,}4-M)x_2+Mx_5.$$

Итак, система ограничений в канонической форме имеет вид

$$x_1+x_3=400;$$
$$x_2+x_4=400;$$
$$x_1+x_2-x_5+x_6=700,$$

где x_3, x_4 и x_5 — дополнительные переменные; x_6 — искусственная переменная (x_3, x_4 и x_6 являются базисными переменными в исходном решении, приведенном в табл. 8.1).

Таблица 8.1. **Исходное решение**

c_i	$x_{баз}$	b_i	x_1	x_2	x_3	x_4	x_5	x_6	α_i	β_i
0	x_3	400	1	0	1	0	0	0	400	1
0	x_4	400	0	1	0	1	0	0	—	0
M	x_6	700	1	1	0	0	−1	1	700	1
—	$z-c_0$	−10− $-700M$	0,3− $-M$	0,4− $-M$	0	0	M	0	—	0,3−M

Приведенное в табл. 8.1 решение может быть улучшено, поскольку для переменных x_1 и x_2 получены отрицательные значе-

ния коэффициентов z: $(0,3-M)$ и $(0,4-M)$ соответственно. Выберем в качестве столбца s первый (переменная x_1 вводится в базис). Определим переменную, выходящую из базиса, по наименьшему значению $\alpha_i = b_i/a_{is}$. Очевидно, что из базиса должна выводиться переменная x_3. В столбце $\beta_i = a_{is}/a_{qs}$ указаны значения коэффициентов пересчета. Пересчет всех элементов таблицы для всех строк, кроме той, что соответствует переменной, уходящей из базиса, выполняется по формуле

$$a_{ij}^{(k)} = a_{ij}^{(k-1)} - \beta_i^{(k-1)} a_{qj}^{(k-1)} \text{ для } i \neq q. \qquad (8.5)$$

Для строки q все значения коэффициентов определяются делением на коэффициент a_{qs}. Покажем пересчет. Так как первая строка соответствует переменной x_3, уходящей из базиса, то все значения коэффициентов делим на $a_{11} = 1$, т. е. остаются прежними. Заметим, что вторая строка также остается неизменной, поскольку входящая в базис переменная x_1 отсутствует в данной строке: $a_{21}^{(0)} = 0$. Пересчет третьей строки:

$$b_3^{(1)} = 700 - 1 \cdot 400 = 300, \quad a_{31}^{(1)} = 1 - 1 \cdot 1 = 0,$$
$$a_{32}^{(1)} = 1 - 1 \cdot 0 = 1, \quad a_{33}^{(1)} = 0 - 1 \cdot 1 = -1, \quad a_{34}^{(1)} = 0 - 1 \cdot 0 = 0,$$
$$a_{35}^{(1)} = -1 - 1 \cdot 0 = -1, \quad a_{36}^{(1)} = 1 - 1 \cdot 0 = 1.$$

Пересчет целевой строки:

$$c_0^{(1)} = -10 - 700M - (0,3-M)400 = -130 - 300M,$$
$$c_1^{(1)} = 0,3 - M - (0,3-M)1 = 0, \quad c_2^{(1)} = 0,4 - M - (0,3-M)0 = 0,4 - M,$$
$$c_3^{(1)} = 0 - (0,3-M)1 = M - 1, \quad c_4^{(1)} = 0 - (0,3-M)0 = 0,$$
$$c_5^{(1)} = M - (0,3-M)0 = M, \quad c_6^{(1)} = 0 - (0,3-M)0 = 0.$$

В табл. 8.2 приведены пересчитанные значения элементов табл. 8.1.

Таблица 8.2. **Первая итерация**

c_i	$x_{баз}$	b_i	x_1	x_2	x_3	x_4	x_5	x_6	α_i	β_i
0,3	x_1	400	1	0	1	0	0	0	—	0
0	x_4	400	0	1	0	1	0	0	400	1
M	x_6	300	0	1	−1	0	−1	1	300	1
—	$-z$	$-130-300M$	0	$0,4-M$	$M-0,3$	0	M	0	—	$0,4-M$

Из табл. 8.2 видно, что в число базисных нужно ввести переменную x_2, так как коэффициент при ней в целевой строке отрицателен. Из числа базисных выводится переменная x_6. В табл. 8.3 приведены пересчитанные значения элементов табл.

8.2. Поскольку в табл. 8.3 отсутствуют отрицательные коэффициенты в целевой строке, то решение оптимально:

$$x_1 = P_1 = 400 \text{ МВт},$$
$$x_2 = P_2 = 300 \text{ МВт},$$
$$x_4 = 100 \text{ МВт},$$

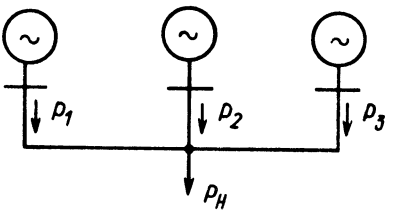


Рис. 8.1. Схема энергосистемы

при этом И=250. Как видно из выражений для $И_1(P_1)$ и $И_2(P_2)$, при одном и том же значении P всегда $И_2 > И_1$, т. е. вторая тепловая электростанция менее экономична, чем первая. Поэтому в полученном оптимальном решении первая электростанция загружена полностью, а вторая недогружена на 100 МВт, о чем свидетельствует ненулевое значение x_4.

Таблица 8.3. **Оптимальное решение**

c_i	$x_{баз}$	b_i	x_1	x_2	x_3	x_4	x_5	x_6
0,3	x_1	400	1	0	1	0	0	0
0	x_4	100	0	0	1	1	1	−1
0,4	x_2	300	0	1	−1	0	−1	1
—	−z	−250	0	0	0,1	0	0,4	$M-0,4$

Задача 8.2. Пренебрегая потерями активной мощности в сетях, найти оптимальную нагрузку электростанций для энергосистемы, представленной на рис. 8.1. Распределению подлежит активная нагрузка, равная $P_н = 180$ МВт. Характеристики удельных приростов КЭС таковы:

$$\varepsilon_1 = 3 + 0{,}2\,P_1 + 0{,}004\,P_1^2;$$
$$\varepsilon_2 = 4 + 0{,}15\,P_2 + 0{,}003\,P_2^2;$$
$$\varepsilon_3 = 2 + 0{,}4\,P_3 + 0{,}002\,P_3^2.$$

Решение. Математическая формулировка задачи имеет следующий вид [8.5, 8.7]:

найти

$$\min_{P_1, P_2, P_3} И(P_1, P_2, P_3) \tag{8.6}$$

при условии

$$W = P_1 + P_2 + P_3 - P_н = 0. \tag{8.7}$$

Так как в качестве целевой функции используются затраты на топливо на электростанциях энергосистемы $И = И_1 + И_2 + И_3$, а производные от расходных характеристик — характеристики удельных приростов $\varepsilon_i = \dfrac{dИ_i(P_i)}{dP_i}$, согласно условиям задачи, нели-

нейны, то задача относится к задачам на поиск экстремума с ограничениями-равенствами при нелинейной целевой функции. В задаче имеется одно ограничение — условие баланса активной мощности в энергосистеме. Переменными являются активные мощности станций, т. е. P_1, P_2 и P_3. Число переменных больше числа ограничений, и, следовательно, оптимизация возможна. Применим для поиска решений градиентный метод [8.1, 8.3, 8.5, 8.7].

Разобъем искомые переменные на два вектора. В качестве вектора независимых переменных Y выберем все мощности станций, за исключением балансирующей. Примем в качестве балансирующей конденсационную электростанцию КЭС 3. Тогда

$$Y=P_1,\ P_2.$$

В качестве вектора зависимых переменных X выступает переменная P_3: $X=P_3$.

Необходимое условие минимума целевой функции — равенство нулю производных от И по всем независимым переменным y_i, т. е. компонент g_i градиента И:

$$g_i=\frac{\partial \text{И}(Y,\ X)}{\partial y_i}+\sum_j \frac{\partial \text{И}(Y,\ X)}{\partial x_j}\frac{\partial x_j}{\partial y_i}=0. \tag{8.8}$$

Так как

$$\frac{\partial \text{И}}{\partial y_i}=\frac{\partial \text{И}}{\partial P_i}=\varepsilon_i,\quad i=1,2;\quad \frac{\partial \text{И}}{\partial X}=\frac{\partial \text{И}_3}{\partial P_3}=\varepsilon_3;$$

$$\frac{\partial W}{\partial X}=\frac{\partial W}{\partial P_3}=1;\quad \frac{\partial W}{\partial y_i}=\frac{\partial W}{\partial P_i}=1,\quad i=1,2,$$

то окончательно получаем

$$g_i=\varepsilon_i-\varepsilon_3=0,\quad i=1,2. \tag{8.9}$$

Для поиска решения применим метод последовательных приближений. Зададим исходное приближение вектора Y: $P_1^{(0)}=60$ МВт, $P_2^{(0)}=70$ МВт.

Вычисляем мощность третьей станции из уравнения баланса:

$$P_3^{(0)}=P_\text{н}-P_1^{(0)}-P_2^{(0)}=180-60-70=50 \text{ МВт}.$$

Вычисляем градиент в начальной точке по (8.9):

$$g_1^{(0)}=\varepsilon_1^{(0)}-\varepsilon_3^{(0)};\quad g_2^{(0)}=\varepsilon_2^{(0)}-\varepsilon_3^{(0)}.$$

При выбранном исходном приближении $P_1^{(0)}=60$ МВт, $P_2^{(0)}=70$ МВт и найденном значении мощности балансирующей станции $P_3^{(0)}=50$ МВт находим:

$$\varepsilon_1^{(0)} = 3 + 0{,}2 \cdot 60 + 0{,}004 \cdot 60^2 = 29{,}4 \text{ руб/(МВт} \cdot \text{ч)};$$
$$\varepsilon_2^{(0)} = 4 + 0{,}15 \cdot 70 + 0{,}003 \cdot 70^2 = 29{,}2 \text{ руб/(МВт} \cdot \text{ч)};$$
$$\varepsilon_3^{(0)} = 2 + 0{,}4 \cdot 50 + 0{,}002 \cdot 50^2 = 27{,}0 \text{ руб/(МВт} \cdot \text{ч)}.$$

Составляющие градиента в исходной точке:

$$g_1^{(0)} = \varepsilon_1 - \varepsilon_3 = 29{,}4 - 27 = 2{,}4;$$
$$g_2^{(0)} = \varepsilon_2 - \varepsilon_3 = 29 - 27 = 2.$$

Модуль градиента в исходной точке

$$|g^{(0)}| = \sqrt{2{,}4^2 + 2^2} = 3{,}12.$$

Оценим точность расчета по модулю градиента. Расчет закончен, если $|g_{(k)}| \leqslant 0{,}15$.

Выбираем пробный шаг $h^{(0)} = 0{,}7$. Тогда

$$P_1^{(1)} = P_1^{(0)} - h^{(0)} g_1^{(0)} = 60 - 0{,}7 \cdot 2{,}4 = 58{,}32 \text{ МВт},$$
$$P_2^{(1)} = P_2^{(0)} - 0{,}7 \cdot 2 = 68{,}6 \text{ МВт}.$$

Вычисляем мощность балансирующей станции:

$$P_3^{(1)} = 180 - 58{,}32 - 68{,}6 = 53{,}08 \text{ МВт}.$$

Значения удельных приростов и компонент вектора-градиента в новой точке:

$$\varepsilon_1^{(1)} = 3 + 0{,}2 \cdot 58{,}32 + 0{,}004 \cdot 58{,}32^2 = 28{,}269;$$
$$\varepsilon_2^{(1)} = 4 + 0{,}15 \cdot 68{,}6 + 0{,}003 \cdot 68{,}6^2 = 28{,}408;$$
$$\varepsilon_3^{(1)} = 2 + 0{,}4 \cdot 53{,}08 + 0{,}002 \cdot 53{,}08^2 = 28{,}867;$$
$$g_1^{(1)} = 28{,}269 - 28{,}867 = -0{,}598;$$
$$g_2^{(1)} = 28{,}408 - 28{,}867 = -0{,}461.$$

Модуль градиента в этой точке

$$|g^{(1)}| = \sqrt{(-0{,}598)^2 + (-0{,}461)^2} = 0{,}755.$$

Найдем скалярное произведение $g^{(0)}$ и $g^{(1)}$ и определим его знак, чтобы выяснить, больше или меньше оптимального выбранный нами шаг $h^{(0)} = 0{,}7$:

$$g^{(0)} g^{(1)} = 2{,}4\,(-0{,}598) + 2\,(0{,}461) < 0,$$

т. е. выбранный шаг больше оптимального. Принимаем

$$h^{(1)} = 0{,}7 \cdot 0{,}4 = 0{,}28.$$

Вычисляем новые мощности станций. Дальнейшие результаты расчета представлены в табл. 8.4.

Таблица 8.4. Результаты расчета

k	P_1	P_2	P_3	ε_1	ε_2	ε_3	$\lvert g\rvert$	g_1	g_2	h
0	60	70	50	29,4	29,2	27,0	3,12	2,4	2,	0,7
1	58,32	68,6	53,08	28,27	28,41	28,87	0,75	−0,6	−0,46	0,28
2	58,49	68,73	52,78	28,38	28,48	28,69	0,374	−0,31	−0,21	0,364
3	58,60	68,80	52,60	28,46	28,52	28,57	0,12	−0,114	−0,05	—

Задача 8.3. Необходимо распределить активную нагрузку электростанции $P_{\text{н}}=740$ МВт между тремя агрегатами номинальной мощностью 300 МВт каждый. Распределение должно соответствовать минимуму затрат на топливо. Расходные характеристики агрегатов представлены в табл. 8.5. Мощности агрегатов могут лежать в диапазоне 200 — 300 МВт.

Решение. Математическая формулировка задачи имеет вид

$$\min_{P_i}(И_1+И_2+И_3),\ i=1,\ 2,\ 3,$$

при условии

$$W=P_1+P_2+P_3-P_{\text{н}}=0.$$

Она совпадает с формулировкой задачи 8.2. Однако воспользуемся для поиска решения другим методом — методом динамического программирования. Применение его возможно, так как целевая функция отвечает свойству аддитивности.

Таблица 8.5. Расходные характеристики агрегатов

P, МВт	200	220	240	260	280	300
$И_1$, усл. ед.	63,7	71,81	80,87	90,47	100,61	111,3
$И_2$, усл. ед.	59,8	68,0	76,74	86,04	95,90	106,3
$И_3$, усл. ед.	56,0	63,88	72,32	81,32	90,88	101,0

В основе всех задач динамического программирования лежит общий принцип, называемый принципом оптимальности Беллмана [8.6]. Этот приниципп гласит: каково бы ни было состояние системы перед очередным шагом, надо выбирать управление (т. е. значения независимых переменных) таким образом, чтобы выигрыш на данном шаге плюс выигрыш на всех последующих шагах был максимален.

В рассматриваемой задаче тот принцип может быть реализован при нахождении эквивалентной характеристики электростанции при прямом ходе решения задачи. Эквивалентирование производится путем последовательной замены двух агрегатов од-

ним эквивалентным. На каждом шаге присоединяется только один агрегат к уже найденному эквивалентному. Так, эквивалентная расходная характеристика агрегата, эквивалентного агрегатам *1* и *2*, определяется выражением

$$\begin{aligned} И_э^{(2)}(P^{(2)}) &= \min_{P_1, P_2} \{И_1(P_1) + И_2(P_2)\} = \\ &= \min_{P_2} \{И_2(P_2) + И_1(P^{(2)} - P_2)\}. \end{aligned} \tag{8.10}$$

С помощью этого выражения, принимая некоторое значение суммарной нагрузки двух агрегатов $P^{(2)}$ и варьируя P_2, можно легко найти то значение P_2, при котором издержки на расход топлива эквивалентным агрегатом $И_э^{(2)}$ будут минимальными. Расходная характеристика всей станции, имеющей три агрегата,

$$И_э^{(3)}(P^{(3)}) = \min_{P_3} \{И_3(P_3) + И_э^{(2)}(P^{(3)} - P_3)\}. \tag{8.11}$$

При обратном ходе по суммарной нагрузке электростанции находят мощности отдельных агрегатов. Приступим к решению задачи.

Из табл. 8.5 видно, что самым экономичным является третий агрегат. Он имеет самые низкие значения эксплуатационных расходов при всех значениях мощности. Поэтому будем считать, что при нагрузке станции, составляющей 200 ÷ 300 МВт, загружается только третий агрегат. Построение эквивалентной характеристики станции начнем именно с этого агрегата. При двух включенных агрегатах станция может нести нагрузку в диапазоне 400 — 600 МВт и не может иметь нагрузку, лежащую в интервале от 300 до 400 МВт. При работе трех агрегатов допустимый диапазон изменения их мощности равен 600 — 900 МВт. В этом случае станция не может нести нагрузку 0 — 200 и 300 — 400 МВт.

Начнем построение характеристики при двух включенных агрегатах. Считаем, что в этом случае будут включены более экономичные агрегаты — третий и второй.

При нагрузке станции 400 МВт вариантов нет — оба агрегата должны работать с минимальной нагрузкой 200 МВт:

$$И_э^{(2)} = И_2(200) + И_3(200) = 59{,}8 + 56{,}0 = 115{,}8.$$

При нагрузке 420 МВт уже имеется выбор. В табл. 8.6 приведены варианты загрузки агрегатов при нагрузке станции 420 МВт.

Таблица 8.6. **Варианты загрузки агрегатов при нагрузке станции 420 МВт**

P_2, МВт	200	220
P_3, МВт	220	200
$И_2(P_2)$	59,8	68,0
$И_3(P_3)$	63,88	56,0
$И_э^{(2)}(P^{(2)})$	123,68	124,0

Очевидно, что при данной нагрузке станции наилучшим является вариант $P_2=200$ МВт и $P_3=220$ МВт. При этом расход на топливо $И_э(P_э)=123{,}68$. Именно эта точка должна войти в эквивалентную расходную характеристику станции. Рассмотрим варианты при мощности станции 500 МВт (табл. 8.7).

Таблица 8.7. **Варианты загрузки агрегатов при нагрузке станции 500 МВт**

P_2, МВт	P_3, МВт	$И_2$	$И_3$	$И_э^{(2)}$	$P_2^{у.о}$, МВт
200	300	59,8	101,0	160,8	
220	280	68,0	90,88	158,88	
240	260	76,74	81,32	158,06	240
260	240	86,04	72,32	158,36	
280	220	95,9	63,88	159,78	
300	200	106,3	56,0	162,3	

Как видно из таблицы, при условии, что нагрузка станции составляет 500 МВт, наилучшим является решение, при котором $P_2=240$ МВт и $P_3=260$ МВт. Суммарный расход при этом наименьший из всех возможных и составляет 158,06. Аналогично рассчитывают варианты при других значениях нагрузки станции, покрываемой двумя агрегатами. В табл. 8.8 приведена эквивалентная характеристика двух агрегатов, включающая наилучшие решения при каждом значении нагрузки.

Таблица 8.8. **Эквивалентная характеристика двух агрегатов**

$P^{(2)}$, МВт	400	420	440	460	480	500	520	540	560	580	600
$И_э^{(2)}$	115,8	123,68	132,12	140,32	149,06	158,06	167,36	176,92	186,78	196,9	207,3
$P_2^{у.о}$, МВт	200	200	200	220	240	240	260	260	280	280	300

Аналогично ведут расчет на третьем шаге, когда рассматривают работу трех агрегатов. В этом случае при построении эквивалентной расходной характеристики трех агрегатов используют расходную характеристику последнего невключенного агрегата (первый) и эквивалентную расходную характеристику двух уже работающих агрегатов, приведенную в табл. 8.8. Мощность станции при трех работающих агрегатах изменяется от 600 до 900

МВт. При шаге изменения мощности 20 МВт надо рассчитать 16 точек характеристики. Покажем расчет некоторых из них.

Рассмотрим работу станции с нагрузкой 600 МВт. Очевидно, что в этом случае все три агрегата работают с минимальной нагрузкой и расход на топливо составляет 179,5. Однако имеется еще один вариант обеспечения нагрузки станции 600 МВт. Если нагрузка третьего агрегата равна нулю, то два оставшихся агрегата могут взять нагрузку 300 МВт каждый. При этом суммарный расход составит 207,3. Очевидно, что из двух рассмотренных вариантов первый экономичнее. Он и включен в эквивалентную характеристику электростанции.

При нагрузке электростанции 900 МВт выбор отсутствует: все три агрегата должны работать с максимальной нагрузкой. При этом суммарный расход на топливо составит 318,6. При других значениях мощности электростанции имеется выбор из нескольких вариантов. Рассмотрим нагрузку станции 740 МВт. Возможные варианты обеспечения этой нагрузки представлены в табл. 8.9. Здесь же приведены варианты и для некоторых других значений мощности станции (наилучшие варианты для каждого из рассмотренных режимов станции подчеркнуты). В табл. 8.10 приведена эквивалентная расходная характеристика электростанции. В ней указаны нагрузка станции, суммарный расход на топливо, а также условно-оптимальная нагрузка первого агрегата. С ее помощью можно путем выполнения обратного хода динамического программирования определить оптимальную загрузку агрегатов при любой нагрузке станции.

Таблица 8.9. **Варианты загрузки трех агрегатов**

$P^{(3)}$	P_1	$P^{(3)}-P_1$	$И_1$	$И_2^{(2)}(P^{(3)}-P_1)$	$И_2^{(3)}$	$P_1^{у.о.}$
	200	540	63,7	176,92	240,62	
	220	520	71,81	167,36	239,17	
740	240	500	80,87	158,06	238,93	240
	260	480	90,47	149,06	239,53	
	280	460	100,61	140,32	240,93	
	300	440	111,3	132,12	243,42	
	200	560	63,7	186,78	250,48	
	220	540	71,81	176,92	248,73	
760	240	520	80,87	167,36	248,23	240
	260	500	90,47	158,06	248,53	
	280	480	100,61	149,06	249,67	
	300	460	111,3	140,32	251,62	
...	...	...	...	...	...	...
	240	600	80,87	207,3	288,17	
840	260	580	90,47	196,9	287,37	260
	280	560	100,61	186,78	287,39	
	300	540	111,3	176,92	288,22	
...	...	...	...	...	...	...

Таблица 8.10. Эквивалентная характеристика трех агрегатов

$P^{(3)}$, МВт	600	620	640	660	680	700	720	740
$И_3^{(3)}$, усл. ед.	179,5	187,38	195,49	203,93	212,13	220,87	229,87	238,93
$P_1^{у.о.}$, МВт	200	200	220	220	220	220	220	240

$P^{(3)}$, МВт	760	780	800	820	840	860	880	900
$И_3^{(3)}$, усл. ед.	248,23	257,79	267,39	277,25	287,37	297,51	307,91	318,6
$P_1^{у.о.}$, МВт	240	240	260	260	260	280	280	300

В условии задачи было предложено распределить между агрегатами нагрузку 740 МВт. Эта операция осуществляется при выполнении обратного хода динамического программирования. Покажем, как это делается.

В табл. 8.10 ищем значение мощности первого агрегата при нагрузке станции $P^{(3)}=740$ МВт. Определяем, что $P_1=240$ МВт. Это уже не условно-оптимальное значение, а оптимальное при заданной нагрузке станции. Определяем нагрузку, приходящуюся на два оставшихся агрегата: $P^{(2)}=P^{(3)}-P_1=740-240=500$ МВт. По этому значению мощности в табл. 8.8 определяем оптимальную нагрузку второго агрегата $P_2=240$ МВт. Теперь мощность третьего агрегата определяем простым вычитанием: $P_3=P^{(2)}-P_2=500-240=260$ МВт. Задача решена.

Задача 8.4. Для энергосистемы сравнительно небольшой мощности требуется определить оптимальное увеличение генерирующей мощности на ближайшие пять лет. Необходимые по прогнозу значения суммарной генерирующей мощности энергосистемы на каждый год пятилетнего периода приведены в табл. 8.11. В исходный момент эта мощность составляет 750 МВт. Ее можно увеличить вводом агрегатов мощностью 100 либо 150 МВт, причем в год может быть введено не более двух агрегатов суммарной мощностью не более 250 МВт. Принять удельные капиталовложения равными $к_{уд}=350$ руб/кВт. Для определения приведенных затрат использовать выражение

$$Z=\sum_{t=1}^{5}(E_н К_t+\Delta И_t)(1+E_{нп})^{1-t}, \qquad (8.12)$$

где $E_н=0{,}12$ 1/год; $к_t=к_{уд}(100n_1+150n_2)$ руб; n_1 и n_2 — целые числа; $\Delta И_t=И_t-И_{t-1}$ руб/год; $E_{нп}=0{,}08$. Ежегодные издержки $\Delta И_t$ принять равными 9,4%.

Таблица 8.11. Прогнозируемые значения необходимой генерируемой мощности

t, год	0	1	2	3	4	5
$P_t^{тр}$, МВт	750	826	859	894	929	966

Решение. Приведем математическую формулировку задачи. Итак, необходимо найти значения ежегодного приращения генерирующей мощности ΔP_1, ΔP_2, ..., ΔP_5 такие, чтобы для каждого года выполнялись ограничения

$$P_{\Sigma}^{(t)} = P_{\Sigma}^{(t-1)} + \Delta P_t \geqslant P_t^{\text{тр}}, \quad t = 1, 2, ..., 5;$$

$$\Delta P^{(t)} = 100 n_1 + 150 n_2; \tag{8.13}$$

$$n_1 = 0, 1, 2; \quad n_2 = 0, 1$$

и целевая функция (8.12) имела минимальное значение.

Поскольку целевая функция является аддитивной, то для решения задачи можно воспользоваться методом динамического программирования. Применительно к рассматриваемой задаче в соответствии с принципом оптимальности может быть записано соотношение

$$Z^{(t)} = \min \{З_t(\Delta P_t) + Z^{(t-1)}\}. \tag{8.14}$$

Здесь ΔP_t — приращение генерирующей мощности в год t рассматриваемого периода ($t = 1, ..., 5$); $З_t(\Delta P_t)$ — затраты на ввод мощности в год t:

$$З_t(\Delta P_t) = (E_{\text{н}} K_t + \Delta И_t)(1 + E_{\text{вн}})^{1-t}; \tag{8.15}$$

$Z^{(t-1)}$ — значение целевой функции на предыдущем шаге при суммарном приращении мощности за весь предыдущий период;

$$\Delta P_{\Sigma}^{(t-1)} = \Delta P_1 + ... + \Delta P_{t-1}.$$

В исходный момент суммарная генерируемая мощность системы составляет 750 МВт (см. табл. 8.11). В первый год рассматриваемого периода это значение должно быть не меньше 826 МВт. Следовательно, в первый год должен быть введен агрегат 100 МВт. Но, может быть, в этом году целесообразно ввести большую мощность. Найдем приведенные затраты на ввод различной мощности в этот год. При этом должны быть выполнены ограничения

$$P^{(1)} = 750 + \Delta P_1 \geqslant 826 \text{ МВт},$$

$$\Delta P_1 = 100 n_1 + 150 n_2 \leqslant 250 \text{ МВт}.$$

Приведенные затраты определяем следующим образом:
при $t = 1$

$$Z^{(1)} = З_1(\Delta P_1) = (E_{\text{н}} K_1 + И_1)(1 + E_{\text{вн}})^0 =$$
$$= 0{,}12 K_1 + 0{,}094 K_1 = 0{,}214 K_1.$$

В первый год можно ввести либо один агрегат мощностью 100 МВт, либо один агрегат мощностью 150 МВт, либо два

агрегата 100 МВт, либо один агрегат 100 МВт и один агрегат 150 МВт. Другие варианты по условиям задачи неприемлемы. Определим приведенные затраты, соответствующие этим значениям: $\Delta P_1 = 100$ МВт, $Z^{(1)} = З_1(\Delta P_1) = 0{,}214 \cdot 100 \cdot 350 \cdot 10^3 = 7490$ тыс. руб/год. Остальные значения приведены в табл. 8.12.

Таблица 8.12. Допустимые варианты ввода мощности в первый год

Суммарная генерация $P^{(1)}$, МВт	850	900	950	1000
ΔP_1, МВт	100	150	200	250
$Z^{(1)}$, тыс. руб/год	7490	11235	14980	18725

На первом шаге оптимизации принимаемых решений пока нет. Рассматриваются все допустимые варианты. Перейдем к рассмотрению второго года.

При разработке вариантов на второй год необходимо учитывать ограничения

$$P^{(1)} = 750 + \Delta P_1 \geqslant 826 \text{ МВт};$$

$$P^{(2)} = 750 + \Delta P_1 + \Delta P_2 \geqslant 859 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_2 = 100 n_1 + 150 n_2 \leqslant 250 \text{ МВт}.$$

Для этого года целевую функцию вычисляем так:

$$Z^{(2)} = \min\{З_2(\Delta P_2) + Z^{(1)}\} = \min\{З_2(\Delta P_2) + З_1(\Delta P_1)\}.$$

Здесь $З_1(\Delta P_1) = 0{,}214 K_1$:

$$З_2(\Delta P_2) = (0{,}12 K_2 + 0{,}094 K_2)(1 + 0{,}08)^{-1} = 0{,}198 K_2.$$

Покажем вычисление для варианта развития, когда $\Delta P_1 = 150$ МВт, а $\Delta P_2 = 0$:

$$Z^{(2)} = З_2(0) + З_1(150) = 0 + 11\,235 = 11\,235 \text{ тыс. руб/год}.$$

В табл. 8.13 приведены возможные варианты развития на второй год расчетного периода, а в табл. 8.14 — условно-оптимальные решения для второго года, найденные в результате анализа табл. 8.13.

Таблица 8.13. Возможные варианты развития на второй год

Суммарная генерация $P^{(2)}$, МВт	$\Delta P_\Sigma^{(2)}$, МВт	ΔP_1, МВт	ΔP_2, МВт	$З_1(\Delta P_1)$, тыс. руб/год	$З_2(\Delta P_2)$, тыс. руб/год	$Z^{(2)}$, тыс. руб/год	$\Delta P_2^{у.о}$, МВт
900	150	150	0	11235	0	11235	0
950	200	100	100	7490	6930	14420	100
		200	0	14980	0	14980	

Продолжение табл. 8.13

Суммарная генерация $P^{(2)}$, МВт	$\Delta P_{\Sigma}^{(2)}$, МВт	ΔP_1, МВт	ΔP_2, МВт	$З_1(\Delta P_1)$, тыс. руб/год	$З_2(\Delta P_2)$, тыс. руб/год	$Z^{(2)}$, тыс. руб/год	$\Delta P_2^{у.о}$, МВт
1000	250	100	150	7490	10395	17885	150
		150	100	11235	6930	18165	
		250	0	18725	0	18725	

Покажем, каким образом из возможных вариантов приращения мощности выбирают условно-оптимальное решение. Для примера рассмотрим выбор оптимального решения при условии, что суммарная генерирующая мощность во второй год составляет 1000 МВт. Как видно из табл. 8.13, суммарное приращение мощности $\Delta P_{\Sigma}^{(2)} = \Delta P_1 + \Delta P_2 = 250$ МВт. Такое значение суммарного приращения может быть получено различными способами. Так, если $\Delta P_1 = 100$ МВт, а $\Delta P_2 = 150$ МВт, то суммарные приведенные затраты составят 17 885 тыс. руб/год. Если же принять $\Delta P_1 = 150$ МВт, а $\Delta P_2 = 100$ МВт, то приведенные затраты окажутся выше и составят 18 165 тыс. руб/год. В третьем из возможных вариантов они еще выше и составят 18 725 тыс. руб/год. Поэтому для суммарной генерирующей мощности $P^{(2)} = 1000$ МВт в качестве условно-оптимального решения принято $\Delta P_2^{у.о} = 150$ МВт.

Таблица 8.14. Условно-оптимальные решения для второго года

Суммарная генерация $P^{(2)}$, МВт	900	950	1000
$\Delta P_2^{у.о}$, МВт	0	100	150
$Z^{(2)}$, тыс. руб/год	11 235	14 420	17 885

Рассмотрим ввод генерирующей мощности для третьего года. В этот год требуемая генерируемая мощность должна быть не меньше 894 МВт (см. табл. 8.11). Кроме того, должны быть выполнены ограничения:

$$P^{(2)} = 750 + \Delta P_{\Sigma}^{(2)} \geqslant 895 \text{ МВт};$$

$$P^{(3)} = 750 + \Delta P_{\Sigma}^{(3)} = 750 + \Delta P_{\Sigma}^{(2)} + \Delta P_3 \geqslant 894 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_3 = 100 n_1 + 150 n_2 \leqslant 250 \text{ МВт}.$$

Затраты на ввод мощности в третий год:

$$З_3(\Delta P_3) = (0{,}12 K_3 + 0{,}094 K_3)(1 + 0{,}08)^{-2} = 0{,}183 K_3.$$

При определении затрат на ввод генерирующей мощности используем уже найденные для второго года условно-оптимальные решения (см. табл. 8.14)

$$Z^{(3)} = \min \{З_3(\Delta P_3) + Z^{(2)}\}.$$

В табл. 8.15 приведены возможные варианты ввода мощности в третий год, в табл. 8.16 — полученные на ее основе условно-оптимальные решения для этого года.

Таблица 8.15. Возможные варианты ввода мощности в третий год

Суммарная генерация $P^{(3)}$, МВт	$\Delta P_{\Sigma}^{(3)}$, МВт	ΔP_3 МВт	$\Delta P_{\Sigma}^{(2)}$ МВт	$З_3(\Delta P_3)$, тыс. руб/год	$Z^{(2)}$, тыс. руб/год	$Z^{(3)}$, тыс. руб/год	$\Delta P_3^{у.о}$, МВт
900	150	0	150	0	11235	11235	0
950	200	0	200	0	14420	14420	0
1000	250	0	250	0	17885	17885	
		100	150	6405	11235	17640	100

Таблица 8.16. Условно-оптимальные решения для третьего года

Суммарная генерация $P^{(3)}$, МВт	900	950	1000
$\Delta P_3^{у.о}$, МВт	0	0	100
$Z^{(3)}$, тыс. руб/год	11235	14420	17640

Вычисления для четвертого года аналогичны приведенным выше вычислениям для третьего года. В этот год суммарная генерирующая мощность должна быть не меньше 929 МВт (см. табл. 8.11). При разработке вариантов ввода мощности нужно учитывать ограничения:

$$P^{(3)} = 750 + \Delta P_{\Sigma}^{(3)} \geqslant 894 \text{ Мвт};$$

$$P^{(4)} = 750 + \Delta P^{(3)} + \Delta P_4 \geqslant 929 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_4 = 100 n_1 + 150 n_2 \leqslant 250 \text{ МВт}.$$

Затраты на ввод генерирующей мощности:

$$З_3(\Delta P_4) = (0{,}12 K_4 + 0{,}094 K_4)(1 + 0{,}08)^{-3} = 0{,}1699 K_4;$$

$$Z^{(4)} = \min \{З_4(\Delta P_4) + Z^{(3)}\}.$$

В табл. 8.17 приведены возможные варианты ввода мощности в четвертый год, а в табл. 8.18 — полученные на ее основе условно-оптимальные решения для этого года.

Пятый год является последним для расчетного периода, поэтому он может планироваться так, чтобы была получена наибольшая выгода. Как видно из табл. 8.11, в пятый год суммарная генерирующая мощность должна быть не меньше 966 МВт. Очевидно, что для получения наибольшей выгоды нужно вы-

брать наименьшее допустимое значение суммарной генерирующей мощности, т. е. 1000 МВт. Определим варианты получения этой мощности и выберем из них наиболее дешевый.

Таблица 8.17. **Возможные варианты ввода мощности в четвертый год**

Суммарная генерация $P^{(4)}$, МВт	$\Delta P_{\Sigma}^{(4)}$, МВт	ΔP_4, МВт	$\Delta P_{\Sigma}^{(3)}$, МВт	$З_4(\Delta P_4)$, тыс. руб/год	$Z^{(3)}$, тыс. руб/год	$Z^{(4)}$, тыс. руб/год	$\Delta P_4^{у.о}$, МВт
950	200	0	200	0	14420	14420	0
1000	250	100	150	5947	11235	17182	100
		0	250	0	17640	17640	

Таблица 8.18. **Условно-оптимальные решения для четвертого года**

Суммарная генерация $P^{(4)}$, МВт	950	1000
$\Delta P_4^{у.о}$, МВт	0	100
$Z^{(4)}$, тыс. руб/год	14420	17182

Выражение для вычисления затрат имеет вид

$$Z^{(5)} = \min\{З_5(\Delta P_5) + Z^{(4)}\}.$$

где $З_5(\Delta P_5) = (0{,}12\,K_5 + 0{,}094\,K_5)(1+0{,}08)^{-4} = 0{,}157\,K_5$.

При разработке вариантов учитываем ограничения:

$$P^{(4)} = 750 + \Delta P_{\Sigma}^{(4)} \geqslant 929 \text{ МВт};$$

$$P^{(5)} = 750 + \Delta P_{\Sigma}^{(4)} + \Delta P_5 \geqslant 966 \text{ МВт};$$

$$\Delta P_5 = 100\,n_1 + 150\,n_2 \leqslant 250 \text{ МВт}.$$

Очевидно, что такой вариант только один (табл. 8.19).

Таблица 8.19. **Вариант развития на пятый год**

Суммарная генерация $P^{(5)}$, МВт	$\Delta P_{\Sigma}^{(5)}$, МВт	ΔP_5, МВт	$\Delta P_{\Sigma}^{(4)}$, МВт	$З_5(\Delta P_5)$, тыс. руб/год	$Z^{(4)}$, тыс. руб/год	$Z^{(5)}$, тыс. руб/год	Оптимальное значение ΔP_5, МВт
1000	250	0	250	0	17182	17182	0

Действительно, если бы мы ввели в пятый год 100 МВт, а в предыдущие годы — 150 МВт, то в четвертый год суммарная генерация составила бы 900 МВт, что меньше необходимой в четвертый год генерируемой мощности. Поэтому наилучший вариант получен при отсутствии ввода мощности в пятый год.

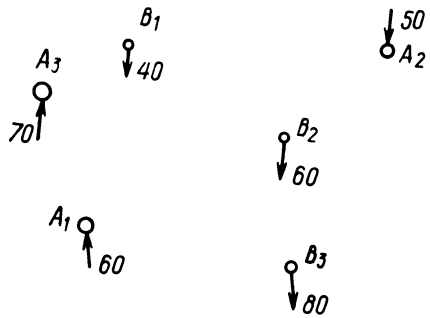


Рис. 8.2. Расположение источников и потребителей

Теперь, выполняя обратный ход, можно найти оптимальное решение на каждом шаге динамического программирования.

В четвертый год суммарная генерирующая мощность

$$P^{(4)} = P^{(5)} - \Delta P_5 = 1000 - 0 = 1000 \text{ МВт}.$$

По табл. 8.18 определяем вводимую в четвертый год мощность: $\Delta P_4 = 100$ МВт. Теперь можно определить генерирующую мощность на конец третьего года:

$$P^{(3)} = 1000 - 100 = 900 \text{ МВт}.$$

По табл. 8.16 определяем мощность, вводимую в третий год: $\Delta P_3 = 0$. К концу второго года генерирующая мощность осталась неизменной. По табл. 8.14 определяем: при суммарной генерации $P^{(2)} = 900$ МВт $\Delta P_2 = 0$, значит, к концу первого года генерация имеет то же значение, а именно 900 МВт. По табл. 8.12 определяем $\Delta P_1 = 150$ МВт.

Итак, оптимальное увеличение генерирующей мощности для расчетного периода достигается в том случае, когда в начале первого года вводится один агрегат мощностью 150 МВт, а в начале четвертого года — один агрегат мощностью 100 МВт.

Задача 8.5. Для энергорайона, представленного на рис. 8.2, спроектировать сеть наименьшей стоимости при следующих допущениях:

— стоимость подстанции не учитывается,

— потерями в сетях можно пренебречь,

— стоимость линии пропорциональна передаваемой по ней мощности.

В табл. 8.20 приведены мощности источников и нагрузок, а в табл. 8.21 указаны стоимости передачи 1 МВт от каждого источника к каждому потребителю в условных единицах.

Таблица 8.20. Мощности источников и потребителей

Название пункта	Источники			Потребители		
	A1	A2	A3	B1	B2	B3
Мощность, МВт	60	50	70	40	60	80

Таблица 8.21. Стоимости передачи единицы мощности

Источники	Потребители		
	B1	B2	B3
A1	1	2	3
A2	2	1	3
A3	1	2	4

Решение. При указанных выше допущениях задачу поиска оптимальной сети правомерно рассмотреть как транспортную [8,2. 8.5, 8.8]. Занесем условия задачи в транспортную таблицу (табл. 8.22). В ней указаны мощности источников и потребителей, а в верхнем углу каждой клетки указана стоимость передачи 1 МВт от источника к потребителю. Так, стоимость передачи 1 МВт от источника A1 к потребителю B1 составляет 1 усл. ед.

Таблица 8.22. Транспортная таблица

			Потребители		
			B1	B2	B3
			40	60	80
Источники	A1	60	1	2	3
	A2	50	2	1	3
	A3	70	1	2	4

Обозначим мощность, передаваемую от источника i к потребителю j, как x_{ij}, а стоимость передачи единицы мощности — как c_{ij}. Тогда формулировку транспортной задачи можно записать так: найти такие значения $x_{ij} \geqslant 0$, чтобы целевая функция (8.16) достигала минимального значения при ограничениях (8.17) и (8.18):

$$Z = c_{11}x_{11} + \ldots + c_{1n}x_{1n} + \ldots + c_{m1}x_{m1} + \ldots$$

$$\ldots + c_{mn}x_{mn} = \sum_{i=1}^{m}\sum_{j=1}^{n} c_{ij}x_{ij} \to \min; \qquad (8.16)$$

$$\sum_{i=1}^{m} x_{ij} = b_j \quad j = 1, 2, \ldots, n; \qquad (8.17)$$

$$\sum_{j=1}^{n} x_{ij} = a_i, \quad i = 1, 2, \ldots, m. \tag{8.18}$$

Условия (8.17) и (8.18) называются балансными условиями и соответствуют балансу мощности в узлах с источниками и потребителями.

Поскольку в заданных условиях сумма мощностей источников равна в точности сумме мощностей потребителей, задача является закрытой:

$$\sum_{i=1}^{m} a_i = \sum_{j=1}^{n} b_j.$$

Наметим исходный допустимый план поставок от источников к потребителям по наименьшему элементу c_{ij} в строке. Такой план показан в табл. 8.23.

Таблица 8.23. Исходный допустимый план

i \ j		Потребители 40	60	80
Источники	60	1 **40**	2 **20**	3
	50	2	1 **40**	3 **10**
	70	1	2	4 **70**

Величины поставок указаны в нижнем правом углу клеток. Определим стоимость такого плана:

$$Z = \sum_{j}^{m} \sum_{j}^{n} c_{ij} x_{ij} = 1 \cdot 40 + 2 \cdot 20 + 1 \cdot 40 + 3 \cdot 10 + 4 \cdot 70 = 430.$$

Приведенный план поставок является допустимым, так как выполнены балансы в узлах с источниками и потребителями. Клетки с поставками соответствуют базисным переменным. Остальные переменные являются свободными, и их значения равны нулю. Число базисных переменных в допустимом плане равно $m+n-1$. Применительно к рассматриваемой задаче $m=3$, $n=3$. В допустимом плане табл. 8.23 содержится пять базисных клеток (для них подчеркнуты значения коэффициентов c_{ij}).

С помощью метода потенциалов проверим, можно ли улучшить приведенный выше план поставок [8.5, 8.8]. Назначим потенциал первой строки равным нулю ($u_1 = 0$) и определим потенциалы остальных строк и столбцов; для этого используем то обстоятельство, что для базисных клеток должно выполняться соотношение $u_i + v_j = c_{ij}$. Число таких уравнений ($m+n-1$):

$$u_1+v_1=c_{11}=1; \qquad u_2+v_3=c_{23}=3;$$
$$u_1+v_1=c_{12}=2; \qquad u_3+v_3=c_{33}=4;$$
$$u_2+v_2=c_{22}=1; \qquad u_1=0.$$

Остальные потенциалы имеют такие значения:

$$v_1=1, \quad v_2=2, \quad u_2=-1, \quad v_4=4, \quad u_3=0.$$

Определим, можно ли улучшить это решение. Если для свободных клеток $\bar{c}_{ij}=c_{ij}-u_i-v_j<0$, то возможно снижение значения целевой функции:

$$\bar{c}_{13}=3-0-4=-1; \quad \bar{c}_{21}=2-1+1=2; \quad \bar{c}_{31}=1-0-1=0;$$
$$\bar{c}_{32}=2-0-2=0.$$

Итак, решение, приведенное в табл. 8.23, можно улучшить, если ввести в число базисных переменную x_{13}. Цикл пересчета включает эту переменную и базисные переменные x_{12}, x_{22} и x_{23}. Величина поставки определяется как наименьшее значение из поставок в отрицательных вершинах. Отрицательными вершинами являются клетки 1—2 и 2—3. Таким образом, переменная x_{13} в новом плане имеет значение $x_{13}=10$. В табл. 8.24 приведен новый улучшенный план поставок. Там же показаны новые значения потенциалов. При их вычислении было принято, что $u_1=0$.

Таблица 8.24. Улучшенный план поставок

i \ j		Потребители			Потенциалы
		40	60	80	u_i
Источники	60	1 — 40	2 — 10	3 — 10	0
	50	2	1 — 50	3	−1
	70	1 ×	2 ×	4 — 70	1
Потенциалы	v_j	1	2	3	—

Значение целевой функции для данного решения

$$Z=1\cdot 40+2\cdot 10+3\cdot 10+1\cdot 50+4\cdot 70=420.$$

Проанализируем, возможно ли улучшить решение, приведенное в табл. 8.24. Для этого вычислим для свободных клеток характеристики:

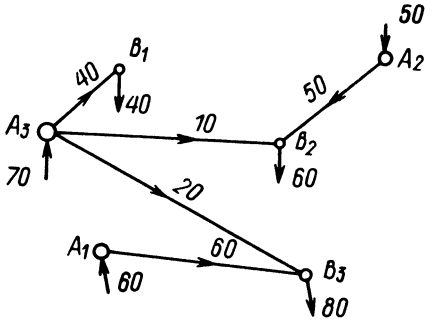


Рис. 8.3. Сеть, соответствующая оптимальному решению

$$\bar{c}_{21}=2+1-1=2;$$
$$\bar{c}_{23}=3+1-3=1;$$
$$\bar{c}_{31}=1-1-1=-1;$$
$$\bar{c}_{32}=2-1-2=-1.$$

Таким образом, две свободные клетки позволяют улучшить решение (они отмечены крестиками). Найдем цикл пересчета и величины поставок в эти клетки. Для клетки 3—1 цикл пересчета включает базисные переменные x_{11}, x_{13} и x_{33}. Величина поставки $x_{31}=40$. Для клетки 3—2 цикл пересчета включает базисные переменные x_{12}, x_{13} и x_{33}. Величина поставки равна $x_{32}=10$. Очевидно, что поставка $x_{31}=40$ более выгодна, так как приведет к снижению целевой функции на 40 ед. Новый план поставок приведен в табл. 8.25. Там же указаны потенциалы. При их определении было принято $v_2=0$.

Таблица 8.25. **Второй улучшенный план поставок**

i \ j		Потребители			Потенциалы
		40	60	80	u_i
Источники	60	1	$\underline{2}$ 10	$\underline{3}$ 50	2
	50	2	$\underline{1}$ 50	3	1
	70	$\underline{1}$ 40	2	$\underline{4}$ 30	3
Потенциалы	v_j	2	0	1	—

Значение целевой функции равно

$$Z=2\cdot 10+3\cdot 50+1\cdot 50+1\cdot 40+4\cdot 30=380.$$

Однако и этот план поставок не оптимален и может быть улучшен, поскольку $\bar{c}_{32}=2-3-0=-1$. Величина поставки в эту клетку составляет 10 (цикл пересчета включает базисные переменные x_{12}, x_{13} и x_{33}).

После перераспределения поставок получается план, приведенный в табл. 8.26. Там же указаны потенциалы, найденные при $u_3=0$. Для данного плана все характеристики свободных клеток

положительны: $\bar{c}_{ij}=c_{ij}-u_i-v_j$. Это означает, что данный план оптимален. Целевая функция имеет значение

$$Z=3\cdot 60+1\cdot 50+1\cdot 40+2\cdot 10+4\cdot 20=370.$$

Таблица 8.26. **Оптимальный план поставок**

i \ j		Потребители			Потенциалы
		40	60	80	u_i
Источники	60	1	2	$\underline{3}$ 60	-1
	50	2	$\underline{1}$ 50	3	-1
	70	$\underline{1}$ 40	$\underline{2}$ 10	$\underline{4}$ 20	0
Потенциалы	v_j	1	2	4	

На рис. 8.3 показана сеть, соответствующая данному решению. Отметим, что постановка задачи не предусматривала возможности транзита мощности через шины источников и потребителей.

ГЛАВА 9

ВЕРОЯТНОСТНЫЕ МЕТОДЫ В РАСЧЕТАХ НАДЕЖНОСТИ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Задачи этой главы посвящены определению показателей надежности различных схем систем электроснабжения. В качестве модели отказов и восстановлений элементов систем используются случайные события, случайные величины, случайные процессы.

Под надежностью элемента или системы понимают свойство элемента или системы выполнять заданные функции, сохраняя показатели в заданных условиях эксплуатации.

Надежность характеризуется следующими показателями:

1) вероятностью безотказной работы, т. е. вероятностью того, что при заданных условиях работы не произойдет отказа или что время безотказной работы T элемента или системы будет больше или равно времени t:

$$p(t)=p(T\geqslant t); \tag{9.1}$$

2) вероятностью отказа — вероятностью того, что в заданном интервале времени произойдет хотя бы один отказ или что время безотказной работы T будет меньше времени t:

$$q(t)=1-p(t)=p(T<t), \tag{9.2}$$

где $q(t)$ как функция времени обладает всеми свойствами интегральной функции распределения случайной величины — времени безотказной работы;

3) частотой отказов или плотностью вероятности времени безотказной работы

$$a(t)=q'(t)=-p'(t), \tag{9.3}$$

$$q(t)=\int_0^t a(t)\,dt; \tag{9.4}$$

4) интенсивностью отказов — отношением частоты отказов к вероятности безотказной работы

$$\lambda(t)=\frac{a(t)}{p(t)}=-\frac{p'(t)}{p(t)}=\frac{a(t)}{1-q(t)}, \tag{9.5}$$

где $\lambda(t)\,dt$ — условная вероятность отказа элементов или системы при условии, что он не отказал на интервале $[0, t]$; $a(t)\,dt$ — безусловная вероятность отказа элемента на интервале dt.

Элементы электрических систем (генераторы, трансформаторы, линии электропередачи, коммутирующие аппараты и др.) являются восстанавливаемыми элементами. Продолжительность времени восстановления — случайная величина, поэтому восстанавливаемые элементы характеризуются дополнительно следующими параметрами:

5) вероятностью восстановления элемента системы за время t

$$v(t)=p(T_в<t); \tag{9.6}$$

6) вероятностью невосстановления элемента (системы) за время

$$\omega(t)=p(T_в\geqslant t)=1-v(t) \tag{9.7}$$

(функция $v(t)$ является интегральной функцией распределения случайной величины времени восстановления);

7) плотностью вероятности времени восстановления

$$a_в(t)=v(t)=-\omega'(t), \tag{9.8}$$

$$v(t)=\int_0^t a_в(t)\,dt; \tag{9.9}$$

8) интенсивностью восстановления — отношением плотности вероятности восстановления к вероятности невосстановления:

$$\mu(t)=\frac{a_в(t)}{\omega(t)}=-\frac{\omega'(t)}{\omega(t)}=\frac{a_в(t)}{1-v(t)}. \tag{9.10}$$

Решая уравнения (9.5) относительно $p(t)$ или (9.10) относительно $\omega(t)$, получаем экспоненциальный закон надежности или восстановления:

$$p(t)=\bar{e}^{\int_0^t \lambda(t)\,dt}; \tag{9.11}$$

$$\omega(t)=\bar{e}^{\int_0^t \mu(t)\,dt}; \tag{9.12}$$

9) параметром потока отказов восстанавливаемого элемента — средним количеством отказов в единицу времени $\omega(t)$:

$$\omega_0(t)=a(t)+\int_0^t \omega_0(x)\,a(t-x)\,dx. \tag{9.13}$$

Если $\lambda(t)=\text{const}$, то $\omega_0(t)=\omega_0=\lambda$ При условии постоянства интенсивности отказов ее значение численно равно параметру пото-

ка отказов. При оценке надежности систем электроснабжения в практических расчетах считают $\lambda=\omega_0=\text{const}$;

10) средним временем безотказной работы, или средней наработкой на отказ,

$$\bar{T}=\int_0^\infty ta(t)\,dt=\int_0^\infty tq'(t)\,dt=\int_0^\infty p(t)\,dt, \tag{9.14}$$

$$\bar{T}=1/\omega_0=1/\lambda \tag{9.15}$$

при $\omega_0=\text{const}$;

11) средним временем восстановления

$$\bar{T}_в=\int_0^\infty ta_в(t)\,dt=\int_0^\infty \omega(t)\,dt, \tag{9.16}$$

при $\mu(t)=\mu=\text{const}$

$$\bar{T}_в=1/\mu; \tag{9.17}$$

12) средней вероятностью отказов

$$q=\omega_0\bar{T}_в/T=\lambda\bar{T}_в/T; \tag{9.18}$$

13) средней вероятностью безотказного состояния (коэффициент готовности)

$$p=1-q=1-\frac{\lambda\bar{T}_в}{T},$$

при $\bar{T}=1$ год, $\lambda=1/\text{год}$, $\bar{T}_в=\text{год}$

$$\bar{q}=\lambda\bar{T}_в,\quad \bar{p}=1-\lambda\bar{T}_в; \tag{9.19}$$

14) параметром потока преднамеренных отключений элемента

$$\omega_п=1/\bar{T}_п, \tag{9.20}$$

где $\bar{T}_п$ — среднее время преднамеренных отключений;

15) средней вероятностью преднамеренных отключений

$$q_п=\omega_п\bar{T}_п; \tag{9.21}$$

16) вероятностью безотказной работы элемента в течение отрезка времени τ при $\bar{T}_в\ll\bar{T}$, $\tau>3\bar{T}_в$

$$p(t,\tau)=pe^{-\lambda\tau}; \tag{9.22}$$

17) вероятностью отказа элемента в течение отрезка времени τ

$$q(t,\tau)=1-pe^{-\lambda\tau}. \tag{9.23}$$

Основные показатели надежности систем с различным соединением восстанавливаемых элементов

1. Последовательное соединение n восстанавливаемых элементов. Средняя вероятность безотказной работы

$$p_c(t)=\prod_{i=1}^{n} p_i(t), \tag{9.24}$$

$$q_c(t)=1-\prod_{i=1}^{n} p_i(t), \tag{9.25}$$

$$q_c=\sum_{i=1}^{n} q_i-\sum_{ij} q_i q_j+\sum_{ijk} q_i q_j q_k-\ldots+$$

$$+(-1)^{n-1} q_1 q_2 \ldots q_n \approx \sum_{i=1}^{n} q_i=\sum_{i=1}^{n} \lambda_i T_{вi}, \tag{9.26}$$

$$\lambda_c(t)=\sum_{i=1}^{n} \lambda_i(t), \tag{9.27}$$

$$\lambda_c=\sum_{i=1}^{n} \lambda_i, \tag{9.28}$$

$$T_c=1/\lambda_c, \tag{9.29}$$

$$T_{вс}=\frac{q_c}{\lambda_c}=\frac{\sum_{i=1}^{n} \lambda_i T_{вi}}{\sum_{i=1}^{n} \lambda_i}. \tag{9.30}$$

Если все элементы одинаковы, т. е. $T_{вi}=T_{вj}=T_в$, $\lambda_i=\lambda_j=\lambda$, то

$$T_{вс}=T_в. \tag{9.31}$$

Если учитываются преднамеренные отключения элементов с параметром потока $\omega_п$ и средним временем $T_п$, то

$$\lambda_c=\sum_{i=1}^{n} \lambda_i+\omega_{пi\,нб},$$

$$q_c=\sum_{i=1}^{n} \lambda_i T_{вi}+(\omega_{пi} T_{пi})_{нб},$$

где $\omega_{пi\,нб}$ и $(\omega_{пi} T_{пi})_{нб}$ — наибольшие значения параметра потока и вероятности преднамеренных отключений соответственно, так как в цепях с последовательным соединением элементов преднамеренные отключения совмещаются.

2. Параллельное соединение n восстанавливаемых элементов (под отказом системы понимают отсутствие напряжения на шинах рассматриваемого узла нагрузки, т. е. не учитывают ограничения по пропускной способности элементов):

$$p_c(t)=1-\prod_{i=1}^{n} q_i(t), \tag{9.32}$$

$$q_c(t)=\prod_{i=1}^{n} q_i(t), \tag{9.33}$$

$$\lambda_c=\sum_{i=1}^{n}\lambda_i\prod_{\substack{j=1\\ j\neq i}}^{n-1}\lambda_j T_{вj}, \tag{9.34}$$

$$T_c=\left[\sum_{i=1}^{n}\lambda_i\prod_{\substack{j=1\\ j\neq i}}^{n-1}\lambda_j T_{вj}\right]^{-1}, \tag{9.35}$$

$$T_в=\frac{\prod_{i=1}^{n}\lambda_i T_{вi}}{\sum_{i=1}^{n}\lambda_i\prod_{\substack{j=1\\ i\neq i}}^{n-1}\lambda_j T_{вj}}. \tag{9.36}$$

С учетом преднамеренных отключений, но одновременно не более одного параллельного отключенного элемента

$$\lambda_c=\sum_{i=1}^{n}\lambda_i\prod_{\substack{j=1\\ j\neq i}}^{n-1}\lambda_j T_{вj}+\omega_{пi}\prod_{\substack{j=1\\ i\neq j}}^{n-1}\lambda_j T_{вj}, \tag{9.37}$$

$$T_{всi}=\frac{\prod_{j=1}^{n-1}\lambda_j T_{вj}}{\sum_{\substack{i=1\\ i\neq j}}^{n-1}\lambda_i\prod_{\substack{k=1\\ k\neq j\neq i}}^{n-2}\lambda_k T_{вk}}, \tag{9.38}$$

$$T_c=\lambda_c^{-1}, \tag{9.39}$$

$$T_{вс}=\frac{\prod_{i=1}^{n}\lambda_i T_{вi}+\sum_{i=1}^{n}k_{пi}\omega_{пi}T_{пi}\prod_{\substack{j=1\\ j\neq i}}^{n-1}\lambda_j T_{вj}}{\sum_{i=1}^{n}\lambda_i\prod_{\substack{j=1\\ j\neq i}}^{n}\lambda_j T_{вj}+\omega_{пi}\prod_{\substack{j=1\\ i\neq j}}^{n-1}\lambda_j T_{вj}}, \tag{9.40}$$

где

$$k_{пi}=1-e^{-T_{пi}/T_{всi}}. \tag{9.41}$$

3. Произвольное соединение элементов (под «отказом» системы относительно узлов нагрузки понимают то же, что и при параллельном соединении элементов). Показатели надежности схемы относительно любого узла нагрузки H

$$Q_{\text{н}} = Q(M) + \omega_{\text{н}i} K_{\text{н}i} Q_{Mi}, \tag{9.42a}$$

$$\lambda_{\text{н}} = \sum_{i=1}^{n} \lambda_i Q(M_i) + \omega_{\text{н}i} Q(M_i), \tag{9.42}$$

где $Q(M_i)$ — вероятность отказа оставшейся части схемы относительно узла H после исключения из нее i-го элемента. В частности, при представлении эквивалентной схемы в виде минимальных путей

$$Q(M_i) = 1 - \left[\sum_{i=1}^{k_i} p(\Pi_i) - \sum_{ij} p(\Pi_i \Pi_j) + \right.$$
$$\left. + \sum_{ijl} p(\Pi_i \Pi_j \Pi_l) - \ldots + (-1)^{k_i - 1} p(\Pi_1 \Pi_2 \ldots \Pi_{k_i}), \right. \tag{9.43}$$

где $p(\Pi_i) = \prod_{r_i=1}^{N_i} p_{r_i}$ — вероятность надежной работы i-го пути (N_i — число элементов, входящих в i-й путь); $p(\Pi_i \Pi_j) = \prod_{r_{ij}=1}^{N_{ij}} p_{r_{ij}}$ — вероятность надежной работы i-го и j-го пути, (N_{ij} — число различных элементов, входящих в i-й и j-й путь);

$$k_{\text{н}i} = 1 - e^{-T_{\text{н}i}/T_{\text{в}i}}, \tag{9.44}$$

$$T_{\text{в}i} = \frac{Q(M_i)}{\sum_{\substack{j=1 \\ j \neq i}}^{n-1} \lambda_i Q(M_j)}. \tag{9.45}$$

При представлении схемы в виде эквивалентной структурной минимальных сечений

$$Q(M_i) = \sum_{i=1}^{k_c} q(C_i) - \sum_{ij} q(C_i C_j) +$$
$$+ \sum_{ijl} q(C_i C_j C_l) - \ldots + (-1)^{k_c - 1} q(C_1 C_2 \ldots C_{k_c}) = \sum_{i=1}^{k_{ci}} q(C_i) = \sum_{i=1}^{k_{ci}} \prod_{r_i}^{N_{ci}} \lambda_{r_i} T_{\text{в}ri}, \tag{9.46}$$

$$T_{\text{сн}} = (\lambda_{\text{сн}})^{-1}, \tag{9.47}$$

$$p_{\text{н}}(t)=\mathrm{e}^{-\lambda_{\text{сн}}t}, \tag{9.48}$$

$$q_{\text{н}}(t)=1-\mathrm{e}^{-\lambda_{\text{н}}t}, \tag{9.49}$$

$$\bar{T}_{\text{всн}}=\frac{\sum\limits_{i=1}^{k_{\text{с}}}\prod\limits_{r_i=1}^{N_{ci}}\lambda_{r_i}\bar{T}_{\text{в}r_i}+\sum\limits_{i=1}^{n}k_{\text{п}i}\omega_{\text{п}i}\bar{T}_{\text{п}i}\sum\limits_{i=1}^{k_{ci}}\prod\limits_{r_i}^{N_{ci}}\lambda_{r_i}\bar{T}_{\text{в}r_i}}{\sum\limits_{i=1}^{n}\lambda_i\sum\limits_{i=1}^{k_{ci}}\prod\limits_{r_i}^{N_{ci}}\lambda_{r_i}\bar{T}_{\text{в}r_i}+\omega_{\text{п}i}\sum\limits_{i=1}^{k_{ci}}\prod\limits_{r_i=1}^{N_{ci}}\lambda_{r_i}\bar{T}_{\text{в}r_i}}. \tag{9.50}$$

Здесь $k_{\text{с}}$ — число минимальных сечений в схеме относительно узла нагрузки; k_{ci} — число минимальных сечений в оставшейся части схемы после исключения i-го элемента; N_{ci} — число элементов, входящих в i-е сечение.

Недоотпуск электроэнергии в узле H схемы

$$\Delta\text{Э}_{\text{н}}=\text{Э}\,q_{\text{н}}=\bar{P}\,T\,\lambda_{\text{сн}}\,\bar{T}_{\text{всн}},$$

где $\bar{P}$ — средняя за рассчитываемый отрезок времени T мощность нагрузки.

Задача 9.1. Система передачи электроэнергии (рис. 9.1) состоит из следующих элементов: повышающего трансформатора $T1$, линии электропередачи, понижающего трансформатора $T2$, отказы которых независимы. Параметры потоков отказов элементов и средние времена восстановления приведены в табл. 9.1.

Таблица 9.1. Параметры надежности электропередачи

Показатель надежности	Элемент сети		
	T1	Л	T2
λ, 1/год	0,02	0,12	0,025
$\bar{T}_{\text{в}}$, ч	526	8	400

Определить параметр потока отказов системы, среднюю вероятность отказа системы и среднее время ее восстановления.

Решение. Параметр потока отказов $\lambda_{\text{с}}$ системы с последовательно соединенными элементами равен сумме параметров потоков отказов элементов, образующих систему:

$$\lambda_{\text{с}}=\lambda_{\text{Т1}}+\lambda_{\text{Л}}+\lambda_{\text{Т2}}=0{,}02+0{,}12+0{,}025=0{,}165\ 1/\text{год}.$$

Средняя вероятность отказа $q_{\text{с}}$ системы с последовательно соединенными элементами

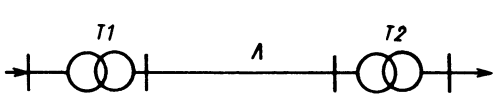


Рис. 9.1. Схема системы передачи электроэнергии

$$q_c = q_{T1} + q_л + q_{T2} = \lambda_{T1} T_{вT1} + \lambda_л T_{вл} +$$

$$+ \lambda_{T2} T_{вT2} = (0{,}02 \cdot 526 + 0{,}12 \cdot 8 + 0{,}025 \cdot 400) \frac{1}{8760} = 2{,}45 \cdot 10^{-3}.$$

Среднее время восстановления $T_{вс}$ системы

$$T_{вс} = \frac{q_c}{\lambda_c} = \frac{2{,}45 \cdot 10^{-3}}{0{,}165} = 14{,}8 \cdot 10^{-3} \text{ год},$$

т. е. $T_{вс} = 130{,}1$ ч.

Задача 9.2. Система передачи электроэнергии (рис. 9.2) потребителю состоит из следующих элементов: генератора (Г), повышающего трансформатора Т1, линии электропередачи (Л) и по-

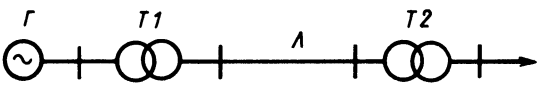


Рис. 9.2. Схема системы передчи электроэнергии

нижающего трансформатора Т2. Параметры потоков отказов элементов Т1, Т2, Л те же, что и в задаче 9.1.

Параметр потока отказов генератора $\lambda_Г = 21$/год, среднее время его восстановления $T_{вГ} = 240$ ч.

Определить параметр потока отказов λ_C системы, среднюю вероятность отказа q_c и среднее время восстановления $T_{вС}$ (преднамеренные отключения не учитывать).

Решение. Параметр потока отказов системы

$$\lambda_c \approx \lambda_Г + \lambda_{T1} + \lambda_л + \lambda_{T2} = 2 + 0{,}02 + 0{,}12 + 0{,}025 = 2{,}165 \text{ 1/год}.$$

Средняя вероятность отказа системы

$$q_C = q_Г + q_{T1} + q_л + q_{T2} = \lambda_Г T_{вГ} + \lambda_{T1} T_{вT1} +$$

$$+ \lambda_л T_{вл} + \lambda_{T2} T_{вT2} = 2 \cdot 240/8760 + (0{,}02 \cdot 526 + 0{,}12 \cdot 8 +$$

$$+ 0{,}025 \cdot 400)/8760 = 54{,}8 \cdot 10^{-3} + 2{,}45 \cdot 10^{-3} = 57{,}25 \cdot 10^{-3}.$$

Среднее время восстановления системы

$$T_{вс} = \frac{q_c}{\lambda_c} = \frac{57{,}25 \cdot 10^{-3}}{2{,}165} = 0{,}0264 \text{ года, т. е. } T_{вс} = 232 \text{ ч.}$$

Задача 9.3. Система передачи электроэнергии потребителю состоит из генераторов Г1 и Г2, повышающего трансформатора Т1, линии электропередачи (Л) и понижающего трансформатора Т2 (рис. 9.3). Каждый генератор может выдать лишь 50% мощности, требуемой потребителю. Остальные элементы системы

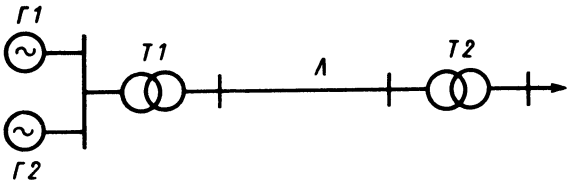


Рис. 9.3. Схема системы передачи электроэнергии

имеют пропускную способность 100% нагрузки потребителя. Параметры потоков отказов генераторов Г1 и Г2 одинаковы. Параметры потоков отказов и средние времена восстановления элементов схемы те же, что и в задачах 9.1, 9.2.

Определить параметр потока отказов λ_c системы, среднюю вероятность отказа q_c системы и среднее время восстановления $T_{вс}$ (преднамеренные отключения не учитывать).

Решение. Параметр потока отказов системы, если под отказом системы понимать отсутствие напряжения в узле нагрузки,

$$\lambda_c = \lambda_{Г1} q_{Г2} + \lambda_{Г2} q_{Г1} + \lambda_{Т1} + \lambda_{Л} + \lambda_{Т2} =$$

$$= 2 \cdot 54{,}8 \cdot 10^{-3} + 2 \cdot 54{,}8 \cdot 10^{-3} + 0{,}165 = 0{,}384 \text{ 1/год.}$$

Средняя вероятность отказа системы

$$q_c = q_{Г1} q_{Г2} + q_{Т1} q_{Л} + q_{Т2} = \lambda_{Г1} T_{вГ1} \lambda_{Г2} T_{вГ2} + q_{Т1} + q_{Л} + q_{Т2} =$$

$$= (2 \cdot 240 \cdot 2 \cdot 240)/8760^2 + 2{,}45 \cdot 10^{-3} = 0{,}0032 + 0{,}00245 =$$

$$= 0{,}00565 = 5{,}65 \cdot 10^{-3}.$$

Среднее время восстановления системы

$$T_{вс} = q_c/\lambda_c = 0{,}00565/0{,}384 = 0{,}0147 \text{ года, т. е. } T_{вс} = 129 \text{ ч.}$$

Анализ результатов решения задач 9.1—9.3 показывает, что включение генератора в исследуемую схему привело к резкому снижению ее надежности (параметр потока отказов системы вырос более чем в 10 раз), поскольку генератор имеет самые низкие по сравнению с другими элементами схемы показатели надежности. Резервирование генератора привело к значительному увеличению надежности, так что значение параметра потока отказов системы с двумя генераторами соизмеримо с этим значением для системы без генераторов.

Задача 9.4. **Потребитель получает электроэнергию по линиям электропередачи Л1 и Л2, отказы которых независимы. Каждая линия пропускает всю необходимую потребителю мощность. Параметры потоков отказов линий и средние времена восстановления приведены в табл. 9.2.**

Таблица 9.2. Параметры надежности схемы электропередачи

Показатель надежности	Элемент сети	
	Л1	Л2
λ, 1/год	0,03	0,04
$T_в$, ч	12	8

Определить параметр потока отказов $\lambda_с$ системы, среднюю вероятность отказа $q_с$ системы и среднее время $T_{вс}$ ее восстановления (преднамеренные отключения не учитывать).

Решение. Параметр потока отказов системы с двумя параллельно соединенными элементами

$$\lambda_с = \lambda_{Л1} q_{Л2} + \lambda_{Л2} q_{Л1} = \lambda_{Л1} \lambda_{Л2} T_{ВЛ2} + \lambda_{Л2} \lambda_{Л1} T_{ВЛ1} =$$

$$= \lambda_{Л1} \lambda_{Л2} (T_{ВЛ1} + T_{ВЛ2}) = 0{,}03 \cdot 0{,}04\,(12+8)/8760 = 2{,}75 \cdot 10^{-6}\ 1/год.$$

Средняя вероятность отказа системы равна произведению вероятностей событий отказа элементов системы при их независимости:

$$q_с = q_{Л1} q_{Л2} = \lambda_{Л1} T_{ВЛ1} \lambda_{Л2} T_{ВЛ2} =$$

$$= 0{,}03 \cdot 12 \cdot 0{,}04 \cdot 8/8760^2 = 4{,}11 \cdot 10^{-5} \cdot 3{,}65 \cdot 10^{-5} = 0{,}15 \cdot 10^{-8}.$$

Среднее время восстановления системы

$$T_{вс} = \frac{q_с}{\lambda_с} = \frac{\lambda_{Л1} \lambda_{Л2} T_{ВЛ1} T_{ВЛ2}}{\lambda_{Л1} \lambda_{Л2} (T_{ВЛ1} + T_{ВЛ2})} = \frac{T_{ВЛ1} T_{ВЛ2}}{T_{ВЛ1} + T_{ВЛ2}} = \frac{12 \cdot 8}{12+8} = 4{,}8\ ч.$$

Задача 9.5. Решить предыдущую задачу при условии, что каждая линия пропускает только 50% мощности, требуемой потребителю (рис. 9.4). Дополнительно определить вероятность получения потребителем лишь 50% мощности.

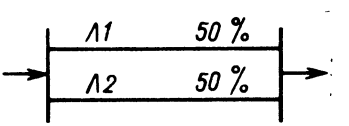


Рис. 9.4. Схема системы передачи электроэнергии

Решение. Поскольку под отказом системы понимают исчезновение напряжения в узле нагрузки, параметр потока отказов этой системы, средняя вероятность ее отказа и среднее время восстановления будут те же, что и в предыдущей задаче, т. е.

$$\lambda_с = 2{,}75 \cdot 10^{-6}\ 1/год, \quad q_с = 0{,}15 \cdot 10^{-8}, \quad T_{вс} = 4{,}8\ ч.$$

При пропускной способности каждой линии лишь 50% мощности нагрузки существует вероятность выдачи потребителю лишь 50% требуемой мощности.

Если рассматривать отказ системы как получение потребителем 50% мощности, то параметр потока отказов λ_c такой системы определяется вероятностью работы только одной линии:

$$\lambda_c = \lambda_{л1}(1 - q_{л1}^2) + \lambda_{л2}(1 - q_{л1}) =$$

$$= 0{,}03(1 - 3{,}65 \cdot 10^{-5}) + 0{,}04(1 - 4{,}11 \cdot 10^{-5}) = 6{,}99972 \cdot 10^{-2} =$$

$$= 0{,}069999 = 7 \cdot 10^{-2} \text{ 1/год.}$$

При этом средняя вероятность отказа q'_c системы

$$q'_c = q_{л1} p_{л2} + q_{л2} p_{л1} =$$

$$= 4{,}11 \cdot 10^{-5}(1 - 3{,}65 \cdot 10^{-5}) + 3{,}65 \cdot 10^{-5}(1 - 4{,}11 \cdot 10^{-5}) =$$

$$= 0{,}15 \cdot 10^{-8} + 7{,}76 \cdot 10^{-5} = 7{,}76 \cdot 10^{-5}.$$

Среднее время восстановления системы, способной передать 50% мощности нагрузки

$$T'_{вс} = \frac{q'_c}{\lambda'_c} = \frac{7{,}76 \cdot 10^{-5}}{7 \cdot 10^{-2}} = 0{,}011 \text{ год, т. е. } 9{,}7 \text{ ч.}$$

Анализ результатов решения задач 9.4, 9.5 показывает:

1. Вероятность отказа резервированной системы с линиями 100%-ной пропускной способности достаточно низкая ($q_c = 0{,}15 \cdot 10^{-8}$), что позволяет при реальном проектировании осуществлять питание потребителей I и II категорий надежности по двум линиям.

2. При 50%-ной пропускной способности каждой линии вероятность неполучения потребителем 100% мощности резко возрастает ($q_c = 0{,}77 \cdot 10^{-4}$), так что надежность такой системы недостаточна для электроснабжения потребителей I и II категорий надежности. Поэтому в резервированных системах пропускная способность каждого элемента составляет, как правило, 100% мощности нагрузки, что обеспечивает ее выдачу при аварийном отключении одной линии.

Задача 9.6. Решить задачу 9.4 с учетом преднамеренных отключений. Параметр потока преднамеренных отключений первой линии $\omega_{пл1} = 0{,}3$ 1/год, среднее время преднамеренного простоя $T_{л1} = 40$ ч, для второй линии — $\omega_{пл2} = 0{,}4$ 1/год, $T_{пл2} = 25$ ч.

Решение. Для определения параметра потока отказов системы предварительно определим коэффициенты

$$k_{пл1} = 1 - e^{-T_{вл1}/T_{вл2}} = 1 - e^{-40/8} = 0{,}9933,$$

$$k_{пл2} = 1 - e^{-T_{пл2}/T_{вл2}} = 1 - e^{-25/12} = 0{,}8755.$$

Параметр потока отказов системы

$$\lambda_c = \lambda_{л1}\, q_{л2} + \lambda_{л2}\, q_{л1} + \omega_{пл1}\, q_{л2} + \omega_{пл2}\, q_{л1} = \lambda_{л1}\, \lambda_{л2}\, T_{вл2} + \lambda_{л1}\, \lambda_{л2}\, T_{вл1} +$$

$$+ \omega_{пл1}\, \lambda_{л2}\, T_{вл2} + \omega_{пл2}\, \lambda_{л1}\, T_{вл1} = 2{,}75 \cdot 10^{-6} + (0{,}3 \cdot 0{,}4 \cdot 8 +$$

$$+ 0{,}4 \cdot 0{,}03 \cdot 12)/8760 = 2{,}75 \cdot 10^{-6} + 27{,}4 \cdot 10^{-6} = 30{,}1 \cdot 10^{-6} \text{ 1/год.}$$

Средняя вероятность отказа системы

$$q_c = q_{л1}\, q_{л2} + k_{п1}\, q_{п1}\, q_{л2} + k_{п2}\, q_{п2}\, q_{л1} =$$

$$= 0{,}15 \cdot 10^{-8} + (0{,}9933 \cdot 0{,}3 \cdot 40 \cdot 0{,}03 \cdot 12 + 0{,}8754 \cdot 0{,}4 \times$$

$$\times 25 \cdot 0{,}04 \cdot 8)/8760^2 = 0{,}15 \cdot 10^{-8} + 0{,}9933 \cdot 1{,}37 \cdot 10^{-3} \times$$

$$\times 3{,}653 \cdot 10^{-5} + 0{,}8755 \cdot 1{,}142 \cdot 10^{-3} \cdot 4{,}11 \cdot 10^{-5} = 9{,}226 \cdot 10^{-8}.$$

Среднее время восстановления системы

$$T_{вс} = \frac{q_c}{\lambda_c} = \frac{9{,}226 \cdot 10^{-8}}{30{,}1 \cdot 10^{-6}} = 3{,}06 \cdot 10^{-3} \text{ год, т. е. 26,8 ч.}$$

Сравнивая результаты решения задач 9.4 и 9.6, видим, что преднамеренные отключения элементов резервированных систем электроснабжения существенно увеличивают параметр потока отказов системы и вероятность ее отказа.

Задача 9.7. Потребитель получает электроэнергию по линиям Л1 и Л2 (рис. 9.4), отказы которых независимы. Пропускная способность каждой линии — 50% мощности, требуемой потребителю. Параметры потоков отказов и средние времена преднамеренных отключений и аварийных восстановлений приведены в табл. 9.3.

Определить параметр потока отказов системы, среднее время восстановления и вероятность получения потребителем лишь 50% мощности.

Таблица 9.3. Параметры надежности схемы электропередачи

Показатель надежности	Элемент	
	Л1	Л2
λ, 1/год	0,03	0,04
$T_в$, ч	12	8
$\omega_п$, 1/год	0,3	0,4
$T_п$, ч	40	25

Решение. Параметр потока отказов резервированной системы (исчезновение напряжения на шинах узла нагрузки) не зависит от пропускной способности линий и был определен в задаче 9.6. То же относится к среднему времени восстановления, т. е.

$$\lambda_c = 30{,}1 \cdot 10^{-6} \text{ 1/год}, \quad T_{вс} = 26{,}8 \text{ ч.}$$

Если, как и в задаче 9.5, рассматривать отказ системы как неполучение потребителем 50% требуемой мощности, то параметр потока отказов

$$\lambda''_c = \lambda'_c + \omega_{пл1}(1-q_{л2}) + \omega_{пл2}(1-q_{л1}) =$$
$$= 0{,}07 + 0{,}3(1-3{,}65\cdot 10^{-5}) + 0{,}4(1-4{,}11\cdot 10^{-5}) = 0{,}77 \text{ 1/год.}$$

Вероятность получения потребителем только 50% мощности

$$q''_c = q'_c + k_{п1}\, q_{п1}(1-q_{л2}) + k_{п2}\, q_{п2}(1-q_{л1}) =$$
$$= 7{,}76\cdot 10^{-5} + 0{,}9933\cdot 0{,}3\cdot 40(1-3{,}65\cdot 10^{-5})/8760 +$$
$$+ 0{,}8755\cdot 0{,}4\cdot 25(1-4{,}11\cdot 10^{-5})/8760 = 2{,}438\cdot 10^{-3}.$$

Среднее время восстановления системы, способной передать потребителю лишь 50% требуемой мощности,

$$T''_{вс} = \frac{q''_c}{\lambda''_c} = \frac{2{,}348\cdot 10^{-3}}{0{,}77} = 0{,}00305 \text{ г, т. е. } 26{,}7 \text{ ч.}$$

Из анализа показателей надежности системы, состоящей из двух линий с 50%-ной пропускной способностью каждая, следует, что показатели надежности такой системы определяются в основном показателями надежности системы, способной передать лишь 50% мощности, поскольку значения параметра потока отказов и вероятности полного отказа резервированной системы достаточно низкие.

Задача 9.8. Завод получает электроэнергию от двух источников питания ГРЭС и районной подстанции системы (рис. 9.5). Каждая цепь может пропустить всю необходимую потребителю мощность. Параметры потоков отказов и преднамеренных отключений элементов системы электроснабжения, средние времена восстановления и длительности преднамеренных отключений приведены в табл. 9.4.

Таблица 9.4. Параметры надежности схемы электропередачи

Показатель надежности	Элемент сети					
	$В_{11}$	Л1	$В_{12}$	$В_{21}$	Л2	$В_{22}$
λ_0, 1/(км · год)	—	0,023	—	—	0,019	—
λ, 1/год	0,099		0,048	0,137		0,137
$T_в$, ч	10	30	10	15	30	15
$\omega_п$, 1/год	0,4	0,3	0,4	0,4	0,3	0,4
$T_п$, ч	60	50	60	80	20	80

Определить параметр потока отказов системы электроснабжения, среднее время безотказной работы, среднюю вероятность отказа, среднее время восстановления, а также недоотпуск

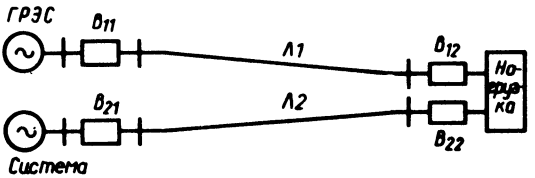


Рис. 9.5. Схема системы электроснабжения завода

электроэнергии за год, считая, что среднегодовая мощность завода 30 МВт.

При расчете принять, что преднамеренные отключения последовательно включенных элементов цепей совмещаются по времени. Надежность источников не учитывать.

Решение. Параметры потоков отказов первой и второй цепи, каждая из которых состоит из последовательно соединенных элементов,

$$\lambda_{\text{I}} = \lambda_{\text{В}_{11}} + \lambda_{\text{ОЛ1}}\, l_{\text{Л1}} + \lambda_{\text{В12}} + \omega_{\text{ПВ11}} =$$
$$= 0{,}099 + 0{,}023 \cdot 80 + 0{,}048 + 0{,}4 = 2{,}387 \text{ 1/год};$$

$$\lambda_{\text{II}} = \lambda_{\text{В21}} + \lambda_{\text{ОЛ2}}\, l_{\text{Л2}} + \lambda_{\text{В22}} + \omega_{\text{ПВ21}} =$$
$$= 0{,}137 + 0{,}019 \cdot 30 + 0{,}137 + 0{,}4 = 1{,}244 \text{ 1/год}.$$

Параметр потока отказов $\lambda_{\text{с}}$ системы определяется как для системы, состоящей из параллельно соединенных цепей I и II, т. е.

$$\lambda_{\text{с}} = \lambda_{\text{I}}\, q_{\text{II}} + \lambda_{\text{II}}\, q_{\text{I}} + \omega_{\text{ПII}}\, q_{\text{II}} + \omega_{\text{ПIII}}\, q_{\text{I}},$$

где

$$q_{\text{I}} = q_{\text{В11}} + q_{\text{Л1}} + q_{\text{В21}} = \lambda_{\text{В11}}\, T_{\text{В11}} + \lambda_{\text{ОЛ1}}\, l_{\text{Л1}}\, T_{\text{ВЛ1}} + \lambda_{\text{В21}}\, T_{\text{В21}} =$$
$$= (0{,}099 \cdot 10 + 0{,}023 \cdot 80 \cdot 30 + 0{,}048 \cdot 10)/8760 = 6{,}47 \cdot 10^{-3};$$

$$q_{\text{II}} = q_{\text{В21}} + q_{\text{Л2}} + q_{\text{В22}} = \lambda_{\text{В21}}\, T_{\text{В21}} + \lambda_{\text{ОЛ2}}\, l_{\text{Л2}}\, T_{\text{ВЛ2}} + \lambda_{\text{В22}}\, T_{\text{В22}} =$$
$$= (0{,}137 \cdot 15 + 0{,}019 \cdot 30 \cdot 30 + 0{,}137 \cdot 15)/8710 = 2{,}42 \cdot 10^{-3}.$$

Параметр потока отказов системы

$$\lambda_{\text{с}} = 2{,}387 \cdot 2{,}42 \cdot 10^{-3} + 1{,}244 \cdot 6{,}47 \cdot 10^{-3} + 0{,}4 \cdot 2{,}42 \cdot 10^{-3} +$$
$$+ 0{,}4 \cdot 6{,}47 \cdot 10^{-3} = 1{,}738 \cdot 10^{-2} \text{ 1/год}.$$

Среднее время безотказной работы системы

$$T_{\text{с}} = \frac{1}{\lambda_{\text{с}}} = \frac{1}{1{,}738 \cdot 10^{-2}} = 57{,}5 \text{ года}.$$

Средняя вероятность отказа системы

$$q_{\text{с}} = q_{\text{I}}\, q_{\text{II}} + k_{\text{ПII}}\, q_{\text{ПII}}\, q_{\text{II}} + k_{\text{ПIII}}\, q_{\text{ПIII}}\, q_{\text{I}}.$$

В цепи последовательно соединенных элементов рассматриваем параметры преднамеренного отключения одного элемента:

$$\omega_{\text{ПП}} = \omega_{\text{ПВ11}},$$

$$\omega_{\text{ПШ}} = \omega_{\text{ПВ21}}.$$

Коэффициенты $k_{\text{П}}$, учитывающие снижение вероятности преднамеренных отключений за счет возможного наложения аварийного состояния элементов схемы на плановое состояние данного элемента,

$$k_{\text{ПШ}} = 1 - e^{-\tau_{\text{ПВ21}}/\tau_{\text{ВШ}}},$$

$$k_{\text{ППП}} = 1 - e^{-\tau_{\text{ПВ12}}/\tau_{\text{ВПП}}};$$

$$\tau_{\text{ВШ}} = \frac{q_{\text{ш}}}{\lambda_{\text{ш}} - \omega_{\text{ПШ}}} = \frac{6{,}47 \cdot 10^{-3}}{2{,}387 - 0{,}4} = 3{,}26 \cdot 10^{-3} \text{ года, т. е. } 28{,}5 \text{ ч};$$

$$\tau_{\text{ВПП}} = \frac{q_{\text{п}}}{\lambda_{\text{п}} - \omega_{\text{ППП}}} = \frac{2{,}42 \cdot 10^{-3}}{1{,}244 - 0{,}4} = 2{,}87 \cdot 10^{-3} \text{ года, т. е. } 25{,}1 \text{ ч};$$

$$k_{\text{ПШ}} = 1 - e^{-80/28{,}5} = 0{,}9396,$$

$$k_{\text{ППП}} = 1 - e^{-60/25{,}1} = 0{,}908,$$

$$q_{\text{с}} = 6{,}47 \cdot 10^{-3} \cdot 2{,}42 \cdot 10^{-3} + (0{,}9396 \cdot 0{,}4 \cdot 60 \cdot 2{,}42 \cdot 10^{-3} + 0{,}908 \cdot 0{,}4 \cdot 80 \cdot 6{,}47 \cdot 10^{-3})/8760 = 43{,}35 \cdot 10^{-6}.$$

Среднее время восстановления системы

$$\tau_{\text{вс}} = \frac{q_{\text{с}}}{\lambda_{\text{с}}} = \frac{43{,}35 \cdot 10^{-6}}{1{,}738 \cdot 10^{-2}} = 0{,}0025 \text{ года, т. е. } 21{,}8 \text{ ч}.$$

Недоотпущенная потребителю электроэнергия

$$\Delta Э_{\text{п}} = Э\, q_{\text{с}} = P\tau q_{\text{с}} = 30 \cdot 10^3 \cdot 8760 \cdot 43{,}35 \cdot 10^{-6} = 11\,392 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Таким образом, средняя вероятность отказа системы с взаиморезервируемыми цепями, даже с учетом плановых отключений, достаточно низкая: $q_{\text{с}} = 0{,}43 \cdot 10^{-4}$, что позволяет считать возможным питание ответственных потребителей по двум линиям электропередачи.

Задача 9.9. Определить параметры потоков отказов и средние времена восстановления относительно шин низшего напряжения понижающих подстанций II и III, а также суммарный недоотпуск электроэнергии потребителям II и III систем (рис. 9.6) без учета

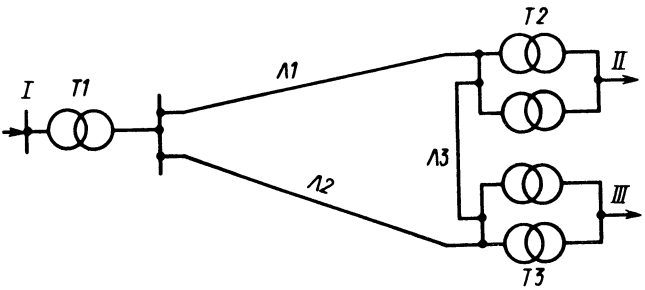


Рис. 9.6. Схема системы электроснабжения потребителей

преднамеренных отключений элементов. Среднегодовая потребляемая мощность каждой подстанции составляет 100 МВт (табл. 9.5).

Таблица 9.5. **Показатели надежности элементов системы**

Показатель надежности	Элемент сети					
	Л1	Л2	Л3	Т1	Т2	Т3
λ_0, 1/(км·год)	0,006	0,006	0,006	—	—	—
λ, 1/год				0,02	0,02/0,02	0,02/0,02
l, км	150	180	120			
$T_в$, ч	10	10	10	100	60/60	100/100

Пропускная способность каждого элемента системы достаточна для пропуска всей необходимой мощности потребителям.

Решение. Расчетная схема для определения показателей надежности схемы относительно узла II нагрузки приведена на рис. 9.7, *а*. Параметр потока отказов системы относительно узла нагрузки II

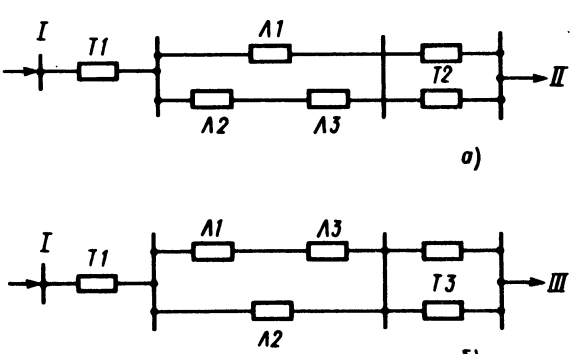


Рис. 9.7. Расчетная схема для вычисления показателей надежности:
***а* — для узла I; *б* — для узла III**

$$\lambda_{сII} = \lambda_{Т1} + \lambda_{Л1}(q_{Л2} + q_{Л3}) + (\lambda_{Л2} + \lambda_{Л3})\, q_{Л1} +$$
$$+ \lambda_{Т2}\, q_{Т2} = \lambda_{Т1} + \lambda_{оЛ1}\, l_{Л1}\,(\lambda_{оЛ2}\, l_{Л2}\, T_{ВЛ2} +$$
$$+ \lambda_{оЛ3}\, l_{Л3}\, T_{ВЛ3}) + \lambda_{оЛ1}\, l_{Л1}\, T_{ВЛ1}\,(\lambda_{оЛ2}\, l_{Л2} + \lambda_{оЛ3}\, l_{Л3}) +$$
$$+ 2\,\lambda_{Т2}^2\, T_{ВТ2} = 0{,}02 + 0{,}006 \cdot 150\,(0{,}006 \cdot 180 \cdot 10 +$$
$$+ 0{,}006 \cdot 120 \cdot 10)/8760 + 0{,}006 \cdot 150 \cdot 10\,(0{,}006 \cdot 180 +$$
$$+ 0{,}006 \cdot 120)/8760 + 2 \cdot 0{,}02^2 \cdot 60/8760 =$$
$$= 0{,}02 + 0{,}0185 + 0{,}0185 + 5{,}48\,\cdot 10^{-6} = 0{,}0236 \text{ 1/год.}$$

Средняя вероятность отказа системы, питающей нагрузку узла II,

$$q_{сII} = q_{Т1} + q_{Л1}(q_{Л2} + q_{Л3}) + q_{Т2}^2 =$$
$$= \lambda_{Т1} T_{ВТ1} + \lambda_{Л1}\, T_{ВЛ1}\,(\lambda_{Л2}\, T_{ВЛ2} + \lambda_{Л3}\, T_{ВЛ3}) +$$
$$+ \lambda_{Т2}\, T_{ВТ2})^2 = 0{,}02 \cdot 100/8760 + 0{,}9 \cdot 10\,(1{,}08 \cdot 10 +$$
$$+ 0{,}72 \cdot 10)/8760^2 + (0{,}02 \cdot 60)^2/8760^2 = 2{,}34 \cdot 10^{-4}.$$

Среднее время аварийного восстановления системы относительно узла II

$$T_{всII} = \frac{q_{сII}}{\lambda_{эII}} = \frac{2{,}34 \cdot 10^{-4}}{0{,}0236} = 0{,}0099 \text{ года, т. е. } 86{,}9 \text{ ч.}$$

Недоотпущенная потребителям подстанции электроэнергия в узле II

$$\Delta Э_{II} = \bar{P}_{II}\, T_Г\, q_{сII} = 100 \cdot 10^3 \cdot 8760 \cdot 2{,}34 \cdot 10^{-4} = 204984 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Расчетная схема показателей надежности относительно узла III нагрузки приведена на рис. 9.7, *б*:

$$\lambda_{сIII} = \lambda_{Т1} + \lambda_{Л2}(q_{Л1} + q_{Л3}) + q_{Л2}(\lambda_{Л1} + \lambda_{Л3}) +$$
$$+ 2\,\lambda_{Т2}\, q_{Т2} = 0{,}02 + 1{,}08\,(1{,}027 \cdot 10^{-3} + 0{,}82 \cdot 10^{-3}) +$$
$$+ 1{,}23 \cdot 10^{-3}\,(0{,}9 + 0{,}72) + 2 \cdot 0{,}02 \cdot 1{,}37 \cdot 10^{-4} = 0{,}024 \text{ 1/год;}$$

$$j_{сIII} = q_{Т1} + q_{Л2}(q_{Л1} + q_{Л3}) + q_{Т2}^2 = 2{,}28 \cdot 10^{-4} +$$
$$+ 2{,}28 \cdot 10^{-6} + 1{,}88 \cdot 10^{-8} = 2{,}3 \cdot 10^{-4};$$

$$T_{всIII} = \frac{q_{сIII}}{\lambda_{сIII}} = \frac{2{,}3 \cdot 10^{-4}}{0{,}024} = 0{,}0096 \text{ года, т. е. } 84 \text{ ч.}$$

Недоотпущенная потребителям электроэнергия подстанции в узле III

$$\Delta Э_{III} = \bar{P}_{III}\, T_Г\, q_{сIII} = 100 \cdot 10^3 \cdot 8760 \cdot 2{,}3 \cdot 10^{-4} = 201480 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Из анализа алгоритмов и результатов расчетов следует, что основное влияние на показатели надежности оказывает нерезервированный элемент схемы — трансформатор $T1$. В табл. 9.6 приведены результаты расчетов показателей надежности схемы от недоотпуска электроэнергии с учетом и без учета резервированной части схемы (т. е. учтен только $T1$).

Таблица 9.6. **Результаты расчетов показателей надежности**

Степень учета элементов схемы	Показатели надежности						
	$\lambda_{сII}$, 1/год	$\lambda_{сIII}$, 1/год	$T_{всII}$, ч	$T_{всIII}$, ч	$\Delta Э_{II}$, кВт·ч	$\Delta Э_{III}$, кВт·ч	$\Delta Э_{р}$, кВт·ч
Учет всех элементов	0,0236	0,024	86,9	84	204 984	201 480	406 464
Учет только Т1	0,02	0,02	100	100	200 000	200 000	400 000
Разница, %	15,3	16,7	15,1	19,1	2,4	0,7	1,6

Наименьшая разница между приближенным и полным решением получается при определении недоотпуска электроэнергии.

Задача 9.10. Решить предыдущую задачу при условии, что каждая из линий Л1 и Л2 пропускает только 50% мощности нагрузки в узле II или в узле III. Дополнительно определить показатели надежности схемы относительно узлов II и III при условии получения потребителями каждой из подстанций менее 100% требуемой мощности. Расчетные схемы приведены на рис. 9.7, *а,б*.

Решение. Показатели надежности схемы относительно узлов II и III $\lambda_{сII}$, $\lambda_{сIII}$ (считая, что отказ — исчезновение напряжения в узлах нагрузки) определены в задаче 9.9. Если рассматривать отказ системы, как состояние выдачи потребителю менее 100% мощности (энергии) нагрузки, то параметр потока отказов такой системы будет определяться схемой случаев, состоящей из суммы событий полного отказа системы и получения потребителем только 50% мощности нагрузки:

$$\lambda'_{сII}=\lambda_{сII}+\lambda_{Т1}+\lambda_{Л1}(1-q_{Л2})(1-q_{Л3})+(\lambda_{Л2}+\lambda_{Л3})\times$$

$$\times(1-q_{Л1})+2\lambda_{Т2}q_{Т2}\approx\lambda_{сIII}+\lambda_{Т1}+\lambda_{Л1}-\lambda_{Л1}q_{Л3}-\lambda_{Л1}q_{Л2}+$$

$$+\lambda_{Л2}+\lambda_{Л3}-\lambda_{Л2}q_{Л1}-\lambda_{Л3}q_{Л1}+2\lambda_{Т2}q_{Т2}=0{,}0236+0{,}02+0{,}9-$$

$$-0{,}9\cdot\frac{0{,}006\cdot120\cdot10}{8760}-0{,}9\frac{0{,}006\cdot180\cdot10}{8760}+1{,}08+0{,}72-$$

$$-1{,}08\frac{0{,}006\cdot150\cdot10}{8760}-0{,}72\frac{0{,}006\cdot150\cdot10}{8760}+$$

$$+5{,}48\cdot10^{-6}=2{,}74\ 1/год;$$

$$q'_{\text{сп}} = q_{\text{сп}} + P_{\text{п}}(50\%) = 2{,}34 \cdot 10^{-4} + q_{\text{т1}} + q_{\text{л1}}(1 - q_{\text{л2}})(1 - q_{\text{л3}}) +$$
$$+ (q_{\text{л2}} + q_{\text{л3}})(1 - q_{\text{л1}}) + 2 p_{\text{т2}} q_{\text{т2}} = 2{,}34 \cdot 10^{-4} +$$
$$+ \frac{0{,}02 \cdot 60}{8760} + \frac{0{,}006 \cdot 150 \cdot 10}{8760} 0{,}999 \cdot 0{,}999 +$$
$$+ \frac{0{,}006 \cdot 10\,(300)}{8760} 0{,}999 + 2 \frac{0{,}02 \cdot 60}{8760} 0{,}999 =$$
$$= 2{,}34 \cdot 10^{-4} + 1{,}37 \cdot 10^{-4}\, 1{,}025 \cdot 10^{-3} + 2{,}057 \cdot 10^{-3} +$$
$$+ 2{,}74 \cdot 10^{-4} = 3{,}727 \cdot 10^{-3}.$$

Среднее время аварийного восстановления системы

$$T'_{\text{вп}} = \frac{q'_{\text{сп}}}{\lambda'_{\text{сп}}} = \frac{0{,}003727}{2{,}74} = 1{,}36 \cdot 10^{-3} \text{ года, т. е. } 11{,}9 \text{ ч.}$$

Параметр потока отказов системы для состояния выдачи в узле III менее 100% мощности нагрузки

$$\lambda'_{\text{сш}} = \lambda_{\text{сш}} + \lambda_{\text{т1}} + (\lambda_{\text{л1}} + \lambda_{\text{л3}})(1 - q_{\text{л2}}) + \lambda_{\text{л2}}(1 - q_{\text{л1}})(1 - q_{\text{л3}}) +$$
$$+ 2 \lambda_{\text{т3}} q_{\text{т3}} = 0{,}024 + 0{,}02 + (0{,}9 + 0{,}72)\, 0{,}999 + 1{,}08 \times$$
$$\times 0{,}999 \cdot 0{,}999 + 5{,}48 \cdot 10^{-6} = 2{,}74 \text{ 1/год,}$$

$$q'_{\text{сш}} = q_{\text{сш}} + P_{\text{ш}}(50\%) = 2{,}3 \cdot 10^{-4} + q_{\text{т1}} + q_{\text{л2}}(1 - q_{\text{л1}})(1 - q_{\text{л3}}) +$$
$$+ (q_{\text{л1}} + q_{\text{л3}})(1 - q_{\text{л2}}) + 2 p_{\text{т2}} q_{\text{т2}} = 2{,}3 \cdot 10^{-4} + 2{,}28 \cdot 10^{-4} +$$
$$+ 1{,}22 \cdot 10^{-3} + 1{,}32 \cdot 10^{-3} + 2{,}74 \cdot 10^{-4} = 3{,}27 \cdot 10^{-3}.$$

$$T'_{\text{вш}} = 0{,}00327/2{,}74 = 1{,}19 \cdot 10^{-3} \text{ года, т. е.} = 10{,}45 \text{ ч.}$$

Сравнение результатов решения задач 9.9 и 9.10 показывает, что при сооружении линий *Л*1 и *Л*2 с пропускной способностью 50% мощности нагрузки вероятность неполучения потребителями в узлах II и III 100% требуемой мощности увеличивается в 15 раз.

Задача 9.11. Двухцепная линия электропередачи напряжением 110 кВ, длиной 80 км, сооруженная на двухцепных опорах, имеет среднее значение параметра потока отказов одной цепи $\lambda_{\text{о1}} = 0{,}01$ 1/(км · год). Доля отказов линии из-за отключения двух цепей по одной причине $\nu = 0{,}3$. Среднее время аварийного восстановления одной цепи $T_{\text{в1}} = 15$ ч, двух цепей $T_{\text{в2}} = 100$ ч на отказ. Суммарная продолжительность преднамеренного отключения одной цепи $T_{\text{в2}} = 140$ ч при их частоте $\omega_{\text{п}} = 4$ 1/год.

Пропускная способность каждой линии — 100% мощности нагрузки.

Определить параметр потока отказов и вероятность отказа двухцепной ЛЭП, среднее время восстановления и среднее время безотказной работы.

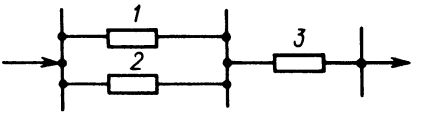


Рис. 9.8. Расчетная схема по надежности двухцепной ЛЭП

Решение. Отказы двухцепных ЛЭП делятся на отказы одной цепи и отказы обеих цепей, обусловленные одной причиной. Поэтому схема для расчета надежности двухцепной ЛЭП показана на рис. 9.8, где элементы *1* и *2* характеризуют отказ каждой цепи, а элемент *3* — отказ обеих цепей по одной причине.

Параметры потоков отказов расчетных элементов

$$\lambda_1=\lambda_2=(1-v)\,l\,\lambda_{o1}=0{,}7\cdot 0{,}01\cdot 80=0{,}56\ \text{1/год},$$

$$\lambda_3=v\,\lambda_o\,l=0{,}3\cdot 0{,}01\cdot 80=0{,}24\ \text{1/год}.$$

Вероятность аварийного отключения каждой цепи и двух цепей одновременно

$$q_1=q_2=\lambda_1\,T_{в1}=0{,}56\frac{15}{8760}=9{,}59\cdot 10^{-4},$$

$$q_3=\lambda_3\,T_{в2}=0{,}24\frac{100}{8760}=2{,}74\cdot 10^{-3}.$$

Вероятность преднамеренного отключения каждой цепи

$$q_{п1}=\omega_п\,T_п=4\frac{140}{8760}=0{,}064.$$

Параметр потока отказов двухцепной ЛЭП

$$\lambda_{ЛЭП}=\lambda_3+2\lambda_1(q_2+q_{п2})=0{,}24+2\cdot 0{,}56\,(9{,}59\cdot 10^{-4}+$$
$$+0{,}064)=0{,}313\ \text{1/год}.$$

Среднее время безотказной работы ЛЭП

$$T=1/\lambda_{ЛЭП}=1/0{,}313=3{,}19\ \text{года}.$$

Вероятность аварийного отключения двухцепной ЛЭП

$$q_{ЛЭП}=q_1\,q_2+q_3+2k_п\,q_1\,q_{п2}=0{,}959\cdot 10^{-4}\cdot 0{,}959\cdot 10^{-4}+$$
$$+2{,}74\cdot 10^{-3}+2\cdot 0{,}999\cdot 0{,}959\cdot 10^{-4}\cdot 0{,}064=2{,}86\cdot 10^{-3},$$

где $k_п=1-e^{-T_{п1}/T_{в1}}=1-e^{-140/15}=0{,}999$.

Среднее эквивалентное время восстановления системы с учетом преднамеренных отключений

$$T_в=\frac{q_{ЛЭП}}{\lambda_{ЛЭП}}=\frac{2{,}86\cdot 10^{-3}}{0{,}313}=0{,}00914\ \text{года, т. е. 80 ч.}$$

Таким образом, параметр потока отказов двухцепной ЛЭП и средняя вероятность ее отказа определяются в основном событием отключения обеих цепей одновременно по одной причине.

Задача 9.12. Система передачи электроэнергии потребителю состоит из трансформатора Т1, двухцепной ЛЭП (на двухцепных опорах) и трансформатора Т2 (рис. 9.9). Параметры надежности ЛЭП, те же, что и в предыдущей задаче. Параметры потока отказов каждого трансформатора: $\lambda_{T1}=\lambda_{T2}=0{,}02$ 1/год, среднее время аварийного восстановления $T_{вT1}=T_{вT2}=360$ ч, $\omega_{пT1}=\omega_{пT2}=6{,}0$ 1/год, $T_{пT1}=T_{пT2}=70$ ч.

Определить параметр потока отказов системы, среднее время ее восстановления, среднее время безотказной работы и среднюю вероятность отказа системы.

Решение. Параметр потока отказов системы

$$\lambda_c=\lambda_{ЛЭП}+\lambda_{T1}+\lambda_{T2}+\omega_{пT1}=$$
$$=0{,}313+0{,}02+0{,}02+6=6{,}353 \text{ 1/год.}$$

Средняя вероятность отказа системы

$$q_c=q_{T1}+q_{ЛЭП}+q_{T2}+\omega_{пT1}T_{пT1}=$$
$$=2\left(0{,}02\frac{360}{8760}\right)+2{,}86\cdot10^{-3}+6\frac{70}{8760}=5{,}24\cdot10^{-2}.$$

В этих формулах $\lambda_{ЛЭП}$ и $q_{ЛЭП}$ — показатели надежности двухцепной ЛЭП, определенные в предыдущей задаче.

Среднее эквивалентное время восстановления системы с учетом преднамеренных отключений

$$T_{вэс}=\frac{q_c}{\lambda_c}=\frac{5{,}24\cdot10^{-2}}{6{,}353}=0{,}00825 \text{ года, или } 72{,}3 \text{ ч.}$$

Среднее время безотказной работы системы

$$T_c=1/\lambda_c=1/6{,}353=0{,}157 \text{ года, т. е. } 1379 \text{ ч.}$$

Анализ результатов решения задач 9.12 и 9.11 показывает, что с включением в систему передачи электроэнергии нерезервированных элементов значительно увеличиваются параметр потока отказов (за счет их плановых ремонтов) и вероятность отказа системы, а следовательно, резко снижается время ее безотказной

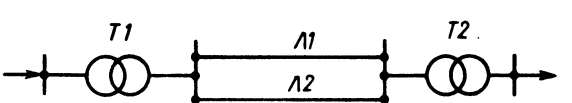


Рис. 9.9. Схема системы передачи электроэнергии

работы. Это означает, что даже неответственные потребители не могут получать электроэнергию от одного трансформатора без обеспечения резервирования по сети низшего напряжения или наличия централизованного трансформаторного резерва.

Задача 9.13. **Потребитель получает электроэнергию по системе электропередачи, состоящей из повышающего трансформатора Т1, линий электропередачи Л1 и Л2, проходящих по разным трассам, и понижающего трансформатора Т2 (рис 9.10). Показатели надежности элементов системы те же, что и в задачах 9.11, 9.12.**

Определить параметр потока отказов системы, среднее время ее восстановления, среднюю вероятность отказа системы и среднее время ее безотказной работы.

Решение. Поскольку линии Л1 и Л2 проходят по разным трассам, представляется невозможным отключение их по одной причине и, следовательно, параметр потока отказов

$$\lambda_c = \lambda_{T1} + \lambda_{Л1}\, q_{Л2} + \lambda_{Л2}\, q_{Л1} + \omega_{пТ1} =$$

$$= 0{,}02 \cdot 2 + (0{,}01^2 \frac{15}{8760})\, 2 + 6 = 6{,}04 \text{ 1/год.}$$

Средняя вероятность отказа системы

$$q_c = q_{T1} + q_{Л1}\, q_{Л2} + k_п\, q_{П2}\, q_{пЛ1} + k_п\, q_{Л2}\, q_{пЛ1} + q_{T2} + \omega_{пТ1}\, \bar{T}_{пТ1} =$$

$$= 2(0{,}02 \frac{360}{8760}) + (0{,}01 \cdot 80 \frac{15}{8760})^2 + 2\,(0{,}999 \cdot 0{,}01 \cdot 80 \cdot 15 \cdot 4 \times$$

$$\times 140/8760^2) + 6 \frac{70}{8760} = 4{,}98 \cdot 10^{-2},$$

где $k_п = 1 - e^{-\tau_п/\bar{T}_в} = 1 - e^{-140/15} = 0{,}999$.

Среднее эквивалентное время восстановления системы с учетом преднамеренных отключений

$$\bar{T}_{вос} = q_c/\lambda_c = 0{,}0498/6{,}04 = 0{,}0082 \text{ года, т. е. } 72{,}2 \text{ ч.}$$

Среднее время безотказной работы системы

$$\bar{T}_c = 1/\lambda_c = 1/6{,}04 = 0{,}1656 \text{ года, т. е. } 1450 \text{ ч.}$$

Надежность системы с двумя линиями, проходящими по разным трассам, выше, чем надежность двухцепной линии (см.

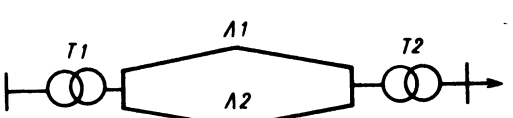


Рис. 9.10. Схема системы передачи электроэнергии

задачу 9.12). При заданных параметрах надежности отдельных элементов схемы разница составляет 5%. Однако по-прежнему она достаточно низка из-за наличия нерезервируемых элементов.

Задача 9.14. Потребитель получает электроэнергию по двум параллельным цепям ЛЭП, проходящим по разным трассам. Условия работы ЛЭП с точки зрения надежности можно подразделить на благоприятные и неблагоприятные (гроза, гололед, ветер). Продолжительность работы ЛЭП в неблагоприятных условиях — 3 месяца в году. Вероятности отказа цепей в неблагоприятных условиях $q'_{л1}=0{,}02$, $q'_{л2}=0{,}05$, вероятности отказа цепей в благоприятных условиях

$$q''_{л1}=0{,}002, \quad q''_{л2}=0{,}005.$$

Определить среднюю вероятность отказа системы за год и среднюю вероятность ее безотказной работы.

Решение. Для определения вероятности безотказной работы двух цепей ЛЭП воспользуемся формулой полной вероятности:

$$p_{лэп}=p'_{лэп}p'+p''_{лэп}p'',$$

где $p'_{лэп}$, $p''_{лэп}$ — вероятности надежной работы системы соответственно в неблагоприятных и благоприятных условиях; p', p'' — вероятности событий неблагоприятных и благоприятных условий соответственно.

Вероятность безотказной работы ЛЭП

$$q_{лэп}=1-p_{лэп}=1-[(1-q_{л1}q_{л2})p'+(1-q''_{л1}q'_{л2})p'']=$$

$$=1-(1-2\cdot10^{-2}\cdot5\cdot10^{-2})\frac{3}{12}+(1-2\cdot10^{-3}\cdot5\cdot10^{-3})\frac{9}{12}=0{,}000258.$$

$$p_{лэп}=1-q_{лэп}=0{,}99974.$$

Задача 9.15. Промышленное предприятие получает электроэнергию от двух источников питания: ИП1 и ИП2 (рис. 9.11, *а*).

Вероятность безотказной работы первого источника 0,998, второго — 0,997. Каждый элемент может пропустить всю необходимую мощность потребителю. Линия Л1 сооружена на одних опорах, условная вероятность отказа второй цепи при отказе первой равна 0,75, вероятность отказа одной цепи 0,009. Вероятности отказов остальных элементов схемы:

$$q_{т1}=0{,}004; \quad q_{т2}=q_{т4}=0{,}005; \quad q_{т3}=0{,}003; \quad q_{л2}=0{,}008.$$

Определить вероятность полной потери питания потребителями, считая отказы элементов независимыми (кроме двухцепной ЛЭП).

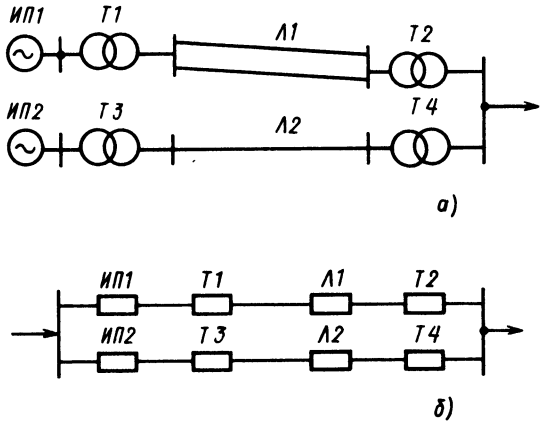


Рис. 9.11. Схема электроснабжения промышленного предприятия (*а*), расчетная схема по надежности (*б*)

Решение. Перед составлением расчетной схемы по надежности (рис. 9.11, *б*) определим вероятность отказа двухцепной линии:

$$q_{Л1} = q_I q_{ЦЛ} = 0{,}9 \cdot 10^{-3} \cdot 0{,}75 = 0{,}675 \cdot 10^{-3},$$

где q_I — вероятность отключения одной (любой) цепи двухцепной Л1; $q_{ЦЛ}$ — условная вероятность отключения другой цепи при условии, что одна цепь отключилась.

Вероятность полной потери питания

$$q_c = (q_{ИП1} + q_{Т1} + q_{Л1} + q_{Т2})(q_{ИП2} + q_{Т3} + q_{Л2} + q_{Т4}) =$$

$$= (2 + 0{,}4 + 0{,}675 + 0{,}5)\,10^{-3}\,(3 + 0{,}3 + 0{,}8 + 0{,}5)\,10^{-3} = 16{,}4 \cdot 10^{-6}.$$

Задача 9.16. Электрическая система состоит из семи независимых элементов, схема соединений которых представлена на рис. 9.12. Пропускная способность элементов не ограничивается.

Определить вероятность отказа системы относительно узла нагрузки *А*, считая, что отказы элементов независимы и вероятности отказов каждого элемента имеют порядок 10^{-3}.

Решение. Для решения этой задачи воспользуемся «правилом разложения» сложных схем, основанным на формуле полной вероятности. Вероятность безотказной работы сложной схемы равна произведению вероятности безотказной работы *i*-го элемента и вероятности безотказной работы оставшейся части схемы (места подключения *i*-го элемента замкнуты

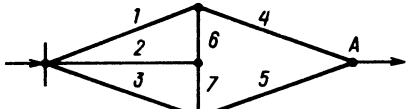


Рис. 9.12. Расчетная схема по надежности электрической системы

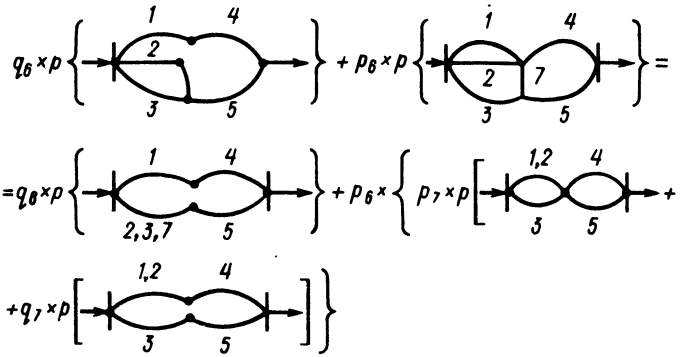


Рис. 9.13. Расчетная схема по надежности относительно узла A

накоротко) плюс произведение вероятности отказа i-го элемента и вероятности безотказной работы оставшейся части схемы (места подключения i-го элемента разомкнуты). Применяя это правило многократно, можно свести расчет надежности сложных схем к расчету схем с последовательным или параллельным соединением элементов.

Для рассмотренной схемы целесообразно выполнить разложение сложной схемы относительно шестого элемента, тогда при рассмотрении гипотезы его отказа расчет надежности оставшейся части схемы выполняется просто, сводится к последовательно-параллельной. При рассмотрении гипотезы работы шестого элемента оставшуюся часть схемы целесообразно рассчитать, применив к ней правило разложения относительно седьмого элемента. Расчет полученных в результате такого разложения схем сводится к расчету последовательно-параллельных (рис. 9.13) схем:

$$p_A = q_6\{1-[q_1+q_4-q_1q_4][q_5+(q_2+q_7-q_2q_7)]q_3 - q_5q_3(q_2+q_7-q_2q_7)]\}+p_6\{p_7[(1-q_1q_2q_3)\times(1-q_4q_5)]+q_7[1-(q_1q_2+q_4-q_1q_2q_4)(q_3+q_5-q_3q_5)]\}\approx q_6\{1-(q_1+q_4)q_5\}+p_6\{p_7(1-q_4q_5)+q_7[1-q_4(q_3+q_5)]\}=(q_6-q_6q_1q_5-q_6q_4q_5)+p_6p_7-p_6p_7q_4q_5+p_6p_7-p_6p_7q_4q_3-p_6q_7q_4q_5\approx q_6-p_6p_7q_4q_5+p_6p_7+p_6q_7=q_6+p_6(p_7+q_7)-p_6p_7q_4q_5=1-p_6p_7q_4q_5=1-q_4q_5.$$

Таким образом, вероятность отказа этой сложной схемы относительно узла A

$$q_A = 1-p_A = p_6p_7q_4q_5 \approx q_4q_5 = 10^{-6},$$

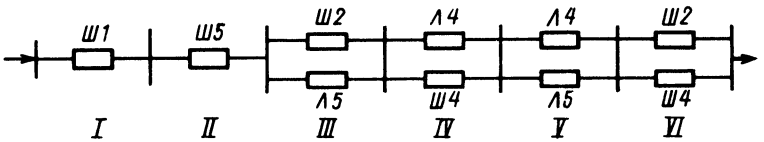


Рис. 9.14. Расчетная схема по надежности (минимальные сечения относительно узла *A*)

т. е. вероятность отказа сложной схемы относительно узла нагрузки в основном определяется вероятностью отказов элементов, непосредственно соединенных с этим узлом. Это обстоятельство часто используется для приблизительной оценки показателей надежности узлов нагрузки в сложных схемах.

Задача 9.17. Решить задачу 9.16, считая шины в узлах нагрузки схемы рис. 9.12 элементами, отказы которых независимы. Вероятность их отказа 10^{-5} (рис. 9.14).

Решение. Для определения отказа схемы относительно узла воспользуемся методом минимальных сечений схемы для расчета надежности на рис. 9.14. При составлении расчетной схемы трехэлементными сечениями можно пренебречь, поскольку вероятность отказа одновременно трех элементов имеет порядок 10^{-9}.

Вероятность отказа схемы относительно узла I

$$q_A = q_I + q_{II} + q_{III} + q_{IV} + q_V + q_{VI} =$$
$$= q_{ш1} + q_{ш5} + q_{ш2}\,q_5 + q_4\,q_{ш4} + q_4\,q_5 + q_{ш2}\,q_{ш4} \approx 10^{-5}.$$

Сравнение результатов задач 9.16 и 9.17 показывает, что при учете шин в узлах нагрузки как самостоятельных элементов надежность относительно узла нагрузки *A* определяется в основном надежностью шин на питающем и приемном концах схемы.

Задача 9.18. Электрическая система состоит из 11 независимых элементов, схема соединений которых представлена на рис. 9.15. Пропускная способность элементов не ограничивается. Считая события отказа элементов независимыми, определить вероятность отказа системы относительно узла нагрузки II. Вероятности отказов каждого элемента имеют порядок 10^{-3}.

Решение. Поскольку схема соединений элементов 1—7 та же, что и в предыдущей задаче, где вероятность отказа этой системы

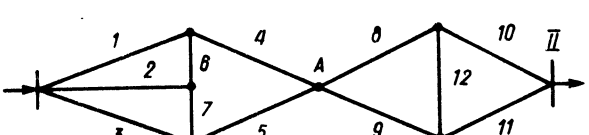


Рис. 9.15. Расчетная схема по надежности

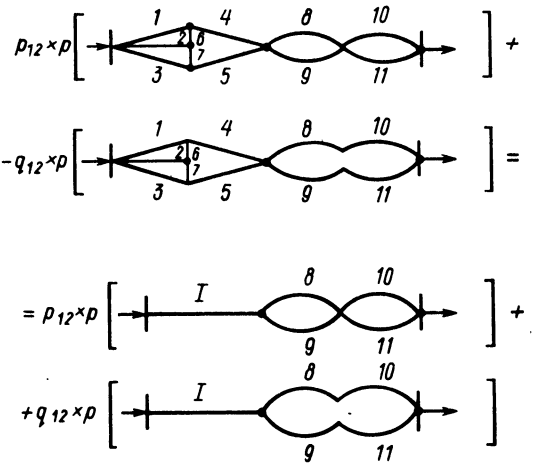


Рис. 9.16. Схема, поясняющая «правило разложения» для расчета надежности сложных схем

была определена, ее можно заменить одним эквивалентным элементом I, вероятность рабочего состояния которого

$$p_{\text{I}} \approx 1 - q_4 q_5 = 1 - 10^{-6} = 0{,}999999.$$

Тогда, пользуясь «правилом разложения» сложных схем (рис. 9.16), получим

$$p_{\text{II}} = p_{12} p_{\text{I}} (1 - q_8 q_9)(1 - q_{10} q_{11}) +$$
$$+ q_{12} p_{\text{I}} [1 - (q_8 + q_{10} - q_8 q_{10})(q_9 + q_{11} - q_9 q_{11})] =$$
$$= (1 - q_{12})(1 - q_4 q_5)(1 - q_8 q_9)(1 - q_{10} q_{11}) +$$
$$+ q_{12} (1 - q_4 q_5)[1 - (q_8 + q_{10} - q_8 q_{10})(q_9 + q_{11} - q_9 q_1)].$$

После преобразований имеем

$$p_{\text{II}} \approx p_{\text{I}} (1 - q_8 q_9 - q_{10} q_{11});$$

$$q_{\text{II}} = 1 - p_{\text{II}} = 1 - p_{\text{I}} (1 - q_8 q_9 - q_{10} q_{11}) =$$
$$= 1 - p_{\text{I}} q_8 q_9 + p_{\text{I}} q_{10} q_{11} \approx q_{\text{I}} + q_8 q_9 + q_{10} q_{11}.$$

Таким образом, вероятность отказа системы, показанной на рис. 9.15, складывается из ранее определенной вероятности отказа схемы справа от узла *A*, обусловленной отказами линий, образующих двухэлементные сечения.

Задача 9.19. Система передачи электроэнергии состоит из пяти линий *A, B, C, D, E* и двух понижающих трансформаторов (рис. 9.17). Пропускная способность всех линий относительно рассматриваемого узла достаточна для передачи всей мощности в узлы

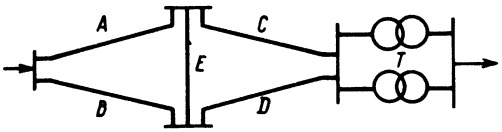


Рис. 9.17. Схема системы передачи электроэнергии

нагрузки. Пропускная способность каждого трансформатора равна 50%. Вероятности отказов линий: $q_A=0{,}15$, $q_B=0{,}1$, $q_C=0{,}2$, $q_Д=0{,}12$, $q_E=0{,}01$, каждого трансформатора $q_T=0{,}003$. События отказов элементов независимые. Считая потребление мощности неизменным в течение рассматриваемого периода времени, определить вероятность передачи 100, 50, 0% мощности потребителю.

Примечание. Задачу решить с применением правила разложения и методов структурного анализа.

Решение. *I способ.* Воспользуемся правилом разложения схемы относительно элемента E.

Вероятность передачи 100% мощности

$$p(100\%)=p_T^2\{p_E(1-q_A q_C)(1-q_B q_Д)+q_E[1-(q_A+q_B-q_A q_B)\times$$
$$\times(q_C+q_Д-q_C q_Д)]\}=p_T^2 p_{сх}=0{,}997^2\cdot 0{,}99\,(1-0{,}15\cdot 0{,}2)\times$$
$$\times(1-0{,}1\cdot 0{,}12)+0{,}01\cdot 1-(0{,}15+0{,}1-0{,}15\cdot 0{,}1)\times$$
$$\times(0{,}2+0{,}12-0{,}2\cdot 0{,}12)=0{,}997^2\cdot 0{,}9583=0{,}95257.$$

Вероятность передачи 50% мощности

$$p(50\%)=2p_T q_T p_{сх}=2\cdot 0{,}003\cdot 0{,}997\cdot 0{,}9583=0{,}0057325,$$

где $p_{сх}=0{,}9583$ — вероятность безотказной работы схемы относительно шин высшего напряжения.

Вероятность полной потери питания потребителей

$$p(0\%)=1-p(100\%)-p(50\%)=1-0{,}95257-0{,}00573=0{,}0417.$$

II способ. Воспользуемся представлением исходной сложной схемы относительно узла нагрузки структурной схемой с использованием метода минимальных путей. Минимальным путем схемы относительно узла нагрузки называется минимальная совокупность элементов, безотказная работа которых обеспечивает безотказную работу схемы относительно узла нагрузки.

Вероятность передачи 100% мощности. При определении вероятности передачи 100% мощности два трансформатора (Т) целесообразно в структурной схеме минимальных путей представить в виде одного эквивалентного элемента с вероятностью надежной работы p_T^2. Количество минимальных путей от источ-

ника равно 4 ($П_1$: А, В, 2Т; $П_2$: А, Е, Д, 2Т; $П_3$: С, Д, 2Т; $П_4$: С, Е, В, 2Т). Вероятность передачи 100% мощности определим как вероятность безотказной работы четырех путей по формуле суммы вероятностей совместимых событий:

$$p(100\%)=p_{П1}+p_{П2}+p_{П3}+p_{П4}-p_{П1}p_{П2}-p_{П1}p_{П3}-p_{П1}p_{П4}-$$
$$-p_{П2}p_{П3}-p_{П2}p_{П4}-p_{П3}p_{П4}+p_{П1}p_{П2}p_{П3}+p_{П1}p_{П3}p_{П4}+$$
$$+p_{П1}p_{П2}p_{П4}+p_{П2}p_{П3}p_{П4}-p_{П1}p_{П2}p_{П3}p_{П4}=$$
$$=p_{Т}^2[p_А p_В+p_А p_В p_Д+p_С p_Д+p_С p_Е p_В-$$
$$-(p_А p_В p_Е p_Д+p_А p_В p_С p_Д+p_А p_В p_С p_Е+p_А p_Е p_Д p_С+$$
$$+p_С p_Д p_Е p_В)+4p_А p_В p_С p_Д p_В-p_А p_В p_С p_Д p_Е]=p_{Т}^2 p_{сх}=0{,}95257.$$

При определении вероятности передачи 50% мощности число минимальных путей увеличивается в два раза по сравнению с предыдущим случаем, если параллельно соединенные трансформаторы (Т) не представить одним эквивалентным с вероятностью надежной работы $2p_Т q_Т$:

$$P(50\%)=2p_Т q_Т p_{сх}=0{,}0057325.$$

При определении вероятности полной потери питания целесообразно воспользоваться представлением исходной сложной схемы с помощью минимальных сечений. Минимальным сечением сложной схемы относительно рассматриваемого узла нагрузки называется минимальная совокупность элементов схемы, отказ которых приводит к отказу схемы относительно этого узла. Количество минимальных сечений схемы равно 5 ($С_1$: А, С; $С_2$: В, Д, $С_3$: А, Е, Д; $С_4$: С, Е, В; $С_5$: Т, Т):

$$p(0\%)\approx q_{С1}+q_{С2}+q_{С3}+q_{С4}+q_{С5}=$$
$$=q_А q_С+q_В q_Д+q_А q_Е q_Д+q_С q_Е q_В+q_{Т}^2=$$
$$=0{,}15\cdot 0{,}2+0{,}1\cdot 0{,}12+0{,}15\cdot 0{,}01\cdot 0{,}12+0{,}2\cdot 0{,}01\cdot 0{,}1+$$
$$+0{,}003^2=0{,}04248.$$

Разница по сравнению с результатом, полученным первым способом, составляет 1,8%.

Задача 9.20. Закон распределения времени аварийного перерыва в электроснабжении потребителя электроэнергии представляет собой простейший экспоненциальный закон с параметром

$$a=1/T_{вс}=0{,}333,\ T_{вс}=3\ ч,$$

$$a_п(t)=\begin{cases} a\,e^{-at}, & 0\leqslant t\leqslant\infty, \\ 0, & t<0. \end{cases}$$

Зависимость экономического ущерба потребителя от времени перерыва описывается графиком (рис. 9.18)

$$У(t)=\begin{cases} k_1 t, & 0\leqslant t<t_1,\\ k_2 t+b_2, & t_1\leqslant t<t_2,\\ k_3 t+b_3, & t_2\leqslant t\leqslant t_3,\\ b_4, & t>t_3, \end{cases}$$

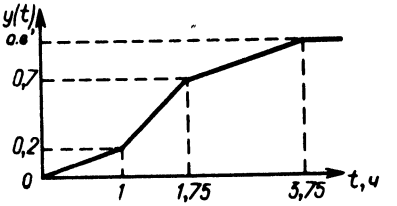


Рис. 9.18. Зависимость экономического ущерба у потребителей от времени

где $k_1=0{,}2$; $k_2=0{,}667$; $k_3=0{,}15$; $b_2=-0{,}465$ о. е.; $b_3=0{,}446$ о. е.; $b_4=1$ о. е.; $t_1=1$ ч; $t_2=1{,}75$ ч; $t_3=3{,}75$ ч.

Определить математическое ожидание ущерба (в относительных единицах) от перерыва электроснабжения.

Решение. Математическое ожидание ущерба от перерыва в электроснабжении определяем как математическое ожидание функции случайной величины — времени перерыва (в нашем случае времени аварийного восстановления системы электроснабжения):

$$M(У)=\int_0^\infty У(t)\,a_n(t)\,dt=\int_0^{t_1} k_1 t\,a e^{-at}\,dt+\int_{t_1}^{t_2}(k_2 t+b_2)\,a e^{-at}\,dt+$$

$$+\int_{t_2}^{t_3}(k_3 t+b_3)\,a e^{-at}\,dt+\int_{t_3}^{\infty} b_4\,a e^{-at}\,dt.$$

Так как

$$\int t e^{-at}\,dt=(-at-1)\frac{e^{-at}}{a^2}=-\frac{at+1}{a^2}e^{-at},$$

$$\int a e^{-at}\,dt=-e^{-at},$$

то

$$M(У)=-\frac{k_1(at+1)}{a}e^{-at}\Big|_0^{t_1}-\frac{k_2(at+1)}{a}e^{-at}\Big|_{t_1}^{t_2}-b_2 e^{-at}\Big|_{t_1}^{t_2}-$$

$$-\frac{k_3(at+1)}{a}e^{-at}\Big|_{t_2}^{t_3}-b_3 e^{-at}\Big|_{t_2}^{t_3}-b_4 e^{-at}\Big|_{t_3}^{\infty}=$$

$$=-\frac{k_1(at_1+1)}{a}e^{-at_1}+\frac{k_1}{a}-\frac{k_2(at_2+1)}{a}e^{-at_2}+\frac{k_2(at_1+1)}{a}e^{-at_1}-$$

$$-b_2 e^{-at_2}+b_2 e^{-at_1}-\frac{k_3(at_3+1)}{a}e^{-at_2}+$$

$$+\frac{k_3(at_2+1)}{a}e^{-at_2}-b_3e^{-at_3}+b_3e^{-at_2}+$$

$$+b_4e^{-at_3}=e^{-at_1}\left[\frac{(k_2-k_1)}{a}(at_1+1)+b_2\right]+e^{-at_2}\times$$

$$\times\left[\frac{k_3-k_2}{a}(at_2-1)+(b_3-b_2)\right]+e^{-at_3}\times$$

$$\times\left[b_4-b_2-\frac{k_3}{a}(at_2+1)\right]+\frac{k_1}{a}=$$

$$=e^{-0,333}\left[\frac{0,667-0,2}{0,333}(0,333\cdot 1+1)-0,465\right]+e^{-0,333\cdot 1,75}\times$$

$$\times\frac{0,15-0,667}{0,333}(0,333\cdot 1,75+1)+(0,446+0,465)+e^{-0,333\cdot 3,75}\times$$

$$\times\left[1-0,446\frac{0,15}{0,333}(0,333\cdot 3,75+1)\right]+\frac{0,2}{0,333}=1,009-0,8697-$$

$$-0,131+0,6=0,607 \text{ o. e.}$$

ГЛАВА 10

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РАСЧЕТЫ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Задача выбора оптимального варианта любого энергетического объекта, входящего в состав ЭЭС, в том числе и электрических сетей различных номинальных напряжений, осуществляющих распределение ЭЭ по территориям разной площади (местных, районных, региональных), в соответствии с современной методологией решается на основе сопоставления конкурентоспособных вариантов по технико-экономическим показателям с использованием критерия минимума приведенных затрат [10.1]. В их состав в общем случае входят капиталовложения (К), приведенные к одному году нормативного срока окупаемости, издержки на амортизацию, текущий ремонт и обслуживание (И), затраты на компенсацию потерь мощности и электроэнергии ($З_{пот}$) и вероятный ущерб от перерывов электроснабжения потребителей (У). Если сооружение объекта осуществляется в течение нескольких лет, то при определении затрат по вариантам учитываются последовательность вложений средств и изменение издержек, а также динамика роста нагрузок сети.

Определению технико-экономических показателей вариантов предшествует этап выбора технических параметров элементов сети — сечений проводов ВЛ и кабелей, номинальных мощностей трансформаторов и т. п. Выбор сечений проводов ВЛ осуществляется на основе экономических критериев с учетом ряда технических ограничений. При этом широко используются два метода — экономической плотности тока $j_{эк}$ и экономических интервалов, иллюстрации применения которых далее уделяется большое внимание.

Выбор номинального напряжения участков сети тесно связан с намечаемой конфигурацией ее схемы и условиями обеспечения надежности электроснабжения узлов нагрузки, в качестве которых здесь рассматриваются шины 6—10 кВ понижающих подстанций с заданными активной и реактивной мощностями. Этим вопросам посвящен ряд примеров, иллюстрирующих наиболее характерные ситуации, возникающие в практике проектирования электрических сетей.

В этих примерах использованы технико-экономические показатели, которые представлены в [10.1] и существовали до 1 января 1992 г., т. е. до момента либерализации цен в России. С этого момента они претерпели существенные изменения в сторону увеличения. В условиях прогрессирующей инфляции попытка их коррекции с помощью введения коэффициентов удорожания может быть оправданной лишь для конкретного момента времени, после которого в силу указанных обстоятельств она неминуемо утратит свою ценность. Вместе с тем если условно считать, что степень удорожания в среднем для различных видов оборудования и топлива примерно одинакова, то сопоставительные расчеты, где в итоге оценивается относительная разница в затратах по вариантам, могут выполняться и с использованием старых показателей, приведенных в [10.1]. Поэтому рассматриваемые в данной главе задачи при таком подходе сохраняют свою методическую ценность по крайней мере до того момента, пока не будет принята новая или скорректирована старая методика оценки сравнительной экономической эффективности капиталовложений.

Оценка потерь электроэнергии и затрат на их компенсацию. В любом i-м элементе электрической сети, схема замещения которого содержит продольные и поперечные ветви с активными сопротивлениями и проводимостями, выделяются два вида потерь электроэнергии:

— зависящие от нагрузки элемента $\Delta Э'_i$, т. е. от протекающего в продольной ветви тока («условно-переменные»);

— не зависящие от нагрузки элемента $\Delta Э''_i$ и определяемые приложенными к поперечным ветвям напряжениями («условно-постоянные»). Суммарные потери электроэнергии $\Delta Э_{i\Sigma}$ складываются из указанных двух составляющих: $\Delta Э_{i\Sigma} = \Delta Э'_i + \Delta Э''_i$.

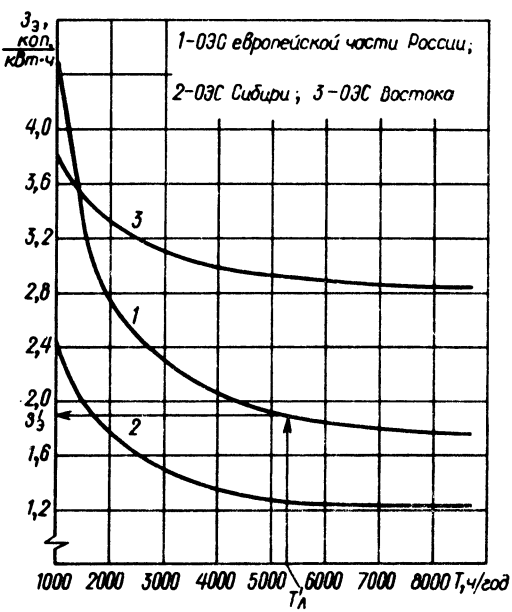


Рис. 10.1. Зависимости удельных затрат на возмещение потерь мощности и электроэнергии от их условной продолжительности

Затраты на компенсацию потерь мощности и электроэнергии в i-м элементе сети $З_{пот\,i}$ в соот-

ветствии с двумя категориями потерь также имеют две составляющие: $З_{пот\,i}=З'_{пот\,i}+З''_{пот\,i}$. Каждая из этих составляющих определяется умножением потерь ($\Delta Э'_i$ или $\Delta Э''_i$) на соответствующие удельные затраты ($з'_э$ или $з''_э$), которые дифференцированы по трем группам ОЭС (европейской части России, Сибири и Востока) в виде функций времени T, характеризующего степень неравномерности конфигурации графика нагрузки элемента сети (рис. 10.1). Удельные затраты на компенсацию нагрузочных потерь ($з'_э$) определяются по времени $T=T'_i=\tau_i/\alpha_{мi}$, а на возмещение условно-постоянных потерь — времени $T=T''_i=T_{вклi}$, где τ_i — время наибольших потерь мощности; $\alpha_{мi}$ — коэффициент попадания максимума потерь в максимум нагрузки системы; $T_{вклi}$ — число часов работы i-го элемента за год (время включения) [10.2].

Задача 10.1. Двухцепную линию электропередачи 500 кВ протяженностью 400 км предполагается выполнить проводами АС500/64 с расщеплением фазы на три провода. Погонное активное сопротивление фазы линии $r_0=0{,}02$ Ом/км, погонное значение среднегодовых потерь активной мощности на корону $\Delta P_{кор0}=7{,}5$ кВт/км. Линия должна сооружаться в ОЭС Центра. График перетока мощности по линии характеризуется числом часов использования максимальной нагрузки $T_{нбл}=5760$ ч/год и максимальной передаваемой мощностью $P_{max}=1800$ МВт при $\cos\varphi=0{,}95$. Коэффициент попадания максимума нагрузки линии в максимум нагрузки энергосистемы $k_м=0{,}9$.

Определить приведенные затраты на компенсацию потерь мощности и энергии в проектируемой линии, принимая, что обе цепи линии включены параллельно в течение года ($T_{вкл.л}=8760$ ч/год).

Решение. Предварительно запишем выражение для определения приведенных затрат на компенсацию потерь мощности и энергии применительно к рассматриваемому случаю:

$$З_{пот\,л}=з'_э\Delta Э'_л+з''_э\Delta Э''_л=з'_э\Delta P_{лmax}\tau_л+з''_э\Delta P_{кор}T_{вкл\,л}, \quad (10.1)$$

где $\Delta Э'_л$, $\Delta Э''_л$ — потери ЭЭ, соответственно зависящие и не зависящие от нагрузки; $з'_э$, $з''_э$ — удельные затраты на компенсацию соответственно $\Delta Э'_л$ и $\Delta Э''_л$; $\tau_л$ — число часов максимальных потерь мощности на нагрев проводов ($\Delta P_{лmax}$); $\Delta P_{кор}$ — суммарные среднегодовые потери мощности на корону.

Для вычисления активного сопротивления продольной ветви П-образной схемы замещения линии ($r_л$) предварительно найдем поправочный коэффициент k_r, учитывающий распределенность параметров по длине, по формуле (1.15): $k_r=1-x_0b_0l^2/3$. В соответствии с данными задачи 1.3 погонные реактивные параметры для рассматриваемой линии составляют $x_0=0{,}3015$ Ом/км, $b_0=3{,}7$ мкСм/км. При этом

$$k_r = 1 - 0{,}3015 \cdot 3{,}7 \cdot 10^{-6} 400^2/3 = 0{,}9405$$

и

$$r_л = r_0 l k_r / n_ц = 0{,}02 \cdot 400 \cdot 0{,}9405/2 = 3{,}762 \text{ Ом}.$$

Определяем максимальные потери мощности на нагрев проводов линии по выражению

$$\Delta P_{л\,max} = [P_{max}/(U_{ном} \cos \varphi)]^2 r_л \qquad (10.2)$$

в соответствии с (10.2)

$$\Delta P_{л\,max} = [1800/(500 \cdot 0{,}95)]^2 \cdot 3{,}762 = (3{,}789)^2 \cdot 3{,}762 \approx 54 \text{ МВт}.$$

Определяем суммарные среднегодовые потери мощности на корону:

$$\Delta P_{кор} = n_ц \Delta P_{кор\,0} l = 2 \cdot 7{,}5 \cdot 10^{-3} \cdot 400 = 6 \text{ МВт}.$$

Таким образом, суммарные потери активной мощности в режиме наибольшего перетока

$$\Delta P_{л\Sigma} = \Delta P_{л\,max} + \Delta P_{кор} = 54 + 6 = 60 \text{ МВт},$$

или в процентах от передаваемой мощности

$$\Delta \underset{*}{P}_{л\Sigma} = (\Delta P_{л\Sigma}/P_{max}) \cdot 100 = (60/1800) \cdot 100 = 3{,}33\%.$$

Число часов максимальных потерь мощности на нагрев проводов линии приближенно

$$\tau = (0{,}124 + T_{нб} \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760. \qquad (10.3)$$

В соответствии с (10.3) для рассматриваемой линии

$$\tau_л = (0{,}124 + 5760 \cdot 10^{-4})^2 \cdot 8760 = 4290 \text{ ч/год}.$$

Определяем годовые потери энергии в линии:

$$\Delta Э'_л = \Delta P_{л\,max} \tau_л = 54 \cdot 10^3 \cdot 4290 = 231{,}66 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год},$$

$$\Delta Э''_л = \Delta P_{кор} T_{вкл\,л} = 6 \cdot 10^3 \cdot 8760 = 52{,}56 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год},$$

$$\Delta Э_{л\Sigma} = \Delta Э'_л + \Delta Э''_л = (231{,}66 + 52{,}56) \cdot 10^6 = 284{,}22 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}.$$

Передаваемая по линии за год энергия

$$Э_л = P_{max} T_{нб} = 1800 \cdot 10^3 \cdot 5760 = 10368 \cdot 10^6 \text{ кВт} \cdot \text{ч/год}.$$

Относительное значение годовых потерь электроэнергии (в процентах от $Э_л$)

$$\Delta \underset{*}{Э}_{л\Sigma} = (\Delta Э_{л\Sigma}/Э_л) \cdot 100 = (284{,}22/10368) \cdot 100 \approx 2{,}74\%.$$

Определяем коэффициент попадания максимума потерь мощности на нагрев проводов линии в максимум нагрузки системы

$$\alpha_м = k_м^2 = 0{,}9^2 = 0{,}81$$

и значение

$$T'_л = \tau_л / \alpha_м = 4290/0{,}81 \approx 5300 \text{ ч/год}.$$

Определяем значения удельных затрат на компенсацию потерь по кривой *1* рис. 10.1, соответствующей ОЭС европейской части России:

— для $T'_л = 5300$ ч /год получаем $з'_э = 1{,}9$ коп/(кВт · ч),

— для $T''_л = T_{вкл\,л} = 8760$ ч/год получаем $з''_э = 1{,}75$ коп/(кВт · ч).

По выражению (10.1) определяем полные затраты на компенсацию потерь мощности и электроэнергии:

$$З_{пот.\,л} = 1{,}9 \cdot 10^{-8} \cdot 231{,}66 \cdot 10^6 + 1{,}75 \cdot 10^{-8} \cdot 52{,}56 \cdot 10^6 \approx$$
$$\approx 4{,}4 + 0{,}92 = 5{,}32 \text{ млн. руб/год}.$$

Определяем доли затрат на компенсацию потерь на нагрев проводов и на корону:

$$З'_{*пот\,л} = (З'_{пот\,л}/З_{пот\,л}) \cdot 100 = (4{,}4/5{,}32) \cdot 100 = 82{,}7\%,$$

$$З''_{*пот\,л} = (З''_{пот\,л}/З_{пот\,л}) \cdot 100 = (0{,}92/5{,}32) \cdot 100 = 17{,}3\%.$$

Полученные результаты свидетельствуют о том, что затраты на компенсацию потерь, зависящих от нагрузки, примерно в пять раз превышают затраты на компенсацию потерь на корону.

Задача 10.2. На понижающей подстанции установлены два двухобмоточных трансформатора типа ТДН-16000/110 со следующими параметрами: $\Delta P_х = 85$ кВт, $\Delta P_к = 19$ кВт. В течение времени $\Delta t_1 = 2000$ ч/год нагрузка подстанции на шинах 10 кВ максимальна: $P_1 = 20$ МВт. В течение времени $\Delta t_2 = 8760 - \Delta t_1$ нагрузка подстанции минимальна: $P_2 = \alpha_P P_1$ (рис. 10.2). Нагрузка характеризуется коэффициентом мощности $\cos\varphi = 0{,}9$, который принимают неизменным в течение года. Подстанция сооружена в ОЭС Востока.

Определить потери электроэнергии в трансформаторах подстанции за год для двух случаев:

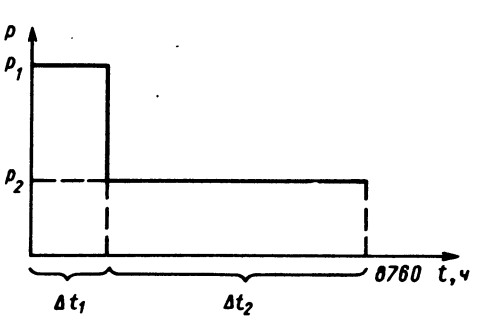


Рис. 10.2 Условный двухступенчатый график активной нагрузки подстанции

А — параллельная работа трансформаторов в течение всего года;

Б — отключение одного из трансформаторов в режиме минимальной нагрузки.

Выяснить, при каких значениях α_p экономически целесообразно отключение одного из трансформаторов при минимальной нагрузке (случай Б).

При решении задачи принять, что коэффициент попадания максимума нагрузки подстанции в максимум нагрузки энергосистемы $k_м = 1$, а значение α_p меняется в диапазоне 0,3 — 0,6.

Решение. Потери электроэнергии в трансформаторах складываются из потерь в обмотках («в меди»), зависящих от нагрузки ($\Delta Э'_т$), и потерь в магнитопроводе («в стали»), принимаемых условно-постоянными ($\Delta Э''_т$):

$$\Delta Э_{т\Sigma} = \Delta Э'_т + \Delta Э''_т.$$

Рассмотрим случай А, когда оба трансформатора включены параллельно в течение всего года. Потери ЭЭ на нагрев обмоток на каждой (i-й) ступени графика нагрузки определяем по известному выражению

$$\Delta Э'_{т\,i} = \Delta P_{м\,i}\,\Delta t_i = \frac{1}{n_{т\,i}}\,\Delta P_к \left(\frac{P_i/\cos\varphi}{S_{т\,ном}}\right)^2 \Delta t_i, \qquad (10.4)$$

где $\Delta P_{м\,i}$ — потери в меди при нагрузке P_i; $n_{т\,i}$ — число параллельно работающих трансформаторов; $S_{т\,ном}$ — номинальная мощность трансформатора.

Тогда годовые потери электроэнергии на нагрев обмоток в случае А составят

$$\Delta Э'_{т(А)} = \Delta P_{м1\,(А)}\,\Delta t_1 + \Delta P_{м2\,(А)}\,\Delta t_2. \qquad (10.5)$$

С учетом (10.4) и того, что $P_2 = \alpha_p P_1$, из (10.5) получим

$$\Delta Э'_{т(А)} = \frac{1}{2}\,\Delta P_к \left(\frac{P_1/\cos\varphi}{S_{т\,ном}}\right)^2 \Delta t_1 + \frac{1}{2}\,\Delta P_к \left(\frac{\alpha_p P_1/\cos\varphi}{S_{т\,ном}}\right)^2 \Delta t_2 =$$

$$= \frac{1}{2}\,\Delta P_к \left(\frac{P_1/\cos\varphi}{S_{т\,ном}}\right)^2 [\Delta t_1 + \alpha_p^2 (8760 - \Delta t_1)]. \qquad (10.5а)$$

Выражение перед квадратной скобкой представляет собой потери мощности на нагрев обмоток в режиме наибольшей нагрузки подстанции, т. е. $\Delta P'_{т\,нб}$. Следовательно, выражение в квадратных скобках есть не что иное, как время наибольших потерь мощности:

$$\tau_{(А)} = \Delta Э'_{Т(А)} / \Delta P'_{Т нб} = \Delta t_1 (1 - \alpha_p^2) + 8760 \alpha_p^2. \qquad (10.6)$$

Годовые потери ЭЭ в стали двух трансформаторов в случае А:

$$\Delta Э''_{Т(А)} = n_Т \Delta P_х T_{вкл(А)} = 2 \cdot 19 \cdot 8760 = 332{,}88 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч/год}.$$

Теперь рассмотрим случай Б, когда в течение времени Δt_1 работают два трансформатора, а в течение времени Δt_2 — один. В соответствии с выражением (10.5), где индекс А заменен на Б, имеем

$$\Delta Э'_{Т(Б)} = \frac{1}{2} \Delta P_к \left(\frac{P_1 / \cos\varphi}{S_{Т ном}} \right)^2 \Delta t_1 + \Delta P_к \left(\frac{\alpha_p P_1 / \cos\varphi}{S_{Т ном}} \right)^2 \Delta t_2 =$$

$$= \Delta P'_{Т нб} [\Delta t_1 + 2 \alpha_p^2 (8760 - \Delta t_1)]. \qquad (10.5б)$$

При этом

$$\tau_{(Б)} = \Delta Э'_{Т(Б)} / \Delta P'_{Т нб} = \Delta t_1 (1 - 2 \alpha_p^2) + 8760 \cdot 2 \alpha_p^2. \qquad (10.6а)$$

Потери электроэнергии в стали трансформаторов в случае Б:

$$\Delta Э''_{Т(Б)} = 2 \Delta P_х \Delta t_1 + \Delta P_х \Delta t_2 = 2 \Delta P_х [\Delta t_1 + 0{,}5 (8760 - \Delta t_1)]. \qquad (10.7)$$

В (10.7) выражение в квадратных скобках представляет собой эквивалентное время включения двух трансформаторов в режиме использования Б:

$$T_{вкл(Б)} = 0{,}5 \Delta t_1 + 4380 = 5380 \text{ ч/год}.$$

При этом

$$\Delta Э''_{Т(Б)} = 2 \Delta P_х T_{вкл(Б)} = 2 \cdot 19 \cdot 5380 = 204{,}44 \text{ тыс. кВт} \cdot \text{ч/год}.$$

Потери мощности в обмотках трансформаторов при наибольшей нагрузке

$$\Delta P'_{Т нб} = \Delta P_{м1} = \frac{1}{2} \cdot 85 \left(\frac{20/09^2}{16} \right)^2 \approx 82 \text{ кВт},$$

а при наименьшей нагрузке

$$\Delta P_{м2} = \alpha_p^2 \Delta P'_{Т нб} = 82 \alpha_p^2. \qquad (10.8)$$

Удельные затраты на компенсацию потерь ($з'_э$, $з''_э$) определяем по кривой *3* рис. 10.1, соответствующей ОЭС Востока, по значениям $\tau_{(А,Б)}$ и $T_{вкл(А,Б)}$. Значение $з''_{э(А)}$ при $T_{вкл(А)} = 8760$ ч/год равно 2,85 коп/(кВт · ч), а $з''_{э(Б)}$ при $T_{вкл(Б)} = 5380$ ч/год — 2,9 коп/(кВт · ч).

Суммарные затраты на компенсацию потерь вычисляем по выражению

$$З_{\text{пот Т (А,Б)}} = з'_{\text{э(А,Б)}} \Delta P'_{\text{Т нб}} \tau_{\text{(А,Б)}} + з''_{\text{э(А,Б)}} 2 \Delta P_{\text{х}} T_{\text{вкл (А,Б)}} =$$

$$= з'_{\text{э(А,Б)}} \Delta Э'_{\text{Т(А,Б)}} + з''_{\text{э(А,Б)}} \Delta Э''_{\text{Т(А,Б)}}. \qquad (10.9)$$

Результаты определения составляющих потерь электроэнергии и затрат на их компенсацию приведены в табл. 10.1, где

$$\Delta З_{*\text{пот Т}} = [(З_{\text{пот Т (А)}} - З_{\text{пот Т (Б)}})/З_{\text{пот Т (А)}}] 100. \qquad (10.10)$$

Таблица 10.1. Результаты расчета потерь электроэнергии и затрат на их компенсацию

α_p	Вариант	τ, ч/год	$з'_э$, коп/(кВт·ч)	$\Delta Э'_Т$, тыс. кВт·ч/год	$\Delta Э''_Т$, тыс. кВт·ч/год	$\Delta Э_{ТС}$, тыс. кВт·ч/год	$З'_{\text{пот Т}}$, руб/год	$З''_{\text{пот Т}}$, руб/год	$З_{\text{пот Т}}$, руб/год	$\Delta З_{*\text{пот Т}}$, %
0,3	*А*	2608	3,15	213,85	332,88	546,73	6736,3	9487,1	16223,4	+13,4
	Б	3217	3,08	263,74	204,44	468,18	8123,2	5928,8	14052,0	
0,4	*А*	3082	3,09	252,67	332,88	585,55	7807,5	9487,1	17294,6	+6,7
	Б	4163	2,99	341,30	204,44	545,74	10204,9	5928,8	16133,7	
0,5	*А*	3690	3,03	302,58	332,88	635,46	9168,2	9487,1	18655,3	−0,3
	Б	5380	2,90	441,05	204,44	645,49	12790,5	5928,8	18719,3	
0,6	*А*	4434	2,96	363,48	332,88	696,36	10759,0	9487,1	20246,1	−8,8
	Б	6867	2,86	562,99	204,44	767,43	16101,5	5928,8	22030,3	

На рис. 10.3 показаны зависимости суммарных потерь ЭЭ и их составляющих от соотношения минимальной и максимальной нагрузок (α_p). Их анализ показывает, что при параллельной работе двух трансформаторов в течение года (случай А) нагрузочные потери меньше, чем в случае Б ($\Delta Э'_{\text{Т(А)}} < \Delta Э'_{\text{Т(Б)}}$). Обратное соотношение характеризует потери ЭЭ в стали трансформаторов ($\Delta Э''_{\text{Т(А)}} > \Delta Э''_{\text{Т(Б)}}$). Эти обстоятельства имеют следствием то, что зависимости суммарных потерь ЭЭ имеют точку пересечения при значении $\alpha_p = \alpha_{p\text{гр}}$. При $\alpha_p < \alpha_{p\text{гр}}$ $\Delta Э_{\text{ТС(Б)}} < \Delta Э_{\text{ТС(А)}}$, и наоборот.

Аналогичный характер имеют зависимости суммарных затрат на компенсацию потерь и их составляющих, показанные на рис. 10.4. Вместе с тем значение $\alpha_{p\text{гр}}$, соответствующее точке пересечения зависимостей $З_{\text{пот Т(А)}}$ и $З_{\text{пот Т(Б)}}$ от α_p, несколько отличается от определенного по рис. 10.3, что объясняется различием значений удельных затрат $з'_э$ и $з''_э$ для случаев А и Б. В рассматриваемом частном случае графика нагрузки подстанции ($\Delta t_1 = 2000$ ч/год) это различие оказывается незначительным (см. табл. 10.1), что

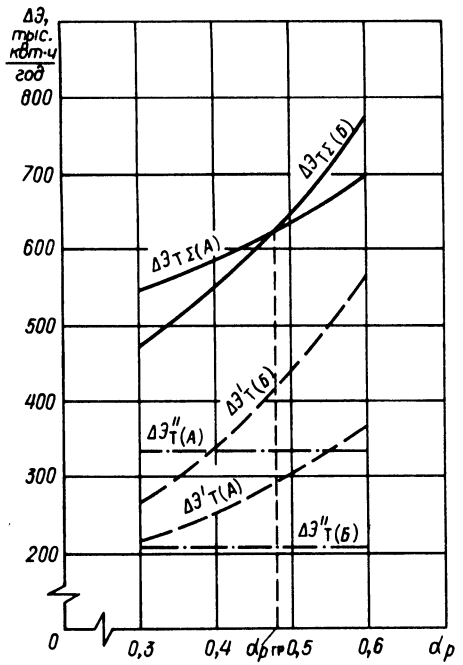


Рис. 10.3. Зависимости суммарных годовых потерь электроэнергии в трансформаторах подстанции от соотношения ее минимальной и максимальной нагрузки

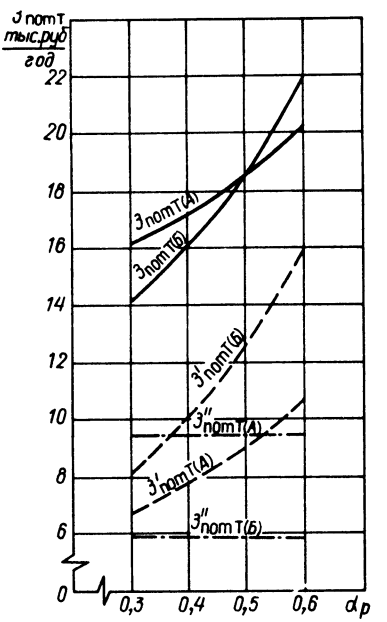


Рис. 10.4. Зависимости суммарных приведенных затрат на компенсацию потерь мощности и электроэнергии в трансформаторах подстанции от соотношения ее минимальной и максимальной нагрузки

и объясняет близость значений $\alpha_{p\,гр}$, найденных обоими способами. Однако использовать следует значение $\alpha_{p\,гр} \approx 0{,}5$, найденное по рис. 10.4. В соответствии с критерием минимума приведенных затрат при $\alpha_p < \alpha_{p\,гр}$ экономически целесообразно отключение одного трансформатора в режиме минимальной нагрузки ($З_{пот\,T(Б)} < З_{пот\,T(А)}$), а при $\alpha_p > \alpha_{p\,гр}$, т. е. при более плотных графиках нагрузки, выгоднее использовать вариант параллельной работы трансформаторов в течение года.

Выбор сечений проводов воздушных линий электропередачи. Стремление к уменьшению потерь ЭЭ, основная доля которых представляет собой потери на нагрев токоведущих частей элементов сети и среди них преимущественно проводов ВЛ и жил кабелей, вызывает желание снизить их активные сопротивления за счет увеличения сечений. Однако при этом возрастает стоимость линии электропередачи. Так как эти две составляющие функции затрат (затраты на компенсацию потерь и приведенные

капиталовложения) имеют противоположные тенденции изменения при вариации сечения, то функция, куда входят эти компоненты, имеет минимум при некотором сечении, которое и следует считать экономически целесообразным. Это обстоятельство послужило основой для разработки двух методов выбора сечений линий электропередачи: метода экономической плотности тока (МЭПТ) и метода экономических токовых интервалов (МЭТИ).

Первый из них базируется на ряде допущений [10.3], от которых свободен второй, более универсальный, но вместе с тем и более трудоемкий метод. Однако трудности определения границ экономических интервалов легко преодолимы при возможности использования ЭВМ. В задачах данного параграфа иллюстрируются сущность и практическое применение указанных методов на примере выбора сечений проводов воздушных линий электропередачи.

Задача 10.3. При проектировании участков электрической сети 110 кВ в ОЭС Сибири и Востока в I районе по гололеду предполагается использовать двухцепные железобетонные опоры с подвеской сталеалюминиевых проводов с сечениями от 70 до 240 мм^2.

Требуется: 1) построить зависимости экономической плотности тока ($j_{эк}$) от числа часов использования наибольшей нагрузки ($T_{нб}$) при его изменении от 1000 до 8760 ч/год; 2) провести нормирование экономической плотности тока по следующим диапазонам изменения $T_{нб}$:

I — от 1000 до 3000 ч/год,
II — от 3000 до 5000 ч/год,
III — от 5000 до 8760 ч/год.

В качестве нормируемых значений принять полусумму фактических значений $j_{эк}$ на границах каждого интервала $T_{нб}$. При расчете зависимостей $j_{эк}=f(T_{нб})$ принять значение коэффициента $k_{эк}$ равным единице и значение коэффициента K_0', определяющего наклон зависимости $K_0=f(F)$, равным 28 руб/(км·мм^2).

Решение. Экономическую плотность тока определяем по выражению [10.3]

$$j_{эк}=\frac{1}{k_{эк}}\sqrt{\frac{E_н+a_л}{3з_э'}\tau_л\frac{K_0''}{\rho}10^3}, \qquad (10.11)$$

где $E_н=0{,}12$ 1/год — нормативный коэффициент эффективности капиталовложений; $a_л=0{,}028$ 1/год — коэффициент амортизационных отчислений для ВЛ на стальных и железобетонных опорах; $з_э'$ и $\tau_л$ — см. задачу 10.1; $\rho=29{,}35$ Ом·мм^2/км — удельное сопротивление алюминия.

С учетом указанных выше значений $E_н$, $a_л$, ρ, K_0'' и $k_{эк}$ формула (10.11) преобразуется к виду

$$j_{эк}=\sqrt{\frac{(0{,}12+0{,}028)\,28}{3\cdot 29{,}35}}\,1000/\sqrt{з_э'\,\tau_л}=6{,}86/\sqrt{з_э'\,\tau_л}. \qquad (10.11а)$$

Определяя значения $з_э'$ по кривым рис. 10.1 для ОЭС Сибири и Востока в предположении, что $\alpha_м=1$ и $T_л'=\tau_л$, получим результаты, представленные в табл. 10.2, где $\tau_л$ вычислено по формуле (10.3).

Таблица 10.2. **Результаты расчета экономических плотностей тока для ВЛ 110 кВ на железобетонных опорах (I район по гололеду)**

$T_{нб}$, ч/год	$\tau_л$, ч/год	$з_э'$, руб/(кВт·ч)*		$\sqrt{з_э'\,\tau_л}$, $\left(\frac{\text{руб}}{\text{кВт·год}}\right)^{1/2}$		$j_{эк}$, А/мм²	
		ОЭС Сибири	ОЭС Востока	ОЭС Сибири	ОЭС Востока	ОЭС Сибири	ОЭС Востока
1000	440	0,0340	0,0420	3,868	4,299	1,77	1,60
2000	920	0,0250	0,0385	4,796	5,952	1,43	1,15
3000	1575	0,0195	0,0345	5,542	7,371	1,24	0,93
4000	2405	0,0163	0,0320	6,261	8,773	1,10	0,78
5000	3411	0,0143	0,0304	6,984	10,183	0,98	0,67
6000	4592	0,0129	0,0293	7,697	11,599	0,89	0,59
7000	5948	0,0124	0,0287	8,588	13,066	0,80	0,53
8000	7479	0,0123	0,0285	9,591	14,600	0,72	0,47
8760	8760	0,0122	0,0283	10,338	15,745	0,66	0,44

* Значения $з_э'$ для $\tau_л<1000$ ч/год получены экстраполяцией.

Зависимости $j_{эк}=f(T_{нб})$, построенные по данным табл. 10.2, показаны на рис. 10.5. Их сопоставление свидетельствует о том, что в районах с более дорогими энергоресурсами (ОЭС Востока) экономическая плотность тока значительно меньше.

По значениям $j_{эк}$, соответствующим границам диапазонов I, II и III, определяем средние значения, принимаемые в качестве нормируемых ($j_{норм}$). Эти значения представлены в табл. 10.3.

Сопоставление полученных значений $j_{норм}$ с нормированными в ПУЭ экономическими плотностями тока демонстрирует их существенное различие, что объясняется использованием в ПУЭ устаревших экономических показателей и неучетом конкретных

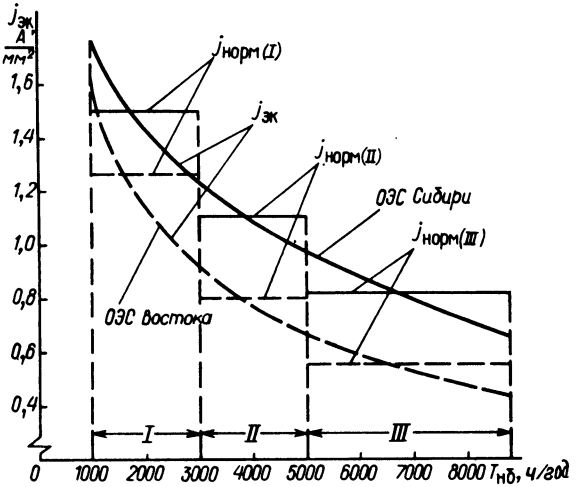


Рис. 10.5. Зависимости экономической плотности тока от числа часов использования максимальной нагрузки

районов сооружения ВЛ. В связи с этим в настоящее время в [10.1] рекомендуется использовать для выбора сечений проводов ВЛ метод экономических интервалов.

Таблица 10.3. **Нормируемые значения экономической плотности тока**

ОЭС	Граничные значения $j_{эк}$, А/мм², при $T_{нб}$, ч/год				$j_{норм}$, А/мм², для диапазонов		
	1000	3000	5000	8760	I	II	III
Сибири	1,77	1,24	0,98	0,66	1,505	1,110	0,820
Востока	1,60	0,93	0,67	0,44	1,265	0,800	0,555

Задача 10.4. Требуется: 1) определить коэффициенты уравнения приведенных затрат на сооружение и эксплуатацию 1 км ВЛ 110 кВ на двухцепных железобетонных опорах с сечениями 70—240 мм² в условиях ОЭС Сибири (I район по гололеду); 2) используя критерии существования экономических интервалов, выяснить их наличие для всех указанных сечений; 3) для сечений, имеющих экономические интервалы, определить граничные значения токов графически [путем построения семейства зависимостей $З_{0i}=f(T_{нб})$] и аналитически.

При решении задачи использовать значения стоимости сооружения 1 км воздушной линии K_{0i} и погонного активного сопротивления r_{0i}, приведенные в табл. 10.4 [10.1]. Считать, что график нагрузки линии характеризуется значением $T_{нб}=6000$ ч/год и коэффициентом $k_м=1$.

Таблица 10.4. **Исходные данные**

Параметры	Марка провода					
	AC70/11	AC95/16	AC120/19	AC150/24	AC185/29	AC240/32
K_{0i}, руб/км	15800	16900	17000	20000	22000	24000
r_{0i}, Ом/км	0,429	0,306	0,249	0,198	0,162	0,121

Решение. Затраты на сооружение и эксплуатацию 1 км ВЛ в расчете на одну цепь с сечением F_i

$$З_{0i}=(E_н+a_л)\,0{,}5\,K_{0i}+3\,I^2_{нб}\,r_{0i}\,з'_э\,\tau_л\,10^{-3}=A_i+B_i\,I^2_{нб}, \quad (10.12)$$

где K_{0i} — стоимость сооружения 1 км ВЛ на двухцепных опорах; $I_{нб}$ — наибольший ток в фазе одной цепи в нормальном режиме эксплуатации линии, А.

Для $T_{нб}=6000$ ч/год время максимальных потерь мощности, определенное по формуле (10.3), $\tau_л=4592$ ч/год. При $k_м=1$ и $\alpha_м=1$ значение $з'_э$, определенное по кривой *2* на рис. 10.1, составит $1{,}3\cdot10^{-2}$ руб/(кВт·ч). При значениях $E_н$ и $a_л$, указанных в условии задачи 10.3, имеем

$$A_i=(0{,}12+0{,}028)\cdot0{,}5\,K_{0i}=0{,}074\,K_{0i};$$

$$B_i=3\cdot1{,}3\cdot10^{-2}\cdot4592\cdot10^{-3}\,r_{0i}\approx0{,}179\,r_{0i}.$$

Результаты вычисления коэффициентов уравнения (10.12) представлены в табл. 10.5.

Таблица 10.5. **Значения коэффициентов уравнения затрат**

Параметры	Марка провода					
	AC70/11	AC95/16	AC120/19	AC150/24	AC185/29	AC240/32
A_i, руб/(км·год)	1169,2	1250,6	1258,0	1480,0	1628,0	1776,0
B_i, руб/(А²·км·год)	0,0768	0,0548	0,0446	0,0354	0,0290	0,0217

Для существования экономических интервалов необходимо и достаточно, чтобы выполнялись следующие условия [10.4]:

$$A_{i-1}<A_i<A_{i+1}, \quad (10.13)$$

$$B_{i-1}>B_i>B_{i+1}, \quad (10.14)$$

$$\frac{A_{i+1}-A_i}{B_i-B_{i+1}}>\frac{A_i-A_{i-1}}{B_{i-1}-B_i}. \quad (10.15)$$

Данные табл. 10.5 свидетельствуют о том, что первые два условия выполняются. Таким образом, остается проверить условие (10.15). Начнем проверку с провода марки АС95/16 ($F_i=95$ мм^2, $F_{i-1}=70$ мм^2, $F_{i+1}=120$ мм^2). Подставляя в (10.15) значения коэффициентов для соответствующих сечений, получим

$$\frac{A_{i+1}-A_i}{B_i-B_{i+1}}=\frac{1258{,}0-1250{,}6}{0{,}0548-0{,}0446}=\frac{7{,}4}{0{,}0102}=725{,}49;$$

$$\frac{A_i-A_{i-1}}{B_{i-1}-B_i}=\frac{1250{,}6-1169{,}2}{0{,}0768-0{,}0548}=\frac{81{,}4}{0{,}022}=3700{,}0.$$

Из сопоставления полученных значений следует, что условие (10.15) не выполняется. Это означает, что провод марки АС95/16 экономического интервала не имеет и исключается из дальнейшего рассмотрения.

Выполним проверку наличия интервала у провода марки АС120/19 ($F_i=120$ мм^2, $F_{i-1}=70$ мм^2, $F_{i+1}=150$ мм^2):

$$\frac{A_{i+1}-A_i}{B_i-B_{i+1}}=\frac{1480-1258}{0{,}0446-0{,}0354}=\frac{222}{0{,}0092}=24130;$$

$$\frac{A_i-A_{i-1}}{B_{i-1}-B_i}=\frac{1258-1169{,}2}{0{,}0768-0{,}0446}=\frac{88{,}8}{0{,}0322}=2758.$$

Таким образом, условие (10.15) выполняется и провод марки АС120/19 имеет экономический интервал.

Аналогичная проверка по условию (10.15) показывает, что провода марок АС150/24 и АС185/29, так же как и провод марки АС95/16, экономических интервалов не имеют. Следовательно, из шести марок проводов экономически целесообразно использовать лишь три: АС70/11, АС120/19 и АС240/32.

Для проводов этих марок построим зависимости $З_{0i}=f(I_{нб})$ с целью нахождения границ интервалов, принимая диапазон изменения $I_{нб}$ от 0 до 200 А. Результаты вычислений представлены в табл. 10.6.

Таблица 10.6. Результаты расчета приведенных затрат

Марка провода	A_i, руб/(км·год)	$З_{пот\,i}=B_iI_{нб}^2$, руб/(км·год) при $I_{нб}$, А				$З_{0i}$, руб/(км·год), при $I_{нб}$, А			
		50	100	150	200	50	100	150	200
АС70/11	1169,2	192,0	768,0	1728,0	3072,0	1361,2	1937,2	2897,2	4241,2
АС120/19	1258,0	111,5	446,0	1003,5	1784,0	1369,5	1704,0	2261,5	3042,0
АС240/32	1776,0	54,3	217,0	488,3	868,9	1830,3	1993,0	2264,3	2644,0

Зависимости, построенные по данным табл. 10.6, показаны на рис. 10.6. Точкам пересечения кривых $З_{0(70)}$ с $З_{0(120)}$ и $З_{0(120)}$ с $З_{0(240)}$ соответствуют значения «граничных» токов $I_{70/120}$ и $I_{120/240}$, графическое определение которых дает следующие значения:

$$I_{70/120} \approx 53 \text{ А}, \quad I_{120/240} \approx 151 \text{ А}.$$

Более точно значения граничных токов могут быть определены аналитически по формуле, вытекающей из (10.12), при ее записи для двух смежных сечений (F_i и F_{i+1}) и условия равенства соответствующих затрат:

$$I_{i,i+1} = \sqrt{\frac{A_{i+1} - A_i}{B_i - B_{i+1}}}. \qquad (10.16)$$

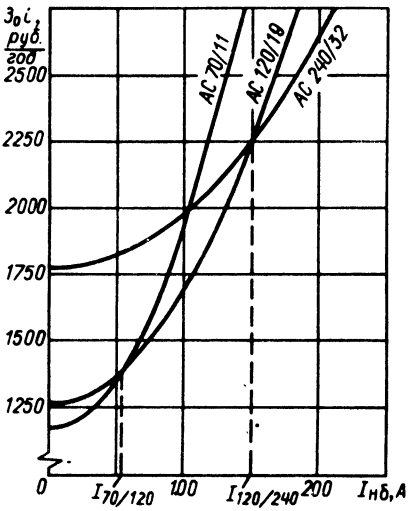


Рис. 10.6. Зависимости приведенных затрат на сооружение и эксплуатацию 1 км ВЛ 110 кВ на двухцепных железобетонных опорах от наибольшего тока нагрузки

Подставляя в (10.16) значения коэффициентов A и B из табл. 10.5, получим

$$I_{70/120} = \sqrt{\frac{1258{,}0 - 1169{,}2}{0{,}0768 - 0{,}0446}} = 52{,}5 \text{ А};$$

$$I_{120/240} = \sqrt{\frac{1776{,}0 - 1258{,}0}{0{,}0446 - 0{,}0217}} \approx 150{,}4 \text{ А}.$$

Таким образом, в диапазоне значений $I_{нб}$ от 0 до 52,5 А в соответствии с критерием минимума затрат экономически целесообразно использование провода марки АС70/11 (рис. 10.6). При $52{,}5 < I_{нб} < 150{,}4$ А минимальными затратами характеризуется линия с проводами марки АС120/19, а при $I_{нб} > 150{,}4$ А — с проводами марки АС240/32.

Подчеркнем, что полученные результаты справедливы лишь для единственного частного случая, соответствующего графику нагрузки линии с числом часов использования максимума $T_{нб} = 6000$ ч/год. При других значениях $T_{нб}$, а следовательно, $\tau_л$ и $з'$, как количество марок проводов, имеющих экономические интервалы, так и значения граничных токов будут иными. Рекомендуем читателю самостоятельно убедиться в этом, повторив решение задачи при $T_{нб} = 3000$ ч/год.

Задача 10.5. Построить универсальные номограммы для выбора сечений проводов ВЛ 110 кВ с характеристиками, указанными в условии задачи 10.4.

Решение. Как известно [10.3], построение универсальных номограмм сводится к делению плоскости ($\sqrt{\sigma}$, $I_{\text{нб}}$) на секторы, границы которых представляют собой геометрическое место точек, соответствующих значениям $I_{i,i+1}$, при изменении $\sqrt{\sigma}$ в пределах области существования линейной функции

$$I_{i,i+1} = K_{i,i+1}\sqrt{\sigma}, \tag{10.17}$$

где при пренебрежении потерями на корону

$$K_{i,i+1} = \sqrt{10^3 \frac{K_{0i+1} - K_{0i}}{r_{0i} - r_{0i+1}}} = \sqrt{10^3 \Delta K_{i+1,i}/\Delta r_{i,i+1}}; \tag{10.18}$$

$$\sigma = (E_{\text{н}} + a_{\text{л}})/(3\, з'_{\text{э}} \tau_{\text{л}} n_{\text{п}}). \tag{10.19}$$

Для рассматриваемых условий в соответствии с (10.19)

$$\sigma = (0{,}12 + 0{,}028)/(3\, з'_{\text{э}} \tau_{\text{л}} \cdot 2) = 0{,}02467/(з'_{\text{э}} \tau_{\text{л}}). \tag{10.19а}$$

Область существования функции (10.17), т. е. диапазон изменения ее аргумента ($\sqrt{\sigma}$), определяется граничными значениями $з'_{\text{э}}$ и $\tau_{\text{л}}$, т. е. произведениями $з'_{\text{э}\min} \tau_{\text{л}\max}$ и $з'_{\text{э}\max} \tau_{\text{л}\min}$ (см. рис. 10.1), причем первому из этих сочетаний соответствует нижняя граница области существования функции ($\sqrt{\sigma_{\min}}$), а второму — верхняя ($\sqrt{\sigma_{\max}}$). Значение $\tau_{\text{л}\min}$ примем равным 1000 ч/год, т. е. значению, для которого на рис 10.1 еще определены значения $з'_{\text{э}}$. В свою очередь, $\tau_{\text{л}\max} = T_{\text{нб}\max} = 8760$ ч/год. Результаты определения границ области существования функции (10.17) для условий ОЭС Сибири (кривая *2* на рис. 10.1) представлены в табл. 10.7.

Таблица 10.7. Граничные значения $\sqrt{\sigma}$

Граница области существования	$\tau_{\text{л}}$, ч/год	$з'_{\text{э}}$, руб/(кВт·ч)	$з'_{\text{э}}\tau_{\text{л}}$, руб/(кВт·год)	$\sqrt{\sigma}$, $(\text{кВт/руб})^{0,5}$
Нижняя	8760	0,0125	109,5	0,0150
Верхняя	1000	0,0245	24,5	0,0317

Результаты определения по (10.18) коэффициентов $K_{i,i+1}$ для двух пар сечений, каждое из которых имеет экономический интервал (см. задачу 10.4), представлены в табл. 10.8. Значения K_{0i} и r_{0i} приняты по данным табл. 10.4.

Таблица 10.8. **Результаты определения коэффициентов $K_{i,i+1}$**

F_i/F_{i+1}, мм²/мм²	$\Delta K_{i+1,i}$, руб/км	$\Delta r_{i,i+1}$, Ом/км	$K_{i,i+1}$, А/(кВт/руб)^{0,5}
70/120	1200	0,180	2582
120/240	7000	0,128	7395

На рис. 10.7 показана универсальная номограмма для выбора сечения провода рассматриваемой ВЛ. Мелкой штриховкой выделены границы области существования функции $I_{i,i+1}=f(\sqrt{\sigma})$. В пределах этой области находятся три зоны, в каждой из которых в круге указано значение сечения провода, применение которого экономически целесообразно для тех расчетных токов и значений $\sqrt{\sigma}$, которые соответствуют любой из точек внутри данной зоны (зона для провода марки АС120/19 заштрихована).

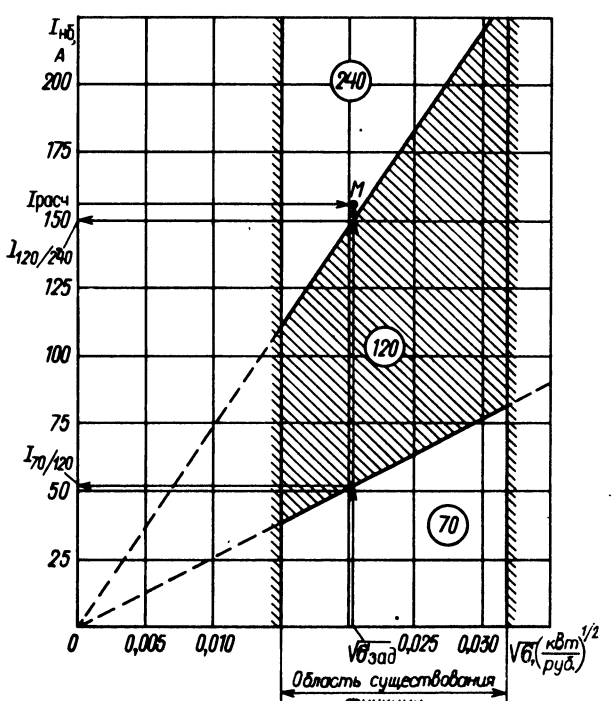


Рис. 10.7. Универсальная номограмма для выбора сечения провода ВЛ 110 кВ на двухцепных железобетонных опорах, сооружаемой в ОЭС Сибири (I район по гололеду)

Прямая, параллельная оси ординат и проходящая через точку на оси абсцисс, соответствующую некоторому заданному значению $\sqrt{\sigma}=\sqrt{\sigma_{зад}}$, является отображением горизонтальной оси плоскости ($I_{нб}$, $З_{0i}$). Для рассматриваемых условий ($T_{нб}=6000$ ч/год, $\tau_{Л}=4592$ ч/год, $з'_{э}=0{,}013$ руб/(кВт·ч)) по формуле (10.19а)

$$\sqrt{\sigma_{зад}}=\sqrt{0{,}02467/(0{,}013\cdot 4592)}=0{,}02033\ (\text{кВт/руб})^{0,5}.$$

Проекции на ось ординат точек пересечения этой прямой с наклонными прямыми $I_{i,i+1}=f(\sqrt{\sigma})$ отвечают значениям граничных токов, определенных в предыдущей задаче.

Задача 10.6. В ОЭС Сибири (I район по гололеду) предполагается соорудить двухцепную воздушную линию 110 кВ на двухцепных железобетонных опорах. Прогнозируемый график перетока мощности по этой линии на пятом году ее эксплуатации характеризуется значениями максимальной мощности $P_{(5)}=50$ МВт при $\cos\varphi=0{,}88$ и числом часов использования максимальной нагрузки $T_{нб}=6000$ ч/год.

Произвести выбор сечения провода фазы одной цепи линии:

а) по методу экономической плотности тока;

б) по методу экономических токовых интервалов.

При решении задачи использовать результаты, полученные в задачах 10.3 — 10.5.

Решение. При использовании любого метода выбора сечения предварительно должно быть вычислено расчетное значение наибольшего тока линии на пятом году ее эксплуатации:

$$I_{расч}=\alpha_{I}\, I_{нб(5)}=\alpha_{I}\, P_{(5)}/(n_{ц}\sqrt{3}\, U_{ном}\cos\varphi), \qquad (10.20)$$

где α_{I} — коэффициент, учитывающий изменение нагрузки по годам эксплуатации линии (для линий 110—220 кВ в [10.1] рекомендуется принимать $\alpha_{I}=1{,}05$).

В соответствии с (10.20) наибольший ток фазы одной цепи линии на пятом году эксплуатации

$$I_{нб(5)}=50\cdot 10^{3}/(2\cdot\sqrt{3}\cdot 110\cdot 0{,}88)=149{,}1\ \text{А}$$

и расчетный ток $I_{расч}=1{,}05\cdot 149{,}1=156{,}6$ А.

При выборе сечения *по методу экономической плотности тока* необходимо вычислить расчетное сечение ($F_{расч}$), которое затем округляем до ближайшего стандартного:

$$F_{расч}=I_{расч}/j_{эк}. \qquad (10.21)$$

При использовании фактического значения экономической плотности тока, определенного по кривой рис. 10.5 для ОЭС Сибири

в соответствии со значением $T_{нб} = 6000$ ч/год ($j_{эк} = 0{,}89$ А/мм^2), по (10.21) получаем

$$F_{расч} = 156{,}6/0{,}89 \approx 176 \text{ мм}^2.$$

При использовании нормируемого значения $j_{эк}$ для третьего диапазона изменения $T_{нб}$ (от 5000 до 8760 ч/год), которое в соответствии с данными табл. 10.3 составляет $j_{норм(Ш)} = 0{,}82$ А/мм^2, имеем

$$F_{расч} = 156{,}6/0{,}82 \approx 191 \text{ мм}^2.$$

Очевидно, ближайшим к полученным значениям $F_{расч}$ стандартным сечением является 185 мм^2. Таким образом, по методу экономической плотности тока должен быть выбран провод марки АС185/29.

При выборе сечения *по методу экономических токовых интервалов* необходимо сопоставить расчетное значение тока с определенными в задаче 10.4 граничными значениями ($I_{70/120} = 52{,}5$ А; $I_{120/240} = 150{,}4$ А) либо воспользоваться универсальной номограммой. В первом случае

$$I_{расч} = 156{,}6 \text{ А} > I_{120/240} = 150{,}4 \text{ А},$$

что означает необходимость выбора сечения 240 мм^2.

Тот же результат получим при использовании номограммы рис. 10.7, отложив по оси ординат значение расчетного тока, а по оси абсцисс — значение $\sqrt{\sigma_{зад}} = 0{,}02033$ (кВт/руб)^{0,5} и найдя точку пересечения соответствующих прямых. На рис. 10.7 эта точка обозначена буквой M и принадлежит зоне, где экономически целесообразно использование сечения 240 мм^2. Таким образом, по методу экономических интервалов должен быть выбран провод марки АС240/32.

Сопоставление результатов выбора сечения двумя методами свидетельствует о том, что возможны ситуации, когда использование метода экономической плотности тока приводит к ошибочным решениям, поскольку, как было установлено в задаче 10.4, в рассматриваемых условиях сечение 185 мм^2 экономического интервала не имеет и, следовательно, не может быть рекомендовано к применению на данной линии. В связи с тем что такого рода случаи ошибочных решений не являются единичными, современный подход к выбору сечений проводов ВЛ 35-1150 кВ базируется на методе экономических интервалов [10.1].

Выбор номинального напряжения и схемы сети. Решение задачи выбора оптимальной конфигурации схемы сети на перспективу при заданном расположении источников питания и пунктов потребления (узлов нагрузки) при их достаточно большом числе

невозможно без применения математического аппарата, позволяющего отыскивать в общем случае минимум функции многих переменных при наличии всевозможных технических ограничений и с учетом динамики роста нагрузок. В настоящее время для решения такого рода задач используются два класса математических моделей [10.5]:

— *оптимизационные*, с помощью которых производится построение вариантов развития сети и отбор тех из них, которые близки к варианту с минимальными затратами;

— *оценочные*, т. е. предназначенные для технико-экономической оценки вариантов, предложенных проектировщиком.

Такая оценка выполняется с учетом показателей, перечисленных во введении к данной главе. При этом сравниваемые варианты должны быть приведены к одинаковому энергетическому эффекту, т. е. обеспечивать один и тот же отпуск электроэнергии потребителям. Вторым условием является обеспечение требуемой надежности электроснабжения потребителей в соответствии с их делением на категории, установленные в ПУЭ. Сравниваемые варианты в общем случае могут отличаться не только по конфигурации схемы, но и по числу ступеней напряжений участков сети, числу цепей и маркам проводов ВЛ (или кабелей), суммарной установленной мощности трансформаторного оборудования, схемам распределительных устройств различных подстанций, количеству и мощности компенсирующих устройств и т. п.

В настоящем параграфе на двух достаточно простых примерах иллюстрируется методика оценки технико-экономических показателей и сопоставления вариантов по критерию минимума приведенных затрат при проектировании электрических сетей районного значения, т. е. класса 35—220 кВ. При этом не затрагиваются вопросы усиления и реконструкции существующей питающей сети при подключении к ней новых узлов нагрузки, как это делается при реальном проектировании, т. е. предполагается, что пропускная способность существующей сети заведомо достаточна для обеспечения потребностей новых электросетевых объектов.

Задача 10.7. Электроснабжение нового пункта потребления А с максимальной нагрузкой на шинах 10 кВ понижающей подстанции на пятый год эксплуатации $P_{\max A}=10$ МВт при $\cos\varphi_A=0{,}93$ ($\operatorname{tg}\varphi_A=0{,}4$) предполагается осуществить от подстанции С энергосистемы Средней Волги, имеющей шины 110 кВ и расположенной на расстоянии $l_{C-A}=50$ км. Трасса линии С—А прокладывается в III районе по гололеду в болотистой местности.

Потребители подстанции А относятся к II и III категориям. Состав потребителей характеризуется следующим соотношением

(%): промышленность — 10, быт и сфера обслуживания — 25, сельское хозяйство — 55, транспорт и строительство — 10. График нагрузки подстанции A характеризуется числом часов использования максимума $T_{нб} = 3500$ ч/год и коэффициентом $k_м = 1$. На подстанции А предполагается установка двух трансформаторов.

Выбрать номинальное напряжение и схему электроснабжения потребителей пункта А, считая, что:

— аварийное отключение одного из двух параллельно включенных элементов и нахождение другого в плановом ремонте являются несовместимыми событиями;

— вероятностью одновременного отказа двух параллельно включенных трансформаторов можно пренебречь;

— возможность выполнения плановых ремонтов воздушных линий без снятия напряжения отсутствует.

Решение. В соответствии с условиями задачи при отсутствии в пункте А потребителей I категории могут быть намечены два варианта схемы электроснабжения;

вариант 1 — питание по одноцепной ВЛ (нерезервированная схема);

вариант 2 — питание по двухцепной ВЛ (резервированная схема).

Примем, что в обоих вариантах ВЛ сооружаются на *металлических* опорах, причем во втором варианте используются *двухцепные* опоры типа «бочка».

На первом этапе необходимо определить *технические характеристики* предложенных вариантов. К их числу относятся номинальное напряжение ВЛ, марки проводов и номинальные мощности трансформаторов.

Чтобы наметить *номинальные напряжения*, используем области экономически целесообразного применения разных $U_{ном}$ [10.1]. Их использование требует определения местоположения точки с координатами l_i, P_i по отношению к границам указанных областей, причем под P_i понимают максимальную мощность, *передаваемую по одной цепи в нормальном режиме работы i-й линии*.

Так, принимая, что потери активной мощности в трансформаторах ПС А пренебрежимо малы по сравнению с ее нагрузкой, для первого варианта получим

$$P_{(1)} \approx P_{max\,A} = 10 \text{ МВт и } l_1 = 50 \text{ км}.$$

На рис. 10.8, воспроизводящем границу областей применения напряжений 35 и 110 кВ (рис. 4.1 в [10.1]), точка M_1 с координатами l_1, P_1 располагается выше этой границы (хотя и незначительно), что свидетельствует о необходимости принять к рассмотрению для первого варианта напряжение $U_{ном\,1} = 110$ кВ. Это

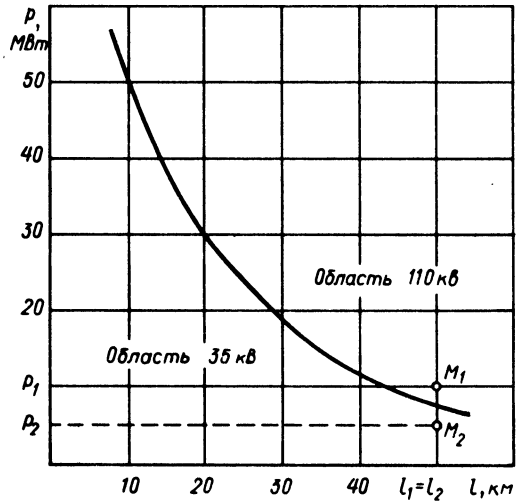


Рис. 10.8. Граница областей экономически целесообразного применения ВЛ 35 и 110 кВ

позволяет питать ПС А непосредственно от шин 110 кВ ПС С по одноцепной ВЛ с установкой двух трансформаторов 110/10 кВ на ПС А (рис. 10.9, *а*)

Во втором варианте по одной цепи ВЛ передается мощность $P_2 \approx P_{\max A}/2 = 5$ МВт и точка M_2 с координатами P_2 и $l_2 = l_1 = 50$ км располагается ниже границы рассматриваемых областей, что свидетельствует о необходимости принять $U_{ном\,2} = 35$ кВ и установить на ПС А трансформаторы 35/10 кВ. Однако на ПС С отсутствуют шины с таким номинальным напряжением, поэтому требуется дополнительно установить здесь два трехобмоточных трансформатора 110/35/10 кВ (рис. 10.9, *б*).

Определим теперь *номинальные мощности трансформаторов* $S_{Т\,ном}$ на подстанциях, исходя из условия

$$S_{Т\,ном} \geqslant S_{max}/[K_{ав}(n_Т - 1)], \qquad (10.22)$$

где $S_{max} = P_{max}/\cos\varphi$ — максимальная полная мощность нагрузки подстанции; $K_{ав}$ — коэффициент допустимой аварийной перегрузки при выходе из строя одного трансформатора; $n_Т$ — число трансформаторов.

При $P_{\max A} = 10$ МВт реактивная нагрузка ПС А

$$Q_{\max A} = P_{\max A} \operatorname{tg}\varphi_A = 10 \cdot 0{,}4 = 4 \text{ Мвар},$$

а максимальная полная мощность нагрузки

$$S_{\max A} = P_{\max A}/\cos\varphi_A = 10/0{,}93 \approx 10{,}75 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

В соответствии с утвержденными в 1988 г. «Нормативами выбора мощности силовых трансформаторов» 110—220 кВ при $U_{ном} \leqslant 150$ кВ и $S_{Т\,ном} \leqslant 40$ МВ·А для региона Средней Волги принято $K_{ав\,1} = 1{,}8$. Во втором варианте для ПС А при $U_{ном\,2} = 35$ кВ необходимо использовать значение $K_{ав\,2} = 1{,}4$ [10.1]. При этом в соответствии с (10.22) для варианта 1

$$S_{Т\,ном\,A(1)} \geqslant S_{max\,A}/K_{ав\,1}(n_Т - 1) = 10{,}75/1{,}8\,(2-1) \approx 6{,}0 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

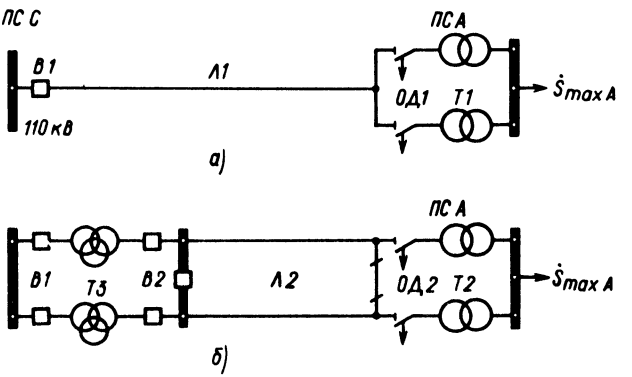


Рис. 10.9. Принципиальные схемы вариантов схемы электроснабжения пункта *А*:
а — вариант 1; *б* — вариант 2

т. е. должны быть выбраны транформаторы типа ТМН-6300/110; для варианта 2

$$S_{\text{Т ном А (2)}} \geqslant S_{\max A}/K_{\text{зв 2}}(n_{\text{Т}}-1) = 10{,}75/1{,}4\,(2-1) \approx 7{,}7 \text{ МВ}\cdot\text{А},$$

т. е. должны быть выбраны трансформаторы типа ТМН-10000/35.

Минимально необходимая мощность трехобмоточных трансформаторов, устанавливаемых на подстанции системы во втором варианте, определяем по (10.22) при условии отсутствия нагрузки на выводах обмоток 10 кВ. При этом нагрузка их обмоток среднего и высшего напряжения отличается от $\dot{S}_{\max A} = P_{\max A} + jQ_{\max A}$ на величину потерь мощности в трансформаторах ПС А ($\Delta\dot{S}_{\text{ТА}}$) и в двухцепной ВЛ 35 кВ ($\Delta\dot{S}_{\text{Л}}$). Зарядовой мощностью ВЛ 35 кВ обычно пренебрегают. Если пренебречь потерями активной мощности, то значение $\Delta\dot{S}_{\text{ТА}}$ может быть приближенно оценено потерями реактивной мощности в размере 10% от мощности нагрузки [10.6], т. е.

$$\Delta\dot{S}_{\text{ТА}} \approx j\Delta Q_{\text{ТА}} \approx j0{,}1\,S_{\max A} = j0{,}1 \cdot 10{,}75 \approx j1{,}1 \text{ Мвар}.$$

При этом приведенная к шинам 35 кВ нагрузка ПС А

$$\dot{S}_{\text{прив А}} = \dot{S}_{\max A} + \Delta\dot{S}_{\text{ТА}} \approx P_{\max A} + jQ_{\max A} + j\Delta Q_{\text{ТА}} = 10 + j5{,}1 \text{ МВ}\cdot\text{А}.$$

Поскольку марка проводов ВЛ 35 кВ пока еще не выбрана, приходится выполнить ориентировочную оценку величины $\Delta\dot{S}_{\text{л}} = \Delta P_{\text{л}} + j\Delta Q_{\text{л}}$, используя усредненные значения погонных сопротивлений. Для применяемого на ВЛ 35 кВ диапазона сечений 70—150 мм^2 в качестве таких значений могут быть приняты $r_{0\text{ср}} = 0{,}3$ Ом/км и $x_{0\text{ср}} = 0{,}42$ Ом/км, что примерно соответствует

параметрам линии с проводами марки АС 95/16 (см. табл. 7.5 в [10.1]). При этом

$$\Delta\dot{S}_{\text{л}} \approx \frac{1}{n_{\text{п}}} \frac{P^2_{\text{прив A}} + Q^2_{\text{прив A}}}{U^2_{\text{ном 2}}} (r_{0\text{ср}} + j x_{0\text{ср}}) l_{\text{C-A}} =$$

$$= \frac{1}{2} \cdot \frac{10^2 + 5{,}1^2}{35^2} (0{,}3 + j0{,}42) \cdot 50 = 0{,}77 + j\,1{,}08 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

С учетом полученных результатов нагрузка трехобмоточных трансформаторов на ПС С составит

$$\dot{S}_{\text{max C}} = \dot{S}_{\text{прив A}} + \Delta\dot{S}_{\text{л}} = 10 + j\,5{,}1 + 0{,}77 + j\,1{,}08 = 10{,}77 + j\,6{,}18 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

чему соответствует модуль полной мощности

$$S_{\text{max C}} = \sqrt{P^2_{\text{max C}} + Q^2_{\text{max C}}} = \sqrt{10{,}77^2 + 6{,}18^2} = 12{,}42 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Теперь появилась возможность оценить требуемую мощность этих трансформаторов с учетом того, что при $U_{\text{ном}} = 110$ кВ коэффициент аварийной перегрузки равен 1,8:

$$S_{\text{Т ном C}} \geqslant S_{\text{max C}} / [K_{\text{ав 1}} (n_{\text{Т}} - 1)] = 12{,}42 / [1{,}8 (2 - 1)] = 6{,}9 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

т. е. должны быть установлены два трехобмоточных трансформатора типа ТДТН-10000/110.

Параметры выбранных трансформаторов представлены в табл. 10.9 в соответствии с [10.1], причем для трехобмоточного трансформатора указаны суммарные сопротивления лучей, соответствующих выводам обмоток ВН и СН.

Таблица 10.9. **Технические характеристики трансформаторного оборудования подстанций**

Обозначение на рис. 10.9	Тип	$S_{\text{Т ном}}$, МВ · А	$\Delta P_{\text{х}}$, кВт	$\Delta Q_{\text{х}}$, квар	$R_{\text{Т}}$, Ом	$X_{\text{Т}}$, Ом
Т1	ТМН-6300/110	6,3	11,5	50,4	14,7	220,4
Т2	ТМН-10000/35	10,0	14,5	80,0	0,88	10,1
Т3	ТДТН-10000/110	10,0	17,0	110,0	10,0	142,2

Теперь перейдем к *выбору сечений проводов* ВЛ, используя значения граничных токов, приведенные в [10.1]. Так как эти значения определены для некоторых средних условий, то отличие заданных условий от средних учитывается при определении расчетного тока введением дополнительного коэффициента $\alpha_{\text{Т}}$:

$$I_{\text{расч}} = \alpha_{\text{I}} \alpha_{\text{Т}} I_{\text{нб (5)}}, \qquad (10.20\text{а})$$

где $\alpha_{\text{Т}}$ принимаем по данным табл. 4.9 в [10.1] в соответствии с заданными значениями $T_{\text{нб}}$ и $k_{\text{м}}$. Для рассматриваемых нами

условий при $T_{нб}=3500$ ч/год и $k_м=1$ коэффициент $\alpha_т$ составляет 0,8. В соответствии с рекомендациями [10.1] для обоих вариантов примем $\alpha_I=1{,}05$ (см. задачу 10.6). С учетом выражений (10.20) и (10.20а) имеем

$$I_{расч\,1}=1{,}05\cdot 0{,}8\cdot 10000/(\sqrt{3}\cdot 110\cdot 0{,}93)\approx 47{,}4\text{ А},$$

$$I_{расч\,2}=1{,}05\cdot 0{,}8\cdot 10000/(2\sqrt{3}\cdot 35\cdot 0{,}93)=74{,}5\text{ А}.$$

В соответствии с табл. 7.8 в [10.1] для ВЛ 110 кВ, сооружаемой на одноцепных металлических опорах в III районе по гололеду в ОЭС Средней Волги, приходится выбрать сечение 95 мм^2, у которого верхней границе экономического интервала ($I_{95/120}$) соответствует ток 85 А$>I_{расч\,1}$, так как сечение 70 мм^2 экономического интервала не имеет. Таким образом, в первом варианте линия должна сооружаться с проводом марки АС 95/16.

Для ВЛ 35 кВ, сооружаемой на двухцепных металлических опорах в тех же условиях, в соответствии с данными [10.1] имеем

$$I_{70/95}=55\text{ А}<I_{расч\,2}<I_{95/120}=100\text{ А},$$

т. е. для второго варианта требуется выбрать провод той же марки (АС95/16). Параметры ВЛ длиной $l_{С-А}=50$ км представлены в табл. 10.10 (см. табл. 7.5 в [10.1]).

Таблица 10.10. **Технические характеристики ВЛ с проводами АС 95/16**

Обозначение на рис. 10.9	$U_{ном}$, кВ	$n_ц$,	r_0, Ом/км	x_0, Ом/км	$Q_{С0}$, Мвар/км	$r_л$, Ом	$x_л$, Ом	$Q_{СЛ}/2$, Мвар
Л1	110	1	0,306	0,434	0,035	15,3	21,7	0,875
Л2	35	2	0,306	0,421	—	7,65	10,5	—

Для проведения технико-экономического сопоставления вариантов необходимо еще осуществить *выбор схем электрических соединений* на подстанциях. Тупиковые подстанции 35—110 кВ обычно выполняются с упрощенными схемами РУ ВН, т. е. без выключателей на стороне ВН. В цепи трансформатора при этом устанавливается комплект коммутационных аппаратов, состоящий из разъединителя, отделителя и короткозамыкателя. В схемах ПС А на рис. 10.9 такой комплект условно показан символом отделителя (ОД). При этом в первом варианте используются два таких комплекта на напряжение 110 кВ стоимостью 12,7 тыс. руб. каждый ($K_{РУ(А),1}=25{,}4$ тыс. руб.), а во втором варианте на напряжение 35 кВ они дополнены неавтоматической перемычкой. При этом общая стоимость РУ ВН на ПС А составляет $K_{РУ(А),2}=13$ тыс. руб. [10.1].

Во втором варианте (рис. 10.9, *б*) необходимо также учесть установку трех ячеек масляных выключателей 35 кВ стоимостью

9 тыс. руб. каждая ($K_{\text{РУ СН(С),2}}=27$ тыс. руб.), а также дополнительную (по сравнению с первым вариантом) ячейку с масляным выключателем 110 кВ стоимостью $K_{\text{РУ ВН(С),2}}=35$ тыс. руб. [10.1].

Рассматриваемые варианты отличаются также по величине постоянной части затрат по подстанциям. В первом варианте этот показатель для ПС А 110/10 кВ без выключателей на стороне ВН составляет $K_{\text{пост(А),1}}=130$ тыс. руб., а во втором варианте $K_{\text{пост(А),2}}=60$ тыс. руб. (см. табл. 9.35 в [10.1]). При установке на ПС С трехобмоточных трансформаторов, сооружении РУ 35 кВ и при схеме со сборными шинами на стороне 110 кВ постоянная часть затрат увеличивается на $\Delta K_{\text{пост(С),2}}=320-290=30$ тыс. руб., что также должно быть учтено при определении суммарных капиталовложений по подстанциям во втором варианте.

Сводка основных технико-экономических показателей вариантов сети представлена в табл. 10.11. В соответствии с данными этой таблицы *капиталовложения на сооружение сети* по варианту 1

$$K_{\Sigma 1}=K_{\text{ПСА},1}+K_{\text{Л}1}=253{,}4+955{,}0=1208{,}4 \text{ тыс. руб.};$$

по варианту 2

$$K_{\Sigma 2}=K_{\text{ПС}\Sigma,2}+K_{\text{Л}2}=382{,}6+1210{,}0=1592{,}6 \text{ тыс. руб.}$$

Годовые издержки эксплуатации сети определяются в соответствии с нормами отчислений на амортизацию и обслуживание для подстанций $a_{\text{ПС}}$ и линий $a_{\text{Л}}$ и составляют (см. табл. 10.11):
по варианту 1

$$И_{\Sigma 1}=И_{\text{ПС}1}+И_{\text{Л}1}=a_{\text{ПС}}K_{\text{ПСА},1}+a_{\text{Л}}K_{\text{Л}1}=23{,}82+26{,}74=$$
$$=50{,}56 \text{ тыс. руб./год};$$

по варианту 2

$$И_{\Sigma 2}=И_{\text{ПС}2}+И_{\text{Л}2}=a_{\text{ПС}}K_{\text{ПС}\Sigma,2}+a_{\text{Л}}K_{\text{Л}2}=35{,}96+33{,}88=$$
$$=69{,}84 \text{ тыс. руб/год.}$$

Для определения *затрат на возмещение потерь мощности и электроэнергии* необходимо предварительно выполнить приближенный расчет потокораспределения в схемах замещения, представленных на рис. 10.10, в предположении, что напряжения во всех узлах схемы равны номинальному и нагрузка ПС А максимальна ($\dot{S}_{\max A}$). На схемах обозначены потоки мощности в ветвях и даны значения сопротивлений ветвей, зарядной мощности ВЛ (вариант 1) и суммарных потерь холостого хода в трансформаторах. Результаты расчетов представлены в табл. 10.12.

Таблица 10.11. Капиталовложения на сооружение сети и годовые издержки эксплуатации

Объекты схемы	Обозначения на рис. 10.9	Единица измерения	Расчетная стоимость, тыс. руб.	Количество	Общая стоимость, тыс. руб.	Коэффициент амортизации отчислений, 1/год	Издержки эксплуатации, тыс. руб/год
Вариант 1							
Подстанция А:							
трансформатор ТМН-6300/110	Т1	шт.	49,0	2	98,0		
блок с отделителем 110 кВ	ОД1	шт.	12,7	2	25,4		
постоянная часть	—	—	—	—	130,0		
Итого по ПС А					253,4	0,094	23,82
ВЛ 110 на одноцепных металлических опорах с проводами АС95/16	Л1	км	19,1	50	955,0	0,028	26,74
Итого по варианту 1					1208,4		50,56
Вариант 2							
Подстанция А:							
трансформатор ТМН-10000/35	Т2	шт.	41,8	2	83,6		
два блока с отделителем 35 кВ с неавтоматической перемычкой	ОД2	РУ	13,0	1	13,0		
постоянная часть	—	—	—	—	60,0		
Итого по ПС А					156,0		
Подстанция С:							
трансформатор ТДТН-10000/110	Т3	шт.	67,0	2	134,0		
ячейка с масляным выключателем 110 кВ	В1	шт.	35,0	1	35,0		
ячейка с масляным выключателем 35 кВ	В2	шт.	9,0	3	27,0		
$\Delta K_{пост}$	—	—	—	—	30,0		
Итого по ПС С					266,0		
Итого по ПС А и С					382,6	0,094	35,96
ВЛ 35 кВ на двухцепных металлических опорах с проводами АС95/16	Л2	км	24,2	50	1210,0	0,028	33,88
Итого по варианту 2					1592,6		69,84

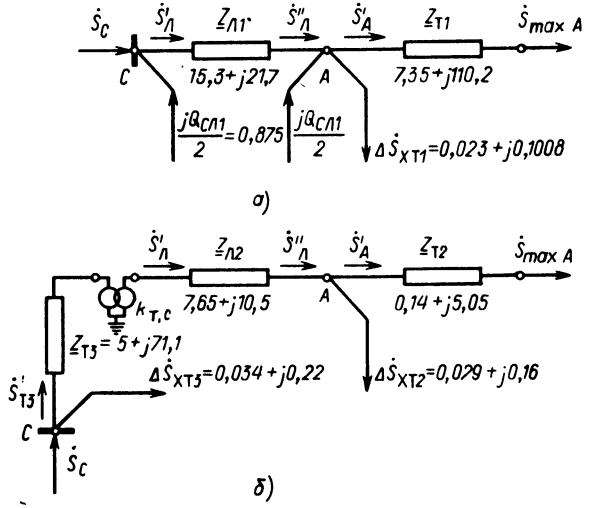


Рис. 10.10. Схемы замещения сети:
а — вариант 1; *б* — вариант 2

В соответствии с данными табл. 10.12 максимальные суммарные потери активной мощности, зависящие от нагрузки ($\Delta P'_{\Sigma}$), т. е. потери в обмотках трансформаторов и потери на нагрев проводов ВЛ, составляют:
в варианте 1

$$\Delta P'_{\Sigma 1}=\Delta P'_{Т1}+\Delta P'_{Л1}=222{,}5\ \text{кВт};$$

в варианте 2

$$\Delta P'_{\Sigma 2}=\Delta P'_{Т2}+\Delta P'_{Л2}+\Delta P'_{Т3}=871{,}3\ \text{кВт}.$$

Потери активной мощности, не зависящие от нагрузки, т. е. потери в стали трансформаторов,
в варианте 1

$$\Delta P''_{\Sigma 1}=\Delta P_{хТ1}=23\ \text{кВт};$$

в варианте 2

$$\Delta P''_{\Sigma 2}=\Delta P_{хТ2}+\Delta P_{хТ3}=63\ \text{кВт}.$$

Для определения потерь электроэнергии, зависящих от нагрузки, определим время максимальных потерь мощности по выражению (10.3). При заданном значении $T_{нб}=3500$ ч/год

$$\tau=(0{,}124+3500\cdot 10^{-4})^2\cdot 8760=1968\ \text{ч/год}.$$

Таблица 10.12. **Результаты расчета потокораспределения по вариантам при $\dot{S}_{\max A}=10+j4$ МВ·А**

Параметры режима	Значения мощностей по вариантам, МВ·А	
	1 (110 кВ)	2 (35 кВ)
Потери мощности в сопротивлении трансформаторов ПС А $\Delta\dot{S}_{TA}=\Delta P_{TA}+j\Delta Q_{TA}$	0,0705+j1,0560	0,0417+j0,4782
Мощность в начале ветви с $\underline{Z}_{TA}$ $\dot{S}'_{A}=P'_{A}+jQ'_{A}$	10,0705+j5,0560	10,0417+j4,4782
Мощность в конце ветви с $\underline{Z}_{Л}$ $\dot{S}''_{Л}=P''_{Л}+jQ''_{Л}$	10,0935+j4,2818	10,0707+j4,6382
Потери мощности в сопротивлении линии С–А $\Delta\dot{S}_{Л}=\Delta P_{Л}+j\Delta Q_{Л}$	0,1520+j0,2156	0,7677+j1,0537
Мощность в начале ветви с $\underline{Z}_{Л}$ $\dot{S}'_{л}=P'_{л}+jQ'_{л}$	10,2455+j4,4974	10,8384+j5,6919
Потери мощности в сопротивлении трансформатров ПС С $\Delta\dot{S}_{T3}=\Delta P_{T3}+j\Delta Q_{T3}$	—	0,0619+j0,8806
Мощность, поступающая в сеть от системы, $\dot{S}_{c}=P_{c}+jQ_{c}$	10,2455+j3,6224	10,9343+j6,7925
Коэффициент мощности $\cos\varphi_{c}$	0,9428	0,8494
Суммарные потери активной мощности $\Delta P_{\Sigma}=P_{c}-P_{\max A}$	0,2455	0,9343
В том числе: потери в сопротивлениях ветвей $\Delta P'_{\Sigma}$	0,2225	0,8713
потери в стали трансформаторов $\Delta P''_{\Sigma}$	0,0230	0,0630

Так как коэффициент попадания максимума нагрузки ПС А в максимум нагрузки системы задан равным единице ($k_{м}=1$), то $\alpha_{м}=k_{м}^{2}=1$ и условное время, служащее для графического определения удельных затрат на возмещение потерь, зависящих от нагрузки, $T'=\tau/\alpha_{м}=\tau$. Время включения трансформаторов для определения потерь ЭЭ, не зависящих от нагрузки, принимаем равным полной продолжительности года, т. е. $T''=T_{вкл}=8760$ ч/год. При этом в соответствии с рис. 10.1 (кривая *1*) имеем

$$з'_{э}=2{,}58\cdot10^{-5}\text{ тыс. руб/(кВт}\cdot\text{ч)},$$

$$з''_{э}=1{,}75\cdot10^{-5}\text{ тыс. руб/(кВт}\cdot\text{ч)}.$$

Результаты определения годовых потерь ЭЭ и затрат на их компенсацию, полученные аналогично результатам решения задач 10.1 и 10.2, представлены в табл. 10.13.

Таблица 10.13. **Затраты на возмещение потерь**

Вариант	$\Delta Э' = \Delta P'_{\Sigma}\tau$, 10^5 кВт·ч/год	$\Delta Э'' = \Delta P''_{\Sigma} T_{вкл}$, 10^5 кВт·ч/год	$\Delta Э_{\Sigma} = \Delta Э' + \Delta Э''$, 10^5 кВт·ч/год	$З'_{пот} = з'_{э}\Delta Э'$, тыс. руб/год	$З''_{пот} = з''_{э}\Delta Э''$, тыс.руб/год	$З_{пот\Sigma} = З'_{пот} + З''_{пот}$, тыс. руб/год
1	4,3788	2,0148	6,3936	11,297	3,526	14,823
2	17,1472	5,5188	22,6660	44,240	9,658	53,898

Данные табл. 10.13 свидетельствуют о том, что суммарные потери электроэнергии и затраты на их возмещение во втором варианте значительно выше.

Последним из числа подлежащих определению технико-экономических показателей является *годовой ущерб* (У) от возможных перерывов электроснабжения потребителей ПС А. В соответствии с условиями задачи из рассмотрения исключаются как маловероятные ситуации, связанные с одновременным повреждением параллельно работающих трансформаторов и с отказом одного из параллельно включенных элементов (линии, трансформатора) при плановом ремонте другого. Кроме того, примем, что схема электрических соединений ОРУ 110 кВ на ПС С обеспечивает возможность ремонта выключателей В1 (см. рис. 10.9) без перерыва в электроснабжении за счет перевода питания соответствующей цепи на обходную систему шин (на рис. 10.9 не показана).

При таких допущениях в схеме первого варианта перерыв в электроснабжении возникает лишь при аварийном отключении ВЛ или ее плановом ремонте, возможность выполнения которого под напряжением, согласно условию задачи, отсутствует. Коэффициент вынужденного (аварийного) простоя линии $K_{в.л}$ определяется параметром потока отказов на 1 км длины $\omega_{0л}$ и временем восстановления $T_{в.л}$ [10.1, 10.2]:

$$K_{в.л} = \omega_{0л} l_{С-А} T_{в.л}. \qquad (10.23)$$

Для одноцепной ВЛ 110 кВ, по данным [10.1], $\omega_{0л1} = 0{,}011$ отказ/(год·км) и $T_{в.л1} = 1 \cdot 10^{-3}$ год/отказ. При этом по (10.23) имеем

$$K_{в.л1} = 0{,}011 \cdot 50 \cdot 10^{-3} = 55 \cdot 10^{-5} \text{ о. е.}$$

Коэффициент планового простоя такой линии, согласно табл. 8.6 в [10.1], составит $K_{п.л1} = 5 \cdot 10^{-3}$ о. е.

Удельные ущербы от аварийного α и планового β отключений потребителей при степени их ограничения $\varepsilon = 1$ (полное прекращение питания) в соответствии с рис. 8.2 в [10.1]

$$\alpha = 6{,}0 \text{ тыс. руб/(кВт} \cdot \text{год)};$$

$$\beta = 4{,}4 \text{ тыс. руб/(кВт} \cdot \text{год)}.$$

При этом для первого варианта ущерб от аварийного перерыва электроснабжения при $P_{\max A} = 10$ МВт

$$У_{в1} = P_{\max A}\, \alpha\, K_{в Л1}\, \varepsilon = 10000 \cdot 6 \cdot 55 \cdot 10^{-5} \cdot 1 = 33 \text{ тыс. руб/год},$$

а ущерб от планового перерыва в электроснабжении

$$У_{п1} = P_{\max A}\, \beta\, K_{п Л1}\, \varepsilon = 10000 \cdot 4{,}4 \cdot 5 \cdot 10^{-3} \cdot 1 = 220 \text{ тыс. руб/год}.$$

Суммарный годовой ущерб по первому варианту

$$У_{\Sigma 1} = У_{в1} + У_{п1} = 33 + 220 = 253 \text{ тыс. руб/год}.$$

Во втором варианте с двухцепной ВЛ 35 кВ перерыв в электроснабжении потребителей ПС А при принятых допущениях возникает лишь при одновременном аварийном отключении обеих цепей линии. Соответствующие показатели при этом [10.1]

$$\omega_{0 Л2} = 0{,}003 \text{ отказ/(год} \cdot \text{км)} \text{ и } T_{в Л2} = 2{,}5 \cdot 10^{-3} \text{ год/отказ}.$$

Тогда по (10.23) имеем

$$K_{в Л2} = 0{,}003 \cdot 50 \cdot 2{,}5 \cdot 10^{-3} = 37{,}5 \cdot 10^{-5} \text{ о. е.},$$

т. е. этот показатель соизмерим с аналогичным для одноцепной ВЛ 110 кВ ($K_{в Л1}$). Так как $K_{п Л2} = 0$, поскольку аварийное отключение одной цепи ВЛ при нахождении второй в плановом ремонте считается маловероятным, то

$$У_{\Sigma 2} = У_{в2} = P_{\max A}\, \alpha\, K_{в Л2}\, \varepsilon = 10000 \cdot 6 \cdot 37{,}5 \cdot 10^{-5} \cdot 1 = 22{,}5 \text{ тыс. руб/год}.$$

Теперь приступим к окончательному сравнению вариантов и выбору из них наилучшего по критерию минимума приведенных затрат. Однако, прежде чем приступить к их определению, вспомним, что фигурирующие в табл. 10.11 значения суммарных капиталовложений и ежегодных издержек эксплуатации были определены по данным [10.1] для нормальных условий сооружения ВЛ и без учета зональных коэффициентов для ВЛ и ПС, учитывающих их удорожание при строительстве в ряде удаленных районов. Использование таких нескорректированных значений K_Σ и $И_\Sigma$ при сопоставлении вариантов может привести к ошибочному представлению об истинном соотношении составляющих *суммарных приведенных затрат*, которые при сооружении объектов i-го варианта в течение года определяются по формуле

$$З_{\Sigma i} = E_н K_{\Sigma i} + И_{\Sigma i} + З_{пот\,\Sigma i} + У_{\Sigma i}, \qquad (10.24)$$

где $E_н = 0{,}12$ 1/год — нормативный коэффициент сравнительной экономической эффективности.

Поправочный коэффициент к стоимости сооружения ВЛ, учитывающий усложнение условий прохождения трассы $k_{усл}$, в рассматриваемой задаче, где ВЛ должна сооружаться в болотистой местности, в соответствии с данными табл. 9.3 в [10.1] равен 1,46. Укрупненные зональные коэффициенты к стоимости сооружения ВЛ $k_{зон\,л}$ и ПС $k_{зон\,пс}$ в ОЭС Средней Волги, по данным табл. 9.1 в [10.1], одинаковы и равны 1. С учетом этих значений и при индексировании буквой «Н» (нормальные условия) полученных ранее значений капиталовложений и издержек (см. табл. 10.11) будем иметь:

по варианту 1

$$K_{ПСА,1} = k_{зон} K_{ПСА,1(н)} = 1{,}0 \cdot 253{,}4 = 253{,}4 \text{ тыс. руб.};$$

$$K_{Л1} = k_{усл} k_{зон} K_{Л1(н)} = 1{,}46 \cdot 1{,}0 \cdot 955 = 1394{,}3 \text{ тыс. руб.};$$

$$K_{\Sigma 1} = K_{ПСА,1} + K_{Л1} = 253{,}4 + 1394{,}3 = 1647{,}7 \text{ тыс. руб.};$$

$$И_{ПС1} = k_{зон} И_{ПС1(н)} = 1{,}0 \cdot 23{,}82 = 23{,}82 \text{ тыс. руб/год};$$

$$И_{Л1} = k_{усл} k_{зон} И_{Л1(н)} = 1{,}46 \cdot 1{,}0 \cdot 26{,}74 = 39{,}04 \text{ тыс. руб/год};$$

$$И_{\Sigma 1} = И_{ПС1} + И_{Л1} = 23{,}82 + 39{,}04 = 62{,}86 \text{ тыс. руб/год};$$

по варианту 2

$$K_{ПС\Sigma,2} = 1{,}0 \cdot 382{,}6 = 382{,}6 \text{ тыс. руб.};$$

$$K_{Л2} = 1{,}46 \cdot 1{,}0 \cdot 1210{,}0 = 1766{,}6 \text{ тыс. руб.};$$

$$K_{\Sigma 2} = 382{,}6 + 1766{,}6 = 2149{,}2 \text{ тыс. руб.};$$

$$И_{ПС2} = 1{,}0 \cdot 35{,}96 = 35{,}96 \text{ тыс. руб/год};$$

$$И_{Л2} = 1{,}46 \cdot 1{,}0 \cdot 33{,}88 = 49{,}46 \text{ тыс. руб/год};$$

$$И_{\Sigma 2} = 35{,}96 + 49{,}46 = 85{,}42 \text{ тыс. руб/год}.$$

Теперь имеем возможность, используя формулу (10.24), определить суммарные приведенные затраты по вариантам. Их значения, а также значения всех составляющих $З_{\Sigma i}$ представлены в табл. 10.14.

Таблица 10.14. Суммарные капиталовложения (тыс. руб.) и составляющие приведенных затрат (тыс. руб/год)

Вариант	K_Σ	$E_н K_\Sigma$	$И_\Sigma$	$З_{вот\,\Sigma}$	$У_\Sigma$	$З_\Sigma$
1	1647,7	197,724	62,86	14,823	253,0	528,407
2	2149,2	257,904	85,42	53,898	22,5	419,722

Анализ данных табл.10.14 показывает, во-первых, что затраты по первому варианту значительно больше (примерно на 26%) затрат по второму варианту, что заставляет нас считать последний оптимальным и рекомендовать его для сооружения. Во-вторых, сопоставление одинаковых составляющих затрат свидетельствует о том, что второй вариант существенно уступает первому как по капиталовложениям, так и по издержкам эксплуатации и затратам на возмещение потерь. В-третьих, сопоставление составляющих затрат по первому варианту (нерезервированная схема) показывет, что наибольшую долю в $З_{\Sigma 1}$ составляет ущерб от перерывов в электроснабжении (около 48%), тогда как во втором варианте аналогичный показатель равен примерно 5% от $З_{\Sigma 2}$. Причина столь значительного различия значений ущербов состоит в том, что в первом варианте в $У_{\Sigma 1}$ доминирует ущерб от плановых перерывов в электроснабжении ($У_{пл} = 220$ тыс. руб/год). При обеспечении возможности проведения плановых ремонтов одноцепной ВЛ 110 кВ без снятия напряжения ($У_{пл} = 0$) значение $З_{\Sigma 1}$ уменьшается до 308,407 тыс. руб/год, что позволяет принять решение о целесообразности сооружения схемы по первому варианту.

Последние два соображения, в свою очередь, приводят нас к мысли о том, что при формальном отборе подлежащих сравнению вариантов с использованием рис. 10.8, возможно, был упущен из виду еще один из вариантов, могущих претендовать на роль оптимального, а именно *вариант сооружения резервированной схемы* (с двухцепной ВЛ) на *напряжение* 110 кВ. В такой схеме по сравнению со схемой первого варианта должны возрасти капиталовложения и издержки эксплуатации, несколько снизиться затраты на возмещение потерь и, что самое главное, должен резко сократиться ущерб за счет исключения составляющей, связанной с плановым ремонтом. Проверим обоснованность этого предположения, присвоив этому варианту номер 3 и выполнив для него все расчеты аналогично тому, как это было сделано выше для вариантов 1 и 2.

Очевидно, что принципиальная схема сети для третьего варианта отличается от показанной на рис. 10.9, *б* отсутствием трехобмоточных трансформаторов Т3 и трех выключателей В2. Номинальная мощность трансформаторов 110 кВ на ПС А такая же, как и в первом варианте, так как от числа цепей ВЛ она не зависит, т. е. должны быть установлены трансформаторы ТМН-6300/110 с расчетной стоимостью 49 тыс. руб. (см. табл. 10.11) и с параметрами, представленными в табл. 10.9.

Распределительное устройство 110 кВ на ПС А, выполненное по схеме «два блока с отделителями и неавтоматической перемычкой», имеет стоимость $К_{РУ(А),3} = 36{,}3$ тыс. руб. Постоянная часть затрат на сооружение ПС А та же, что и в первом варианте,

т. е. $K_{\text{пост (А),3}} = 130$ тыс. руб. Тогда суммарные капиталовложения в ПС А $K_{\text{ПС}A,3} = 2K_{\text{Т1,3}} + K_{\text{РУ (А),3}} + K_{\text{пост (А),3}} = 98{,}0 + 36{,}3 + 130{,}0 = 264{,}3$ тыс. руб.

На ПС С следует учесть лишь стоимость дополнительной ячейки с масляным выключателем 110 кВ $K_{\text{РУ ВН (С),3}} = 35$ тыс. руб. Постоянная часть затрат та же, что в первом варианте, и не учитывается. При этом с учетом зонального коэффициента $k_{\text{зон}} = 1{,}0$ суммарные капиталовложения в подстанции третьего варианта

$$K_{\text{ПС}\Sigma,3} = k_{\text{зон}}(K_{\text{ПС}A,3} + K_{\text{РУ ВН (С),3}}) = 1{,}0\,(264{,}3 + 35{,}0) = 299{,}3 \text{ тыс. руб.},$$

а соответствующие им издержки эксплуатации

$$И_{\text{ПС}\Sigma,3} = a_{\text{ПС}} K_{\text{ПС}\Sigma,3} = 0{,}094 \cdot 299{,}3 = 28{,}134 \text{ тыс. руб/год.}$$

Расчетный ток, протекающий по одной цепи двухцепной ВЛ 110 кВ, будет в два раза меньше значения, определенного для варианта 1, т. е.

$$I_{\text{расч},3} = I_{\text{расч},1}/n_{\text{ц}} = 47{,}4/2 = 23{,}7 \text{ А.}$$

При этом в соответствии с табл. 7.8 в [10.1] для ВЛ 110 кВ, сооружаемой на двухцепных опорах в III районе по гололеду в ОЭС Средней Волги, должно быть выбрано минимальное по условиям ограничения потерь на корону сечение проводов 70 мм^2, для которого верхней границе экономического интервала соответствует ток 45 А. Стоимость сооружения 1 км такой ВЛ с проводами марки АС70/11 в нормальных условиях составляет $K_{0\text{л (н)},3} = 29{,}2$ тыс. руб/км. При этом с учетом $k_{\text{усл}}$ и $k_{\text{зон}}$ получим

$$K_{\text{Л}3} = k_{\text{усл}} k_{\text{зон}} K_{0\text{л (н)},3} l_{\text{С}-\text{А}} = 1{,}46 \cdot 1{,}0 \cdot 29{,}2 \cdot 50 = 2131{,}6 \text{ тыс. руб.}$$

Соответствующие издержки эксплуатации

$$И_{\text{Л}3} = a_{\text{л}} K_{\text{Л}3} = 0{,}028 \cdot 2131{,}6 = 59{,}685 \text{ тыс. руб/год.}$$

Таким образом, суммарные капиталовложения по третьему варианту

$$K_{\Sigma 3} = K_{\text{ПС}\Sigma,3} + K_{\text{Л}3} = 299{,}3 + 2131{,}6 = 2430{,}9 \text{ тыс. руб.},$$

а суммарные издержки эксплуатации

$$И_{\Sigma 3} = И_{\text{ПС}\Sigma,3} + И_{\text{Л}3} = 28{,}134 + 59{,}685 = 87{,}819 \text{ тыс. руб/год.}$$

Сопоставление полученных значений с данными табл. 10.14 показывает, что по этим двум показателям третий вариант, естественно, проигрывает рассмотренным выше в первую очередь ввиду существенно большей стоимости сооружения ВЛ.

Посмотрим, смогут ли компенсировать этот проигрыш две оставшиеся составляющие приведенных затрат, т. е. $З_{пот\,\Sigma}$ и $У_{\Sigma}$.

Для определения $З_{пот\,\Sigma,3}$ вернемся вначале к схеме замещения для первого варианта, изображенной на рис. 10.10,*а*. Эта схема по своей форме отвечает и третьему варианту. Однако параметры ее элементов на участке между узлами С и А будут иными. Для двухцепной ВЛ 110 кВ с проводами АС70/11 в соответствии с табл. 7.1 и 7.5 в [10.1] имеем $r_0=0{,}429$ Ом/км, $x_0=0{,}444$ Ом/км и $Q_{C0}=0{,}034$ Мвар/км.

При этом

$$\underline{Z}_{Л3}=(r_0+jx_0)\,l_{C-A}/n_{ц}=(0{,}429+j\,0{,}444)\,50/2=10{,}725+j\,11{,}1 \text{ Ом};$$

$$Q_{СЛ3}/2=n_{ц}\,Q_{C0}\,l_{C-A}/2=2\cdot 0{,}034\cdot 50/2=1{,}7 \text{ Мвар}.$$

Эти данные позволяют выполнить расчет потокораспределения в схеме замещения ВЛ. Очевидно, что мощность в начале ветви с $\underline{Z}_{ТА}$ будет такой же, как и в первом варианте (см. табл. 10.12), т. е.

$$\dot{S}'_{А3}=10{,}0705+j\,5{,}0560 \text{ МВ}\cdot\text{А}.$$

Мощность в конце ветви с $\underline{Z}_{Л3}$:

$$\dot{S}''_{Л3}=\dot{S}'_{А3}+\Delta\dot{S}_{хТ1}-j\,0{,}5\,Q_{СЛ3}=10{,}0705+$$
$$+j\,5{,}0560+0{,}023+j\,0{,}1008-j\,1{,}7=10{,}0935+j\,3{,}4568 \text{ МВ}\cdot\text{А}.$$

Потери мощности в сопротивлении $\underline{Z}_{Л3}$

$$\Delta\dot{S}_{Л3}=\frac{(P''_{Л3})^2+(Q''_{Л3})^2}{U^2_{ном}}\underline{Z}_{Л3}=\frac{10{,}0935^2+3{,}4568^2}{110^2}(10{,}725+j\,11{,}1)=$$
$$=0{,}1009+j\,0{,}1044 \text{ МВ}\cdot\text{А}.$$

Мощность в начале ветви с $\underline{Z}_{Л3}$

$$\dot{S}'_{Л3}=\dot{S}''_{Л3}+\Delta\dot{S}_{Л3}=10{,}0935+j\,3{,}4568+0{,}1009+j\,0{,}1044=$$
$$=10{,}1944+j\,3{,}5612 \text{ МВ}\cdot\text{А}.$$

Мощность, поступающая в сеть от системы,

$$\dot{S}_{С3}=\dot{S}'_{Л3}-j\,0{,}5\,Q_{СЛ3}=10{,}1944+j\,3{,}5612-j\,1{,}7=$$
$$=10{,}1944+j\,1{,}8612 \text{ МВ}\cdot\text{А}.$$

При этом $\cos\varphi_{С3}=\cos[\operatorname{arctg}(Q_{С3}/P_{С3})]=0{,}9837$.

Суммарные потери активной мощности

$$\Delta P_{\Sigma 3}=P_{С3}-P_{max\,А}=0{,}1944 \text{ МВт},$$

в том числе

$$\Delta P'_{\Sigma 3}=\Delta P'_{Т1}+\Delta P'_{Л3}=70{,}5+100{,}9=171{,}4 \text{ кВт},$$
$$\Delta P''_{\Sigma 3}=\Delta P_{хТ1}=23 \text{ кВт}.$$

Потери электроэнергии, зависящие от нагрузки,

$$\Delta Э'_3 = \Delta P'_{\Sigma 3}\,\tau = 171{,}4 \cdot 1968 = 3{,}3732 \cdot 10^5 \text{ кВт} \cdot \text{ч},$$

а не зависящие от нагрузки те же, что и в первом варианте, т. е. $\Delta Э''_3 = 2{,}0148 \cdot 10^5$ кВт · ч (см. табл. 10.13).

Суммарные годовые потери электроэнергии в третьем варианте

$$\Delta Э_{\Sigma 3} = \Delta Э'_3 + \Delta Э''_3 = (3{,}3732 + 2{,}0148)\,10^5 = 5{,}388 \cdot 10^5 \text{ кВт} \cdot \text{ч}.$$

Затраты на возмещение потерь, зависящих и не зависящих от нагрузки,

$$З'_{\text{пот}3} = з'_э \Delta Э'_3 = 2{,}58 \cdot 10^{-5} \cdot 3{,}3732 \cdot 10^5 = 8{,}703 \text{ тыс. руб/год},$$

$$З''_{\text{пот}3} = з''_э \Delta Э''_3 = 1{,}75 \cdot 10^{-5} \cdot 2{,}0148 \cdot 10^5 = 3{,}526 \text{ тыс. руб/год}.$$

И наконец, суммарные затраты на возмещение потерь в третьем варианте

$$З_{\text{пот}\Sigma,3} = З'_{\text{пот}3} + З''_{\text{пот}3} = 8{,}703 + 3{,}526 = 12{,}229 \text{ тыс. руб/год},$$

т. е. они несколько меньше, чем в первом варианте.

Параметр потока отказов для одновременного выхода из строя обеих цепей ВЛ 110 кВ, согласно табл. 8.4 в [10.1], $\omega_{0\,Л3} = 0{,}002$ отказ/год, а среднее время восстановления $T_{в\,Л3} = 3 \cdot 10^{-3}$ год/отказ, т. е. в соответствии с (10.23)

$$K_{в\,Л3} = 0{,}002 \cdot 50 \cdot 3 \cdot 10^{-3} = 30 \cdot 10^{-5} \text{ о. е.}$$

Поскольку, как и во втором варианте, $K_{п\,Л3}$ может быть принят равным нулю, то вероятный ущерб по третьему варианту

$$У_{\Sigma 3} = У_{в3} = P_{\max A}\,\alpha\,K_{в\,Л3}\,\varepsilon = 10000 \cdot 6 \cdot 30 \cdot 10^{-5} \cdot 1 = 18 \text{ тыс. руб/год}.$$

Теперь появилась возможность определить суммарные приведенные затраты по третьему варианту. Согласно выражению (10.24)

$$З_{\Sigma 3} = 0{,}12\,K_{\Sigma 3} + И_{\Sigma 3} + З_{\text{пот}\Sigma,3} + У_{\Sigma 3} =$$

$$= 0{,}12 \cdot 2430{,}9 + 87{,}819 + 12{,}229 + 18{,}0 = 409{,}756 \text{ тыс. руб/год}.$$

Сопоставление полученного значения с данными табл. 10.14 показывет, что суммарные затраты по третьему варианту превышают затраты по второму варианту всего на 2,43%, т. е. такие варианты считаются равноэкономичными [10.1]. При этом в соответствии с рекомендациями [10.1] выбор варианта осуществляется на основе инженерной оценки ряда характеристик, которые не могут быть непосредственно учтены в виде экономического эквивалента. Однако в нашем случае и без такой оценки ясно, что следует предпочесть вариант с более высоким номинальным напряжением, как более надежный и перспективный при росте

нагрузки ПС А. Кроме того, схема третьего варианта характеризуется меньшими годовыми потерями электроэнергии и значительно меньшей требуемой от системы реактивной мощностью ($\cos\varphi_{C3} \gg \cos\varphi_{C2}$), что равносильно определенной экономии мощности ее дополнительных источников в системе. Таким образом, с учетом этих соображений для электроснабжения ПС А следует окончательно рекомендовать вариант резервированной схемы на напряжении 110 кВ.

Задача 10.8. Для электроснабжения новых комплексов потребителей в пунктах *1* и *2*, прогнозируемые максимальные нагрузки которых, приведенные к шинам 10 кВ понижающих подстанций, на пятом году эксплуатации составят $\dot{S}_1 = 66 + j32$ МВ·А и $\dot{S}_2 = 26 + j12$ МВ·А, предполагается соорудить сеть 110 кВ, источником питания которой является узловая подстанция А 220/110 кВ в ОЭС Сибири.

Взаимное расположение ПС А и пунктов *1* и *2* показано на рис. 10.11, *а*, где указаны расстояния, измеренные на карте по воздушной прямой. Коэффициент, учитывающий реальное удлинение трассы по сравнению с расстоянием, измеренным по прямой, для ОЭС Сибири принимается равным 1,2 [10.1]. Трассы воздушных линий, которые предполагается сооружать на железобетонных опорах, прокладываются по территории, относящейся ко II району по гололеду.

Число часов использования максимума нагрузки для эквивалентных потребителей пунктов *1* и *2* $T_{нб} = 4500$ ч/год, коэффициент попадания в максимум нагрузки системы $k_м = 1$. На ПС *1* должны быть установлены два трансформатора

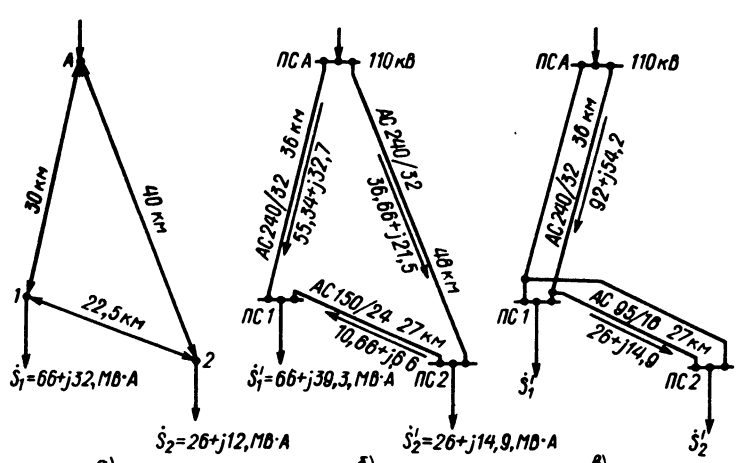


Рис. 10.11. Взаимное расположение источника питания А и пунктов потребления (*а*) и схемы сети по вариантам 1 (*б*) и 2 (*в*)

типа ТРДН-40000/110, на ПС *2* — два трансформатора ТДН-16000/110, для которых в условиях Сибири коэффициент аварийной перегрузки равен 1,8.

Выполнить технико-экономическое сопоставление вариантов схемы сети, представленных на рис. 10.11,*б, в*, где указаны приведенные к стороне 110 кВ нагрузки ПС *1* и ПС *2*, выбранные марки проводов, фактические длины трасс, а также результаты расчетов приближенного потокораспределения (без учета потерь мощности) в нормальном режиме наибольших нагрузок.

Решение. Как и при решении задачи 10.7, для технико-экономического сопоставления вариантов необходимо предварительно определить все составляющие приведенных затрат (10,24), за исключением ущерба, поскольку обе схемы обеспечивают резервированное электроснабжение пунктов потребления и с позиций надежности их можно считать примерно равнозначными.

Капиталовложения на сооружение сети. В первом варианте стоимость сооружения 1 км ВЛ на одноцепных железобетонных опорах во II районе по гололеду [10.1]:

— с проводами АС240/32 $K_{01(240)} = 14$ тыс. руб/км;

— с проводами АС150/24 $K_{01(150)} = 11{,}7$ тыс. руб/км.

При этом требуемые для сооружения линий сети капиталовложения

$$K_{Л1} = K_{01(240)}(l_{А-1} + l_{А-2}) + K_{01(150)} l_{1-2} =$$
$$= 14(36 + 48) + 11{,}7 \cdot 27 = 1491{,}9 \text{ тыс. руб.}$$

Во втором варианте при сооружении ВЛ на двухцепных железобетонных опорах

$$K_{02(240)} = 24 \text{ тыс. руб/км и } K_{02(95)} = 17{,}8 \text{ тыс. руб/км.}$$

При этом

$$K_{Л2} = K_{02(240)} l_{А-1} + K_{02(95)} l_{1-2} =$$
$$= 24 \cdot 36 + 17{,}8 \cdot 27 = 1344{,}6 \text{ тыс. руб.}$$

Так как в обоих вариантах на подстанциях установлены одни и те же трансформаторы, то в капиталовложениях на сооружение ПС необходимо учесть лишь стоимость распределительных устройств 110 кВ и постоянную часть затрат. В первом варианте (кольцевая сеть) РУ 110 кВ на ПС *1* и ПС *2* выполняются по схеме «мостика» с выключателем в перемычке и отделителями в цепях трансформаторов [10.6]. Стоимость такой схемы $K_{РУ1} = 75$ тыс. руб. (см. табл. 9.14 в [10.1]). Постоянная часть затрат по подстанции 110/10 кВ, выполненной по схеме «мостика» на стороне ВН, $K_{пост1} = 210$ тыс. руб. При этом суммарная стоимость сооружения двух ПС в первом варианте, учитываемая при сопоставлении,

$$K_{ПС1} = 2(K_{РУ1} + K_{пост1}) = 2(75 + 210) = 570 \text{ тыс. руб.}$$

Во втором варианте ПС *1* выполняется на ответвлениях от ВЛ без выключателей на стороне ВН. На обеих подстанциях используется схема «два блока с отделителями и неавтоматической перемычкой», стоимость которой $K_{РУ2} = 36{,}3$ тыс. руб., а постоянная часть затрат по такой подстанции $K_{пост3} = 130$ тыс. руб. Тогда суммарная стоимость сооружения ПС во втором варианте

$$K_{ПС2} = 2(K_{РУ2} + K_{пост2}) = 2(36{,}3 + 130) = 332{,}6 \text{ тыс. руб.}$$

Ежегодные издержки на амортизацию и обслуживание. Они определяются как доля стоимости сооружения линий и подстанций 110 кВ в соответствии с коэффициентами $a_Л = 0{,}028$ 1/год и $a_{ПС} = 0{,}094$ 1/год [10.1]. При этом в первом варианте

$$И_{Л1} = a_Л K_{Л1} = 0{,}028 \cdot 1491{,}9 \approx 41{,}8 \text{ тыс. руб/год;}$$

$$И_{ПС1} = a_{ПС} K_{ПС1} = 0{,}094 \cdot 570 \approx 53{,}6 \text{ тыс. руб/год.}$$

Аналогично, во втором варианте

$$И_{Л2} = 0{,}028 \cdot 1344{,}6 \approx 37{,}6 \text{ тыс. руб/год;}$$

$$И_{ПС2} = 0{,}094 \cdot 332{,}6 \approx 31{,}3 \text{ тыс. руб/год.}$$

Затраты на возмещение потерь мощности и электроэнергии на нагрев проводов ВЛ определим с использованием результатов приближенного расчета потокораспределения в каждом из вариантов. Предварительно вычислим по формуле (10.3) время максимальных потерь мощности при заданном $T_{нб} = 4500$ ч/год:

$$\tau = (0{,}124 + 4500 \cdot 10^{-4})^2 8760 \approx 2900 \text{ ч/год.}$$

При $\alpha_м = k_м^2 = 1$ в соответствии с рис. 10.1 (кривая *2*) удельные затраты на возмещение потерь, зависящих от нагрузки, $з'_э = 1{,}52 \cdot 10^{-5}$ тыс. руб/(кВт · ч).

В первом варианте (рис. 10.11, *б*) максимальные потери мощности на нагрев проводов ВЛ при $r_{0(240)} = 0{,}121$ Ом/км и $r_{0(150)} = 0{,}198$ Ом/км

$$\Delta P'_{А-1,1} = \frac{P^2_{А-1} + Q^2_{А-1}}{U^2_{ном}} r_{0(240)} l_{А-1} = \frac{55{,}34^2 + 32{,}7^2}{110^2} 0{,}121 \cdot 36 = 1{,}487 \text{ МВт.}$$

Аналогично,

$$\Delta P'_{А-2,1} = \frac{36{,}66^2 + 21{,}5^2}{110^2} 0{,}121 \cdot 48 = 0{,}867 \text{ МВт;}$$

$$\Delta P'_{1-2,1} = \frac{10{,}66^2 + 6{,}6^2}{110^2} 0{,}198 \cdot 27 = 0{,}069 \text{ МВт.}$$

Суммарные потери мощности в ВЛ первого варианта

$$\Delta P'_1=\Delta P'_{A-1,1}+\Delta P'_{A-2,1}+\Delta P'_{1-2,1}=1{,}487+0{,}867+0{,}069=$$
$$=2{,}423\ \text{МВт}.$$

Во втором варианте (рис. 10.11, *в*) с учетом того, что $r_{0(95)}=0{,}306$ Ом/км и $n_{\text{ц}}=2$, получим

$$\Delta P'_2=\Delta P'_{A-1,2}+\Delta P'_{1-2,2}=$$
$$=\frac{1}{2}\cdot\frac{92^2+54{,}2^2}{110^2}\cdot 0{,}121\cdot 36+\frac{1}{2}\cdot\frac{26^2+14{,}9^2}{110^2}0{,}306\cdot 27=$$
$$=2{,}052+0{,}307=2{,}359\ \text{МВт}.$$

С учетом полученных результатов годовые потери электроэнергии на нагрев проводов ВЛ

$$\Delta Э'_1=\Delta P'_1\tau=2423\cdot 2900=70{,}267\cdot 10^5\ \text{кВтч/год};$$
$$\Delta Э'_2=\Delta P'_2\tau=2359\cdot 2900=68{,}411\cdot 10^5\ \text{кВтч/год}.$$

Соответственно затраты на возмещение потерь

$$З_{\text{пот}1}=з'_э\Delta Э'_1=1{,}52\cdot 10^{-5}\cdot 70{,}267\cdot 10^5=106{,}8\ \text{тыс. руб/год};$$
$$З_{\text{пот}2}=з'_э\Delta Э'_2=1{,}52\cdot 10^{-5}\cdot 68{,}411\cdot 10^5=104{,}0\ \text{тыс. руб/год}.$$

Итак, определены все технико-экономические показатели, необходимые для сопоставления вариантов схем сети по критерию минимума приведенных затрат при $E_{\text{н}}=0{,}12$ 1/год. Они сведены в табл. 10.15.

Таблица 10.15. Капиталовложения (тыс. руб.) и составляющие приведенных затрат (тыс. руб/год) по вариантам

Вариант	$K_{\text{Л}}$	$K_{\text{ПС}}$	K_{Σ}	$E_{\text{н}}K_{\Sigma}$	$И_{\text{Л}}$	$И_{\text{ПС}}$	$И_{\Sigma}$	$З_{\text{пот}}$	$З_{\Sigma}$
1	1491,9	570,0	2061,9	247,4	41,8	53,6	95,4	106,8	449,6
2	1344,6	332,6	1677,2	201,3	37,6	31,3	68,9	104,0	374,2

Анализ данных табл. 10.15 показывает, что второй вариант характеризуется меньшими суммарными капиталовложениями и издержками эксплуатации при примерно одинаковых с первым вариантом затратах на возмещение потерь мощности и электроэнергии. При этом относительная разница в суммарных затратах

$$\Delta З_{*2}=\frac{З_{\Sigma 1}-З_{\Sigma 2}}{З_{\Sigma 2}}100=\frac{449{,}6-374{,}2}{374{,}2}100\approx 20\%,$$

что свидетельствует о необходимости выбора второго варианта схемы сети.

В заключение отметим, что этот вывод получен при допущении об одинаковой степени надежности вариантов схем сети. Более глубокое исследование и сопоставление реальных показателей надежности может привести к решению об отказе во втором варианте от применения упрощенной схемы электрических соединений на стороне 110 кВ такой мощной подстанции, какой является ПС *1*, и использовании там более надежной схемы с выключателями, что повлечет за собой увеличение $K_{ПС2}$, $K_{\Sigma 2}$, $E_{н} K_{\Sigma 2}$, $И_{ПС2}$, $И_{\Sigma 2}$ и $З_{\Sigma 2}$, т. е. сближение значений $З_{\Sigma 1}$ и $З_{\Sigma 2}$.

ГЛАВА 11

РАСЧЕТЫ ПРОВОДОВ И ГРОЗОЗАЩИТНЫХ ТРОСОВ, РАБОТАЮЩИХ В КОНСТРУКЦИЯХ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Задачи этой главы расположены в последовательности, соответствующей принятой технологии проектирования конструктивной части воздушных линий, и имеют сквозную исходную информацию. Темы представленных задач охватывают такие важные вопросы, как определение климатических условий для выполнения расчетов сталеалюминиевых проводов и стальных грозозащитных тросов на механическую прочность по методу допускаемых напряжений; выявление климатических условий, вызывающих наибольшее провисание и приближение проводов к земной поверхности, и определение оптимального промежуточного пролета при расстановке опор по ровной местности; составление документации, сопровождающей проведение монтажных работ с проводами; выбор тарельчатых подвесных изоляторов для комплектования поддерживающих и натяжных гирлянд; обеспечение рационального и безопасного пересечения воздушной линии с несколькими инженерными сооружениями и др.

Задача 11.1. Трасса сооружаемой ВЛ на номинальное напряжение 220 кВ проходит по населенной местности, относящейся к IV гололедному и III ветровому районам. На унифицированных двухцепных свободностоящих стальных опорах будут смонтированы сталеалюминиевые провода марки АС300/66.

Рассчитать удельные механические нагрузки от внешних воздействий на провода.

Исходные данные и пояснения

В соответствии с ГОСТ 839 — 80Е («Провода неизолированные для линий электропередачи») провод АС300/66 состоит из стального сердечника, свитого из 19 стальных оцинкованных

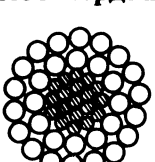


Рис. 11.1. Поперечное сечение сталеалюминиевого провода марки АС300/66

проволок диаметром 2,1 мм (два повива проволок), и проводниковой части в виде 30 алюминиевых проволок диаметром 3,5 мм (два повива) (рис. 11.1 и табл. 11.1).

Таблица 11.1. **Технические данные провода**

Параметры	Проводник	Сердечник	Провод
Сечение, мм^2	288,6	65,8	354,4
Диаметр, мм	—	10,5	24,5
Масса, кг/км	796	517	1313

Отношение сечений $m = S_A/S_C = 288{,}6/65{,}8 = 4{,}386$, т. е. провод имеет усиленную конструкцию.

Согласно Правилам устройства электроустановок ПУЭ [11.2], интенсивность внешних воздействий на конструктивные элементы ВЛ 220 кВ принимают, исходя из частоты повторяемости наибольших гололедной и ветровой нагрузок 1 раз в 10 лет. При этом максимальный нормативный скоростной напор ветра на высоте до 15 м над поверхностью земли принимают в III районе 500 Н/м^2 (см. табл. 2.5.1 в [11.2]), а нормативная толщина стенки гололеда для высоты 10 м над поверхностью земли в IV районе составляет 20 мм (см. табл. 2.5.3 в [11.2]).

Промежуточная опора заданного исполнения имеет шифр П220-2 [11.3] и характеризуется конструктивными размерами, указанными на рис. 11.2. Высота поддерживающей гирлянды, состоящей из 14 тарельчатых стеклянных изоляторов типа ПС 70-Б, равна 2,3 м (табл. 41.14 в [11.3]).

Для ВЛ нормируется наименьшее допустимое расстояние от проводов до поверхности земли (вертикальный габарит). Согласно табл. 2.5.24 ПУЭ, для населенной местности в нормальном режиме оно равно 8 м (при необорванных проводах и грозозащитных тросах).

Решение. Определяем следующие удельные механические нагрузки.

1. Постоянно действующая нагрузка от собственной массы провода

$$\gamma_1 = \frac{Mg}{S_A + S_C} \cdot 10^{-3} \text{ Н/(м} \cdot \text{мм}^2\text{)};$$

$$\gamma_1 = \frac{1313 \cdot 9{,}81}{354{,}4} 10^{-3} = 3{,}634 \cdot 10^{-2} \text{ Н/(м} \cdot \text{мм}^2\text{)}.$$

2. Временно действующая нагрузка от массы гололедных отложений

$$\gamma_2 = 27{,}74 \frac{b(b + d_П)}{S_A + S_C} 10^{-3} \text{ Н/(м} \cdot \text{мм}^2\text{)},$$

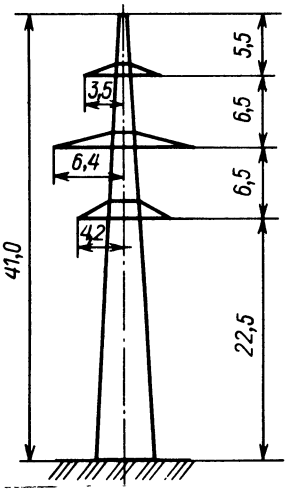


Рис. 11.2. Промежуточная двухцепная стальная свободностоящая опора типа П220-2

где $b=b_н k_b^d k_b^h$ — расчетная толщина стенки гололедного цилиндра на проводе, причем $b_н=20$ мм — нормативная толщина в нашем случае; k_b^d — поправочный коэффициент, учитывающий отличие диаметра провода от 10 мм; k_b^h — то же, но учитывающий отличие высоты расположения приведенного центра тяжести системы проводов $h_{цт}^*$ от 15 м ($h_{цт}^*<15$ м, $k_b^h=1{,}0$). Поправочные коэффициенты рассчитываем по аппроксимирующим формулам:

$$k_b^d=\frac{0{,}83}{\sqrt[4]{0{,}1\,d_П}}+0{,}17=\frac{0{,}83}{\sqrt[4]{0{,}1\cdot 24{,}5}}+0{,}17=0{,}833;$$

$$k_b^h=(\lg\sqrt{7\,h_{цт}^*})^2,$$

где $h_{цт}^*=\frac{\sum^{n}(h_{цт})\,i}{n}$, т. е. выражается через высоты расположения центров тяжести всех проводов, подвешенных на опоре.

Для нижних проводов

$$h_{цт}^{нж}=h_г+[f]/3,$$

где $h_г=8$ м — нормированный габарит; $[f]$ — наибольшая допустимая стрела провисания провода, определяемая по известным конструктивным размерам опоры (рис. 11.2):

$$[f]=H_{тр}^{нж}-h_г-\lambda=22{,}5-8-2{,}3=12{,}2\text{ м},$$

тогда $h_{цт}^{нж}=8+12{,}2/3=12{,}07$ м.

Приведенный центр тяжести всех проводов

$$h_{цт}^*=\frac{2[12{,}07+(12{,}07+6{,}5)+(12{,}07+2\cdot 6{,}5)]}{2\cdot 3}=18{,}57\text{ м}.$$

Находим поправочный коэффициент:

$$k_b^h=(\lg\sqrt{7\cdot 18{,}57})^2=1{,}12.$$

Расчетная толщина стенки ледяного цилиндра

$$b=0{,}833\cdot 1{,}12\cdot 20=18{,}66\text{ м}.$$

Удельная нагрузка

$$\gamma_2=27{,}74\frac{18{,}66\,(18{,}66+24{,}5)}{354{,}4}10^{-3}=6{,}304\cdot 10^{-2}\text{ Н/(м}\cdot\text{мм}^2).$$

3. Суммарная вертикальная удельная нагрузка от собственной массы провода и массы гололеда

$$\gamma_3=\gamma_1+\gamma_2=(3{,}634+6{,}304)\cdot 10^{-2}=9{,}938\cdot 10^{-2}\ \text{Н/(м}\cdot\text{мм}^2).$$

4. Временно действующая горизонтальная нагрузка от давления ветра на провод, свободный от гололеда,

$$\gamma_4=\alpha\, C_x k_Q^h \frac{Q_н d_п}{S_A+S_C}\sin^2\varphi\cdot 10^{-3}\ \text{Н/(м}\cdot\text{мм}^2).$$

Так как $270<Q_н=500<745$ Н/м^2, то коэффициент неравномерности распределения скоростного напора по длине пролета

$$\alpha=\frac{0{,}9}{\sqrt[4]{00{,}1\,Q_н-1{,}7}}+0{,}1=0{,}768.$$

Аэродинамический коэффициент $C_x=1{,}1$, так как $d_п>20$ мм. Поправочный коэффициент на высоту ($h^*_{цт}>15$ м)

$$k_Q^h=(\lg\sqrt{10\,h^*_{цт}})^2=(\lg\sqrt{10\cdot 18{,}57})^2=1{,}286.$$

Принимаем, что вектор скорости ветра направлен перпендикулярно проводам, тогда $\sin\varphi=1$ и удельная нагрузка

$$\gamma_4=0{,}768\cdot 1{,}1\cdot 1{,}286\frac{500\cdot 24{,}5}{354{,}4}\cdot 10^{-3}=3{,}755\cdot 10^{-2}\ \text{Н/(м}\cdot\text{мм}^2).$$

5. Временно действующая горизонтальная нагрузка от давления ветра на провод, покрытый гололедом,

$$\gamma_5=\alpha\, C_x k_Q^h \frac{0{,}25\,Q_н(d_п+2b)}{S_A+S_C}10^{-3}\ \text{Н/(м}\cdot\text{мм}^2).$$

Коэффициент α определяется в зависимости от $0{,}25\,Q_н$, причем для районов с $b_н\geqslant 15$ мм скорость ветра при гололеде принимают не менее 15 м/с и соответственно скоростной напор не менее 140 Н/м^2, но и не более 300 Н/м^2 (ПУЭ, 2.5.34,6). Коэффициент $k_Q^h=1{,}286$ остается прежним.

В нашем случае $k_Q^h(0{,}25\,Q_н)=1{,}286\cdot 125=160{,}8<270$ Н/м^2 и, следовательно, принимаем $\alpha=1$. Для всех проводов, покрытых гололедом, $C_x=1{,}2$.

Таким образом,

$$\gamma_5=1\cdot 1{,}2\cdot 1{,}286\frac{0{,}25\cdot 500(24{,}5+2\cdot 18{,}66)}{354{,}4}\cdot 10^{-3}=$$

$$=3{,}365\cdot 10^{-2}\ \text{Н/(м}\cdot\text{мм}^2).$$

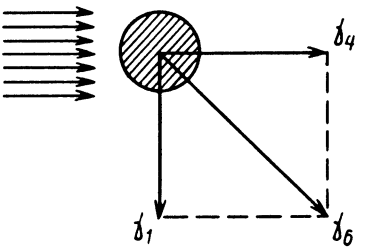


Рис. 11.3. Определение результирующей удельной нагрузки провода в зависимости от собственной массы и ветрового давления

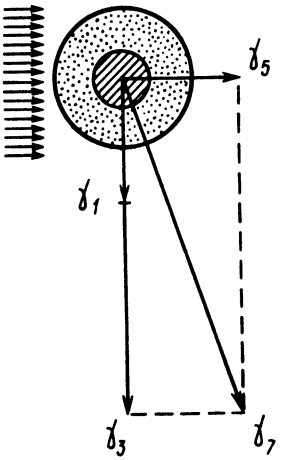


Рис. 11.4. Определение результирующей удельной нагрузки провода от собственной массы, массы гололедных отложений и ветрового давления

6. Результирующая удельная нагрузка от собственной массы провода и давления ветра (рис. 11.3)

$$\gamma_6=\sqrt{\gamma_1^2+\gamma_4^2}=10^{-2}\sqrt{3{,}634^2+3{,}755^2}=5{,}226\cdot10^{-2}\ \text{Н/(м}\cdot\text{мм}^2).$$

7. Результирующая удельная нагрузка от массы провода, массы гололеда и давления ветра (рис. 11.4)

$$\gamma_7=\sqrt{(\gamma_1+\gamma_2)^2+\gamma_3^2}=10^{-2}\sqrt{9{,}938^2+3{,}365^2}=10{,}49\cdot10^{-2}\ \text{Н/(м}\cdot\text{мм}^2).$$

Сравнение показывает, что из двух нагрузок γ_6 и γ_7 наибольшей является γ_7, т. е. результирующая нагрузка от действия ветра и гололеда

$$\gamma_{\text{нб}}=\gamma_7=10{,}49\cdot10^{-2}\ \text{Н/(м}\cdot\text{мм}^2).$$

Аналогично рассчитываем удельные механические нагрузки для грозозащитного троса. Центр тяжести троса имеет при этом другую высоту, чем у проводов, и определяется в предположении одинаковости стрел провисания троса и проводов:

$$h_{\text{цт}}^{\text{т}}=H_{\text{оп}}-\frac{2}{3}[f]=41-0{,}667\cdot12{,}2=32{,}9\ \text{м},$$

тогда поправочные коэффициенты

$$k_{b_{\text{т}}}^{k}=(\lg\sqrt{7\cdot32{,}9})^2=1{,}395;\qquad k_{Q_{\text{т}}}^{k}=(\lg\sqrt{10\cdot32{,}9})^2=1{,}584.$$

Задача 11.2. Воздушная линия 220 кВ сооружается с применением проводов марки АС300/66 (см. задачу 11.1) на местности, характеризуемой следующими округленными значениями температуры воздуха за длительный период наблюдения на метеорологической станции:

— средняя годовая $\theta_{ср} = +10°$ С;

— образования гололеда $\theta_г = -5°$ С;

— наинизшая (абсолютная низшая) $\theta_{(-)} = -25°$ С.

Найти эквивалентные значения температурного коэффициента линейного удлинения провода, его модуля упругости и допускаемые значения эквивалентного механического напряжения для трех характерных эксплуатационных состояний провода, соответствующих заданным температурам; решить уравнения состояния провода методом Ньютона для анкерных пролетов ВЛ различной длины и построить графические зависимости изменения напряжения в проводе.

Исходные данные и пояснения

Технические данные провода АС300/66 и его удельные механические нагрузки берем из задачи 11.1. Эквивалентные физико-механические характеристики и допускаемые напряжения сталеалюминиевого провода в целом зависят от соотношения сечений проводниковой части провода и его стального сердечника. Для решения поставленной задачи воспользуемся данными, приведенными в ПУЭ.

Решение. Для провода АС300/66 усиленной конструкции с соотношением сечений алюминия и стали $m = 4{,}39$ по табл. 2.5.8 в [11.2] находим

$$\alpha = 18{,}3 \cdot 10^{-6}\ 1/С°, \quad E = 89 \cdot 10^3\ Н/мм^2.$$

В табл. 2.5.7 из [11.2] указаны значения допускаемого эквивалентного напряжения (принимаем, что провод изготовлен из обычной твердотянутой электротехнической алюминиевой проволоки марки АТ):

$[\sigma]_{нб} = 14{,}9$ даН/мм^2 $= 149$ Н/мм^2 в состоянии провода, когда действует наибольшая механическая нагрузка $\gamma_{нб}$;

$[\sigma]_{(-)} = [\sigma]_{нб} = 149$ Н/мм^2 при наинизшей температуре воздуха;

$[\sigma]_{ср} = 99$ Н/мм^2 при средней годовой температуре воздуха (средние эксплуатационные условия работы провода).

Каждое из этих значений не может быть длительно превышено в процессе эксплуатации ВЛ.

Рассчитаем изменение значений напряжений в рассматриваемом проводе, которые будут возникать при средних эксплуатационных условиях и в анкерных пролетах различной длины, если требуется обеспечить сохранение допускаемых напряжений

как при условиях возникновения наибольшей механической нагрузки, так и при установившейся наинизшей температуре окружающего воздуха. Составим и решим уравнения состояния провода в двух вариантах.

Первое уравнение: исходные условия m — при $\gamma_{нб}$; искомые условия n — при средних эксплуатационных условиях

$$\sigma_{св}-\frac{\gamma_1^2 l_1^2 E}{24\sigma_{св}^2}=[\sigma]_{нб}-\frac{\gamma_{нб}^2 l_1^2 E}{24[\sigma]_{нб}^2}+\alpha E(\theta_г-\theta_{ст}).$$

Второе уравнение: исходные условия m — при $\theta_{(-)}$; искомые условия n — при средних эксплуатационных условиях

$$\sigma_{св}-\frac{\gamma_1^2 l_1^2 E}{24\sigma_{св}^2}=[\sigma]_{(-)}-\frac{\gamma_1^2 l_1^2 E}{24[\sigma]_{(-)}^2}+\alpha E(\theta_{(-)}-\theta_{ст}).$$

Структура обоих уравнений, являющихся неполными кубическими, одинакова:

$$\sigma_{св}^3-A\sigma_{св}^2-B=0,$$

где

$$A=[\sigma]_m-\frac{(\gamma_m l_i)^2}{[\sigma]_m^2}\frac{E}{24}+\alpha E(\theta_m-\theta_n);$$

$$B=(\gamma_n l_i)^2 E/24.$$

По итерационному методу Ньютона, наиболее эффективному для решения таких уравнений, $\sigma_{k+1}=\sigma_k-f(\sigma_k)/f'(\sigma_k)$ — напряжение на последующей итерации; $f'(\sigma_k)$ — производная по переменной σ на итерации k:

$$f'(\sigma_k)=3\sigma_k^2-2A\sigma_k.$$

Тогда

$$\sigma_{k+1}=\sigma_k-\frac{\sigma_k^3-A\sigma_k^2-B}{3\sigma_k^2-2A\sigma_k}=\frac{\sigma_k^2(2\sigma_k-A)+B}{\sigma_k(3\sigma_k-2A)}.$$

На нулевой итерации удобно взять некоторые легко вычисляемые значения напряжения. Так, при $l_i\to 0$ из первого уравнения состояния получим

$$\sigma_{св}^{(1)}=[\sigma]_{нб}+\alpha E(\theta_г-\theta_{ст})=149+18{,}3\cdot 10^{-6}\cdot 89\cdot 10^3(-5-10)=$$
$$=149-24{,}43=124{,}6\ \text{Н/мм}^2,\ \text{т. е.}\ >[\sigma]_{св}.$$

Из второго уравнения состояния

$$\sigma_{св}^{(2)}=[\sigma]_{(-)}+\alpha E(\theta_{(-)}-\theta_{ст})=149+1{,}629\times$$
$$\times(-25-10)=149-57{,}02=92\ \text{Н/мм}^2,\ \text{т. е.}\ <[\sigma]_{св}.$$

Теперь вычислим значения коэффициентов A и B для первого уравнения состояния при длинах пролетов 100, 200, 300, 400 и 600 м:

$$A_{нб} = 149 - (0{,}1049/149)^2 l_i^2 \frac{89 \cdot 10^3}{24} + 18{,}3 \cdot 10^{-6} \cdot 89 \cdot 10^3 \times$$
$$\times (-5-10) = 124{,}6 - 1{,}845 \cdot 10^{-3} l_i^2.$$

$$B_{нб} = (0{,}03634^2/24)\, 89 \cdot 10^3 l_i^2 = 4{,}9161\, l_i^2.$$

Расчет будем сопровождать занесением результатов в табл. 11.2.

Таблица 11.2. **Результаты расчета**

l_i, м	$A_{нб}$	$B_{нб}$	$\sigma_{сэ0}$	$\sigma_{сэ1}$	$\sigma_{сэ2}$	$\sigma_{сэ3}$
100	106,1	49 161	125	112,9	110,3	110,2
200	50,8	196 644	110	98,3	81,9	80,9
300	−41,5	442 449	80	67	64,64	64,6
400	−170,6	786 576	64	58,7	58,6	58,5
600	−539,6	1769 796	58	54,7	54,6	54,5

Если рассмотреть $l_i \to \infty$, то

$$\sigma_{сэ}^{(3)} = [\sigma]_{нб}\, \gamma_1/\gamma_{нб} = 149 \frac{0{,}03634}{0{,}1049} = 51{,}62 \text{ Н/мм}^2.$$

Полученные значения $\sigma_{сэ3}$ (см. табл. 11.2) наносим как точки в координатах σ и l_i и, соединяя их, получим график изменения $\sigma_{сэ} = f(l_i)$ при заданном исходном значении $[\sigma]_{нб} = 149$ Н/мм^2 (рис. 11.5).

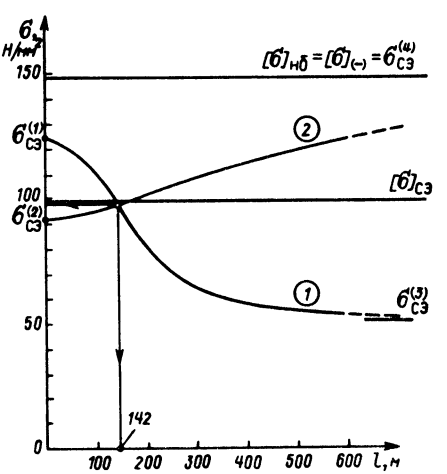


Рис. 11.5. Изменение напряжения в проводе при средних эксплуатационных климатических условиях в зависимости от длины анкерного пролета:

1 — значения напряжения рассчитаны по уравнению состояния при исходных климатических условиях наибольшей механической нагрузки; *2* — то же, но исходные условия соответствуют наинизшей температуре воздуха

Приступаем к решению второго уравнения состояния провода. При $l_i \to \infty$

$$\sigma_{\text{св}}^{(4)} = [\sigma]_{(-)} \gamma_1 / \gamma_1 = 149 \text{ Н/мм}^2.$$

Следует отметить, что длину пролета можно варьировать как увеличивая, так и уменьшая ее (табл. 11.3).

Таблица 11.3. **Результаты расчета**

l_i, м	$A_{(-)}$	$B_{(-)}$	$\sigma_{\text{св}0}$	$\sigma_{\text{св}1}$	$\sigma_{\text{св}2}$	$\sigma_{\text{св}3}$
100	89,8	49 161	92/102	95,44/96,0	95,22/95,23	95,2/95,2
600	12,33	1 769 769	149	128,9	125,3	125,2
500	36,67	1 229 025	125	121,0	120,8	120,8
400	56,5	768 576	121	115,8	115,5	115,5
300	72,1	442 449	115	109,6	109,2	109,2
200	83,15	196 644	109	102,7	102	102,0

Примечание. Значения B в обоих уравнениях совпадают для одних и тех же длин пролетов ($B_{\text{нб}} = B_{(-)}$).

Построив вторую графическую зависимость $\sigma_{\text{св}} = f(l_i)$ при заданном $[\sigma]_{(-)} = 149$ Н/мм^2, обнаруживаем, что обе зависимости пересекаются при $l_i \approx 142$ м и $\sigma_{\text{св}} = 98$ Н/мм^2 (рис. 11.5).

Третье значение допускаемого напряжения $[\sigma]_{\text{св}} = 99$ Н/мм^2 никак не связано с длиной пролета, поэтому на рис. 11.5 проводим горизонтальную прямую, соответствующую этому значению. Прямая пересекает обе зависимости несколько выше точки их пересечения при длинах 140 и 160 м.

Задача 11.3. Исходные условия те же, что в задачах 11.1 и 11.2. Вычислить значения критических длин пролетов и выбрать определяющие климатические условия для расчета провода на прочность.

Пояснения

При вычислении критических длин рекомендуется придерживаться следующего порядка действий, чтобы не делать лишних расчетов.

1. Рассчитываем по вырожденному уравнению состояния провода при $l_i \to 0$ напряжение $\sigma_{\text{св}}^{(2)}$ при исходных условиях γ_1, $\theta_{(-)}$, $[\sigma]_{(-)}$:

$$\sigma_{\text{св}}^{(2)} = [\sigma]_{(-)} + \alpha E (\theta_{(-)} - \theta_{\text{ст}}).$$

Сравним $\sigma_{\text{св}}^{(2)}$ с $[\sigma]_{\text{св}}$. Если $\sigma_{\text{св}}^{(2)} > [\sigma]_{\text{св}}$, то $l_{\text{кр1}}$ имеет мнимое значение, так как зависимость $\sigma_{\text{св}} = f(l_i)$ при принятых исходных условиях не пересекается с прямой $[\sigma]_{\text{св}}$ (рис. 11.5). Значит, $l_{\text{кр1}}$ вычислять не нужно. Если же $\sigma_{\text{св}}^{(2)} < [\sigma]_{\text{св}}$, то $l_{\text{кр1}}$ следует вычислить.

2. Рассчитаем по вырожденному уравнению состояния провода при $l_i \to \infty$ напряжение $\sigma_{св}^{(3)}$ при исходных условиях $\gamma_{нб}$, $\theta_г$, $[\sigma]_{нб}$, а также $\sigma_{св}^{(1)} = [\sigma]_{нб} + \alpha E(\theta_г - \theta_{ст})$:

$$\sigma_{св}^{(3)} = [\sigma]_{нб}\,\gamma_1/\gamma_{нб}.$$

Сравним $\sigma_{св}^{(3)}$ с $[\sigma]_{св}$. Если $\sigma_{св}^{(1)} < [\sigma]_{св}$ или $\sigma_{св}^{(3)} > [\sigma]_{св}$, то $l_{кр3}$ имеет мнимое значение и его вычислять не нужно. Если же $\sigma_{св}^{(3)} < [\sigma]_{св}$ и дополнительно $\sigma_{св}^{(1)} > [\sigma]_{св}$, то $l_{кр3}$ существует и ее необходимо вычислить.

3. Если при этом оказывается, что либо $l_{кр1}$, либо $l_{кр3}$, либо вместе $l_{кр1}$ и $l_{кр3}$ — мнимые, то приступаем к выявлению определяющих климатических условий.

4. Если же $l_{кр1}$ и $l_{кр3}$ существуют, то сравниваем их значения между собой:

$l_{кр1} < l_{кр3}$, $l_{кр2}$ рассчитывать не имеет смысла;

$l_{кр1} > l_{кр3}$ — расчет $l_{кр2}$ необходим.

5. Строим графические зависимости $\sigma_{св} = f(l_i)$ при двух исходных климатических условиях: $\gamma_{нб}$ и $\theta_{(-)}$. Дополнительные точки графиков, необходимые для их построения, рассчитываем по соответствующим уравнениям состояния (см. задачу 11.2).

6. Значения реальных или вероятных длин пролетов сопоставляем с критическими длинами и выбираем определяющие климатические условия.

Решение. Применим изложенную последовательность к расчету провода АС300/66 с исходными данными, использовавшимися в задачах 11.1 и 11.2.

Удельные нагрузки:

$$\gamma_1 = 3{,}634 \cdot 10^{-2}\ \text{Н/(м}\cdot\text{мм}^2\text{)};$$

$$\gamma_{нб} = \gamma_7 = 10{,}49 \cdot 10^{-2}\ \text{Н/(м}\cdot\text{мм}^2\text{)}\ \text{(IV гололедный район)}$$

$$\alpha = 18{,}3 \cdot 10^{-6}\ 1/\text{C}^\circ,\ E = 89 \cdot 10^3\ \text{Н/мм}^2,$$

$$[\sigma]_{нб} = 149\ \text{Н/мм}^2,\ [\sigma]_{(-)} = 149\ \text{Н/мм}^2,\ [\sigma]_{св} = 99\ \text{Н/мм}^2.$$

Температуры воздуха (провода):

$$\theta_г = -5^\circ\text{C},\ \theta_{(-)} = -25^\circ\text{C},\ \theta_{ст} = +10^\circ\text{C}.$$

Приступаем к вычислениям:

1. $\sigma_{св}^{(2)} = 149 + 18{,}3 \cdot 89 \cdot 10^{-3}(-25 - 10) = 92\ \text{Н/мм}^2$.

При сравнении $\sigma_{св}^{(2)} < [\sigma]_{св} = 99\ \text{Н/мм}^2$; значит, $l_{кр1}$ существует, поэтому вычисляем это значение:

$$l_{кр1}=\frac{4{,}9\,[\sigma]_{(-)}}{\gamma_1}\sqrt{\frac{[\sigma]_{(-)}-[\sigma]_{сэ}+\alpha E(\theta_{(-)}-\theta_{ст})}{(1-[\sigma]^{(2)}_{(-)}/[\sigma]^2_{сэ})E}}=$$

$$=\frac{4{,}9\cdot 149}{3{,}634\cdot 10^{-2}}\sqrt{\frac{149-99+1{,}629(-25-10)}{(1-149^2/99^2)\cdot 89\cdot 10^3}}=159\text{ м}.$$

2. $\sigma^{(3)}_{сэ}=\frac{0{,}03634}{0{,}1049}149=51{,}62$ Н/мм^2, т. е. $\sigma^{(3)}_{сэ}<[\sigma]_{сэ}$; $\sigma^{(1)}_{сэ}=149+$ $+1{,}629(-5-10)=124{,}6>[\sigma]_{сэ}$. Значит, существует и $l_{кр3}$:

$$l_{кр3}=4{,}9\frac{[\sigma]_{нб}}{\gamma_1}\sqrt{\frac{[\sigma]_{нб}-[\sigma]_{сэ}+\alpha E(\theta_г-\theta_{ст})}{(\gamma^2_{нб}/\gamma^2_1-[\sigma]^2_{нб}/[\sigma]^2_{сэ})E}}=$$

$$=4{,}9\frac{149}{0{,}03634}\sqrt{\frac{149-99+1{,}629(-5-10)}{(0{,}1049^2/0{,}03634^2-149^2/99^2)\cdot 89\cdot 10^3}}=138\text{ м}.$$

Так как $l_{кр1}>l_{кр3}$, то придется вычислить $l_{кр2}$.

3.

$$l_{кр2}=4{,}9\frac{[\sigma]_{нб}}{\gamma_1}\sqrt{\frac{\alpha(\theta_г-\theta_{(-)})}{\gamma^2_{нб}/\gamma^2_1-1}}=4{,}9\frac{149}{0{,}03634}\sqrt{\frac{18{,}3\cdot 10^{-6}(-5+25)}{0{,}1049^2/0{,}03634^2-1}}=142\text{ м}.$$

Прежде чем приступить к выбору определяющих климатических условий, рассмотрим, как будут изменяться значения критических длин при изменении исходных данных. Предположим, что рассматриваемая ВЛ 220 кВ сооружалась не в IV, а во II районе по гололеду ($b_н=10$ м). Тогда (см. задачу 11.1)

$$\gamma_2=27{,}74\frac{9{,}33\,(9{,}33+24{,}5)}{354{,}4}10^{-3}=2{,}471\cdot 10^{-2}\text{ Н/(м}\cdot\text{мм}^2);$$

$$b=k^h_b k^d_b b_н=1{,}12\cdot 0{,}833\cdot 10=9{,}33\text{ мм};$$

$$\gamma_5=1{,}0\cdot 1{,}2\cdot 1{,}286\frac{0{,}25\cdot 500\,(24{,}5+2\cdot 9{,}33)}{354{,}4}\cdot 10^{-3}=$$
$$=2{,}349\cdot 10^{-2}\text{ Н/(м}\cdot\text{мм}^2);$$

$$\gamma_7=\sqrt{(\gamma_1+\gamma_2)^2+\gamma^2_5}=10^{-2}\sqrt{(3{,}634+2{,}471)^2+2{,}349^2}=$$
$$=6{,}541\cdot 10^{-2}\text{ Н/(м}\cdot\text{мм}^2)=\gamma_{нб},\text{ так как }\gamma_6=5{,}226\cdot 10^{-2}.$$

При этом

$$\sigma_{\text{сэ}}^{(3)}=\frac{0{,}03634}{0{,}06541}149=82{,}8\ \text{Н/мм}^2<[\sigma]_{\text{сэ}}=99\ \text{Н/мм}^2;$$

$$l_{\text{кр3}}^{\text{II}}=4{,}9\frac{149}{0{,}03634}\sqrt{\frac{149-99+1{,}629\cdot(-5-10)}{(0{,}06541^2/0{,}03634^2-149^2/99^2)\cdot 89\cdot 10^3}}=345\ \text{м}.$$

Теперь $l_{\text{кр1}}<l_{\text{кр3}}^{\text{II}}$ и $l_{\text{кр2}}$ не вычисляем.

Строим три графические зависимости (на рис. 11.6 повторяются зависимости, показанные на рис. 11.5, и изображается одна новая пунктирная кривая $\sigma_{\text{сэ}}=f(l_i)$ при $\gamma_{\text{нб}}^{\text{II}}=6{,}541\cdot 10^{-2}$).

Выбор определяющих климатических условий делаем по правилу наименьших значений $\sigma_{\text{сэ}}$ (см. штриховку). В последнем случае (II район по гололеду) весь диапазон возможных длин пролетов разделяют на три интервала значениями $l_{\text{кр1}}$ и $l_{\text{кр3}}$. При этом определяющими являются климатические условия:

$\theta_{(-)}$ в интервале $0<l_i<l_{\text{кр1}}$;

СЭ — условия при $l_{\text{кр1}}<l_i<l_{\text{кр3}}$;

$\gamma_{\text{нб}}$ при $l_{\text{кр3}}<l_i<\infty$.

Здесь $l_{\text{кр2}}$ не влияет на выбор.

Для двухцепных стальных свободностоящих опор напряжением 220 кВ из опыта проектирования [11.3] известно, что при $b_{\text{п}}=10$ мм длины промежуточных пролетов составляют 420—425 м, а при $b_{\text{п}}=20$ м — от 330 до 355 м. Следовательно, для II района по гололеду имеем $l_{\text{ср}}\approx 420\text{м}>l_{\text{кр3}}$, т. е. определяющими однозначно будут условия $\gamma_{\text{нб}}$, $\theta_{\text{г}}$, $[\sigma]_{\text{нб}}$. Увеличение гололедной нагрузки (переход от II к III и IV гололедным районам) сопровождается исчезновением интервала длин, в котором могут быть выбраны определяющими средние эксплуатационные условия. При этом следует ориентироваться только на $l_{\text{кр2}}$. При $b_{\text{п}}=20$ мм $l_{\text{ср}}\approx 342$ м превышает $l_{\text{кр2}}=142$ м и, следова-

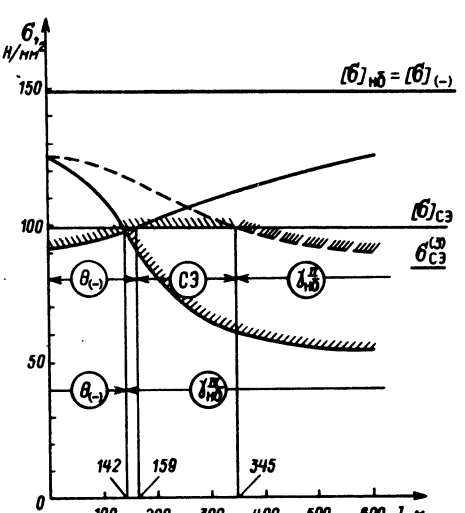


Рис. 11.6. Выбор определяющих климатических условий для расчета провода на механическую прочность

тельно, опять выбираем климатические условия наибольшей механической нагрузки.

Задача 11.4. Исходные условия те же, что и в предыдущих задачах; дополнение — высшая (абсолютная) температура $\theta_{(+)} = +35°\,\text{С}$.

Рассчитать значение критической температуры воздуха и выявить климатические условия, соответствующие наибольшему провисанию провода; вычислить длину габаритного пролета ВЛ, рассчитать и построить шаблон для расстановки промежуточных опор.

Пояснения

Критической называется условная температура воздуха (провода) $\theta_{кр}$, при которой провод, находящийся под нагрузкой только от собственной массы, имеет такую же стрелу провисания, что и при расчетной нагрузке от собственной массы и массы гололеда, температуре гололедообразования и отсутствии давления ветра на провод. Путем сравнения значения $\theta_{кр}$ с высшей температурой $\theta_{(+)}$ выявляются габаритные климатические условия.

Решение. Приближенное значение критической температуры

$$\theta_{кр} \approx (\theta_г - 3) + (\gamma_2/\gamma_3)[\sigma]_{нб}/(\alpha E).$$

Для провода АС300/66 (см. исходные данные в предыдущих задачах)

$$\theta_{кр} = (-5-3) + \frac{149}{18{,}3 \cdot 89 \cdot 10^{-3}}(0{,}06304/0{,}09938) = 50°\,\text{С};$$

$$\theta_{(+)} = +35°\,\text{С}; \quad \theta_{кр} > \theta_{(+)}.$$

Таким образом, наибольшее провисание провода имеет место при нагрузке провода собственной массой и массой гололеда, т. е. при удельной механической нагрузке γ_3, а не при высшей температуре воздуха. Итак, габаритными климатическими условиями являются гололедные (при отсутствии ветра).

Габаритным называется промежуточный пролет ВЛ такой длины, при которой на ровной местности для заданных одинаковых высот подвески проводов на соседних опорах обеспечивается нормируемый вертикальный габарит от низшего провода до земли при климатических условиях, соответствующих наибольшему провисанию провода заданной марки.

Габаритный пролет является наивыгоднейшим при расстановке опор на ровной местности.

Значение габаритного пролета определяется путем решения уравнения состояния провода, в котором исходными являются расчетные условия по прочности (возможны в общем случае три варианта: $[\sigma]_{(-)}$, $[\sigma]_{сэ}$, $[\sigma]_{нб}$), а искомыми — габаритные условия.

Уравнение является биквадратным относительно длины:

$$A l_{\text{габ}}^4 - B l_{\text{габ}}^2 - C = 0.$$

Здесь (см. [11.3])

$$A = \frac{\gamma_{[f]}}{8f} + \left(\frac{\gamma_{[\sigma]}}{[\sigma]}\right)^2 \frac{E}{24};$$

$$B = [\sigma] + \alpha E(\theta_{[\sigma]} - \theta_{[f]});$$

$$C = \frac{8}{3}[f]^2 E.$$

Для принятых исходных данных

$$\gamma_{[f]} = \gamma_3 = 0{,}09938 \text{ Н/(м} \cdot \text{мм}^2);$$

$$[f] = 12{,}2 \text{ м (см. задачу 11.1).}$$

В задаче 11.3 было установлено, что при выборе определяющих условий в расчете провода на прочность следует ориентироваться на длину $l_{\text{кр2}} = 142$ м (для IV гололедного района). При длинах пролетов, меньших 142 м, провод следует рассчитывать по условиям $\theta_{(-)}$, γ_1, $[\sigma]_{(-)}$. Если же $l > 142$ м, то расчетные условия другие: $\gamma_{\text{нб}}$, $\theta_{\text{г}}$, $[\sigma]_{\text{нб}}$.

Предположим, что $l < 142$ м, тогда $[\sigma]_{(-)} = 149$ Н/мм^2, $\theta_{(-)} = -25°$ С, $\gamma_{[\sigma]} = \gamma_1$, тогда

$$A = \frac{0{,}09938}{8 \cdot 12{,}2} + \left(\frac{0{,}03634}{149}\right)^2 \frac{89 \cdot 10^3}{24} = 1{,}2388 \cdot 10^{-3} \text{ Н/(м} \cdot \text{мм}^2),$$

$$B = 1{,}629(-25 - (-5)) + 149 = 116{,}4 \text{ Н/мм}^2;$$

$$C = \frac{8}{3}(12{,}2)^2 89 \cdot 10^3 = 35{,}325 \cdot 10^6 \text{ м}^2 \cdot \text{Н/мм}^2;$$

$$l_{\text{габ}} = \sqrt{\frac{B + \sqrt{B^2 + 4AC}}{2A}} = \sqrt{\frac{116{,}4 + \sqrt{116{,}4^2 + 4 \cdot 1{,}2388 \cdot 10^{-3} \cdot 35{,}325 \cdot 10^6}}{2 \cdot 1{,}2388 \cdot 10^{-3}}} =$$

$$= 471{,}4 \text{ м.}$$

Получили, что $l_{\text{габ}} > l_{\text{кр2}} = 142$ м, т. е. значение $l_{\text{габ}}$ не соответствует интервалу длин, для которого определяющими являются климатические условия низших температур (первая проверка полученного $l_{\text{габ}}$ не выполняется), поэтому рассматриваем другие исходные условия: $\gamma_{\text{нб}}$, $\theta_{\text{г}}$, $[\sigma]_{\text{нб}}$.

Теперь

$$A=\frac{0{,}09938}{8\cdot 12{,}2}+\left(\frac{0{,}1049}{149}\right)^2\frac{89\cdot 10^3}{24}=2{,}856\cdot 10^{-3}\ \text{Н/(м}\cdot\text{мм)}^2;$$

$$B=1{,}629\,(-5-(-5))+149=149\ \text{Н/мм}^2;$$

$$C=35{,}325\cdot 10^6\ \text{м}^2\cdot\text{Н/мм}^2;$$

$$l_{\text{габ}}=\sqrt{\frac{149+\sqrt{149^2+4\cdot 2{,}856\cdot 10^{-3}\cdot 35{,}325\cdot 10^6}}{2\cdot 2{,}856\cdot 10^{-3}}}=374{,}6\ \text{м}.$$

Новое значение $l_{\text{габ}}>l_{\text{кр2}}$, т. е. расчетные условия во втором расчете выбраны верно (первая проверка выполнена).

Обычно проводится вторая проверка значения $l_{\text{габ}}$ для исключения ошибок в расчете. Она заключается в нахождении напряжения в низшей точке провода при габаритных климатических условиях для габаритного пролета, вычислении габаритной стрелы провеса и сопоставлении ее с допустимой f.

В уравнении состояния провода исходными будут условия $\gamma_{\text{нб}}$, а искомыми — габаритные условия γ_3, $\theta_{\text{г}}$:

$$\sigma_3-\frac{\gamma_3^2 l_{\text{габ}}^2 E}{24\sigma_3^2}=[\sigma]_{\text{нб}}-\frac{\gamma_{\text{нб}}^2 l_{\text{габ}}^2 E}{24[\sigma]_{\text{нб}}^2}+\alpha E(\theta_{\text{г}}-\theta_{\text{г}}).$$

Числовые подстановки приводят к уравнению

$$\sigma_3-\frac{5\,139\,398}{\sigma_3^2}=149-257{,}9=-108{,}9;$$

$$\sigma_3^3+108{,}9\,\sigma_3^2-5\,139\,398=0.$$

Очевидно, что $\sigma_3<[\sigma]_{\text{нб}}=149$ Н/мм^2, поэтому принимаем это значение в качестве первого приближения (нулевая итерация) решения методом Ньютона (см. задачу 11.2).

Имеем следующее выражение для ведения итерационного счета:

$$\sigma_{3k+1}=\frac{\sigma_{3k}^2(2\sigma_{3k}+108{,}9)+5\,139\,398}{\sigma_{3k}(3\sigma_{3k}+217{,}8)}.$$

Результаты расчетов для трех итераций приведены в табл. 11.4.

Таблица 11.4. Результаты расчетов

σ_{30}	σ_{31}	σ_{32}	σ_{33}
149	143,1	142,9	142,9

Габаритная стрела провисания

$$f_3 = \frac{\gamma_э l_{габ}^2}{8\sigma_3} = \frac{0{,}0994 \cdot (347{,}6)^2}{8 \cdot 142{,}9} = 12{,}19 \text{ м},$$

что очень близко к значению $[f] = 12{,}2$ м.

Если же ошибочно принять $l_{габ} = 471$ м, а исходными будут условия $\gamma_{габ}$, то уравнение состояния получится таким:

$$\sigma_3^3 + 260{,}3\,\sigma_3^2 - 8160922 = 0.$$

Результат его решения будет близким к правильному ($\sigma_3' = 142{,}4$ Н/мм^2), однако стрела провеса окажется существенно больше допустимой ($f_3' = 19{,}4$ м).

В заключение может быть уточнено значение $\theta_{кр}$:

$$\theta_{кр} = -5 + \frac{142{,}9}{1{,}629} \cdot \frac{0{,}06304}{0{,}09938} = 50{,}7^\circ \text{ С}.$$

Истинное значение $\theta_{кр}$ оказалось больше приближенного $\theta_{кр} = 50^\circ$ С на $0{,}7^\circ$ С. Сделанное ранее допущение вполне оправданно, так как не влияет на окончательный результат.

Построение расстановочного шаблона

Шаблон строим на основании расчета ординат кривой наибольшего провисания провода, принимаемой параболой, вершина которой располагается в начале координат:

$$y = \frac{\gamma_{[f]} x^2}{2\sigma_{[f]}}.$$

Значения x рассматриваем в диапазоне $(0 \div 0{,}75)\, l_{габ}$. Удобно при этом ввести параметр $k_ш$:

$$k_ш = \frac{\gamma_{[f]} 10^4}{2\sigma_{[f]}}, \text{ тогда } y = k_ш (x/100)^2,$$

а значение x задаем в метрах.

Две другие кривые шаблона («габаритная» и «земляная») равноудалены по вертикали от кривой наибольшего провисания соответственно на расстояния:

$h_т + \Delta h = 8 + 0{,}3 = 8{,}3$ м, где $\Delta h = 0{,}3$ м — запас;

$H_{тр}^{min} - \lambda = 22{,}5 - 2{,}3 = 20{,}2$ м (см. задачу 11.1).

Кривые шаблона должны быть построены на миллиметровой бумаге с применением лекала, а затем скопированы на прозрач-

ную бумагу (калька, пленка) в масштабах, соответствующих масштабам продольного профиля трассы. Обычно продольные профили изготовляют с применением масштабов: по горизонтали $m_г = 1{:}5000$ (в 1 см — 50 м); по вертикали $m_в = 1{:}500$ (в 1 см — 5 м). Только на пересечениях с естественными препятствиями или инженерными сооружениями для продольных профилей принимают другие, более мелкие масштабы.

На шаблоне обязательно следует указывать ограничения, соответствующие допустимым весовым нагрузкам для промежуточных опор, пользуясь понятием так называемого «весового» пролета. Наибольший допустимый весовой пролет обычно принимают равным 1,25 $l_{габ}$ (в данном случае 468 м).

Определяем значение параметра $k_ш$:

$$k_ш = \frac{0{,}0994 \cdot 10^4}{2 \cdot 142{,}9} = 3{,}478 \text{ 1/м}.$$

Результаты расчета ординат кривых приведены в табл. 11.5.

Таблица 11.5. **Результаты расчета**

x, м	50	100	150	187	200	250	280	0
x, см	1	2	3	3,74	4	5	5,6	0
y_1, м	0,870	3,478	7,83	12,16	13,91	21,73	27,27	0
y_2, м	−7,43	−4,82	−0,47	3,86	5,61	13,43	18,97	−8,3
y_3, м	−19,33	−16,72	−12,37	−8,04	−6,29	1,53	7,07	−20,2
y_1, см	0,174	0,696	1,57	2,43	2,782	4,346	5,454	0
y_2, см	−1,486	−0,964	−0,094	0,772	1,122	2,686	3,794	−1,66
y_3, см	−3,866	−3,344	−2,474	−1,608	−1,258	0,306	1,414	−4,04

Шаблон построен на рис. 11.7.

Задача 11.5. Исходные условия те же, что и в предыдущих задачах.

Составить монтажную таблицу и построить монтажные графики провода для характерных пролетов линии.

Пояснения

Вытягивание провода происходит в течение значительного периода времени эксплуатации (до года и более), но начинается уже в процессе монтажа, когда идет уплотнение проволок и некоторое смещение их повивов. Основная доля вытяжки, обусловленная ползучестью алюминия, реализуется при длительном воздействии наибольших механических нагрузок. Вытяжка как оста-

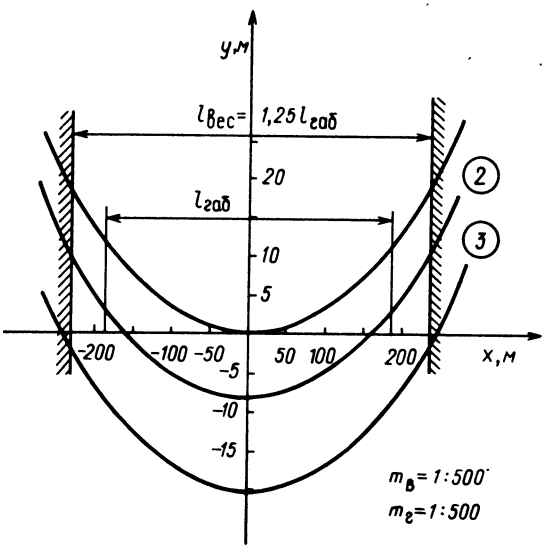


Рис. 11.7. Шаблон для расстановки опор по продольному профилю трассы воздушной линии
Кривые: *2* — габаритная; *3* — земляная

точное удлинение провода должна учитываться при расчете монтажных напряжений, иначе произойдет увеличение стрел провисания и нарушение требуемого габарита от проводов до земли и пересекаемых объектов.

Решение. Доля частичной вытяжки, происходящей при монтаже, может оцениваться величиной $v \approx 0{,}05m$ и для провода марки АС300/66 ($m \approx 4{,}4$) принята равной 20% от полной вытяжки. В расчете необходимо использовать значения модулей неупругости F (начального модуля), релаксации D и монтажного модуля $F_м$. Вычисляем их значения:

$$F = F_c \frac{1+0{,}286m}{1+m} = 185 \frac{1+0{,}286 \cdot 4{,}386}{1+4{,}386} = 77{,}4 \text{ кН/мм}^2;$$

$$D = D_c \frac{1+0{,}19m}{1+m} = 185 \frac{1+0{,}19 \cdot 4{,}386}{1+4{,}386} = 63{,}0 \text{ кН/мм}^2;$$

$$F_м = \frac{F}{1+(F/D-1)v} = \frac{77{,}4}{1+(77{,}4/63{,}0-1) \cdot 0{,}2} = 74{,}0 \text{ кН/мм}^2.$$

Для приведенного пролета, характеризующего работу проводов в промежуточных пролетах анкерного участка линии, $l_{пр} \approx 0{,}9\, l_{габ} = 0{,}9 \cdot 374{,}6 = 337$ м и нескольких значений монтажной

температуры, варьируемой в пределах от $\theta_{(-)}$ до $\theta_{(+)}$ через 10° С, составляется и решается уравнение состояния провода. В данном случае исходные условия соответствуют режиму наибольшей механической нагрузки, так как $l_{\text{пр}}$ превышает $l_{\text{кр2}}=142$ м (см. задачу 11.3).

Изменение длины провода — параболы приравнивается к сумме удлинений провода, вызываемых изменениями механических напряжений и температуры при переходе из начального состояния в конечное. В относительных единицах имеем

$$\Delta L = \Delta\varepsilon_\sigma + \Delta\varepsilon_\theta$$

или

$$\frac{\gamma_{\text{нб}}^2 l_{\text{пр0}}^2}{24[\sigma]_{\text{нб}}^2} - \frac{\gamma_1^2 l_{\text{пр0}}^2}{24\sigma_{\text{м}}^2} = \frac{[\sigma]_{\text{нб}}}{D} - \frac{\sigma_{\text{м}}}{F_{\text{м}}} + \alpha(\theta_{\text{г}} - \theta_{\text{м}}).$$

Преобразованное уравнение состояния имеет вид:

$$\sigma_{\text{м}} - \frac{\gamma_1^2 l_{\text{пр0}}^2 F_{\text{м}}}{24\sigma_{\text{м}}^2} = [\sigma]_{\text{нб}} \frac{F_{\text{м}}}{D} - \frac{\gamma_{\text{нб}}^2 l_{\text{нб}}^2 F_{\text{м}}}{24[\sigma]_{\text{нб}}^2} + \alpha F_{\text{м}}(\theta_{\text{г}} - \theta_{\text{м}}).$$

После подстановки числовых значений получим

$$\sigma_{\text{м}} - \frac{(0{,}03634 \cdot 337)^2 \cdot 74{,}0 \cdot 10^3}{24\sigma_{\text{м}}^2} = 149\frac{74{,}0}{63{,}0} - \left(\frac{0{,}1049 \cdot 337}{149}\right)^2 \frac{74{,}0}{24} \cdot 10^3 + $$
$$+ 18{,}3 \cdot 74{,}0 \cdot 10^{-3}(-5 - \theta_{\text{м}});$$

$$\sigma_{\text{м}} - 464590/\sigma_{\text{м}}^2 = 1{,}4 + 1{,}356(-5 - \theta_{\text{м}}).$$

Рассмотрим ситуацию, когда монтаж производится при средней годовой температуре $\theta_{\text{ст}} = +10°$ С:

$$\sigma_{\text{м}}^3 + 18{,}94\,\sigma_{\text{м}}^2 - 464590 = 0.$$

Здесь $A = -18{,}94 < 0$, поэтому начальное приближение для решения уравнения методом Ньютона оцениваем по формуле [11.6]

$$\sigma_{\text{м}0} = 1{,}035\sqrt{\frac{B}{B^{(1/3)} - A}} = 1{,}035\sqrt{\frac{464590}{464580^{(1/3)} + 18{,}94}} = 71{,}9 \text{ Н/мм}^2.$$

На следующей итерации* получаем окончательный ответ:

---

*Общая формула итерационного счета имеет вид

$$\sigma_{k+1} = \frac{\sigma_k^2(2\sigma_k - A) + B}{\sigma_k(3\sigma_k - 2A)}.$$

$$\sigma_{м1}=\frac{71{,}9^2\cdot(2\cdot 71{,}9+18{,}94)+464\,590}{71{,}9\cdot(3\cdot 71{,}9+2\cdot 18{,}94)}=71{,}62\ \text{Н/мм}^2.$$

Аналогично рассчитываем остальные значения $\sigma_м$ (табл. 11.6).

Таблица 11.6. **Результаты расчетов**

$\theta_м$, °С	−30	−20	−10	0	+10	+20	+35
A	+35,3	+21,74	+8,18	−5,38	−18,94	−32,5	−52,84
$\sigma_{м0}$	86,82	82,05	79,44	77,5	71,9	67,3	61,8
$\sigma_{м1}$	91,45	85,6	80,3	75,7	71,62	68,0	63,3
$\sigma_{м2}$	91,2	85,4	80,3	75,7	71,6	68,0	63,3

Примечание. При $A>0$, $\sigma_{м0}=1{,}02\sqrt{B^{(2/3)}+A^2}$.

Далее рассчитываем стрелы провисания провода для приведенного пролета по формуле для параболы:

$$f_{прв}=\frac{\gamma_1 l^2_{прв}}{8\sigma_м}=\frac{0{,}03634\cdot 337^2}{8\sigma_м}=\frac{516{,}7}{\sigma_м}.$$

Для других характерных длин промежуточных пролетов внутри анкерованного участка стрелы провисания определяем пересчетом на основании примерного равенства напряжений в низших точках проводов во всех пролетах: $f_i=f_{прв}(l_i/l_{прв})^2$.

В качестве характерных пролетов при известной расстановке опор по продольному профилю трассы ВЛ обычно рассматриваются наименьший и наибольший по длинам габаритный и повторяющиеся пролеты. В нашем случае (расстановка опор не производилась) будем рассматривать $l_{габ}$ и возможный максимальный пролет $l_{max}=1{,}25\,l_{габ}$ (равный допустимому весовому пролету для промежуточной опоры) (табл. 11.7).

Таблица 11.7. **Табляца монтажных стрел**

l_i, м	Монтажные стрелы провисания при $\theta_м$						
	−30	−20	−10	0	+10	+20	+35
337	5,66	6,05	6,44	6,83	7,22	7,60	8,17
374	6,97	7,45	7,93	8,41	8,89	9,36	10,06
468	10,92	11,67	12,42	13,17	13,92	14,66	15,76

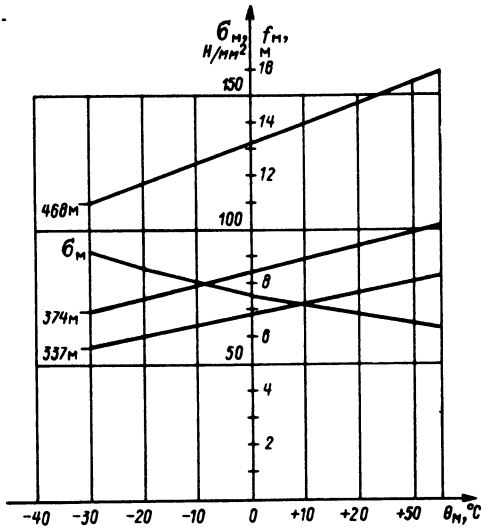


Рис. 11.8. Монтажные графики провода марки АС300/66

Затем производим построение монтажных графиков (рис. 11.8).

Примечание. В тех случаях, когда исходными в расчете провода на прочность являются режимы среднеэксплуатационный или низших температур, расчет монтажного режима выполняем в два этапа.

На первом этапе решаем уравнение состояния провода для $l_{пр в}$, в котором исходными будут условия СЭ или $\theta_{(-)}$, а искомыми — $\gamma_{мб}$, с целью определения наибольшего напряжения $\sigma_{мб}$, причем в уравнении используется модуль упругости E, характеризующий разгрузочные и повторно нагрузочные характеристики провода.

На втором этапе решаем другие уравнения состояния провода при различных значениях $\theta_м$, в которых как исходный рассматриваем режим наибольшей механической нагрузки, и рассчитываем монтажные напряжения и стрелы провисания, как было показано выше (вытяжка имеет место при больших внешних нагрузках проводов).

Задача 11.6. Двухцепная ВЛ 220 кВ, сооружаемая с применением проводов АС300/66 (см. задачу 11.1 и последующие), по направлению трассы должна пересекать автостраду с шириной полотна 30 м и идущие параллельно ей линии связи.

Выбрать тип и конструкцию опор, ограничивающих пролет пересечения, и определить наибольшее возможное расстояние между этими опорами.

Исходные данные и пояснения

Исходными данными для решения подобных задач являются: 1) требования ПУЭ; 2) продольный профиль трассы с объектами пересечения; 3) физико-механические характеристики провода заданной марки.

В разделе ПУЭ «Пересечение и сближение ВЛ с автомобильными дорогами» отмечается:

2.5.145. Угол пересечения ВЛ с автомобильными дорогами не нормируется.

2.5.146. При пересечении автомобильных дорог I категории (ширина земляного полотна превышает 27,5 м) опоры ВЛ, ограничивающие пролет пересечения, должны быть анкерного типа нормальной конструкции.

2.5.147. Расстояния по вертикали в нормальном режиме (про-

вода и тросы не оборваны) проверяются при наибольшей стреле провеса без учета нагрева проводов электрическим током.

В нашем случае ($U_{ном}$=220 кВ) наименьшее расстояние от проводов до полотна дороги должно быть не менее 8 м (см. табл. 2.5.32 в [11.2]). Особенностью задачи является то, что рассматривается двухцепная линия, которая может длительно работать с одной отключенной цепью при необорванных вблизи объектов пересечения проводах. При этом по проводам оставшейся в работе цепи может протекать удвоенный наибольший рабочий ток, не превышающий тока, длительно допустимого по нагреву проводов. Такие токи нормируют исходя из предельно допустимой температуры +70° С.

Таким образом, хотя оговаривается, что проверка расстояний по вертикали проводится без учета нагрева проводов электрическим током, однако для двухцепных линий, пересекающих автодороги с интенсивным движением, следует выполнять проверку габаритов при нагрузке проводов собственной массой и температуре $\theta_{доп}$= +70° С.

Отметим, что если габаритными условиями являются гололедные и $\theta_{кр}$<70° С, то проверка габаритов на пересечениях при гололеде не требуется (соответствует рассматриваемому случаю).

Горизонтальное расстояние от основания опоры до бровки земляного полотна дороги следует выбирать при пересечении не менее высоты опоры (см. табл. 2.5.32 в [11.2]).

Кроме шоссе объектами пересечения в задаче будут линии связи (ЛС). В разделе ПУЭ «Пересечение и сближение ВЛ с сооружениями связи, сигнализации и радиофикации» предписывается выполнять следующие требования (2.5.133):

1. Угол пересечения проводов ВЛ с проводами ЛС должен быть по возможности близок к 90°.

2. Место пересечения следует выбирать возможно ближе к опоре ВЛ. Не допускается расположение опор ЛС под проводами ВЛ. Расстояние по горизонтали от опор ВЛ до проводов ЛС должно быть не менее 7 м, а от опор ЛС до проекции ближайшего провода ВЛ — не менее 15 м.

3. Опоры ВЛ, ограничивающие пролет пересечения с ЛС, должны быть анкерного типа (железобетонными, стальными или деревянными), однако при $U_{ном}$>35 кВ и проводах сечением 120 мм^2 и более разрешается сооружать пересечение с применением промежуточных опор.

4. Расстояние по вертикали от проводов ВЛ до проводов ЛС (см. табл. 2.5.28) должно быть не менее 4 м для ВЛ 220 кВ в нормальном режиме, а при обрывах проводов ВЛ в смежных пролетах — не менее 2 м (когда на пересечении применяются промежуточные опоры).

Проверка габаритов должна проводиться аналогично тому, как это делалось при пересечениях с автодорогами: в нормаль-

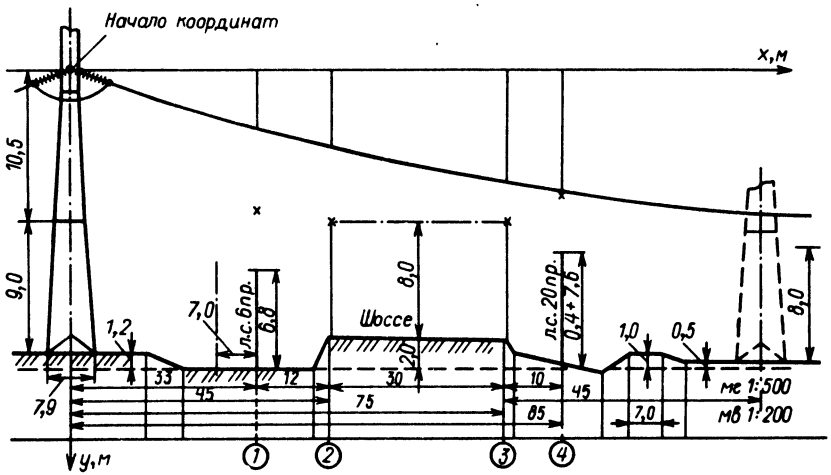


Рис. 11.9. Продольный профиль трассы на участке пересечения воздушной линии с автострадой и двумя воздушными линиями связи (предлагаемое проектное решение воздушного перехода)

ном режиме при наибольшей стреле провеса проводов без учета их нагрева электрическим током.

При пересечении нескольких объектов требования ПУЭ к выполнению отдельных из них необходимо согласовывать. В данном случае опоры, ограничивающие пролет пересечения, могут быть только анкерными нормальной конструкции.

Имеется продольный профиль трассы с заданными объектами пересечения (рис. 11.9), построенный в масштабах по вертикали 1:200 (в 1 см — 2 м) и по горизонтали 1:500 (в 1 см — 5 м оригинала).

Решение. Необходимо выбрать анкерную опору. Так как промежуточные двухцепные опоры (см. задачу 11.1) принимались стальными свободностоящими, то и анкерные опоры будут стальными свободностоящими. В [11.3] находим опору с шифром У220-2 с высотой расположения нижней траверсы 10,5 м, которая, очевидно, не удовлетворяет требованиям ПУЭ. Поэтому эту опору применим с подставкой высотой 9 м, имеющей основание шириной 7,9 м.

Следовательно, высота крепления проводов на нижней траверсе будет составлять 19,5 м, а полная высота опоры (по чертежу) — 40,6 м. Теперь шифр опоры будет У220-2+9, а условное обозначение — АУ-2Ц-Ст-С, т. е. анкерная угловая двухцепная стальная свободностоящая (рис. 11.10).

Таким образом, наименьшее расстояние по горизонтали от бровки земляного полотна до основания опоры должно быть 40,6 м, а до вертикальной оси опоры (40,6+7,9/2)=44,45 м. Это

расположение опоры удовлетворяет и требованиям ПУЭ к горизонтальному расстоянию до проводов линий связи.

Необходимо определиться с тем, где расположить ближайшую к объектам пересечения опору — справа или слева от шоссе. Поскольку поверхность земли слева от шоссе имеет на 0,7 м более высокую отметку, предпочтительной является установка такой опоры слева, хотя высота правой линии связи на 0,8 м больше. Положение второй (правой) анкерной опоры будем определять подбором в результате проведения расчетов. Левую опору следует устанавливать на минимально допустимом расстоянии от объектов пересечения, чтобы использовать естественный подъем провода у опоры для получения требуемых габаритов.

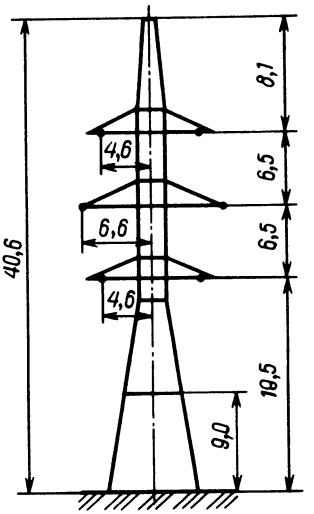


Рис. 11.10. Анкерная угловая двухцепная стальная свободностоящая опора типа У220-2 с унифицированной подставкой высотой 9 м

Окончательно принимаем расстояние от бровки земляного полотна до вертикальной оси левой анкерной опоры 45,0 м. При этом от опоры до проводов левой линии связи высотой 6,8 м расстояние будет 33,0 м, до правой бровки полотна — 75,0 м, до правой линии связи высотой 7,6 м — 85,0 м.

Вертикальные расстояния следует отсчитывать от единого горизонтального уровня, в качестве которого целесообразно принять уровень площадки под левой линией связи. Отметки превышения этого уровня для остальных участков профиля показаны на рис. 11.8. Начало системы координат, совмещенное с точкой крепления нижнего провода на левой анкерной опоре, будет располагаться на высоте $(19{,}5+1{,}2)=20{,}7$ м над принятым уровнем.

Рекомендуемая последовательность выполнения расчетов:

1. Задаемся длиной анкерного пролета пересечения. Для этой длины по уравнению состояния провода рассчитываем напряжение в низшей точке кривой провисания провода.

Уравнение состояния провода при разновысокой подвеске на соседних опорах с разницей Δh и углах уклона $\psi<14°$ имеет вид

$$\sigma_n-\frac{\gamma_n^2 l_{an}^2 E\cos\psi}{24\sigma_n^2}=\sigma_m-\frac{\gamma_m^2 l_{an}^2 E\cos\psi}{24\sigma_m^2}+\alpha E(\theta_m-\theta_n),$$

где $\psi=\operatorname{arctg}(\Delta h/l)$ ($\cos\psi$ может не учитываться, если $\psi\leqslant 5°$).

2. Для всех объектов пересечения определяем высотные отметки положения низших проводов над объектом по уравнению кривой провисания:

$$y_{xi}=\frac{\gamma_{\text{габ}}x_i}{2\sigma_{\text{габ}}}(l_{\text{ан}}-x_i)+x_i\operatorname{tg}\psi.$$

3. Сравнением полученных вертикальных расстояний между проводом и объектами с требуемыми расстояниями по ПУЭ выясняем приемлемость принятой длины пролета.

4. Длина пролета изменяется в желаемую сторону, и расчет возвращается к своему началу.

Исходные данные для расчетов (см. предыдущие задачи):

$$\gamma_1=0{,}03634\ \text{Н/(м}\cdot\text{мм}^2);$$
$$\alpha=18{,}3\cdot10^{-6}\ 1/^\circ\text{C};$$
$$E=89\cdot10^3\ \text{Н/мм}^2.$$

Предполагая, что длина пролета пересечения $l_{\text{ан}}>l_{\text{кр2}}=142$ м, принимаем за определяющие в расчете провода на прочность условия

$$\gamma_{\text{яб}}=0{,}1049\ \text{Н/(м}\cdot\text{мм}^2),\ [\sigma]_{\text{яб}}=149\ \text{Н/мм}^2,\ \theta_{\text{г}}=-5^\circ\text{C}.$$

Реализация алгоритма расчета

Так как по условию ВЛ проходит по населенной местности ($h_{\text{г}}=8$ м), то правую анкерную опору без подставки применять нельзя ($H_{\text{изк}}-h_{\text{г}}=10{,}5-8=2{,}5$ м$<[f]$, что неприемлемо).

Допуская, что продольный профиль справа от объектов пересечения сохраняет равнинный характер, будем считать, что угол уклона $\psi\approx0$. Составляем уравнение состояния провода:

$$\sigma_{70}-\frac{\gamma_1^2l_{\text{ан}}^2E}{24\sigma_{70}^2}=[\sigma]_{\text{яб}}-\frac{\gamma_{\text{яб}}^2l_{\text{ан}}^2E}{24[\sigma]_{\text{яб}}^2}+\alpha E(\theta_{\text{г}}-70);$$

$$\sigma_{70}-\frac{(0{,}03634)^2l_{\text{ан}}^2\,89\cdot10^3}{24\sigma_{70}^2}=149-\left(\frac{0{,}1049}{149}\right)^2\cdot\frac{89\cdot10^3}{24}l_{\text{ан}}^2+$$
$$+18{,}3\cdot89\cdot10^{-3}(-5-70);$$

$$\sigma_{70}-4{,}897\frac{l_{\text{ан}}^2}{\sigma_{70}^2}=26{,}85-1{,}838\cdot10^{-3}l_{\text{ан}}^2.$$

Задаемся первоначальной длиной пролета $l_{\text{ан}}=200$ м.

Начальное приближение решения, по методу Ньютона,

$$\sigma_{70}\approx\sigma_{\text{co}}^{(3)}\approx50\ \text{Н/мм}^2.$$

Результаты расчетов приведены в табл. 11.8.

Таблица 11.8. **Результаты расчетов**

$l_{ан}$, м	A	B	$\sigma_{70}^{(0)}$	$\sigma_{70}^{(1)}$	$\sigma_{70}^{(2)}$	Решение
200	−46,67	195888	50	46,24	45,98	46,0
300	−138,57	440748	50	48,56	48,54	48,54
400	−267,23	783552	50	49,72	49,72	49,72
360	−211,36	634677	50	49,35	49,34	49,34

Рассчитываем ординаты кривой провисания (табл. 11.9):

$$y_{xi}=\frac{\gamma_1 x_i}{2\sigma_{70}}(l_{ан}-x_i)=0{,}01817\frac{x_i}{\sigma_{70}}(l_{ан}-x_i).$$

Таблица 11.9. **Результаты расчетов**

$l_{ан}$, м	$x_1=33$	$x_2=45$	$x_3=75$	$x_4=85$	$x_5=l_{ан}/2$, м
200	2,18	2,76	3,70	3,86	3,95
300	3,30	4,30	6,32	6,84	8,42
400	4,43	5,84	8,91	9,78	14,62
360	3,97	5,22	7,87	8,61	11,93

Определяем получаемые запасы в габаритах (табл. 11.10).

Таблица 11.10. **Результаты расчетов**

$l_{ан}$, м	$20{,}7-(y_{x1}+6{,}8)$	$20{,}7-(y_{x2}+8)$	$20{,}7-(y_{x3}+8)$	$20{,}7-(y_{x4}+8)$	$20{,}7-(y_{x5}+8)$
200	11,72>4	9,94>0	9,0>0	8,84>4,0	8,75>0
300	10,6	8,4	6,37	5,86>4,0	4,28>0
400	9,47	6,86	3,79>0	2,92<4,0	−1,92<0
360	9,9>4,0	7,5>0	4,83>0	4,1>4,0	0,77>0

Из таблицы видно, что искомая длина пролета находится в границах 300—400 м; ее выбор диктуется запасами в габаритах над правой линией связи ($x_4=85$ м) и в середине пролета ($x_5=l_{ан}/2$). Длину пролета выявим с использованием графического построения величин запасов Δ (рис. 11.11).

Получается, что наибольшая возможная длина пролета составит 360 м. Для этой длины проводим проверку всех запасов в габаритах и строим кривую провисания провода (см. рис. 11.9.).

Задача 11.7. Исходные условия те же, что и в предыдущих задачах.

Для стального троса марки ТК-11 с номинальным сечением 70 мм^2 определить защитные углы для проводов на промежуточной опоре и их соответствие требованиям ПУЭ по защите ВЛ от атмосферных перенапряжений; рассчитать натяжение троса, не-

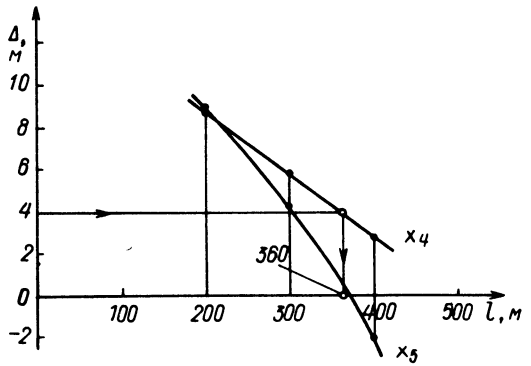


Рис. 11.11. Определение графическим способом наибольшего возможного расстояния между анкерными опорами, ограничивающими пролет пересечения

обходимое для устранения прорывов грозовых разрядов к проводам и возможных перекрытий с троса на провода при разрядах в трос в середине пролета, а также проверить трос на механическую прочность.

Решение. Промежуточная стальная свободностоящая двуцепная опора, заданная к применению в задаче 11.1, имеет высоту тросостойки 5.5 м (см. рис. 11.2). Грозозащитные тросы крепятся на тросостойках опор с помощью одиночных изоляторов, шунтированных искровыми промежутками с целью исключения дополнительных потерь активной мощности от протекания в них индуцируемых токов и осуществления плавления гололеда. Высота изолятора, зажима и узла крепления троса $\lambda_т = 0{,}44$ м. При высоте гирлянды изоляторов проводов 2,3 м защитный угол проводов верхней траверсы на опоре

$$\alpha_{вп} = \operatorname{arctg}\frac{3{,}5}{5{,}5+2{,}3-0{,}44} = 25{,}4° < 30°$$ (требование ПУЭ, 2.5.66).

Защитный угол проводов средней фазы

$$\alpha_{сп} = \operatorname{arctg}\frac{6{,}4}{(6{,}5+5{,}5)+2{,}3-0{,}44} = 24{,}8° < 30°.$$

Исходные данные к расчету троса сечением 70 мм^2 марки ТК-11 (ГОСТ 3063 — 66): действительная площадь поперечного сечения 72,58 мм^2, масса 623 кг/км ($\gamma_{1т} = 0{,}0842$ Н/(м·мм^2)); $\alpha_т = 12 \cdot 10^{-6}$ 1/° С, $E_т = 200 \cdot 10^3$ Н/мм^2.

Для заданных климатических условий прохождения трассы ВЛ (III ветровой и IV гололедный районы) наибольшая удельная нагрузка троса $\gamma_{вбт} = \gamma_{7т} = 0{,}530$ Н/(м·мм^2). Расчет $\gamma_{7т}$ здесь не приводится. Характерные значения температуры составляют:

$\theta_{(+)} = +35°\,\text{C}$; $\theta_{\text{г}} = -5°\,\text{C}$; $\theta_{(-)} = -25°\,\text{C}$; $\theta_{\text{ст}} = +10°\,\text{C}$; $\theta_{\text{в}} = +15°\,\text{C}$ (температура климатических условий атмосферных перенапряжений). Допускаемые напряжения для троса нормируются ПУЭ:

$$[\sigma_{\text{т}}]_{\text{нб}} = [\sigma_{\text{т}}]_{(-)} = 600\ \text{Н/мм}^2; \quad [\sigma_{\text{т}}]_{\text{ср}} = 420\ \text{Н/мм}^2.$$

Расчет троса проводится совместно с расчетом провода. Габаритный пролет ВЛ в данной задаче составляет 374 м (см. задачу 11.4). Из опыта проектирования известно, что длина приведенного пролета в среднем составляет $0{,}9\,l_{\text{габ}}$ [11.7]:

$$l_{\text{прв}} = 0{,}9 \cdot 374 = 337\ \text{м}.$$

Рассчитываем стрелу провисания провода при температуре $\theta_{\text{в}} = +15°\,\text{C}$ по уравнению состояния в комбинированной форме записи для приведенного пролета:

$$f_{\text{пв}}^3 + 0{,}375\,(A\,l_{\text{прв}}^2/E) f_{\text{пв}} - \frac{3}{64}\,\frac{\gamma_{6\text{в}}\,l_{\text{прв}}^4}{E} = 0,$$

где

$$A = [\sigma]_{\text{нб}} - \frac{\gamma_{\text{нб}}^2\,l_{\text{прв}}^2\,E}{24\,[\sigma]_{\text{нб}}^2} + \alpha\,E(\theta_{\text{г}} - \theta_{\text{в}}).$$

Здесь удельная нагрузка $\gamma_{6\text{в}} = \sqrt{\gamma_{1\text{п}}^2 + \gamma_{4\text{в}}^2}$, причем $\gamma_{4\text{в}}$ соответствует скоростному напору $Q_{\text{в}} \geqslant 0{,}1\,Q_{\text{н}}$, так как в ПУЭ (2.5.37) предписывается принимать $Q_{\text{в}}$ не менее 62,5 Н/м^2. Получается, что $0{,}1\,Q_{\text{н}} = 0{,}1 \cdot 500 = 50 < 62{,}5$ Н/м^2. Поэтому принимаем $Q_{\text{в}} = 62{,}5$ Н/м^2. Удельная нагрузка $\gamma_{4\text{в}}$ может быть найдена пересчетом:

$$\gamma_{4\text{в}} = \gamma_4\,\frac{\alpha_{\text{в}}\,Q_{\text{в}}}{\alpha_{\text{н}}\,Q_{\text{н}}} = 0{,}03755\,\frac{1 \cdot 62{,}5}{0{,}768 \cdot 500} = 0{,}006112\ \text{Н/(м} \cdot \text{мм}^2).$$

Имеем $\gamma_{6\text{в}} = \sqrt{0{,}03634^2 + 0{,}006112^2} = 0{,}03685$ Н/(м · мм^2).
Угол отклонения провода от вертикальной плоскости

$$\beta = \operatorname{arctg}(0{,}006112/0{,}03634) = 9{,}55°.$$

Вычисляем коэффициенты уравнения состояния:

$$A = 149 - \left(\frac{0{,}1049 \cdot 337}{149}\right)^2 \frac{89 \cdot 10^3}{24} + 1{,}629\,(-5-15) = -92{,}32;$$

$$p = 0{,}375\,\frac{(-92{,}32)\,337^2}{89 \cdot 10^3} = -44{,}18 < 0;$$

$$q = \frac{3}{64} \cdot \frac{0{,}03685 \cdot 337^4}{89 \cdot 10^3} = 250{,}32.$$

Уравнение состояния для стрелы провисания получилось таким:

$$f_{\text{пв}}^3 - 44{,}18 f_{\text{пв}} - 250{,}32 = 0.$$

Решение находим методом Ньютона, принимая в качестве первого приближения допустимую (габаритную) стрелу провисания $[f] = 12{,}2$ м:

$$f_{(k+1)} = \frac{2}{3} \cdot \frac{f_k^3 + q/2}{f_k^2 + p/3} = \frac{2}{3} \cdot \frac{12{,}2^3 + 125{,}16}{12{,}2^2 - 14{,}73} = 9{,}65 \text{ м}.$$

После еще двух итераций получаем окончательный ответ: $f_{\text{пв}} = 8{,}57$ м. При этом напряжение в низшей точке провода

$$\sigma_{\text{пв}} = \frac{\gamma_{6\text{в}} l_{\text{пр}}^2}{8 f_{\text{пв}}} = \frac{0{,}03685 \cdot 337^2}{8 \cdot 8{,}57} = 61{,}0 \text{ Н/мм}^2.$$

Исходя из несущей способности промежуточных опор, делаем вывод, что максимальная длина пролета внутри анкерного участка может достигать $1{,}25\, l_{\text{габ}}$. Не имея продольного профиля и не зная расстановки опор, будем считать, что пролет такой большой длины имеется: $l_{\max} = 1{,}25 \cdot 374 = 468$ м. В таком пролете получится стрела провеса

$$f_{\text{пв max}} = f_{\text{пв}} \left(\frac{l_{\max}}{l_{\text{пр}}} \right)^2 = 8{,}57 \left(\frac{468}{337} \right)^2 = 16{,}53 \text{ м},$$

ее вертикальная проекция

$$f_{\text{пв max}}^{\text{в}} = f_{\text{пв max}} \cos\beta = 16{,}53 \cos 9{,}55^\circ = 16{,}3 \text{ м}.$$

Расстояние по вертикали в середине пролета между тросом и проводом должно быть не менее нормируемого ПУЭ (2.5.67).

Для длин пролетов, не превышающих 1000 м, это расстояние может быть рассчитано по эмпирической формуле [11.5]

$$C_{\text{в}} = 4 + 0{,}015 (l_{\max} - 200) = 4 + 0{,}015 (468 - 200) = 8{,}02 \text{ м},$$

тогда стрела провисания троса (рис. 11.12)

$$f_{\text{тв}} = f_{\text{пв}}^{\text{в}} + \lambda_{\text{п}} + h_{\text{тр}} - \lambda_{\text{т}} - C_{\text{в}} = 16{,}3 + 2{,}3 + 5{,}5 - 0{,}44 - 8{,}02 = 15{,}64 \text{ м},$$

т. е. не превышает стрелу провисания провода $f_{\text{пв}}^{\text{в}} = 16{,}3$ м. Их разность составляет 0,66 м.

По условию исключения прорыва тросовой защиты грозовыми разрядами рекомендуется обеспечивать разность $f_{\text{пв}}^{\text{в}} - f_{\text{тв}} \approx 1{,}5$ м при длинах пролетов в диапазоне 450—500 м.

Поэтому принимаем $f_{\text{тв}} = f_{\text{пв}}^{\text{в}} - 1{,}5 = 14{,}8$ м, а расстояние C уве-

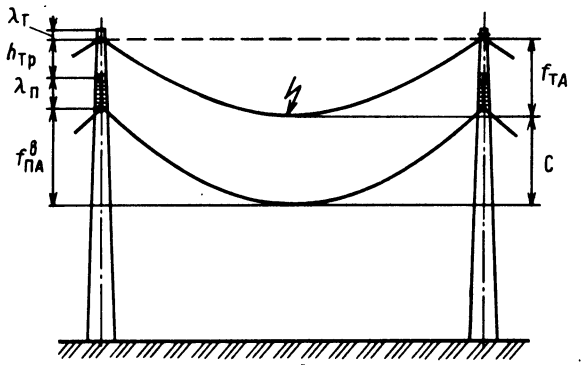


Рис. 11.12. Определение требуемой стрелы провисания грозозащитного троса по условию исключения перекрытий с троса на провод при грозовых разрядах в трос в середине пролета

личивается, что практически полностью исключает перекрытия с троса на провод:

$$C=(f'_{\text{па}}-f_{\text{та}})+\lambda_{\text{п}}-\lambda_{\text{т}}+h_{\text{тр}}=1{,}5+2{,}3-0{,}44+5{,}5=8{,}86 \text{ м}.$$

При этом защитный угол троса в середине пролета при неотклоненных ветром положениях троса и верхнего провода $\alpha_{\text{ср}}=\operatorname{arctg}\frac{3{,}5}{8{,}86}=21{,}6°$, т. е. оказывается меньшим, чем на опоре (см. выше), что и требуется для эффективной защиты проводов в пролете наибольшей возможной длины.

Теперь следует вычислить напряжение в тросе (его натяжение), обеспечивающее получение $f_{\text{та}}=14{,}8$ м.

При этом из-за возможности смещения точек крепления тросов, имеющих изолированную подвеску, оперируют длиной приведенного пролета:

$$\sigma_{\text{та}}=\frac{\gamma_{6\text{а}}\, l^2_{\text{пре}}}{8 f_{\text{та}}}.$$

Здесь, как для провода,

$$\gamma_{6\text{а}}=\sqrt{\gamma^2_{1\text{т}}+\gamma^2_{4\text{а}}}=\sqrt{0{,}0842^2+0{,}018^2}=0{,}0861 \text{ Н/(м}\cdot\text{мм}^2),$$

где

$$\gamma_{4\text{а}}=\alpha_{\text{а}} C_x k^h_Q Q_{\text{а}} (d_{\text{т}}/s_{\text{т}})\cdot 10^{-3}=$$

$$=1\cdot 1{,}2\cdot 1{,}584\cdot 62{,}5\frac{11}{72{,}58}\cdot 10^{-3}=0{,}018 \text{ Н/(м}\cdot\text{мм}^2).$$

Стрелу провисания троса, соответствующую приведенному пролету, определяем пересчетом:

$$f_{\text{та}} = f_{\text{та max}} (l_{\text{прв}}/l_{\text{max}})^2 = 14{,}8\,(337/468)^2 = 7{,}67 \text{ м}.$$

Напряжение в тросе при климатических условиях атмосферных перенапряжений

$$\sigma_{\text{та}} = \frac{0{,}0861 \cdot 337^2}{8 \cdot 7{,}67} = 159{,}4 \text{ Н/мм}^2.$$

Зная напряжение в тросе в условиях атмосферных перенапряжений, остается выполнить проверку троса на механическую прочность в более тяжелых условиях: при наибольшей нагрузке гололедом и средних эксплуатационных условиях. Поскольку стальной трос является монометаллическим проводом, режим низших температур опасности не представляет и, следовательно, этот режим рассматривать не нужно.

В соответствии с методикой расчета (см. задачу 11.3) необходимо и достаточно вычислить только длину третьего критического пролета. Воспользуемся упрощенной формулой, справедливой для стальных тросов марки ТК сечением более 50 мм^2:

$$l_{\text{кр3}} = 121 \sqrt{\frac{75 + (\theta_{\text{г}} - \theta_{\text{ст}})}{(\gamma_{\text{нбт}}/\gamma_{1\text{т}})^2 - 2{,}041}} = 121 \sqrt{\frac{75 + (-5-10)}{(0{,}53/0{,}0842)^2 - 2{,}041}} = 153 \text{ м}.$$

Чтобы построить зависимости $\sigma_{\text{т ср}} = f(l)$ (лишь для наглядности), рассчитаем также $l_{\text{кр2}}$:

$$l_{\text{кр2}} = \frac{4{,}9 \cdot 600}{0{,}0842} \sqrt{\frac{600 - 600 + 12 \cdot 10^{-6} \cdot 200 \cdot 10^3 \cdot (-5-(-25))}{[(0{,}53/0{,}0842)^2 - 1] \cdot 200 \cdot 10^3}} = 87{,}0 \text{ м}.$$

При $l \to 0$ получим следующие значения среднего эксплуатационного напряжения:

$$\sigma^{(1)}_{\text{т ср}} = [\sigma_{\text{т}}]_{\text{нб}} + \alpha_{\text{т}} E_{\text{т}} (\theta_{\text{г}} - \theta_{\text{ст}}) = 600 + 2{,}4\,(-5-10) = 564 \text{ Н/мм}^2;$$

$$\sigma^{(2)}_{\text{т ср}} = [\sigma_{\text{т}}]_{(-)} + \alpha_{\text{т}} E_{\text{т}} (\theta_{(-)} - \theta_{\text{ст}}) = 600 + 2{,}4\,(-25-10) = 516 \text{ Н/мм}^2.$$

Если $l \to \infty$, то $\sigma^{(3)}_{\text{т ср}} = [\sigma_{\text{т}}]_{\text{нб}} \dfrac{\gamma_{1\text{т}}}{\gamma_{\text{нбт}}} = 600 \dfrac{0{,}0842}{0{,}530} = 95{,}3 \text{ Н/мм}^2.$

Графические зависимости изменения напряжения в тросе при средних эксплуатационных условиях представлены на рис. 11.13.

Так как $l_{\text{прв}} > l_{\text{кр3}}$, то проверка должна проводиться в режиме $\gamma_{\text{нб}}$.

Составляем и решаем уравнение состояния для троса. Исходные условия: $\theta_а$, $\sigma_{та}$, $\gamma_{6а}$. Искомые условия: $\gamma_{нбт}=0{,}53$ Н/(м·мм^2); $\theta_г=-5°$ С.

Итак,

$$\sigma_{тнб}-\frac{\gamma^2_{нбт}\,l^2_{пре}\,E_т}{24\,\sigma^2_{тнб}}=\sigma_{та}-\frac{\gamma^2_{6а}\,l^2_{пре}\,E_т}{24\,\sigma^2_{та}}+\alpha_т\,E_т\,(\theta_а-\theta_г);$$

$$\sigma_{тнб}-\frac{(0{,}53\cdot 337)^2\,200\cdot 10^3}{24\,\sigma^2_{тнб}}=159{,}4-\left(\frac{0{,}0861\cdot 337}{159{,}4}\right)^2\cdot\frac{200\cdot 10^3}{24}+2{,}4\,(15-(-5));$$

$$\sigma^3_{тнб}+68{,}73\,\sigma^2_{тнб}-2{,}65846\cdot 10^8=0.$$

Уравнение решаем методом Ньютона, причем $\sigma_{тнб\,(0)}=[\sigma_т]_{нб}=600$ Н/мм^2.

$$\sigma_{тнб\,(1)}=\frac{600^2\,(2\cdot 600+68{,}73)+2{,}65846\cdot 10^8}{600\,(3\cdot 600+2\cdot 68{,}73)}=621{,}6\ \text{Н/мм}^2.$$

Следующие итерации дают окончательный результат:

$$\sigma_{тнб}=620{,}9\ \text{Н/мм}^2.$$

Получилось, что напряжение в тросе превышает допустимое значение на 3,48% вследствие большой гололедной нагрузки. Этот результат означает необходимость замены заданной марки троса ТК-11 на следующую с большим сечением ТК-12. Трос

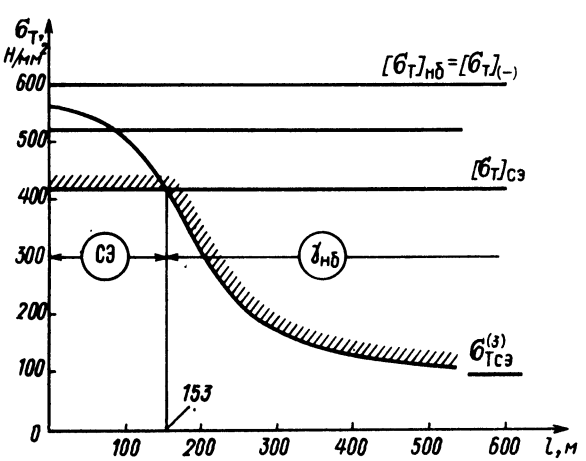


Рис. 11.13. Выбор определяющих климатических условий для расчета грозозащитного троса марки ТК-11 на механическую прочность

новой марки имеет номинальное сечение 85 мм^2 и действительное сечение 86,34 мм^2 (ГОСТ 3063 — 80; [11.4]). Его механическая прочность для заданных внешних нагрузок также должна быть проверена.

Опуская промежуточные результаты повторного расчета, укажем, что для троса марки ТК-12 наибольшая удельная нагрузка составит 0,457 Н/(м·мм^2), а удельная нагрузка при климатических условиях атмосферных перенапряжений — 0,0858 Н/(м·мм^2), и соответствующее этим условиям напряжение — 158,8 Н/мм^2. Решая новое уравнение состояния троса, получим напряжение при наибольшей гололедной нагрузке, равное 560,4 Н/мм^2. Следовательно, механическая прочность троса марки ТК-12 обеспечена.

Задача 11.8. Исходные условия те же, что и в предыдущих задачах. Подобрать изоляторы для комплектования гирлянд, подвешиваемых на промежуточных и анкерных опорах ВЛ; рассчитать напряжение в низшей точке провода в пролете между анкерной и промежуточной опорами после его обрыва за промежуточной опорой (между первой и второй промежуточными опорами).

Пояснения

В соответствии с ПУЭ (раздел 2.5.6) расчет подвесных изоляторов производится по методу разрушающих нагрузок. Коэффициенты запаса прочности изоляторов нормируются для двух нормальных и для аварийного режимов работы. Под коэффициентом запаса прочности при этом понимают отношение электромеханической разрушающей нагрузки изолятора данного типа к наибольшей нормативной нагрузке, действующей на гирлянду изоляторов.

Расчетные выражения для нормальных режимов применительно к расчетам поддерживающих гирлянд изоляторов следующие:

режим наибольшей механической нагрузки

$$2{,}7\,(n_{\phi}\,\gamma_{\text{нб}}\,S\,l_{\text{вес}} + G_{\text{г}}) \leqslant R;$$

режим средних эксплуатационных условий

$$5{,}0\,(n_{\phi}\,\gamma_1\,s\,l_{\text{вес}} + G_{\text{г}}) \leqslant R,$$

где n_{ϕ} — число проводов в расщепленной фазе; $l_{\text{вес}}$ — наибольший весовой пролет линии, соответствующий указанному в паспортных данных применяемой промежуточной опоры; $G_{\text{г}}$ — ориентировочный вес гирлянды изоляторов, принимаемый в зависимости от номинального напряжения ВЛ.

При обрыве провода на поддерживающую гирлянду кроме весовых нагрузок от проводов и самой гирлянды действует не-

уравновешенное редуцированное (т. е. сниженное) тяжение, направленное горизонтально. Поэтому нормативную нагрузку вычисляют как геометрическую сумму сил:

$$1{,}8\sqrt{(n_{\phi}\gamma_1 S l_{\text{вес}}/2+G_{\text{г}})^2+(k_{\text{рд}}T_{\text{нб}})^2}\leqslant R,$$

где $T_{\text{нб}}=n_{\phi}\sigma_{\text{нб}}s$; в тех случаях, когда расчет проводов на прочность ведут, исходя из режима наибольшей механической нагрузки, значение $\sigma_{\text{нб}}$ равно допускаемому $[\sigma]_{\text{нб}}$, в остальных случаях (режимы низшей температуры или средних эксплуатационных условий) значение $\sigma_{\text{нб}}$ вычисляют по соответствующему уравнению состояния провода. Коэффициент редукции $k_{\text{рд}}$ зависит от сечения провода, материала изготовления опоры, ее конструкции и закрепления в грунте, а для ВЛ с расщепленными фазами — от числа проводов в фазе.

Изоляторы для натяжных гирлянд изоляторов анкерных опор выбирают на основании рассмотрения только двух нормальных режимов работы, так как при обрывах проводов их натяжение, действующее на гирлянду, ослабевает. Для ВЛ с расщепленными фазами, как правило, применяют многоцепные натяжные гирлянды (сдвоенные, строенные и т. д.), причем число цепей обычно равно числу проводов фазы. Расчетные выражения нормативных нагрузок аналогичны приведенному выше для аварийного режима поддерживающей гирлянды (геометрическая сумма сил), но расчет ведется на один провод расщепленной фазы.

Решение. Для промежуточной опоры с шифром П220-2, по паспортным данным, $l_{\text{вес}}\approx 435$ м и $G_{\text{г}}=m_{\text{г}}g\approx 800$ Н (см. табл. 41.14 [11.3]). Удельные нагрузки провода АС300/66 (см. задачу 11.1) $\gamma_1=3{,}634\cdot 10^{-2}$ Н/(м·мм^2); $\gamma_{\text{нб}}=0{,}1049$ Н/(м·мм^2).

Определяем нормативные нагрузки, умноженные на требуемые коэффициенты запаса:

$$2{,}7(1\cdot 0{,}1049\cdot 354{,}4\cdot 435+800)=45895\text{ Н};$$

$$5{,}0(1\cdot 0{,}03634\cdot 354{,}4\cdot 435+800)=32058\text{ Н}.$$

Так как расчет провода на прочность проводился по режиму наибольшей нагрузки, то $\sigma_{\text{нб}}=[\sigma]_{\text{нб}}=149$ Н/мм^2. Опора П220-2 является свободностоящей, а провод имеет сечение по алюминию более 205 мм^2 и подвешивается в глухих поддерживающих зажимах. При этом $k_{\text{рд}}=0{,}4$ (см. ПУЭ, 2.5.90). Вычисляем нормативную нагрузку поддерживающей гирлянды в режиме обрыва провода:

$$1{,}8\sqrt{(1\cdot 0{,}03634\cdot 354{,}4\cdot 435/2+800)^2+(1\cdot 0{,}4\cdot 149\cdot 354{,}4)^2}=$$
$$=1{,}8\cdot 21422=38560\text{ Н}.$$

Сравнение полученных трех значений нормативных нагрузок показывает, что в данном случае выбор изолятора для поддерживающей гирлянды определяется по режиму наибольшей механической нагрузки.

Перечень наиболее употребляемых типов изоляторов приводится в ПУЭ и в [11.3].

Для поддерживающей гирлянды подходят стеклянные изоляторы типа ПС70-Б с разрушающей электромеханической нагрузкой 70 кН. При высоте прохождения трассы ВЛ не более 1000 м над уровнем моря и загрязненности атмосферы I степени, что соответствует обычным полевым загрязнениям (леса, луга, сельскохозяйственные районы), таких изоляторов в гирлянде должно быть 14 при стальных опорах и напряжении 220 кВ, а высота гирлянды — 2,3 м (именно такая высота принималась во всех предыдущих расчетах).

Переходим к расчету нормативных нагрузок, приложенных к натяжным гирляндам изоляторов анкерных опор. В справочниках обычно не указываются допустимые весовые пролеты для стальных анкерных опор. Поэтому приходится ориентироваться на длину весового пролета промежуточной опоры (см. выше).

В нормальном режиме наибольшей нагрузки

$$2{,}7\sqrt{(0{,}1049\cdot 354{,}4\cdot 435/2+800)^2+(149\cdot 354{,}4)^2}=144\,546\text{ Н}.$$

В нормальном среднеэксплуатационном режиме

$$5{,}0\sqrt{(0{,}03634\cdot 354{,}4\cdot 435/2+800)^2+(62\cdot 354{,}4)^2}=111\,305\text{ Н}.$$

Значение $\sigma_{\text{св}}$ должно быть рассчитано по уравнению состояния провода для приведенного пролета. Можно также воспользоваться графическими зависимостями, рассчитанными и построенными в задаче 11.2. При $l_{\text{пр в}}=337$ м (см. задачу 11.7) $\sigma_{\text{св}}\approx 62$ Н/мм^2 по кривой $\sigma_{\text{св}}=f(l)$ с исходными условиями наибольшей нагрузки.

Натяжные гирлянды следует комплектовать из изоляторов типа ПС160-Б; их число равно 12 (см. ПУЭ, табл. 2.5.18), а масса каждого — 7,8 кг. Реальная масса такой гирлянды (без учета массы элементов арматуры) составит 940 кг, а вес — 923 Н вместо ранее принятого ориентировочно, как для поддерживающей гирлянды, но это уточнение не внесет изменений в выбор изолятора для натяжных гирлянд. Длина натяжной гирлянды составит 2,5 м.

Расчет аварийного режима. Согласно заданию, трасса ВЛ проходит по населенной местности. Тогда в качестве анкерной следует принять опору типа УС220-6 (АУ-2Ц-Ст-С) с унифицированной подставкой высотой 5 м, рекомендуемую к применению в городских условиях (см. определение населенной местности в ПУЭ, раздел 2.5.4). Эскиз этой опоры приведен в [11.4]

и изображен на рис. 11.14. Высота расположения нижней траверсы составляет 10,5+5=15,5 м. Промежуточные опоры рассматриваются те же, что и в предыдущих задачах, т. е. типа П220-2 (П-2Ц-Ст-С). У этих опор высота расположения нижней траверсы равна 22,5 м, а высота поддерживающей гирлянды изоляторов — 2,3 м. Значит, высота закрепления провода в зажиме 22,5−2,3=20,2 м. Ввиду того что разность высот закрепления проводов на анкерной и промежуточной опорах $\Delta h_{ап}=20{,}2-15{,}5=4{,}7$ м, длину пролета между анкерной и промежуточной опорами нельзя принять равной длине габаритного пролета, даже предполагая ровной земную поверхность (см. ниже). Дополнительно делается допущение: провод монтировался при средней годовой температуре, его последующая вытяжка не учитывается; следовательно, перед обрывом провода при средних эксплуатационных условиях (см. ПУЭ, раздел 2.5.90) поддерживающие гирлянды изоляторов занимают вертикальное положение.

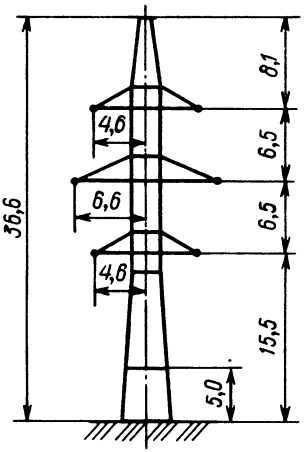


Рис. 11.14. Анкерная угловая двухцепная стальная свободностоящая опора типа УС220-6 для городских условий, повышенная на 5 м

Длину пролета $l_{ап}$ (рис. 11.15) определим из следующего соотношения:

$$\sigma_{\text{ГЛ}}=\frac{\gamma_{\text{ГЛ}} l_{ап}^2}{2(\sqrt{f_{\text{а}}}+\sqrt{f_{\text{п}}})^2},$$

где $\sigma_{\text{ГЛ}}$ и $\gamma_{\text{ГЛ}}$ соответствуют габаритным условиям, принятым при расстановке опор; стрела провисания провода в пролете между

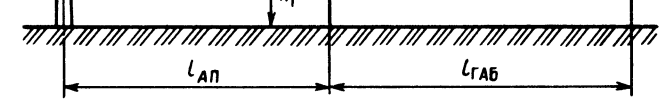


Рис. 11.15. Определение длины пролета между анкерной и промежуточной опорами

промежуточными опорами (габаритный пролет) $f_п = [f]$, а стрела $f_а = f_п - \Delta h_{ап}$.

В данном случае (см. задачу 11.4) имеем $[f] = 12{,}2$ м;

$$\gamma_{[f]} = \gamma_з = 0{,}09938 \text{ Н/(м·мм}^2\text{)}; \quad \sigma_{[f]} = \sigma_з = 142{,}9 \text{ Н/мм}^2.$$

Тогда

$$l_{ап} = (\sqrt{[f]} + \sqrt{[f] - \Delta h_{ап}})\sqrt{\frac{2\sigma_з}{\gamma_з}} = (\sqrt{12{,}2} + \sqrt{12{,}2 - 4{,}7}) \times$$

$$\times \sqrt{\frac{2 \cdot 142{,}9}{0{,}09938}} = 334 \text{ м} = 0{,}893\, l_{габ}.$$

Принимая $l_{прв} \approx 0{,}9\, l_{габ} = 337$ м (практическое, но случайное совпадение с $l_{ап}$), найдем напряжение в проводе перед обрывом:

$$\sigma_{со} - \frac{\gamma_1^2 l_{прв}^2 E \cos\psi}{24\sigma_{со}^2} = [\sigma]_{нб} - \frac{\gamma_{нб}^2 l_{прв}^2 E \cos\psi}{24[\sigma]_{нб}^2} + \alpha E(\theta_г - \theta_{ст}).$$

Здесь $\psi = \operatorname{arctg}\dfrac{\Delta h_{ап}}{l_{ап}} = \operatorname{arctg}\dfrac{4{,}7}{334} = 0{,}81°$; $\cos\psi \approx 1{,}0$;

$$\sigma_{со} - \frac{(0{,}03634 \cdot 337)^2 89 \cdot 10^3 \cdot 1{,}0}{24\sigma_{со}^2} = 149 - \left(\frac{0{,}1049 \cdot 337}{149}\right)^2 \cdot \left(\frac{89 \cdot 10^3 \cdot 1{,}0}{24}\right) - 24{,}4;$$

$$\sigma_{со}^3 + 84{,}94\sigma_{со}^2 - 558316 = 0; \quad \sigma_{со} = 61{,}7 \text{ Н/мм}^2.$$

После обрыва провода во втором пролете от анкерной опоры на промежуточной опоре №1 гирлянда изоляторов повернется в узле крепления на траверсе, в результате чего точка закрепления провода на гирлянде сместится вверх и в сторону анкерной опоры (рис. 11.16). При этом длина пролета сокращается на

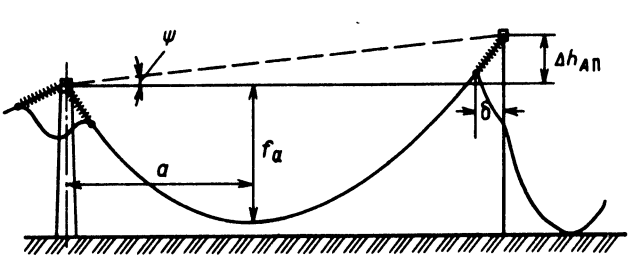


Рис. 11.16. Провисание провода в пролете между анкерной и промежуточной опорами после его обрыва во втором пролете от анкерной опоры

величину Δl, совпадающую с горизонтальным смещением точки подвески провода δ в новое положение равновесия гирлянды. Из условия $\Delta l = \delta$ можно определить новое значение напряжения в низшей точке провисшего провода и его стрелу провисания, а затем расстояние между проводом и земной поверхностью.

Достаточно строгое решение такой задачи получается, если расчет делать в два этапа. На первом этапе рассматриваем приближенное инженерное решение, основанное на неизменности длины провода в пролете $l_{ап}$ до и после обрыва и некоторых других допущениях (см. ниже). На втором этапе решение первого этапа уточняется путем составления уравнения состояния провода для изменившейся длины пролета в результате отклонения гирлянды изоляторов (определение этого отклонения выполняется с использованием приближенного значения редуцированного напряжения, найденного на первом этапе).

Первый этап. Длина провода-параболы до обрыва

$$L_0 = \frac{l_0}{\cos\psi} + \frac{\gamma_1^2 l_0^3}{24\sigma_0^2} = \frac{l_0}{\cos\psi} + \rho_0,$$

после обрыва

$$L = \frac{l_0 - \Delta l}{\cos\psi} + \frac{\gamma_1^2 (l_0 - \Delta l)^3}{24\sigma_{рд}^2} \approx \frac{l_0 - \Delta l}{\cos\psi} + \frac{[l_0^3 - 3l_0^2(\Delta l)]\rho_0}{l_0^3} \cdot \frac{\sigma_0^2}{\sigma_{рд}^2}.$$

Приравнивая L_0 и L, получим формулу для вычисления редуцированного напряжения:

$$\sigma_{рд} = \sigma_0 \sqrt{\frac{1 - 3(\Delta l)/l_0}{1 + \Delta l/\rho_0}},$$

причем $l_0 = l_{ап}$.

Если принять $\Delta l \approx \lambda$, то

$$\sigma_{рд} = \sigma_0 \sqrt{\frac{1 - 3\lambda/l_0}{1 + \lambda/\rho_0}}.$$

На основании исходных данных

$$\rho_0 = \left(\frac{0{,}03634}{61{,}7}\right)^2 \cdot \frac{334^3}{24} = 0{,}54 \text{ м}.$$

Получаем приближенное решение:

$$\sigma_{рд} = 61{,}7 \sqrt{\frac{1 - 3 \cdot 2{,}3/334}{1 + 2{,}3/0{,}54}} = 26{,}64 \text{ Н/мм}^2.$$

ЛИТЕРАТУРА

К гл. 1

1.1. Справочник по проектированию электроэнергетических систем /Под ред. *С. С. Рокотяна и И. М Шапиро.* — М.: Энергоатомиздат, 1985.

1.2. Электрические системы: Электрические сети /Под ред. *В. А. Веникова.* — М.: Высшая школа, 1997.

К гл. 3

3.1. Электроэнергетические системы в примерах и иллюстрациях /Под ред. *В. А. Веникова* — М.: Энергоатомиздат, 1983.

3.2. *Идельчик В. И.* Электрические системы и сети. — М.: Энергоатомиздат, 1989.

3.3. Математические задачи электроэнергетики /Под ред. *В. А. Веникова* — М.: Высшая школа, 1981.

К гл. 4

4.1. Провода неизолированные для воздушных линий электропередачи. ГОСТ 839 — 80 Е. — М.: Изд-во стандартов, 1980.

4.2. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. — М.: Энергоатомиздат, 1989.

4.3. Справочник по проектированию электроэнергетических систем /Под ред. *С. С. Рокотяна и И. М. Шапиро.* — М.: Энергоатомиздат, 1985.

4.4. Электрические системы /Под ред. *В. А. Веникова* Т. III. Передача энергии переменным и постоянным током высокого напряжения. — М.: Высшая школа, 1972.

4.5. *Веников В. А., Рыжов Ю. П.* Дальние электропередачи переменного и постоянного тока. — М.: Энергоатомиздат, 1985.

К гл. 5

5.1. Электропередача постоянного тока как элемент энергетических систем /Под ред. *Л. Р. Неймана.* — М. — Л.: Изд-во АН СССР, 1962.

5.2. *Поссе А. В.* Схема и режимы электропередач постоянного тока. — Л: Энергия, 1973.

5.3. *Веников В. А., Рыжов Ю. П.* Дальние электропередачи переменного и постоянного тока. — М.: Энергоатомиздат, 1985.

К гл. 7

7.1. *Иванов В. С., Соколов В. И.* Режимы потребления и качество электроэнергии систем электроснабжения промышленных предприятий. — М.: Энергоатомиздат, 1987.

7.2. *Жежеленко И. В.* Показатели качества электроэнергии и их контроль на промышленных предприятиях. — М.: Энергоатомиздат, 1986.

7.3. ГОСТ 13109 — 87. Электрическая энергия. Требования к качеству в электрических сетях общего назначения. — М.: Изд-во стандартов, 1988.

К гл. 8

8.1. *Вентцель Е. С.* Исследование операций. — М.: Наука, 1980.

8.2. *Вагнер Г.* Основы исследования операций. Т. 1, 2, 3. — М.: Мир, 1972, 1973.

8.3. *Арзамасцев Д. А., Бартоломей П. И., Холян А. М.* АСУ и оптимизация режимов энергосистем. — М.: Высшая школа, 1983.

8.4. *Арзамасцев Д. А., Липес А. В., Мызин А. Л.* Модели оптимизации развития энергосистем. — М.: Высшая школа, 1987.

8.5. *Строев В. А., Рокотян И. С.* Методы математической оптимизации в задачах электроснабжения. — М.: МЭИ, 1993.

8.6. *Беллман А.* Динамическое программирование /Пер. с англ. — М.: Изд-во иностранной литературы, 1960.

8.7. *Рокотян И. С., Федоров Д. А.* Применение нелинейного математического программирования в энергетических задачах. — М.: МЭИ, 1983.

8.8. *Рокотян И. С., Федоров Д. А.* Применение методов математического программирования для выбора оптимальной конфигурации сети. — М.: МЭИ, 1980.

К гл. 10

10.1. Справочник по проектированию электроэнергетических систем /Под ред. *С. С. Рокотяна и И. М. Шапиро.* — М.: Энергоатомиздат, 1985.

10.2. *Зуев Э. Н.* Технико-экономические основы проектирования электрических сетей. — М.: МЭИ, 1988.

10.3. *Зуев Э. Н.* Выбор основных параметров электрических сетей при проектировании. — М.: МЭИ, 1988.

10.4. Электроэнергетические системы в примерах и иллюстрациях /Под ред. *В. А. Веникова.* — М.: Энергоатомиздат, 1983.

10.5. Электротехнический справочник: Т. 3. Кн. 1. Производство и распределение электрической энергии. — М.: Энергоатомиздат, 1988.

10.6. *Зуев Э. Н., Шульженко С. В.* Проектирование системы электроснабжения промышленного района. — М.: МЭИ, 1993.

К гл. 11

11.1. Провода неизолированные для воздушных линий электропередачи. ГОСТ 839 — 80 Е. — М.: Изд-во стандартов, 1980.

11.12. Правила устройства электроустановок /Минэнерго СССР. — М.: Энергоатомиздат, 1986.

11.3. Электротехнический справочник: В 3 т. Т. 3. В 2 кн. Кн. 1. Производство и распределение электрической энергии /Под ред. *И. Н. Орлова* и др. — М.: Энергоатомиздат, 1988.

11.4. Справочник по электрическим установкам высокого напряжения /Под ред. *И. А. Баумштейна, С. А. Бажанова.* — М.: Энергоатомиздат, 1989.

11.5. *Бошнякович А. Д.* Расчет проводов подстанций и больших переходов ЛЭП. — Л.: Энергия, 1975.

11.6. *Костенко М. В.* Инженерная методика расчета напряжения в проводе (общий случай). Известия вузов СССР. — М.: Энергетика, 1984, №2.

11.7. *Крюков К. П., Новгородцев Б. П.* Конструкции и механический расчет линий электропередачи. — Л.: Энергия, 1979.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Глава 1. Параметры и схемы замещения элементов электрической сети 5
Глава 2. Расчет параметров установившихся режимов электрических сетей 32
Глава 3. Расчет установившихся режимов сложных электрических систем 71
Глава 4. Определение параметров схем замещения и расчеты режимов дальних линий электропередачи 128
Глава 5. Расчет нормального режима электропередач постоянного тока . . 167
Глава 6. Регулирование напряжения и компенсация реактивной мощности в электрических сетях 187
Глава 7. Обеспечение качества электроэнергии 196
Глава 8. Оптимизация режимов и развития энергосистем 216
Глава 9. Вероятностные методы в расчетах надежности систем электроснабжения 240
Глава 10. Технико-экономические расчеты при проектировании электрических сетей 271
Глава 11. Расчеты проводов и грозозащитных тросов, работающих в конструкциях воздушных линий электропередачи 312
Литература 350

Учебное издание

**Ежков Василий Васильевич, Зарудский Георгий Константинович,
Зуев Эдуард Николаевич, Надеждин Сергей Васильевич,
Рокотян Ирина Сергеевна, Рыжов Юрий Петрович,
Строев Владимир Андреевич, Федченко Вячеслав Григорьевич,
Фокин Юрий Александрович, Шелухина Татьяна Ивановна**

**ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ И СЕТИ
В ПРИМЕРАХ И ИЛЛЮСТРАЦИЯХ**

Редактор *И. Г. Волкова.* Художник *Ю. Г. Черепанов.* Художественный редактор *Ю. Э. Иванова.* Технический редактор *Н. В. Яшукова.* Корректор *Г. И. Кострикова.* Компьютерная верстка *А. А. Кубенина.*
Оператор *О. М. Чернова.*

ЛР № 010146 от 25.12.96. Изд. № ВТИ-42. Сдано в набор 27.07.95. Подп. в печать 04.12.98. Формат 60x88$^1/_{16}$. Бум. газетная. Гарнитура Таймс. Печать офсетная. Объем 21,56 усл. печ. л. 21,81 усл. кр.-отт. 20,10 уч.-изд. л. Тираж 5000 экз.
Заказ № 265

Издательство «Высшая школа», 101430, Москва, ГСП-4, Неглинная ул., 29/14.

Набрано на персональных компьютерах издательства.

Отпечатано в ОАО «Оригинал», 101898, Москва, Центр, Хохловский пер.,7.