

Л. А. Солдаткина

# ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ СЕТИ И СИСТЕМЫ



В помощь читателю во всех разделах приведены числовые примеры, в книге даны необходимые приложения для расчетов и список литературы, в которой более подробно излагаются специальные вопросы.

В книге использован опыт работы автора в энергетической системе, а также многолетний опыт преподавания на кафедре «Электрические системы» МЭИ, которой руководит проф., доктор техн. наук В. А. Веников. На кафедре сложились определенные традиции изложения материала курса «Электрические сети и системы», которым автор следовал в своей работе. В основу данного учебного пособия положен материал книги автора «Электрические сети и системы» (М., «Энергия», 1972), учтены изменения, происшедшие в энергетическом хозяйстве страны с момента издания книги и внесены коррективы в соответствии с новыми тенденциями, возникшими в современной электроэнергетике.

Автор признателен рецензентам рукописи — коллективам кафедр электрических сетей и систем Рижского и Ленинградского политехнических институтов и редактору канд. техн. наук Ю. С. Железко за ценные замечания, способствовавшие улучшению книги.

Автор будет благодарен читателям за присланные замечания и пожелания, которые просит направлять в адрес издательства: 113114, Москва, М-114, Шлюзовая наб., д. 10.

*Автор*

## ВВЕДЕНИЕ

### В-1. РОЛЬ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ И ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ В ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ ХОЗЯЙСТВЕ

**Задачи энергетики.** Электрическая энергия является наиболее универсальным видом энергии. Она очень просто и экономично может быть преобразована в другие виды энергии — тепловую, механическую, световую и т. д. Электрическая энергия находит значительное применение в устройствах автоматики, электроники и т. п., без которых немыслимы современные аппараты и технические сооружения. Поэтому в настоящее время электрическая энергия весьма широко используется во всех отраслях народного хозяйства страны.

Электровооруженность труда в промышленности является важным показателем уровня технического развития страны. Повышение электровооруженности труда указывает на технический прогресс государства. В «Основных направлениях развития народного хозяйства СССР на 1976—1980 годы» в качестве одной из основных задач 10-й пятилетки указано повышение уровня электрификации производства и эффективности использования электроэнергии.

Электроэнергия производится на электростанциях и получается путем преобразования химической энергии топлива на тепловых электростанциях (ТЭС), энергии воды на гидроэлектростанциях (ГЭС), атомной энергии на атомных электростанциях (АЭС) и т. п. В городах и промышленных центрах помимо электроэнергии может иметься значительная потребность в теплоте. В связи с этим наряду с электрификацией в стране развивается и теплофикация. Во многих случаях оказывается экономичным одновременно с выработкой электроэнергии производить и выработку теплоты. Для этого сооружаются специальные типы электростанций — теплоэлектроцентрали (ТЭЦ). Приведенный к. п. д. ТЭЦ с турбинами большой мощности составляет 65—67% и выше, в то время как на конденсационных ТЭЦ он не превышает 35—40%. Таким образом, эффективность использования топлива на ТЭЦ оказывается почти в 2 раза выше. В связи с этим удельный вес ТЭЦ в стране возрастает и в настоящее время мощность ТЭЦ составляет более 35% общей мощности ТЭС.

**Электрификация страны** предусматривает сооружение электростанций, электрических сетей и установок для потребления электроэнергии — электроприемников.

*Электрические сети* служат для передачи электроэнергии от электростанций и распределения ее между потребителями. Практически вся вырабатываемая электроэнергия поступает к ее приемникам через электрические сети. При этом электроэнергия может передаваться на весьма большие расстояния — в десятки, сотни и тысячи километров, многократно преобразовываться и изменяться количественно и качественно. Электросети состоят из линий и трансформаторов. Трансформаторы служат для изменения параметров передаваемой электроэнергии — токов и напряжений. Трансформаторы устанавливаются на подстанциях вместе с коммутационной аппаратурой — выключателями, разъединителями и т. п., с помощью которых производится включение и отключение элементов сети. В зависимости от местных условий значения напряжений и токов линий изменяются достаточно широко. Например, в сетях трехфазного переменного тока напряжения изменяются от 0,38 до 750 кВ (см. ниже).

*Электроприемники (ЭП)* представляют собой устройства, преобразующие электроэнергию в другие виды энергии — тепловую (электрические печи), световую (осветительные лампы), механическую (электродвигатели) и т. п. Каждый ЭП может присоединяться к электросети и отключаться от нее по мере надобности. Часто приходится рассматривать не отдельные ЭП, а группы их, и не только сами ЭП, но и вместе с соответствующей частью электросети, к которой они присоединены. Группа ЭП, присоединенных с помощью электросети к общему пункту, от которого происходит питание их электроэнергией, называется *потребителем электроэнергии*. Потребителями электроэнергии могут быть: цех, завод, дом, квартал города, поселок, целый район с несколькими промышленными предприятиями и поселками и т. д.

Установленная мощность электростанций и производство электроэнергии в СССР непрерывно возрастают. На конец 1977 г. суммарная мощность электростанций составляла 225 млн. кВт, а производство электроэнергии за 1977 г. — 1100 млрд. кВт·ч.

Электрификация страны связана с большими затратами как материальных, так и денежных средств, поскольку производство электрических машин и аппаратов непрерывно возрастает (табл. В-1).

Протяженность электросетей напряжением 35 кВ и выше увеличилась с 445 тыс. км в 1970 г. до 600 тыс. км в 1975 г.

Протяженность электросетей напряжением 0,4—20 кВ в сельских районах к началу 1976 г. составила более 3,1 млн. км.

В среднем на 1 млн. кВт вводимой мощности генераторов электростанций требуется выпуск 8—10 млн. кВт·А силовых трансформаторов и более 3 млн. кВт электродвигателей, одновременно должно сооружаться около 1,7—2 тыс. км линии напряжением 35 кВ и выше.

Таблица В-1

**Объем производства электротехнического оборудования**

Оборудование	Объемы производства	
	1971—1975 гг.	1976—1980 гг.
Турбогенераторы, млн. кВт . . . . .	64,2	85,3
Гидрогенераторы, млн. кВт . . . . .	11,6	20
Трансформаторы, кВт·А . . . . .	608,6	805,3
Электроаппаратура выше 1000 В, млн. руб. . .	1555,0	2660,0

**Назначение электрических сетей и электроэнергетических систем и их развитие.** Основным назначением электросетей является *электроснабжение потребителей*. Электрические сети служат для присоединения ЭП и потребителей в целом к источникам питания.

Эта задача является достаточно сложной в связи с большим количеством ЭП и значительной территорией, на которой они расположены.

Вторым назначением электрических сетей является *передача электроэнергии* от места ее выработки к месту потребления. Часто источники энергии (бассейны топлива, водные бассейны) расположены на значительном расстоянии от крупных заводов, населенных пунктов и других центров потребления. Передача топлива может быть произведена по газопроводам и нефтепроводам, перевозка высококачественных углей — по железным дорогам. Передача тепловой энергии возможна по специальным трубопроводам. Но во многих случаях перевозка топлива, например угля, может быть нерентабельной; более выгодным оказывается сооружение электростанций вблизи бассейна топлива и передача электроэнергии по линиям сети. Это особенно существенно в условиях Советского Союза: около 85% наиболее экономичных топливно-энергетических ресурсов находится в азиатской части страны, а основная часть потребителей электроэнергии в настоящее время сосредоточена в центральной части, на юге, западе и Урале. В связи с этим возникает необходимость переброски на большие расстояния значительных потоков электроэнергии. Это требует строительства мощных линий электропередачи высокого напряжения.

Развитие линий электропередачи обеспечивает объединение электростанций между собой и с потребителями, т. е. создание *электроэнергетических систем*.

При этом получают существенные технико-экономические преимущества:

1. Возможность увеличения единичной мощности генераторов и электростанций. Это снижает стоимость 1 кВт установленной мощности, позволяет резко повысить производительность электромашиностроительных заводов при тех же производственных площадях и трудозатратах.

2. Значительное повышение надежности электроснабжения потребителей.

3. Повышение экономичности работы различных типов электростанций. При этом обеспечиваются наиболее эффективное использование мощности ГЭС и более экономичные режимы работы ТЭС.

4. Снижение необходимой резервной мощности на электростанциях.

Преимущества электроэнергетических систем столь велики, что в 1974 г. лишь менее 3% всего количества электроэнергии было выработано отдельно работающими электростанциями. Мощность электроэнергетических систем непрерывно возрастает. Из районных электроэнергетических систем создаются мощные объединенные энергосистемы.

В девятой пятилетке проводилась большая работа по формированию Единой энергетической системы СССР. К началу 1976 г. общая установленная мощность объединенных в ЕЭС СССР электростанций составила 153 млн. кВт, а производство электроэнергии этими электростанциями достигло 781 млрд. кВт·ч. В составе 11 объединенных энергосистем работали параллельно 85 районных энергосистем. Создание ЕЭС дало существенный экономический эффект от снижения максимума совмещенного графика нагрузки всей объединенной энергосистемы за счет разницы в пояском времени между географическими зонами, что в 1975 г. составило около 1,2 млн. кВт.

В соответствии с намеченными планами [1] предполагается, что за период с 1975 по 1980 г. выработка электроэнергии должна быть резко увеличена. Электроэнергетика будет развиваться главным образом за счет строительства мощных ТЭС и ГЭС и дальнейшего внедрения АЭС. Большая часть электроэнергии будет вырабатываться на ТЭС и АЭС, использующих органическое топливо (уголь, природный и попутный газ, торф) и ядерное горючее.

Будет продолжено строительство ТЭС мощностью 4—6 млн. кВт. с установкой энергоблоков (котел-турбина-генератор-трансформатор) 500 и 800 МВт. Дальнейшее развитие получают ТЭЦ.

Будет продолжаться строительство мощных высоконапорных ГЭС с использованием наиболее эффективных гидроэнергоресурсов восточных районов страны и строительство комплексных гидроузлов, предназначенных как для развития энергетики, так

и для развития других народнохозяйственных проблем: ирригации, водоснабжения, водного транспорта, рыбного хозяйства и т. п. В то же время в европейской части СССР будут строиться специальные пиковые и аккумулирующие ГЭС. Создание таких ГЭС позволит обеспечить эффективную работу электростанций других типов в условиях более стабильных нагрузок, что является более экономичным.

Предусматривается дальнейшее усиление межсистемных связей, особенно в направлениях Северо-Запад — Центр — Юг напряжением 750 кВ и Урал — Казахстан — Сибирь напряжением 500 кВ.

В десятом пятилетии протяженность воздушных линий электропередачи предстоит довести до 3000 км, будет введен в действие первый участок линии 1150 кВ на переменном токе.

Должна быть сооружена мощная линия напряжением 750 кВ для связи ЕЭС СССР с Объединенной энергосистемой европейских стран — членов СЭВ и намечается сооружение выпрямительной подстанции на границе СССР с Финляндией, посредством которой ЕЭС СССР будет связана с энергообъединением Скандинавских стран — Нордэл.

В десятой пятилетке будут продолжаться исследовательские работы по созданию новых источников электроэнергии и новых типов линий для ее передачи, таких как газотурбинные и парогазовые установки и установки, преобразующие тепло в электроэнергию с помощью магнитогиродинамических генераторов (МГД-генератор); криогенные линии, кабельные с натриевыми жилами, с газом под давлением.

Продолжатся работы, связанные с повышением надежности работы объединенных энергетических систем и ЕЭС СССР и улучшением качества электроснабжения потребителей.

Большие работы велись и будут вестись по дальнейшему внедрению в энергетике систем автоматизированного управления, в частности автоматизированных систем диспетчерского управления (АСДУ), обеспечивающих решение задач долгосрочного и краткосрочного планирования режимов работы систем и др.

**Роль электрических сетей.** Вопросы составления энергетического баланса страны, определения перспектив развития отдельных районов и использования сырьевых ресурсов, выбора мощности и местоположения электростанций, размещения крупных энергоемких предприятий, объединения энергосистем не могут быть решены без учета электрических сетей. При этом нельзя выбирать отдельно наиболее выгоднейшие параметры электростанций, электрических сетей и т. п. Эти вопросы необходимо решать комплексно с учетом взаимного влияния таким образом, чтобы было обеспечено наиболее эффективное и рациональное использование имеющихся энергетических ресурсов. Только после этого может вестись рабочее проектирование отдельных элементов

электрических систем: электростанций, электрических сетей различных напряжений, устройств защиты и автоматики и т. п.

Для иллюстрации рассмотрим два примера. Часто возникает задача по сопоставлению двух вариантов сооружения ТЭС. Их можно построить близ угольного бассейна, а вырабатываемую электроэнергию передавать по электросети в пункты потребления. Но можно перевозить уголь по железной дороге, а электростанции построить в центрах потребления электроэнергии.

Выбор мест размещения устройства АЧР в энергосистеме в значительной мере зависит от схемы соединений линий электропередачи и схем присоединения к ней электростанций. Это мероприятие особенно эффективно в случае возможности разделения энергосистемы на две взаимно несинхронно работающие части с большим дефицитом активной мощности в одной из них (см. § 1-5).

**Учет условий работы электрических сетей.** Линии электропередачи и оборудование электростанций и подстанций в период их работы могут повреждаться под влиянием различных воздействий, например атмосферных (см. гл. 1 и 5). В результате может возникать нарушение электроснабжения потребителей. При объединении электростанций на параллельную работу необходимо учитывать предельные значения мощностей, которые могут быть переданы по этим линиям. В случае превышения предельных значений может быть нарушена устойчивость параллельной работы электростанций, что также приведет к нарушению электроснабжения потребителей.

В связи с этим возникают дополнительные задачи: а) контроля за текущим режимом работы установок; б) защиты их от повреждений; в) поддержания или регулирования режима в целях обеспечения наибольшей экономичности их работы.

Должны быть устройства противоаварийной автоматики, которые обнаруживают повреждения по изменениям параметров — напряжений, токов и т. п. и производят локализацию повреждений, например отключают поврежденные участки. К этим устройствам защиты и автоматики предъявляются определенные требования. Соответствующие требования предъявляются и к устройствам режимной автоматики для ведения режима — поддержания необходимого качества электроэнергии, наиболее выгоднейшего распределения нагрузок между электростанциями, наиболее экономичного режима работы электрических сетей.

Таким образом, с условиями работы электрических сетей связаны условия работы всех объектов, входящих в электрические системы и, в частности, электростанций. Условиями работы сетей определяются требования ко всем устройствам защиты и автоматики, а также требования к устройствам грозозащиты и защиты от коммутационных перенапряжений (возникают при отключениях и включениях элементов сети).

## В-2. КЛАССИФИКАЦИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

В зависимости от расстояния, мощности электропередачи и количества потребителей сети различны по сложности, конструктивному выполнению, характерным данным (параметрам) и т. п. Часто эта связь получается многоступенчатой, с промежуточным преобразованием электроэнергии. Поэтому сети целесообразно классифицировать по ряду показателей, основными из которых являются: конструктивное выполнение, род тока, характер потребителей, номинальное напряжение, схема соединений.

*По конструктивному выполнению* различают воздушные, кабельные линии и внутренние проводки. Воздушной называется линия, выполненная неизолированными проводами, которые с помощью изоляторов подвешиваются над землей на опорах. Наружные сети (вне зданий) большей частью выполняются воздушными, так как последние более просты при сооружении и эксплуатации и дешевле кабельных. В то же время воздушные линии больше подвержены повреждениям.

Кабелем называется система проводов, изолированных взаимно и от окружающей среды. Линии, выполненные кабелем, или кабельные линии, обычно прокладываются в земле. Это имеет свои преимущества — безопасность, сокращение территории, необходимой для отчуждения, но и свои недостатки — большая стоимость, затрудненность эксплуатации и устранения повреждений, сложность изготовления. Сети выполняются кабельными в тех случаях, когда применение воздушных по каким-либо причинам недопустимо — в условиях крупного города, на территории промышленного предприятия и т. п.

Внутренние проводки выполняются изолированными (иногда неизолированными) проводами, прокладываемыми на изоляторах или в трубах по стенам и потолкам зданий или внутри стен, а также специальными шинопроводами. Иногда для этого используются и кабели, прокладываемые в каналах — в полу или на стенах.

*По роду тока* различаются сети переменного и постоянного тока. Как правило, сети выполняются по системе трехфазного тока, что является наиболее выгодным экономически, а также удобным, поскольку при этом может производиться трансформация энергии. При большом количестве ЭП однофазного тока (например, осветительно-бытовых) от трехфазных сетей осуществляются однофазные ответвления. Однофазными выполняются, например, внутриквартирные сети.

Сети постоянного тока выполняются в настоящее время относительно редко. Но применение переменного тока для передачи электроэнергии на очень большие расстояния встречает значительные трудности, связанные с обеспечением устойчивости параллельной работы генераторов электростанций. Преодоление этих трудностей приводит к значительным дополни-

тельными затратам. Успехи в преобразовательной технике привели к существенному повышению экономичности применения мощных электропередач постоянного тока высокого напряжения. Однако и здесь постоянный ток применяется только для линии электропередачи, по концам которой производится его преобразование в переменный ток.

По характеру потребителей и в зависимости от назначения территории, по которой они проходят, различают: сети в городах, сети промышленных предприятий, сети в сельской местности, сети энергосистем или районные — на территории крупного района или области. Кроме того, применяют понятия: распределительные сети, питающие сети, линии электропередачи, основные сети энергосистем.

Распределительными называются сети, к которым непосредственно присоединяются ЭП. Остальные сети следует относить к питающим. Однако часто распределительными называют и сети более высоких напряжений, если к ним присоединяется большое число приемных подстанций и они являются очень разветвленными. Линии электропередачи обычно имеют значительную длину и соединяют крупные электростанции с центрами больших районов потребления. По ним осуществляется передача значительной мощности. Основными сетями энергосистем (в зависимости от ее мощности) обычно называют сети напряжением 220 кВ и выше.

Каждая сеть характеризуется *номинальным напряжением*, на которое рассчитываются элементы ее электротехнического оборудования. Фактические значения напряжений могут отличаться от номинального. Принятые в СССР стандартные значения номинальных напряжений сетей и наибольших значений напряжения для оборудования, присоединенного к этим сетям, приведены в табл. В-2.

Таблица В-2

Номинальные напряжения электрических сетей трехфазного тока 50 Гц (ГОСТ 721-74)

Номинальные напряжения <sup>1</sup>	Наибольшее рабочее напряжение, кВ	Номинальные напряжения <sup>1</sup>	Наибольшее рабочее напряжение, кВ
Вольт:		20	24
(220/127)	—	35	40,5
380/220	—	110	126
660/380	—	(150)	(172)
Киловольт:		220	252
(3)	(3,6)	330	363
6	6,9	500	525
10	12,0	750	787

<sup>1</sup> В числителе — междуфазное, в знаменателе — фазное напряжение. Напряжения, указанные в скобках, для вновь проектируемых сетей не рекомендуются.

В основу разделения сетей по *схеме соединений* обычно кладется понятие надежности электроснабжения потребителей. Различают сети: разомкнутые, замкнутые и разомкнутые резервированные, обеспечивающие повышенную надежность.

В разомкнутых сетях питание каждой нагрузки может происходить только в одном направлении. В случае отключения любого элемента в цепи этого напряжения питание прекращается (рис. В-1). В замкнутых сетях питание потребителей может происходить по меньшей мере в двух направлениях (рис. В-2).

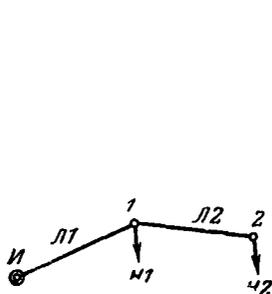


Рис. В-1. Схема разомкнутой сети.

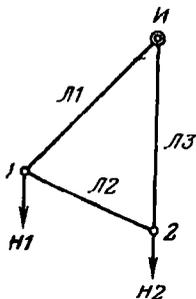


Рис. В-2. Схема замкнутой сети.

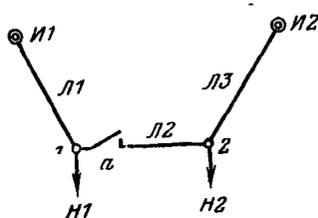


Рис. В-3. Схема сети повышенной надежности.

Отключение какого-либо из элементов в цепи одного из направлений не приводит к прекращению питания. В разомкнутых резервированных сетях питание потребителей может быть восстановлено путем производства переключений — вручную или автоматически. Например, нормально нагрузка  $H1$  питается по линии  $L1$  от источника  $I1$  (рис. В-3). При отключении линии  $L1$  после переключений в пункте  $a$  питание нагрузки  $H1$  производится от источника  $I2$  по линии  $L2$ .

### В-3. ЭЛЕКТРИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ СЕТИ

При анализе работы сети следует различать параметры элементов сети и параметры ее рабочего режима. Параметрами элементов сети являются: сопротивления и проводимости, коэффициенты трансформации. К параметрам сети иногда можно отнести также э. д. с. и задающие токи нагрузок. К параметрам рабочего режима относятся: значения частоты, токов в ветвях, напряжений в узлах, полной, активной и реактивной мощностей электропередачи, а также значения, характеризующие несимметрию трехфазной системы напряжений или токов и несинусоидальность изменения напряжений и токов в течение периода основной частоты.

Под рабочим режимом сети понимается ее электрическое состояние. Практически оно непрерывно изменяется в связи

с отключением ЭП, изменением режима их работы и т. п. Обычно при расчетах сетей рассматриваются некоторые идеализированные характерные режимы ее работы. При этом имеются в виду установившиеся режимы работы, т. е. делительные, с почти постоянными параметрами, медленно изменяющимися. Изменение нагрузки потребителя или элемента сети за сутки принято изображать графически в виде суточного графика нагрузок. Последний строят в прямоугольных осях координат, по оси абсцисс откладывают часы суток, а по оси ординат — нагрузку. На рис. В-4 представлен суточный график активной и реактивной мощностей нагрузки жилого здания. Предельными являются наибольшее и наименьшее значения, остальные нагрузки находятся в этих пределах. Характер их изменения во времени часто бывает случайным.

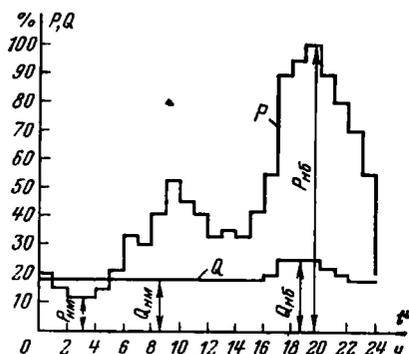


Рис. В-4. Суточные графики активной  $P$  и реактивной  $Q$  мощностей нагрузки жилого здания.

Параметры режима практически не могут быть допущены произвольными. Каждый элемент имеет номинальные данные, которые определяют допустимые параметры рабочего режима сети в нормальных. Кроме нормальных режимов приходится рассматривать вынужденные послеаварийные режимы, которые имеют место при изменении схемы сети в связи с отключениями оборудования. В этих режимах

параметры режима могут находиться в несколько больших по сравнению с нормальными режимами, но все же в приемлемых пределах.

Аварийные быстропротекающие, так называемые переходные режимы изучаются в специальных курсах. В ряде случаев приходится рассматривать особые режимы с нежелательными параметрами, которые возникают сравнительно редко и в исключительных условиях, например работа длинной линии без нагрузки, режим синхронизации разделившихся частей системы и др.

В процессе работы сетей могут возникать нарушения симметрии напряжений и токов, а также синусоидальности их изменения во времени.

Причиной несимметрии является широкое применение однофазных ЭП, мощность которых непрерывно растет.

Причиной несинусоидальности изменения токов и напряжений оказывается применение выпрямительных вентильных устройств, обладающих безынерционной нелинейностью. Поэтому наряду с основным режимом прямой последовательности

возникают напряжения и токи обратной и нулевой последовательностей, а также высшие гармонические напряжений и токов. Как правило, приведенные нарушения сравнительно невелики.

#### **В-4. ТРЕБОВАНИЯ К ЭЛЕКТРИЧЕСКИМ СЕТЯМ**

Электрические сети должны обеспечивать надежное электроснабжение потребителей и требуемое качество электроэнергии. При этом работа сетей должна соответствовать требованиям наибольшей экономичности. Это относится и к условиям проектирования, и к условиям эксплуатации.

Обычно за исходные принимаются требования по надежности питания и качеству электроэнергии, обусловленные техническими условиями. Принимаемые решения в дальнейшем корректируются по условиям экономичности. Обоснованное выполнение этих требований на основе принципов общегосударственной экономики и является важнейшей задачей инженерной деятельности в области электрических сетей и систем.

Вопрос о надежности электроснабжения потребителей возникает в связи с тем, что практически все элементы сети с течением времени повреждаются. Сокращение количества возможных повреждений часто связано с большими дополнительными затратами. Поэтому обычно при проектировании сетей приходится ориентироваться на некоторые средние условия их работы. В более трудных условиях, которые возникают сравнительно редко, приходится учитывать возможность повреждения сетевых сооружений. Повреждения могут происходить при повышенной грозовой деятельности, усиленных ветровых воздействиях, тяжелых гололедных образованиях и т. п. Повышение надежности электроснабжения может обеспечиваться не только снижением повреждаемости и резервированием элементов сети, но и другими способами, которые могут оказаться более оправданными экономически,— применение устройств автоматики, временная работа элементов сети и несимметричных режимов и др.

Качество электроэнергии в современных протяженных электрических сетях с большим количеством ЭП зависит от многих условий работы сети. Оно оказывается практически различным в разных местах сети, не может регулироваться применением специальных устройств.

Выше указывалось, что сооружение и эксплуатация сетей связаны с большими денежными и материальными затратами. Поэтому и в условиях эксплуатации должен проводиться тщательный анализ повышения экономичности работы сетей. Это требуется при выборе схемы соединений линий и параметров оборудования сети, при улучшении режимов ее работы, выяснении целесообразной степени ее автоматизации, способов резервирования и т. п.

## **В-5. ЗАДАЧИ РАСЧЕТОВ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ**

На всех стадиях проектирования и эксплуатации сетей приходится выполнять расчеты режимов их работы. Целью расчета рабочего режима сети обычно является проверка выполнения технических условий, т. е. соответствия токов в отдельных элементах и напряжений в узлах сети допустимым значениям. Экономичность работы сети характеризуют значения потерь активной и реактивной мощности в рассматриваемых режимах работы, а также значения потерь электроэнергии за год.

В зависимости от предъявляемых требований и поставленной задачи расчеты рабочих режимов производятся более или менее детально, с различной степенью точности и учетом влияния различных факторов. Например, при разработке плана развития электрификации страны одновременно с выбором мощности и местоположения электростанций производятся расчеты режимов основных сетей напряжением 220 кВ и выше. Эти расчеты нередко носят оценочный характер, так как нагрузки потребителей обычно известны лишь ориентировочно. Поэтому к точности результатов расчетов рабочих режимов сетей при этом предъявляются меньшие требования. Ряд элементов, например распределительные сети, в этих расчетах учитывается определенными укрупненными показателями.

При проектировании электрических систем и сетей различных напряжений на основании предварительных расчетов рабочих режимов выбираются параметры линий, оборудования и электростанций, характеристики устройств защиты и автоматики. Эти расчеты производятся более детально и с большей степенью точности.

При расчетах рабочих режимов параметры сетей и электрооборудования, а также нагрузки потребителей известны более точно. На основании результатов этих расчетов проверяется допустимость параметров режима для отдельных элементов электросети, выбираются уставки релейной защиты и устройств автоматики и т. п. Очевидно, что установленное оборудование и линии должны использоваться наиболее полно и экономично. Для этого производятся расчеты по оптимизации режимов работы сетей и систем: расчеты по определению экономически целесообразного распределения мощностей между электростанциями, по снижению потерь электроэнергии в элементах сети и т. п. (частично эти вопросы рассмотрены в гл. 7). Эти расчеты выполняются со сравнительно большой степенью точности, с учетом относительно мало влияющих факторов, которые при проектных расчетах могут не учитываться. В крупных электроэнергетических системах расчеты по оптимизации режимов работы электростанций и основных сетей целесообразно производить непрерывно с помощью вычислительных машин.

## Глава первая

# ЭЛЕМЕНТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ И ИХ КОНСТРУКТИВНОЕ ВЫПОЛНЕНИЕ

### 1-1. СОСТАВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

В современной электроэнергетической системе источники питания часто значительно удалены от ЭП и электроэнергия передается по длинному и сложному пути. На рис. 1-1 в упрощенном виде показан один из возможных путей передачи электроэнергии в крупной энергосистеме (указаны номинальные напряжения сетей). Электроэнергия вырабатывается генератором  $G$  при напряжении 18 кВ, трансформируется повышающим трансформатором  $T$  до 500 кВ. При напряжении 500 кВ электроэнергия передается на расстояние 300 км; по концам линии для компенсации действия ее емкостной проводимости включены реакторы  $P$ . На подстанции электроэнергия преобразуется с помощью понижающего автотрансформатора  $AT$ , частично отбирается на месте, а в основном передается далее на расстояние 200 км по линиям напряжением 220 кВ. На последующих подстанциях также производится трансформация электроэнергии с понижением напряжения до 110 кВ, затем до 35, 10 кВ и 380 В. Длины линий соответствующих напряжений указаны на схеме. К сети 380 В присоединяются ЭП.

На рис. 1-1 показан только один из путей передачи электроэнергии. Фактически от каждой подстанции, где происходит понижение или повышение напряжения, отходят и другие линии (показаны стрелками) в других направлениях, где могут быть использованы и другие номинальные напряжения. Для повышения надежности электроснабжения или улучшения технико-экономических показателей работы сети могут быть осуществлены и дополнительные соединения между различными направлениями. В результате получают сложнзамкнутые сети разных номинальных напряжений, с многими пунктами генерации и приема, связанные трансформаторами и автотрансформаторами. В каждом конкретном случае схемы соединений линий и число используемых ступеней трансформации выбираются в зависимости от взаимного расположения источников и потребителей, их мощностей и других условий.

В распределительных устройствах (РУ) электростанций и подстанций устанавливаются также коммутирующие аппараты и устройства защиты и автоматики. В состав сети входят и ком-

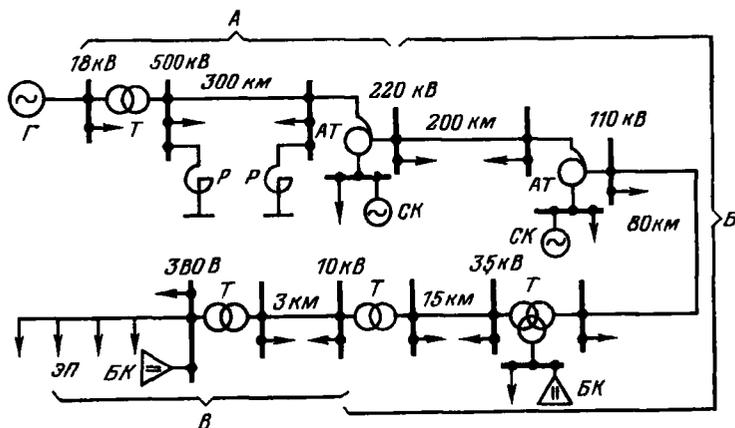


Рис. 1-1. Возможный путь передачи электроэнергии в современной энергосистеме.

А — сеть сверхвысокого напряжения; Б — питающая (районная) сеть; В — распределительная сеть среднего (10 кВ) и низкого (380 В) напряжений.

пенсирующие устройства (рис. 1-1) — батареи конденсаторов БК, синхронные компенсаторы СК, реакторы Р, установки продольно-емкостной компенсации и др. Эти элементы применяются для улучшения электрических свойств сети.

## 1-2. ВОЗДУШНЫЕ И КАБЕЛЬНЫЕ ЛИНИИ

**Воздушные линии** состоят из трех основных элементов: проводов, изоляторов и опор (рис. 1-2). Расстояние между двумя соседними опорами называют длиной пролета или пролетом линии  $l$  (рис. 1-3). Под влиянием собственной массы провод в пролете провисает по цепной линии (приблизительно — по параболе). Расстояние от точки подвеса до низшей точки провода называют стрелой провеса  $f$ . Наименьшее расстояние от низшей точки провода до земли  $h$  должно обеспечивать безопасность движения людей и транспорта. Оно зависит от условий местности, напряжения линии и т. п. Для ненаселенной местности  $h=5\div 7$  м, для населенной 6—8 м. Расстояние  $D$  между соседними проводами воздушной линии обеспечивает требуемый изоляционный промежуток и зависит в основном от ее номинального напряжения. Для линий 6—10 кВ это расстояние в среднем равно 1 м, 110 кВ — 4 м, 220 кВ — 7 м, 500 кВ — 12 м, 750 кВ — 15 м.

**Опоры** изготовляют из дерева, железобетона и стали. Высота опоры при горизонтальном расположении проводов опреде-

ляется размером  $h$  и максимальной стрелой провеса  $f$ . При креплении проводов на гирляндах изоляторов (рис. 1-4) высота опоры увеличивается еще на длину гирлянды  $\lambda$  (см. рис. 1-3). Количество изоляторов в гирлянде для линий напряжением 110 кВ—6—7; для 220 кВ—12—14 и т. д. Длину пролета линии обычно определяют из экономических соображений. С увеличением длины пролета возрастает стрела провеса, а следовательно, и высота опор, что увеличивает их стоимость. Вместе с тем с увеличением длины пролета уменьшается число опор и снижается стоимость изоляции линии (меньше изоляторов и арматуры для крепления проводов). Для линий напряжением 110 кВ на деревянных опорах пролеты обычно составляют 150—200 м при высоте опор с горизонтальным расположением проводов 13—14 м, для линий 220—500 кВ на металлических опорах они достигают 400—450 м при высоте опор 25—30 м. Основную часть опор линий составляют облегченные, так называемые промежуточные опоры с поддерживающими провода гирляндами изоляторов. Через каждые 3—5 км устанавливают более прочные анкерные опоры.

**Провода** линий большей частью выполняются многопроволочными, свитыми из отдельных круглых проволок диаметром 2—3 мм. При увеличении сечения провода количество проволок возрастает. Изготавливаются алюминиевые, стальные и сталеалюминиевые провода. В сталеалюминиевых проводах внутренние проволочки выполняют из стали, а верхние — из алюминия. Сталь предназначена для увеличения механической прочности, алюминий является токопроводящей частью. В марке провода буквой отмечается его материал: алюминиевые — А, сталеалюминиевые — АС. Например, А-50 означает: алюминиевый провод сечением 50 мм<sup>2</sup>, АСО-500 — сталеалюминиевый провод с облегченным стальным сердечником, сечение алюминиевой части 500 мм<sup>2</sup>. Стальные многопроволочные грозозащитные тросы имеют марки С-35, С-50, С-70. На линиях напряжением 330 кВ и выше применяют расщепление проводов — подвешивают одновременно по несколько проводов в фазе. Этим достигается выравнивание электрического поля около проводов и ослабление явления ионизации воздуха (короны). Расстояние между проводами расщепленной фазы равно около 40 см. Для его фиксирования вдоль линии устанавливают специальные распорки между проводами.

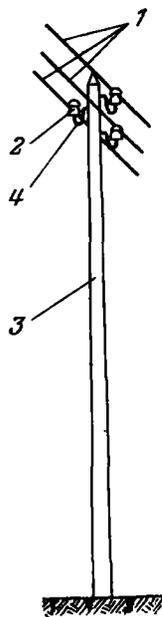


Рис. 1-2. Однофазная опора воздушной линии низкого напряжения. 1 — провода; 2 — изолятор; 3 — стойка; 4 — крюк.

На рис. 1-5 схематически изображены наиболее часто встречающиеся расположения проводов и грозозащитных тросов на опорах. Расположение проводов по вершинам треугольника широко распространено на линиях напряжением до 20—35 кВ и на одноцепных линиях 110 кВ на металлических и железобетонных опорах. Горизонтальное расположение проводов применяют на линиях 35 и 110 кВ на деревянных опорах и на линиях более высокого напряжения с металлическими и железобетонными опорами и на линиях в районах с сильными гололедами. Для двухцепных опор более удобно с точки зрения монтажа расположение проводов по типу «обратная елка».

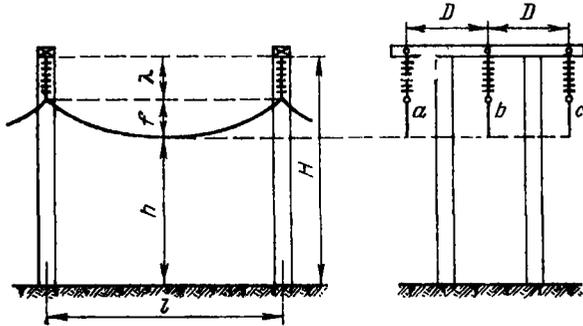


Рис. 1-3. Пролет линии на опорах с подвесными изоляторами.

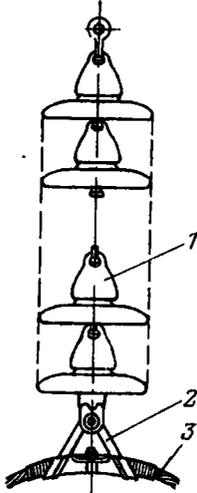


Рис. 1-4. Гирлянда подвесных изоляторов.

1 — изолятор; 2 — зажим для крепления провода; 3 — провод.

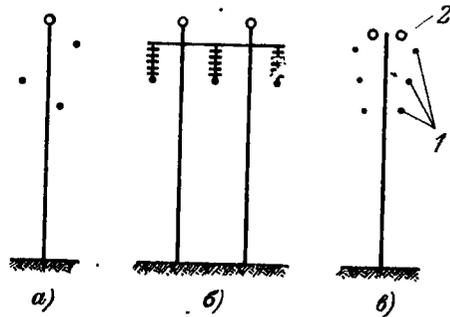


Рис. 1-5. Часто встречающиеся расположения проводов и тросов на опорах. а — по вершинам треугольника; б — горизонтальные; в — обратной елкой; 1 — провода; 2 — тросы.

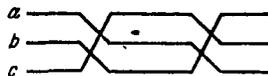


Рис. 1-6 Схема транспозиции проводов линии

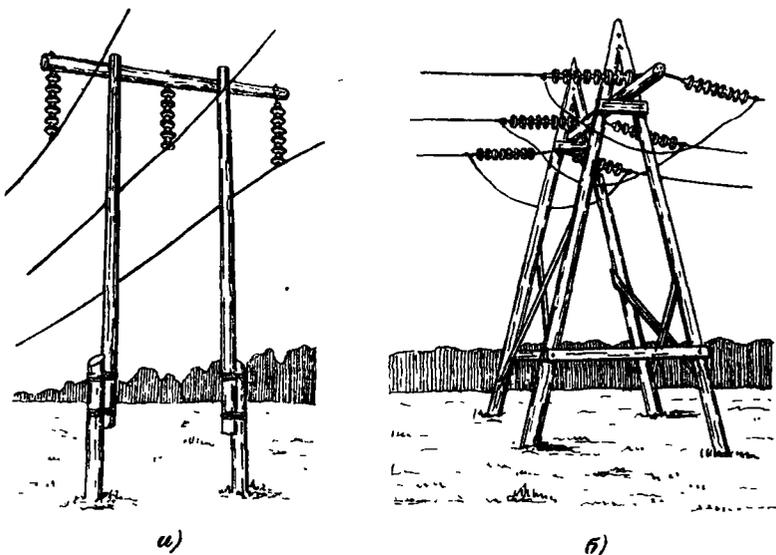


Рис 1-7. Деревянные опоры линий напряжением 110 кВ.  
 а — промежуточная П-образная; б — анкерная А-П-образная.

Различие во взаимных расположениях проводов приводит к различию электрических параметров фаз. Для уравнивания этих параметров применяют транспозицию проводов: линия делится на три участка а, в, с (шага), на которых каждый из трех проводов занимает все три возможных положения (рис. 1-6). На линиях длиной до 100 км транспозиция не применяется.

На рис. 1-7—1-9 приведены некоторые конструкции опор. Анкерная опора более жесткая, на ней провода натягиваются. На промежуточной опоре провода поддерживаются. На рис. 1-9 изображена промежуточная металлическая опора порталного типа с горизонтальным расположением проводов для линии напряжением 220 кВ.

Грозозащитные тросы подвешиваются над проводами воздушных линий для защиты их от атмосферных перенапряжений. На линиях напряжением ниже 220 кВ тросы подвешиваются только на подходах к подстанциям. При этом снижается

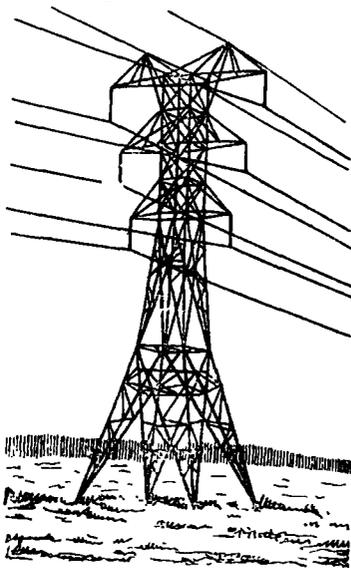


Рис. 1-8. Промежуточная металлическая опора для двухцепной линии напряжением 110 кВ.

вероятность перекрытия проводов линии вблизи подстанции. На линиях напряжением 220 кВ и выше тросы подвешиваются вдоль всей линии. Обычно используются тросы из стальных проволок. Ранее тросы на линиях всех номинальных напряжений заземлялись наглухо на каждой опоре. Опыт эксплуатации показал, что в замкнутых контурах заземляющей системы тросы — опоры появлялись токи. Они возникали вследствие действия э. д. с., на-

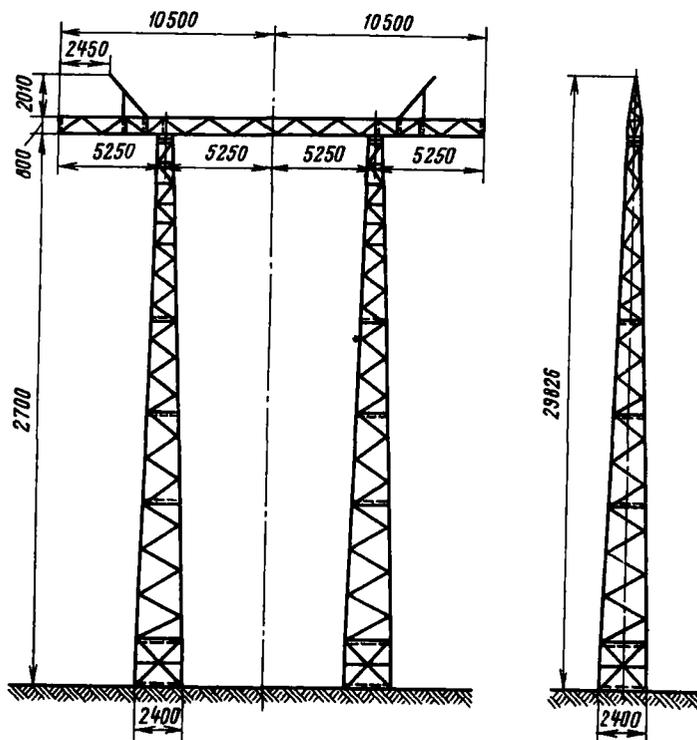


Рис. 1-9. Промежуточная металлическая опора линии напряжением 220 кВ.

водимых в тросах путем электромагнитной индукции. При этом в ряде случаев в многократно заземленных тросах получались значительные потери электроэнергии [20], особенно в линиях сверхвысоких напряжений. Исследования показали, что при подвеске тросов повышенной проводимости (сталеалюминиевых) на изоляторах тросы могут быть использованы в качестве проводов связи и в качестве токонесущих проводов для электроснабжения потребителей малой мощности. Для обеспечения соответствующего уровня грозозащиты линий тросы при этом должны присоединяться к заземлениям через искровые промежутки.

**Кабельные линии** выполняются из многопроволочных проводов или нескольких скрученных вместе взаимно изолированных проводов (жил) в общей герметической оболочке. Поверх оболочки могут быть наложены защитные покрытия. Силовые кабели напряжением до 35 кВ включительно изготавливают главным образом с изоляцией из плотной бумаги, пропитанной специальной кабельной массой. Применяются также кабели с резиновой и пластмассовой изоляцией. Токоведущие жилы изготовляют из медных или алюминиевых проволок (рис. 1-10), для уменьшения размеров их выполняют секторной формы и уплотненными. Для придания кабелю круглой формы между отдельными жилами вставляют специальные заполнители. Поверх изоляции кабель опрессовывается бесшовной оболочкой из алюминия или свинца для того, чтобы в изоляцию не попала влага из воздуха. Для кабелей напряжением до 1 кВ применяют также оболочки из пластмасс. Для защиты от механических повреждений кабель покрывают броней из стальной ленты. Между металлической оболочкой кабеля и броней и поверх брони накладывают покрытия из джута, пропитанные антикоррозионными составами.

Вне зданий кабельные линии прокладывают в земляных траншеях. В больших городах при наличии усовершенствованных покрытий улиц и на крупных промышленных предприятиях кабели прокладывают в специальных железобетонных трубах (блоках) или в туннелях. При этом облегчаются условия замены поврежденных кабелей, но ухудшаются условия охлаждения.

### 1-3. ТРАНСФОРМАТОРЫ, АВТОТРАНСФОРМАТОРЫ, ЛИНЕЙНЫЕ РЕГУЛЯТОРЫ

Электросети разных номинальных напряжений соединяются через трансформаторы или автотрансформаторы. Автотрансформаторы могут быть применены только в сетях с глухозаземленной нейтралью, поэтому их не применяют в сетях напряжением 35 кВ и ниже, работающих в СССР с изолированной нейтралью. Трансформаторы и автотрансформаторы могут быть присоединены в различных пунктах сетей. Режим напряжений в этих пунктах зависит

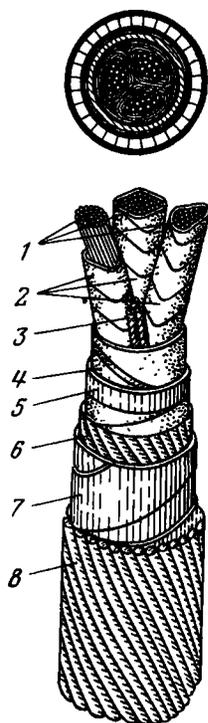


Рис. 1-10. Кабель с вязкой пропиткой на напряжении 10 кВ типа СБ или АСБ.

1 — медные или алюминиевые жилы; 2 — фазная изоляция из пропитанной маслом бумаги; 3 — заполнители из джута; 4 — поясная изоляция из пропитанной маслом бумаги; 5 — свинцовая оболочка; 6 — джутовая прослойка; 7 — броня из стальной ленты; 8 — джутовый покров.

от местных условий: удаленности от источника питания, характера изменения нагрузок, потери напряжения и т. п. Эти условия заранее неизвестны, они изменяются в процессе эксплуатации. Трансформаторы и автотрансформаторы снабжают специальными регулировочными ответвлениями, изменяющими их коэффициент трансформации. Регулировочные ответвления могут переключаться без возбуждения (ПБВ), т. е. с отключением трансформатора, или регулироваться под нагрузкой (РПН). Устройства РПН обычно располагаются на стороне высшего напряжения (ВН) трансформаторов или на стороне среднего напряжения (СН) автотрансформаторов.

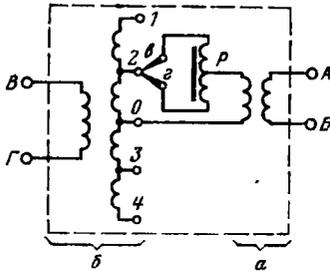


Рис. 1-11. Принципиальная схема одной фазы линейного регулятора.

Трансформаторы с РПН дороже, чем трансформаторы с ПБВ. Удорожание тем больше, чем меньше номинальная мощность трансформатора. Это связано с тем, что стоимость устройства РПН мало зависит от номинальной мощности трансформатора. В понижающих распределительных трансформаторах с ПБВ имеются основное и четыре дополнительных ответвления. Основное ответвление имеет напряжение, равное номинальному напряжению сети — 6, 10, 20 кВ. При этом ответвлении коэффициент трансформации называют номинальным. Дополнительные ответвления отличаются от номинального соответственно на +5; +2,5; —2,5 и —5%; ПБВ с двумя дополнительными ответвлениями: +5 и —5%. Изменение регулировочных ответвлений в трансформаторах с ПБВ требует их отключения. Поэтому оно производится редко, практически только при сезонном изменении нагрузки.

Трансформаторы с обмотками ВН напряжением 35 кВ и выше, как правило, должны изготавливаться с РПН. Число регулировочных ответвлений в них достаточно велико. Например, для трансформаторов 110 кВ помимо основного ответвления 115 кВ имеется еще восемнадцать ответвлений. При этом коэффициент трансформации может изменяться в пределах  $\pm 9 \times 1,78\% = \pm 16\%$  номинального. Устройство РПН на регулируемой части обмотки трансформатора или автотрансформатора имеет передвигающиеся контакты, контакторы, используемые при производстве переключений, и токоограничивающее сопротивление. Изменение коэффициента трансформации при этом может производиться вручную или автоматически.

Линейный регулятор (ЛР) (рис. 1-11) представляет собой последовательный регулировочный трансформатор. Его контакты А и Б включаются последовательно с линией или с обмот-

кой трансформатора, не имеющего устройства РПН. Линейный регулятор состоит из трансформатора *a* и питающего трансформатора *б*, выполненных в одном баке с маслом. Первичная обмотка питающего трансформатора (контакты *B* и *Г*) присоединяется к сети переменного тока установки. При помощи регулирующих устройств с подвижными контактами *в* и *г* и токоограничивающим сопротивлением *P* можно изменять значение и направление напряжения, подведенного к первичной обмотке последовательного трансформатора. При этом изменяются значения и фаза добавочной э. д. с. в обмотке высшего напряжения ЛР. Линейные регуляторы изготовляют на номинальные мощности от 400 кВ · А до 125 МВ · А с различными номинальными напряжениями. Добавочная э. д. с., получаемая с помощью ЛР, может изменяться в пределах  $\pm 10 \div 15\%$  ( $\pm 6$  ступеней) вручную или автоматически. Линейные регуляторы значительно дороже встроенных устройств для регулирования коэффициента трансформации в трансформаторах с РПН. В сетях напряжением 6—10 кВ ЛР выполняются в виде автотрансформаторов.

#### 1.4. КОМПЕНСИРУЮЩИЕ УСТРОЙСТВА

Компенсирующие устройства условно разделяют на устройства для компенсации реактивной мощности, потребляемой нагрузками и в элементах электросети, — синхронные компенсаторы (СК), синхронные электродвигатели (СД) и параллельно включаемые батареи конденсаторов (БК); устройства для компенсации реактивных параметров линий — батареи конденсаторов, включаемые последовательно, и реакторы.

В режиме перевозбуждения СК являются генераторами реактивной мощности, а в режиме недовозбуждения — потребителями реактивной мощности. Номинальная мощность СК — его наибольшая мощность в режиме перевозбуждения. По конструктивным условиям СК в режиме недовозбуждения может потреблять лишь 0,5—0,6 его номинальной мощности. При работе СК с номинальной нагрузкой из сети потребляется активная мощность около 2—3% его номинальной мощности. В СССР выпускаются СК мощностью от 5 Мвар при напряжении 6,3 кВ и 15 Мвар при 10,5 кВ. Более экономичными являются СК мощностью 50 Мвар и выше. В связи с этим в настоящее время СК находят большее применение на крупных районных подстанциях с высшим напряжением 220 кВ и выше. Мощность, генерируемая или потребляемая СК, изменяется путем изменения его тока возбуждения вручную или автоматически.

В конденсаторах, применяемых в компенсирующих устройствах, в качестве диэлектрика используется специальная бумага, пропитанная минеральным маслом или синтетической диэлектрической жидкостью. Они изготовляются на напряжения от 220 В до 10,5 кВ однофазными и трехфазными с мощностью

5—100 квар в единице. Для получения большей мощности используются БК из отдельных конденсаторов, соединенных последовательно и параллельно. При работе БК из сети потребляется активная мощность около 0,3—0,4% номинальной. Она тратится на потери в диэлектрике и в кожухах конденсаторов.

*В установках поперечного включения* батареи конденсаторов, включенные параллельно в электросеть, служат в качестве генераторов реактивной мощности. В зависимости от назначения установки БК выполняют регулируемые (управляемыми) и нерегулируемыми.

В нерегулируемых БК число включенных конденсаторов неизменно. Реактивная мощность, генерируемая такой установкой  $Q_k$ , зависит только от напряжения  $U$  на зажимах БК:

$$Q_k = U^2 \omega C_k.$$

В регулируемых БК число включенных конденсаторов изменяется в зависимости от режима работы электросети автоматически или вручную. В настоящее время изготавливают специальные комплектные БК напряжением 0,38 и 6—10 кВ. Они снабжены соответствующим пускорегулирующим оборудованием, необходимым для автоматического изменения мощности БК. Это изменение может быть одноступенчатым или многоступенчатым. При одноступенчатом регулировании автоматически отключается или включается вся БК. При многоступенчатом регулировании автоматически отключаются отдельные секции БК, для этого они снабжаются контакторами или выключателями. Конденсаторы с номинальным напряжением до 1000 В дороже конденсаторов с номинальным напряжением 6—10 кВ. Однако стоимость пускорегулирующей аппаратуры на напряжении 6—10 кВ выше стоимости аппаратуры на напряжении 0,38 кВ. Поэтому для регулируемых БК различие в стоимости установок при разных напряжениях уменьшается по сравнению с аналогичными стоимостями для нерегулируемых БК. Например, комплектная регулируемая БК на напряжение 0,38 кВ стоит 11 руб/квар, а на напряжение 6—10 кВ — 7 руб/квар. В последней не учтена стоимость выключателей, число которых зависит от числа регулировочных секций.

*В установках продольного включения* батареи конденсаторов, включаемые в линию последовательно, служат в основном для компенсации ее реактивного сопротивления. Реактивная мощность, генерируемая этими установками, практически невелика. В нормальном режиме через конденсаторы проходит ток  $I_n$ , соответствующий этому рабочему режиму. Напряжение между зажимами БК при этом составляет около 5—20% номинального напряжения электросети. При коротких замыканиях в электросети ток во много раз превышает ток  $I_n$ . При этом напряжение на БК резко возрастает и достигает 4—5-кратного значения номинального. Столь большие напряжения, особенно

когда они многократны, могут существенно снизить срок службы конденсаторов. Поэтому в установках продольного включения принимают меры к быстрейшему шунтированию конденсаторов при прохождении через них тока короткого замыкания. Батареи конденсаторов в этих установках должны быть надежно изолированы от земли на полное номинальное напряжение линии.

Следует иметь в виду, что последовательное включение БК в электросеть может быть нежелательным по условиям возникновения тех или иных резонансных явлений. Это требует специальной проверки.

Реакторы также могут быть включены в электросеть последовательно и параллельно. Последовательное включение реакторов в сеть применяют с целью уменьшения токов короткого замыкания. Поперечное включение реакторов применяют в сетях напряжением 330 кВ и выше для компенсации емкости линий. Реактор выполняется в виде катушки с малым активным сопротивлением. Витки ее изолированы друг от друга, а вся катушка в целом изолирована от заземленных частей и закрепляется на каркасе из изолирующего материала. В установках поперечного включения реактор выполняется со стальным сердечником и воздушным зазором.

#### **1-5. ХАРАКТЕРИСТИКА СХЕМ СОЕДИНЕНИЙ ЛИНИЙ И ПОДСТАНЦИЙ**

При проектировании и эксплуатации электросетей, при анализе их работы существенную роль играют схемы соединений линий и подстанций. Обеспечение надежного и экономичного электроснабжения требуемого качества зависит в значительной степени от используемых схем соединений линий и подстанций. При проектировании линий должны выбираться принципиальные схемы подстанций, а при проектировании подстанций должны быть известны схемы линий. При эксплуатации систем электроснабжения потребителей должны учитываться схемы соединений линий и подстанций.

Выбор тех или иных схем зависит от конструктивного выполнения линий и подстанций, протяженности линий и передаваемой по ним мощности нагрузки, характера питаемых по сети потребителей и требований, предъявляемых ими в отношении надежности электроснабжения и т. д. (см. § 6-6). Ниже приводятся сведения о некоторых типовых схемах соединений линий и подстанций.

Электросети снабжаются следующими отключающими аппаратами: напряжением до 1000 В — рубильниками, плавкими предохранителями и автоматами, более высокого напряжения — выключателями, разъединителями, отделителями и плавкими предохранителями. Рубильники, автоматы, выключатели слу-

жат для оперативного включения и отключения цепей. Разъединители и отделители допускают включение и отключение цепей при сравнительно малых токах нагрузки (не более нескольких ампер), например токах холостого хода силовых трансформаторов. При перегрузках и коротких замыканиях цепи низкого напряжения автоматически отключаются предохранителями или автоматами. В цепях высокого напряжения для этой цели применяются выключатели, снабженные соответствующей релейной защитой, а при относительно небольших нагрузках и предохранители.

Для снижения стоимости электросетей и затрат цветного металла и стали на их сооружение применяют упрощенные схемы сетей, снабженные автоматическими устройствами, повышающими надежность их работы. Ниже рассмотрены принципиальные схемы, общие для электросетей различных видов.

*Схемы разомкнутых нерезервированных электросетей* являются наиболее простыми и дешевыми. На рис. 1-12, а приведена схема такой сети напряжением 6—20 кВ. Со стороны источника питания *И* она снабжена выключателем *В* с релейной защитой. Трансформаторы *Т* защищаются плавкими предохранителями *П*. Каждый участок линии присоединяется через разъединители *Р*.

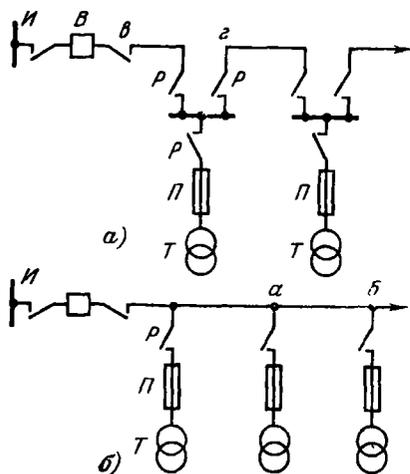


Рис. 1-12. Схемы разомкнутых нерезервированных распределительных сетей.

Существенным недостатком этой схемы является то, что при отключении ее головного участка *вг* потребители, присоединенные к данной линии, теряют питание на время устранения повреждения.

Нерезервированные разомкнутые сети применяются для электроснабжения менее ответственных потребителей — в распределительных сетях в сельских и городских районах с коммунально-бытовой нагрузкой. Нерезервированные разомкнутые схемы целесообразнее применять в воздушных сетях, чем в кабельных. Ремонт воздушных линий (ВЛ) производится относительно быстро. Уменьшение продолжительности перерыва электроснабжения можно достигнуть за счет несложных мероприятий: подвески тросов, применения автоматического повторного включения, выполнения ремонтных работ под напряжением (см. § 5-4). В случаях повреждения одной фазы ВЛ возможна временная работа двумя фазами (см. гл. 3). Нерезервированные

разомкнутые сети применяют и в питающих сетях напряжением 110, а иногда и 220 кВ.

Для ВЛ часто применяют более дешевое присоединение потребителей при помощи ответвлений от линии. Такая схема для ВЛ напряжением 6—20 кВ изображена на рис. 1-12, б. В ней присоединение трансформатора *T* производится через один разъединитель вместо трех, как это выполняется в схеме на рис. 1-12, а. Однако меньшее количество аппаратов приводит и к меньшему удобству в эксплуатации. При ремонте каждого из участков линии, например участка *a—б*, приходится отключать всю линию. В кабельных сетях применение этой схемы нецелесообразно, поскольку ремонт этих линий будет слишком продолжительным.

*Схемы разомкнутых резервированных и замкнутых электросетей* применяются для электроснабжения ответственных потребителей. Вопрос о целесообразности сооружения разомкнутых или замкнутых схем решается на основании технико-экономических расчетов. Стоимость оборудования подстанций и прежде всего стоимость выключателей существенно влияет на выбор схемы сети. Для примера укажем, что стоимость одного выключателя напряжением 110 кВ 25 тыс. руб. и больше, а разъединителя или отделителя на то же напряжение около 2 тыс. руб., т. е. во много раз меньше. В связи с этим в настоящее время в сетях напряжением 110—220 кВ большое распространение получили упрощенные схемы подстанций без выключателей или с ограниченным количеством выключателей на стороне высшего напряжения подстанции. Однако применение простых и дешевых схем подстанций предъявляет значительно большие требования к устройствам релейной защиты и автоматики. В ряде случаев оказывается, что защита и эксплуатация резервированных сетей с упрощенными схемами подстанций слишком усложняются, а надежность электроснабжения снижается. Проиллюстрируем сказанное на примерах.

В случае разомкнутых резервированных электросетей в одном направлении обычно прокладывают две линии. На рис. 1-13 изображены простейшие схемы для питания одной подстанции, на которой установлены два трансформатора. Нормально линии и трансформаторы работают раздельно, каждая цепь питает свою нагрузку. При повреждении одной из цепей она отключается выключателями *B* с двух сторон и питание соответствующей нагрузки временно прекращается. Немедленно срабатывает устройство автоматического ввода резерва (АВР), включающее секционный выключатель *BC* на стороне первичного напряжения или на стороне вторичного напряжения трансформатора. После этого питание потребителей полностью восстанавливается (если достаточна мощность трансформаторов). Перерыв в электроснабжении равен времени отключения поврежденной цепи защитой и включения выключателя *BC* устройством АВР,

т. е. не более 2—3 с. Схема может работать и без устройства АВР. Тогда вместо выключателя *BC* используют нормально отключенный разъединитель *P*. В этом случае питание потребителей восстанавливается оперативным персоналом вручную, что требует значительно большего времени, особенно при отсутствии дежурного персонала на подстанции. Выезд оперативной бригады на место может потребовать до 1—2 ч. Схема сети, изображенная на рис. 1-13, б, требует меньше аппаратуры по сравнению со схемой на рис. 1-13, а и, следовательно, является

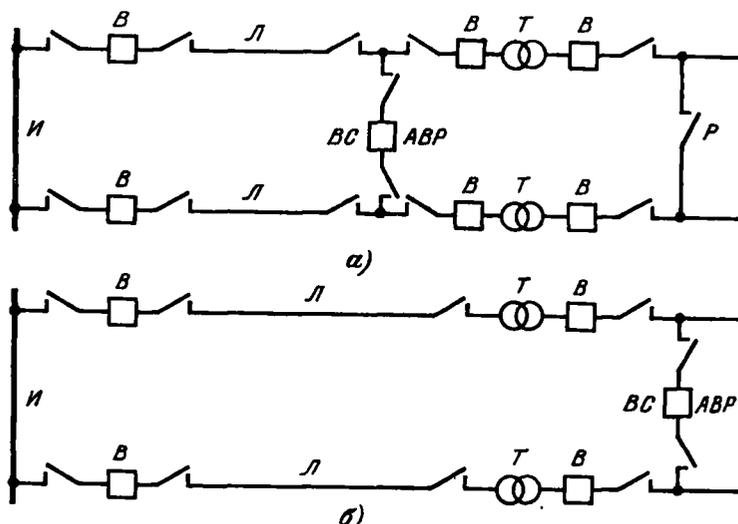


Рис. 1-13. Схемы разомкнутых резервированных сетей.

а — схема с АВР на стороне высшего напряжения; б — схема с АВР на стороне низшего напряжения.

более дешевой. Однако релейная защита этой схемы является более сложной; в ряде случаев для обеспечения надежной работы защиты в схеме по рис. 1-13, б приходится включать дополнительные аппараты — короткозамыкатели и др. [25].

Для нескольких подстанций, расположенных в одном направлении, применяют схемы сквозных магистралей. На рис. 1-14 изображены две линии электросети, отходящие от шин источника питания. К ним присоединены три понижающие подстанции. В целях иллюстрации все подстанции имеют различные схемы. Трансформаторы подстанции 1 присоединены к сети через выключатели, трансформаторы подстанции 2 по более дешевой схеме без выключателей. Для обеспечения надежной работы релейной защиты на подстанции 2 установлены короткозамыкатели *КЗ* и отделители *О*.

Если повреждена линия, например *Л1*, она отключается выключателем *В1* на шинах источника питания и выключателями

*B2* на стороне вторичного напряжения всех подстанций. На секционном выключателе *BC* работает устройство АВР и питание всех потребителей восстанавливается. Если количество подстанций, присоединяемых к линиям по рассматриваемой схеме, превышает 2—3, то эксплуатация сети затрудняется, а надежность ее работы снижается. Это связано с большим количеством участков сети, которые могут повреждаться более часто. Кроме того, они должны ремонтироваться. В то же время при ремонте или повреждении каждого из участков дол-

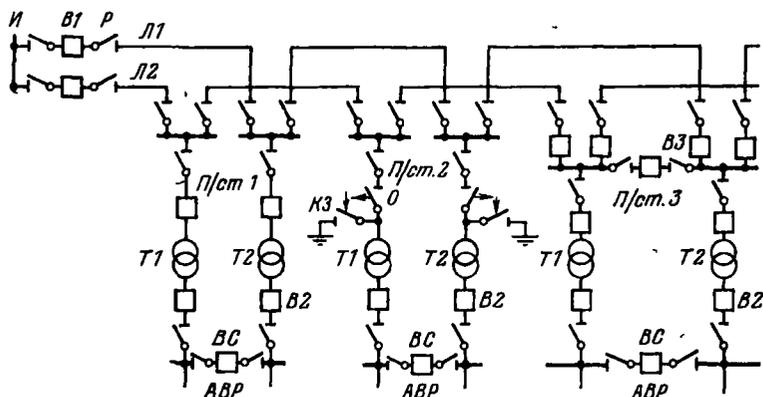


Рис. 1-14. Разомкнутая резервированная сеть для питания нескольких потребителей.

жна быть отключена целиком соответствующая линия. Это увеличивает вероятность одновременного отключения обеих линий и полного обесточения потребителей. Для предотвращения этого ряд подстанций, присоединяемых к линиям *Л1* и *Л2*, выполняются по более сложным схемам. В качестве примера указана схема подстанции 3, где каждый элемент сети — линия, трансформатор присоединен через отдельный выключатель. В этом случае при повреждении линии *Л1* она отключается выключателем *B1* на шинах источника и выключателем *B3* на подстанции 3, т. е. не на всем ее протяжении, а на участке *И — П/ст. 3*.

Разомкнутые резервированные схемы сети обычно применяются в тех случаях, когда объединение на параллельную работу линий и трансформаторов невозможно из-за больших значений токов короткого замыкания, которые не могут быть отключены установленными в сети аппаратами. Недостатками таких сетей являются: а) относительно большие потери мощности и электроэнергии в сети (по сравнению с потерями в замкнутых схемах сети, работающих при одинаковых напряжениях источников питания); б) значительная стоимость сети вслед-

ствие большого запаса по пропускной способности, который используется лишь в аварийных режимах работы; в) наличие, хотя и непродолжительного, перерыва в подаче электроэнергии, что может быть неприемлемо для ряда потребителей.

Достоинствами разомкнутых резервированных схем являются: а) простота релейной защиты; б) наглядность схемы; в) возможность присоединения отдельных линий к различным шинам источника питания или даже к разным источникам; г) удобство применения при развитии и реконструкции существующих сетей.

Различные варианты таких сетей находят широкое применение в питающих и распределительных сетях.

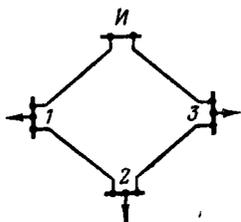


Рис. 1-15. Схема кольцевой сети.

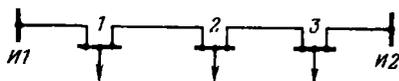


Рис. 1-16. Линия с двусторонним питанием.

Схемы замкнутых сетей могут быть весьма разнообразны в зависимости от местных условий. Простейшими являются кольцевые сети (рис. 1-15 или схема на рис. 1-13 при параллельной работе линий) и линия с двусторонним питанием (рис. 1-16)\*. Каждая нагрузка в нормальном режиме может питаться с двух сторон. При повреждениях на любом из головных участков сети питание не прекращается, а ток проходит по другому, оставшемуся в работе головному участку линии. В связи с этим пропускная способность каждого головного участка должна быть рассчитана на полную нагрузку всей сети. Это же относится к мощности источников питания в линии с двусторонним питанием. Все это увеличивает расход цветного металла на сеть и затраты на ее сооружение. В замкнутых сетях в нормальном режиме каждая нагрузка может питаться по кратчайшему пути. Поэтому потери мощности и энергии в них при заданных параметрах сети и ее нагрузках и при одинаковых напряжениях источников питания могут быть наименьшими.

Для снижения запаса пропускной способности применяют более сложные схемы замкнутых сетей (рис. 1-17). При питании замкнутых сетей от разных источников, имеющих различные напряжения по значению и по фазе, в замкнутой сети возникает уравнивающий ток. При этом могут увеличиваться по-

\* Для упрощения на рис. 1-15 и далее отключающие аппараты не показаны.

тери мощности и электроэнергии и ухудшаться экономические показатели работы замкнутой сети по сравнению с работой ее при одинаковых напряжениях источников. Поэтому замкнутые сети предпочитают питать от шин одного источника или с разных секций шин одного источника. Желательно также, чтобы источники питания примерно были однородными.

Релейная защита замкнутых сетей более сложна, чем разомкнутых. В отдельных случаях возможны неправильные, неселективные действия защиты в замкнутых сетях. Более сложные схемы замкнутых сетей менее наглядны; что иногда затрудняет отыскание персоналом места повреждения в сети. Для упрощения защиты распределительные замкнутые сети (про-

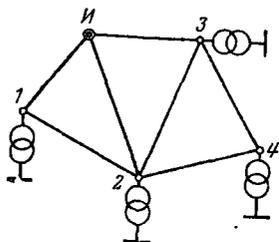


Рис. 1-17. Сложнозамкнутая схема питающей сети.

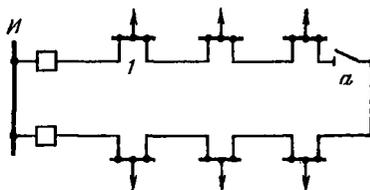


Рис. 1-18. Петлевая схема распределительной сети.

мышленные, городские) часто эксплуатируют по разомкнутым, так называемым петлевым схемам.

На рис. 1-18 приведена распределительная сеть напряжением 6—10 кВ, сооруженная по кольцевой схеме. В нормальном режиме разъединитель в точке *a* отключен и сеть работает разомкнуто. Для уменьшения потерь мощности и электроэнергии точку замыкания сети стараются совместить с точкой токораздела, имеющей место при работе сети по замкнутой схеме. Этого не всегда удается достигнуть. При повреждении головного участка, например участка *И—1*, питание потребителей на участке *И—1—а* прекращается на время, необходимое для производства оперативных переключений персоналом. Для потребителей, допускающих подобный перерыв в питании, применение петлевых схем возможно. Для улучшения режима напряжения и снижения потерь мощности и электроэнергии можно в месте деления петлевой линии устанавливать предохранитель на относительно малый номинальный ток и работать по замкнутой схеме. При повреждении любого участка сети вначале перегорает предохранитель, установленный в месте деления линии, а затем отключается выключатель, установленный на головном участке линии, ближайшем к месту повреждения.

Замкнутые схемы, так же как и разомкнутые резервированные, находят достаточно широкое применение в питающих

сетях. За рубежом они часто применяются и в распределительных сетях. В настоящее время не может быть рекомендовано единой схемы сети, пригодной для всех возможных условий. Целесообразность выбора той или иной схемы сети зависит от значения и месторасположения нагрузок, от категории потребителей, от конструктивного выполнения применяемой сети и т. п. Выбор схемы сети для конкретных заданных условий производят на основании технико-экономического сравнения вариантов схем, которые могут быть целесообразны в данных условиях (см. гл. 6).

*Роль релейной защиты и системной автоматики.* При надлежащем выборе этих устройств может быть существенно повышена надежность электроснабжения потребителей, улучшены технико-экономические показатели сооружения и эксплуатации сети. Устройства релейной защиты должны реагировать на параметры режима защищаемого элемента сети. Если происходит недопустимое изменение этих параметров в случае повреждения или ненормального режима, устройство защиты должно срабатывать и воздействовать на отключение соответствующих выключателей или на включение информирующей персонал сигнализации.

Основными типами автоматических устройств являются: а) автоматическое включение резервных источников питания (АВР), см., например, схемы сети на рис. 1-13; б) автоматическое повторное включение (АПВ) линий, трансформаторов и шин, отключенных соответствующей релейной защитой при появлении на них переходящих коротких замыканий, которые самоликвидируются после снятия напряжения с элемента; в) автоматическая частотная разгрузка (АЧР) системы при возникновении в ней дефицита активной мощности, например, при отключении источников питания значительной мощности; при этом часть потребителей временно отключается, а остальные работают с приемлемыми параметрами режима. После включения резервных источников питание всех потребителей восстанавливается. При отсутствии АЧР при этом могло бы возникнуть нарушение устойчивости параллельной работы электростанций системы и прекращение питания всех потребителей.

Устройства автоматики применяют также для автоматического регулирования напряжения. С помощью автоматических регуляторов возбуждения (АРВ) изменяют ток возбуждения, а следовательно, и напряжение на зажимах синхронных генераторов, синхронных компенсаторов и электродвигателей. Автоматические регуляторы напряжения (АРН) используют для переключения под нагрузкой регулировочных ответвлений трансформаторов и автотрансформаторов, снабженных с РПН, линейных регуляторов и для изменения количества включенных конденсаторов в управляемых конденсаторных батареях. Устройства автоматики используют также для регулирования

настоты и экономического распределения мощности между генераторами электростанций системы.

При проектировании сетей необходимо учитывать наличие устройств релейной защиты и автоматики, наиболее полно их использовать и правильно формулировать требования, предъявляемые к этим устройствам.

## Глава вторая

### СИММЕТРИЧНЫЕ СИНУСОИДАЛЬНЫЕ РЕЖИМЫ РАБОТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

#### 2-1. ХАРАКТЕРИСТИКА СИММЕТРИЧНЫХ СИНУСОИДАЛЬНЫХ РАБОЧИХ РЕЖИМОВ И ЗАДАЧА ИХ РАСЧЕТА

В общем случае рабочие режимы сетей являются несимметричными и несинусоидальными. В целях упрощения расчетов этих режимов используют разложение на симметричные составляющие. Для каждой из основных гармоник должны быть составлены расчетные схемы прямой, обратной и нулевой последовательностей. Симметричный синусоидальный режим является частным случаем. Фактически он является режимом прямой последовательности основной частоты. Если степень несимметрии и несинусоидальности кривых токов и напряжений относительно невелика, то для определения параметров режима сети достаточно знать параметры режима прямой последовательности основной частоты. В связи с этим расчеты симметричных синусоидальных режимов имеют самостоятельное значение при рассмотрении рабочих режимов, хотя они и являются составляющими в характеристике действительных несимметричных и несинусоидальных режимов. Таким образом, умение рассчитать симметричные синусоидальные рабочие режимы является практически очень важным. Ими определяются условия электроснабжения потребителей. Эти расчеты выполняются достаточно часто. Несимметрия и несинусоидальность проверяются изредка по техническим и экономическим ограничивающим условиям.

*Симметричные синусоидальные режимы работы* трехфазных сетей характеризуются одинаковыми значениями параметров режима (модулей токов, напряжений, мощностей) отдельных фаз и синусоидальной формой кривых токов и напряжений. Значение полной мощности  $\dot{S}$  для трехфазной цепи в этих условиях определяется комплексным числом

$$\dot{S} = \sqrt{3}\dot{U}\dot{I} = P + jQ, \quad (2-1)$$

где  $\dot{I}$  — комплексное значение тока соответствующей ветви сети;  $\dot{U}$  — комплексное значение увеличенного в  $\sqrt{3}$  фазного напря-

жения в рассматриваемом узле сети;  $P$  и  $Q$  — активная и реактивная мощности.

Графически электросеть изображают в виде условной однолинейной схемы (рис. 2-1). Стрелками в узлах сети отмечают нагрузки потребителей и мощности источников питания, а также пути передачи электроэнергии вдоль линий. Значение полной мощности изменяется вдоль линий сети. Значения мощности у передающего и приемного концов линий (например, у пунктов  $A$  и  $1$  линии  $A-1$  на рис. 2-1) неодинаковы. На схеме иногда указывают средние значения мощности, например  $\dot{S}_{A1}$ ,  $\dot{S}_{12}$  и  $\dot{S}_{13}$  на рис. 2-1.

При расчетах рабочих режимов все элементы сети представляются схемами замещения с соответствующими параметрами.

В настоящее время существует значительное количество методов расчетов. Каждый из них обладает соответствующими достоинствами и недостатками и имеет определенную целесообразную область применения. Она зависит от напряжения сети, ее схемы, точности исходных данных и требуемой точности результатов расчетов, используемых расчетных средств, квалификации расчетчика и т. п.

Рис. 2-1. Однолинейная схема разомкнутой сети.  
 $A$  — источник питания;  $1-3$  — потребители.

Правильный выбор целесообразного метода расчета является весьма важным, так как при этом может быть существенно сокращен объем вычислительной работы. В ряде случаев при неправильно выбранном методе расчет вообще не может быть выполнен или же его результаты получаются в значительной степени искаженными.

Проектные и эксплуатационные расчеты различаются прежде всего точностью исходных данных, особенно нагрузок. В проектных расчетах эти данные являются менее достоверными. Поэтому и требования к точности результатов этих расчетов оказываются меньшими. Наибольшей точности требуют расчеты по оптимизации рабочих режимов существующих электрических сетей. Обычно значения параметров схемы замещения целесообразно задавать двух-трехзначными цифрами. В зависимости от условий расчета и определяемой величины, как правило, результат достаточно получать трех-четырёхзначными цифрами. Необходимая точность выполнения вычислительных операций при этом определяется применяемым методом расчета.

В распределительных сетях длины участков и их нагрузки относительно невелики. Напряжения в узлах очень мало различаются по значению и фазе, потери мощности на каждом участке сети также очень малы, поэтому расчеты режимов для этих сетей ведутся упрощенно. В питающих сетях длины линий

и нагрузки элементов сети в значительной степени возрастают, поэтому расчеты приходится выполнять более точно с учетом потерь мощности на участках сети и различия напряжений в узлах.

Существенно усложняются расчеты сетей при наличии нелинейных элементов, основные из которых — нагрузки, заданные мощностями. При этом уравнения связи между токами и напряжениями оказываются не линейными, а второго порядка. В связи с этим не могут быть непосредственно использованы, например, методы линейной алгебры. Некоторые другие нелинейные элементы, например вентильные преобразователи, обычно входят в состав нагрузок и дополнительного анализа не требуют. Для упрощения расчетов нелинейных схем применяются итеративные методы и линеаризацию характеристик нелинейных элементов.

Вручную практически возможно рассчитать относительно несложные разомкнутые и замкнутые схемы сетей. При этом система решаемых уравнений не должна содержать более 10—20 уравнений, даже при применении итеративных методов расчета. Несколько упрощаются расчеты и может быть расширен их объем при использовании статических моделей переменного и постоянного тока. Расчеты сложноразомкнутых сетей целесообразно проводить с использованием ЭВМ.

Ниже рассматриваются методы, целесообразные для проведения расчетов вручную, и дается общее представление о выполнении расчетов для более сложных случаев.

## 2-2. СХЕМЫ ЗАМЕЩЕНИЯ И ПАРАМЕТРЫ ЭЛЕМЕНТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Линии обладают почти равномерно распределенными по длине погонными параметрами: активным  $r$  и индуктивным  $x$  сопротивлениями, активной  $g$  и емкостной  $b$  проводимостями. В практических расчетах для линий сравнительно небольшой длины  $l$  — воздушных до 150—250 км и кабельных до 30—50 км — равномерно распределенные параметры линии можно заменять сосредоточенными  $R$ ,  $X$ ,  $G$  и  $B$ . При этом можно принять  $R=rl$ ;  $X=xl$ ;  $G=gl$ ;  $B=bl$ . Соответствующая этому условию  $\Pi$ -образная схема замещения линии приведена на рис. 2-2. Эти же схемы могут быть разделены на участки и замещены цепочечной схемой, составленной из  $\Pi$ -образных схем для отдельных участков (рис. 2-3). Для длинной линии может быть применена и  $\Pi$ -образная схема (рис. 2-2), но при этом значения  $R$ ,  $X$ ,  $G$  и  $B$  должны быть умножены на коэффициенты (см. [8, 16]).

*Активное сопротивление* проводов и кабелей обычно применяемых поперечных сечений  $F$  при частоте 50 Гц практически равно омическому сопротивлению. Явление поверхностного

эффекта при этом может не учитываться. Погонное омическое сопротивление (на 1 км длины) может быть определено для голых проводов ВЛ и кабелей при температуре  $+20^{\circ}\text{C}$  по данным, приведенным в справочной литературе [42], а также в приложении П1). Приближенно для алюминиевых и сталеалюминиевых проводов и кабелей, Ом/км

$$r = 32/F,$$

где  $F$  — номинальное поперечное сечение алюминиевой части провода или жилы кабеля,  $\text{мм}^2$ .

Погонные индуктивные сопротивления фаз ВЛ в общем случае различны [18]. Они зависят от взаимного расположения токоведущих проводников и геометрических размеров. При рас-

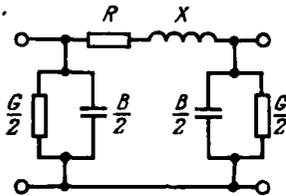


Рис. 2-2. П-образная схема замещения линии

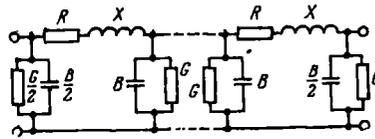


Рис. 2-3. Цепочечная схема замещения длинной линии.

четах симметричных режимов пользуются средними значениями  $x$ , влияние многократно заземленных тросов и второй параллельной линии не учитывают даже при расположении цепей на общих опорах. Погонное индуктивное сопротивление проще всего определять по таблицам (см. табл. П2-1), пользуясь исходными данными — маркой провода и среднегеометрическим расстоянием  $D_{\text{ср}}$  между проводами отдельных фаз:

$$D_{\text{ср}} = \sqrt{D_{ab}D_{bc}D_{ca}},$$

где  $D_{ab}$ ,  $D_{bc}$ ,  $D_{ca}$  — расстояния между проводами фаз  $a$ ,  $b$  и  $c$  соответственно.

При горизонтальном расположении проводов с расстоянием  $D$  между соседними проводами  $D_{\text{ср}} = D \sqrt[3]{2} \approx 1,26 D$ .

При расположении проводов в сечении по углам равностороннего треугольника со стороной  $D$  —  $D_{\text{ср}} = D$ . При отсутствии таблицы или графика значение  $x$  определяется по формуле:

$$x = 0,145 \lg \frac{D_{\text{ср}}}{\rho}, \quad (2-2)$$

где  $\rho = ar_{\text{п}}$  — приведенный к поверхностному распределению тока радиус провода (в тех же единицах, что и  $D_{\text{ср}}$ );  $r_{\text{п}}$  — внешний радиус поперечного сечения провода (см. приложение П1);  $a$  — коэффициент, равный 0,75 для алюминиевых и 0,95 для сталеалюминиевых проводов.

В среднем погонные индуктивные сопротивления ВЛ составляют 0,33—0,42 Ом/км.

Для линий с расщепленными проводами в фазах в (2-2) вместо приведенного радиуса  $\rho$  надо подставлять эквивалентный радиус  $\rho_s$ , равный для двух проводов в фазе с расстоянием  $d$  между ними  $\rho_s = \sqrt{\rho_n d}$ ; при расщеплении на три провода

$$\rho_s = \sqrt[3]{\rho_n d^2} \text{ и в случае четырех проводов в фазе } \rho_s = \sqrt{\sqrt{2} \rho_n d^3}.$$

При двух проводах в фазе индуктивное сопротивление линии снижается на 15—20%, при трех проводах — на 25—30%.

Индуктивные сопротивления трехжильных кабелей значительно меньше, чем для проводов ВЛ. В среднем они равны: для кабелей напряжением 35 кВ — 0,12; 3—10 кВ — 0,07—0,08 и до 1 кВ — 0,06—0,07 Ом/км.

*Активная проводимость линии* определяется потерями активной мощности в изоляции и диэлектриках. В ВЛ всех напряжений потери в изоляторах невелики даже в районах с сильно загрязненным воздухом, поэтому их не учитывают. В ВЛ напряжением 110 кВ и выше при определенных условиях возникает коронирование проводов, обусловленное интенсивной ионизацией окружающего провода воздуха и сопровождающееся фиолетовым свечением и характерным потрескиванием. Особенно интенсивно провода коронируют в сырую погоду, при этом потери на корону увеличиваются в десятки раз по сравнению с потерями при хорошей погоде. Наиболее радикальным средством снижения потерь мощности на корону  $\Delta P_k$  является увеличение диаметра провода. С его увеличением напряженность электрического поля, а следовательно, и интенсивность ионизации воздуха вблизи провода уменьшаются. В связи с этим в ПУЭ [30] установлены наименьшие значения допустимых диаметров и соответствующих марок проводов из условий короны: для линий 110 кВ — АС-70; 150 кВ — АС-120; 220 кВ — АС-240; 330 кВ — АСО-600 и 2×АСО-240 (два провода в фазе); 500 кВ — 2×АСО-700 и 3×АСО-400 (два и три провода в фазе соответственно).

Потери активной мощности на корону в проводах ВЛ напряжением 110—220 кВ при указанных и больших сечениях проводов незначительны (единицы киловатт на 1 км длины линии), поэтому в расчетах их не учитывают. В линиях сверхвысоких напряжений применяются провода с расщепленной фазой, при хорошей погоде потери на корону в них также незначительны. Однако при плохой погоде потери на корону в линиях 500—750 кВ достигают 100 кВт/км и более, что при большой протяженности этих линий является уже достаточно существенным. Потери на корону в значительной степени зависят также от фактического значения напряжения. Это особенно важно учитывать в линиях сверхвысоких напряжений. Например, в линии с номинальным напряжением 750 кВ при повышении

напряжения на 5% потери на корону увеличиваются в среднем на 35%, при понижении напряжения на 5% потери соответственно снижаются на 20—25% по сравнению с потерями при номинальном напряжении. Отсюда следует одно из возможных мероприятий по снижению потерь на корону: в линиях сверхвысоких напряжений при плохой погоде — некоторое снижение напряжения по сравнению с его номинальным значением (см. § 7-3).

В кабельных линиях напряжением 35 кВ и ниже потери мощности в диэлектриках малы и их не учитывают. В кабельных линиях 110 кВ и выше потери в диэлектриках составляют несколько киловатт на 1 км длины.

Таким образом, погонная активная проводимость линии

$$g = \frac{\Delta P_{\kappa}}{U^2}$$

является переменным и нелинейным параметром. Ее следует учитывать в основном в линиях сверхвысоких напряжений. При этом более целесообразно представлять значение  $\Delta P_{\kappa}$  для данного участка линии в виде дополнительной нагрузки.

*Емкостная проводимость линии* обусловлена емкостью между проводами и между проводами и землей. В общем случае погонная емкостная проводимость для разных фаз ВЛ различна [18]. Она определяется взаимным расположением фазных проводов, геометрическими размерами, высотой подвеса над землей, наличием заземленных тросов и второй, параллельной линии. При расчетах симметричных рабочих режимов используются средние значения погонной емкостной проводимости, зависящие от  $\rho_{\pi}$  и  $D_{\text{ср}}$ , а для линий сверхвысоких напряжений и от высоты подвеса проводов над землей. Для ВЛ средняя погонная проводимость, См/км, может быть определена по табл. П2-2 или по следующей формуле:

$$b = \frac{7,58}{\lg \frac{D_{\text{ср}}}{\rho_{\pi}}} 10^{-6}. \quad (2-3)$$

С учетом влияния земли значение  $b$  определяется по формуле:

$$b = \frac{7,58}{\lg \frac{D_{\text{ср}} H_L}{\rho_{\pi} H_M}} 10^{-6},$$

где  $H_L$  и  $H_M$  — среднегеометрические расстояния между проводами линии и их зеркальными отражениями относительно поверхности земли:

$$H_L = \sqrt[3]{H_{aa} H_{bb} H_{cc}}$$

и

$$H_M = \sqrt[3]{H_{ab} H_{bc} H_{ca}}.$$

При определении значений  $H_L$  и  $H_M$  следует считаться с провесом проводов. При этом криволинейный провод заменяется эквивалентным прямолинейным с расстоянием

$$h_s = h + \frac{1}{3}f,$$

где значения  $h$  и  $f$  указаны на рис. 1-3.

Учет влияния расщепленных проводов в фазе производится так же, как и при определении погонного индуктивного сопротивления. В приближенных расчетах можно принимать средние значения: для линий напряжением 110—330 кВ с нерасщепленными проводами  $b = 2,7 \cdot 10^{-6}$ , для линий 330—500 кВ с расщепленными проводами —  $3,7 \cdot 10^{-6}$  и для линий 750 кВ —  $4,2 \times 10^{-6}$  См/км. Таким образом, расщепление проводов в фазе существенно повышает емкостную проводимость ВЛ. Для кабельных линий значения  $b$  значительно выше, чем для ВЛ, из-за малых расстояний между фазными проводниками и заземленными оболочками и в связи с большой диэлектрической постоянной изоляции.

Наличие емкости в линии обуславливает прохождение емкостных токов, которые опережают на  $90^\circ$  соответствующие фазные напряжения. В действительных линиях с равномерно распределенными по длине параметрами емкостные токи неодинаковы вдоль линии, так как напряжение вдоль линии непостоянно по значению. Если предположить постоянное напряжение, то емкостный ток равен:

$$I_C = U_\phi b l = U_\phi B,$$

где  $U_\phi$  — фазное напряжение линии.

Емкостная мощность линии, называемая иначе *мощностью, генерируемой линией*, равна:

$$Q_C = 3I_C U_\phi = 3U_\phi^2 B = U^2 B, \quad (2-4)$$

где  $U$  — междуфазное напряжение, кВ.

Из (2-3) следует, что емкостная проводимость линии мало зависит от расстояний между проводами и диаметра провода. Мощность, генерируемая линией, сильно зависит от напряжения. Для ВЛ напряжением 35 кВ и ниже она весьма мала. Для ВЛ 110 кВ длиной 100 км  $Q_C \approx 3$  Мвар, для ВЛ 220 кВ той же длины  $Q_C \approx 13$  Мвар.

Емкостные токи кабельных линий значительно больше из-за малых расстояний между фазами и большой диэлектрической постоянной диэлектрика. Однако практически их учитывают только при напряжениях более 20 кВ.

Таким образом, для ВЛ напряжением 110 кВ и ниже схемы замещения могут быть упрощены по сравнению с П-образной схемой, изображенной на рис. 2-2. На рис. 2-4, а изображена схема замещения для ВЛ, в которой вместо емкостных проводимостей представлены значения генерируемых реактивных

мощностей  $Q_C/2$ . Значения  $Q_C$  считаются приблизительно постоянными и определяются по (2-4) при номинальном напряжении:

$$Q_C = U^2 B.$$

Значения  $Q_C/2$  учитываются в значениях нагрузок, присоединенных в соответствующих узлах сети. Для ВЛ напряжением 35 кВ и ниже емкостную проводимость можно не учитывать (рис. 2-4, б). При расчетах рабочих режимов для кабельных сетей напряжением 10 кВ и ниже можно не учитывать и индуктивное сопротивление и емкостную проводимость (рис. 2-4, в).

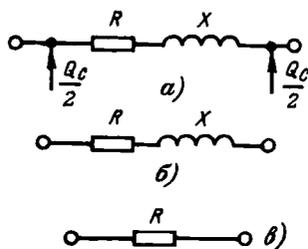


Рис. 2-4. Упрощенные схемы замещения линий.

а — для ВЛ напряжением 110 кВ; б — для ВЛ напряжением 35 кВ; в — для кабельной линии напряжением 6—10 кВ и ниже.

пример, разветвленную воздушную (или кабельную) сеть напряжением 35 кВ и ниже, работающую с изолированной нейтралью. При большой протяженности сети емкостный ток в нейтрали, обусловленный наличием емкости между проводами и землей, может достигать десятков ампер и для его компенсации приходится применять дугогасящие аппараты. В то же время при расчете рабочих режимов отдельных линий или участков сети небольшой длины емкостными токами можно пренебречь, поскольку они значительно меньше токов нагрузки.

**Трансформаторы и автотрансформаторы.** В расчетах сетей двухобмоточные трансформаторы обычно представляют в виде упрощенной Г-образной схемы (рис. 2-5). Потери холостого хода представляются в виде дополнительной нагрузки

$$\Delta \dot{S}_x = \Delta P_x + j \Delta Q_x, \quad (2-5)$$

где  $\Delta P_x$  — потери мощности в стали, равные потерям при холостом ходе трансформатора;  $\Delta Q_x$  — намагничивающая мощность трансформатора, равная

$$\Delta Q_x \approx \frac{I_x}{100} S_n, \quad (2-6)$$

где  $I_x$  — ток холостого хода трансформатора в процентах его номинального тока;  $S_n$  — номинальная мощность трансформатора.

Для распределительных сетей и при приближенных расчетах питающих сетей обычно учитывают только активное и индуктивное сопротивления трансформаторов.

Активное сопротивление обмоток двухобмоточного трансформатора определяют по известным потерям мощности в обмотках трансформатора  $\Delta P_m$ , кВт, при его номинальной нагрузке

$$\Delta P_m = 3I_n^2 R_T \cdot 10^{-3} = \frac{S_n^2 R_T}{10^3 U_n^2}, \quad (2-7)$$

откуда активное сопротивление, Ом

$$R_T = \frac{\Delta P_m U_n^2 \cdot 10^3}{S_n^2}. \quad (2-8)$$

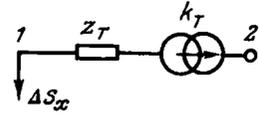


Рис. 2-5. Схема замещения двухобмоточного трансформатора.

В практических расчетах потери мощности в обмотках трансформатора при его номинальной нагрузке принимают равными потерям короткого замыкания при номинальном токе трансформатора, т. е.  $\Delta P_m \approx \Delta P_k$ .

Зная напряжение короткого замыкания  $e_k$  трансформатора, численно равное падению напряжения в его обмотках при номинальной нагрузке, выраженное в процентах его номинального напряжения, т. е.

$$e_k = \frac{\sqrt{3} Z_T I_n}{U_n} 100 = \frac{Z_T S_n}{10 U_n^2}, \quad (2-9)$$

можно определить полное сопротивление обмоток трансформатора, Ом,

$$Z_T = \frac{10 e_k U_n^2}{S_n}, \quad (2-10)$$

а затем и индуктивное сопротивление рассеяния обмоток трансформатора

$$X_T = \sqrt{Z_T^2 - R_T^2}. \quad (2-11)$$

Для крупных трансформаторов, имеющих очень небольшое активное сопротивление, обычно определяют индуктивное сопротивление из приближенного условия:

$$X_T \approx Z_T. \quad (2-11a)$$

При пользовании (2-8) — (2-11a) следует учитывать, что сопротивления обмоток трансформатора могут быть определены при номинальном напряжении как его первичной, так и вторичной обмоток. В практических расчетах удобнее определять  $R_T$  и  $X_T$  при номинальном напряжении той обмотки, для сети

которой ведут расчет (см. пример 2-3). Если обмотка трансформатора имеет устройство РПН, то принимается  $U_H$  для основного вывода обмотки.

Коэффициент трансформации трансформатора в общем случае определяется комплексным числом

$$k_T = \frac{U_I}{U_{II}} e^{-jm \frac{\pi}{6}}, \quad (2-12)$$

где  $m$  — номер группы соединений обмоток трансформатора по часовой системе, определяющий сдвиг напряжений холостого хода по фазе;  $U_I$ ,  $U_{II}$  — номинальные напряжения первичной и вторичной обмоток.

Потери мощности в трансформаторе определяются по формуле

$$\Delta S_T = \Delta S_x + \Delta S_\beta, \quad (2-13)$$

где  $\Delta S_\beta = \beta^2 Z_{T*} S_H$  — потери в обмотке трансформатора с относительным сопротивлением, равным  $e_k/100$  при коэффициенте ее загрузки  $\beta = S/S_H$ .

Для крупных трансформаторов, имеющих очень малое активное сопротивление, потери мощности равны:

$$\Delta S_T = (\Delta P_x + \beta^2 \Delta P_k) + j(I_x + \beta^2 e_k) \frac{S_H}{100}. \quad (2-14)$$

В ряде случаев можно не учитывать влияние потерь активной мощности  $\Delta P_x$  и  $\Delta P_k$ , так как они мало сказываются на параметрах режима сети (их необходимо учитывать при определении экономических показателей). Тогда приближенно потери мощности в трансформаторе равны:

$$\Delta S_T \approx j \Delta Q_T = j(I_x + \beta^2 e_k) \frac{S_H}{100}.$$

Трехобмоточные трансформаторы (рис. 2-6, а) и автотрансформаторы (рис. 2-6, б) характеризуются значениями потерь мощности  $\Delta P_m = \Delta P_k$  и напряжениями короткого замыкания  $e_k$  для каждой пары обмоток:

$$\Delta P_{к. в-с}; \quad \Delta P_{к. в-н}; \quad \Delta P_{к. с-н} \quad \text{и} \quad e_{к. в-с}; \quad e_{к. в-н}; \quad e_{к. с-н},$$

приведенными к номинальной мощности трансформатора или автотрансформатора. Номинальная мощность последнего равна его проходной мощности. Схема замещения трехобмоточного трансформатора или автотрансформатора изображена на рис. 2-6, в. Потери мощности и напряжения короткого замыка-

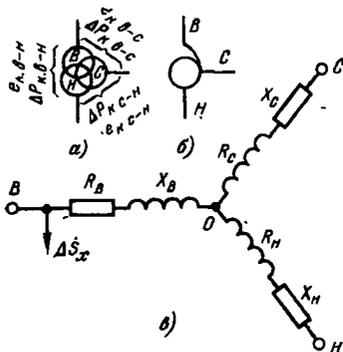


Рис. 2-6. Схемы трехобмоточного трансформатора и автотрансформатора.

ния, отнесенные к отдельным лучам эквивалентной звезды схемы замещения, определяют по формулам:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P_{к. в} &= 0,5 (\Delta P_{к. в-с} + \Delta P_{к. в-н} - \Delta P_{к. с-н}); \\ \Delta P_{к. с} &= \Delta P_{к. в-с} - \Delta P_{к. в}; \\ \Delta P_{к. н} &= \Delta P_{к. в-н} - \Delta P_{к. в} = \Delta P_{к. с-н} - \Delta P_{к. с}; \end{aligned} \right\} \quad (2-15)$$

$$\left. \begin{aligned} e_{к. в} &= 0,5 (e_{к. в-с} + e_{к. в-н} - e_{к. с-н}); \\ e_{к. с} &= e_{к. в-с} - e_{к. в}; \\ e_{к. н} &= e_{к. в-н} - e_{к. в} = e_{к. с-н} - e_{к. с}. \end{aligned} \right\} \quad (2-16)$$

Активное и индуктивное сопротивления лучей эквивалентной звезды схемы замещения определяют по формулам для двух-обмоточных трансформаторов, подставляя в них значения потери мощности и напряжения короткого замыкания для соответствующего луча эквивалентной звезды схемы замещения. Нагрузку  $\Delta \dot{S}_x$ , соответствующую потерям холостого хода трех-обмоточного трансформатора, обычно помещают у входного конца схемы замещения. Элементы трансформации включают в схему замещения лишь тогда, когда сети разных напряжений, связанные трансформатором, рассматриваются вместе, без приведения параметров к одной базисной ступени трансформации. Потери мощности в сопротивлениях эквивалентной схемы определяют в соответствии с коэффициентом загрузки каждого луча [см. (2-13) и пример 2-3].

Обычно при расчетах рабочих режимов сетей *нагрузки* потребителей представляются заданными значениями потребляемой полной мощности  $\dot{S}$  (рис. 2-7, а). Однако при этом схема получается нелинейной, поскольку напряжения в узлах сети являются неизвестными. Для упрощения расчетов нагрузки часто представляют в виде задающих токов (рис. 2-7, б)

$$-j = \frac{\bar{S}}{\sqrt{3} \bar{U}}, \quad (2-17)$$

(положительное направление задающего тока — к узлу), где  $\bar{U}$  — сопряженное комплексное значение напряжения в данном узле. В распределительных сетях напряжения узлов сети мало различаются по значению и фазе, поэтому для них в (2-17) подставляется значение  $\bar{U} \approx U_n$ .

При выполнении расчетов рабочих режимов на статических моделях нагрузки представляются в виде поперечных ветвей с проводимостью (рис. 2-7, в)

$$Y = \frac{\bar{S}}{U^2}.$$

Активная и реактивная мощности нагрузок потребителей электроэнергии зависят от подводимого к ним напряжения. На рис. 2-8 для примера приведены статические характеристики смешанной нагрузки крупной электрической системы, в составе которой имеются и силовые и осветительные ЭП. Из кривых видно, что активная мощность нагрузки изменяется незначительно, а реактивная — существенно. Следует иметь в виду, что

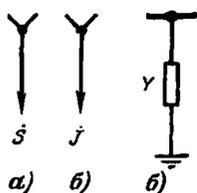


Рис. 2-7. Нагрузка потребителей сети, заданная полной мощностью  $\dot{S}$  (а); задающим током  $J$  (б); поперечной проводимостью  $Y$  (в).

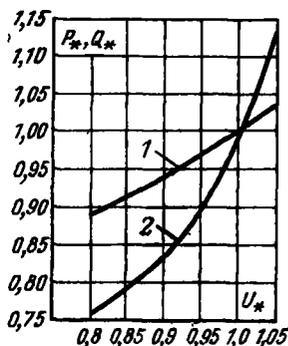


Рис. 2-8. Статические характеристики нагрузки. 1 —  $P_* = f(U_*)$ ; 2 —  $Q_* = f(U_*)$ .

в случае питания нагрузки от понижающих трансформаторов с устройством РПН напряжение на нагрузке практически не изменяется. Поэтому нагрузки питающих сетей можно характеризовать неизменными значениями полной мощности.

### 2-3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ РЕЖИМА ДЛЯ УЧАСТКА ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ СЕТИ

В симметричной трехфазной линии с нагрузкой на конце при равномерной нагрузке фаз токи в проводах линии одинаковы и имеют одинаковый сдвиг по фазе относительно соответствующих фазных напряжений. Это положение, действительно, не зависит от схемы соединений фаз у потребителей. Поэтому при расчете трехфазных сетей можно рассматривать только один из трех проводов сети и строить векторные диаграммы для фазных напряжений, а затем переходить к междуфазным напряжениям (рис. 2-9, а). Между напряжениями в начале  $\dot{U}_1$  и в конце  $\dot{U}_2$  линий 1—2 существует некоторая разница как по значению, так и по фазе. В дальнейшем условимся геометрическую разность между векторами  $\dot{U}_1$  и  $\dot{U}_2$  называть падением напряжения в линии и обозначать  $\dot{U}_\Delta$  (вектор  $ab$ ), а алгебраическую разность тех же напряжений  $U_1$  и  $U_2$  — поте-

рей напряжения в линии (вектор  $ac$ ) и обозначать  $\Delta \dot{U}$  (рис. 2-9, б).

Рассмотрим воздушную линию трехфазного тока напряжением 35 кВ (рис. 2-10). Обозначим фазное напряжение в начале линии  $\dot{U}_{1\phi}$ , в конце  $\dot{U}_{2\phi}$ . В линии проходит ток  $\dot{I}$ , сдвинутый на угол  $\varphi_2$  от  $\dot{U}_{2\phi}$ . Мощности в начале и в конце линии соответственно равны  $P_1 + jQ_1$  и  $P_2 + jQ_2$ . Допустим, что  $\dot{U}_{2\phi}$ ,  $\dot{I}$  и  $\varphi_2$  известны, необходимо определить  $\dot{U}_{1\phi}$  и угол  $\delta$  между векторами напряжений  $\dot{U}_{1\phi}$  и  $\dot{U}_{2\phi}$ .

Строим векторную диаграмму фазных напряжений и токов. При этом совмещаем вектор  $\dot{U}_{2\phi}$  с осью действительных величин (рис. 2-11) и под заданным углом  $\varphi_2$  откладываем вектор тока  $\dot{I}$ . Строим треугольник падения напряжения в линии  $abf$ ,

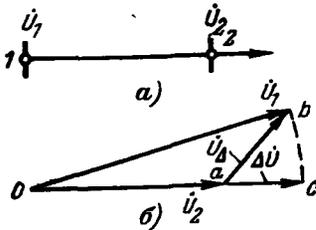


Рис. 2-9. К определению потери напряжения в линии.

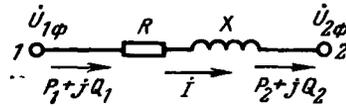


Рис. 2-10. Схема замещения линии напряжением 35 кВ.

где вектор  $ab$  направлен параллельно  $\dot{I}$  и равен падению напряжения в активном сопротивлении  $\dot{I}R$ . Вектор падения напряжения в индуктивном сопротивлении  $bf$ , равный  $jIX$ , направлен перпендикулярно вектору тока. Соединив начало координат  $O$  и вершину  $f$  треугольника падения напряжения в линии, находим вектор фазного напряжения в начале линии  $\dot{U}_{1\phi}$  (вектор  $Of$ ). Необходимо подчеркнуть, что  $R$  и  $X$  — соответственно активное и индуктивное сопротивления одной фазы линии. Потеря напряжения в линии равна отрезку  $am$  (точка  $m$  получена путем пересечения оси действительных значений с дугой, проведенной радиусом  $Of = \dot{U}_{1\phi}$ ); вектор  $af$  — вектор падения напряжения в линии.

Из треугольника  $afd$  находим: катет  $ad = ac + cd = IR \cos \varphi_2 + IX \sin \varphi_2$  и катет  $fd = fe - de = IX \cos \varphi_2 - IR \sin \varphi_2$ .

Теперь можно определить фазное напряжение в начале линии

$$\begin{aligned} \dot{U}_{1\phi} = & \dot{U}_{2\phi} + \dot{I}R \cos \varphi_2 + \dot{I}X \sin \varphi_2 + \\ & + j(\dot{I}X \cos \varphi_2 - \dot{I}R \sin \varphi_2). \end{aligned} \quad (2-18)$$

Ток в линии  $\dot{I} = I_a - jI_p$ , где  $I_a = I \cos \varphi_2$  и  $I_p = I \sin \varphi_2$  — соответственно активная и реактивная составляющие (активный и

реактивный ток) тока нагрузки в линии. Подставив эти значения в (2-18), получим:

$$\begin{aligned}\dot{U}_{1\phi} &= U_{2\phi} + I_a R + I_\phi X + j(I_a X - I_p R) = \\ &= U_{2\phi} + U'_{\Delta\phi} + jU''_{\Delta\phi},\end{aligned}\quad (2-19)$$

где  $U'_{\Delta\phi}$  — продольная составляющая падения напряжения в линии (отрезок  $ad$  на рис. 2-11);  $U''_{\Delta\phi}$  — поперечная составляющая падения напряжения в линии (отрезок  $df$ ).

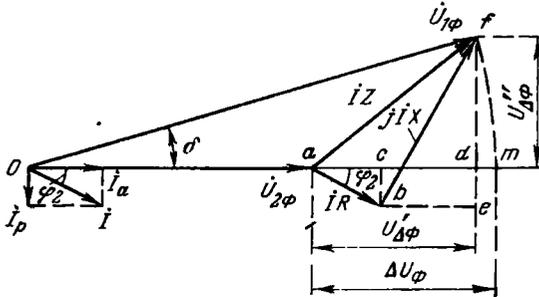


Рис. 2-11. Векторная диаграмма напряжений и токов ВЛ напряжением 35 кВ.

После умножения обеих частей (2-19) на  $\sqrt{3}$  получаем выражение для междуфазного напряжения<sup>1</sup> в начале линии  $\dot{U}_1$ :

$$\begin{aligned}\dot{U}_1 &= U_2 + \sqrt{3}(I_a R + I_p X) + j\sqrt{3}(I_a X - I_p R) = \\ &= U_2 + U'_\Delta + jU''_\Delta,\end{aligned}\quad (2-20)$$

где  $U_2$  — междуфазное напряжение в конце линии.

Вследствие небольшого значения угла  $\delta$  (рис. 2-11) отрезок  $dm$  очень мал, что позволяет в практических расчетах его не учитывать и принимать потерю напряжения в линии равной отрезку  $ad$ , т. е. продольной составляющей падения напряжения в линии:

$$\Delta U = \sqrt{3}(I_a R + I_p X).\quad (2-21)$$

Умножив и разделив все члены правой части (2-20), начиная со второго, на междуфазное напряжение в конце линии  $U_2$ , получим после несложных преобразований:

$$\dot{U}_1 = U_2 + \frac{P_2 R + Q_2 X}{U_2} + j \frac{P_2 X - Q_2 R}{U_2},\quad (2-22)$$

<sup>1</sup> Указанное вычисление междуфазных напряжений является условным. При этом правильно определяются только модули междуфазных напряжений, а аргументы их условно принимаются такими же, как и для фазных напряжений. Для расчетов рабочих режимов сетей принятое допущение не имеет значения. Однако его следует иметь в виду в тех случаях, когда необходимо знать действительные значения аргументов для междуфазных напряжений.

где  $P_2$  и  $Q_2$  — активная и реактивная мощности трех фаз в конце линии.

В (2-22) напряжение в начале линии определено по известным значениям напряжения и мощности в конце линии. Проведя аналогичные рассуждения, можно получить уравнение для определения напряжения в конце линии по известным значениям мощности и напряжения в начале линии:

$$\dot{U}_2 = U_1 - \frac{P_1 R + Q_1 X}{U_1} - j \frac{P_1 X - Q_1 R}{U_1}. \quad (2-23)$$

Следует подчеркнуть, что для более точного определения напряжений  $\dot{U}_1$  и  $\dot{U}_2$  в правые части (2-22) и (2-23) необходимо подставлять значения  $P_2$ ,  $Q_2$  и  $U_2$  или соответственно значения  $P_1$ ,  $Q_1$  и  $U_1$ . Если напряжения в начале и в конце линии неизвестны, а известны лишь мощности, например, в конце линии  $P_2$  и  $Q_2$  и номинальное напряжение линии  $U_n$ , то продольную и поперечную составляющие падения напряжения в линии можно оценить приближенно по формулам:

$$U'_\Delta = \frac{P_2 R + Q_2 X}{U_n} \quad \text{и} \quad U''_\Delta = \frac{P_2 X - Q_2 R}{U_n}. \quad (2-24)$$

Значения модулей напряжения  $U_1$  и  $U_2$  могут быть найдены в соответствии с (2-22) и (2-23). После несложных преобразований с разложением в ряд и пренебрежением членами высшего порядка получим:

$$U_1 = \sqrt{(U_2 + U'_\Delta)^2 + (U''_\Delta)^2} \approx U_2 + U'_\Delta + \frac{(U''_\Delta)^2}{2(U_2 + U'_\Delta)} = U_2 + \Delta U.$$

Здесь

$$\Delta U = U'_\Delta + \frac{(U''_\Delta)^2}{2(U_2 + U'_\Delta)} \approx U'_\Delta + \frac{(U''_\Delta)^2}{2U_n},$$

$$U_2 = \sqrt{(U_1 - U'_\Delta)^2 + (U''_\Delta)^2} \approx U_1 - U'_\Delta + \frac{(U''_\Delta)^2}{2(U_1 - U'_\Delta)} = U_1 - \Delta U,$$

где (при заданном напряжении у питающего конца <sup>1)</sup>)

$$\Delta U = U'_\Delta - \frac{(U''_\Delta)^2}{2(U_1 - U'_\Delta)} \approx U'_\Delta - \frac{(U''_\Delta)^2}{2U_n}.$$

<sup>1</sup> Если заданным является напряжение у приемного конца, то поперечная составляющая увеличивает потерю напряжения.

При расчетах линии напряжением 110 кВ и ниже не учитывают поперечную составляющую падения напряжения, что дает ошибку не более долей процента. Тогда эти формулы приобретают вид:

$$U_1 \approx U_2 + \frac{P_2 R + Q_2 X}{U_2};$$

$$U_2 \approx U_1 - \frac{P_1 R + Q_1 X}{U_1}.$$

Из этих формул видно, что потеря напряжения в линии в значительной степени зависит от ее нагрузки. Чем больше мощности, протекающие по линии, тем больше потеря напряжения в ней. Отсюда следует, что в режиме наибольших нагрузок потеря напряжения в линии значительно превышает потерю напряжения в режиме наименьших нагрузок.

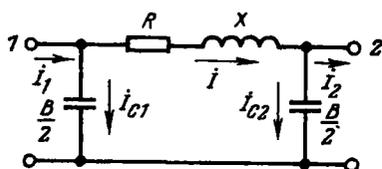


Рис. 2-12. Схема замещения ВЛ напряжением 110 кВ.

На потерю напряжения в линии влияет и коэффициент мощности нагрузки. При заданной активной мощности нагрузки  $P_2$  увеличение ее коэффициента мощности  $\cos \varphi_2$  уменьшает требуемую реактивную мощность нагрузки  $Q_2$ , а следовательно, снижает и потерю напряжения в линии. Таким образом, улучшение коэффициента мощности нагрузки благоприятно влияет на режим напряжений в линии, что снижает потерю напряжения в ней.

До сих пор мы не учитывали влияния емкости линии на значение напряжений на ее концах. Рассмотрим теперь линию напряжением 110 кВ. Схема замещения этой линии дана на рис. 2-12, векторная диаграмма токов и напряжений — на рис. 2-13, а.

Ток нагрузки в конце линии  $I_2$  отстает от фазного напряжения  $U_{2\phi}$ , совмещенного с осью действительных значений, на угол  $\varphi_2$ . Ток  $I_{C2}$ , обусловленный половиной емкости линии в конце схемы замещения ее, опережает напряжение  $U_{2\phi}$  на  $90^\circ$ . Напомним, что половина емкостного тока в конце линии  $I_{C2}$  равна напряжению в конце  $U_{2\phi}$ , умноженному на половину емкостной проводимости линии  $b/2$ :

$$I_{C2} = U_{2\phi} b/2.$$

Через активное  $R$  и индуктивное  $X$  сопротивления схемы замещения линии проходит ток  $I$ , равный сумме токов  $I_2$  и  $I_{C2}$ . Построим треугольники падения напряжения в сопротивлениях линии от тока  $I_2$  и от тока  $I_{C2}$ . Треугольник падения напряжения  $abf$  в линии от тока  $I_2$  (рис. 2-13, а) практически не отли-

чается от треугольника  $abf$  на рис. 2-11, если ток  $I$  и сопротивление  $R$  и  $X$  на схеме на рис. 2-10 и ток  $I_2$  и сопротивления линии на схеме на рис. 2-12 равны между собой.

К вершине  $f$  треугольника  $abf$  пристраиваем треугольник падения напряжения  $dcf$  от прохождения по линии тока  $I_{c2}$ . Соединив начало координат  $0$  с вершиной  $d$  треугольника  $dcf$ , получим вектор фазного напряжения в начале линии  $\dot{U}_{1\phi}$ . Ток

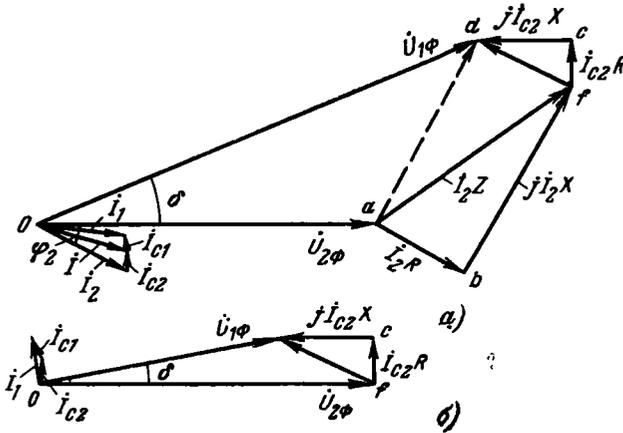


Рис. 2-13. Векторные диаграммы напряжений и токов ВЛ напряжением 110 кВ.

$a$  — нормальный режим;  $b$  — холостой ход.

в начале линии  $I_1$  равен сумме тока  $I$  и тока в половине емкости линии  $I_{c1}$ , приключенной в начале схемы замещения. Ток  $I_{c1}$  опережает фазное напряжение  $\dot{U}_{1\phi}$  на  $90^\circ$  и равен:

$$I_{c1} = U_{1\phi} b / 2.$$

Из сравнения векторных диаграмм линий на рис. 2-11 и 2-13,  $a$  очевидно, что наличие емкостных токов в линии уменьшает продольную составляющую падения напряжения  $U'_{\Delta\phi}$  и увеличивает его поперечную составляющую  $U''_{\Delta\phi}$ , т. е. уменьшает потерю напряжения в линии и увеличивает угол сдвига  $\delta$  между напряжениями в начале и в конце линии. Поскольку для большинства линий поперечной составляющей падения напряжения можно пренебречь, то можно заключить, что в нормальном режиме работы емкость линии (с напряжением не выше 220 кВ) благоприятно влияет на работу линии, снижает потерю напряжения в ней.

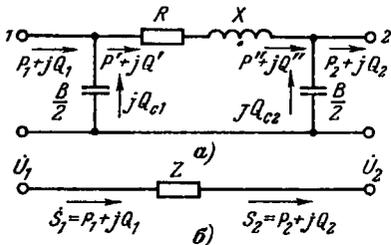
Рассмотрим влияние емкости на работу линии в режиме холостого хода, когда ток нагрузки  $I_2 = 0$ . Построив векторную диаграмму для линии (рис. 2-13,  $b$ ), видим, что в режиме

холостого хода напряжение в конце линии  $U_{2\phi}$  выше напряжения в ее начале  $U_{1\phi}$ :

$$U_{2\phi} > U_{1\phi}.$$

Заметное повышение напряжения в режиме холостого хода наблюдается в ВЛ напряжением 220 кВ и выше и в кабельных линиях напряжением 110 кВ и выше. Так, в ВЛ напряжением 220 кВ длиной 250 км повышение напряжения достигает 5—6%.

*Определение потерь мощности в линии* рассмотрим для схемы замещения, представленной на рис. 2-14. Мощность в конце продольного сопротивления линии  $\dot{S}''$  равна мощности нагрузки  $P_2 + jQ_2$ , уменьшенной на мощность  $jQ_{C2}$ , генерируемую половиной емкости линии и условно приключенную в конце схемы замещения линии:



$$\dot{S}'' = P'' + jQ'' = P_2 + jQ_2 - jQ_{C2},$$

Рис. 2-14. Схема замещения линии.

*a* — к определению потерь мощности в линии; *б* — к определению параметров режима по концам линии.

где

$$Q_{C2} = \sqrt{3} I_{C2} U_2 = U_2^2 \frac{B}{2} \approx U_n^2 \frac{B}{2}.$$

Мощность в начале продольного сопротивления линии  $\dot{S}'$  равна мощности  $\dot{S}''$  в конце линии, увеличенной на значение потерь мощности в линии

$$\dot{S}' = P' + jQ' = P'' + jQ'' + \Delta P_n + j\Delta Q_n,$$

где

$$\Delta P_n = \frac{(P'')^2 + (Q'')^2}{U_2^2} R' \quad \text{и} \quad \Delta Q_n = \frac{(P'')^2 + (Q'')^2}{U_2^2} X. \quad (2-25)$$

Мощность в начале линии  $\dot{S}_1$  равна мощности в начале продольного сопротивления  $\dot{S}'$ , уменьшенной на мощность  $Q_{C1}$ , генерируемую половиной емкости линии и приключенную в начале схемы замещения линии:

$$\dot{S}_1 = P_1 + jQ_1 = P' + jQ' - jQ_{C1},$$

где

$$Q_{C1} = U_1^2 \frac{B}{2} \approx U_n^2 \frac{B}{2}.$$

*Связь параметров режима по концам линии.* При анализе условий работы линий в ряде случаев оказывается целесообразным использовать зависимость, связывающую передаваемую по линии мощность и значения фазы напряжений на ее концах.

Если модули напряжений по концам линии поддерживаются неизменными, то изменение мощностей  $\dot{S}_1$  и  $\dot{S}_2$  (рис. 2-14, б) обуславливается изменением угла  $\delta$  между векторами напряжений  $\dot{U}_1$  и  $\dot{U}_2$  (см. рис. 2-13). При этом могут быть построены круговые диаграммы мощности.

Если линия представлена полным сопротивлением  $Ze^{j\psi}$ , то могут быть записаны следующие соотношения между параметрами режима по ее концам [41, т. II]:

$$P_1 = \frac{U_1^2}{Z} \sin \alpha + \frac{U_1 U_2}{Z} \sin (\delta - \alpha);$$

$$Q_1 = \left[ \frac{U_1^2}{Z} \cos \alpha - \frac{U_1 U_2}{Z} \cos (\delta - \alpha) \right];$$

$$P_2 = \frac{U_1 U_2}{Z} \sin (\delta + \alpha) - \frac{U_2^2}{Z} \sin \alpha;$$

$$Q_2 = \frac{U_1 U_2}{Z} \cos (\delta + \alpha) - \left[ \frac{U_2^2}{Z} \cos \alpha \right],$$

где  $\alpha = 90^\circ - \psi$ . Эти формулы удобны при расчетах линий, по концам которых поддерживаются различные по значению и фазе напряжения (обычно линии напряжением 220 кВ). Аналогичные соотношения для более сложных схем замещения рассмотрены в [31, 41, т. II].

Из приведенных соотношений видно, что между параметрами режима по концам линий существует определенная взаимосвязь. Поэтому изменение одних параметров обуславливает совершенно определенное изменение других параметров режима.

*Определение параметров режима трансформаторов* производится аналогично их определению для линии. Схема замещения двухобмоточного трансформатора представлена на рис. 2-15. Напряжение  $U_2$ , заданное на стороне вторичного напряжения трансформатора, приводим к напряжению высшей стороны умножением на коэффициент трансформации  $k_T$ :

$$U_{2(\text{вн})} = U_2 k_T. \quad (2-26)$$

Находим приближенное значение модуля на зажимах первичной обмотки  $U_1$  без учета влияния поперечной составляющей падения напряжения в трансформаторе, руководствуясь упрощенной формулой (2-22, б):

$$U_1 = U_{2(\text{вн})} + \Delta U_T = U_{2(\text{вн})} + \frac{P_2 R_T + Q_2 X_T}{U_{2(\text{вн})}}.$$

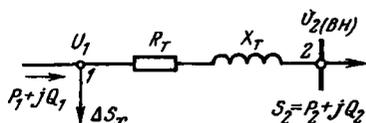


Рис. 2-15. К определению параметров двухобмоточного трансформатора.

Потерю напряжения в трансформаторе можно также определять по упрощенной формуле:

$$\Delta U_{т\%} \approx U'_{\Delta т\%} = (e_{а\%} \cos \varphi + e_{р\%} \sin \varphi) \frac{S_2}{S_H}, \quad (2-27)$$

где  $e_{а\%} \approx R_{т\%} = \frac{\Delta P_k}{S_H} \cdot 100$  и  $e_{р\%}$  — активная и индуктивная составляющие напряжения короткого замыкания, %;  $\cos \varphi$  — коэффициент мощности нагрузки;  $S_H$  — номинальная мощность трансформатора. Для крупных трансформаторов  $e_a$  мало и  $e_p \approx e_k$ . Тогда

$$\Delta U_{т\%} \approx e_{к\%} \frac{S_2 \sin \varphi}{S_H} = e_{к\%} \frac{Q_2}{S_H}. \quad (2-27a)$$

Поперечная составляющая падения напряжения в трансформаторе может быть определена по формуле

$$U'_{\Delta т\%} = (e_{р\%} \cos \varphi - e_{а\%} \sin \varphi) \frac{S_2}{S_H}. \quad (2-27б)$$

#### 2-4. РАСЧЕТ РАБОЧЕГО РЕЖИМА РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОЙ СЕТИ

Как указано в § 2-1, в распределительных сетях протяженность отдельных участков относительно невелика. Значения потерь напряжения и потерь мощности на отдельных участках также малы, поэтому при расчетах параметров режима потери мощности обычно не учитывают. Напряжения в отдельных пунктах сети практически близки к номинальному значению, в связи с этим задающие токи могут быть достаточно определены с использованием номинального напряжения:

$$-j = \frac{\bar{S}}{\sqrt{3} U_H}.$$

Схема замещения сети при этом получается линейной. Напряжения распределительных сетей сравнительно малы, поэтому емкостные проводимости линий практически не оказывают влияния на параметры режима сети. В схеме замещения линий учитываются только продольные сопротивления (см. рис. 2-4, б, в).

В разомкнутой распределительной сети ток или мощность на любом участке  $j$  определяется непосредственно путем суммирования  $n$  нагрузок, получающих питание по данному участку сети:

$$\left. \begin{aligned} j_j &= - \sum_{i=1}^n j_i = - \frac{1}{\sqrt{3} U_H} \sum_{i=1}^n \bar{S}_i; \\ P_j + jQ_j &= \sum_{i=1}^n (P_i + jQ_i). \end{aligned} \right\} \quad (2-28)$$

Потери напряжения на любом участке  $j$  схемы сети определяются в соответствии с формулами (2-21) и (2-24). В линии, состоящей из  $m$  последовательно включенных по пути передачи электроэнергии участков, потеря напряжения определяется:

$$\begin{aligned} \Delta U &= \sum_{j=1}^m \Delta U_j = \sqrt{3} \sum_{j=1}^m I_j (R_j \cos \varphi_j + X_j \sin \varphi_j) = \\ &= \sqrt{3} \sum_{j=1}^m (I_{aj} R_j + I_{vj} X_j) = \frac{1}{U_n} \sum_{j=1}^m (P_j R_j + Q_j X_j). \end{aligned} \quad (2-29)$$

При одинаковом сечении проводов или кабелей на всех  $m$  участках сети погонные сопротивления  $r$  и  $x$  одинаковы. Тогда (2-29) упрощается:

$$\Delta U = \sqrt{3} (r \cos \varphi + x \sin \varphi) \sum_{j=1}^m I_j l_j = \frac{(r \cos \varphi + x \sin \varphi)}{U_n} \sum_{j=1}^m S_j l_j, \quad (2-29a)$$

где  $l_j$  — длина участка  $j$  сети.

Сумма произведений токов или мощностей нагрузок на длины или сопротивления участков сети может получаться так, как показано в (2-29) и (2-29a). Однако эти формулы могут быть образованы и по-другому. Например, (2-29a) может быть записана следующим образом:

$$\Delta U = \frac{1}{U_n} \sum_{i=1}^n (P_i R_{0i} + Q_i X_{0i}),$$

где  $R_{0i}$ ,  $X_{0i}$  — сопротивления от пункта 0 до пункта  $i$  сети. Аналогично могут быть записаны и остальные выражения в (2-29) и (2-29a).

Потери мощности на участке  $j$  могут быть определены по (2-25). Для сети, состоящей из  $m$  участков, независимо от их схемы соединения потери мощности равны:

$$\left. \begin{aligned} \Delta P &= \sum_{j=1}^m \Delta P_j = 3 \sum_{j=1}^m I_j^2 R_j = \frac{1}{U_n^2} \sum_{j=1}^m (P_j^2 + Q_j^2) R_j; \\ \Delta Q &= \sum_{j=1}^m \Delta Q_j = 3 \sum_{j=1}^m I_j^2 X_j = \frac{1}{U_n^2} \sum_{j=1}^m (P_j^2 + Q_j^2) X_j. \end{aligned} \right\} \quad (2-30)$$

Относительное значение потерь активной мощности на участках сети характеризует к. п. д. передачи электроэнергии. Обычно потери активной мощности в сети одного напряжения не превышают 5%. Потери реактивной мощности во многих случаях могут существенно превышать потери активной мощности.

Потери электроэнергии  $\Delta W_i$  для какого-либо режима определяются в зависимости от его длительности  $t_i$ :

$$\Delta W_i = \Delta P_i t_i. \quad (2-31)$$

Суммарные потери за длительный период времени, например за год, определяются путем суммирования потерь для отдельных режимов:

$$\Delta W = \sum_{i=1}^n W_i = \sum_{i=1}^n \Delta P_i t_i,$$

где  $n$  — число рассматриваемых рабочих режимов.

**Пример 2-1.** Определить наибольшие потери напряжения и потери мощности в разветвленной воздушной трехфазной сети напряжением 10 кВ ( $D_{ор} = 1$  м), выполненной алюминиевыми проводами (рис. 2-16). На схеме указаны нагрузки в киловаттах и киловарах, длины участков сети в метрах и марки проводов. Погонные сопротивления для проводов марки А-70  $r+jx = 0,46 + j0,341$  Ом/км; марки А-35 —  $0,92 + j0,366$  Ом/км.

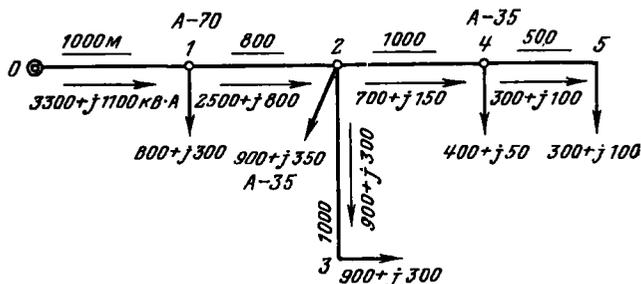


Рис. 2-16. Схема сети к примеру 2-1.

**Решение.** Мощности нагрузки отдельных участков сети получены суммированием нагрузок отдельных потребителей [см. (2-28)]. Например, мощность нагрузки участка 1—2 равна:

$$\begin{aligned} P_{1-2} + jQ_{1-2} &= P_5 + jQ_5 + P_4 + jQ_4 + P_3 + jQ_3 + P_2 + jQ_2 = \\ &= 300 + j100 + 400 + j50 + 900 + j300 + 900 + j350 = 2500 + j800 \text{ кВ} \cdot \text{А}. \end{aligned}$$

Потери напряжения определим по (2-29). На участке 2—5

$$\Delta U_{2-5} = \frac{1}{10} (300 \cdot 0,92 \cdot 0,5 + 100 \cdot 0,366 \cdot 0,5 + 700 \cdot 0,92 \cdot 1 + 150 \cdot 0,366 \cdot 1) \approx 84,8 \text{ В};$$

на участке 2—3

$$\Delta U_{2-3} = \frac{1}{10} (900 \cdot 0,92 \cdot 1 + 300 \cdot 0,366 \cdot 1) \approx 93 \text{ В};$$

на участке 0—2

$$\begin{aligned} \Delta U_{0-2} &= \frac{1}{10} (3300 \cdot 0,46 \cdot 1 + 1100 \cdot 0,341 \cdot 1 + 2500 \cdot 0,46 \cdot 0,8 + 800 \times \\ &\quad \times 0,341 \cdot 0,8) = 298 \text{ В}. \end{aligned}$$

Наибольшие потери напряжения получаются на участке 0—2—3:

$$\Delta U_{нб} = \Delta U_{0-2-3} = 298 + 93 = 391 \text{ В};$$

$$\Delta U_{\%} = \frac{0,391}{10} \cdot 100 = 3,9\%.$$

Потери активной мощности в сети [см. (2-30)]:

$$\Delta P = \frac{1}{10^3} \{ [(3,3^2 + 1,1^2) \cdot 1 + (2,5^2 + 0,8^2) \cdot 0,8] \cdot 0,46 + [(0,7^2 + 0,15^2) \cdot 1 + (0,3^2 + 0,1^2) \cdot 0,5 + (0,9^2 + 0,3^2) \cdot 1] \cdot 0,92 \} \cdot 10^3 = 92,5 \text{ кВт},$$

или

$$\Delta P_{\%} = \frac{92,5}{3300} \cdot 100 = 2,8\%,$$

что является приемлемым.

Оценим потери реактивной мощности в сети:

$$\Delta Q = \frac{1}{10^3} \{ [(3,3^2 + 1,1^2) \cdot 1 + (2,5^2 + 0,8^2) \cdot 0,8] \cdot 0,341 + [(0,7^2 + 0,15^2) \cdot 1 + (0,3^2 + 0,1^2) \cdot 0,5 + (0,9^2 + 0,3^2) \cdot 1] \cdot 0,366 \} \cdot 10^3 = 65 \text{ квар},$$

или

$$\Delta Q_{\%} = \frac{65}{1100} \cdot 100 = 5,9\%.$$

Кольцевая сеть является простейшей замкнутой сетью (рис. 2-17, а). Она содержит один замкнутый контур. Радиальные ответвления (линия 3—4 на рис. 2-17, а) заменяются эквивалентной нагрузкой (нагрузка узла 3 на схеме рис. 2-17, б). Кольцевую схему сети часто представляют в виде линии с двусторонним питанием (рис. 2-18) с двумя пунктами питания. На-

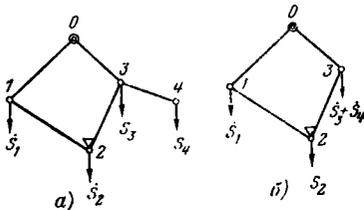


Рис. 2-17. Кольцевая схема распределительной сети.

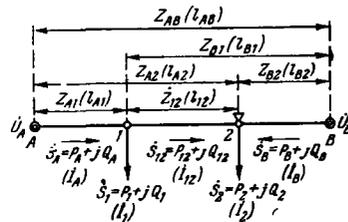


Рис. 2-18. Линия с двусторонним питанием.

пряжения их одинаковы по значению и по фазе. В кольцевой сети, как и во всякой замкнутой схеме, распределение токов или мощностей по участкам сети зависит от нагрузок потребителей и от параметров сети. Определение распределения мощностей рассмотрим для линии распределительной сети с двусторонним питанием от источников А и В. К линии подключены нагрузки 1 и 2. В общем случае количество нагрузок может быть любым. Известны марки проводов, сопротивления участков сети и нагрузки пунктов 1 и 2. Предположим, что распределение мощностей (токов) по участкам сети найдено. Выявлена точка раздела мощностей, в которую мощности в нормальном режиме притекают с двух сторон. На рис. 2-18 раздел мощностей условно предположен в пункте 2, который отмечен знаком  $\nabla$ .

При равенстве напряжений источников питания на основании второго закона Кирхгофа можно написать:

$$\begin{aligned} \dot{U}_A - \dot{U}_B &= \frac{\bar{S}_A Z_{A1}}{U_H} + \frac{\bar{S}_{12} Z_{12}}{U_H} - \frac{\bar{S}_B Z_{B2}}{U_H} = \\ &= \frac{\dot{S}_A \bar{Z}_{A1}}{U_H} + \frac{\dot{S}_{12} \bar{Z}_{12}}{U_H} - \frac{\dot{S}_B \bar{Z}_{B2}}{U_H} = 0. \end{aligned} \quad (2-32)$$

Потери мощности не учитываются, поэтому можно записать:

$$\dot{S}_A + \dot{S}_B = \dot{S}_1 + \dot{S}_2 \quad \text{или} \quad \dot{S}_B = \dot{S}_1 + \dot{S}_2 - \dot{S}_A \quad \text{и} \quad \dot{S}_{12} = \dot{S}_A - \dot{S}_1.$$

Подставив значения мощностей в (2-32) и умножив все члены его на  $U_H$ , получим:

$$\dot{S}_A \bar{Z}_{A1} + (\dot{S}_A - \dot{S}_1) \bar{Z}_{12} - (\dot{S}_1 + \dot{S}_2 - \dot{S}_A) \bar{Z}_{B2} = 0$$

или

$$\dot{S}_A (\bar{Z}_{A1} + \bar{Z}_{12} + \bar{Z}_{B2}) - \dot{S}_1 (\bar{Z}_{12} + \bar{Z}_{B2}) - \dot{S}_2 \bar{Z}_{B2} = 0,$$

откуда находим значение мощности, вытекающей из источника  $A$ :

$$\dot{S}_A = \frac{\dot{S}_1 (\bar{Z}_{12} + \bar{Z}_{B2}) + \dot{S}_2 \bar{Z}_{B2}}{\bar{Z}_{A1} + \bar{Z}_{12} + \bar{Z}_{B2}} = \frac{\dot{S}_1 \bar{Z}_{B1} + \dot{S}_2 \bar{Z}_{B2}}{Z_{AB}}$$

или

$$\dot{S}_A = \frac{\sum_{i=1}^n \dot{S}_i \bar{Z}_{Bi}}{Z_{AB}}. \quad (2-33)$$

Аналогично можно вывести формулу для определения мощности, вытекающей из источника  $B$ :

$$\dot{S}_B = \frac{\dot{S}_1 \bar{Z}_{A1} + \dot{S}_2 \bar{Z}_{A2}}{\bar{Z}_{AB}} = \frac{\sum_{i=1}^n \dot{S}_i \bar{Z}_{Ai}}{\bar{Z}_{AB}}, \quad (2-33a)$$

где  $i$  — порядковый номер нагрузки, присоединенной к линии;  $Z_{Ai}$  — сопротивление участка линии  $Ai$ , т. е. от источника  $A$  до места присоединения нагрузки  $i$ ;  $Z_{Bi}$  — сопротивление участка линии  $Bi$ , т. е. от источника  $B$  до места присоединения нагрузки  $i$ . Таким образом, нагрузка источника питания определяется суммой произведений нагрузок на сопряженные значения полных сопротивлений линии от места присоединения нагрузок до противоположного источника питания, поделенной на сопряженное значение полного сопротивления линии между источниками питания.

Очевидно, что  $\sum \dot{S}_i = \dot{S}_A + \dot{S}_B$ ,  
откуда

$$\dot{S}_B = \sum \dot{S}_i - \dot{S}_A.$$

Выражения для определения токов, вытекающих из источников питания, записываются следующим образом:

$$I_A = \frac{\sum_{i=1}^n I_i Z_{Bi}}{Z_{AB}} \quad \text{и} \quad I_B = \frac{\sum_{i=1}^n I_i Z_{Ai}}{Z_{AB}} \quad (2-34)$$

или

$$I_B = \sum I_i - I_A.$$

При одинаковом сечении проводов вдоль всей линии  $A-B$  формулы (2-33) и (2-34) упрощаются и принимают вид:

$$\dot{S}_A = \frac{(r - jx) \sum_{i=1}^n S_i I_{Bi}}{(r - jx) l_{AB}} = \frac{\sum_{i=1}^n \dot{S}_i I_{Bi}}{l_{AB}} \quad (2-35)$$

и

$$I_A = \frac{\sum_{i=1}^n I_i I_{Bi}}{l_{AB}}.$$

Зная мощности (токи), вытекающие из источников питания, нетрудно определить мощности нагрузок всех участков линии и точку раздела мощностей. В зависимости от коэффициентов мощности нагрузок потребителей точки раздела активной и реактивной мощностей могут не совпадать. Поэтому на некоторых участках сети активные и реактивные мощности могут протекать в разных направлениях. Знак раздела  $\nabla$  обычно относят к точке раздела активных мощностей.

Если напряжения источников питания не равны, то по всей линии  $A-B$  в направлении от источника питания с большим напряжением к источнику с меньшим напряжением протекает сквозной уравнивающий ток  $I_{ур}$  или уравнивающая мощность  $\dot{S}_{ур}$ . Значение их определяется разностью напряжений источников питания и сопротивлением линии:

$$I_{ур} = \frac{U_A - U_B}{\sqrt{3} Z_{AB}} \quad \text{и} \quad \dot{S}_{ур} = \sqrt{3} \bar{I}_{ур} U_n = \frac{(\bar{U}_A - \bar{U}_B) U_n}{Z_{AB}}. \quad (2-36)$$

Соответственно изменяются мощности (токи) нагрузки источников и на отдельных участках линии.

*Потери напряжения* в замкнутых сетях определяют для нормального и послеаварийного режимов работы. В нормальном режиме наибольшая потеря напряжения в линии с двусторонним питанием без ответвлений будет на участке сети от источника до точки раздела мощностей (токов). В линии с двусторонним питанием с ответвлениями (рис. 2,17, а) наибольшая потеря

напряжения может быть либо на участке 0—2 между источником и точкой раздела мощностей, либо на участке 0—3—4 от источника до наиболее удаленной точки 4 сети.

Наиболее тяжелым послеаварийным режимом для линии с двусторонним питанием является отключение более загруженного головного участка, например участка 0—3 линии на рис. 2-17, б. Наибольшая потеря напряжения в сети при этом определяется так же, как и для разомкнутой сети.

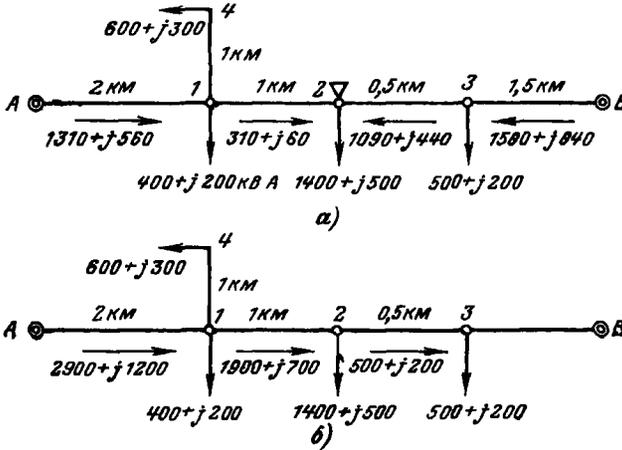


Рис. 2-19. Схема линии распределительной сети с двусторонним питанием к примеру 2-2.

а — нормальный режим работы; б — послеаварийный режим (отключение линии B—3).

**Пример 2-2.** Определить наибольшую потерю напряжения и потери активной мощности в воздушной линии трехфазного тока напряжением 6 кВ, питающейся от двух источников A и B (рис. 2-19, а). Линия A—B выполнена проводом марки А-70, линия 1—4 — марки А-35. Погонные сопротивления проводов марки А-70;  $r + jx = 0,46 + j0,341$  и марки А-35— $0,92 + j0,366$  Ом/км. Напряжения источников равны по значению и по фазе.

**Решение.** Суммарная нагрузка потребителей сети

$$\sum \dot{S} = 1000 + j500 + 1400 + j500 + 500 + j200 = 2900 + j1200 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Мощность нагрузки источника A по (2-35)

$$\dot{S}_A = \frac{\sum_{i=1}^n \dot{S}_i l_{Bi}}{l_{AB}} = \frac{(1000 + j500) 3 + (1400 + j500) 2 + (500 + j200) 1,5}{5} = 1310 + j560 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Мощность нагрузки источника B

$$\dot{S}_B = \sum \dot{S}_i - \dot{S}_A = 2900 + j1200 - 1310 - j560 = 1590 + j640 \text{ кВ} \cdot \text{А}.$$

Распределение мощностей нагрузок на других участках сети показано на рис. 2-19, а.

Наибольшая потеря напряжения будет на участке  $A-1-4$ , потеря напряжения на участке  $A-2$  (или, что то же, на участке  $B-2$ ) будет меньше, так как значения нагрузки и сопротивления линии  $1-2$  меньше соответствующих значений для линии  $1-4$ . Потеря напряжения на участке  $A-1-4$  по (2-29)

$$\Delta U_{\text{нб}} = \frac{1}{6} (1310 \cdot 0,46 \cdot 2 + 560 \cdot 0,341 \cdot 2 + 600 \cdot 0,92 \cdot 1 + 300 \cdot 0,366 \cdot 1) = 370 \text{ В,}$$

или

$$\Delta U_{\%} = \frac{370}{6000} \cdot 100 = 6,15\%.$$

При отключении линии  $B-3$  наибольшая потеря напряжения будет на участке  $A-3$  (распределение мощностей показано на рис. 2-19, б):

$$\Delta U_{A-3} = \frac{1}{6} (2900 \cdot 2 + 1920 \cdot 1 + 500 \cdot 0,5) \cdot 0,46 + (1200 \cdot 2 + 700 \cdot 1 + 200 \cdot 0,5) \times \\ \times 0,431 = 780 \text{ В (13\%).}$$

Таким образом, в послеаварийном режиме потеря напряжения более чем в 2 раза превышает  $\Delta U_{\text{нб}}$  в нормальном режиме. Однако это может быть допущено, поскольку длительность послеаварийного режима невелика.

Потери активной мощности в нормальном режиме работы сети [см. (2-30)]

$$\Delta P = \frac{1}{6^2} (1,31^2 + 0,56^2) 2 + (0,31^2 + 0,06^2) 1 + (1,09^2 + 0,44^2) 0,5 + \\ + (1,59^2 + 0,64^2) 1,5 \cdot 0,46 + (0,6^2 + 0,3^2) 1 \cdot 0,92 \cdot 10^3 = 127 \text{ кВт,}$$

или

$$\Delta P_{\%} = \frac{127}{2900 \cdot 100} = 4,4\%, \text{ что является приемлемым.}$$

## 2-5. ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАБОЧЕГО РЕЖИМА ПИТАЮЩЕЙ СЕТИ

По сравнению с распределительными в питающих сетях имеются несколько большие потери напряжения, а следовательно, и большие отклонения от номинального напряжения и различия по фазе между напряжениями в отдельных пунктах. Поэтому для питающих сетей определение токов нагрузок по номинальному напряжению может приводить к существенным ошибкам. В ряде случаев для питающих сетей напряжением 220 кВ и выше необходимо учитывать поперечную составляющую падения напряжения. В связи с этим методы расчета распределительных сетей в случае питающих сетей могут быть использованы только для приближенных оценочных расчетов.

Обычно для питающих сетей заданными являются напряжение источника питания и полные мощности нагрузок или активные мощности и значения коэффициента мощности  $\cos \varphi$  или коэффициента реактивной мощности  $\operatorname{tg} \varphi$  нагрузок. Поэтому необходимо знать значения полных мощностей у источника питания. Они слагаются из суммарной мощности нагрузок и потерь мощности в сети. Определение потерь мощности целесо-

образно начинать с наиболее удаленных участков сети. В начале расчетов напряжения в узлах сети неизвестны, схема замещения сети таким образом оказывается нелинейной и расчеты рабочих режимов резко усложняются. Для относительно небольших участков питающих сетей напряжением 110—220 кВ, рассчитываемых вручную, обычно используют приближенные методы расчетов. Точность получаемых результатов в большинстве практических случаев оказывается вполне достаточной.

*Расчет разомкнутых питающих сетей* при этом производится следующим образом. Определение потерь мощности производится приближенно по номинальному напряжению в соответствии с (2-25). Суммируя мощности нагрузок и потери мощности по пути от конца линий к их началу, получают мощности в начале линий, отходящих от источников питания. Вычитая значения потерь напряжений из заданного значения напряжения на шинах источника, получают значения напряжений во всех пунктах сети. При этом для сетей с напряжениями 110—150 кВ можно не учитывать поперечную составляющую падения напряжения.

**Пример 2-3.** Определить параметры схемы замещения и рассчитать параметры рабочего режима двухцепной линии напряжением 220 кВ длиной 200 км с проводами марки АСО-300,  $D_{ср} = 9$  м. В конце линии присоединены два автотрансформатора с коэффициентом трансформации 230/121/11 кВ мощностью по 125 МВ·А. Нагрузка автотрансформаторов на стороне 110 кВ равна  $120 + j50$  МВ·А, на стороне 10 кВ —  $30 + j20$  МВ·А. В начале линии поддерживается напряжение 250 кВ (рис. 2-20, а).

Параметры из паспорта автотрансформатора: потеря холостого хода  $\Delta P_x = 85$  кВт; соотношение номинальных мощностей обмоток ВН, СН и НН — 100/100/50%; потери короткого замыкания:

$$\Delta P_{к. в-с} = 290 \text{ кВт}, \quad \Delta P'_{к. в-н} = 145 \text{ кВт}, \quad \Delta P'_{к. с-н} = 145 \text{ кВт};$$

напряжения короткого замыкания:

$$e_{к. в-с} = 11\%, \quad e_{к. в-н} = 31\%, \quad e_{к. с-н} = 19\%;$$

ток холостого хода равен 0,5%. Номинальная мощность автотрансформатора равна его проходной мощности, а типовая — мощности обмотки НН. Напряжения короткого замыкания отнесены к номинальной мощности,  $\Delta P_{к. в-с}$  — к номинальной мощности, а  $\Delta P_{к. в-н}$  и  $\Delta P_{к. с-н}$  — к типовой мощности.

Определить также повышение напряжения в конце линии при отключении выключателя в точке А (рис. 2-20, а).

**Решение.** Схема замещения линии представлена продольным сопротивлением  $Z_d$  и генерируемой емкостью реактивной мощностью  $jQ_c$  по его концам. Погонные параметры линии:  $r = 0,108$  Ом/км;  $x = 0,422$  Ом/км;  $b_c = 2,62 \times 10^{-6}$  См/км.

Активное сопротивление линии

$$R = r l / 2 = 0,108 \cdot 200 / 2 = 10,8 \text{ Ом};$$

индуктивное сопротивление

$$X = x l / 2 = 0,422 \cdot 200 / 2 = 42,2 \text{ Ом};$$

емкостная проводимость

$$B_c / 2 = 2 b_c l / 2 = 2 \cdot 2,62 \cdot 10^{-6} \cdot 200 / 2 = 5,24 \cdot 10^{-4} \text{ См}.$$

Реактивная мощность, генерируемая половинной двухцепной линией,

$$Q_C = 220^2 \cdot 5,24 \cdot 10^{-4} = 25,3 \text{ Мвар.}$$

Определяем параметры схемы замещения автотрансформаторов. Потери короткого замыкания между обмотками ВН-НН и СН-НН приводим к номинальной мощности автотрансформатора по формуле

$$\Delta P_{к. в-н} = \Delta P_{к. с-н} = \Delta P'_{к} \left( \frac{S_H}{S_{тип}} \right)^2 = 145 \frac{120^2}{60} = 580 \text{ кВт.}$$

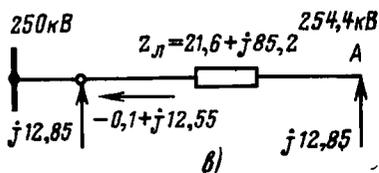
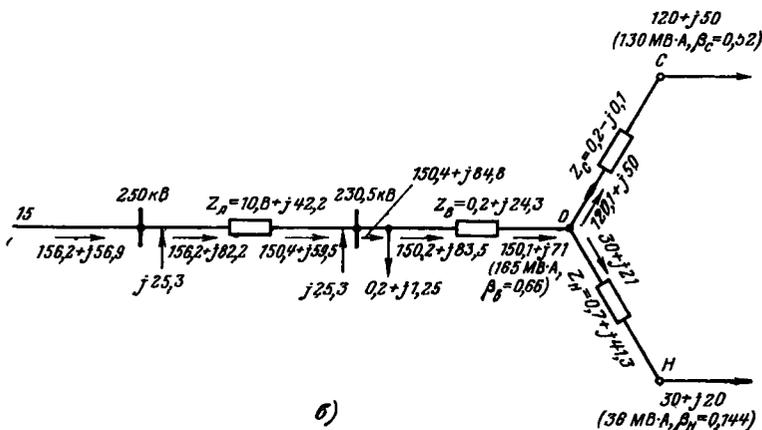
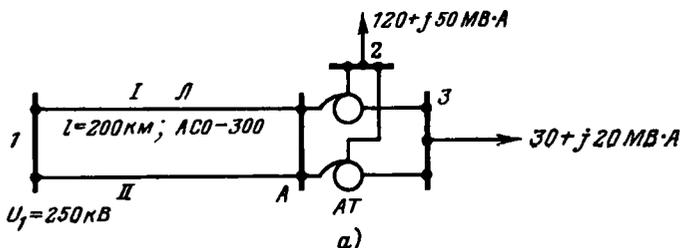


Рис. 2-20. Схема сети к примеру 2-3.

а — схема соединений; б — схема замещения сети в нормальном режиме; в — то же для линии II при отключении выключателя в точке А.

Потери мощности и напряжения короткого замыкания, отнесенные к отдельным лучам эквивалентной звезды схемы замещения, определяем по (2-15) и (2-16):

$$\Delta P_{к. в} = 0,5 (290 + 580 - 580) = 145 \text{ кВт; } \Delta P_{к. с} = 290 - 145 = 145 \text{ кВт;}$$

$$\Delta P_{к. н} = 580 - 145 = 435 \text{ кВт;}$$

$$e_{к. в} = 0,5 (11 + 31 - 19) = 11,5\% \quad e_{к. с} = 11 - 11,5 = 0,5\%;$$

$$e_{к. н} = 31 - 11,5 = 19,5\%.$$

Активные сопротивления обмоток двух ввтотрансформаторов, приведенные к напряжению обмотки ВН [см. (2-8)],

$$R_{\text{вт. в}} = R_{\text{вт. с}} = \frac{145 \cdot 230^2 \cdot 10^8}{125 \cdot 000^2 \cdot 2} = 0,2 \text{ Ом};$$

$$R_{\text{вт. и}} = \frac{435 \cdot 230^2 \cdot 10^8}{125 \cdot 000^2 \cdot 2} = 0,7 \text{ Ом};$$

индуктивные сопротивления (2-11а)

$$X_{\text{вт. в}} = \frac{10 \cdot 11,5 \cdot 230^2}{125 \cdot 000 \cdot 2} = 24,3 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{вт. с}} = \frac{10 \cdot 0,5 \cdot 230^2}{125 \cdot 000 \cdot 2} = -0,1 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{вт. и}} = \frac{10 \cdot 19,5 \cdot 230^2}{125 \cdot 000 \cdot 2} = 41,3 \text{ Ом}.$$

Потери холостого хода (2-5)

$$\Delta \dot{S}_x = \Delta P_x + j \Delta Q_x = 2 \cdot 0,085 + j \frac{0,5}{100} \cdot 125 \cdot 2 \approx 0,2 + j1,25 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Схема замещения двухцепной линии и автотрансформаторов представлена на рис. 2-20, б. Там же указаны параметры элементов схемы замещения.

Потери мощности в обмотках НН автотрансформаторов определяются по номинальному напряжению обмотки ВН (2-25):

$$\Delta \dot{S}_n = \frac{30^2 + 20^2}{220^2} (0,7 + j41,3) \approx 0 + j1,0 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Мощность в начале обмотки НН

$$30 + j20 + 0 + j1,0 = 30 + j21,0 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Потери мощности в обмотках СН

$$\Delta \dot{S}_c = \frac{120^2 + 50^2}{230^2} (0,2 - j0,1) \approx 0,1 - j0,1 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Мощность в начале обмотки СН

$$120 + j50 + 0,1 - j0,1 = 120,1 + j50,0 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Мощность в конце обмотки ВН

$$30 + j21,0 + 120,1 + j50,0 = 150,1 + j71,0 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Потери мощности в обмотке ВН

$$\Delta \dot{S}_в = \frac{150,1^2 + 71,0^2}{230^2} (0,2 + j24,3) = 0,1 + j12,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Мощность в начале обмотки ВН

$$150,1 + j71,0 + 0,1 + j12,5 = 150,2 + j83,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Мощность, подводимая к обмоткам ВН автотрансформаторов (с учетом потерь холостого хода),

$$150,2 + j83,5 + 0,2 + j1,25 = 150,4 + j84,8 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Мощность в конце сопротивления линии

$$150,4 + j84,8 - j25,3 = 150,4 + j59,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Потери мощности в продольном сопротивлении линии

$$\Delta S_{л} = \frac{150,4^2 + 59,5^2}{220^2} (10,8 + j42,2) = 5,8 + j22,7 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Мощность в начале сопротивления линии

$$150,4 + j59,5 + 5,8 + j22,7 = 156,2 + j82,2 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Мощность в начале линии (с учетом реактивной мощности, генерируемой второй половинной линией)

$$156,2 + j82,2 - j25,3 = 156,2 + j56,9 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Продольная составляющая падения напряжения в линии

$$\Delta U'_{л} = \frac{156,2 \cdot 10,8 + 82,2 \cdot 42,2}{250} = 20,6 \text{ кВ};$$

поперечная составляющая падения напряжения в линии

$$\Delta U''_{л} = \frac{156,2 \cdot 42,2 - 82,2 \cdot 10,8}{250} = 22,9 \text{ кВ}.$$

Влияние поперечной составляющей на потерю напряжения

$$\frac{22,9^2}{2(250 - 20,6)} \approx 1,1 \text{ кВ}.$$

Потеря напряжения в линии

$$\Delta U_{л} = 20,6 - 1,1 = 19,5 \text{ кВ}.$$

Напряжение в конце линии

$$U_{в} = 250 - 19,5 = 230,5 \text{ кВ}.$$

Отклонение напряжения от номинального

$$U_{в\%} = \frac{230,5 - 220}{220} \cdot 100 = 4,8\%.$$

Продольная составляющая падения напряжения в обмотке ВН авто-трансформаторов

$$U'_{\Delta в} = \frac{150,2 \cdot 0,2 + 83,5 \cdot 24,3}{230,5} = 9,0 \text{ кВ}.$$

Поперечная составляющая падения напряжения в обмотке ВН

$$\Delta U''_{\Delta в} = \frac{150,2 \cdot 24,3 - 83,5 \cdot 0,2}{230,5} = 15,9 \text{ кВ}.$$

Влияние поперечной составляющей на потерю напряжения

$$\frac{15,9^2}{2 \cdot 230,5} \approx 0,5 \text{ кВ}.$$

Потеря напряжения в обмотке ВН

$$\Delta U_{в} = 9,0 - 0,5 = 8,5 \text{ кВ}.$$

Напряжение нулевой точки эквивалентной звезды (приведенное к номинальному напряжению обмотки ВН)

$$U_0 = 230,5 - 8,5 = 222 \text{ кВ}.$$

Потеря напряжения в обмотке СН автотрансформаторов (поперечной составляющей падения напряжения пренебрегаем ввиду ее малости)

$$\Delta U_c = \frac{120,1 \cdot 0,2 + 50,0^2 \cdot 0,1}{220} = 0,1 \text{ кВ.}$$

Напряжение на шинах среднего напряжения автотрансформаторов

$$U_o = (222 - 0,1) \frac{121}{230} \approx 117 \text{ кВ,}$$

что является допустимым по классу изоляции.

Продольная составляющая падения напряжения в обмотке НН

$$U'_{\Delta H} = \frac{30 \cdot 0,7 + 21,0 \cdot 41,3}{222} = 4,0 \text{ кВ.}$$

Поперечная составляющая падения напряжения в обмотке НН

$$U''_{\Delta H} = \frac{30 \cdot 41,3 - 21,0 \cdot 0,7}{222} = 5,6 \text{ кВ.}$$

Влияние поперечной составляющей

$$\frac{5,6^2}{2 \cdot 222} \approx 0,1 \text{ кВ.}$$

Потеря напряжения в обмотке НН

$$\Delta U_H = 4,0 - 0,1 = 3,9 \text{ кВ.}$$

Напряжение на шинах низшего напряжения автотрансформаторов

$$U_H = (222 - 3,9) \frac{11}{230} = 10,4 \text{ кВ.}$$

Для *кольцевой схемы питающей сети* или для линии с двусторонним питанием приближенный расчет ведется в два этапа. На первом этапе определение потокораспределения производится так же, как и для распределительной сети (см. § 2-4), без учета потерь мощности. Нагрузка каждого из головных участков сети определяется по (2-33), (2-34), а в ряде случаев и по (2-35). После этого находится распределение мощностей для остальных участков сети и соответствующая точка потокоораздела (рис. 2-21, а). Нагрузка в точке потокоораздела (2 на рис. 2-21, б) условно делится на две части  $S_2 = S_{12} + S_{23}$ . Таким образом, вся кольцевая сеть или линия с двусторонним питанием оказывается разделенной на две разомкнутые линии (рис. 2-21, б), каждая из которых рассчитывается в соответствии с указанным выше. При этом определяются потери мощности и значения мощностей по участкам сети, а затем потери напряжения на участках и напряжения в узлах исходной сети. Значения напряжений в точке потокоораздела, найденные при расчете линии  $A-2-U_2'$  и линии  $A'-2-U_2''$  (рис. 2-21, б), могут несколько отличаться друг от друга. Однако это различие

обычно бывает не столь значительным, поэтому можно пользоваться среднеарифметическим полученных значений. В случае получения различных точек потокораздела для активной и реактивной мощностей в качестве точки раздела кольцевой схемы выбирается та точка, в которой предполагается наименьшее значение напряжения.

Для упрощения расчетов замкнутых схем питающих сетей применяют метод расщепления схем. При этом отдельно рассчитываются распределения активной и реактивной мощностей для сети одного напряжения или для схемы, приведенной к одному базисному напряжению. Строго говоря, этот метод справедлив для однородных сетей, для которых отношение погонных сопротивлений  $x/r = \xi$  одинаково для всех участков. Однако метод расщепления может быть применен на первом этапе расчета рабочих режимов и для неоднородных сетей с номинальным напряжением до 220 кВ включительно. Его применение является особенно эффективным при расчетах на статических моделах.

Рассмотрим применение метода расщепления схем для простейшей замкнутой сети — кольцевой. Обозначим сопротивление  $i$ -го участка через  $Z_i = R_i + jX_i$ , и мощность его нагрузки —  $\dot{S}_i = P_i + jQ_i$ . В соответствии со вторым законом Кирхгофа при отсутствии э. д. с. ветвей можно написать для сети с  $n$  участками:

$$\sum_{i=1}^n \frac{\bar{Z}_i \dot{S}_i}{U_{\text{н}}} = \sum_{i=1}^n \bar{Z}_i \dot{S}_i = 0, \quad (2-37)$$

так как  $U_{\text{н}} \neq 0$ .

Подставив значения  $Z_i$  и  $\dot{S}_i$  в (2-37) и разделив полученные значения на вещественные и мнимые составляющие, получим два уравнения:

$$\sum_{i=1}^n (P_i R_i + Q_i X_i) = 0 \quad (2-37a)$$

и

$$\sum_{i=1}^n (P_i X_i - Q_i R_i) = 0. \quad (2-37b)$$

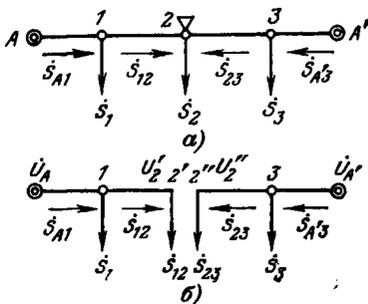


Рис. 2-21. Расчет кольцевой питающей сети (линии с двусторонним питанием).

*a* — распределение мощностей, найденное без учета потерь мощности; *b* — условное разделение линии с двусторонним питанием на две разомкнутые линии.

Для схемы с почти однородными сопротивлениями  $X_i \approx \xi R_i$ . С учетом этого условия (2-37а) может быть записано:

$$\sum_{i=1}^n \left( \frac{1}{\xi} P_i X_i + \xi Q_i R_i \right) = 0. \quad (2-37в)$$

После сложения (2-37в) и (2-37б) и умножения суммы на  $\xi$  получим:

$$\sum_{i=1}^n P_i X_i = 0 \quad (2-38а)$$

и аналогично

$$\sum_{i=1}^n Q_i R_i = 0. \quad (2-38б)$$

Отсюда следует, что в почти однородных схемах в первом приближении активные мощности нагрузки распределяются по ветвям схемы в соответствии с их индуктивными сопротивлениями, а реактивные мощности — в соответствии с активными сопротивлениями. Поскольку индуктивные погонные сопротивления линии относительно мало зависят от сечений проводов (см. табл. П2-1), то можно считать приближенно, что индуктивные сопротивления пропорциональны длинам участков сети. Тогда (2-38а) может быть дополнительно упрощено:

$$\sum_{i=1}^n P_i l_i = 0. \quad (2-38в)$$

Использование (2-38в) особенно целесообразно на первом этапе проектирования сетей, когда сечения проводов линий неизвестны. При этом аналогичную формулу вначале используют и для реактивной мощности. Это является достаточно приближенным, но получаемые при этом ошибки относительно невелики, что связано со сравнительно малыми значениями реактивной мощности нагрузок по сравнению с активной.

**Пример 2-4.** Определить напряжения в узлах и распределение мощностей в кольцевой сети с номинальным напряжением 110 кВ (рис. 2-22, а). Напряжение в точке А в данном режиме поддерживается равным 124 кВ. Длины линий, марки проводов, мощности трансформаторов и нагрузки на шинах вторичного напряжения понижающих подстанций указаны на схеме сети. Среднегеометрическое расстояние между проводами фаз равно 5 м. Трансформаторы подстанций Б и В в данном режиме работают с коэффициентом трансформации, равным 117,05/11 кВ, трансформаторы подстанций Г — с коэффициентом 119,09/11 кВ.

Параметры трансформатора мощностью 16 МВ·А по паспорту:  $\Delta P_x = 26$  кВт;  $\Delta P_k = 85$  кВт;  $e_k = 10,5\%$ ;  $I_x = 0,85\%$ ; трансформатора мощностью 25 МВ·А:  $\Delta P_x = 36$  кВт;  $\Delta P_k = 120$  кВт;  $e_k = 10,5\%$ ;  $I_x = 0,8\%$ .

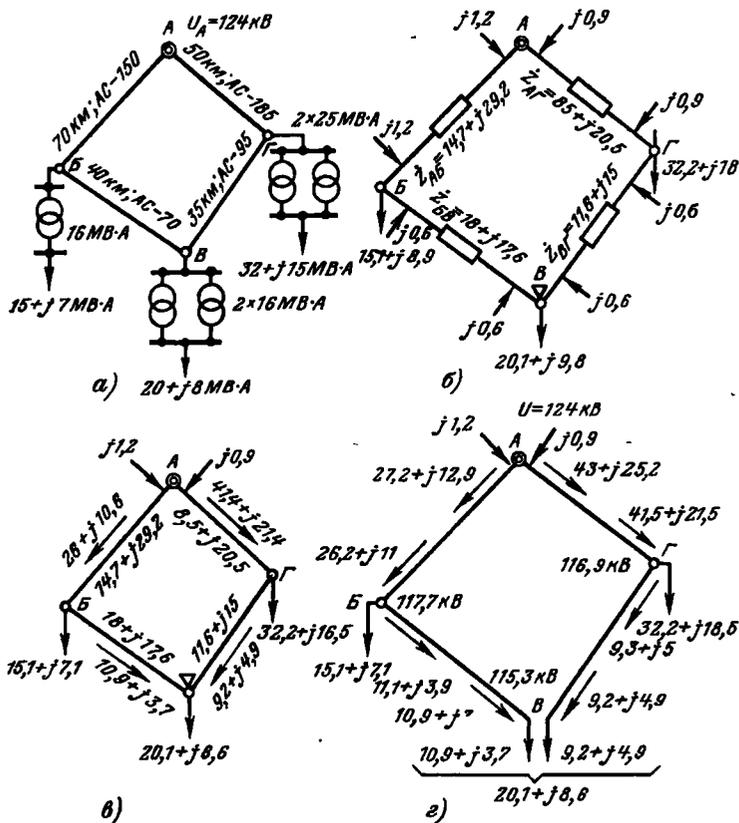


Рис. 2-22. К примеру 2-4.

а — схема сети 110 кВ; б — схема замещения сети; в — потокораспределение в сети без учета потерь мощности (I этап расчета); г — потокораспределение с приближенным учетом потерь мощности (II этап расчета).

Решение. Потери мощности в трансформаторах [см. (2-14)]:  
на подстанции Б

$$\Delta \dot{S}_B = (26 + 1,03^2 \cdot 85) + j(0,85 + 1,03^2 \cdot 10,5) \frac{16000}{100} = 114 + j1880 \text{ кВ} \cdot \text{А} \approx 0,1 + j1,9 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

где  $1,03 = \frac{\sqrt{15^2 + 7^2}}{16}$  — коэффициент загрузки трансформатора;

на подстанции В

$$\Delta \dot{S}_B = 2(26 + 0,68^2 \cdot 85) + j2(0,85 + 0,68^2 \cdot 10,5) \frac{16000}{100} = 131 + j1820 \text{ кВ} \cdot \text{А} = 0,1 + j1,8 \text{ МВ} \cdot \text{А},$$

где  $0,68 = \frac{\sqrt{20^2 + 8^2}}{2 \cdot 16}$  — коэффициент загрузки трансформаторов;

на подстанции Г

$$\begin{aligned}\Delta \dot{S}_Г &= 2(36 + 0,703^2 \cdot 120) + j2(0,8 + 0,703^2 \cdot 10,5) \frac{25000}{100} = \\ &= 190 + j3000 \text{ кВ} \cdot \text{А} \approx 0,2 + j3 \text{ МВ} \cdot \text{А},\end{aligned}$$

где  $0,703 = \frac{\sqrt{32^2 + 15^2}}{2 \cdot 25}$  — коэффициент загрузки трансформатора.

Мощности нагрузок подстанций, приведенные к стороне высшего напряжения (с учетом потерь мощности в трансформаторах):  
для подстанции Б

$$\dot{S}'_Б = 15 + j7 + 0,1 + j1,9 = 15,1 + j8,9 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

для подстанции В

$$\dot{S}'_В = 20 + j8 + 0,1 + j1,8 = 20,1 + j9,8 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

для подстанции Г

$$\dot{S}'_Г = 32 + j15 + 0,2 + j3 = 32,2 + j18 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Погонные параметры линий сети (см. приложения П1 и П2):

Марка	$r$ , Ом/км	$x$ , Ом/км	$b_C \cdot 10^{-6}$ , См/км
АС-70	0,46	0,44	2,58
АС-95	0,33	0,429	2,65
АС-150	0,21	0,416	2,74
АС-185	0,17	0,409	2,82

Параметры линии А—Б

$$Z_{AB} = (0,21 + j0,416) 70 = 14,7 + j29,2 \text{ Ом};$$

$$Q_{AB}/2 = 110^2 \cdot 2,74 \cdot 10^{-6} \frac{70}{2} = 1,2 \text{ Мвар}.$$

Параметры остальных линий указаны на рис. 2-22, б.

Расчетные нагрузки подстанций с учетом реактивной мощности, генерируемой линиями:

$$\dot{S}_Б = 15,1 + j8,9 - j1,2 - j0,6 = 15,1 + j7,1 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}_В = 20,1 + j9,8 - j0,6 - j0,6 = 20,1 + j8,6 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}_Г = 32,2 + j18 - j0,6 - j0,9 = 32,2 + j16,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

По рис. 2-22, в определяется потокораспределение в сети без учета потерь мощности по (2-33):

$$\begin{aligned}\dot{S}_{AB} &= \frac{(32,2 + j16,5)(8,5 - j20,5) + (20,1 + j8,6)(20,1 - j35,5) + \\ &\quad + (15,1 + j7,1)(38,1 - j53,1)}{52,8 - j82,3} = \\ &= 26 + j10,8 \text{ МВ} \cdot \text{А};\end{aligned}$$

$$\dot{S}_{БВ} = 26 + j10,8 - 15,1 - j7,1 = 10,9 + j3,7 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}_{ВГ} = 20,1 + j8,6 - 10,9 - j3,7 = 9,2 + j4,9 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$\dot{S}_{АГ} = 9,2 + j4,9 + 32,2 + j16,5 = 41,4 + j21,4 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Потокораздел в данном режиме получается в точке *B*. В этой точке производится разделение кольцевой сети на две разомкнутые линии — *A—B—B* и *A—Г—B*.

На втором этапе расчет выполняется для двух разомкнутых схем (см. пример 2-3).

Потери мощности в линии *B—B*

$$\Delta \dot{S}_{BB} = \frac{10,9^2 + 3,7^2}{110^2} (18 + j17,6) = 0,195 + j0,192 \approx 0,2 + j0,2 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Мощность в начале линии *B—B*

$$10,9 + j3,7 + 0,2 + j0,2 = 11,1 + j3,9 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Мощность в конце линии *A—B*

$$11,1 + j3,9 + 15,1 + j7,1 = 26,2 + j11 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Потери мощности в линии *A—B*

$$\Delta \dot{S}_{AB} = \frac{26,2^2 + 11^2}{110^2} (14,7 + j29,2) = 1 + j1,9 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Мощность в начале линии *A—B*

$$26,2 + j11 + 1 + j1,9 = 27,2 + j12,9 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Аналогично производится расчет для линии *A—Г—B*. Результаты расчета нанесены на рис. 2-22, з.

Продольная составляющая падения напряжения в линии *A—B*

$$U'_{\Delta} = \frac{27,2 \cdot 14,7 + 12,9 \cdot 29,2}{124} = 6,28 \text{ кВ}.$$

Поперечная составляющая падения напряжения в линии *A—B*

$$U''_{\Delta} = \frac{27,2 \cdot 29,2 - 12,9 \cdot 14,7}{124} = 4,9 \text{ кВ}.$$

Поправка от учета поперечной составляющей

$$\frac{4,9^2}{2(124 - 6,28)} = \frac{24}{235,4} = 0,09 \approx 0.$$

Очевидно, что поперечную составляющую падения напряжения можно не учитывать. Таким образом, потеря напряжения в линии *A—B*

$$\Delta U_{AB} = 6,28 \text{ кВ}$$

и напряжение в пункте *B*

$$U_B = 124 - 6,28 = 117,72 \text{ кВ}.$$

Потеря напряжения в линии *B—B*

$$\Delta U_{BB} = \frac{11,1 \cdot 18 + 3,9 \cdot 17,6}{117,72} = 2,38 \text{ кВ}.$$

Напряжение в пункте *B* при определении со стороны линии *B—B*

$$U'_B = 117,72 - 2,38 = 115,34 \text{ кВ}.$$

Потеря напряжения в линии *A—Г*

$$\Delta U_{AG} = \frac{43 \cdot 8,5 + 25,2 \cdot 20,5}{124} = 7,12 \text{ кВ}.$$

Напряжение в пункте Г

$$U_G = 124 - 7,12 = 116,88 \text{ кВ} \approx 116,9 \text{ кВ.}$$

Потери напряжения в линии В—Г

$$\Delta U_{BG} = \frac{9,3 \cdot 11,6 + 5 \cdot 15}{116,9} = 1,57 \text{ кВ.}$$

Напряжение в пункте В при определении со стороны линии Г—В

$$U'_B = 116,88 - 1,57 = 115,31 \text{ кВ.}$$

Приближенно  $U_B = 115,3 \text{ кВ}$ .

Потери напряжения в трансформаторах подстанций [см. (2-27) и (2-276)]: на подстанции В

$$U'_{\Delta T} = (0,53 \cdot 0,91 + 10,5 \cdot 0,414) 1,03 = 4,95\%,$$

где

$$e_{ax} = \frac{85}{16000} \cdot 100 = 0,53\%.$$

$$U'_{\Delta T} = (10,5 \cdot 0,91 - 0,53 \cdot 0,414) 1,03 = 9,6\%;$$

$$\frac{9,6^2}{2 \cdot 100} = 0,46\%; \quad \Delta U_{T_x} = 4,95 - 0,46 = 4,5\%;$$

$$\Delta U_{TB} = \frac{4,5}{100} \cdot 110 = 4,95 \approx 5 \text{ кВ};$$

напряжение на шинах вторичного напряжения подстанции В при заданном коэффициенте трансформации

$$U_{II B} = (117,7 - 5) \frac{11}{117,04} = 10,56 \approx 10,6 \text{ кВ};$$

на подстанции В

$$U'_{\Delta T} = (0,53 \cdot 0,925 + 10,5 \cdot 0,374) 0,68 = 3,04\%;$$

$$U''_{\Delta T} = (10,5 \cdot 0,925 - 0,53 \cdot 0,374) 0,68 = 6,5\%;$$

$$\frac{6,5^2}{2 \cdot 100} = 0,21\%;$$

$$\Delta U_{T_x} = 3,04 - 0,21 \approx 2,8\%;$$

$$\Delta U_{TB} = \frac{2,8}{100} \cdot 110 = 3,1 \text{ кВ};$$

$$U_{II B} = (115/3 - 3,1) \frac{11}{117,04} \approx 10,5 \text{ кВ};$$

на подстанции Г

$$U'_{\Delta T} = (0,48 \cdot 0,9 + 10,5 \cdot 0,43) 0,703 = 3,45\%,$$

где  $e_{ax} = \frac{120}{25000} \cdot 100 = 0,48\%;$

$$U'_{\Delta T} = (10,5 \cdot 0,9 - 0,48 \cdot 0,43) 0,703 = 6,45\%;$$

$$\frac{6,45^2}{2 \cdot 100} = 0,21\%; \quad \Delta U_{T_x} = 3,45 - 0,21 \approx 3,2\%;$$

$$\Delta U_{\Gamma\Gamma} = \frac{3,2}{100} \cdot 110 = 3,5 \text{ кВ};$$

$$U_{II\Gamma} = (116,9 - 3,5) \frac{11}{119,08} = 10,5 \text{ кВ}.$$

Полученный режим напряжений является приемлемым.

**Пример 2-5.** Найти потокораспределение в кольцевой сети напряжением 110 кВ, рассмотренной в примере 2-4 (рис. 2-22, в), методом расщепления.

**Решение.** В соответствии с заданными значениями сопротивлений и нагрузок составляем две расчетные схемы: а) схему с индуктивными сопротивлениями и активными мощностями нагрузок (рис. 2-23, а); б) схему с активными сопротивлениями и реактивными мощностями нагрузок (рис. 2-23, б). Расчет ведем без учета потерь мощности в линиях.

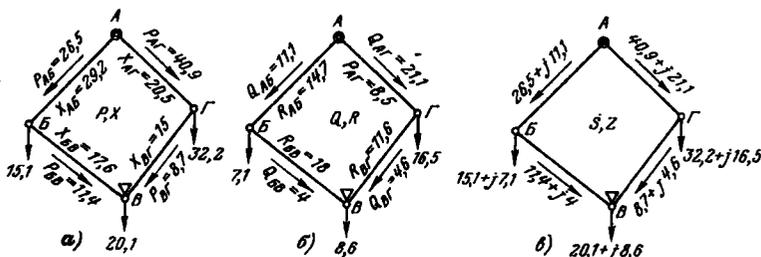


Рис. 2-23. К примеру 2-5.

Распределение активных мощностей (рис. 2-23, а)

$$P_{AB} = \frac{\Sigma PX}{\Sigma X} = \frac{32,2 \cdot 20,5 + 20,1 \cdot 35,5 + 15,1 \cdot 53,1}{20,5 + 15 + 17,6 + 29,2} = 26,5 \text{ МВт};$$

$$P_{BB} = P_{AB} - P_B = 26,5 - 15,1 = 11,4 \text{ МВт};$$

$$P_{AG} = P_B + P_V + P_{\Gamma} - P_{AB} = 15,1 + 20,1 + 32,2 - 26,5 = 40,9 \text{ МВт};$$

$$P_{BG} = P_{AG} - P_{\Gamma} = 40,9 - 32,2 = 8,7 \text{ МВт}.$$

Распределение реактивных мощностей (рис. 2-23, б)

$$Q_{AB} = \frac{16,5 \cdot 8,5 + 8,6 \cdot 20,1 + 7,1 \cdot 38,1}{14,7 + 18 + 11,6 + 8,5} = 11,1 \text{ Мвар};$$

$$Q_{BB} = 11,1 - 7,1 = 4 \text{ Мвар};$$

$$Q_{AG} = 7,1 + 8,6 + 16,5 - 11,1 = 21,1 \text{ Мвар};$$

$$Q_{BG} = 21,1 - 16,5 = 4,6 \text{ Мвар}.$$

На рис. 2-23, в нанесены значения активных и реактивных мощностей, т. е. окончательное распределение полных мощностей. Сравнение результатов расчетов по схемам, приведенным на рис. 2-22, в и 2-23, в, показывает, что применение метода расщепления схем дает достаточную точность для первого этапа расчетов рабочих режимов сетей 110—220 кВ (особенно для наиболее нагруженных головных участков сети).

## 2-6. ОСОБЕННОСТИ РАСЧЕТА РАБОЧИХ РЕЖИМОВ СЛОЖНОЗАМКНУТЫХ ПИТАЮЩИХ СЕТЕЙ

В современных энергосистемах схемы питающих сетей могут быть весьма сложными. Число узлов в них может исчисляться сотнями, а число замкнутых контуров — десятками. В объединенных энергосистемах схемы сетей могут быть еще более громоздкими. Практически расчеты сложных замкнутых сетей могут производиться с помощью электронных вычислительных машин (ЭВМ). При весьма сложных схемах в зависимости от назначения расчетов приходится применять специальные методы эквивалентирования схем замещения сетей. Часто в сложных замкнутых сетях имеются линии нескольких различных номинальных напряжений. В этих случаях параметры всех сетей обычно приводят к одному напряжению. При анализе режимов работы сложноразветвленных сетей и при составлении алгоритмов их расчетов на ЭВМ удобно использовать матричные методы расчетов. Они основаны на применении алгебры матриц и элементов теории графов. При этом используется аналитическое представление схемы или направленный граф сети. Предварительно фиксируются все характерные элементы сети — ветви, независимые узлы, независимые замкнутые контуры. Они нумеруются, порядок нумерации выбирается произвольно. При этом для каждой ветви и каждого независимого контура произвольно выбирают и фиксируются определенные положительные направления. Относительно их ориентируются и знаки токов и э. д. с. каждой ветви.

Один из узлов, обычно наиболее мощный источник питания, выбирается в качестве узла баланса. Его мощность заранее неизвестна. Он должен покрыть часть нагрузки потребителей и потерь мощности в сети, не покрытую другими источниками с фиксированным режимом работы. Узел баланса обычно совмещают с базисным узлом, в котором известно напряжение. Параметры одного из узлов зависят от параметров остальных узлов. Поэтому количество независимых узлов на единицу меньше общего количества узлов схемы.

Количество независимых замкнутых контуров в замкнутой схеме сети должно соответствовать минимальному количеству контурных уравнений, необходимых для определения неизвестных контурных токов. Для остальных замкнутых контуров (зависимых) соответствующие контурные уравнения могут быть получены путем комбинации контурных уравнений для независимых контуров.

При аналитическом представлении схемы сети обеспечивается достаточно компактная и наглядная обобщенная запись основных соотношений между параметрами режима, что весьма удобно при выполнении необходимых преобразований и составлении алгоритма решений. Одновременно получается определен-

ная автоматичность в выполнении вычислений. В частности, облегчается программирование расчетов на ЭВМ вследствие возможности использования стандартных подпрограмм.

Матричные методы расчетов сетей описаны в [18—20, 41 и др.]. Ниже дается понятие об основах этих методов. При этом предполагается, что основные сведения из алгебры матриц известны из курса математики. Следует иметь в виду, что применение матричных методов практически целесообразно для достаточно сложных схем замкнутых сетей. Рассмотренные ниже примеры их использования для простейшей замкнутой сети с двумя замкнутыми контурами (рис. 2-24) даны лишь в целях иллюстрации приведенных положений.

*Аналитическое представление схем сети* производится с помощью так называемых матриц инцидентий.

Первая матрица инцидентий  $\mathbf{M}$  представляет собой соединение ветвей в независимых узлах схемы. В общем случае матрица  $\mathbf{M}$  является прямоугольной, количество строк ее равно  $y$  — числу независимых узлов, количество столбцов — числу ветвей  $v$ :

$$\mathbf{M} = \begin{pmatrix} M_{11} & M_{12} & \dots & M_{1v} \\ M_{21} & M_{22} & \dots & M_{2v} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ M_{y1} & M_{y2} & \dots & M_{yv} \end{pmatrix}.$$

Коэффициент  $M_{ij}$  показывает соединение узла  $i$  с ветвью  $j$ . Он может принимать одно из трех значений:  $+1$ ;  $-1$  и  $0$ . Коэффициент  $M_{ij}$  равен положительной единице, если узел  $i$  является началом ветви  $j$ ; отрицательной единице, если узел  $i$  является концом ветви  $j$ , и нулю, если ветвь  $j$  не соединена с узлом  $i$ .

Таким образом, каждая строка  $i$  матрицы  $\mathbf{M}$  показывает, какие ветви и в каком направлении соединены с узлом  $i$  схемы. Каждый столбец  $j$  показывает, между какими узлами включена ветвь  $j$  схемы.

Вторая матрица инцидентий  $\mathbf{N}$  — соединение ветвей в независимые замкнутые контуры схемы. Это прямоугольная матрица. Количество ее строк равно количеству  $k$  независимых контуров схемы, столбцов — ветвей  $v$  схемы:

$$\mathbf{N} = \begin{pmatrix} N_{11} & N_{12} & \dots & N_{1v} \\ N_{21} & N_{22} & \dots & N_{2v} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ N_{k1} & N_{k2} & \dots & N_{kv} \end{pmatrix}.$$

Коэффициент  $N_{ij}$  показывает соединение ветви  $j$  с контуром  $i$ . Он равен положительной единице, если ветвь  $j$  входит в состав контура  $i$  и совпадает с ним по направлению; отрицательной — если ветвь  $j$  входит в состав контура  $i$  с противоположным направлением, и нулю — если не входит.

Каждая строка  $i$  матрицы  $N$  показывает, какие ветви и в каком направлении входят в состав независимого контура  $i$  схемы. Каждый ее столбец  $j$  показывает, в какие контуры и как входит ветвь  $j$  схемы.

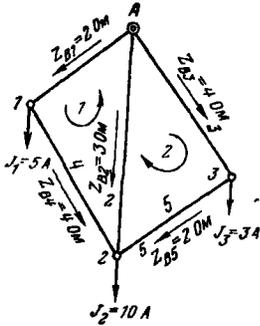


Рис. 2-24. Схема сети с двумя замкнутыми контурами к примерам 2-6 и 2-7.

**Пример 2-6.** Определить матрицы инцидентий  $M$  и  $N$  для схемы, представленной на рис. 2-24.

**Решение.** Для принятых нумераций и направлений ветвей и замкнутых контуров (рис. 2-24) и нумерации узлов получаем:

$$M = \begin{vmatrix} -1 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 0 & -1 & -1 \\ 0 & 0 & -1 & 0 & 1 \end{vmatrix}$$

$$N = \begin{vmatrix} 1 & -1 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 & 0 & 1 \end{vmatrix}$$

Основные законы для любой сети с количеством ветвей  $v$ , узлов  $y$  и независимых замкнутых контуров  $k$  записываются в матричной форме следующим образом.

*Первое уравнение Кирхгофа*

$$M\mathbf{i} = \mathbf{j}, \quad (2-39)$$

где

$\mathbf{i} = \begin{vmatrix} i_1 \\ i_2 \\ \vdots \\ i_b \end{vmatrix}$  — столбцовая матрица токов в ветвях схемы; число  $b$  элементов в ней равно числу  $b$  ветвей схемы; здесь и ниже для удобства записи в матрицах токов записываются увеличенные в  $\sqrt{3}$  фазные токи;

$\mathbf{j} = \begin{vmatrix} j_1 \\ j_2 \\ \vdots \\ j_y \end{vmatrix}$  — столбцовая матрица задающих токов в независимых узлах схемы с числом элементов, равным  $y$ .

Второе уравнение Кирхгофа

$$N\dot{U}_z = \dot{E}_k, \quad (2-40)$$

где

$$\dot{E}_k = \begin{pmatrix} \dot{E}_1 \\ \dot{E}_2 \\ \vdots \\ \dot{E}_k \end{pmatrix} \left. \begin{array}{l} \text{— столбцовая матрица контурных э. д. с. с числом} \\ \text{элементов, равным } k; \end{array} \right\}$$

$$\dot{U}_z = \begin{pmatrix} \dot{U}_{z1} \\ \dot{U}_{z2} \\ \vdots \\ \dot{U}_{zb} \end{pmatrix} \left. \begin{array}{l} \text{— столбцовая матрица падений напряжения на сопро-} \\ \text{тивлениях ветвей схемы; число ее элементов равно} \\ \text{числу ветвей } b. \end{array} \right\}$$

Закон Ома

$$\dot{U}_z = Z_b \dot{I} - \dot{E}, \quad (2-41)$$

где  $\dot{E}$  — столбцовая матрица э. д. с. ветвей;  $Z_b$  — квадратная матрица сопротивлений ветвей схемы.

Обычно при расчетах симметричных режимов матрица  $Z_b$  — диагональная с нулевыми элементами вне диагонали (для упрощения они не записываются), так как отсутствуют сопротивления взаимной индукции между отдельными ветвями схемы:

$$Z_b = \begin{pmatrix} Z_1 & & & \\ & Z_2 & & \\ & & \ddots & \\ & & & Z_b \end{pmatrix}$$

Основные уравнения состояния для схем замещения электрических сетей:

Узловое

$$Y\dot{U}_\Delta = \dot{J}, \quad (2-42)$$

где

$$\dot{U}_{\Delta} = \begin{pmatrix} \dot{U}_{\Delta 1} \\ \dot{U}_{\Delta 2} \\ \vdots \\ \dot{U}_{\Delta y} \end{pmatrix} \text{--- столбцовая матрица падений напряжения от базисного узла до узлов схемы; число ее элементов равно числу } y \text{ узлов;}$$

$$Y = \begin{pmatrix} Y_{11} & Y_{12} & \dots & Y_{1y} \\ Y_{21} & Y_{22} & \dots & Y_{2y} \\ \dots & \dots & \dots & \dots \\ Y_{y1} & Y_{y2} & \dots & Y_{yy} \end{pmatrix} \text{--- квадратная матрица узловых проводимостей порядка } y.$$

По главной диагонали матрицы  $Y$  располагаются суммарные значения проводимостей всех ветвей, соединенных с узлами схемы, соответствующими индексам элементов матрицы. На пересечении строки  $i$  и столбца  $j$  располагается взятая с обратным знаком проводимость ветви, включенной между узлами  $i$  и  $j$  схемы. Ее элементы могут быть определены непосредственно по схеме сети.

Матрица  $U_{\Delta}$  для схемы без поперечных ветвей связана с матрицей узловых напряжений  $\dot{U}$  следующим образом:

$$\dot{U}_{\Delta} = \dot{U} - \dot{U}_0, \quad (2-42a)$$

где

$$\dot{U} = \begin{pmatrix} \dot{U}_1 \\ \dot{U}_2 \\ \vdots \\ \dot{U}_y \end{pmatrix} \text{--- столбцовая матрица узловых напряжений; число ее элементов равно числу } y \text{ узлов схемы;}$$

$$\dot{U}_0 = \dot{U}_0 n, \quad \dot{U}_0 \text{--- напряжение базисного узла;}$$

где

$$n = \begin{pmatrix} 1 \\ 1 \\ \vdots \\ 1 \end{pmatrix} \text{--- столбцовая матрица, состоящая из соответствующего числа единиц--- в данном случае из } y \text{ единиц.}$$

Контурное — для схемы, не содержащей узловых токов:

$$\mathbf{Z}_k \dot{\mathbf{i}}_k = \dot{\mathbf{E}}_k, \quad (2-43)$$

где

$$\dot{\mathbf{i}}_k = \begin{pmatrix} i_{k1} \\ i_{k2} \\ \vdots \\ i_{kk} \end{pmatrix} \left. \begin{array}{l} \text{— столбцовая матрица контурных токов; число ее эле-} \\ \text{ментов равно числу } k \text{ контуров;} \end{array} \right.$$

$\mathbf{Z}_k$  — квадратная матрица порядка  $k$  контурных сопротивлений; по ее диагонали располагаются собственные сопротивления контуров, на пересечении строки  $i$  и столбца  $j$  — сопротивления общих ветвей между контурами  $i$  и  $j$ .

Для линейной схемы уравнения состояния могут быть решены непосредственно. Из (2-42) получается:

$$\dot{\mathbf{U}}_\Delta = \mathbf{Y}^{-1} \dot{\mathbf{J}} = \mathbf{Z} \dot{\mathbf{J}} \quad (2-44)$$

и из (2-43)

$$\dot{\mathbf{i}}_k = \mathbf{Z}_k^{-1} \dot{\mathbf{E}}_k = \mathbf{Y}_k \dot{\mathbf{E}}_k. \quad (2-45)$$

После определения матрицы  $\dot{\mathbf{U}}_\Delta$  можно найти матрицу  $\dot{\mathbf{i}}$  токов в ветвях, используя закон Ома (2-41), а также соотношение

$$\mathbf{M}_t \dot{\mathbf{U}}_\Delta = \dot{\mathbf{U}}_b, \quad (2-46)$$

где  $\mathbf{M}_t$  — транспонированная матрица  $\mathbf{M}$ .

Соотношение (2-46) вытекает из определения первой матрицы инцидентий  $\mathbf{M}$ . Каждый столбец  $j$  матрицы  $\mathbf{M}$  позволяет выделить из матрицы  $\dot{\mathbf{U}}_\Delta$  напряжения узлов для начальной и конечной вершин ветви  $j$ ; они получаются с различными знаками. Их алгебраическая сумма, таким образом, определяет падение напряжения  $\dot{U}_{bj}$  на ветви  $j$ . Подставляя (2-46) в (2-41), получаем:

$$\mathbf{Z}_b \dot{\mathbf{i}} = \mathbf{M}_t \dot{\mathbf{U}}_\Delta + \dot{\mathbf{E}},$$

откуда может быть найдена матрица токов в ветвях в общем случае

$$\dot{\mathbf{i}} = \mathbf{Z}_b^{-1} (\mathbf{M}_t \dot{\mathbf{U}}_\Delta + \dot{\mathbf{E}}) \quad (2-47)$$

и при отсутствии э. д. с. в ветвях

$$\dot{\mathbf{i}} = \mathbf{Z}_b^{-1} \mathbf{M}_t \dot{\mathbf{U}}_\Delta. \quad (2-47a)$$

Аналогично после определения матрицы контурных токов  $\dot{I}_k$  путем решения (2-45) может быть найдена матрица токов в ветвях  $\dot{I}$ . Для этого следует умножить транспонированную матрицу  $N_t$  на матрицу контурных токов  $\dot{I}_k$

$$\dot{I} = N_t \dot{I}_k \quad (2-48)$$

Далее могут быть найдены матрицы напряжений в узлах  $\dot{U}$  и других параметров режима.

Матрицы  $Z = Y^{-1}$  узловых сопротивлений и  $Y_k = Z^{-1}_k$  контурных проводимостей в (2-44) и (2-45) определяются достаточно сложно, так как исходные матрицы  $Y$  и  $Z_k$  не являются диагональными. Вычисление обратных матриц высокого порядка является весьма трудоемким. Уже указывалось, что в современных энергосистемах количество замкнутых контуров  $k$  и узлов  $u$  может быть очень большим и достигать десятков и сотен. В связи с этим непосредственное решение уравнений состояния (2-44) и (2-45) вызывает значительные трудности. Принимаются меры для упрощения решения и, в частности, для снижения порядка обрабатываемых матриц. Очень эффективным при этом оказывается применение итеративных методов расчета. Известно, что итеративные методы расчета основаны на постоянном уточнении результатов приближенного решения. При этом применяется один и тот же алгоритм решения. В связи с этим использование итеративных методов очень удобно при проведении расчетов на ЭВМ.

Для нелинейных схем в случае нагрузок, заданных мощностями, решение резко усложняется. Для получения решения приходится применять соответствующие итеративные методы или производить линеаризацию схем замещения.

В настоящее время существует значительное количество методов определения параметров режима сложносвязанных сетей, а также специальных приемов, уменьшающих вычислительную работу и ускоряющих процесс решения. Применение тех или иных методов и приемов расчета может быть или менее эффективным в зависимости от сложности сети и характера решаемой задачи.

Ниже показано применение контурного уравнения. При этом приведено решение в общем виде, и решение, удобное для приближенных расчетов (первого этапа) вручную. Оно может быть использовано для расчетов сравнительно несложных нелинейных схем напряжением 110—220 кВ.

При определении параметров режима часто бывает целесообразно использовать разделение замкнутой схемы сети на *дерево* и *хорды*. Деревом схемы называют ее разомкнутую часть, соединяющую узел баланса со всеми независимыми узлами. Количество возможных деревьев для каждой схемы может быть достаточно большим. Хордами называют остальные ветви замк-

нутой схемы. Добавление каждой из хорд к дереву схемы приводит к созданию одного независимого замкнутого контура.

В соответствии с делением схемы на дерево и хорды разделяются на блоки или части и матрицы инциденций:

$$M = \|M_\alpha \quad M_\beta\| \quad \text{и} \quad N = \|N_\alpha \quad N_\beta\|,$$

где индексом  $\alpha$  отмечены ветви, входящие в состав дерева схемы, а индексом  $\beta$  — ветви, образующие хорды.

В дереве схемы количество ветвей равно количеству независимых узлов, количество хорд равно количеству независимых замкнутых контуров. Поэтому матрицы  $M_\alpha$  и  $N_\beta$  получаются квадратными. Это означает, что для них могут быть определены обратные матрицы, что может облегчить решение.

*Использование контурного уравнения для линейной схемы.* В сложнзамкнутых схемах сетей обычно количество независимых замкнутых контуров в 5—7 раз меньше количества узлов. В связи с этим порядок матрицы  $Z_K$  значительно меньше порядка матрицы  $Y$ , что существенно уменьшает вычислительную работу при обращении матриц.

Для схем с нагрузками, представленными в виде задающих токов, матрицу токов в ветвях можно представить в виде двух составляющих

$$\dot{i} = \dot{i}' + \dot{i}'' ,$$

первая из которых  $\dot{i}'$  удовлетворяет (2-39)

$$M\dot{i}' = j ,$$

а вторая — условию (2-48)

$$\dot{i}'' = N_t \dot{i}_K .$$

Матрицы составляющих токов  $\dot{i}'$  и  $\dot{i}''$  при этом определяются неоднозначно. С точки зрения удобства вычислений целесообразно предположить, что токи  $\dot{i}_\beta$  в хордах равны нулю, т. е.

$$\dot{i}' = \begin{Bmatrix} \dot{i}'_\alpha \\ \dot{i}'_\beta \end{Bmatrix} = \begin{Bmatrix} \dot{i}'_\alpha \\ 0 \end{Bmatrix} ,$$

где  $\dot{i}'_\alpha = C_0 j$ ;  $C_0 = M_\alpha^{-1}$  — матрица коэффициентов распределения для ветвей дерева схемы при разомкнутых хордах.

Матрица  $C_0$  может быть определена непосредственно по схеме сети. Она получается квадратной. Ее строки соответствуют ветвям дерева схемы, а столбцы — узлам. На пересечении столбца  $j$  и строки  $i$  ставится положительная единица, если задающий ток узла  $j$  протекает к узлу баланса по ветви  $i$  и направление тока совпадает с направлением ветви  $i$ . При несовпадающих направлениях ставится отрицательная единица, если же задающий ток не проходит по данной ветви, то ставится нуль.

Разделим матрицу  $C$  коэффициентов распределения для всей схемы на блоки, соответствующие дереву  $C_\alpha$  и хордам  $C_\beta$ :

$$C = \begin{pmatrix} C_\alpha \\ C_\beta \end{pmatrix}.$$

При отсутствии токов в хордах  $\dot{I}'_\beta = 0$  возникнут неуравновешенные падения напряжения в независимых контурах схемы. Они должны быть уравновешены контурными токами  $\dot{I}''$ . С учетом этого матрица  $\dot{I}$  токов в ветвях равна:

$$\dot{I} = \dot{I}' + \dot{I}'' = C'_0 \dot{J} + N_\beta \dot{I}'' = C'_0 \dot{J} + N_\beta Z_\beta^{-1} \dot{E}_\beta, \quad (2-49)$$

где

$C'_0 = \begin{pmatrix} C_0 \\ 0 \end{pmatrix}$  соответствует матрице  $C_0$ , дополненной нулевой матрицей, учитывающей наличие хорд.

Матрицу контурных э. д. с. можно определить в соответствии с законом Ома и вторым законом Кирхгофа. Из (2-40) и (2-41) получаем при отсутствии э. д. с. в ветвях:

$$\dot{E}_\kappa = -N U'_z = -N Z_\beta \dot{I}'_\beta. \quad (2-40a)$$

Матрица контурных э. д. с., вызванная прохождением задающих токов по ветвям дерева, имеет вид:

$$\dot{E}_\kappa = -N_\alpha Z_\alpha \dot{I}_\alpha = -N_\alpha Z_\alpha C_0 \dot{J}, \quad (2-50)$$

где  $\dot{Z}_\alpha$  — часть матрицы  $Z_\beta$  сопротивлений ветвей, соответствующих дереву схемы.

В итеративном методе расчета по контурным уравнениям в первом приближении принимают, что матрица контурных сопротивлений  $Z_\kappa$  является диагональной, т. е. все элементы ее, кроме диагональных, равны нулю. Для диагональной матрицы очень просто находится обратная матрица, а следовательно, просто находится и матрица контурных проводимостей  $\check{Y}_\kappa = \check{Z}_\kappa^{-1}$ . Каждый диагональный член матрицы  $\check{Y}_\kappa$  равен обратному значению соответствующего диагонального члена матрицы  $\check{Z}_\kappa$ . При принятых условиях матрица контурных токов состоит из двух членов

$$\dot{I}'_\kappa = \check{Y}_\kappa \dot{E}_\kappa + (1 - \check{Y}_\kappa Z_\kappa) \dot{I}'_\kappa, \quad (2-51)$$

где одним штрихом отмечена матрица контурных токов на данном этапе итеративного расчета, двумя — на последующем этапе. Первый член правой части дает приближенное выражение контурного тока при принятом приближенном значении матрицы  $\check{Y}_\kappa$ . Второй член вводит соответствующую поправку. Процесс расчета прекращается, когда разность  $\dot{I}'_\kappa - \dot{I}_\kappa$  достигает определенного заранее заданного значения.

Пример 2-7. Рассчитать параметры режима для линейной схемы, представленной на рис. 2-24. Для упрощения расчетов токи и сопротивления представлены вещественными числами. Матрицы  $M$  и  $N$  были определены в примере 2-6.

Решение. Разделим схему на дерево и хорды. В качестве дерева выбираем часть схемы, включающую ветви 1, 2 и 3. Ветви 4 и 5 являются хордами. В соответствии с принятым разделением схемы выделим штриховыми линиями соответствующие части, относящиеся к дереву (индекс  $\alpha$ ) и к хордам (индекс  $\beta$ ) в матрицах  $M$  и  $N$ :

$$M = \left\| \begin{array}{ccc|cc} -1 & 0 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 0 & -1 & -1 \\ 0 & 0 & -1 & 0 & 1 \end{array} \right\|;$$

$$N = \left\| \begin{array}{ccc|cc} 1 & -1 & 0 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 & 0 & 1 \end{array} \right\|.$$

$M_\alpha$                        $M_\beta$   
 $N_\alpha$                        $N_\beta$

Диагональная матрица сопротивлений ветвей

$$Z_B = \left\| \begin{array}{ccc} 2 & & \\ & 3 & \\ & & 4 \\ & & & 4 \\ & & & & 2 \end{array} \right\|.$$

Определяем матрицу контурных сопротивлений  $Z_K$  в соответствии с заданными сопротивлениями контуров: первого  $2+4+3=9$  Ом; второго  $4+2+3=9$  Ом и сопротивление общей ветви  $2-3$  Ом;

$$Z_K = \left\| \begin{array}{cc} 9 & 3 \\ 3 & 9 \end{array} \right\|.$$

Матрицу контурных проводимостей  $Y_K = Z_K^{-1}$  определяем путем обращения матрицы второго порядка [18, 19]:

$$Y_K = \frac{1}{9,9-3,3} \left\| \begin{array}{cc} 9 & -3 \\ -3 & 9 \end{array} \right\| = \frac{1}{72} \left\| \begin{array}{cc} 9 & -3 \\ -3 & 9 \end{array} \right\|.$$

Матрица коэффициентов распределения токов для дерева схемы при разомкнутых хордах

$$C_0 = \left\| \begin{array}{ccc} -1 & & \\ & -1 & \\ & & -1 \end{array} \right\| = -1.$$

Определяем матрицу контурных э. д. с, вызванных прохождением задающих токов по ветвям дерева схемы, в соответствии с (2-50):

$$\dot{E}_k = -N_\alpha Z_\alpha C_0 J = \begin{vmatrix} 1 & -1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} 2 \\ 3 \\ 4 \end{vmatrix} (-1) \begin{vmatrix} -5 \\ -10 \\ -3 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 20 \\ 18 \end{vmatrix}.$$

Находим матрицу уравнительных контурных токов (2-45):

$$\dot{I}_k = Y_k \dot{E}_k = \frac{1}{72} \begin{vmatrix} 9 & -3 \\ -3 & 9 \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} 20 \\ 18 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 1,75 \\ 1,42 \end{vmatrix}.$$

Результирующие токи в ветвях равны в соответствии с (2-49)

$$\dot{i} = C_0' J + N_i \dot{I}_k =$$

$$= \begin{vmatrix} 1 & 0 & 0 \\ 0 & 1 & 0 \\ 0 & 0 & 1 \\ 0 & 0 & 0 \\ 0 & 0 & 0 \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} 5 \\ 10 \\ 3 \end{vmatrix} + \begin{vmatrix} 1 & 0 \\ -1 & -1 \\ 0 & 1 \\ 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{vmatrix} \times \begin{vmatrix} 6,75 \\ 6,83 \\ 4,42 \\ 1,75 \\ 1,42 \end{vmatrix}.$$

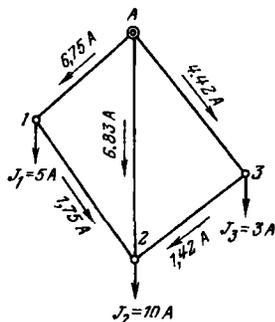


Рис. 2-25. К примеру 2-7.

Полученное распределение токов наносим на рис. 2-25.

Определим токораспределение в сети с помощью итеративного метода в соответствии с (2-51).

Матрица приближенных значений контурных проводимостей (учитываются только диагональные элементы матрицы  $Z_k$ ):

$$\tilde{Y}_k = \tilde{Z}_k^{-1} = \frac{1}{72} \begin{vmatrix} 9 & 0 \\ 0 & 9 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 0,125 & 0 \\ 1 & 0,125 \end{vmatrix}.$$

Матрицы постоянных коэффициентов в (2-51):

$$\tilde{Y}_k \dot{E}_k = \frac{1}{72} \begin{vmatrix} 9 & 0 \\ 0 & 9 \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} 20 \\ 18 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 2,5 \\ 2,25 \end{vmatrix};$$

$$1 - \tilde{Y}_k Z_k = \begin{vmatrix} 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{vmatrix} - \begin{vmatrix} 0,125 & 0 \\ 0 & 0,125 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 0,875 & 0 \\ 0 & 0,875 \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} 9 & 3 \\ 3 & 9 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 0,125 & 0,375 \\ 0,375 & 0,125 \end{vmatrix}.$$

Итеративное уточнение матрицы контурных токов по (2-51):

$$\dot{I}'_k = \tilde{Y}_k \dot{E}_k + (1 - \tilde{Y}_k Z_k) \dot{I}'_k = \begin{vmatrix} 2,5 \\ 2,25 \end{vmatrix} - \begin{vmatrix} 0,125 & 0,375 \\ 0,375 & 0,125 \end{vmatrix} \dot{I}'_k.$$

Нулевое приближение

$$I_{\kappa}^0 = \begin{vmatrix} 2,5 \\ 2,25 \end{vmatrix}.$$

Первое приближение

$$I_{\kappa}^1 = \begin{vmatrix} 1,34 \\ 1,03 \end{vmatrix}.$$

Второе приближение

$$I_{\kappa}^2 = \begin{vmatrix} 1,94 \\ 1,62 \end{vmatrix}.$$

Третье приближение

$$I_{\kappa}^3 = \begin{vmatrix} 1,65 \\ 1,32 \end{vmatrix}.$$

Четвертое приближение

$$I_{\kappa}^4 = \begin{vmatrix} 1,805 \\ 1,465 \end{vmatrix}.$$

Пятое приближение

$$I_{\kappa}^5 = \begin{vmatrix} 1,724 \\ 1,393 \end{vmatrix}.$$

Шестое приближение

$$I_{\kappa}^6 = \begin{vmatrix} 1,764 \\ 1,436 \end{vmatrix}.$$

Седьмое приближение

$$I_{\kappa}^7 = \begin{vmatrix} 1,74 \\ 1,41 \end{vmatrix}.$$

Восьмое приближение

$$I_{\kappa}^8 = \begin{vmatrix} 1,75 \\ 1,42 \end{vmatrix},$$

что соответствует результату непосредственного решения контурного уравнения (см. рис. 2-25). Все расчеты велись на логарифмической линейке. Следует обратить внимание, что данный прием расчета приводит к сравнительно медленной сходимости итерационного процесса.

*Применение контурного уравнения для нелинейной схемы.* Основным достоинством применения метода контурных уравнений является то, что при этом приходится обращаться матрицы меньшего порядка, чем при применении метода узловых уравнений. Это связано с тем, что число замкнутых контуров в схемах намного меньше числа узлов. В то же время метод контурных уравнений имеет и существенный недостаток: для нелинейных схем в процессе расчета необходимо дополнительно определять

напряжения узлов и соответственно корректировать расчеты. В связи с этим использование метода контурных уравнений может быть затруднительным для сложноразветвленных схем с напряжениями более 220 кВ, где значения напряжений в узлах различаются значительно. Ниже приводятся алгоритм и пример непосредственного решения контурного уравнения для нелинейной замкнутой схемы сети напряжением 110—220 кВ. Нагрузки в узлах заданы значениями полной мощности. Расчет производится в два этапа. На первом этапе расчет ведется без учета потерь мощности. При этом используется метод расщепления схем (см. пример 2-5). На втором этапе производится учет потерь мощности в сети, определенных по номинальному напряжению. Напряжения в узлах сети находятся с учетом фактического режима напряжений на источнике питания.

На основании заданных параметров участков сети и нагрузок узлов составляются две подсхемы: а) подсхема для определения распределения активной мощности — нагрузки в узлах представляются активными мощностями, для участков сети указываются длины; б) подсхема для определения распределения реактивной мощности — в качестве нагрузок в узлах рассматриваются только реактивные мощности, для участков сети указываются активные сопротивления.

Решение контурных уравнений производится отдельно для каждой подсхемы, порядок расчета такой же, как и для линейной схемы (см. выше). Рассмотрим подробнее определение распределения активной мощности в первой подсхеме.

Контурное уравнение для подсхемы с активными мощностями и длинами участков в матричном виде запишется следующим образом (2-38в):

$$N I_{\alpha} P_{\alpha} = 0.$$

Далее производим расчет так же, как и при выводе (2-49).

Активные мощности, протекающие по ветвям, складываются из двух составляющих

$$P_{\alpha} = P'_{\alpha} + P''_{\alpha}.$$

Вначале предполагаем, что в хордах токи равны нулю

$P'_{\alpha} = \begin{pmatrix} P'_{\alpha} \\ 0_{\alpha} \end{pmatrix}$ , т. е. активные мощности нагрузок узлов  $P$  распределяются по ветвям дерева:

$$P'_{\alpha} = C_0 P.$$

При этом в замкнутых контурах схемы возникают э. д. с. небаланса. Матрица э. д. с. небаланса по контурам равна [см. (2-50)]:

$$E_{\kappa} = -N_{\alpha} I_{\alpha} P_{\alpha},$$

где  $I_{\alpha}$  — матрица длин для ветвей дерева.

Для устранения э. д. с. небаланса должны иметься уравновешивающие контурные мощности

$$P_K = I^{-1} E_K = -I_K^{-1} N_\alpha I_\alpha P_\alpha,$$

где  $I_K$  — матрица длин линий в замкнутых контурах; она может быть определена непосредственно по схеме или по формуле

$$I_K = N I_\alpha N_I.$$

Распределение активной мощности по ветвям схемы после подстановки записанных соотношений получается:

$$P_\alpha = \begin{vmatrix} P_\alpha \\ 0 \end{vmatrix} + N_I P_K = \begin{vmatrix} C_0 P_I \\ 0 \end{vmatrix} - N_I I_K^{-1} N_\alpha I_\alpha C_0 P. \quad (2-49a)$$

На основании аналогичных рассуждений получается выражение для распределения реактивной мощности во второй подсхеме

$$Q_\alpha = \begin{vmatrix} C_0 Q \\ 0 \end{vmatrix} - N_I R_K^{-1} N_\alpha R_\alpha C_0 Q, \quad (2-49b)$$

где  $R_\alpha$  и  $R_K$  — матрицы активных сопротивлений ветвей дерева и замкнутых контуров соответственно;  $Q$  — матрица реактивных мощностей нагрузок узлов.

Распределение полной мощности  $\dot{S}_\alpha$  по ветвям находится путем наложения распределения активных и реактивных мощностей, полученных для подсхем «а» и «б»:

$$\dot{S}_\alpha = P_\alpha + jQ_\alpha.$$

Второй этап расчета производится так же, как указано выше для кольцевой сети.

**Пример 2-8.** Рассчитать параметры режима сети напряжением 220 кВ с двумя замкнутыми контурами. На рис. 2-26, а указаны расчетные нагрузки в узлах сети (МВ·А), длины линий (км) и полные сопротивления участков сети (Ом). В пункте А поддерживается напряжение 242 кВ.

**Решение.** Производим нумерацию узлов, ветвей и замкнутых контуров, отмечаем на рис. 2-26, а положительные направления ветвей и замкнутых контуров. В качестве дерева схемы принимаем ветви 1, 2 и 3. Ветви 4 и 5 являются хордами.

Определяем матрицы инциденций (см. пример 2-6):

$$M = \begin{vmatrix} -1 & 0 & 0 & | & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 0 & | & -1 & -1 \\ 0 & 0 & -1 & | & 0 & 1 \end{vmatrix};$$

$$N = \begin{vmatrix} 1 & -1 & 0 & | & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 & | & 0 & 1 \end{vmatrix}.$$

$\underbrace{\hspace{10em}}_{M_\alpha} \quad \underbrace{\hspace{10em}}_{M_\beta}$   
 $\underbrace{\hspace{10em}}_{N_\alpha} \quad \underbrace{\hspace{10em}}_{N_\beta}$



Матрицу длин для замкнутых контуров определяем по формуле:

$$I_k = N I_B N_f = \begin{vmatrix} 1 & -1 & 0 & 0 & 0 \\ 0 & -1 & 1 & 0 & 1 \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} 100 & & & & \\ & 100 & & & \\ & & 80 & & \\ & & & 80 & \\ & & & & 100 \end{vmatrix} \times$$

$$\times \begin{vmatrix} 1 & 0 \\ -1 & -1 \\ 0 & 1 \\ 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 280 & 100 \\ 100 & 280 \end{vmatrix}.$$

Нетрудно проверить справедливость полученных значений элементов матрицы  $I_k$  непосредственно по схеме.

Обратная матрица  $I_k^{-1}$  находится по обычным правилам

$$I_k^{-1} = \frac{1}{280^2 - 100^2} \begin{vmatrix} 280 & -100 \\ -100 & 280 \end{vmatrix} = \frac{1}{6,85 \cdot 10^4} \begin{vmatrix} 280 & -100 \\ -100 & 280 \end{vmatrix}.$$

Матрица уравновешивающих контурных мощностей для устранения э. д. с. небаланса

$$P_k = I_k^{-1} E_k = \frac{1}{6,85 \cdot 10^4} \begin{vmatrix} 280 & -100 \\ -100 & 280 \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} 1000 \\ 1400 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 2,04 \\ 4,26 \end{vmatrix}.$$

Распределение активной мощности по ветвям схемы:

$$P_B = \begin{vmatrix} P_\alpha \\ 0 \end{vmatrix} + N_f P_k = \begin{vmatrix} 60 \\ 70 \\ 60 \\ 0 \\ 0 \end{vmatrix} + \begin{vmatrix} 1 & 0 \\ -1 & -1 \\ 0 & 1 \\ 1 & 0 \\ 0 & 1 \end{vmatrix} \cdot \begin{vmatrix} 2,04 \\ 4,26 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 62,04 \\ 63,70 \\ 74,26 \\ 2,04 \\ 4,26 \end{vmatrix}.$$

Найденное распределение активной мощности нанесено на рис. 2-26, б.

Распределение реактивной мощности находится аналогично в соответствии с (2-49, б). Результаты расчета нанесены на рис. 2-26, в. Распределение полной мощности по ветвям определится путем наложения распределения активных и реактивных мощностей. Результаты расчета (с округлением) представлены на рис. 2-26, г.

Точка раздела мощностей определилась в узле 2. Таким образом нагрузка узла 2 питается с трех сторон. Разрезаем условно замкнутую сеть по точке поточораздела, как показано на рис. 2-26, г. Получаем в результате три разомкнутые линии: А-1-2, А-2 и А-3-2. Второй этап расчета их производится в соответствии с указанным в § 2-5 (см. примеры 2-3 и 2-4). Результаты расчетов приведены на рис. 2-26, д.

## 2-7. ОСОБЕННОСТИ РАБОЧИХ РЕЖИМОВ ДАЛЬНИХ ЛИНИЙ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

В линиях напряжением 500—750 кВ в каждой фазе имеется несколько проводов большого сечения. Поэтому активные сопротивления каждой фазы во много раз меньше индуктивных, в расчетах этих линий часто принимают  $r \approx 0$ . Во многих случаях в расчетах не учитывают также и активную проводимость, принимая  $g \approx 0$ , т. е. рассматривают линию «без потерь». Для случаев очень плохой погоды, когда потери на корону резко увеличиваются, они учитываются в схеме замещения в виде дополнительной нагрузки  $P_k = f(U)$ .

Уравнения линии «без потерь» имеют упрощенный вид:

$$\text{и } \left. \begin{aligned} \dot{U}_1 &= \dot{U}_2 \cos \lambda + jZ_\lambda \dot{I}_2 \sin \lambda \\ \dot{I}_1 &= j\frac{1}{Z_\lambda} \dot{U}_2 \sin \lambda + \dot{I}_2 \cos \lambda, \end{aligned} \right\} \quad (2-52)$$

где  $Z_\lambda = \sqrt{x/b_c}$  — волновое сопротивление линии;  $\lambda = \frac{\omega}{3 \cdot 10^8} l$  — волновая длина линии.

При анализе работы линий дальних электропередач обычно рассматривают их характерные режимы: при передаче натуральной мощности

$$P_2 = P_{\text{нат}} = \frac{U_2^2}{Z_\lambda},$$

а также при передаче мощности, большей или меньшей натуральной.

При передаче натуральной мощности ток  $\dot{I}_2$  и напряжение  $\dot{U}_2$  в конце линии связаны следующим соотношением:

$$\dot{U}_2 = Z_\lambda \dot{I}_2.$$

При подстановке этого соотношения в (2-52) получается, что вдоль всей линии значения тока и напряжения одинаковы по модулю. Они изменяются только по аргументу. Последний увеличивается пропорционально длине — по 6 град на каждые 100 км длины.

Если линия нагружена натуральной мощностью, то реактивная мощность, генерируемая емкостью, на любом участке линии потребляется в его индуктивном сопротивлении. Таким образом, вдоль всей линии практически передается активная мощность.

При передаче мощности больше натуральной потери реактивной мощности в линии превышают мощность, генерируемую линией. В этом случае при отсутствии специальных регулирующих средств напряжение в конце линии оказывается ниже, чем в начале. В случае передачи мощности меньше натуральной

мощность, генерируемая емкостью линии, превышает потери в индуктивном сопротивлении. В результате напряжение в конце линии оказывается более высоким, чем в начале. Особенно значительно повышение напряжений в режимах малых нагрузок и при холостом ходе. На рис. 2-27 представлены зависимости напряжений в конце линии от напряжения в начале для случая, когда фиксированным является напряжение в начале линии (рис. 2-27, а) или в начале и в конце ее (рис. 2-27, б).

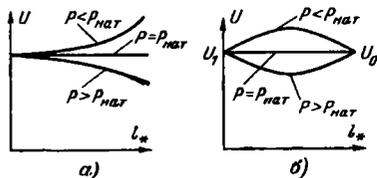


Рис. 2-27. Изменения напряжения вдоль длинной линии при заданных значениях активной мощности и напряжений по модулю.

а — у передающего конца; б — у передающего и приемного концов.

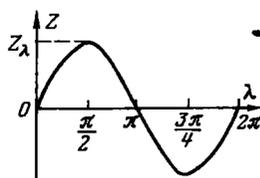


Рис. 2-28. Зависимость полного сопротивления  $Z$  от длины линии.

Продольное сопротивление эквивалентной П-образной схемы замещения длинной линии выражается следующим образом:

$$Z = jZ_\lambda \sin \lambda.$$

Наибольшее значение это сопротивление имеет для линии длиной в 1500 км (индуктивное) и для линии длиной в 4500 км (емкостное) (рис. 2-28). Работа этих линий оказывается наиболее трудной, неустойчивой [5, 41]. При длинах линии около 3000 и 6000 км сопротивление линии мало и работа ее представляется наиболее легкой. В действительности влияние волновых процессов и активного сопротивления может несколько изменить это представление. Подробно эти вопросы рассматриваются в специальных курсах.

## Глава третья

### НЕСИММЕТРИЧНЫЕ И НЕСИНУСОИДАЛЬНЫЕ РАБОЧИЕ РЕЖИМЫ

#### 3-1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Практически все рабочие режимы сетей являются несколько несимметричными и несинусоидальными. В то же время часто отклонения от нормальных условий являются незначительными и их не учитывают при практическом анализе работы сети

(см. гл. 2). Однако в настоящее время в ряде случаев возникают условия, при которых несимметрия и несинусоидальность кривых токов и напряжений могут быть значительными. Эти условия являются вынужденными или создаются преднамеренно. Устранение их может быть нежелательным или нецелесообразным с экономической точки зрения.

При анализе установившихся режимов работы сетей практическое значение имеют следующие виды несимметрии.

*Несимметричная нагрузка фаз* возникает при неодинаковой мощности или режимах работы однофазных нагрузок. К числу таких нагрузок относятся осветительные и бытовые ЭП, присоединяемые к различным фазам сети 380/220 В, а также более мощные — дуговые электрические печи, сварочные аппараты, электровозы однофазного переменного тока и т. п. Мощность однофазных нагрузок может достигать десятков мегаватт.

*Неполнофазные режимы работы ВЛ*, а иногда и трансформаторов практически используются в послеаварийных режимах на период ремонта поврежденного элемента. Например, известно, что наибольшее количество (80—90%) устойчивых повреждений ВЛ являются однофазными. Поэтому в случае питания потребителей одиночной линией напряжением 110—220 кВ, работающей с заземленной нейтралью, целесообразно оборудовать ее пофазным управлением. При повреждении одного фазного провода он отключится, а потребитель будет получать питание по двум другим фазам. Это существенно повышает надежность электроснабжения потребителей и не требует сооружения дорогой резервной линии. То же относится и к группам из однофазных трансформаторов.

*Различие параметров фаз отдельных элементов сети.* В основном касается ВЛ. Для выравнивания параметров фаз ВЛ применяют транспозицию проводов (см. гл. 1). Однако транспозиционные опоры имеют более сложную и дорогую конструкцию. Вероятность повреждений на этих опорах значительно выше, чем на опорах обычных типов. С целью снижения количества транспозиционных опор линии длиной до 100 км сооружаются без транспозиции, на линиях большой длины применяются удлиненные циклы транспозиции.

Необходимость учета различия параметров фаз ВЛ зависит от типа линии и характера задачи. Для одиночной линии относительно небольшой длины и невысокого напряжения, например для линии 35 кВ длиной 20 км, различие в параметрах фаз сравнительно мало и им можно пренебречь. В то же время при наличии протяженной воздушной сети 35 кВ, питающейся от общего трансформатора, различие параметров фаз сказывается на значениях суммарных емкостных токов фаз. Это может быть весьма существенным, например, при настройке дугогасящей катушки в нейтрали трансформатора или при выборе уставок соответствующей релейной защиты.

Некоторые типы релейной защиты должны быть отстроены от токов, возникающих вследствие различия параметров фаз, например для линий напряжением 330 кВ и выше с удлиненными циклами транспозиции. Определение параметров ВЛ при различии их по фазам относится к числу специальных вопросов [18, 20].

*Несинусоидальность* формы кривой напряжений и токов вызывается главным образом наличием нагрузки от вентильных выпрямителей. В случае применения однофазных вентильных выпрямителей система токов и напряжений каждой частоты является несимметричной.

Несимметричные и несинусоидальные режимы работы сетей имеют определенные недостатки (см. § 4-1). В ряде случаев при этом могут существенно ухудшиться или даже оказаться неприемлемыми технические и экономические показатели работы ЭП и электрических аппаратов, присоединенных к сетям. В связи с этим приходится принимать специальные меры для снижения несимметрии и уменьшения токов высших гармоник. В ГОСТ установлены определенные допустимые показатели несимметрии и несинусоидальности токов и напряжений в сетях и у ЭП (см. § 4-1). Для проверки соответствия фактических показателей допустимым приходится производить расчеты несимметричных и несинусоидальных режимов.

Ниже рассматриваются основные положения расчетов несимметричных режимов. Расчеты несинусоидальных режимов могут быть произведены аналогично, при этом должны составляться соответствующие схемы замещения для каждой гармоники. Следует иметь в виду, что рассмотренные ниже методы являются в определенной степени приближенными. Это связано в первую очередь с тем, что изменение нагрузок предполагается заранее известным или, как говорят, детерминированным. Такое предположение является практически более обоснованным при расчетах симметричных режимов [18]. При несимметричных и несинусоидальных режимах изменение нагрузок отдельных фаз может быть взаимно независимым и иметь случайный характер, как это получается, например, в случае электротяговых нагрузок. Более обоснованным в этих случаях является применение вероятностных методов расчета [36].

Известно [12], что несимметричная трехфазная система напряжений и токов может быть разложена на системы симметричных составляющих: прямой, обратной и нулевой последовательностей. При этом составляющие обратной и нулевой последовательностей обычно значительно меньше соответствующих составляющих прямой последовательности. На рис. 3-1 на систему напряжений прямой последовательности наложена система напряжений обратной последовательности, на рис. 3-2 — система нулевой последовательности. В первом случае несимметричными являются системы фазных и междуфазных напря-

жений. Во втором случае несимметрична только система фазных напряжений, а система междуфазных напряжений является симметричной.

В зависимости от назначения и характера расчеты несимметричных режимов могут производиться в системе фазных координат или в системе симметричных координат.

Матрицы токов и напряжений в любой точке  $i$  сети содержат фазные значения:

$$\dot{U} = \begin{Bmatrix} \dot{U}_a \\ \dot{U}_b \\ \dot{U}_c \end{Bmatrix}; \quad \dot{i} = \begin{Bmatrix} \dot{i}_a \\ \dot{i}_b \\ \dot{i}_c \end{Bmatrix}.$$

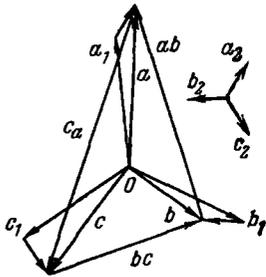


Рис. 3-1. Наложение на систему прямой последовательности напряжений системы обратной последовательности.

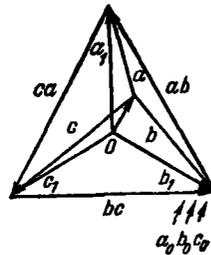


Рис. 3-2. Наложение на систему прямой последовательности напряжений системы нулевой последовательности.

Аналогичное выражение имеет матрица  $j$  задающих токов нагрузки.

В системе симметричных координат соответствующие матрицы токов и напряжений содержат составляющие прямой, обратной и нулевой последовательностей (соответствующие индексы 1, 2, 0):

$$\dot{U}_s = \begin{Bmatrix} \dot{U}_1 \\ \dot{U}_2 \\ \dot{U}_0 \end{Bmatrix}; \quad \dot{i}_s = \begin{Bmatrix} \dot{i}_1 \\ \dot{i}_2 \\ \dot{i}_0 \end{Bmatrix}.$$

Перевод величин из симметричных координат в фазные производится посредством формул:

$$\dot{U} = \dot{s}\dot{U}_s; \quad \dot{i} = \dot{s}\dot{i}_s \quad (3-1)$$

и из фазных координат в симметричные

$$\dot{U}_s = \dot{s}^{-1}\dot{U}; \quad \dot{i}_s = \dot{s}^{-1}\dot{i}, \quad (3-1a)$$

где

$$\dot{s} = \begin{vmatrix} \dot{s}_1 & \dot{s}_2 & \dot{s}_0 \end{vmatrix} = \begin{vmatrix} 1 & 1 & 1 \\ a^2 & a & 1 \\ a & a^2 & 1 \end{vmatrix} \quad (3-2)$$

— матрица системы симметричных координат;

$$a = e^{j \frac{2}{3} \pi} = -\frac{1}{2} + j \frac{\sqrt{3}}{2} \text{ — оператор изменения аргумента;}$$

$$a^2 = e^{j \frac{4}{3} \pi} = -\frac{1}{2} - j \frac{\sqrt{3}}{2};$$

$$\dot{s}^{-1} = \frac{1}{3} \begin{vmatrix} 1 & a & a^2 \\ 1 & a^2 & a \\ 1 & 1 & 1 \end{vmatrix}. \quad (3-3)$$

Матрицы сопротивлений и проводимостей в системе симметричных координат определяются по матрицам соответствующих величин в системе фазных координат по формулам:

$$\left. \begin{aligned} Z_{ss} &= \dot{s}^{-1} Z_{ss} \dot{s}; \\ Y_s &= \dot{s}^{-1} Y_s \dot{s}. \end{aligned} \right\} \quad (3-4)$$

### 3-2. ПАРАМЕТРЫ ЭЛЕМЕНТОВ СЕТИ И СОСТАВЛЕНИЕ СХЕМ ЗАМЕЩЕНИЯ ПРИ НЕСИММЕТРИЧНЫХ РЕЖИМАХ

Определение параметров элементов сети в схемах различных последовательностей связано в значительной мере с назначением проводимого расчета несимметричных режимов (см. также § 3-3). Например, в случае рассмотрения режимов работы сети с резко выраженной несимметрией — с несимметричной нагрузкой или при неполифазных режимах — значения параметров сети и их взаимное влияние могут быть оценены приближенно. В то же время при анализе режимов работы нетранспонированных линий с различными параметрами фаз в ряде случаев требуется более точный учет этих параметров. При этом приходится применять более точные методы расчетов, которые рассматриваются в специальных курсах. В соответствии с указанным ниже даются лишь основные сведения об определении параметров сети в схемах различных последовательностей.

*В схемах прямой последовательности* значения сопротивлений проводимостей любых элементов сети соответствуют их значениям симметричных режимов (см. § 2-2).

*В схемах обратной последовательности* для элементов сети, у которых взаимондукция между фазами не зависит от по-

рядка чередования фаз, индуктивные сопротивления прямой и обратной последовательностей одинаковы  $x_1 = x_2$ . Такими элементами являются воздушные и кабельные линии, реакторы, конденсаторы, трансформаторы.

Во вращающихся машинах токи обратной последовательности создают магнитный поток статора, вращающийся против направления вращения ротора машины. Таким образом, этот магнитный поток имеет двойную угловую скорость по отношению к ротору машины. Магнитное сопротивление на пути этого магнитного потока несколько отличается от соответствующего магнитного сопротивления для магнитного потока, созданного токами прямой последовательности, который вращается синхронно с ротором. В связи с этим в общем случае для вращающихся машин  $x_2 \neq x_1$ .

Для практически приближенных расчетов обычно принимают для турбогенераторов и явнополюсных машин с демпферными обмотками  $x_2 \approx x''_d$ .

Нагрузки в схемах обратной последовательности обычно представляют неизменными поперечно включенными сопротивлениями для некоторого типичного состава ЭП. При основной частоте можно приближенно принимать в относительных единицах:

для нагрузок, присоединенных к сети 6—10 кВ,

$$Z_{2*} = 0,18 + j0,24;$$

для нагрузок, присоединенных к сети 110 кВ,

$$Z_{2*} = 0,19 + j0,36.$$

Эти значения сопротивлений отнесены к полной рабочей мощности нагрузки и к номинальному напряжению сети, к которой она присоединена. Однофазные ЭП значительной мощности и ЭП с резкопеременной нагрузкой должны учитываться особо.

*Схема нулевой последовательности.* В синхронных машинах с симметричными обмотками магнитные потоки в обмотках статора, создаваемые токами нулевой последовательности, должны полностью компенсироваться. Практически обмотки статора имеют некоторую несимметрию, обусловленную конструктивными особенностями машины. В связи с этим часть магнитных потоков нулевой последовательности не является скомпенсированной. Это отражается в схеме нулевой последовательности сопротивлением относительно небольшого значения, его принимают обычно равным  $x_0 = (0,15 \div 0,6) x''_d$ .

Для реакторов расстояние между катушками достаточно велико, что обуславливает малую взаимоиндукцию между катушками. Поэтому приближенно принимают  $x_0 \approx x_1$ .

В воздушных линиях токи нулевой последовательности, проходящие по фазным проводам линии, возвращаются в заземлен-

ные нейтрали через землю (рис. 3-3, а). При этом продольное сопротивление нулевой последовательности  $z_0$  линии зависит от сопротивления  $z_L$  петли «провод—земля» и сопротивлений взаимной индукции  $z_M$  между двумя линиями «провод-земля». При частоте  $f=50$  Гц эти сопротивления имеют следующий вид:

$$\left. \begin{aligned} z_L &= r + r_s + j \cdot 0,145 \lg \frac{D_s}{\rho} = r + 0,05 + j \cdot 0,145 \lg \frac{D_s}{\rho}; \\ z_M &= r_s + j \cdot 0,145 \lg \frac{D_s}{D} = 0,05 + j \cdot 0,145 \lg \frac{D_s}{D}, \end{aligned} \right\} (3-5)$$

где  $r_s \approx 0,05$  Ом/км — активное сопротивление земли, соответствующее потере активной мощности при прохождении тока в земле; оно практически не зависит от проводимости земли, так как

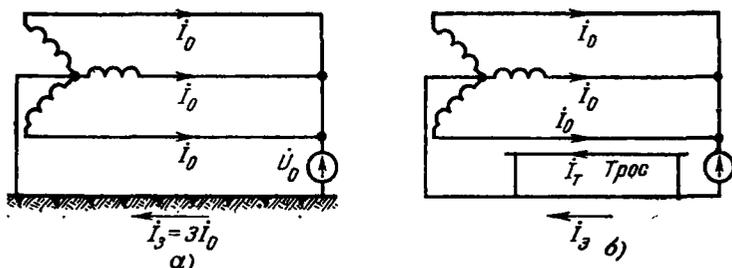


Рис. 3-3. Прохождение токов нулевой последовательности в линии.  
а — без троса на линии; б — с тросом на линии.

с ее изменением меняется плотность тока в земле;  $D_s \approx 1000$  м — эквивалентная глубина возврата тока через землю;  $D$  — расстояние между проводами двух параллельных линий «провод—земля», для трехфазных линий  $D = D_{cp}$ .

Для одноцепной трехфазной линии сопротивление нулевой последовательности

$$z_0 = z_L + 2z_{M\text{cp}} = r + 0,15 + j0,435 \lg \frac{D_s}{\rho_{cp}}, \quad (3-6)$$

где  $\rho_{cp} = \sqrt{\rho D_{cp}^2}$  — средний геометрический радиус системы трех проводов линии. Аналогично сопротивление прямой последовательности для такой линии получается:

$$z_1 = z_L + a^2 z_{M\text{cp}} + a z_{M\text{cp}} = z_L - z_{M\text{cp}} = r + 0,145 \lg \frac{D_{cp}}{\rho},$$

что соответствует (2-2).

Таким образом, наличие взаимной индукции с другими фазами в системах прямой и обратной последовательностей уменьшает сопротивление фазы, а в системе нулевой последовательности значительно увеличивает его.

На сопротивление нулевой последовательности ВЛ влияет наличие многократно заземленных тросов и второй параллельной цепи. При наличии тросов обратный ток частично проходит в земле, а частично в тросе (рис. 3-3, б). Расстояние между проводами и тросами значительно меньше расстояний между проводами и током в земле, поэтому сопротивление петли «провод—трос» меньше сопротивления петли «провод—земля». Таким образом, наличие заземленного троса приводит к уменьшению сопротивления нулевой последовательности линии. Степень уменьшения индуктивного сопротивления нулевой последовательности линии зависит от материала троса. Чем меньше активное сопротивление троса, тем больше доля обратного тока в нем и тем больше степень уменьшения индуктивного сопротивления нулевой последовательности. Стальные тросы практически мало влияют, а хорошо проводящие сталеалюминиевые тросы значительно уменьшают индуктивное сопротивление нулевой последовательности. Активное сопротивление нулевой последовательности линии возрастает при стальных тросах с большим активным сопротивлением и уменьшается при сталеалюминиевых тросах с малым активным сопротивлением.

Сопротивление нулевой последовательности двухцепных линий несколько больше (до 10%), чем одноцепных, из-за влияния взаимной индукции параллельной цепи.

В приближенных расчетах можно принимать приведенные ниже средние значения соотношений между индуктивными сопротивлениями  $x_0$  в схеме нулевой последовательности и  $x_1$  в схеме прямой последовательности [37]:

Для одноцепных линий:	
без тросов . . . . .	3,5
со стальными тросами . . . . .	3,0
со сталеалюминиевыми тросами . . . . .	2,0
Для двухцепных линий:	
без тросов . . . . .	5,5
со стальными тросами . . . . .	4,7
со сталеалюминиевыми тросами . . . . .	3,0

Поперечную емкостную проводимость в схемах замещения нулевой последовательности ВЛ можно приближенно определить по следующей формуле, аналогичной (2-3):

$$b_0 = \frac{2,52}{\lg \frac{D_i}{\rho_{cp}'}}$$

где  $D_i = 1/3 (H_{aa}H_{bb}H_{cc})$  — среднее расстояние проводов фаз  $a$ ,  $b$  и  $c$  до их зеркальных отражений относительно поверхности земли;  $\rho_{cp}' = \sqrt[3]{\rho_n D_{cp}^2}$  — средний геометрический радиус систем трех проводов линии [то же, что в (3-6), но с заменой  $\rho$  на  $\rho_n$ ].

На значения емкостных проводимостей в схемах нулевой последовательности влияет наличие тросов, заземленных хотя бы

в одном месте, а также параллельно проложенной цепи на тех же опорах. При учете этого влияния емкостные проводимости увеличиваются в пределах до нескольких процентов [18, 37].

Для кабелей сопротивление в схемах нулевой последовательности наиболее надежно определяется путем замеров в реальных условиях. Приблизительно можно считать, что в схеме нулевой последовательности  $r_0 \approx 10r_1$  и  $x_0 \approx (3,5 \div 4,6) x_1$ .

В трансформаторах (автотрансформаторах) активные сопротивления очень малы и их практически не учитывают. Индуктивные сопротивления нулевой последовательности зависят от

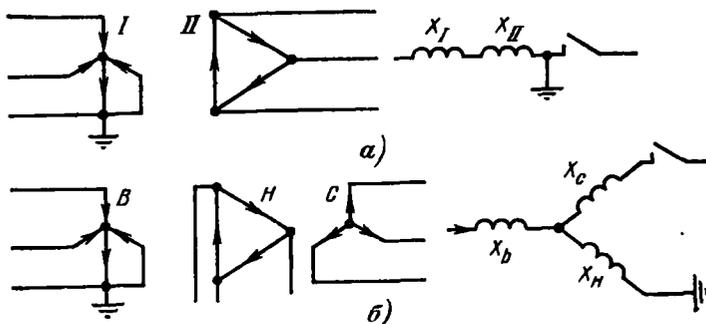


Рис. 3-4. Схемы замещения трансформаторов для токов нулевой последовательности.

конструктивного выполнения и схемы соединения обмоток трансформаторов. Токи нулевой последовательности не могут проходить через обмотки трансформаторов, соединенных в звезду без заземленной нейтрали или без нулевого провода. Это связано с тем, что при этих соединениях сумма токов трех фаз должна быть равна нулю, в то время как сумма токов нулевой последовательности трех фаз равна  $3 I_0$ . Если линия заканчивается обмоткой трансформатора, соединенной в треугольник, то по линии также не могут проходить токи нулевой последовательности.

В этих случаях сопротивление нулевой последовательности  $x_0 = \infty$ . Конечное значение  $x_0$  получается при приложении напряжения нулевой последовательности со стороны обмотки трансформатора, соединенной в звезду с заземленной нейтралью или с нулевым проводом.

Рассмотрим схемы нулевой последовательности для наиболее распространенных двухобмоточных и трехобмоточных трансформаторов (рис. 3-4). Для двухобмоточных трансформаторов независимо от их типа и конструкции при соединении обмоток по схеме  $Y_0/\Delta$  (рис. 3-4, а) индуктивное сопротивление нулевой последовательности  $x_0 = x_I + x_{II} = x_1$ .

Во вторичной обмотке трансформатора наводится э. д. с. нулевой последовательности, и так как фазы обмоток соединены в треугольник, то в них возникают токи нулевой последователь-

ности, не выходящие за пределы треугольника. Таким образом, вся наведенная во вторичной обмотке э. д. с. нулевой последовательности расходуется на проведение тока нулевой последовательности в сопротивлении вторичной обмотки  $x_{II}$ . В схеме замещения это отражают условным заземлением конца ветви  $x_{II}$  и отключением внешней вторичной цепи (заземление конца ветви показывает, что этой ветвью заканчивается путь тока нулевой последовательности).

Схема замещения для токов нулевой последовательности трехобмоточного трансформатора приведена на рис. 3-4, б. Сопротивления обмоток  $x_b$ ,  $x_c$ ,  $x_n$  определяют по формулам, приведенным в § 2-2. Более подробно о схемах замещения для трансформаторов с другими соединениями обмоток см. в [37].

*Составление схем замещения различных последовательностей* производится в зависимости от характера выполняемого расчета. Для режимов с несимметричными нагрузками и при неполнофазной работе отдельных элементов сети обычно схемы прямой, обратной и нулевой последовательностей не связаны взаимно по ветвям линий. Сопротивления ВЛ в схемах прямой и обратной последовательностей определяются по (2-2) и нулевой последовательности по (3-6). В более общих случаях, когда параметры фаз различны (в нетранспонированных линиях), схемы разных последовательностей оказываются взаимно связанными и количество параметров элементов сети соответственно увеличивается. Правила определения дополнительных параметров в настоящей книге не рассматриваются.

Схема прямой последовательности составляется так же, как и для расчета соответствующего симметричного режима (см. гл. 2). Обычно ее составляют только для той части сети, где ожидается заметное влияние несимметрии. Остальную часть сети замещают условной эквивалентной нагрузкой или источником питания в соответствии с данными, полученными из расчетов симметричного режима.

Схема обратной последовательности, за исключением нагрузок, состоит из тех же элементов, что и схема прямой последовательности, так как ток прямой и обратной последовательностей проходят по одним и тем же путям. Обычно в схемы обратной последовательности вносятся дополнительные упрощения: не учитывается влияние поперечных ветвей линий и трансформаторов, активных сопротивлений линий и трансформаторов.

Схема нулевой последовательности существенно отличается от схем прямой и обратной последовательностей, так как ток нулевой последовательности проходит по другим путям — по трем фазам и возвращаются через землю, заземляющие тросы ВЛ, металлические оболочки кабелей и т. п. При составлении схемы нулевой последовательности следует установить возможные замкнутые контуры, по которым может проходить ток нулевой последовательности. Для этого прежде всего необходимо

обращать внимание на схемы соединений обмоток трансформаторов. Для образования указанных замкнутых контуров в рассматриваемом участке сети должны иметься заземленные нейтрали или нулевой провод. При нескольких заземленных нейтралях, электрически связанных между собой, токи нулевой последовательности разветвляются между ними.

Концы элементов схемы нулевой последовательности, через которые возвращаются токи нулевой последовательности, имеют потенциал земли. Их объединяют в одну общую точку, которая является началом схемы нулевой последовательности. Если нейтраль трансформатора или автотрансформатора заземлена через сопротивление, то его вводят в схему замещения нулевой последовательности утроенным значением. Это объясняется тем, что схему нулевой последовательности составляют для одной фазы, а через сопротивление нейтрали проходит сумма токов нулевой последовательности трех фаз. Для учета действительного падения напряжения в сопротивлении нейтрали его и увеличивают в 3 раза.

При исследовании несинусоидальных несимметричных режимов схемы всех трех последовательностей составляются на частоте каждой из гармоник  $\gamma$ . При этом индуктивные сопротивления и емкостные проводимости должны быть соответственно увеличены в  $\gamma$  раз по сравнению с теми же при основной частоте. Влиянием активных сопротивлений на параметры режима обычно можно пренебречь, его необходимо учитывать лишь при оценке экономичности режима. При этом должно быть учтено увеличение активных сопротивлений из-за повышения частоты. Как указывалось выше, при анализе несинусоидальных режимов более обоснованным является использование вероятностных методов расчетов.

### 3-3. РАСЧЕТ РЕЖИМА НЕСИММЕТРИЧНОЙ НАГРУЗКИ

При исследовании параметров режима с несимметричной нагрузкой исходными являются следующие допущения.

1. Заданной является матрица мощностей нагрузок

$$\dot{S} = \begin{vmatrix} \dot{S}_a \\ \dot{S}_b \\ \dot{S}_c \end{vmatrix}$$

при соединении ветвей нагрузки в звезду или

$$\dot{S}_r = \begin{vmatrix} \dot{S}_{ab} \\ \dot{S}_{bc} \\ \dot{S}_{ca} \end{vmatrix}$$

при соединении ветвей нагрузки в треугольник.

2. Степень несимметрии параметров режима определяется в основном несимметрией нагрузки. В связи с этим предполагается, что все остальные элементы сети, кроме несимметричной нагрузки, имеют одинаковые параметры фаз.

3. Значения допускаемой несимметрии напряжений (см. гл. 4) обычно малы, поэтому определение задающих токов нагрузки производится по номинальному напряжению.

При соединении ветвей нагрузки в звезду матрица задающих токов в фазных координатах имеет вид:

$$\mathbf{j} = -\frac{\sqrt{3}}{U_n} \bar{\mathbf{S}}. \quad (3-7)$$

Для того чтобы токи всех фаз были ориентированы относительно вектора  $U_a$ , направленного по действительной оси, необходимо умножить (3-7) на  $\mathbf{s}_1$  справа. Тогда в системе симметричных координат с учетом (3-1) и (3-2) получается:

$$\begin{aligned} \mathbf{J}_s = \dot{\mathbf{s}}^{-1} \mathbf{J}_d \dot{\mathbf{s}}_1 &= \begin{vmatrix} j_1 \\ j_2 \\ j_0 \end{vmatrix} = -\frac{\sqrt{3}}{U_n} \dot{\mathbf{s}}^{-1} \bar{\mathbf{S}}_d \dot{\mathbf{s}}_1 = \\ &= -\frac{\sqrt{3}}{U_n} \bar{\mathbf{S}}_s = -\frac{\sqrt{3}}{U_n} \begin{vmatrix} \bar{\mathbf{S}}_1 \\ \bar{\mathbf{S}}_2 \\ \bar{\mathbf{S}}_0 \end{vmatrix}. \end{aligned} \quad (3-7a)$$

В случае соединения ветвей нагрузки в треугольник

$$\mathbf{j} = -\frac{1}{U_n} \mathbf{m} [\mathbf{S}_{\text{тд}} \mathbf{s}_1] e^{j30^\circ}, \quad (3-8)$$

где

$$\mathbf{m} = \begin{vmatrix} 1 & 0 & -1 \\ -1 & 1 & 0 \\ 0 & -1 & 1 \end{vmatrix}$$

— матрица перевода значений мощности из треугольника в звезду. Задающие токи нулевой последовательности в этом случае равны нулю.

*Задачей расчета* является определение параметров режима для отдельных элементов сети и сравнение их с допустимыми значениями. В ряде случаев для оценки допустимости заданной несимметрии нагрузок достаточно определить  $U_2$  и  $U_0$ .

Расчет начинается с составления схем замещения для каждой последовательности отдельно, так как они в данном случае не оказывают взаимного влияния.

Схема прямой последовательности имеет обычный вид, который используется при расчетах симметричных режимов (см. гл. 2). В ней помимо токов других нагрузок включаются и токи прямой последовательности несимметричной нагрузки. В базисном узле присоединяется э. д. с., которая равна напряжению в этом пункте.

В схеме обратной последовательности все нагрузки замещаются поперечными ветвями с заданными сопротивлениями или проводимостями. К схеме прикладываются найденные значения задающих токов обратной последовательности. Суммарный задающий ток обратной последовательности с обратным знаком прикладывается к нейтрали схемы.

Схема нулевой последовательности составляется аналогично. Однако в ней может отсутствовать ряд ветвей нагрузок и источников питания, если схемы соединяющих их с остальной сетью трансформаторов таковы, что не пропускают токов нулевой последовательности. Схема нулевой последовательности в этом случае не составляется.

Расчет режима производится для схемы каждой последовательности отдельно. Напряжение у нейтрали во всех схемах равно нулю. Напряжение прямой последовательности  $U_1$  в каком-либо пункте сети определяют по напряжению в базисном узле. При этом учитывают падения напряжения на соответствующих участках схемы. Напряжение обратной последовательности  $U_2$  для какого-либо узла равно падению напряжения на участке сети, соединяющем этот узел с нейтралью схемы. Аналогично определяется напряжение нулевой последовательности  $U_0$  для данного узла.

Система фазных напряжений определяется в соответствии с (3-1):

$$\dot{U} = \dot{s} \begin{vmatrix} U_1 \\ U_2 \\ U_0 \end{vmatrix}.$$

По составленным схемам могут быть определены токи соответствующих последовательностей для любой ветви схемы.

**Пример 3-1.** Промышленное предприятие питается от шин 10 кВ главной понижающей подстанции ГПП, присоединенной к энергосистеме (рис. 3-5, а). На ГПП установлены два понижающих трансформатора мощностью по 16 МВ·А каждый. Трансформаторы работают параллельно. В режиме наибольших нагрузок суммарная нагрузка данного предприятия равна  $S_{\Sigma} = 20 + j18$  МВ·А, в сети установлены регулируемые батареи конденсаторов (ВК) суммарной мощностью 10 Мвар. В режиме наименьших нагрузок суммарная нагрузка предприятия составляет  $10 + j10$  МВ·А, один из трансформаторов ГПП при этом отключается. Нагрузка распределена симметрично по фазам сети. Протяженность распределительной сети 10 кВ предприятия относительно мала.

Мощность системы, питающей ГПП, достаточно велика. Известно, что мощность  $S_{\text{к}}$  короткого замыкания на шинах 10 кВ равна 200 МВ·А.

Требуется выяснить возможность включения между фазами  $b$  и  $c$  сети 10 кВ промышленного предприятия вблизи ГПП неизменной по однофазной нагрузке мощностью  $S_{\text{бс}} = 5 + j2$  МВ·А.

**Решение.** Для проверки возможности включения указанной нагрузки определяются: 1) напряжения обратной последовательности и несимметрия напряжений; 2) токи обратной последовательности и суммарные токи в фазах трансформаторов ГПП в режимах наибольшей и наименьших нагрузок; 3) увеличение потерь активной мощности в сети.

Поскольку протяженность распределительной сети предприятия невелика, предполагается, что вся его нагрузка присоединена непосредственно к шинам 10 кВ ГПП. Расчет выполняется в относительных единицах. Для упрощения запись индекс «х» опущен. За базисные значения принимаются номинальные напряжение сети 10 кВ и мощность одного трансформатора  $S_{\text{т}} = 16$  МВ·А.

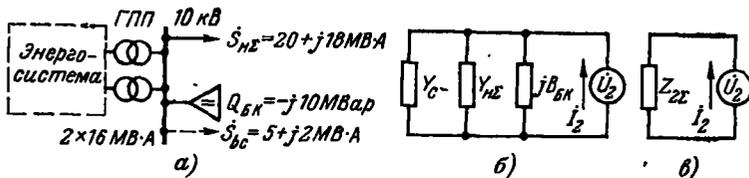


Рис. 3-5. К примеру 3-1.

*а* — принципиальная схема сети; *б* — схема змещения обратной последовательности; *в* — приведенная схема змещения обратной последовательности.

**Определение несимметрии напряжений.** Схема обратной последовательности представлена на рис. 3-5, б. Она состоит из трех параллельных ветвей: эквивалентной ветви питающей системы с проводимостью  $Y_{\text{с}}$ , эквивалентной ветви нагрузки распределительной сети данного предприятия с проводимостью  $Y_{\text{HE}}$ , и ветви, замещающей БК, с проводимостью  $B_{\text{БК}}$ . Схема нулевой последовательности в данном случае отсутствует, так как ток нулевой последовательности не возникает.

Сопротивление обратной последовательности ветви системы принимается равным ее сопротивлению прямой последовательности. Активное сопротивление питающей сети и трансформатора принимается равным нулю. Эквивалентное реактивное сопротивление  $X_{\text{с}}$  ветви системы определяется по заданной мощности  $S_{\text{к}}$  короткого замыкания на шинах 10 кВ ГПП

$$X_{\text{с}} = \frac{S_{\text{т}}}{S_{\text{к}}} = \frac{16}{200} = 0,08;$$

проводимость ветви системы

$$Y_{\text{с}} = \frac{1}{0 + j0,08} = -j12,5.$$

Эквивалентное сопротивление обратной последовательности симметричной нагрузки сети 10 кВ предприятия определяется приближенно по ее суммарной мощности:

$$S_{\text{я}\Sigma} = \frac{\sqrt{20^2 + 18^2}}{16} = 1,69$$

в соответствии с приведенным в § 3-2 значением  $Z_{2\text{н}}$  обратной последовательности нагрузки:

$$Z_{2\text{н}} = (0,18 + j0,24)/1,69 = 0,106 + j0,142.$$

Проводимость ветви симметричной нагрузки в схеме на рис. 3-5, б равна:

$$Y_{н\Sigma} = \frac{1}{0,106 + j0,142} = 3,40 - j4,50.$$

Емкостная проводимость ветви конденсаторов

$$B_{БК} = \frac{10}{16} = 0,625.$$

Модуль эквивалентной проводимости обратной последовательности для всей схемы определяется из суммы проводимостей отдельных ветвей:

$$Y_{2\Sigma} = | -j12,5 + 3,40 - j4,50 + j0,625 | = | 3,40 - j16,38 | \approx 16,7.$$

Эквивалентное сопротивление схемы обратной последовательности

$$Z_{2\Sigma} = \frac{1}{Y_{2\Sigma}} = \frac{1}{16,7} = 0,06.$$

Несимметричная нагрузка  $S_{bc}$  включается между двумя фазами. Ток обратной последовательности этой нагрузки  $I_2$  по модулю в  $\sqrt{3}$  раз меньше ее полного тока  $I_{bc}$  — в относительных единицах  $I_{bc} = S_{bc}$ . Кроме того, полный ток однофазной нагрузки в  $\sqrt{3}$  раз меньше тока, создаваемого в линии симметричной нагрузкой, в 3 раза большей мощности. Таким образом, относительное значение тока обратной последовательности будет равным:

$$I_2 = \frac{3S_{bc}}{\sqrt{3}S_0\sqrt{3}} = \frac{\sqrt{5^2 + 2^2}}{16} = 0,338.$$

Абсолютное значение напряжения обратной последовательности в относительных единицах равно:

$$U_2 = I_2 Z_{2\Sigma} = 0,338 \cdot 0,06 = 0,0203,$$

при приблизительно 2% номинального напряжения.

Полученное значение напряжения обратной последовательности практически равно  $U_{2д} = 2\%$ , которое всегда допускается на зажимах электродвигателей по ГОСТ 13109 (см. гл. 4). Для осветительных электроприемников предприятия допускаются отклонения от номинального напряжения в пределах от  $-2,5$  до  $+5\%$ . Наличие напряжения обратной последовательности означает, что допустимые отклонения напряжения прямой последовательности должны быть соответственно уменьшены.

В рассматриваемом случае оказалось, что не требуется принятия специальных мер для снижения  $U_2$ . В то же время в ряде случаев в зависимости от местных условий параметров распределительной сети предприятия, осветительной нагрузки и т. п. может оказаться, что  $U_2$  окажется слишком большим и его необходимо будет снизить, например, путем симметрирования напряжения с помощью конденсаторов (см § 4-3).

*Определение токов в фазах трансформаторов ГПП* при включении несимметричной нагрузки производится путем сложения токов прямой и обратной последовательностей.

Матрица токов прямой последовательности симметричной нагрузки с учетом включенных БК равна

$$i_{н\Sigma} = \left( \frac{j20 - j18}{16} + j \frac{10}{16} \right) s_1 = (1,25 - j0,5) \begin{pmatrix} 1 \\ \dot{a}^2 \\ \dot{a} \end{pmatrix}.$$

Для напряжения прямой последовательности фазы  $a$  принят аргумент, равный нулю. Поскольку несимметричная нагрузка включена между фазами  $b$  и  $c$ , аргумент комплексного значения напряжения на этой нагрузке  $-\frac{\pi}{2}$ :

$$U_{bc} = 1e^{-j\frac{\pi}{2}} = -j1.$$

При записи матрицы токов однофазной несимметричной нагрузки учтем, что в фазе  $a$  ток равен нулю, в фазе  $b$  ток равен  $I_{bc}$  и в фазе  $c$  он равен  $-I_{bc}$ . Таким образом, матрица системы токов в фазах  $\dot{S}_{\text{одн}}$  в данном случае может быть записана:

$$\dot{S}_{\text{одн}} = \begin{pmatrix} 0 \\ 1 \\ 1 \end{pmatrix}.$$

Тогда матрица токов в обмотках трансформаторов от токов несимметричной нагрузки имеет вид:

$$\dot{I}_{\text{нс}} = \frac{\sqrt{3} \bar{S}_{bc}}{\dot{U}_{bc}} \dot{S}_{\text{одн}} = \sqrt{3} \frac{(5-j2)}{16 \cdot j1} \begin{pmatrix} 0 \\ 1 \\ -1 \end{pmatrix} = \sqrt{3} (0,125 + j0,312) \begin{pmatrix} 0 \\ -1 \\ 1 \end{pmatrix}.$$

Соответствующие симметричные составляющие токов от несимметричной нагрузки получатся по (3-1а) с учетом (3-3):

$$\dot{I}_{\text{нс}s} = \dot{S}^{-1} \dot{I}_{\text{нс}} = \frac{\sqrt{3}}{3} \begin{pmatrix} 1 & \dot{a} & \dot{a}^2 \\ 1 & \dot{a}^2 & \dot{a} \\ 1 & 1 & 1 \end{pmatrix} \begin{pmatrix} 0 \\ -1 \\ 1 \end{pmatrix} \times \\ \times (0,125 + j0,312) = \begin{pmatrix} -j \\ j \\ 0 \end{pmatrix} (0,125 + j0,312).$$

Токи в фазах трансформаторов определяются суммированием токов прямой последовательности для симметричной и несимметричной нагрузок и токов обратной последовательности для несимметричной нагрузки. При этом надо учесть, что обмотки трансформаторов имеют разные схемы соединений: первичные соединены в звезду с заземленной нейтралью, а вторичные — в треугольник. В связи с этим при суммировании с токами прямой последовательности ток обратной последовательности следует изменить по фазе на  $\pi/6$  в сторону опережения:

$$\dot{I}_{\tau} = [(1,25 - j0,5) - j(0,125 + j0,312)] \begin{pmatrix} 1 \\ \dot{a}^2 \\ \dot{a} \end{pmatrix} + \\ + j(0,125 + j0,312) \begin{pmatrix} 1 \\ \dot{a} \\ \dot{a}^2 \end{pmatrix} e^{j\frac{\pi}{6}} = \begin{pmatrix} 1,23 - j0,674 \\ -1,12 - j1,31 \\ -0,12 - j1,98 \end{pmatrix}.$$

По модулю токн нагрузки фаз трансформаторов равны:

$$I_T = \begin{pmatrix} 1,4 \\ 1,72 \\ 1,98 \end{pmatrix}.$$

Таким образом, нагрузки всех трех фаз трансформаторов получаются различными, но они не превышают номинального значения мощности двух трансформаторов, равного 2.

В режиме наименьших нагрузок один трансформатор отключен. Мощность симметричной нагрузки равна:  $S_{н\Sigma} = 10 + j10 - j10 = 10$  МВТ (с учетом включенных БК).

Токн в фазах трансформатора:

$$\begin{aligned} \dot{I}_T &= [0,625 - j(0,125 + j0,312)] \begin{pmatrix} 1 \\ a^2 \\ \dot{a} \end{pmatrix} + \begin{pmatrix} -0,332 - j0,049 \\ 0,208 - j0,264 \\ 0,124 + j0,313 \end{pmatrix} = \\ &= \begin{pmatrix} 0,605 - j0,174 \\ -0,377 - j1,006 \\ -0,230 + j1,19 \end{pmatrix} \quad \text{или по модулю} \quad I_T = \begin{pmatrix} 0,62 \\ 1,07 \\ 1,21 \end{pmatrix}. \end{aligned}$$

Фаза  $c$  в режиме наименьших нагрузок оказывается перегруженной примерно на 20%, а фаза  $b$  — на 7%. Допустимость работы трансформатора с такой перегрузкой должна решаться в зависимости от длительности данного режима и от местных условий.

### 3-4. РАСЧЕТ НЕПОЛНОФАЗНОГО РЕЖИМА СЕТИ ПРИ ОТКЛЮЧЕНИИ ОДНОЙ ФАЗЫ

Отключение одной фазы трехфазного элемента сети вызывает значительно большую несимметрию, чем несимметрия из-за практически возможного различия параметров фаз ВЛ или трансформаторов. В связи с этим для упрощения расчетов неполнофазных режимов, обычно принимают, что все элементы трехфазной сети обладают одинаковыми одноименными параметрами фаз. Отключенне одной фазы элемента, например фазы  $a$ , можно приближенно рассматривать как включение в эту фазу противо-э. д. с.  $\dot{E}_a$ , при которой ток в отключенной фазе равен нулю (рис. 3-6,  $a$ ). В системе симметричных координат матрица э. д. с. запишется в соответствии с (3-1а) и (3-2) в виде

$$\dot{E}_s = \dot{s}^{-1} \begin{pmatrix} \dot{E}_a \\ 0 \\ 0 \end{pmatrix}.$$

После перемножения получаем:

$$\dot{E}_1 = \dot{E}_2 = \dot{E}_0 = \frac{1}{3} \dot{E}_a. \quad (3-9)$$

Принимая, что фаза *a* отключена, получаем:

$$I_1 + I_2 + I_0 = 0. \quad (3-10)$$

Условия (3-9) и (3-10) показывают, что схемы всех трех последовательностей должны быть соединены параллельно.

Комплексная схема замещения изображена упрощенно на рис. 3-6, б. Двухполюсники 1, 2 и 0 представляют собой соответственно эквивалентные схемы прямой, обратной и нулевой последовательностей, их одноименные концы по обе стороны места отключения фазы *a* соединены вместе. Схемы обратной и нулевой последовательностей, приведенные к месту отключения, обладают эквивалентными сопротивлениями  $Z_{2\Sigma}$  и  $Z_{0\Sigma}$  соответственно.

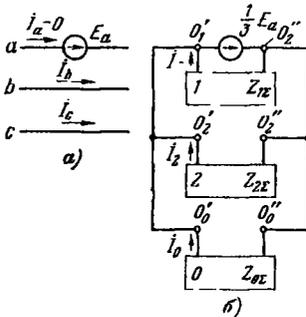


Рис. 3-6. Отключение фазы *a* линии.

*a* — принципиальная расчетная схема; *б* — комплексная схема замещения.

При их определении нейтрали этих схем учитывались, как и обычные узлы.

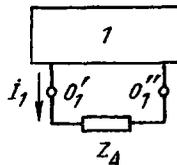


Рис. 3-7. Схема для расчета параметров прямой последовательности.

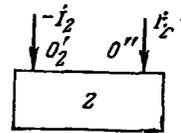


Рис. 3-8. Схема для определения напряжений обратной последовательности.

Из схемы, представленной на рис. 3-6, б, очевидно следующее соотношение для параллельных ветвей:

$$-I_2 Z_{2\Sigma} = -I_0 Z_{0\Sigma} = \frac{1}{3} \dot{E}_a. \quad (3-11)$$

Заменим разветвление из схем обратной и нулевой последовательностей эквивалентным сопротивлением (рис. 3-7):

$$Z_\Delta = \frac{Z_{2\Sigma} Z_{0\Sigma}}{Z_{2\Sigma} + Z_{0\Sigma}}. \quad (3-12)$$

Для получения эквивалентной схемы с учетом (3-10) может быть записано:

$$I_1 Z_\Delta = \frac{1}{3} \dot{E}_a. \quad (3-12a)$$

Таким образом, режим прямой последовательности может быть рассчитан по схеме для симметричного режима, но в месте отключения фазы *a* должно быть включено дополнительное сопротивление  $Z_\Delta$ . При этом увеличиваются потери напряжения

прямой последовательности в ветви с отключенной фазой, имеются дополнительные потери мощности.

Токи обратной и нулевой последовательностей в ветви с отключенной фазой могут быть определены из (3-10) и (3-11).

$$\dot{I}_2 = -\dot{I}_1 \frac{Z_{\Delta}}{Z_{2\Sigma}} = -\dot{I}_1 \frac{Z_{0\Sigma}}{Z_{2\Sigma} + Z_{0\Sigma}} \quad (3-13)$$

и

$$\dot{I}_0 = -\dot{I}_1 \frac{Z_{\Delta}}{Z_{0\Sigma}} = -\dot{I}_1 \frac{Z_{2\Sigma}}{Z_{2\Sigma} + Z_{0\Sigma}}. \quad (3-14)$$

Из полученных выражений видно, что для снижения тока обратной последовательности следует уменьшить эквивалентное сопротивление схемы нулевой последовательности. Это может быть, например, получено увеличением количества транс-

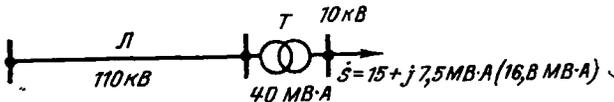


Рис. 3-9. Схема к примеру 3-2.

форматоров, работающих с заземленной нейтралью, однако при этом одновременно увеличивается ток нулевой последовательности. Полученная несимметрия уменьшается в режимах меньших нагрузок — при снижении тока  $\dot{I}_1$ .

Напряжения обратной последовательности в сети и токи обратной последовательности в различных ветвях определяются по схеме обратной последовательности в развернутом виде. При этом по обе стороны ветви с отключенной фазой прикладываются задающие токи  $\dot{I}_2$  и  $-\dot{I}_2$  (рис. 3-8), определяемые в соответствии с выражением (3-13). Аналогичные расчеты выполняются и для схемы нулевой последовательности, например, при определении токов в заземляющих устройствах или токов, влияющих на работу установок связи.

**Пример 3-2.** Проверить возможность отключения одной фазы линии Л напряжением 110 кВ, питающей трехфазный трансформатор Т мощностью 40 МВ·А с коэффициентом трансформации 110/10 кВ. Обмотки трансформатора соединены по схеме  $Y_0/\Delta$  (рис. 3-9).

Наибольшая мощность суммарной нагрузки на стороне 10 кВ трансформатора Т равна  $15 + j7,5$  МВ·А (16,8 МВ·А). Мощность трехфазного короткого замыкания на шинах 110 кВ трансформатора Т равна 2000 МВ·А.

Проверка возможности отключения фазы линии производится по следующим показателям: 1) уменьшению напряжения прямой последовательности на шинах 10 кВ; 2) значениям токов в обмотках трансформатора Т и заземляющем устройстве.

**Решение.** Расчет выполняется в относительных единицах (индекс «\*» опускается). За основные значения принимаются номинальные напряжения сети 10 кВ и мощность трансформатора 40 МВ·А. Предполагается, что сопро-

тивление системы  $X_c$  одинаково для всех трех последовательностей и что активное сопротивление системы мало и не учитывается.

Эквивалентное сопротивление системы  $X_c$  определяется по заданной мощности короткого замыкания:

$$X_c = \frac{40}{2000} = 0,02.$$

Индуктивное сопротивление трансформатора  $T$  для всех трех последовательностей  $X_T = 0,105$  ( $e_N = 10,5\%$ ). Активное сопротивление и ветвь намагничивания в схеме замещения трансформатора не учитывается ввиду их относительной малости.

Относительная мощность нагрузки

$$\frac{16,8}{40} = 0,42.$$

Сопротивление обратной последовательности нагрузки на стороне 10 кВ (см. § 3-2):

$$Z_{2н} = (0,18 + j0,24) \frac{40}{16,8} = 0,428 + j0,572.$$

Эквивалентное сопротивление схемы обратной последовательности равно:

$$Z_{2\Sigma} = jX_c + jX_T + Z_{2н} = j0,02 + j0,105 + 0,428 + j0,572 = 0,428 + j0,697.$$

Эквивалентное сопротивление схемы нулевой последовательности

$$Z_{0\Sigma} = jX_c + jX_T = j0,02 + j0,105 = j0,125.$$

Эквивалентное сопротивление параллельного соединения схем обратной и нулевой последовательностей определяем по (3-12):

$$Z_{\Delta} = \frac{Z_{2\Sigma} Z_{0\Sigma}}{Z_{2\Sigma} + Z_{0\Sigma}} = \frac{(0,428 + j0,697) j0,125}{0,428 + j0,822} = 0,008 + j0,11.$$

Ток прямой последовательности в относительных единицах

$$i_1 = \frac{15 + j7,5}{40} = 0,375 + j0,187.$$

Дополнительное снижение напряжения прямой последовательности на шинах 10 кВ подстанции (при расчете в относительных единицах коэффициент  $\sqrt{3}$  не вводится):

$$\Delta U_1 = (I_{1a} R_{\Delta} + I_{1p} X_{\Delta}) = (0,375 \cdot 0,008 + 0,187 \cdot 0,11) = 0,0242$$

относительно невелико и составляет  $\sim 2,4\%$ . При наличии устройств для регулирования напряжения требуемый режим напряжений может быть обеспечен.

Ток обратной последовательности в питающей сети 110 кВ равен в соответствии с (3-13):

$$i_2 = -i_1 \frac{Z_{\Delta}}{Z_{2\Sigma}} = -(0,375 + j0,187) \frac{0,008 + j0,11}{0,428 + j0,697} = -(0,031 + j0,038);$$

по модулю он равен  $i_2 = 0,05$ .

Относительное напряжение обратной последовательности на шинах 10 кВ равно:

$$U_2 = I_2 Z_{2н} = 0,05 \cdot 0,715 = 0,0358, \text{ или примерно } 3,6\%,$$

где  $Z_{2н} = \sqrt{0,428^2 + 0,572^2} = 0,715$  — модуль сопротивления нагрузки.

Полученная несимметрия напряжения практически относится к зажимам ЭП, поскольку сопротивление распределительной сети относительно мало. Допустимость работы ЭП с такой несимметрией напряжения требует дополнительной проверки.

Ток нулевой последовательности в распределительной сети 10 кВ отсутствует, так как обмотка вторичного напряжения соединена в треугольник. В питающей сети ток нулевой последовательности определяется в соответствии с (3-14):

$$i_0 = -i_1 \frac{Z_{\Delta}}{Z_{0\Sigma}} = -(0,375 + j0,187) \frac{0,008 + j0,11}{j0,125} = -(0,338 + j0,143).$$

Ток, проходящий по заземляющему устройству, равен:

$$I_3 = 3I_0 \frac{S_6}{\sqrt{3} U_6} = 3 \cdot 0,368 \frac{40\,000}{\sqrt{3} \cdot 110} = 232 \text{ А},$$

где 0,368 — модуль тока нулевой последовательности. Допустимость длительного прохождения столь большого тока по устройствам заземления требует дополнительной проверки.

Токи в фазах трансформатора подстанции определяются по (3-1) с учетом (3-2):

$$\begin{aligned} \dot{i} &= \dot{i}_1 \dot{s}_1 + \dot{i}_2 \dot{s}_2 + \dot{i}_0 \dot{s}_0 = (0,375 + j0,187) \dot{s} - \\ &- (0,031 + j0,038) \dot{s}_2 - (0,338 + j0,143) \dot{s}_0 = \begin{pmatrix} 0 \\ -0,315 - j0,567 \\ -0,703 + j0,134 \end{pmatrix} \end{aligned}$$

и по модулю

$$I = \begin{pmatrix} 0 \\ 0,65 \\ 0,72 \end{pmatrix}.$$

Полученные результаты показывают, что токи в фазах трансформатора не превышают номинальных. В данном случае это, очевидно, связано с тем, что трансформатор в нормальном режиме загружен относительно немного — на 42%. При работе трансформатора с большим коэффициентом загрузки в нормальных условиях его перегрузка при отключении одной из фаз могла оказаться недопустимой.

В соответствии с ГОСТ напряжение обратной последовательности на зажимах асинхронных двигателей всегда допустимо только в размере 2%. Следовательно, примерно 1,5% напряжения обратной последовательности может быть придется скомпенсировать, например, с помощью имеющихся БК (см. § 4-3). Компенсирующий ток

$$i_2 = \frac{\Delta U_2}{Z_3},$$

где  $\Delta U_2$  — напряжение обратной последовательности, которое следует скомпенсировать;  $Z_3$  — эквивалентное сопротивление двух параллельных ветвей; ветви сопротивления обратной последовательности нагрузки и ветви, состоящей из оставшейся части схемы обратной последовательности и схемы нулевой последовательности (см. рис. 3-6, б):

$$Z_3 = \frac{(0,428 + j0,572)(j0,125 + j0,125)}{0,428 + j0,572 + j0,125 + j0,125} = 0,033 + j0,19$$

и

$$i_2 = \frac{-j0,015}{0,03 + j0,19} = -0,76 - j0,13$$

### 3-5. РАСЧЕТ НЕПОЛНОФАЗНОГО РЕЖИМА СЕТИ ПРИ ОТКЛЮЧЕНИИ ДВУХ ФАЗ ЛИНИИ

В случае отключения двух фаз линии электроснабжение потребителей фактически производится по однофазной цепи, что существенно утяжеляет рабочий режим. Такие режимы иногда возникают при эксплуатации сетей. Поэтому при выборе уставок устройств защиты и автоматики должны учитываться возможные параметры этих режимов. Предположим, что фазы *b* и *c* отключились, а фаза *a* осталась включенной. Принципиальная расчетная схема для этого случая представлена на рис. 3-10. В системе симметричных координат это соответствует следующим граничным условиям:

для э. д. с.

$$\dot{E}_s = \dot{s}^{-1} \begin{vmatrix} 0 \\ \dot{E}_b \\ \dot{E}_c \end{vmatrix}$$

и для токов

$$\begin{vmatrix} i_a \\ 0 \\ 0 \end{vmatrix} = \dot{s} \begin{vmatrix} i_1 \\ i_2 \\ i_0 \end{vmatrix}.$$

После перемножения и соответствующих преобразований получаем:

$$\dot{E}_1 + \dot{E}_2 + E_0 = 0 \quad (3-15)$$

и

$$\dot{i}_1 = \dot{i}_2 = \dot{i}_0 = \frac{1}{3} \dot{i}_a. \quad (3-16)$$

В соответствии с этими уравнениями может быть составлена комплексная схема замещения (рис. 3-11). Из анализа этой схемы следует:

$$\dot{E}_1 = -\dot{i}_2 Z_{2\Sigma} - \dot{i}_0 Z_{0\Sigma}$$

или

$$\left. \begin{aligned} \dot{E}_1 &= \dot{i}_1 Z_{\Delta}, \\ Z_{\Delta} &= Z_{2\Sigma} + Z_{0\Sigma}. \end{aligned} \right\} \quad (3-17)$$

Таким образом, для этого режима, так же как и для режима отключения одной фазы, режим прямой последовательности может быть определен по схеме прямой последовательности, применяемой для расчета симметричного режима. При этом в место

разрыва должно включаться добавочное сопротивление  $Z_{\Delta}$  (рис. 3-12), однако в данном режиме оно получается по модулю значительно ббльшим, чем в случае отключения одной фазы.

В связи с этим увеличиваются значительно и потери напряжения в ветви с разрывом, возрастает ток обратной последовательности. Ток обратной последовательности в данном режиме равен току прямой последовательности и не зависит от  $Z_{0\Sigma}$ . Степень несимметрии параметров режима в рассматриваемом режиме зависит от тока прямой последовательности.

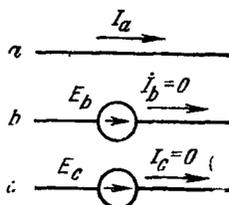


Рис. 3-10. Принципиальная расчетная схема для случая отключения двух фаз линии.

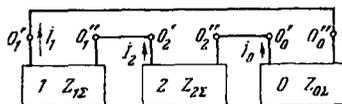


Рис. 3-11. Комплексная схема замещения для расчета параметров сети в случае отключения двух фаз линии.

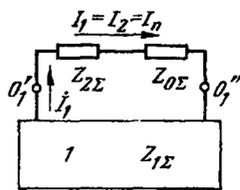


Рис. 3-12. Схема для расчета параметров режима прямой последовательности.

Значения напряжений и токов обратной и нулевой последовательностей при отключении двух фаз определяются так же, как и в случае отключения одной фазы — по соответствующим развернутым схемам обратной и нулевой последовательностей.

## Глава четвертая

### КАЧЕСТВО ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ И ЕГО ОБЕСПЕЧЕНИЕ

#### 4-1. ВЛИЯНИЕ КАЧЕСТВА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА РАБОТУ ЭЛЕКТРОПРИЕМНИКОВ И АППАРАТОВ, ДОПУСТИМЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ

Электроприемники (ЭП) и аппараты, присоединенные к сетям, предназначены для работы при определенных номинальных параметрах: частоте переменного тока, напряжении, токе и т. п. Таким образом, при электроснабжении потребителей должно быть обеспечено требуемое качество электроэнергии. Электроприемники и аппараты могут присоединяться в различных пунктах сетей, поэтому сети по-разному влияют на показатели качества электроэнергии. Например, значения напряжений на зажимах ЭП будут зависеть от протяженности и характера сети, находящейся между источниками питания и данными ЭП.

Опыт проектирования и эксплуатации сетей показывает, что мероприятия по исключению или снижению влияния сетей на показатели качества электроэнергии могут быть весьма дорогими. С точки зрения народного хозяйства более экономичным оказывается создание ЭА (аппаратов), допускающих работу при некоторых, относительно небольших отклонениях от номинальных параметров. При этом, очевидно, технические и экономические показатели работы ЭП будут несколько изменяться, однако они должны находиться в приемлемых пределах.

В соответствии с ГОСТ [27] нормируемые показатели качества электроэнергии у ее приемников при питании от сетей трехфазного переменного тока относятся к частоте переменного тока, напряжению, несимметрии напряжений и несинусоидальности формы кривой напряжения.

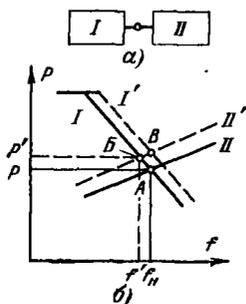


Рис. 4-1. Принципиальная схема (а) и статические характеристики (б) по частоте передающей (I) и приемной (II) частей системы.

Рассмотрим подробнее влияние отдельных показателей качества электроэнергии на работу ЭП и аппаратов, а также их допустимые значения.

**Частота.** Частота переменного тока в энергосистеме определяется частотой вращения генераторов электростанций. Номинальное значение частоты (в СССР оно равно 50 Гц) может быть обеспечено при условии наличия резерва активной мощности. В каждый момент времени в системе должно обеспечиваться равенство мощности генераторов электростанций и мощности, потребляемой нагрузкой, с учетом потерь мощности в электросетях. В случае увеличения нагрузки она должна покрываться за счет имеющегося резерва мощности. При исчерпании резерва активной мощности частота токов и напряжений в системе будет меньше номинальной. Рассмотрим это положение на примере простейшей электрической системы (рис. 4-1, а), состоящей из питающей части I и приемной части или нагрузки II. На рис. 4-1, б приведены статические характеристики по частоте для данной системы. Предположим, что при некоторой суммарной активной мощности  $P$  характеристики I питающей части системы и II нагрузки пересекаются в точке A и система работает при этом с номинальной частотой  $f_n$ . Допустим, что мощность нагрузки системы увеличилась до  $P'$ , чему соответствует новая характеристика  $II'$  нагрузки. Если характеристика питающей части системы при этом осталась неизменной, то пересечение характеристики I и II произойдет в точке B. Это означает, что в данном режиме в системе произойдет снижение частоты и работа ее будет продолжаться при частоте  $f' < f_n$ . Работа системы при прежнем номинальном значении частоты

может быть обеспечена только при переходе на новую статическую характеристику  $I'$  питающей части, что осуществляется соответствующими устройствами регулирования частоты на электростанциях. Из рассмотрения характеристик на рис. 4-1, б очевидно, что осуществление регулирования частоты в системе возможно только при наличии резерва активной мощности, определяемого в данном режиме разностью ординат точек  $B$  и  $A$ .

Понижение частоты приводит к уменьшению частоты вращения всех включенных в работу электродвигателей. При этом снижается производительность соединенных с ними механизмов, что во многих случаях ухудшает экономические показатели их работы. При значительном повышении частоты в системе, что может возникнуть, например, в случае резкого уменьшения нагрузки, может произойти повреждение оборудования.

Для улучшения условий работы потребителей и оборудования ГОСТ нормируются значения отклонений  $\Delta f = f - f_n$  от номинальной частоты. В нормальных режимах работы допускаются значения  $\Delta f$  в пределах  $\pm 0,1$  Гц. Современные системы автоматического регулирования частоты способны обеспечить выполнение этих требований.

Изменения нагрузки потребителей могут быть различными по характеру. Так, наблюдаются небольшие и кратковременные изменения, а также сравнительно большие и более длительные, например при смене дня и ночи. При малых изменениях нагрузки требуется относительно небольшой резерв мощности. В этих случаях автоматическое регулирование частоты в системе может производиться на одной электростанции. При больших изменениях нагрузки увеличение мощности должно быть предусмотрено на значительном количестве электростанций. В связи с этим в соответствии с предполагаемым изменением нагрузки потребителей заранее составляются графики соответствующего изменения нагрузки электростанций. При этом предусматривается так называемое экономическое распределение нагрузки между электростанциями.

В послеаварийных режимах, например при отключении мощных линий электропередачи, система может оказаться разделенной на отдельные несинхронно работающие части. В некоторых из них мощность электростанций может оказаться недостаточной и будут наблюдаться большие снижения частоты. Это приведет к резкому снижению производительности оборудования электростанций — питательных и циркуляционных насосов, дымососов и т. п., что вызовет дальнейшее значительное уменьшение мощности электростанций, вплоть до их выпадения из работы. Для предотвращения общесистемных аварий в подобных случаях предусматриваются устройства АЧР, отключающие часть менее ответственных потребителей. После ликвидации дефицита мощности, например после включения резервных источников, устройства АПВ автоматически повторно включают

отключенных потребителей и нормальная работа системы восстанавливается.

*Отклонения напряжения.* При анализе режимов напряжения в сетях обычно имеют дело с отклонениями  $V$  фактических значений  $U$  от номинального напряжения  $U_n$

$$V = U - U_n \quad \text{или} \quad V_{\%} = \frac{U - U_n}{U_n} \cdot 100.$$

При этом имеется в виду, что режимы напряжений изменяются достаточно медленно.

Работа электроприемников при значениях напряжения, отличных от номинального, характеризуется изменением технико-экономических показателей. Рассмотрим некоторые примеры.

В случае работы лампы накаливания с отклонением напряжения<sup>1</sup>  $V = +10\%$  световой поток ее, а следовательно, и освещенность рабочей поверхности возрастают приблизительно на 40%. Однако при этом срок службы лампы сокращается примерно в 3 раза. При работе с отклонениями  $V = -10\%$  срок службы возрастает примерно в 2 раза, но зато световой поток снижается в среднем на 40%. В результате резко снижается освещенность рабочей поверхности, а следовательно, и производительность труда работающих.

Момент вращения и скольжения асинхронных двигателей зависит от напряжения на их зажимах. При снижении напряжения хотя бы на 10% по сравнению с номинальным значением может несколько снизиться производительность работы приводимых двигателями производственных механизмов. При значительном снижении напряжения двигатели могут остановиться. Повышение напряжения на зажимах двигателя приводит к увеличению потребляемой их реактивной мощности. В среднем на каждый процент повышения напряжения потребляемая реактивная мощность увеличивается на 3% и более (в основном за счет увеличения тока холостого хода двигателя). В случае снижения напряжения на зажимах двигателя при той же потребляемой мощности увеличивается его ток. При этом происходит более интенсивный нагрев изоляции двигателя и соответственно снижается срок ее службы. Расчеты показывают, что при длительной работе полностью загруженного двигателя с отклонениями напряжения на зажимах  $V = -10\%$  срок его службы сокращается примерно вдвое.

Работа электротермических установок при снижении напряжения на их зажимах существенно ухудшается, удлиняется длительность технологического процесса, а в ряде случаев при значительных изменениях  $V$  может возникнуть и полное расстройство технологического процесса. Работа электролизных

---

<sup>1</sup> Для упрощения индекс «%» у  $V$ , в дальнейшем опускается.

установок при пониженном напряжении приводит к снижению их производительности, повышению удельного расхода электроэнергии и увеличению себестоимости продукции.

Для предотвращения указанного ухудшения технических и экономических показателей работы ЭП ГОСТ допускаются следующие отклонения напряжения у их зажимов: для осветительных ЭП в производственных и общественных помещениях от  $-2,5$  до  $+5\%$ ; для асинхронных двигателей от  $-5$  до  $+10\%$  и для всех прочих ЭП от  $-5$  до  $+5\%$ .

Для электрических аппаратов, присоединяемых к сетям, значения напряжений ограничиваются условиями работы изоляции, а также нагрева стали понижающих трансформаторов. В связи с этим устанавливается допустимое значение длительного превышения фактического напряжения по сравнению с соответствующим номинальным значением. В сетях до 20 кВ включительно допустимое превышение напряжения равно 20%, в сетях 35—220 кВ — 15%, в сетях 330 кВ — 10%, 500—750 кВ — 5%.

Для трансформаторов допустимое превышение напряжения определяется более сложно. В качестве ориентировочного показателя можно считать, что допустимо превышение магнитной индукции в стали на 5% сверх значения, получаемого в режиме холостого хода при номинальном напряжении данного регуляторного ответвления трансформатора.

Для генераторов и синхронных компенсаторов допускается работа с номинальной мощностью при отклонениях от номинального напряжения в пределах от  $-5$  до  $+5\%$ . При этом следует иметь в виду, что номинальные напряжения генераторов на 5% выше, чем для сетей.

Реактивные сопротивления в элементах современных сетей — линиях и трансформаторах в большинстве случаев больше активных. Поэтому режим напряжений в сетях в основном определяется значениями реактивной мощности. Кроме того, требуемый режим напряжений может быть обеспечен только при условии наличия резерва реактивной мощности. Это означает, что во всех основных узлах системы располагаемая мощность источников должна быть больше суммарной реактивной мощности нагрузки потребителей с учетом потерь ее в элементах сети. Рассмотрим это положение на примере некоторого узла системы.

На рис. 4-2 представлены статические характеристики реактивной мощности по напряжению для передающей части *I* (по отношению к данному узлу) и приемной части *II* (см. рис. 4-1, а). Кривая *II* характеризует изменение потребления реактивной мощности ЭП при отсутствии устройств для автоматического регулирования напряжения (АРН). Предположим, что при некоторой суммарной реактивной мощности *Q* характеристики *I* и *II* пересекаются в точке *A*, что соответствует

напряжению  $U_H$  в рассматриваемом пункте сети. Допустим, что мощность нагрузки увеличилась вследствие включения новых ЭП до величины  $Q'$ , чему соответствует новая характеристика  $II'$ . Если характеристика  $I$  при этом осталась неизменной, то пересечение характеристик  $I$  и  $II'$  произойдет в точке  $B$ . Это означает, что в рассматриваемом узле сети напряжение снизится и работа будет продолжаться при  $U' < U_H$ .

Увеличение напряжения до прежнего значения  $U_H$  может быть обеспечено только при переходе на новую статическую характеристику  $I'$  (точка  $B$ ). Это может быть обеспечено с помощью устройств АРН. Необходимый резерв реактивной мощности определяется разностью ординат  $B$  и  $A$ .

*Несимметрия напряжений* характеризуется напряжениями обратной и нулевой последовательностей. В результате увеличения суммарные значения отклонений от номинального напряжения и, следовательно, ухудшается режим напряжений у ЭП. Очень неблагоприятно влияет напряжение обратной последовательности, даже небольшое, на работу вращающихся электрических машин. В них токи обратной последовательности получаются значительными — в 5—7 раз больше напряжений обратной последовательности. При этом возникают вращающиеся магнитное поле обратной последовательности, э. д. с. и токи двойной частоты в цепях роторов, что приводит к дополнительному нагреву соответствующих частей машины.

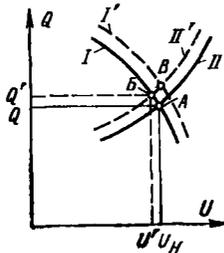


Рис. 4-2. Статические характеристики  $Q=f(U)$  для узла системы.

В случае наличия токов обратной и нулевой последовательностей увеличиваются суммарные токи в отдельных фазах элементов сети, что приводит к увеличению потерь мощности и электроэнергии и может быть недопустимо с точки зрения нагрева. Токи нулевой последовательности протекают постоянно через заземлители. При этом дополнительно высушивается грунт и увеличивается сопротивление заземляющих устройств. Это может быть недопустимым с точки зрения работы релейной защиты, а также из-за усиления воздействия на низкочастотные установки связи и устройства железнодорожной блокировки.

Для предотвращения указанных неприятных явлений в ГОСТ для всех ЭП допускается напряжение обратной последовательности в пределах только до 2% номинального. Для асинхронных двигателей разрешается несколько увеличить это значение в зависимости от их коэффициента загрузки. Напряжение нулевой последовательности не регламентируется, однако для трехфазных распределительных сетей с однофазными ЭП указывается, что действующие значения напряжений у ЭП не должны выходить за допустимые пределы при учете всех влияю-

ших факторов — напряжений обратной и нулевой последовательностей, отклонений напряжения прямой последовательности и гармоник напряжения.

В целях снижения или устранения несимметрии напряжений или токов в каком-либо участке сети могут быть применены специальные симметрирующие устройства (см. § 4-3).

*Несинусоидальность напряжений* характеризуется наличием помимо гармоники основной частоты  $U_1$  слагающих гармоник  $U_\gamma$  других высших частот. В целом несинусоидальные режимы обладают теми же недостатками, что и несимметричные. Однако из-за большей частоты несинусоидальные токи приводят к большему дополнительному нагреву вращающихся машин, а также к большему дополнительному нагреву и увеличенным диэлектрическим потерям в конденсаторах. Возможно также возникновение резонансных явлений в сетях на высших частотах. Они возникают главным образом при наличии батарей конденсаторов, которые обладают относительно малыми сопротивлениями для высших гармоник. При этом резко возрастают значения токов и напряжений на отдельных участках сети.

Наличие высших гармоник оказывает неблагоприятное влияние также на работу устройств контроля, автоматики, телемеханики и связи, ухудшая качество их работы, а в отдельных случаях приводя к сбоям в работе.

Для снижения или устранения высших гармоник применяют фильтры, создающие короткозамкнутую цепь для соответствующей гармоники. При этом исключается ее распространение в остальной части сети (см. § 4-3).

В соответствии с ГОСТ на зажимах любого ЭП длительно допускается несинусоидальность формы кривой напряжения, при которой действующее значение всех высших гармоник не превышает 5% действующего значения напряжения  $U_1$  основной частоты

$$\sqrt{\sum_{\gamma=3}^{13} U_\gamma^2} \leq 0,05 U_1.$$

Действующее значение напряжения в сети трехфазного переменного тока при полной симметрии напряжений, но при наличии гармоник может быть найдено по приближенной формуле, рекомендуемой ГОСТ:

$$U \approx U_1 + 0,005 \sum_{\gamma=3}^{13} U_\gamma^2$$

где  $U$ ,  $U_1$  и  $U_\gamma$  — соответствующие фазные или междуфазные значения напряжения.

Если указанные требования не удовлетворяются, то должны быть приняты меры для снижения напряжений и токов высших гармоник в сети

Колебания напряжения. В ГОСТ под колебанием напряжения  $V_t$  условно понимается разность наибольшего  $U_{\text{нб}}$  и наименьшего  $U_{\text{нм}}$  смежных значений напряжений в процессе достаточно быстрого изменения параметров режима, когда скорость изменения напряжения не меньше 1% в секунду. По абсолютному значению  $V_t = U_{\text{нб}} - U_{\text{нм}}$ , или в процентах

$$V_t = \frac{U_{\text{нб}} - U_{\text{нм}}}{U_{\text{н}}} 100.$$

Колебания напряжения, как правило, обуславливаются резким изменением нагрузки на рассматриваемом участке сети: включением асинхронного двигателя с большой кратностью пускового тока, резким увеличением нагрузки технологической установки — электросварочного аппарата, прокатного стана, электротяговой подстанции городского транспорта и т. п. При этом в сети проходит резко возросший ток (в несколько раз больше, чем в предыдущем режиме нагрузки), что вызывает повышение потери напряжения в сети и, следовательно, снижение напряжения на зажимах ЭП. Данные режимы с резким изменением нагрузок являются нормальными рабочими режимами. Необходимость их вызвана определенными техническими и экономическими причинами. Например, короткозамкнутый асинхронный двигатель при прямом включении в сеть является наиболее простым, дешевым и надежным электроприводом. Колебания нагрузки электротяговой подстанции обусловлены режимом работы городского транспорта.

В то же время имеется ряд ЭП, чрезвычайно чувствительных к колебаниям напряжения. К числу их в первую очередь относятся электронная и радиоаппаратура и осветительные приборы, особенно лампы накаливания. Колебания напряжения вызывают колебания освещенности, что отрицательно влияет на зрение, а следовательно, и на работоспособность людей, особенно при напряженной зрительной работе. Это ведет к снижению производительности труда, а в ряде случаев и к увеличению травматизма. Наличие колебаний напряжения отрицательно влияет на работу радио- и электронных аппаратов и, в частности, уменьшает их срок службы. При значительных колебаниях напряжения (10—15%) могут быть нарушены условия нормальной работы двигателей, возможно отпадение контактов магнитных пускателей с соответствующим отключением работающих двигателей и т. п.

В ГОСТ установлены допустимые предельные значения колебаний напряжения на зажимах осветительных ламп и радиоприборов

$$V_t = 1 + \frac{6}{n},$$

где  $n$  — число колебаний в час.

Для остальных ЭП колебания напряжения не нормируются, однако требуется проведение специальных расчетов, выясняющих, например, возможность присоединенных к общей сети мощных ЭП с резкопеременной нагрузкой, возможность самозапуска двигателей после работы устройств АПВ или АВР с большой выдержкой времени.

#### 4-2. РЕГУЛИРОВАНИЕ НАПЯЖЕНИЯ ПРИ СИММЕТРИЧНЫХ РЕЖИМАХ

**Требования к режиму напряжений в электросетях.** Режим напряжений в сетях должен быть таким, чтобы в первую очередь были выполнены технические требования в отношении допустимых отклонений от номинального напряжения для ЭП и аппаратов, присоединяемых к этим сетям. В ряде случаев изменение режима напряжений может привести к определенному улучшению экономических показателей работы систем электроснабжения потребителей в целом или их отдельных звеньев (см., например, § 7-4). Более подробно эти вопросы рассматриваются в [14, 17, 21, 34 и др.].

Современные системы электроснабжения потребителей характеризуются значительной протяженностью и многоступенчатой трансформацией напряжений (см. рис. 1-1). В каждом звене системы электроснабжения — линии, трансформаторе имеются потери напряжения. Они зависят от параметров схемы замещения данного звена и от его нагрузки. В режимах наибольших нагрузок потери напряжения большие, в режимах малых нагрузок потери напряжения соответственно уменьшаются. Для иллюстрации рассмотрим изменение режима напряжений в системе электроснабжения, принципиальная схема которой представлена на рис. 4-3, а.

От генераторов  $G$  электростанции через трансформаторы  $T1$  электроэнергия поступает в линию  $Л1$  питающей сети напряжением 110 кВ и далее в трансформаторы  $T2$  районной подстанции со вторичным напряжением 6—10 кВ. Шины 6—10 кВ этой подстанции являются центром питания  $ЦП$  распределительных сетей. Для примера на схеме показана линия  $Л2$  распределительной сети 6—10 кВ, к которой в точках  $c$ ,  $e$  и  $d$  присоединены распределительные трансформаторы  $PT$ . От шин  $I$  вторичного напряжения  $PT$  питаются линии распределительной сети 380 В, к которым присоединяются ЭП (для упрощения предполагаем, что к распределительной сети 6—10 кВ ЭП не присоединяются).

Предположим, что на шинах высшего напряжения электростанции (точка  $a$ ) поддерживается постоянное напряжение при всех режимах нагрузок  $U_a = \text{const}$ .

На рис. 4-3, б изменение напряжения вдоль линий условно изображено прямыми линиями. Напряжения всех электрических



на шинах ЦП будет обеспечено так называемое встречное (иногда используется термин «согласное») регулирование напряжения [34]. Под встречным регулированием напряжения понимают повышение напряжения до  $+5 \div 8\%$  номинального напряжения в режиме наибольших нагрузок ( $U'_{с\text{встр}}$  на рис. 4-3, в) и понижение напряжения до номинального (или ниже) в режимах наименьших нагрузок ( $U''_{с\text{встр}}$ ) при линейном изменении в зависимости от нагрузки. Регулирование напряжения (штриховые линии на рис. 4-3, в) необходимо для обеспечения требуемого режима напряжений у ЭП.

Следует иметь в виду, что автоматическое регулирование коэффициента трансформации трансформаторов (а также автотрансформаторов и линейных регуляторов) производится не плавно, а с определенной зоной нечувствительности. Зоной нечувствительности (мертвой зоной) называют некоторую полосу изменения напряжения, при которой не происходит срабатывания регулирующей аппаратуры. Ее значение зависит от ступени регулирования, которой называется напряжение между двумя соседними регулировочными ответвлениями трансформаторов с устройством РПН. Например, для трансформаторов 110 кВ ступень регулирования равна  $1,78\%$  напряжения среднего ответвления (115 кВ). Зона нечувствительности АРН должна быть больше ступени регулирования на некоторое значение (около  $0,5\%$ ), так как иначе регулятор будет работать неустойчиво, т. е. будут иметься многочисленные бесцельные срабатывания переключающих устройств.

**Понятие о допустимой потере напряжения в распределительной сети.** Рассмотрим приведенную на рис. 4-4, а схему простейшей распределительной сети одного напряжения — линии 380 В, отходящей от шин 1 распределительного трансформатора (РТ) с высшим напряжением 6—10 кВ и питающей три ЭП (1, 2 и 3). Примем для упрощения, что нагрузки линии 1—3 одинаковы по значению и длины участков 1—2 и 2—3 равны. Тогда режим напряжения в линии 1—3 изобразится прямой. В режиме наибольших нагрузок в линии будет наибольшая потеря напряжения  $\Delta U'$ , а в режиме наименьших нагрузок (например, ночью) — наименьшая  $\Delta U''$ . Отклонения от номинального напряжения вдоль линии 1—3 не должны выходить за предельные значения, допустимые для присоединенных к линии ЭП. Для простоты допустим, что эти значения не должны превышать  $\pm 5\%$ , на рис. 4-4, б и в они представлены пунктиром с точкой.

Предположим, что на шинах вторичного напряжения РТ во всех режимах поддерживается одинаковое напряжение, равное предельно допустимому значению для ЭП, присоединенного в точке 1, —  $1,05 U_{н}$ . Поддержание его стабильным может быть обеспечено с помощью автоматического изменения коэффициента трансформации трансформатора в ЦП (см. рис. 4-3, а). Поскольку автоматический регулятор имеет определенную зону

нечувствительности, то напряжение в точке 1 может быть представлено не одним значением, а некоторым отрезком ( $a-b$ ). Соответственно изменение режима напряжений вдоль линии 1—3 следует представить некоторой полосой, например  $АВВГ$ . На рис. 4-4, б эти полосы для режимов наибольших и наименьших нагрузок заштрихованы. Обычно в графиках изменения режима напряжения вдоль линии изображают только верхнюю границу указанной полосы (см. рис. 4-4, в), подразумевая при этом имеющуюся неточность регулирования напряжения регулятора.

При оценке ширины  $\varepsilon$  полосы  $АВВГ$  следует учитывать вероятностный характер изменения напряжения [3]. Здесь же для простоты будем считать, что  $\varepsilon$  составляет некоторую долю значения зоны нечувствительности.

Режим напряжений в линии 1—3 при наибольших нагрузках должен быть таким, чтобы полоса  $АВВГ$  не выходила за пределы допустимых отклонений напряжений у ЭП. Это означает, что при принятых допущениях точка Г должна соответствовать напряжению не ниже  $0,95 U_n$ , а точка В — напряжению  $0,95 U_n + \varepsilon$ . Таким образом, в рассматриваемом случае допустимая потеря напряжения в линии 1—3 не должна превышать:

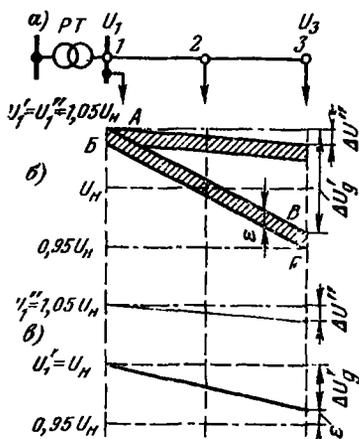


Рис. 4-4. К определению допустимой потери напряжения в простейшей распределительной сети. а — принципиальная схема; б — диаграмма напряжений при  $U''_1 = U'_1 = 1,05 U_n$ ; в — то же при  $U''_1 = U_n$  и  $U'_1 = 1,05 U_n$ .

$$\Delta U'_d = U'_1 - U'_3 - \varepsilon,$$

что при  $\varepsilon$ , равном, например, 2,0%, составит:

$$\Delta U'_d = (1,05 - 0,95 - 0,020) U_n \text{ или } 8\%.$$

Предположим, что в соответствии с режимом напряжения на шинах ЦП напряжение в точке 1 при наибольших нагрузках составляет  $U'_1 = U_n$ , а в режиме наименьших нагрузок  $U''_1 = 1,05 U_n$  (рис. 4-4, в). В этом случае в линии 1—3 можно допустить потерю напряжения

$$\Delta U'_d = U'_1 - U'_3 = U_n - 0,95 U_n - 0,020 U_n = 0,03 U_n,$$

т. е. только 3%.

Таким образом, при понижении напряжения в начале линии 380 В в режиме наибольших нагрузок допустимая потеря напряжения в ней уменьшается.

Распределительные трансформаторы с высшим напряжением 6—10 кВ обычно не снабжаются устройством РПН, так как это связано с значительным увеличением их стоимости (см. § 1-3). В связи с этим режим напряжений на шинах вторичного напряжения РТ зависит от режима напряжений в ЦП, от потери напряжения в распределительной сети 6—10 кВ и коэффициента трансформации РТ. Рассмотрим этот вопрос подробнее для простейшей схемы — линии Л2 6—10 кВ с присоединенным на конце ее одним РТ и линией ВЗ 380 В (рис. 4-5).

Стандартные РТ 6—10/0,4 кВ имеют в настоящее время пять регулировочных ответвлений на первичной обмотке (см. § 1-3), среднее ответвление на 6 или 10 кВ; остальные ответвления дают  $\pm 2,5$  и  $\pm 5\%$  дополнительно. Если к первичной обмотке РТ при использовании основного вывода (среднего ответвления) подвести напряжение, равное единице, то на стороне вторичного напряжения при холостом ходе напряжение будет равно 1,05, что равносильно добавке напряжения  $E=5\%$ . При изменении ответвления можно получить дополнительную добавку на  $\pm 2,5$  или  $\pm 5\%$ . Таким образом, при использовании различных ответвлений первичных обмоток РТ может дать суммарную добавку напряжения  $E=+10; +7,5; +2,5, 0\%$  (выбор ответвления трансформаторов рассмотрен ниже).

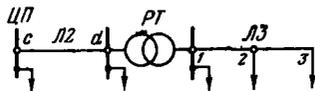


Рис. 4-5. Простейшая схема распределительной сети двух напряжений.

Напряжение  $U_{\text{РТ}}$  на вторичных шинах РТ определяется напряжением на шинах ЦП  $U_{\text{цп}}$ , потерей напряжения в линии Л2  $\Delta U_{\text{Л2}}$ , потерей напряжения в РТ  $\Delta U_{\text{РТ}}$  и добавкой напряжения  $E$  в соответствии с выбранным коэффициентом трансформации РТ:

$$U_{\text{РТ}} = (U_{\text{цп}} - \Delta U_{\text{Л2}} - \Delta U_{\text{РТ}} + E) U_{\text{н}}$$

Допустим, что  $U_{\text{цп}} = 1,05 U_{\text{н}}$ ;  $\Delta U_{\text{Л2}} = 2,5\%$ ;  $\Delta U_{\text{РТ}} = 2,5\%$  и  $E = +5\%$ . При этом напряжение на вторичных шинах РТ будет равно:

$$U_{\text{РТ}} = (1,05 - 0,025 - 0,025 + 0,05) U_{\text{н}} = 1,05 U_{\text{н}}$$

что соответствует режиму, рассмотренному на рис. 4-4, б. В этом случае допустимая потеря напряжения в сети 380 В получается наибольшей. При потере напряжения в линии Л2, равной  $\Delta U_{\text{Л2}} = 5\%$ , следует изменить коэффициент трансформации РТ так, чтобы  $E = +7\%$ . И в этом случае напряжение на вторичных шинах РТ будет равно  $1,05 U_{\text{н}}$ . Если же потеря напряжения в линии Л2 равна, например,  $4\%$ , то при  $E = 5\%$   $U_{\text{РТ}} = 1,035 U_{\text{н}}$ . Увеличить добавку напряжения РТ до  $E = 7,5\%$  в данном случае нельзя, так как  $U_{\text{РТ}}$  при этом получится равным  $1,06 U_{\text{н}}$ , что не удовлетворяет принятым исходным условиям. В результате допустимая потеря напряжения в сети 380 В должна быть уменьшена на  $1,5\%$ .

Таким образом, допустимая потеря напряжения в распределительной сети может быть однозначно определена только для заранее известных конкретных условий: допустимых отклонений от номинального напряжения на зажимах ЭП, режима напряжений в ЦП, зоны нечувствительности автоматического регулятора трансформатора ЦП, добавки напряжения РТ (в соответствии с его регулировочными ответвлениями) и т. п. Следует иметь в виду, что даже в наиболее благоприятных условиях допустимая потеря напряжения в распределительной сети напряжением до 1000 В получается не очень большой — не более 7,5—6% номинального напряжения. В ряде случаев она оказывается существенно меньшей. Это приводит к необходимости принятия мер по снижению потерь напряжения в этих сетях и, в частности, к необходимости увеличения сечений проводов (см. § 6-5, пример 6-3), что может существенно повысить стоимость сети. В распределительных сетях напряжением 6—20 кВ допустимая потеря напряжения обычно оказывается большей. При наличии встречного регулирования напряжения на шинах ЦП она может достигать 10—12% номинального напряжения. В большинстве случаев  $\Delta U_d$  оказывается достаточной. Увеличение сечений проводов при этом может потребоваться лишь в случае весьма протяженных сетей, например в сельских районах.

**Способы и средства регулирования напряжения в сетях.** В целях обеспечения допустимых отклонений напряжения на зажимах ЭП применяют различные способы и средства улучшения и регулирования напряжения. При этом под регулированием понимается автоматическое текущее изменение напряжения по желаемому закону. Под улучшением напряжения понимается какое-либо мероприятие, проводимое длительный период времени и улучшающее режим напряжений, например изменение рабочего положения регулировочного ответвления нерегулируемого трансформатора. В дальнейшем для краткости будем употреблять выражение: «способы регулирования напряжения», понимая его более широко.

Необходимо подчеркнуть, что регулирование напряжения изменяет его значение только в системе прямой последовательности. При этом напряжения обратной и нулевой последовательностей остаются нескомпенсированными. Они изменяют значения отклонений напряжения на отдельных фазах. Пути снижения этого влияния связаны в первую очередь с мероприятиями по симметрированию режима нагрузок.

Принципиально способы регулирования напряжения можно разделить на две основные группы: 1) изменение потери напряжения в элементах сети и 2) регулирование напряжения на питающем или приемном конце сети — регулирование возбуждения генераторов и коэффициента трансформации трансформаторов с РПН.

Целесообразность применения того или иного способа регулирования напряжения определяется местными условиями в зависимости от протяженности сети и ее схемы, резерва реактивной мощности и т. п. (см. § 6-7). Ниже рассмотрены наиболее часто применяемые способы регулирования напряжений, для каждого из них указаны целесообразные области использования.

*Изменение потери напряжения в сети.* Потеря напряжения в линиях и трансформаторах, определяемая по формуле

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U_n},$$

зависит от номинального напряжения, нагрузки сети и ее электрического сопротивления. Номинальное напряжение сети выбирают на основании технико-экономических расчетов, учитывающих первоначальные затраты на сооружение и расходы на эксплуатацию сети (см. § 6-6). Поэтому применение повышенных номинальных напряжений только из соображений уменьшения потери напряжения в сети обычно экономически не оправдывается.

Таким образом, изменять значение потерь напряжения в сети практически возможно только путем изменения сопротивления сети или ее нагрузки.

1) Снижение сопротивления сети. Сопротивления линий зависят от материала и сечения проводов или жил кабелей, от конструктивного выполнения сети (воздушная или кабельная) и от числа параллельно работающих цепей. Материал и конструктивное выполнение линий обычно выбирают независимо от условий режима напряжений. Число параллельно работающих линий или трансформаторов, как правило, определяется по другим условиям (надежность электроснабжения потребителей, пропускная способность и т. д.).

Практически снижение сопротивлений сети связывают с изменением режима напряжений в ней только в двух случаях: а) при выборе сечений проводов и жил кабелей с учетом отклонений напряжения у ЭП по допустимой потере напряжения (см. § 6-5) и б) при применении последовательного включения конденсаторов в ВЛ.

Последовательное включение конденсаторов  $K$  (продольная емкостная компенсация) показано на рис. 4-6, где приведены схемы замещения линии и векторная диаграмма токов и напряжений. Вектор падения напряжения на конденсаторе  $\dot{U}_K = -jIX_K$  (отрезок  $cc_1$ ) сдвинут по фазе на  $180^\circ$  от вектора падения напряжения на индуктивном сопротивлении линии  $U_n = jIX_n$  (отрезок  $bc$ ). Соответственно этому потеря напряжения в линии определяется отрезком  $ad_1$  (вместо  $ad$  в линии без конденсаторов) и может быть вычислена по формуле,

которая выводится аналогично (2-21):

$$\Delta U = \sqrt{3} I_a R_\lambda + \sqrt{3} I_p (X_\lambda - X_K) = \Delta U_a + \Delta U_p. \quad (4-1)$$

Таким образом, последовательно включенные конденсаторы компенсируют часть индуктивного сопротивления линии, тем самым уменьшается слагающая  $\Delta U_p$  потери напряжения в линии и создается как бы некоторая переменная добавка напряжения в сети, зависящая от нагрузки.

Из (4-1) видно, что последовательное включение конденсаторов целесообразно лишь в ВЛ при значительной реактивной составляющей тока  $I_p$  или реактивной мощности при коэффи-

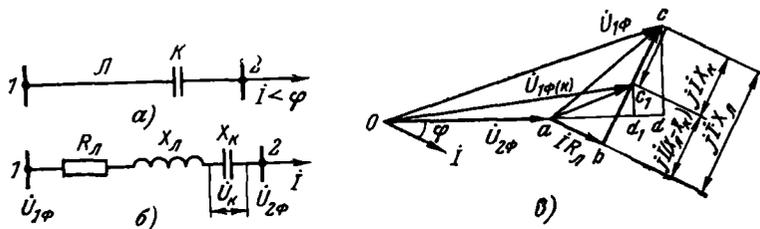


Рис. 4-6. Последовательное включение конденсаторов в линию.  
а — принципиальная схема; б — схема замещения; в — векторная диаграмма.

циенте реактивной мощности  $\operatorname{tg} \varphi \geq 0,75 \div 1,0$ . Если коэффициент реактивной мощности близок к нулю, потеря напряжения в ВЛ определяется в основном активным сопротивлением и слагающей  $\Delta U_a$ . В этих случаях компенсация индуктивного сопротивления нецелесообразна.

Последовательное включение конденсаторов очень эффективно при резких колебаниях нагрузки, так как регулирующий эффект конденсаторов — величина добавки напряжения — пропорционален току нагрузки и автоматически изменяется практически безынерционно. Поэтому последовательное включение конденсаторов целесообразно применять в ВЛ 35 кВ и ниже, питающих резкопеременные нагрузки с относительно низким коэффициентом мощности. Конденсаторы часто устанавливают непосредственно на опорах. Их используют также в промышленных сетях с резкопеременными нагрузками.

2) Изменение нагрузок сети. Нагрузка сети определяется мощностью, одновременно потребляемой присоединенными к ней ЭП и теряемой в элементах сети. Активная мощность вырабатывается только генераторами электростанций, что является наиболее экономичным. В связи с этим оказывается невозможным изменять активную мощность нагрузки сети только ради изменения потерь напряжения в ней.

В противоположность этому реактивная мощность может вырабатываться не только генераторами электростанций, но и специальными генераторами реактивной мощности, называемыми

мыми компенсирующими устройствами (КУ). К числу их относятся СК и БК, устанавливаемые в сетях и вблизи потребителей, а также СД, работающие в режиме перевозбуждения (см. § 1-4). Мощность КУ, которые должны быть установлены в сети, определяется технико-экономическими расчетами с учетом условий обеспечения резерва реактивной мощности в соответствующем узле электрической системы (см. § 6-7). При наличии КУ необходимая реактивная мощность может вырабатываться различными источниками с различным их участием. Регулированием доли выработки реактивной мощности можно изменять потери напряжения на рассматриваемом участке сети. Это следует из формулы для определения потери напряжения на участке сети с сопротивлениями  $R_{\Sigma}$  и  $X_{\Sigma}$  (рис. 4-7) при мощности нагрузки  $P_H + jQ_H$  (для упрощения потери мощности в данном примере не учитываются):

$$\Delta U = \frac{P_H R_{\Sigma}}{U_H} + \frac{(Q_H - Q_{к.у}) X_{\Sigma}}{U_H}, \quad (4-2)$$

где  $Q_{к.у}$  — мощность КУ.

Изменением  $Q_{к.у}$  можно изменить потери напряжения и при наличии на КУ автоматических регуляторов возможно использовать их в целях регулирования напряжения в сети местными средствами.

В частности, это обеспечивается в случае применения управляемых БК. Эффект регулирования получается тем большим, чем больше реактивное сопротивление питающей части сети и генерируемая БК реактивная мощность.

Относительное повышение напряжения в конце линии при наличии БК мощностью  $Q_{к.у}$ , квар, приближенно равно  $\frac{Q_{к.у} X_{\Sigma}}{10U_H^2}$

в процентах номинального напряжения.

Отсюда может быть определена удельная мощность батареи конденсаторов  $Q_{к0}$ , необходимая для повышения напряжения в конце линии на 1%:

$$Q_{к0} \approx \frac{10U_H^2}{X_{\Sigma}}. \quad (4-3)$$

Из (4-3) видно, что удельная мощность батареи конденсаторов, необходимая для повышения напряжения в конце линии

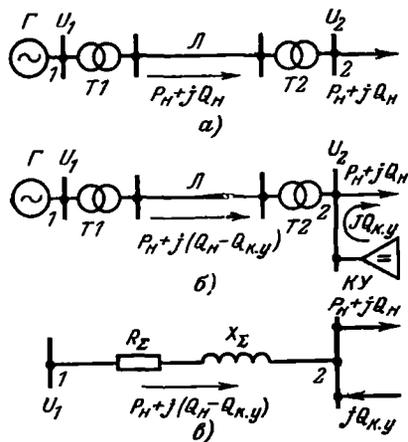


Рис. 4-7. Применение компенсирующих устройств для регулирования напряжения.

а, б — принципиальные схемы передачи; в — схема замещения.

на 1%, зависит от номинального напряжения ее и индуктивного сопротивления  $X_{\Sigma}$ . Очевидно, что при малых значениях индуктивного сопротивления сети и более высоком ее номинальном напряжении мощность БК, требуемая для повышения напряжения на 1%, значительно увеличивается.

Аналогичное изменение режима напряжений в сети получается в случае использования в качестве компенсирующих устройств СК или СД. В режиме перевозбуждения они генерируют реактивную мощность, в режиме недо возбуждения потребляют ее. Последнее свойство СД и СК может быть использовано с целью повышения потери напряжения в сети, а следовательно, и снижения напряжения на шинах нагрузки при неизменном напряжении в начале линии (например, в режимах малых нагрузок). Экономическая целесообразность этого мероприятия

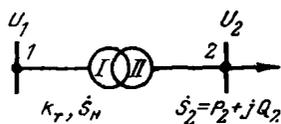


Рис. 4-8. Принципиальная схема трансформатора номинальной мощностью  $S_N$  с коэффициентом трансформации  $k_T$ .

требует дополнительной проверки, так как увеличение передаваемой реактивной мощности связано с увеличением потерь электроэнергии в сети.

*Регулирование возбуждения генераторов электростанций* позволяет изменять напряжение в сети в относительно небольших пределах. Генератор выдает номинальную мощность при отклонениях напряжения на его выводах не более  $\pm 5\%$  номинального. При больших отклонениях мощность генератора должна быть снижена. Практически применение этого способа регулирования может обеспечить необходимый режим напряжений для близлежащих потребителей, питающихся с шин генераторного напряжения электростанции.

*Регулирование коэффициента трансформации трансформаторов, автотрансформаторов и линейных регуляторов.* Изменение коэффициента трансформации трансформаторов (автотрансформаторов) под нагрузкой производят при наличии встроенного устройства для регулирования напряжения (РПН). При отсутствии устройства РПН на трансформаторах с ПБВ последовательно с ними включают линейные регуляторы (со стороны обмотки низшего напряжения). При этом коэффициент трансформации можно менять в широких пределах (см. § 1-3).

Стоимость линейных регуляторов значительно выше стоимости устройств для регулирования напряжения в трансформаторах с РПН. Поэтому их целесообразно применять при реконструкции существующих сетей, когда нерационально заменять основные трансформаторы регулируемыми.

При помощи трансформаторов (автотрансформаторов) с РПН или трансформаторов с ПБВ с последовательно включенными линейными регуляторами весьма просто и экономично осуществляется встречное регулирование напряжения на шинах

ЦП. Трансформаторы с ПБВ должны отключаться от сети для изменения коэффициента трансформации. В связи с этим изменение коэффициента трансформации таких трансформаторов производят крайне редко, например при сезонном изменении нагрузки. Для них очень важно правильно выбрать коэффициент трансформации таким образом, чтобы режим напряжений при изменении нагрузок был по возможности наилучшим.

Выбор коэффициентов трансформации двухобмоточных трансформаторов производим в соответствии с принципиальной схемой, изображенной на рис. 4-8. Нагрузка трансформатора характеризуется полной мощностью  $S_2$  и коэффициентом мощности  $\cos \varphi$  или активной и реактивной мощностью. Трансформатор характеризуется номинальной мощностью  $S_{\text{н}}$  и коэффициентом трансформации, определяемым в соответствии с (2-12):

$$k_{\tau} = \frac{U_{\text{I}}}{U_{\text{II}}},$$

где  $U_{\text{I}}$  — номинальное напряжение регулировочного ответвления первичной обмотки;  $U_{\text{II}}$  — номинальное напряжение вторичной обмотки.

Напряжение на первичной стороне трансформатора равно  $U_1$ , на вторичной стороне  $U_2$ .

Допустим, что из расчета или на основании замеров известно напряжение  $\dot{U}_1$  на стороне первичной обмотки трансформатора. Известно также напряжение  $U_{2\text{ж}}$ , которое желательно иметь на вторичной стороне трансформатора. Требуется выбрать коэффициент трансформации трансформатора или, что то же, подобрать номинальное напряжение соответствующего регулировочного ответвления на первичной обмотке трансформатора при заданной его нагрузке. При этом с достаточной степенью точности можно вести расчет по модулям напряжений  $U_1$  и  $U_2$ , так как сдвиг по фазе между векторами этих напряжений обычно мал.

Определяем потерю напряжения  $\Delta U_{\tau}$  в трансформаторе, например, по (2-27) в единицах, приведенных к стороне ВН трансформатора. Вычитая  $\Delta U_{\tau}$  из  $U_1$ , получаем напряжение на вторичной стороне трансформатора, приведенное к первичной стороне [см. (2-26)]:

$$U_{2 \text{ вн}} = U_1 - \Delta U_{\tau}. \quad (4-4)$$

Желаемое значение напряжения на вторичной стороне трансформатора будет равно:

$$U_{2\text{ж}} = \frac{U_{2 \text{ вн}}}{k_{\tau}} = \frac{U_{2 \text{ вн}} U_{\text{II}}}{U_{\text{I}}}, \quad (4-5)$$

откуда может быть найдено искомое значение  $U_1$  регулировочного ответвления:

$$U_1 = \frac{U_{2 \text{ вн}} U_{\text{II}}}{U_{2\text{ж}}}. \quad (4-5a)$$

**Пример 4-4.** На районной подстанции установлен трехфазный двухобмоточный трансформатор типа ТДН-10000/115 мощностью 10 МВ·А с РПН в диапазоне 115 кВ  $\pm 9 \cdot 1,78\%$ . Номинальное напряжение вторичной обмотки  $U_{II} = 11$  кВ. Напряжение короткого замыкания 10,5%.

Наибольшая нагрузка трансформатора составляет  $\dot{S} = 8 + j5$  МВ·А. На первичной стороне трансформатора в этом режиме поддерживается напряжение  $U_1 = 120$  кВ, желаемое напряжение на вторичной стороне при этом должно быть  $U_{2ж} = 10,5$  кВ. В режиме наименьших нагрузок  $\dot{S} = 5 + j2$  МВ·А,  $U_1 = 114$  кВ,  $U_{2ж} = 10$  кВ. Требуется подобрать регулировочные ответвления трансформатора для заданных режимов нагрузки и проверить приемлемость располагаемого диапазона регулирования.

**Решение.** Потери напряжения в трансформаторе определяем по (2-27а), для перевода полученных значений в киловольты умножаем их на номинальное напряжение сети 110 кВ:

в режиме наибольших нагрузок

$$\Delta U_T \approx \frac{5}{10} \cdot 10,5 = 5,25\%, \text{ или } 5,8 \text{ кВ};$$

в режиме наименьших нагрузок

$$\Delta U_T \approx \frac{2}{10} \cdot 10,5 = 2,1\%, \text{ или } 2,3 \text{ кВ}.$$

Напряжение на вторичной стороне трансформатора, приведенное к первичной стороне [в соответствии с (4-4)]:

в режиме наибольших нагрузок

$$U_{2вн} = 120 - 5,8 = 114,2 \text{ кВ};$$

в режиме наименьших нагрузок

$$U_{2вн} = 114 - 2,3 = 111,7 \text{ кВ}.$$

Требуемое рабочее положение регулировочного ответвления в соответствии с (4-5а):

в режиме наибольших нагрузок

$$U_I = \frac{114,2 \cdot 11}{10,5} = 119,5 \text{ кВ}$$

(регулируемое ответвление 119,1 кВ,  $U_n + 2 \cdot 1,78\%$ );

в режиме наименьших нагрузок

$$U_I = \frac{111,7 \cdot 10}{10} = 123 \text{ кВ},$$

(регулируемое ответвление 123,2 кВ,  $U_n + 4 \cdot 1,78\%$ ).

Таким образом, располагаемый диапазон регулирования является достаточным.

Необходимо подчеркнуть, что в правильно спроектированной сети условия обеспечения требуемого качества напряжения оказываются весьма благоприятными. В такой сети на основании технико-экономического анализа должны быть выбраны рациональные схемы и параметры ее элементов (в том числе и параметры компенсирующих и регулирующих устройств), целесообразные радиусы действия источников питания и распределительных трансформаторов и т. д. (см. гл. 6). При этом во многих случаях установка трансформаторов Т2 с РПН и обеспечение автоматического встречного регулирования напряже-

ния на шинах ЦП (см. рис. 4-3, а) может полностью обеспечить требуемое качество напряжения у всех ЭП, питающихся от этого ЦП.

В то же время в ряде существующих сетей условия обеспечения требуемого качества напряжения могут оказаться значительно менее благоприятными: на подстанциях, питающих распределительные сети, могут отсутствовать трансформаторы с РПН, радиусы действия отдельных источников и РТ могут быть чрезмерно большими, а сети — чрезмерно перегруженными. Такие сети, естественно, должны подвергаться соответствующей реконструкции, на основании технико-экономического анализа должны быть рассмотрены возможные способы и средства улучшения напряжения. В связи с местными условиями эти способы могут отличаться от тех, которые могли бы быть выбраны при проектировании сети заново [17].

#### **4-3. ПОНЯТИЕ О СИММЕТРИРОВАНИИ НЕСИММЕТРИЧНОГО РЕЖИМА, УМЕНЬШЕНИИ ТОКОВ ВЫСШИХ ГАРМОНИК, СНИЖЕНИИ КОЛЕБАНИЙ НАПРЯЖЕНИЯ**

Несимметричные режимы не всегда могут оказаться допустимыми. Некоторые, особо неблагоприятные несимметричные режимы, недопустимые для ЭП и оборудования, должны быть запрещены. В ряде случаев возникает необходимость в проведении мероприятий по снижению несимметрии напряжений в сети, так называемое «симметрирование» режима (снижение или устранение несимметрии по всей сети одновременно или в отдельных ее частях или ветвях).

В некоторых случаях симметрирование достигается очень простыми средствами. Например, для снижения токов и напряжений обратной и нулевой последовательностей, возникающих во всей сети в случае отключения фазы линии, достаточно снизить значение тока прямой последовательности в месте отключения. Такое решение может быть, например, допустимо в тех случаях, когда линия имеет характер соединительной. В этом случае снижение нагрузки линии может быть произведено без ущерба для потребителей.

Более универсальным является принцип симметрирования, основанный на создании компенсирующих токов обратной последовательности, что является более существенным. Компенсирующие токи обратной последовательности могут быть получены с помощью БК.

Симметрирование режима может быть обеспечено при несимметричном включении БК между фазами. При этом необходимое сочетание мощностей БК, включаемых между отдельными фазами, не должно быть стабильным. Оно зависит от вида несимметрии, параметров сети, т. е. от значения и фазы компенсируемого тока обратной последовательности  $I_2$ . Для

обеспечения компенсации токов обратной последовательности, которые могут возникнуть при различных возможных несимметричных режимах, необходимо иметь возможность переключать БК с одних фаз на другие. Это может быть осуществлено с помощью специально предусмотренной коммутационной аппаратуры. Переключения могут производиться в большинстве случаев вручную, так как время, требуемое для их выполнения при наличии дежурного персонала, относительно мало — не более 10—20 мин. В течение этого периода времени может быть допущена работа ЭП с ухудшенными показателями.

Соотношение между емкостями БК, которые должны быть включены в различных фазах для компенсации требуемого значения тока обратной последовательности, может быть определено следующим образом.

На рис. 4-9 представлена принципиальная схема включения батареи однофазных конденсаторов треугольником. Значения емкостей  $C_{ab}$ ,  $C_{ac}$  и  $C_{bc}$  могут быть любыми. Если к данной БК приложена система симметричных фазных напряжений  $\dot{U}_1$ , то в данном ответвлении от сети будут проходить токи  $\dot{I}_a$ ,  $\dot{I}_b$  и  $\dot{I}_c$ . При разложении этих токов на симметричные составляющие после соответствующих преобразований (см. § 3-1) получаем:

ток прямой последовательности

$$\dot{I}_1 = j\dot{U}_1\omega(C_{ab} + C_{bc} + C_{ca}); \quad (4-6)$$

ток обратной последовательности

$$\dot{I}_2 = -j\dot{U}_1\omega(a^2C_{ab} + C_{bc} + aC_{ca}). \quad (4-7)$$

Из (4-6) видно, что ток прямой последовательности, создаваемый данной БК, не зависит от распределения конденсаторов между фазами и определяется суммарной емкостью включенной БК. Ток обратной последовательности (4-7) в значительной степени зависит от распределения конденсаторов между фазами. Он пропорционален эквивалентной емкости БК

$$C_c = j(a^2C_{ab} + C_{bc} + aC_{ca}). \quad (4-8)$$

Из (4-7) и (4-8) видно, что с помощью несимметричной группы БК можно создать ток, компенсирующий ток обратной последовательности с любым аргументом (рис. 4-10). Для этого достаточно в две стороны треугольника включить дополнительные конденсаторы, кроме тех, которые составляют симметричную группу. Практически приходится пересоединять конденсаторы с одних фаз на другие.

Для определения емкости указанных дополнительных конденсаторов нужно произвести разложение требуемого значения  $\dot{I}_2$  тока обратной последовательности (полученного на основании предварительных расчетов) по осям, в створе которых на-

ходится соответствующий вектор (рис. 4-11). На рис. 4-11 требуемый вектор тока обратной последовательности оказался расположенным в створе осей фаз  $b-c$  и  $a-b$ . Если оси проградировать по значениям емкостей, то такое разложение сразу определяет дополнительную емкость в каждой из фаз треугольника.

Важно отметить, что независимо от того, между какими фазами сети включены конденсаторы, их компенсирующее действие для режима прямой последовательности остается неизмен-

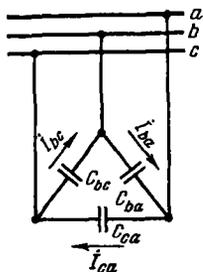


Рис. 4-9. Принципиальная схема включения батареи однофазных конденсаторов в треугольнике.

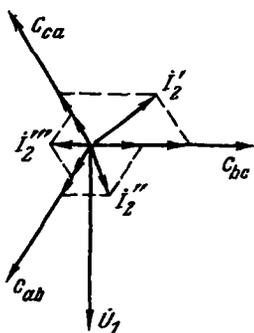


Рис. 4-10. Диаграмма для определения емкостей несимметричной группы БК для различных заданных значений токов обратной последовательности при несимметричных режимах работы линии  $i_2'$ ,  $i_2''$  и  $i_2'''$ .

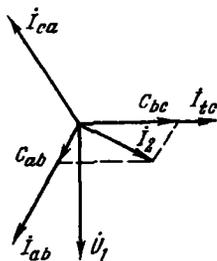


Рис. 4-11. Пример определения дополнительных емкостей  $C_{bc}$  и  $C_{ab}$  конденсаторов для заданного значения тока обратной последовательности  $i_2$ .

ным и определяется суммарной емкостью (генерируемой реактивной мощностью) всех включенных в сеть БК.

Таким образом, в симметрирующем устройстве БК могут одновременно выполнять двойную роль: а) они компенсируют реактивную мощность нагрузки; б) создают компенсирующий ток обратной последовательности. Первое условие определяет суммарную мощность включенных в работу конденсаторов, а второе — их распределение между фазами. При равномерном распределении по фазам создаваемый ими ток обратной последовательности равен нулю.

Для уменьшения недопустимых значений токов высших гармоник в электрической системе или в отдельных ее ветвях могут использоваться различные способы. Исследования показывают, что в первую очередь должны устраняться или снижаться до допустимых пределов высшие гармоники низшего порядка (5, 7,

11, 13 и т. д.). Это возможно осуществить за счет увеличения количества фаз (до 12 или 24) выпрямления в преобразовательных установках или применения специальных схем преобразователей, обеспечивающих сглаживание кривых первичных токов. Возможно также использовать средства, ограничивающие проникновение токов от источников высших гармоник в смежные участки сети, например, выделением питания выпрямительных установок на отдельные линии. Весьма надежным и эффективным средством является применение специальных фильтрующих устройств — фильтров [36]. Например, поперечный фильтр представляет собой контур из последовательно соединенных индуктивности и емкости, настроенный на определенную частоту гармоники. Этот контур образует ветвь с малым сопротивлением, параллельную электрической системе, и таким образом шунтирует ее на частоте заданной гармоники, вследствие чего напряжение последней заметно снижается. Такие шунты могут применяться для любой гармоники, нежелательной в электрической системе или в местной сети. Поперечные фильтры могут присоединяться как в местах возникновения высших гармоник, так и в пунктах усиления гармоник или резонанса токов.

Конденсаторы, применяемые в поперечных фильтрах, могут быть одновременно использованы для компенсации реактивной мощности основной частоты. Разработаны опытные образцы специальных филтросимметрирующих устройств, представляющих собой модификацию поперечных фильтров, — в них конденсаторы могут пересоединяться с одних фаз на другие. Такое комплексное устройство может одновременно выполнять несколько функций: снижать несимметрию и несинусоидальность токов и напряжений, компенсировать потребляемую ЭП реактивную мощность.

Для снижения колебаний напряжения в сети при наличии резко изменяющихся нагрузок принципиально возможны два пути: а) быстродействующее регулирование тока нагрузки с помощью дополнительного электрооборудования, устанавливаемого у потребителей (при этом могут быть использованы СК специальной конструкции, снабженные весьма быстродействующими регуляторами возбуждения или статически регулируемые источники реактивной мощности с вентильным управлением [6]); б) уменьшение сопротивления сети, общей для спокойной и резкопеременной нагрузок. Здесь могут быть применены продольно-емкостная компенсация, реакторы с меньшими сопротивлениями, раздельное питание спокойной и резкопеременной нагрузок, замкнутые или частично замкнутые схемы сети и т. п.

Таким образом, для симметрирования несимметричных режимов, уменьшения токов и напряжений высших гармоник и снижения колебаний напряжения должны применяться дополнительные симметрирующие, фильтрующие, быстрорегулирующие или комплексные устройства или использоваться дру-

гие средства, обеспечивающие нормализацию качества электроэнергии. Все эти мероприятия требуют дополнительных затрат денежных и материальных средств. Выбор оптимальных решений должен производиться на основе технико-экономического анализа с учетом местных условий.

#### **4.4. КОНТРОЛЬ ЗА КАЧЕСТВОМ НАПРЯЖЕНИЯ В РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЯХ**

*Задачи контроля.* С течением времени в условиях эксплуатации изменяются параметры и нагрузки сетей. В связи с этим требуется систематическая проверка соответствия всех условий работы сети предъявляемым требованиям. В частности, должен осуществляться систематический контроль за одним из основных показателей качества электроэнергии — за качеством напряжения; контроль за отклонениями напряжения в нормальных, установившихся длительных эксплуатационных режимах. Эпизодические, кратковременные, даже сравнительно большие значения отклонений напряжения (но без нарушения работы ЭП) представляют значительно меньший интерес, так как обычно они не имеют практического значения. В то же время мероприятия по устранению кратковременных отклонений напряжения могут быть весьма дорогими и не оправдываться с экономической точки зрения.

В современных электрических системах обеспечение требуемого качества напряжения в сетях и у потребителей практически не может быть осуществлено без применения устройств для регулирования напряжения. В то же время задача регулирования напряжения в распределительных сетях может быть выполнена достаточно успешно только тогда, когда все параметры, от которых зависит режим напряжений, находятся в определенных пределах. Так, технически допустимый режим напряжений может быть при рационально спроектированной сети, правильном размещении компенсирующих и регулирующих устройств и правильном выборе установок их автоматических регуляторов, правильно установленных регулировочных ответвлений у трансформаторов с ПБВ и при допустимых пределах потерь напряжения. Вопросы организации контроля за этими показателями еще недостаточно разработаны.

Распределительные сети являются весьма разветвленными. К ним присоединяется значительное количество ЭП, от сетей 6—20 кВ питаются многочисленные РТ. Поэтому исследование качества напряжения на зажимах всех ЭП или даже всех РТ практически невыполнимо, и контроль за качеством напряжения должен проводиться в ряде характерных точек сети. Количество точек должно быть достаточным для оценки качества напряжения в распределительной сети в целом. Для этого

выбирают являющиеся достаточно показательными пункты сети, до которых могут быть определены потери напряжения. Например, при известных нагрузках и параметрах сети легко могут быть подсчитаны потери напряжения в пределах той или иной сети, в ряде случаев может быть заведомо известно, что потери в рассматриваемой сети или на ее участке весьма малы и т. п.

Контроль за режимом напряжений должен производиться для характеристики длительных нормальных эксплуатационных режимов. Контроль должен быть систематическим, длительным, с фиксацией существующего положения и желательно со статистической обработкой результатов, т. е. контроль должен производиться обобщенно за определенный промежуток времени и для определенной части сети. При анализе результатов контро-

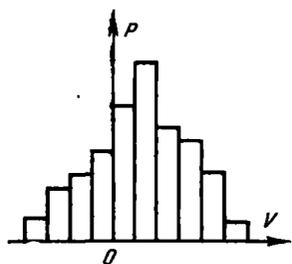


Рис. 4-12. Гистограмма случайной величины.

ля надо знать, например, за счет чего получилось значительное отклонение полученного обобщенного показателя от желаемого: за счет большого отклонения напряжения, очень кратковременного, или за счет большой длительности действия сравнительно небольшого отклонения напряжения; имелись ли отклонения напряжения, выходящие за технически допустимые пределы; в течение каких периодов времени возникали те или иные большие отклонения напряжения — в период большой нагрузки, когда это могло причинить неприятности или экономиче-

ский ущерб потребителям, или в период малой нагрузки, когда это могло остаться почти незамеченным.

В распределительных сетях процесс изменения параметров рабочего режима является, как правило, случайным, что связано со случайным характером изменения нагрузок. В питающих сетях случайный характер изменения в большей степени справедлив лишь для отдельных типов нагрузок (тяговых, некоторых промышленных). Случайный характер изменения нагрузок приводит к случайному характеру изменения показателей качества напряжения. В этих условиях весьма эффективным является применение вероятностно-статистических (сокращенно-вероятностных) методов контроля за качеством напряжения.

*Применение вероятностных методов контроля.* Наиболее действенным является непосредственный контроль за качеством напряжения в контрольных точках сети по так называемым гистограммам отклонений напряжения [3, 17]. Как известно, гистограммой называется графическое представление статистического ряда исследуемого параметра режима, изменение которого носит случайный характер (рис. 4-12). При этом весь диапазон изменения данного параметра режима разделен на

интервалы. Для каждого интервала определяется частота (вероятность)

$$p_i = \frac{n_i}{n}$$

значений данной случайной величины, измеренных в пределах этого интервала ( $n$  — общее число проведенных измерений). В рассматриваемом случае исследуемым параметром режима является отклонение  $V$  от номинального напряжения в некоторой контрольной точке сети, на зажимах характерного ЭП и т. п. По гистограмме можно судить о допустимости процесса изменения контролируемой величины.

В настоящее время имеются специальные приборы — статистические анализаторы качества напряжения САКН, дающие возможность получить гистограмму отклонений напряжения непосредственно в месте присоединения их к сети. Для оценки качества напряжения САКН может включаться непрерывно в течение длительного периода времени, например недели. Гистограммы отклонений напряжения могут быть использованы для приближенной оценки вероятной доли электроэнергии, полученной при заданном качестве напряжения. В соответствии с ГОСТ 13109-67 не менее 95% общего количества электроэнергии, получаемой потребителями, должно быть обеспечено качеством напряжения в допустимых по ГОСТ пределах.

На основании анализа гистограмм отклонений напряжения, измеренных в сетях, обслуживающий персонал может в случае необходимости воздействовать на изменение параметров сети, параметров регулирующих устройств и т. п. с целью улучшения режима напряжения. Для снижения затрат труда персонала по обработке измерений и производству громоздких расчетов разработаны специальные комплексы программ для ЭВМ, которые могут быть использованы для контроля за режимом напряжений в распределительных сетях. Более подробно вопросы контроля за отклонениями напряжения и за другими показателями качества электроэнергии рассмотрены в [17].

## *Глава пятая*

### **НАДЕЖНОСТЬ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ И СПОСОБЫ ЕЕ ПОВЫШЕНИЯ**

#### **5-1. ИСХОДНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ**

Перерывы электроснабжения потребителей вообще нежелательны, а в ряде случаев недопустимы. Они могут повлечь нарушения нормального функционирования установок связи и транспорта, технологических процессов промышленных предприятий,

нормальных условий жизни и деятельности населения. В связи с этим могут возникнуть аварии на транспорте, порча ценного оборудования и брак продукции на промышленных предприятиях и т. п. Для предотвращения этого при проектировании и эксплуатации электрических сетей и систем принимают специальные меры для улучшения работы всех их элементов и повышения надежности электроснабжения потребителей. Эти мероприятия требуют вложения дополнительных материальных и денежных средств на сооружение резервных элементов, применения специальных устройств защиты и автоматики, более тщательного надзора за работой электроустановок в период их эксплуатации и т. д.

Вопросы обеспечения надежности электроснабжения необходимо решать в зависимости от типа потребителей, характера местных условий и т. п., что регламентируется Правилами устройства электроустановок [30]. Для менее ответственных потребителей, которым разрешается иметь перерывы электроснабжения, они не должны быть длительными и не должны повторяться часто. Особо ответственные потребители, прекращение электроснабжения которых может привести к опасности для жизни людей, взрывам и т. п., не должны иметь перерыва в электроснабжении. Для прочих потребителей вопрос об обеспечении необходимой степени надежности электроснабжения решается на основании технико-экономического анализа (см. гл. 6). При этом оценивается экономическая соразмерность дополнительных затрат на повышение надежности работы элементов системы и народнохозяйственного ущерба, получаемого при отсутствии указанных дополнительных мероприятий. В связи с этим особое значение имеют мероприятия по повышению надежности, не требующие значительных дополнительных затрат. К ним, в частности, относится применение устройств защиты и автоматики, стоимость которых значительно ниже стоимости резервных элементов сети. Такие мероприятия должны быть использованы в первую очередь.

При оценке надежности электроснабжения следует различать необходимый резерв, который должен быть обеспечен на электростанциях и в сети. Имеющийся на электростанции резерв в генераторной мощности не сможет быть реализован, если пропускная способность соответствующей сети будет недостаточной, и наоборот. Резерв мощности на электростанциях необходим в связи с особенностями производства электроэнергии. При увеличении нагрузки потребителей должна быть увеличена мощность источников питания и наоборот. Практически в настоящее время электроэнергия не может быть запасена заранее. Исключение составляют некоторые новые типы электроустановок, например гидроаккумулирующие электростанции. Однако мощности этих установок будут, по-видимому, относительно небольшими. Таким образом, в энергосистеме в целом и

в отдельных ее узлах в любой момент времени должен быть обеспечен баланс генерируемой и потребляемой мощностей. Во всех режимах также должен иметься определенный резерв мощности, реализуемый при соответствующем росте нагрузок.

Кроме резерва мощности на электростанциях системы должен иметься резерв по электроэнергии. Это значит, что следует рассматривать работу электрической системы не только для отдельных режимов, но и за длительный период, например за год. При этом на ТЭС должен быть обеспечен соответствующий запас топлива, а на ГЭС — запас гидроэнергии. Например, на ГЭС с небольшим объемом водохранилища имеющийся годовой запас воды может обеспечить круглосуточную работу части генераторов с неполной нагрузкой или работу всех генераторов с полной нагрузкой в течение нескольких часов ежесуточно. В этих условиях вопрос о целесообразных режимах работы данной ГЭС должен решаться с учетом получения наибольшей экономической эффективности работы всех электростанций и сетей системы за длительный период.

При оценке необходимого резерва следует учитывать не только нормальные режимы работы, но также послеаварийные и ремонтные режимы. Все элементы системы должны периодически отключаться для проведения профилактических или планово-предупредительных, а также капитальных ремонтов. Эти отключения производятся по специальному плану. Ремонты генераторов приурочиваются к режимам меньших нагрузок, например в летний период. Для предотвращения отключения потребителей при ремонтах сетей необходимо предусматривать резерв по сети, т. е. наличие резервных линий и трансформаторов.

Помимо учета отключений элементов системы для ремонтов необходимо иметь в виду, что каждый элемент системы — генератор, линия, трансформатор, выключатель и т. п. — в процессе эксплуатации может быть поврежден. Эти повреждения связаны прежде всего с внешними условиями работы линий и оборудования — климатическими, наличием атмосферных и коммутационных перенапряжений, возможностью механических повреждений и др. Кроме того, следует считаться с наличием внутренних дефектов, полученных при изготовлении или монтаже, вследствие старения изоляции за длительный период работы оборудования и т. п. (см. § 5-2).

При повреждении какого-либо элемента в электрической сети или системе в целом возникают быстропотекающие переходные процессы. При этом параметры режима значительно отличаются от допустимых. Это затрудняет или делает невозможной работу ЭП, оборудования сети и т. п. В связи с этим поврежденные элементы должны быть как можно быстрее обнаружены и отключены на период устранения повреждений. Период аварийного ремонта может исчисляться несколькими

часами, необходимыми, например, для замены поврежденных гирлянды изоляторов ВЛ. Иногда аварийный ремонт может длиться несколько суток или даже недель, например при пробое изоляции обмоток трансформатора или генератора. Для обеспечения электроснабжения потребителей при этом также должны использоваться резервные элементы.

Выявление и отключение поврежденных элементов, включение резервных элементов и производство некоторых дополнительных операций по изменению схем сети и т. п. должны обеспечиваться устройствами защиты и автоматики. При их правильной, четкой и быстрой работе может в значительной степени снизиться продолжительность перерывов электроснабжения потребителей в случаях повреждений элементов сетей и систем.

Практически вопросы повышения надежности электроснабжения потребителей решаются в двух аспектах. При проектировании электросетей на основании технико-экономического анализа выбираются схемы соединений линий. При этом учитываются особенности схем электростанций и подстанций, вероятность повреждения отдельных элементов системы, формулируются требования к устройствам защиты и автоматики, принимаются меры по обеспечению необходимой координации изоляции линий и оборудования подстанций.

При эксплуатации сетей проводятся контроль за состоянием оборудования и профилактические испытания его изоляции, а также своевременные планово-предупредительные и капитальные ремонты, принимаются меры к возможно более быстрому отысканию поврежденных участков сети и устранению повреждений.

## **5-2. УСЛОВИЯ РАБОТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ И ПОВРЕЖДАЕМОСТЬ ОБОРУДОВАНИЯ**

*Климатические условия* существенно влияют на работу ВЛ и оборудования подстанций, устанавливаемого на открытом воздухе — в открытых распределительных устройствах (ОРУ). Опыт эксплуатации показывает, что ВЛ имеют наибольшую повреждаемость из всех элементов электросетей. Поэтому при проектировании и эксплуатации ВЛ и ОРУ очень важно тщательно оценивать влияние климатических условий. К климатическим условиям, влияющим на работу ВЛ и оборудования подстанций, относятся: грозовые явления, изменения температуры, действие ветра, гололедные образования, загрязнение воздуха, сопротивление грунта и т. п. Интенсивность изменения этих условий зависит от времени года, географического местоположения объекта и т. д. При грозовых явлениях в сетях возникают кратковременные перенапряжения, которые во многих случаях могут быть недопустимыми. Повышение температуры

приводит к удлинению проводов, увеличению их стрелы провеса и снижению расстояний между проводами и от проводов до земли, т. е. к понижению надежности и безопасности работы линии. При значительном понижении температуры длина проводов сокращается и в них могут возникнуть недопустимые механические напряжения. Действие ветра создает дополнительную механическую нагрузку на провода, тросы и опоры, что в ряде случаев утяжеляет и удорожает конструкцию ВЛ. В определенных условиях под влиянием ветровой нагрузки возникают колебания проводов. При небольшой их амплитуде происходит вибрация проводов, приводящая к «усталости» материала, а затем и к его разрушению. Колебания с большой амплитудой («пляска» проводов) создают значительные дополнительные механические усилия. При этом могут возникать схлестывание и обрыв проводов, поломка опор.

При определенных атмосферных условиях на проводах и опорах ВЛ образуются обледенение или гололедные образования. Они создают значительные дополнительные механические нагрузки. В отдельных районах с интенсивными гололедами эти нагрузки могут достигать 10—20 кг и более на 1 м длины провода.

Загрязнение воздуха связано с наличием находящихся во взвешенном состоянии органических частиц — химических соединений, золы, соли и т. п. При осаждении этих частиц на влажные поверхности изоляторов ВЛ и оборудования подстанций существенно ухудшается качество изоляции за счет появления проводящих каналов. Наиболее значительное загрязнение воздуха имеет место вблизи промышленных предприятий. Около морских побережий частицы соли вызывают активное окисление материала проводов. Сопротивление грунта изменяется в зависимости от его влажности и температуры. При этом изменяются сопротивления заземлителей опор и подстанций, сопротивления нулевой последовательности линий. Металлические конструкции опор ВЛ и оборудования подстанций, находящиеся на открытом воздухе, подвергаются окислению (ржавлению), а деревянные конструкции — гниению.

В электросетях возникают кратковременные повышения напряжения или *перенапряжения* — атмосферные при грозовых явлениях и коммутационные в процессах включений и отключений аппаратов. При этом часто возникают пробой изоляционных промежутков между проводами разных фаз линии, перекрытие, а иногда и повреждение изоляции. При перекрытии изоляции возникает дуга, т. е. короткое замыкание, которое поддерживается при рабочем напряжении. В сетях напряжением до 220 кВ с меньшим уровнем изоляции более опасными являются атмосферные перенапряжения. Для предотвращения развития аварии соответствующий участок сети должен быть возможно более быстро отключен автоматически. При этом обычно пере-

крытия изоляции на ВЛ не ведут к необратимым повреждениям ее. Нормальная работа ВЛ может быть легко восстановлена после автоматического повторного включения (АПВ).

*Старение изоляции.* В процессе эксплуатации в изоляции кабельных линий и электрических аппаратов возникают медленные процессы, изменяющие ее структуру. При этом происходит снижение электрической и механической прочности и разрушение изоляции, т. е. ее «старение». Старение изоляции непосредственно зависит от качества изолирующих материалов, совершенства изоляционной конструкции и технологии ее изготовления. В нормальных условиях изоляция может хорошо работать длительное время. В то же время процесс старения изоляции существенно ускоряется при ее увлажнении, а также при высоких температурах. Для предотвращения этого за температурным режимом изоляции и ее увлажнением при эксплуатации должно вестись особое наблюдение.

*Механические повреждения* могут быть как на воздушных, так и на кабельных линиях. Провода и тросы, а также и опоры ВЛ могут быть перекрыты, а иногда и повреждены башенными кранами, деревьями и т. п. Механические повреждения кабельных линий в основном происходят при производстве земляных работ в непосредственной близости от трассы линии.

*Статистические данные о повреждаемости линий и оборудования.* В целях правильной оценки условий работы линий и оборудования электросетей необходимо систематически собирать данные о повреждаемости ее отдельных элементов и о времени, необходимом для производства профилактических и аварийных ремонтных работ. В энергосистемах Советского Союза накоплен определенный статистический материал по этим вопросам. На основании его обработки получены данные о вероятной повреждаемости и средней продолжительности отключений элементов сети для проведения ремонтов, которые используются для количественной оценки надежности электрооборудования потребителя.

Перерывы в электроснабжении потребителей возникают не только при повреждении или ремонтах линий и элементов оборудования подстанций — трансформаторов, выключателей, разъединителей и т. п. Необходимо учитывать также работу устройств защиты и автоматики. Опыт их эксплуатации показывает, что имеются отказы или неправильные действия этих устройств. Доля таких отказов относительно невелика, но все же ее необходимо принимать во внимание и собирать соответствующий статистический материал. Например, сообщалось, что за 7 лет эксплуатации ВЛ 500 кВ было более 2200 действий устройств релейной защиты, из них 7,5% были неправильными. Относительное количество неправильных действий на 1 компл. релейной защиты составляло 0,03. Неправильные действия защиты распределялись следующим образом: ложные 70; от-

казы 7; неправильные при коротких замыканиях 23%. Таким образом, в случае неправильной работы защиты помимо поврежденного участка сети отключались также участки сети, которые при правильной работе защиты не должны были отключаться. За тот же период на линиях 500 кВ и связанных с ними электростанциях было более 430 действий устройств противоаварийной автоматики различного назначения (имелось около 130 компл. этих устройств), около 15% действий были неправильными. Относительное количество неправильных действий на 1 компл. автоматики составило 0,1, т. е. в 3 раза больше, чем у релейной защиты. В данном случае худшие показатели действия устройств противоаварийной автоматики определялись меньшим совершенством ее устройств по сравнению с релейной защитой. Кроме того, были ложные действия из-за ошибок персонала, проводившего операции с устройствами противоаварийной автоматики при изменении схем и режимов работы. Для исключения этого при разработке устройств противоаварийной автоматики в дальнейшем предполагалось предусматривать автоматизацию их работы.

### **5.3. ВОЗМОЖНОСТИ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ**

*Учет климатических условий.* При проектировании ВЛ используются карты по грозовой деятельности, силе ветра, интенсивности гололедных образований, изменению температур, составленные по данным многолетних наблюдений. Принципиально ВЛ могут быть построены весьма надежными таким образом, чтобы они не разрушались даже при самых неблагоприятных климатических условиях. Однако такие линии будут весьма дорогими. Поэтому считается более экономичным сооружать ВЛ, надежно работающие при определенных расчетных климатических условиях. В зависимости от номинального напряжения ВЛ и ее значимости выбираются расчетные условия, повторяющиеся не реже чем в 5—15 лет. При более тяжелых, но редких климатических условиях (интенсивные гололеды, ураганные ветры и т. п.) ВЛ могут повреждаться. В то же время при выбранных расчетных условиях ВЛ должны работать надежно. Для этого производятся расчеты на механическую прочность проводов и опор ВЛ.

В зависимости от принятых расчетных условий и топографических данных (рельеф местности, наличие водных пространств, лесов, болот и т. п.) производится выбор трассы ВЛ, расположения проводов на опорах и расстояний между ними, высоты опоры, длины пролета. В районах с интенсивными гололедами ВЛ сооружаются на более надежных опорах с горизонтальным расположением проводов. Для защиты от вибрации на прово-

дах подвешивают специальные грузы — виброгасители. В целях защиты от излишних механических нагрузок и условий, способствующих возникновению «пляски» проводов, предусматриваются возможности для временного повышения тока в линии с целью плавки гололеда. В районах с сильно загрязненным воздухом применяются изоляторы с большей изолирующей поверхностью.

Специальное внимание уделяется вопросам *защиты ВЛ и оборудования подстанций от перенапряжений* [10]. На ВЛ 110 кВ и выше с металлическими и железобетонными опорами эффективным способом защиты от атмосферных перенапряжений является подвеска хорошо заземленных грозозащитных тросов (см. § 1-2). Стоимость ВЛ при этом повышается незначительно — на 5—7%. Сопротивления заземления опор линий под тросами стремятся доводить до относительно небольшого значения (около 10 Ом). В плохо проводящих грунтах его разрешается повышать до 20—30 Ом или применять протяженные заземлители. Воздушные линии на деревянных опорах обладают удовлетворительными грозозащитными характеристиками. Подвеска тросов на них существенно утяжеляет конструкцию опор и удорожает их на 20—30%. Поэтому на ВЛ с деревянными опорами тросы подвешиваются лишь на участках, примыкающих к подстанциям («подходах»). При этом предотвращаются прямые удары молнии в провода ВЛ, что необходимо по условиям защиты изоляции оборудования подстанции. В местах с изоляцией пониженной против общего уровня ВЛ — на отдельных металлических опорах, при пересечении линий и т. п. — устанавливаются разрядники.

При выборе расстояний между проводами различных фаз и между проводами и тросами следует учитывать минимальные значения, необходимые для обеспечения соответствующей изоляции воздушных промежутков по условиям коммутационных и атмосферных перенапряжений. Эти минимальные значения указаны в ПУЭ [30].

Защита изоляции оборудования подстанций от волн перенапряжений, набегающих с ВЛ, и от коммутационных перенапряжений осуществляется вентильными разрядниками. Они устанавливаются в ОРУ подстанций. Для защиты от прямых ударов молнии применяются специальные стержневые молниеотводы, устанавливаемые на конструкциях ОРУ, осветительных мачтах, крышах зданий и т. п.

#### **5-4. МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПОВЫШЕНИЮ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ ПРИ ИХ ЭКСПЛУАТАЦИИ**

*Контроль за состоянием оборудования.* Надежность работы сетей в значительной степени зависит от культуры их эксплуатации. В крупных энергосистемах создаются предприятия по

эксплуатации сетей. Эксплуатационный персонал должен проводить систематический контроль за нормальным рабочим состоянием линий и оборудования подстанций. Очень важным является проведение контроля или профилактических испытаний изоляции. При этом выявляются дефекты в изоляционных конструкциях, которые в последующем заменяются или восстанавливаются на месте. Известно, что развитие дефектов изоляции в основном вызывается проникновением в нее влаги. Это обычно является результатом механических повреждений изоляционных конструкций и изменений температурных условий. Вначале процесс образования дефекта и разрушения изоляции протекает весьма медленно. На последних стадиях процесс имеет скачкообразный характер и заканчивается пробоем изоляции. Задачей эксплуатационного персонала является своевременное выявление и устранение возникнувших дефектов изоляции. В связи с этим срок службы изоляции существенно зависит от постановки эксплуатационного надзора и контроля за изоляцией.

В настоящее время разработаны достаточно эффективные методы непосредственного и косвенного контроля изоляции. К числу таких методов относятся:

1. Измерение тангенса угла диэлектрических потерь ( $\text{tg}\delta$ ), вызванных прохождением через диэлектрик поляризационных токов, нагревающих изоляцию. Абсолютное значение  $\text{tg}\delta$  для изоляции силовых и измерительных трансформаторов, вводных изоляторов оборудования, конденсаторов и т. п. позволяет судить об общем состоянии изоляции и указать на ее увлажнение, общее старение и разрушение, а в ряде случаев и выявить ее местные дефекты.

2. Измерение напряжения на каждом изоляторе гирлянды поочередно под рабочим напряжением с помощью измерительной штанги. При резком понижении сопротивления изоляции отдельных элементов, например гирлянды изоляторов, распределение рабочего напряжения по ним существенно искажается по сравнению с аналогичным распределением в нормальных условиях. Отличие полученного распределения напряжения от распределения его в нормальных условиях указывает на наличие дефектных изоляторов.

3. Испытание изоляции повышенным напряжением производится для проверки наличия в ней необходимого запаса электрической прочности. При этом выявляются местные дефекты, которые могут быть своевременно устранены. Эти вопросы рассматриваются в курсе техники высоких напряжений [10]. Помимо контроля за изоляцией в задачи эксплуатационного надзора входят также контроль за состоянием древесины опор ВЛ, периодический внешний обзор всех сетевых сооружений с целью выявления возможных механических повреждений, надзор за производством строительных работ вблизи трасс прохождения линий и т. п.

*Ремонтные работы.* Каждый элемент — линия, трансформатор, выключатель, устройство защиты или автоматики и т. п. — должен периодически ремонтироваться. Различают планово-предупредительные и капитальные ремонты. Составляются специальные планы и графики проведения ремонтов. Периодичность ремонтов регламентируется правилами эксплуатации энергоустановок [29] на основании имеющегося опыта производства таких работ. Планово-предупредительные ремонты производятся более часто. При их выполнении производится подробный осмотр и чистка оборудования, смена изоляционного масла в баках трансформаторов и выключателей, регулировка контактов оборудования и т. п. Капитальные ремонты производятся относительно редко. При их производстве заменяются дефектные или износившиеся части аппаратов и опор ВЛ. Аварийные ремонты выполняются по мере надобности в случае возникновения повреждений, нарушающих нормальную работу сети: обрывы проводов, поломки опор, пробой изоляции аппаратов и т. п.

На ВЛ многие ремонтные работы могут производиться под напряжением. К числу их относятся: замена дефектных проводов и изоляторов, смена отдельных частей опор, ремонт поврежденного провода отключенной фазы и т. п. Эти работы производятся с изолирующей рабочей площадки или лестницы, укрепленной на телескопической вышке автомашины. Рабочая площадка надежно изолирована от земли.

Особенно эффективно производство ремонтных работ под напряжением на одиночных ВЛ высоких напряжений, так как при этом существенно сокращается продолжительность перерывов питания и повышается надежность электроснабжения потребителей.

*Диспетчерские службы и ликвидация аварий.* Помимо эксплуатационного персонала, выполняющего надзор за сетевыми сооружениями и их ремонт, в энергосистемах имеется оперативный персонал диспетчерских служб, работающий круглосуточно. Основными его задачами является оперативное ведение режима работы системы в целом и отдельных ее участков и ликвидация аварийных ситуаций, возникающих при повреждениях линий и оборудования электростанций и подстанций. Количество диспетчерских служб определяется структурой энергосистемы и ее размерами. Например, в крупной системе основная диспетчерская служба может заниматься ведением режима электростанций, подстанций и линий напряжением 220 кВ и выше. Линии питающей сети напряжением 35—110 кВ и распределительные сети 6—10 кВ могут находиться в ведении диспетчерских служб сетевых районов и т. д. В объединенных энергосистемах имеются диспетчерские службы, занимающиеся основным оборудованием, влияющим на работу объединенной системы в целом.

Ни один элемент сети — линия, трансформатор, устройство защиты и автоматики и т. п. — не может быть отключен без разрешения диспетчера. Для производства ремонта какого-либо элемента сети должна быть подана заявка в диспетчерскую службу. Здесь рассматривается режим работы сети при отключении данного элемента и после этого дается разрешение на отключение. В ряде случаев для отключения отдельных элементов сети приходится создавать специальные схемы, позволяющие обеспечить нормальное электроснабжение потребителей в ремонтном режиме. Для предотвращения возможных неправильностей все операции персонала по отключению и включению оборудования и линий оформляются соответствующей документацией и строго контролируются дежурным диспетчером.

В диспетчерских службах составляются графики нагрузки электростанций на каждые последующие сутки. При изменении нагрузки системы в течение текущих суток диспетчер дает указания персоналу электростанций о соответствующем изменении нагрузки. При этом учитывается экономичность работы электростанций и сетей. Диспетчер контролирует также режим напряжений в характерных точках сети, токи нагрузки линий и аппаратов и т. п. При превышении допустимых значений токов и напряжений диспетчер принимает меры для устранения этого положения. Ликвидация аварий, возникших при повреждениях линий и оборудования электростанций и подстанций, производится под руководством диспетчера.

Такая централизация ведения режимов электростанций, сетей и системы в целом в диспетчерских службах существенно повышает надежность и экономичность их работы, а следовательно, и надежность электроснабжения потребителей. В то же время в современных крупных энергосистемах с большим количеством оборудования и линий работа диспетчерских служб и эксплуатационного персонала весьма усложняется.

Для облегчения условий их работы и повышения надежности работы элементов системы широко используются устройства защиты и автоматики, применяется специальная контрольно-измерительная аппаратура для сигнализации о состоянии оборудования, для отыскания мест повреждений в воздушных и кабельных линиях и т. п. Ко всем этим устройствам предъявляются серьезные требования. Они должны работать четко и надежно при различных значениях параметров рабочих режимов сети, быть просты и удобны в эксплуатации. Для обеспечения надежного и экономичного снабжения потребителей электроэнергией требуемого качества необходима четкая координация работы всего эксплуатационного персонала энергосистемы. Существенное значение имеют расчеты характерных режимов работы сетей и энергосистем в целом, которые проводятся систематически. Для их выполнения в настоящее время широко используются ЭВМ.

## 5-5. НАРОДНОХОЗЯЙСТВЕННЫЙ УЩЕРБ ОТ ПЕРЕРЫВОВ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ. КАТЕГОРИИ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ

Количественная оценка народнохозяйственного ущерба, получаемого при перерыве электроснабжения, практически может быть произведена только для промышленных предприятий, хотя некоторый ущерб терпят и электроснабжающие организации. Конкретные числовые показатели, естественно, зависят от типа предприятия, имеющегося оборудования, характера технологических процессов и т. п. В настоящее время разработаны методики для определения этих показателей, они неоднократно определялись для различных конкретных условий. Окончательно не все эти вопросы можно считать решенными, так как в предлагаемых методиках имеется ряд положений, которые еще обсуждаются.

В общем виде народнохозяйственный ущерб промышленного предприятия от перерыва электроснабжения можно разделить на прямой и дополнительный [22]. К прямому ущербу  $У_{\text{п}}$  относится непосредственный ущерб от нарушения технологического процесса, брака продукции, порчи сырья и материалов, аварий и т. п. Его показатели могут быть разделены на три составляющие:

$$У_{\text{п}} = У_{\text{п0}} + У_{\text{п}}(t_{\text{с}}) + У_{\text{п}}(t_{\text{тех}}),$$

где  $У_{\text{п0}}$  не зависит от продолжительности перерыва электроснабжения, определяется потерями от брака продукции, порчи сырья, материалов и технического оборудования и т. п.;  $У_{\text{п}}(t_{\text{с}})$  зависит от времени перерыва электроснабжения (оплата простоя персонала, непроизводительные расходы тепла, электроэнергии, материалов, газа, воды и т. п.);  $У_{\text{п}}(t_{\text{тех}})$  характеризует затраты, необходимые для доведения технологического процесса до номинального режима после восстановления электроснабжения. К ним относятся затраты на восстановление и наладку технологического процесса, дополнительные расходы материалов, сырья, топлива, электроэнергии и труда на единицу выпускаемой в этот период продукции и т. д.

К дополнительному ущербу  $У_{\text{д}}$  относится ущерб от невыпуска продукции, вызванного простоем производства или нарушением технологического процесса. Величина  $У_{\text{д}}$  зависит от возможности и способа компенсации предприятием невыработанной продукции. Например, на непрерывно работающих химических предприятиях восполнения невыполненной продукции не происходит. На предприятиях с односменными и двухсменными режимами работ невыпуск продукции может быть восполнен в дальнейшем за счет сверхурочных работ или форсирования режима работы оборудования, которое нормально загружено не полностью. При этом требуются дополнительные затраты. Могут быть предприятия, для которых пере-

рыв электроснабжения не влияет практически на выпуск продукции. Для них  $U_d$  учитывать не следует.

Методика определения составляющих народнохозяйственного ущерба рассматривается в [8, 9, 22]. При проведении оценочных расчетов в ряде случаев в качестве основного показателя принимают значение народнохозяйственного ущерба  $u_0$ , отнесенное к 1 кВт·ч недоотпущенной электроэнергии за время перерыва электроснабжения. В среднем  $u_0$  составляет не менее 0,6—0,8 руб/(кВт·ч).

*Категории потребителей.* При проектировании сетей оценка потребителей в отношении обеспечения надежности электроснабжения производится в соответствии с некоторыми условиями категориями, устанавливаемыми в ПУЭ [30]. В настоящее время к 1-й категории относятся потребители, нарушение электроснабжения которых может повлечь за собой: опасность для жизни людей, значительный ущерб народному хозяйству, повреждение оборудования, массовый брак продукции, расстройство сложного технологического процесса, нарушение особо важных элементов городского хозяйства. Потребители 1-й категории должны обеспечиваться электроэнергией не менее чем от двух независимых источников питания. Перерыв их электроснабжения может быть допущен только на время автоматического ввода резервного питания. Независимым источником называют такой источник питания данного объекта, на котором сохраняется напряжение при исчезновении его на других источниках. Например, независимыми источниками могут быть шины двух электростанций или подстанций, две секции сборных шин электростанции или подстанции при условии, что каждая из секций питается от независимого источника и эти секции не связаны между собой и т. п.

Для особо важных групп ЭП, внезапные перерывы электроснабжения которых угрожают жизни людей или могут привести к взрывам и разрушениям основного технологического оборудования, кроме двух независимых источников питания предусматривают третий (аварийный) независимый источник. Он должен находиться в постоянной готовности и автоматически включаться при исчезновении напряжения на обоих основных источниках питания. При этом могут быть использованы передвижные электростанции, аккумуляторные батареи, небольшие дизельные и другие двигатели, а также электрические связи с ближайшими, нормально для данного объекта не используемыми источниками, имеющими независимое питание и снабженными АВР [42].

Ко 2-й категории относятся потребители, перерыв в электроснабжении которых связан с массовым недоотпуском продукции, простоем рабочих, механизмов и промышленного транспорта, нарушением нормальной деятельности значительного количества городских жителей. Для этих потребителей допу-

скаются перерывы электроснабжения на время, необходимое для включения резервного питания дежурным персоналом или выездной бригадой. Поэтому при питании потребителей 2-й категории ВЛ 6 кВ и выше, работа которых относительно надежна, а возможные повреждения восстанавливаются быстро, можно применять нерезервированные одиночные линии. При питании потребителей 2-й категории кабельными линиями нерезервированные линии можно применять при условии, что линия выполнена не менее чем двумя параллельными кабелями с разъединителями по концам каждого из них. Целесообразность резервирования электроснабжения потребителей 2-й категории решается путем сравнения народнохозяйственного ущерба при отсутствии резервирования и дополнительных затрат, необходимых для его осуществления.

К 3-й категории относятся все остальные потребители. Для них допускаются перерывы электроснабжения на время, необходимое для ремонта или замены поврежденного элемента сети, но не более одних суток.

## 5-6. ОСНОВНЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

Под надежностью в электроэнергетике понимают свойство оборудования, установки, схемы или системы сохранять свою работоспособность, т. е. выполнять свои функции, сохраняя свои эксплуатационные показатели в заданных условиях. Количественно надежность определяется статистической вероятностью выполнения этих функций или случайными величинами частоты вынужденных отказов и длительности нормальной и аварийной работы. Поэтому при оценке надежности используют методы теории вероятности, математической статистики и теории надежности.

В соответствии с ГОСТ 13377-75 все единичные показатели надежности (в общей сложности 20 показателей) разбиты на группы, определяющие безотказность, долговечность, ремонтно-пригодность и сохраняемость объектов. Кроме того, существуют 11 комплексных показателей.

Основными показателями для оценки надежности элементов и систем электроснабжения являются [32, 33, 42]:

1) параметр потока отказов<sup>1</sup>  $\omega$ , отказ/год — среднее количество отказов ремонтируемого изделия в единицу времени, которую обычно принимают равной одному году;

2) время восстановления после отказа  $T_{в}$ , ч/отказ — среднее время вынужденного простоя, необходимого для отыскания и устранения одного отказа;

---

<sup>1</sup> В [33] и некоторых других этот параметр обозначается через  $\lambda$ .



Средняя продолжительность планового ремонта на одну цепь ВЛ  
или единицу оборудования  $T_p$ , ч/ремонт

Элементы сети	Напряжение, кВ				
	35	110	220	330	500
Воздушные линии . . . . .	13,2	28,1	41,4	61,3	87,6
Трансформаторы и автотрансформаторы: при отсутствии резервного трансформатора . . . . .	35,0	66,0	74,5	79,0	87,6
при наличии резервного трансформатора . . . . .	6,1	6,1	6,1	6,1	6,1
Выключатели воздушные . . . . .	52,6	87,6	176	281	352
» масляные . . . . .	17,5	57,0	74,5	—	—

Эти показатели характеризуют надежность работы отдельных элементов систем электроснабжения потребителей. На практике приходится иметь дело с совокупностями элементов, между которыми существуют определенные сложные связи. Например, ряд элементов сети (выключатель, линия, трансформатор) может быть соединен последовательно. При оценке надежности заданной совокупности последовательно соединенных элементов используют «теорему сложения вероятностей». С учетом этого для определения показателей надежности  $n$  элементов, соединенных последовательно (выключатель, линия, трансформатор), могут быть записаны выражения:

$$\omega_n = \sum_1^n \omega_i; \quad K_{в.п} = \sum_1^n K_{в.и}; \quad T_{в.п} = K_{в.п} / \omega_n, \quad (5-1)$$

где  $i$  — порядковый номер элемента.

Показатели плановых ремонтов для цепи из  $n$  последовательно включенных элементов определяются на основе графика плановых ремонтов, учитывающего совмещение ремонтов элементов. При этом:

$$\mu_n < \sum_1^n \mu_i; \quad K_{р.п} < \sum_1^n K_{р.и}; \quad T_{р.п} = K_{р.п} / \mu_n, \quad (5-2)$$

но не меньше  $\mu_{\text{макс}}$  и  $K_{р.макс}$  того элемента, для которого эти показатели наибольшие.

Показатели надежности системы электроснабжения, состоящей из двух параллельных цепей I и II, определяются следующими выражениями (с учетом известной теоремы умножения вероятностей):

$$\omega_{I-II} = \omega_I (K_{в. II} + K_{р. II}) + \omega_{II} (K_{в. I} + K_{р. I}); \quad (5-3)$$

$$K_{р. I-II} = K_{в. I} K_{в. II} + \gamma_{I-II} K_{р. I} K_{в. II} + \gamma_{II-I} K_{р. II} K_{в. I}. \quad (5-4)$$

Здесь индексы I и II обозначают показатели цепей, включенных параллельно, а I—II — результирующие показатели си-

стемы электроснабжения;  $\gamma_{I-II}$  и  $\gamma_{II-I}$  — снижающие коэффициенты, отражающие условия, что если одна из параллельных цепей находится в вынужденном ремонте, то плановый ремонт другой цепи откладывается.

Если  $T_{pI}/T_{вII}$  или  $T_{pII}/T_{вI} > 1$ , то

$$\gamma_{I-II} = 1 - 0,5T_{вII}/T_{pI}; \quad \gamma_{II-I} = 1 - 0,5T_{вI}/T_{pII}. \quad (5-5)$$

Если  $T_{pI}/T_{вII}$  или  $T_{pII}/T_{вI} < 1$ , то

$$\gamma_{I-II} = 0,5T_{pI}/T_{вII}; \quad \gamma_{II-I} = 0,5T_{pII}/T_{вI}. \quad (5-5a)$$

Значения показателей надежности определяются в зависимости от схемы соединений заданной сети. Предварительно составляется схема замещения этой сети. Последовательно соединяются элементы (выключатели, линии, трансформаторы и др.), отказ любого из которых вызывает простой всех остальных элементов данной ветви. Параллельно соединяются участки сети или ее отдельные элементы, отключение одного из которых не приводит к простоя остальных. В расчетах учитываются и аварийные и плановые отключения элементов. Определение показателей надежности было рассмотрено для простых случаев — отдельных элементов сети, их последовательном или параллельном соединении. Методика оценки надежности для более сложных случаев рассматривается в специальной литературе [32, 33, 42].

## 5-7. КОЛИЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

При проектировании сетей выбирается уровень надежности электроснабжения потребителей и производится технико-экономическое сравнение различных вариантов схем сети. При сравнении вариантов определяется ожидаемое значение ущерба при возможных перерывах электроснабжения. Народнохозяйственный ущерб в этом случае носит вероятностный характер. Задача сводится к определению математического ожидания (среднего значения) ущерба  $У$  за определенный период эксплуатации, обычно за 1 год. При этом определяются вероятностные характеристики, от которых зависят надежность схемы или показатели ее надежности.

Рассмотрим, каким образом возможно приближенно оценить народнохозяйственный ущерб при аварийном отключении одноцепной линии протяженностью  $l$ , км. Вероятность аварийного простоя данной линии равна:

$$P_{ав} = \frac{K_{в}}{T} = \frac{\omega T_{в}}{T}, \quad (5-6)$$

где  $T = 8760$  ч — длительность периода наблюдения.

Обозначим через  $W_{\text{год}}$  — количество электроэнергии, получаемой в течение года потребителями, присоединенными к данной линии. Количество электроэнергии, недоотпущенной потребителям за время отключения линии, будет равно:

$$W_{\text{нд}} = p_{\text{ав}} W_{\text{год}} \quad (5-7)$$

Отсюда может быть приближенно определен народнохозяйственный ущерб, получаемый при аварийном отключении линии:

$$У = y_0 W_{\text{нд}} \quad (5-8)$$

Аналогично может быть оценен народнохозяйственный ущерб и при планово-предупредительных ремонтах, производимых при отключенной линии.

Пример 5-1. Определить экономический ущерб при аварийном отключении одноцепной линии напряжением 110 кВ протяженностью 80 км, сооруженной на металлических опорах. По этой линии в течение года передается потребителям электроэнергия  $12 \cdot 10^4$  МВт·ч. Удельная стоимость 1 МВт·ч недоотпущенной электроэнергии для данного района равна приблизительно 0,8 тыс. руб/(МВт·ч). Планово-предупредительные ремонты линии производятся под напряжением без отключения линии.

Решение. В соответствии с данными табл. 5-1 и 5-2 определяем: параметр потока отказов в течение года (на 80 км линии)

$$\omega = 1,1/100 \cdot 80 = 0,88;$$

время восстановления после отказа

$$T_{\text{в}} = 0,9 \cdot 10^{-3} \cdot 8760 = 7,9 \text{ ч.}$$

Вероятность аварийного простоя данной линии в течение года определяем по (5-1):

$$p_{\text{ав}} = \frac{0,88 \cdot 7,9}{8760} \approx 0,8 \cdot 10^{-3}.$$

Количество недоотпущенной в течение года электроэнергии определяем по (5-2):

$$W_{\text{нд}} = 0,8 \cdot 10^{-3} \cdot 12 \cdot 10^4 = 96 \text{ МВт·ч.}$$

Экономический ущерб при отключении линии определяем по (5-3):

$$У = 0,8 \cdot 96 = 77 \text{ тыс. руб/год.}$$

## Глава шестая

### ОСНОВНЫЕ СВЕДЕНИЯ О ПРОЕКТИРОВАНИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

#### 6-1. ИСХОДНЫЕ ПОЛОЖЕНИЯ

*Задачей проектирования* является выбор схемы соединений и параметров отдельных элементов сети в соответствии с заданными нагрузками и источниками питания и с учетом выполнения необходимых требований (см. § В-4). При этом учитываются также условия будущей эксплуатации сети и, в частности, экономичность режимов ее работы.

Принципиально следует вести комплексное рабочее проектирование для всей сети электрической системы, начиная от шин электростанций и включая все ЭП. При этом необходимо рассматривать схемы электростанций и подстанций, решать вопросы защиты от перенапряжений, выбирать устройства защиты и автоматики для автоматического управления и регулирования режима работы электрической системы, включая сети всех напряжений. Но, поскольку такая задача является чрезмерно громоздкой, ее решают по частям — проектируют отдельно сети различных назначений, электростанции и подстанции, защиту от перенапряжений, релейную защиту, устройства автоматики и т. д. При проектировании каждой из этих частей остальные части представляются приближенно, в них учитываются лишь влияющие на данную часть элементы, для которых предполагаются типовые решения. В дальнейшем эти приближенные представления уточняются и согласовываются. Самое главное, чтобы при проектировании отдельных частей системы были учтены условия совместной работы всех элементов в дальнейшем. Рассмотрим несколько примеров.

1. При проектировании распределительных сетей учитывается, что на шинах ЦП, к которому они будут присоединены, должно быть обеспечено встречное регулирование напряжения. С учетом этого обстоятельства выбираются параметры сетей, а также средства для местного регулирования напряжения. С другой стороны, при проектировании районной сети выбираются конкретные средства для осуществления встречного регулирования напряжения на шинах указанного ЦП.

2. При рассмотрении варианта одиночной линии для электроснабжения потребителей предполагается, что надежность ее работы будет повышена за счет применения устройств АПВ для каждой фазы и что линия будет снабжена коммутирующими аппаратами для осуществления пофазного ее отключения. Эти предположения должны быть конструктивно реализованы при проектировании устройств релейной защиты и автоматики, а также подстанции.

3. При проектировании районной сети учитываются принципиальные схемы прилегающих частей подстанций и электростанций. Остальные части их в данном случае не учитываются. Наоборот, при проектировании электростанций и подстанций должны быть учтены количество и предполагаемые режимы работы отходящих линий.

*Методика проектирования.* При проектировании учитывается, что основные искомые параметры — номинальное напряжение, сечение проводов линий, количество линий, пропускная способность их, количество и мощности трансформаторов и т. п. — изменяются дискретно. Количество искомых величин оказывается весьма большим. Общее математическое решение по выбору наиболее целесообразной схемы сети и параметров ее элементов в настоящее время отсутствует. Практически используются только методы вариантного сравнения целесообразных решений.

Даже и при использовании этой методики количество вариантов возможных решений настолько велико, что просмотр всех их практически невозможен. Поэтому с помощью приближен-

ных методов отбирается несколько технически целесообразных вариантов, отвечающих предъявляемым требованиям в отношении надежности электроснабжения потребителей, качества электроэнергии и условиям рационального развития системы в целом. Эти варианты сравниваются затем по экономическим показателям. При выборе лучших конкурентоспособных вариантов, подлежащих экономическому сравнению, существенную роль играют инженерная интуиция и опыт.

Обычно проектирование сети ведется на некоторый перспективный расчетный год, для которого определяются расчетные нагрузки. Поскольку точность расчетных нагрузок недостаточно велика, интерес представляют методы динамического проектирования, при использовании которых рассматриваются не статические нагрузки, а их развитие в динамике [18].

*Опыт проектирования районных<sup>1</sup> электросетей* показывает, что целесообразным является следующий путь определения технических показателей предлагаемого для экономического сравнения варианта. Номинальное напряжение сети выбирается в соответствии с заданными нагрузками потребителей и расстояниями между ними на основании имеющегося опыта.

Схема соединений и линий определяется на основании данных о требуемой надежности электроснабжения потребителей. После этого выбираются сечения проводов линий, количество и номинальные мощности трансформаторов подстанций, мощности, типы и местоположение компенсирующих и регулирующих устройств и производятся расчеты характерных режимов работы сети. В случае необходимости уточняются выбранные параметры оборудования. Например, при установке дополнительных КУ может быть снижена мощность трансформаторов подстанций, уменьшено сечение проводов линии и т. п.

## **6-2. ОСНОВЫ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ**

*Технико-экономические показатели.* При экономическом сравнении вариантов схем сетей, как и других инженерных сооружений, определяют основные экономические показатели, характеризующие их строительство и эксплуатацию.

Основными экономическими показателями электрической сети являются капитальные вложения на ее сооружение и ежегодные эксплуатационные издержки. В ряде случаев используют так называемые удельные экономические показатели: капитальные вложения  $K_0$ , отнесенные к 1 кВт передаваемой по сети мощности, и себестоимость  $C$  передачи 1 кВт·ч электроэнергии.

<sup>1</sup> Районными называют разветвленные части сетей напряжением 35—330 кВ.

Помимо экономических показателей для дополнительной характеристики могут быть полезны также некоторые обобщенные технические показатели: потери активной мощности в процентах от соответствующих значений суммарной активной мощности нагрузки сети; потери электроэнергии в процентах от общего количества электроэнергии, полученного потребителями за год; наибольшее значение потерь напряжения в сети одного напряжения; масса цветного металла, затраченного на провода линий сети, и т. п.

Капитальные вложения  $K$  на сеть состоят из затрат на сооружение линий  $K_{л}$  и повышающих и понижающих подстанций  $K_{п}$ :

$$K = K_{л} + K_{п}. \quad (6-1)$$

В капитальные вложения на линии входят затраты на изыскательские работы и подготовку трассы линии, на опоры, изоляторы, провода, монтаж линий и пр. В капитальные вложения на подстанции входят затраты на подготовку территории, силовые трансформаторы, электрические распределительные устройства, включая электрооборудование и его монтаж и пр.

Капитальные вложения определяют по укрупненным показателям стоимости отдельных элементов сети или путем составления смет. При этом учитывают затраты на создание основных и образование оборотных фондов для сравниваемых объектов.

Ежегодные издержки на эксплуатацию сети  $I$  состоят из отчислений от капитальных вложений на амортизацию, ремонт и обслуживание линий  $I_{л}$  и подстанций  $I_{п}$  и стоимости потерь электроэнергии за год  $I_w$ :

$$I = I_{л} + I_{п} + I_w = \frac{a_{л} + p_{л} + o_{л}}{100} K_{л} + \frac{a_{п} + p_{п} + o_{п}}{100} K_{п} + b\Delta W = p_{\Sigma л} K_{л} + p_{\Sigma п} K_{п} + I_w, \quad (6-2)$$

где  $b$  — стоимость 1 кВт·ч потерянной электроэнергии, руб.;  $a_{л}$ ,  $p_{л}$ ,  $o_{л}$  — отчисления соответственно на амортизацию, ремонт и обслуживание линий, %;  $a_{п}$ ,  $p_{п}$ ,  $o_{п}$  — то же подстанций, %.

Амортизационные отчисления используют на капитальный ремонт линий и оборудования подстанций и для замены оборудования после его износа (реновацию). Отчисления на амортизацию тем выше, чем меньше срок службы оборудования. Так, амортизационные отчисления приблизительно составляют для ВЛ на деревянных опорах 4—5%, для ВЛ на металлических и железобетонных опорах — 3%, для электрооборудования подстанций 6%, для кабельных линий напряжением 10 кВ — 3%.

Отчисления на текущий ремонт предназначены для поддержания оборудования в рабочем состоянии. Во время текущего ремонта меняют изоляторы, окрашивают опоры, кожухи оборудования подстанций, исправляют небольшие повреждения.

Отчисления на текущий ремонт относительно невелики — 0,5—1%. Отчисления на обслуживание сети расходуют на содержание эксплуатационного персонала, транспортные средства и пр. Эти отчисления достигают 2—3% для ВЛ на деревянных опорах, 1—2% для ВЛ на металлических и железобетонных опорах и для кабельных линий и 2,5% для подстанций [33].

Себестоимость передачи электроэнергии  $C$  равна отношению суммарных ежегодных издержек к количеству электроэнергии, полученной потребителями за год:

$$C = I/W_{\text{год}} \quad (6-3)$$

Наивыгоднейшим из сравниваемых считают вариант, имеющий наименьшие экономические показатели:

$$K = \text{мин.} \quad \text{и} \quad I = \text{мин.} \quad (6-4)$$

при выполнении всех технических требований по электроснабжению потребителей. В тех случаях, когда ни один из сравниваемых вариантов не удовлетворяет (6-4), наивыгоднейшим считают вариант с наименьшими приведенными народнохозяйственными затратами

$$Z = \text{мин.} \quad (6-5)$$

В простейшем случае при единовременных капитальных вложениях  $K$  на сооружение сети (если срок строительства не более 1 года) и постоянных последующих ежегодных издержках  $I$  на ее эксплуатацию приведенные затраты определяются по формуле

$$Z = E_n K + I = pK + I_w, \quad (6-6)$$

где  $E_n$  — нормативный коэффициент сравнительной эффективности капитальных вложений, принимаемый равным 0,12;  $p = E_n + p_{\Sigma}$  [см. 6-2)].

Если строительство объектов ведется в течение нескольких лет, а ежегодные издержки изменяются по годам, то затраты  $Z$  должны приводиться к одному году. Соответствующие формулы рассматриваются, например, в [2, 33].

Формула (6-6) справедлива для случаев, когда сравниваемые варианты выполнения сетей обеспечивают одинаковую степень надежности электроснабжения потребителей. Если степень обеспечения надежности электроснабжения в разных вариантах различна, то

$$Z = E_n K + I + Y = pK + I_w + Y. \quad (6-7)$$

где  $Y$  — вероятный ущерб от перерывов электроснабжения, получающийся при отключениях потребителей вследствие по-

\* Здесь  $p_{\Sigma}$  может быть отнесена к любому объекту, поэтому дополнительные индексы опущены.

вреждений или ремонтов элементов сети [см (5-3) и пример 5-1].

После выполнения расчетов по выбору параметров элементов сети обычно производится определение удельных капиталов-

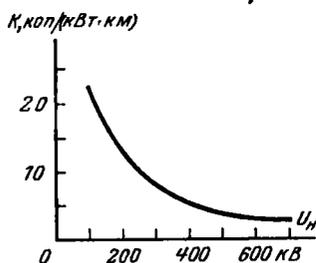


Рис. 6-1. Удельные капиталовложения  $K_0$ , коп/(кВт·км), в электропередачу для линий напряжением 110 кВ и выше.

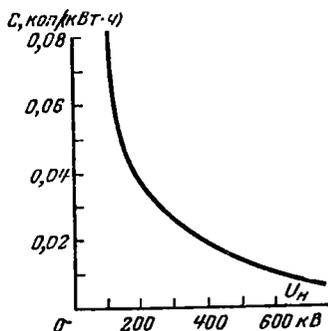


Рис. 6-2. Себестоимость  $C$  передачи 1 кВт·ч электроэнергии на 100 км для ВЛ напряжением 110 кВ и выше.

вложений на 1 кВт передаваемой мощности  $K_0$  и себестоимости  $C$  передачи электроэнергии по сети. Средние значения  $K_0$  и  $C$  для электропередачи 110—500 кВ приведены на рис. 6-1 и 6-2 [20].

### 6-3. ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ЭЛЕМЕНТАХ СЕТИ

В современных энергосистемах электроэнергия передается от генераторов электростанций по линиям различных напряжений, т. е. подвергается неоднократной трансформации. Суммарные потери мощности и электроэнергии в такой системе могут достигать 10—15%. Таким образом, если установленная мощность генераторов системы составляет, например, 2000 МВт, то потери мощности в ее сетях всех напряжений могут достигать 200—300 МВт, т. е. на покрытие их в системе должны работать 2—3 генератора мощностью 100 МВт каждый.

Потери электроэнергии в сети заметно влияют на ежегодные эксплуатационные расходы и себестоимость передачи электроэнергии. Для правильного проектирования и эксплуатации надо уметь определять потери мощности и электроэнергии в сети и знать способы возможного их снижения.

Потери электроэнергии в элементе сети существенно зависят от характера изменения его нагрузки в течение суток. Изменение нагрузки ЭП или группы ЭП определяется ступенча-

тым графиком. Поэтому потери электроэнергии в сопротивлении  $R$  определяются:

$$\Delta W = \frac{R}{U^2} \sum_{i=1}^n S_i^2 \Delta t_i = \frac{R}{U^2} \sum_{i=1}^n (P_i^2 + Q_i^2) \Delta t_i, \quad (6-8)$$

где  $n$  — количество ступеней изменения нагрузки в графике нагрузки;  $\Delta t_i$  — продолжительность периода с нагрузкой  $S_i$ ;  $U$  — среднее или номинальное значение напряжения сети.

Графики  $P=f(t)$  и  $Q=f(t)$  заранее неизвестны, поэтому практически приходится пользоваться их числовыми характеристиками. Площадь суточного графика активных нагрузок (рис. 6-3, 6-4) в масштабе дает количество электроэнергии, полученное потребителем за сутки.

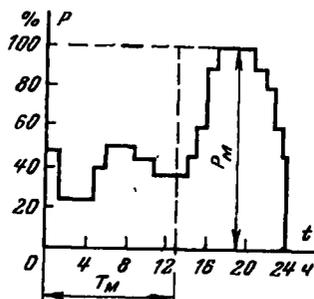


Рис. 6-3. Типовой суточный график активных нагрузок небольшого города.

$P_M$  — суточная нагрузка;  $T_M$  — продолжительность наибольшей нагрузки.

Наиболее характерными суточными графиками для большинства потребителей являются графики за зимние и летние сутки. Форма суточного графика зависит от режима работы ЭП.

При расчетах удобно использовать годовые графики нагрузок по продолжительности, показывающие длительность работы установок в течение года с различными нагрузками (рис. 6-5). Начальная ордината графика определяется наибольшей нагрузкой  $P_M$ , а его площадь (заштрихована) в масштабе дает количество электроэнергии, полученной потребителем в течение года.

В течение времени  $T_M$  потребитель, работая с наибольшей нагрузкой  $P_M$ , получил бы из сети такое же количество электроэнергии, что и при работе по действительному графику в течение года:

$$T_M = \frac{W_{\text{год}}}{P_M} = \frac{\sum_{i=0}^{8760} P_i \Delta t_i}{P_M}. \quad (6-9)$$

Для односменных промышленных предприятий в среднем  $T_M = 1500 \div 2200$ , для двухсменных — 3000—4500, для трехсменных — 5000—7000 ч. Для осветительно-бытовой нагрузки городов  $T_M = 2000 \div 3000$  ч.

При построении графиков по продолжительности для реактивной мощности необходимо учитывать режимы работы компенсирующих устройств.

Для оценки потерь электроэнергии применяют значение времени потерь  $\tau$ . В течение этого времени при наибольшей нагрузке потери электроэнергии получаются такими же, что и

при нагрузке, изменяющейся в течение года по действительному графику (рис. 6-6):

$$\Delta W = \frac{R}{U^2} \left( \sum_{i=0}^{8760} P_i^2 \Delta t_i + \sum_{i=0}^{8760} Q_i^2 \Delta t_i \right) = \frac{R}{U^2} (P_m^2 \tau_a + Q_m^2 \tau_p). \quad (6-10)$$

Значения  $\tau_a$  и  $\tau_p$  зависят от формы соответствующих графиков изменения активной и реактивной мощности нагрузки. Практически используют общее значение  $\tau$ :

$$\Delta W = \frac{R}{U^2} S_m^2 \tau = \Delta P_m \tau, \quad (6-10a)$$

где  $\Delta P_m$  — потери мощности при наибольшей нагрузке.

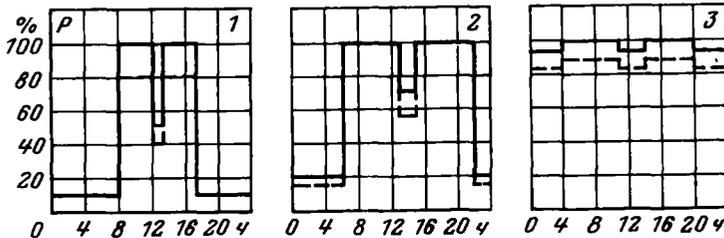


Рис. 6-4. Типовые суточные графики нагрузок промышленных предприятий.

1 — при односменной работе; 2 — при двухсменной работе; 3 — при трехсменной работе (сплошными линиями — для зимних суток, штриховыми — для летних).

Значение  $\tau$  определяется по графикам  $\tau = f(T_m \cos \varphi_m)$ . Для графиков типовой формы может быть также использована эмпирическая формула [18]:

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_m}{10^4} \right)^2 8760 \text{ ч.} \quad (6-11)$$

Потери электроэнергии в  $n$  трансформаторах, непрерывно включенных в работу и работающих параллельно, определяются приближенно по формуле:

$$\Delta W_\tau \approx n \Delta P_x 8760 + \frac{1}{n} \Delta P_k \left( \frac{S_m}{S_H} \right)^2 \tau, \quad (6-12)$$

где  $S_m$  — наибольшая в году суммарная нагрузка трансформаторов.

Если в каждом из  $i$  режимов количество  $n_i$  параллельно работающих и включенных трансформаторов изменяется, то суммарные потери электроэнергии для  $m$  характерных режимов в течение года равны:

$$\Delta W_\tau = \Delta P_x \sum_{i=1}^m n_i t_i + \Delta P_k \sum_{i=1}^m \frac{1}{n_i} \left( \frac{S_i}{S_H} \right)^2 t_i. \quad (6-13)$$

**Пример 6-1.** Определить годовые потери электроэнергии в двухцепной линии 220 кВ длиной 200 км с проводами марки АСО-300. Потери мощности при наибольшей нагрузке линии определены в примере 2-3 и составляют 6 МВт, активное сопротивление линии равно 10,8 Ом. Продолжительность наибольшей нагрузки  $T_M = 5000$  ч.

**Решение.** По (6-11) определяем время потерь:

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{5000}{10\,000} \right)^2 8760 = 3420 \text{ ч.}$$

Потери электроэнергии в линии в течение года определяем по (6-10а)

$$\Delta W = 6 \cdot 3420 = 20,5 \cdot 10^3 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

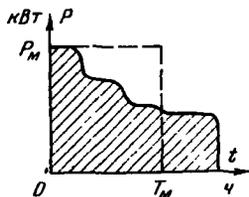


Рис. 6-5. Годовой график изменения нагрузок по продолжительности.

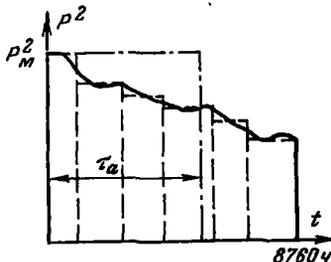


Рис. 6-6. Квадратичный годовой график изменения активной мощности нагрузки по продолжительности (аналогичный квадратичный график строится для реактивной мощности).

При наибольшей нагрузке линии  $P_M = 120$  МВт (см. пример 2-3) суммарное количество электроэнергии, полученное потребителями в течение года, определяем по (6-9):

$$W_{\text{год}} = 120 \cdot 5000 = 60 \cdot 10^4 \text{ МВт} \cdot \text{ч.}$$

Потери электроэнергии в линии в процентах от  $W_{\text{год}}$ :

$$\Delta W_{\%} = \Delta W / W_{\text{год}} \cdot 100 = \frac{20,5 \cdot 10^3 \cdot 100}{60 \cdot 10^4} = 3,4\%,$$

что является приемлемым.

**Пример 6-2.** Определить потери электроэнергии за год в трансформаторах мощностью по 16 МВ·А 110/10 кВ, установленных на подстанциях А и Б. На каждой подстанции установлено по два трансформатора. На подстанции А оба трансформатора работают непрерывно в течение года, наибольшая нагрузка подстанций  $S_M = 25$  МВ·А, продолжительностью  $T_M = 5000$  ч. На подстанции Б в течение  $t_1 = 4000$  ч работают два трансформатора с суммарной нагрузкой  $S_1 = 25$  МВ·А. В течение остального времени  $t_2 = 4760$  ч работает один трансформатор с нагрузкой  $S_2 = 10$  МВ·А.

Паспортные данные трансформатора мощностью 16 МВ·А:  $\Delta P_x = 26$  кВт;  $\Delta P_k = 90$  кВт (см. табл. П4-2).

**Решение.** Потери электроэнергии в трансформаторах подстанции А определяем по (6-12):

$$\Delta W_T = 2 \cdot 26 \cdot 8760 + 1/2 \cdot 90 \left( \frac{25}{16} \right)^4 3420 = 829 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

Потери электроэнергии в трансформаторах подстанции *Б* определяем по (6-13):

$$\Delta W_T = 26(2 \cdot 4000 + 1 \cdot 4760) + 90 \left[ \frac{1}{2} \left( \frac{25}{16} \right)^2 4000 + \left( \frac{10}{16} \right)^2 4760 \right] = 937 \cdot 10^3 \text{ кВт} \cdot \text{ч.}$$

#### 6-4. ВЫБОР СЕЧЕНИЙ ПРОВОДОВ ПО УСЛОВИЯМ ЭКОНОМИЧНОСТИ

Экономические показатели в значительной степени зависят от правильности выбора сечений проводов ВЛ или жил кабелей (в дальнейшем сокращенно проводов). С увеличением сечения проводов линии возрастают затраты на ее сооружение и отчисления от них [см. (6-6)], что изображено кривой *I* на рис. 6-7 (при этом условно предположено, что удельная стоимость 1 км линии зависит линейно от сечения *F* проводов). Одновременно уменьшаются потери электроэнергии и их стоимость за год *И<sub>п</sub>*. Минимуму приведенных затрат (*III*) соответствует некоторое значение сечения, которое назовем экономическим *F<sub>эк</sub>*.

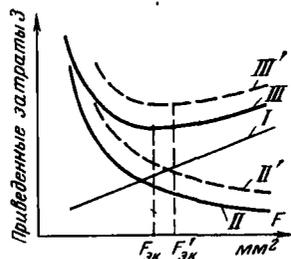


Рис. 6-7. Зависимость приведенных затрат от сечений проводов линии.

Из тех же кривых видно, что при сечениях, несколько меньших *F<sub>эк</sub>*, отчисления от капитальных вложений уменьшаются значительно быстрее, нежели увеличиваются приведенные затраты. Учитывая это, а также перспективный характер расчетных нагрузок сети, экономически целесообразно принимать ближайшее стандартное сечение, меньшее *F<sub>эк</sub>*, так как при этом уменьшаются расходы металла и средств на сооружение сети при незначительном увеличении приведенных затрат. В связи с этим для определения сечения проводов рекомендуют экономические плотности тока [30]  $j_{эк} = I_M / F_{эк}$ , приведенные в табл. 6-1.

С увеличением средней годовой нагрузки линии (более равномерный годовой график, большее значение *T<sub>м</sub>*) потери электроэнергии в линии при том же сечении увеличиваются, а следовательно, увеличивается и стоимость потерянной электроэнергии (*II'*). В результате этого экономически целесообразным сечением является уже несколько большее — *F'<sub>эк</sub>*; соответственно с увеличением *T<sub>м</sub>* экономическая плотность тока несколько снижается (табл. 6-1).

Экономическое сечение при этом определяется из формулы

$$F_{эк} = \frac{I_M}{j_{эк}}. \quad (6-14)$$

## Экономическая плотность тока

Наименование проводников	Экономическая плотность тока, А/мм <sup>2</sup> , при $T_m$ , ч		
	более 1000 до 3000	более 3000 до 5000	более 5000 до 8760
Голые провода и шины:			
медные . . . . .	2,5	2,1	1,8
алюминиевые . . . . .	1,3	1,1	1,0
Кабели с бумажной изоляцией с жилами:			
медными . . . . .	3,0	2,5	2,0
алюминиевыми . . . . .	1,6	1,4	1,2
Кабели с резиновой и пластмассо- вой изоляцией с жилами:			
медными . . . . .	3,5	3,1	2,7
алюминиевыми . . . . .	1,9	1,7	1,6

Выбирается стандартное значение сечения, ближайшее к найденному по (6-14). Под током  $I_m$  здесь следует понимать наибольший длительный ток нагрузки цепи в нормальном режиме работы, определенный без учета возможных в эксплуатации перегрузок и увеличения ее нагрузки при авариях и ремонтах. Для двухцепной линии ток  $I_m$  равен току нагрузки линии при работе двух цепей.

Выбору по экономической плотности тока не подлежат: сети промышленных предприятий и сооружений напряжением до 1000 В при  $T_m$  до 4000—5000 ч и осветительные сети промышленных предприятий, жилых и общественных зданий, проверенные по потерям напряжения.

В настоящее время ВЛ сооружают на унифицированных опорах, т. е. применяют одинаковые опоры для нескольких марок проводов. При этом зависимость  $K_d = f(F)$  ( $I$  на рис. 6-7) изображается не прямой, а ступенчатой линией. Кроме того, при снижении сечения, как правило, увеличивается число опор на 1 км линии. В результате зона экономичности одних марок проводов расширяется, других — сокращается и могут быть получены экономические интервалы нагрузок для каждой марки проводов [18]. В настоящее время ведутся работы по нормированию экономических интервалов.

#### 6-5. ПРОВЕРКА СЕЧЕНИЙ ПРОВОДОВ ПО ТЕХНИЧЕСКИМ УСЛОВИЯМ

При выборе сечений проводов приходится учитывать ряд технических требований, которые накладывают определенные ограничения. Часто эти ограничения определяют сечение проводов,

поэтому условно считают, что выбор сечений производится по этим условиям. Ниже они рассмотрены подробнее.

Для устранения общей короны на проводах и заметных радиопомех в ВЛ с напряжениями выше 35 кВ установлены наименьшие значения сечений  $F_{\text{нм. кор}}$  (см. § 2-2). В связи с этим для ВЛ указанных напряжений выбираемые сечения проводов должны удовлетворять условию

$$F \geq F_{\text{нм. кор}} \quad (6-15)$$

В ПУЭ [30] установлены наименьшие значения сечений проводов  $F_{\text{нм. мех}}$  ВЛ различных типов, допустимые по условиям механической прочности. Практически это условие может являться ограничивающим при выборе сечений проводов в сетях напряжением 35 кВ и ниже с малой плотностью нагрузок (например, в сельских районах). Во всяком случае всегда должно быть соблюдено условие:

$$F \geq F_{\text{нм. мех}} \quad (6-16)$$

В ряде случаев определяющей при выборе сечений проводов является допустимая потеря напряжения  $\Delta U_{\text{п}}$  (см. § 4-2). Это связано с тем, что потеря напряжения  $\Delta U = (PR + QX)/U$  зависит от активного и индуктивного сопротивлений линии. С увеличением сечения проводов активное сопротивление линии и потери напряжения в ней уменьшаются. Индуктивное сопротивление линии мало зависит от сечения ее проводов.

В сетях напряжением 35 кВ и ниже при применении проводов и кабелей небольших сечений и относительно высоком коэффициенте мощности нагрузок  $PR \gg QX$ . В связи с этим увеличение сечений проводов в этих сетях приводит к заметному снижению потери напряжения в них. В ряде случаев этот способ уменьшения фактической потери напряжения  $\Delta U_{\text{факт}}$  до  $\Delta U_{\text{п}}$  может оказаться наиболее экономичным.

Рассмотрим выбор сечений проводов и кабелей распределительных сетей по допустимой потере напряжения. Для линий с несколькими нагрузками при этом должны быть известны дополнительные условия, связанные с экономичностью сооружения сети. Обычно линии относительно небольшой длины с несколькими нагрузками выполняют проводами одного сечения, что связано с удобством монтажа и эксплуатации их. В протяженных сетях при значительной  $T_{\text{м}}$  целесообразно выбирать сечения проводов из условия постоянства плотности тока. В этом случае при заданном расходе цветного металла получаются наименьшие потери мощности. Ниже рассматривается только случай выбора сечений проводов для линии с неизменным сечением.

Для линии неизменного сечения с несколькими нагрузками известны мощности нагрузок и токи, протекающие по участкам сети, длины участков сети, материал проводов, номинальное

напряжение сети и допустимая потеря напряжения. Потеря напряжения в такой линии [см. (2-29) и (2-29а)]:

$$\Delta U = \frac{\Sigma Prl}{U_n} + \frac{\Sigma Qxl}{U_n} = \sqrt{3} \Sigma I_a r l + \sqrt{3} \Sigma I_p x l = \Delta U_a + \Delta U_p. \quad (6-17)$$

Расчет ведется методом последовательных приближений. Вначале задаются некоторым средним значением погонного индуктивного сопротивления  $x$ , по которому определяют слагающую потери напряжения, обусловленную реактивными сопротивлениями:

$$\Delta U_p = \frac{\Sigma Qxl}{U_n} = \sqrt{3} \Sigma I_p x l. \quad (6-18)$$

Затем определяют допустимое значение слагающей потери напряжения, обусловленной активными сопротивлениями, с учетом того, что  $r = 1/\gamma F$ :

$$\Delta U_{a. д} = \Delta U_d - \Delta U_p = \frac{\Sigma Pl}{\gamma F U_n} = \frac{\sqrt{3} \Sigma I_a l}{\gamma F},$$

откуда получается формула для определения сечения проводов:

$$F = \frac{\Sigma Pl}{\gamma \Delta U_{a. д} U_n} = \frac{\sqrt{3} \Sigma I_a l}{\gamma \Delta U_{a. д}}. \quad (6-19)$$

Найденное значение сечения округляют до ближайшего большего стандартного и по действительным значениям  $r$  и  $x$  определяют фактическую потерю напряжения  $\Delta U_{факт}$  по (6-17). Затем сравнивают  $\Delta U_{факт}$  с  $\Delta U_d$ . Если  $\Delta U_{факт} > \Delta U_d$ , то выбирают следующее большее по стандартной шкале сечение.

Если к рассмотренной линии присоединяются ответвления, выполненные другим сечением, то для них расчетным значением  $\Delta U_{д. от}$  является величина, определяемая разностью допустимой потери  $\Delta U_d$  и потери напряжения в магистральной линии до места ответвления.

Проверка сечений проводов и кабелей по условиям нагрева должна производиться в нормальных, аварийных и послеаварийных режимах.

При прохождении тока в проводе сопротивлением  $R$  выделяется теплота и он нагревается. Количество теплоты, выделенное неизменным током  $I$ , равно  $I^2 R$ . Превышение температуры проводника  $\theta_n$  над температурой окружающей среды  $\theta_0$  пропорционально количеству выделяемой теплоты, а следовательно, квадрату длительно проходящего по проводнику тока и зависит от условий его охлаждения.

В [30] даны таблицы длительно допустимых токов нагрузки на провода и кабели из разных материалов и при разных условиях прокладки, определенных при длительно допустимой температуре  $\theta_{п.д}$  проводника и расчетной температуре  $\theta_0$  окру-

жающей среды<sup>1</sup> (см. приложения П1 и П3). В связи с этим проверка на нагревание проводов и кабелей сводится к необходимости выполнения условия

$$I_d = k_n I'_d \geq I_m, \quad (6-20)$$

где  $I_m$  — наибольший рабочий ток цепи, для которой предназначен проводник (в нормальном или послеаварийном режиме);  $I'_d$  — длительно допустимый из условий нагрева ток нагрузки (по приложению П1 и табл. П3-1 и П3-2 при заданных расчетных условиях);  $k_n$  — поправочный коэффициент, вводимый для случая, когда фактические условия (температура окружающей среды и т. п.) отличаются от расчетных. Если поправочных коэффициентов несколько, то  $k_n$  равен их произведению.

Ниже приведены некоторые дополнительные пояснения к приложениям П1 и П3 [30].

При выборе сечений проводов поправочный коэффициент на температуру воздуха (см. табл. П3-4) следует учитывать только тогда, когда действительная температура воздуха значительно отличается от  $+25^\circ\text{C}$ , а именно: для районов Крайнего Севера, вечной мерзлоты, тропиков и т. п.

Длительно допустимые токи нагрузки на одиночные кабели, прокладываемые в трубах в земле без искусственной вентиляции, принимают как для кабелей, прокладываемых в воздухе. При смешанной прокладке кабелей в трубах и непосредственно в земле длительно допустимые токи нагрузки принимают для участка трассы с наилучшими тепловыми условиями, если длина его более 10 м. При прокладке нескольких кабелей в земле, включая прокладку в трубах, с расстояниями в свету между кабелями (трубами) 100, 200 и 300 мм длительно допустимые токи нагрузки должны быть уменьшены введением коэффициентов (см. табл. П3-3). Резервные кабели учитывать не надо. Под резервными понимают также работающие недогруженные кабели, при отключении которых возможна передача по оставшимся в работе кабелям всей расчетной мощности. При прокладке нескольких кабелей на воздухе вводить поправочный коэффициент, учитывающий количество кабелей, не надо.

Для кабелей с бумажной пропитанной изоляцией напряжением 10 кВ и ниже в течение послеаварийного режима (не более 5 сут) допускается кратковременная перегрузка до 130% в часы наибольших нагрузок.

**Пример 6-3.** Выбрать сечение проводов ВЛ сети трехфазного переменного тока напряжением 380 В с алюминиевыми проводами для питания нескольких мелких промышленных предприятий ( $T_m = 2500$  ч) (рис. 6-8). Длина линии ИЗ невелика, поэтому она должна быть выполнена проводами одного сечения. Среднегеометрическое расстояние между проводами  $D_{ср} = 600$  мм. Допустимая потеря напряжения не должна превышать для заданных исходных условий (см. § 4-2) 7,5% (28,5 В). Требуется также проверить, каким образом изменится сечение проводов для данной ВЛ, если допустимая потеря напряжения будет уменьшена до 5 и 2,5%.

**Решение.** Сечение проводов определяем по допустимой потере напряжения и проверим по условиям нагрева. Расстояние между проводами мало, поэтому условно задаемся  $x = 0,35$  Ом/км. Реактивную слагающую потери напряжения определяем по (6-18), подставляя в нее  $x$ , Ом/км, длины участков, км, значения реактивной мощности по участкам сети, квар, и номинальное

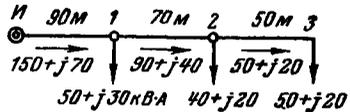


Рис. 6-8. К примеру 6-3.

<sup>1</sup> Принято  $+25^\circ\text{C}$  для линий на воздухе и  $+15^\circ\text{C}$  при прокладке в земле.

напряжение сети, В. Для получения потери напряжения в вольтах вводится коэффициент  $10^3$ :

$$\Delta U_p = \frac{0,35 \cdot 10^3}{380} (70 \cdot 0,09 + 40 \cdot 0,07 + 20 \cdot 0,05) = 9,3.$$

Допустимое значение слагающей  $\Delta U_{а.д}$  потери напряжения равно:

$$\Delta U_{а.д} = \Delta U_{д} - \Delta U_p = 28,5 - 9,3 = 19,2 \text{ В.}$$

Сечение проводов линии И—3 определяем по (6-19), подставляя в нее проводимость алюминия  $\gamma=32 \text{ м/(Ом}\cdot\text{мм}^2)$ , длины участков сети, м, активные мощности, протекающие по участкам сети, кВт, номинальное напряжение и потерю напряжения, В. Для перевода нагрузки в ватты вводится коэффициент  $10^3$ :

$$F = \frac{10^3 (150 \cdot 90 + 90 \cdot 70 + 50 \cdot 50)}{380 \cdot 32 \cdot 19,2} = 95,5 \text{ мм}^2.$$

По приложению П1 выбираем провода ближайшего стандартного сечения  $A=95$ , для которых  $r=0,34 \text{ Ом/км}$  и  $x=0,300$  (см. табл. П2-1).

Фактические потери напряжения определяем по (6-17):

$$\begin{aligned} \Delta U_{\text{факт}} &= \frac{0,34 \cdot 10^3}{380} (150 \cdot 0,09 + 90 \cdot 0,07 + 50 \cdot 0,05) + \\ &+ \frac{0,300 \cdot 10^3}{380} (70 \cdot 0,09 + 40 \cdot 0,07 + 20 \cdot 0,05) = 19,3 + 8 = 27,3 \text{ В,} \end{aligned}$$

что соответствует 7,2%, т. е. меньше  $\Delta U_{д}$ . Интересно отметить, что основную часть потери напряжения в ВЛ определяет ее активная слагающая  $\Delta U_{а.д} = 19,3 \text{ В}$  (5,1%), в то время как реактивная слагающая  $\Delta U_p = 8 \text{ В}$  (2,1%).

Если  $\Delta U_{д}=5\%$ , то сечение проводов одноцепной линии должно быть увеличено до  $167 \text{ мм}^2$  или до стандартного сечения  $185 \text{ мм}^2$ . Воздушные линии 380 В с таким сечением получаются очень громоздкими. Если соорудить две линии, то  $x$  уменьшился бы примерно в 2 раза и суммарное сечение двух линий потребовалось бы в соответствии с (6-19) равным  $132 \text{ мм}^2$ . Это соответствует двум линиям со стандартным сечением проводов  $70 \text{ мм}^2$ . Таким образом, снижение допустимой потери напряжения до 5% потребовало бы сооружения двух линий почти такого же сечения, что и линия в первом рассмотренном случае (при  $\Delta U_{д}=7,5\%$ ).

Если  $\Delta U_{д}=2,5\%$ , то пришлось бы сооружать три линии сечением по  $95 \text{ мм}^2$  каждая или четыре линии сечением по  $70 \text{ мм}^2$ , что практически явно нецелесообразно. Из приведенных данных видно, как важно применять необходимые меры по обеспечению необходимых значений допустимых потерь напряжения в распределительных сетях напряжением до 1000 В.

Проверяем выбранное сечение проводов линии по условиям нагрева. Наибольший рабочий ток ВЛ И—1.

$$I_{\text{м}} = \frac{\sqrt{150^2 + 70^2} \cdot 10^3}{\sqrt{3 \cdot 380}} = 250 \text{ А} < 320 \text{ А}$$

(см. приложение П1). Выбранное сечение проводов удовлетворяет всем условиям.

**Пример 6-4.** Два завода с одинаковой наибольшей нагрузкой 3000 кВт при  $\cos \varphi=0,85$  питаются от шип 10 кВ ЦП кабельными линиями (рис. 6-9). По условиям технологического процесса завод Б не может иметь перерыва в подаче электроэнергии, поэтому он питается двумя линиями. Завод А питается одиночной кабельной линией. При ее повреждении на время ремонта завод получает питание от резервной линии, связанной с другим источником питания и отключенной в нормальном режиме.

Продолжительность использования наибольшей нагрузки для обоих заводов  $T_m = 4000$  ч.

Три кабельные линии проложены в земле на значительном расстоянии в одной траншее. Расстояние между кабелями в свету 200 мм. При пересечении магистральной улицы шириной 60 м кабельные линии проложены в трубах без искусственной вентиляции.

Определить сечения жил кабельных линий  $K1$  и  $K2$  по экономической плотности тока и проверить выбранные сечения по нагреву в нормальном и послеаварийном режимах, если температура земли равна  $+10^\circ$ , а температура воздуха в трубах  $+20^\circ$  С.

Решение. Ток нагрузки кабельной линии  $K1$

$$I_m = \frac{3000}{\sqrt{3} \cdot 10 \cdot 0,85} = 204 \text{ А.}$$

Экономическая плотность тока для кабеля с алюминиевыми жилами при  $T_m = 4000$  ч равна  $1,4 \text{ А/мм}^2$  (см. табл. 6-1). Экономическое сечение линии  $K1$   $F_{э\kappa} = 204/1,4 = 146 \text{ мм}^2$ ; по стандарту выбираем кабель с сечением жилы  $150 \text{ мм}^2$ .

Проверяем выбранное сечение жилы кабельной линии  $K1$  по нагреву. При прокладке в земле кабель 10 кВ с сечением алюминиевых жил  $150 \text{ мм}^2$  допускает ток нагрузки (см. табл. ПЗ-1)  $I'_d = 275 \text{ А}$ , а с учетом действительных условий прокладки [(6-20)]  $I_d = 275 \cdot 0,92 \times 1,06 = 268 \text{ А} > I_m$ , где 0,92 — поправочный коэффициент, учитывающий число кабелей, лежащих рядом в земле (см. табл. ПЗ-3); в данном случае учитываются только два кабеля, так как один из кабелей линии  $K2$  является резервным; 1,06 — поправочный коэффициент на температуру земли (см. табл. ПЗ-4).

Для прокладки в трубе следует взять кабель с сечением жилы  $185 \text{ мм}^2$  (см. табл. ПЗ-2) при допустимом токе  $I'_d = 235 \text{ А}$ . Допустимый ток с учетом условий прокладки  $I_d = 235 \cdot 0,92 \cdot 1,07 = 230 \text{ А}$ , где 0,92 — поправочный коэффициент на число кабелей; 1,07 — поправочный коэффициент на температуру воздуха в трубе (см. табл. ПЗ-4).

По кабельной линии  $K2$  в нормальном режиме проходит ток  $I_m = 204/2 = 102 \text{ А}$ , а в послеаварийном режиме  $I_m = 204 \text{ А}$ .

Экономическое сечение линии  $K2$  определяем по току нормального режима  $F_{э\kappa} = 102/1,4 = 73 \text{ мм}^2$ ; по стандарту выбираем кабель с сечением жилы  $70 \text{ мм}^2$ .

Проверяем выбранное сечение жилы линии  $K2$  на нагрев в послеаварийном режиме током  $I_m = 204 \text{ А}$ .

Допустимый ток нагрузки кабеля с учетом условий прокладки  $I_d = 165 \cdot 0,92 \cdot 1,3 \cdot 1,06 = 209 \text{ А} > I_m$ , что допустимо (1,3 — коэффициент перегрузки кабеля в послеаварийном режиме). Для прокладки в трубе следует взять кабель с сечением жилы  $120 \text{ мм}^2$  (см. табл. ПЗ-2). Допустимый ток нагрузки  $I_d = 185 \cdot 0,92 \cdot 1,3 \cdot 1,07 = 263 \text{ А} > I_m$ .

Пример 6-5. Определить сечение сталеалюминиевых проводов двухцепной линии трехфазного тока напряжением 220 кВ с наибольшей нагрузкой в нормальном режиме  $S_m = 200 + j70 \text{ МВ} \cdot \text{А}$ . Продолжительность использования наибольшей нагрузки  $T_m = 5800$  ч.

Решение. Рабочий ток в фазе одной цепи линии

$$I'_m = \frac{\sqrt{200^2 + 70^2} \cdot 10^3}{2 \cdot \sqrt{3} \cdot 220} = 279 \text{ А.}$$

По табл. 6-1 при  $T_m = 5800$  ч экономическая плотность тока равна  $1 \text{ А/мм}^2$ . Экономическое сечение проводов линии  $F_{э\kappa} = 279/1 = 279 \text{ мм}^2$ .

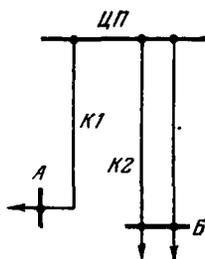


Рис. 6-9. Схема сети к примеру 6-4.

В соответствии со стандартом (см. приложение П1) выбираем провода марки АСО-300. Допустимый ток  $I_d$  по нагреву для этих проводов, проложенных вне помещений при температуре воздуха  $\pm 25^\circ \text{C}$  равен 690 А. Проверка выбранного сечения проводов по нагреву показывает, что  $I'_m < I_d$ .

В послеаварийном режиме при отключении одной линии рабочий ток оставшейся в работе линии равен:  $I_m = 2 \cdot 279 = 558 \text{ А} < I_d$ .

Выбранное сечение провода удовлетворяет также условиям исключения общей короны, так как сечение 300 мм<sup>2</sup> больше допустимого по условиям коронирования (см. § 2-2).

**Пример 6-6.** Определить сечения проводов кольцевой воздушной сети трехфазного тока напряжением 110 кВ (рис. 6-10). Линия выполнена сталеалюминиевыми проводами. Продолжительность использования наибольших нагрузок  $T_m = 4000$  ч.

**Решение.** Определим потокораспределение в сети:

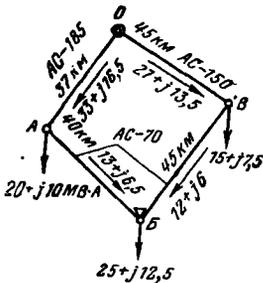


Рис. 6-10. Схема сети к примеру 6-6.

$$\begin{aligned} \dot{S}_{0-A} &= \\ &= \frac{(15 + j7,5) \cdot 45 + (25 + j12,5) \cdot 90 + (20 + j10) 130}{167} = \\ &= 33 + j16,5 \text{ МВ} \cdot \text{А}. \end{aligned}$$

Нагрузка второго головного участка 0—В

$$\begin{aligned} \dot{S}_{0-B} &= (20 + j10) + (25 + j12,5) + (15 + j7,5) - \\ &- (33 + j16,5) = (27 + j13,5) \text{ МВ} \cdot \text{А}. \end{aligned}$$

Нагрузки участков А—В и Б—В находятся аналогично и указаны на схеме. Потокораздел выявлен в пункте Б.

Рабочие токи в ВЛ определяем при номинальном напряжении сети:

$$I_{0-A} = \frac{\sqrt{33^2 + 16,5^2 \cdot 10^3}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 194 \text{ А}.$$

Аналогично определяют токи для остальных участков сети:

$$I_{A-B} = 76,7 \text{ А}; \quad I_{B-B} = 70,5 \text{ А}; \quad I_{0-B} = 158 \text{ А}.$$

Экономическая плотность тока для сталеалюминиевых проводов при  $T_m = 4000$  ч (см. табл. 6-1) равна 1,1 А/мм<sup>2</sup>.

Экономическое сечение проводов линий:

$$F_{0-A} = 194/1,1 = 176 \text{ мм}^2, \text{ аналогично определяем: } F_{A-B} = 69,8 \text{ мм}^2.$$

$$F_{B-B} = 64 \text{ мм}^2 \text{ и } F_{0-B} = 144 \text{ мм}^2.$$

Выбираем стандартные провода марки АС-185 для участка 0—А,  $I_d = 510$  А; для участка 0—В—АС-150,  $I_d = 445$  А; для участков А—В и Б—В—АС-70,  $I_d = 265$  А.

В послеаварийном режиме при отключении головного участка 0—А по участку 0—В пойдет суммарный ток нагрузки сети

$$I_{0-B} = \frac{\sqrt{60^2 + 30^2 \cdot 10^3}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 352 \text{ А},$$

что меньше допустимого тока для проводов марки АС-150.

Наибольший ток в послеаварийном режиме по линии, выполненной проводами марки АС-70, будет в линии Б—В при отключении линий 0—А:

$$I_{B-B} = \frac{\sqrt{45^2 + 22,5^2 \cdot 10^3}}{\sqrt{3} \cdot 110} = 264 \text{ А},$$

что не превышает допустимого тока для этих проводов.

## 6-6. ВЫБОР НОМИНАЛЬНОГО НАПРЯЖЕНИЯ И СХЕМЫ СЕТИ

Номинальное напряжение сети весьма существенно влияет на ее технико-экономические показатели. При более высоком напряжении повышается пропускная способность линий, имеющих одно и то же сечение проводов, снижаются потери мощности, электроэнергии и напряжения, уменьшается расход материала на провода (за исключением тех случаев, когда сечения проводов выбираются из условий коронирования), упрощаются схемы соединений подстанций, облегчается дальнейшее развитие сети. Все это приводит часто к уменьшению расходов на эксплуатацию сети. В то же время в сетях более высокого напряжения увеличивается стоимость электрооборудования и сооружения линий. Например, при напряжении 110 кВ стоимость одноцепной линии на металлических опорах составляет в среднем 12 тыс. руб/км, выключатель — около 30 тыс. руб., двухобмоточный трансформатор мощностью 32 МВ·А с монтажом — примерно 109 тыс. руб., при напряжении 220 кВ стоимость линии приблизительно 18 тыс. руб/км; выключателя — 90 и 128 тыс. руб. [33], т. е. значительно повышается.

Накопленный в СССР большой опыт проектирования электрических сетей позволяет рекомендовать некоторые целесообразные области применения различных номинальных напряжений. Для питающих сетей напряжением 35—750 кВ в табл. 6-2 приведены данные о наибольших передаваемых

Таблица 6-2

Данные о пропускной способности линий 35—750 кВ

Номинальное напряжение, кВ	Наибольшая передаваемая мощность на одну цепь, МВт	Предельное расстояние передачи, км	Номинальное напряжение, кВ	Наибольшая передаваемая мощность на одну цепь, МВт	Предельное расстояние передачи, км
35	5—10	50—60	330	300—400	200—300
110	25—50	50—150	500	700—900	800—1200
220	100—200	150—250	750	1800—2200	1200—2000

мощностях на одну цепь линии и о предельных расстояниях передачи, полученные на основании соответствующего опыта проектирования. На рис. 6-11 приведены графики, характеризующие ориентировочную область применения сетей более высоких напряжений [33].

В распределительных сетях среднего напряжения городов и промышленных предприятий в настоящее время применяют напряжение 10 кВ. Напряжение 6 кВ используется в сооруженных ранее сетях и при питании двигателей напряжением 6 кВ, установленных на предприятиях. Распределительные сети напряжением до 1000 В в настоящее время сооружают на напря-

жение 380/220 В, на промышленных предприятиях применяют также напряжение 660 В. Старые сети с другими номинальными напряжениями (220/127 и 500 В) сохраняются в ограниченных пределах или постепенно реконструируются.

На основании приведенных рекомендаций приблизительно может быть выбрано номинальное напряжение сети. В некоторых случаях может оказаться необходимым произвести технико-экономическое сравнение схем сетей с различными смежными номинальными напряжениями. С учетом полученных данных в отношении номинального напряжения намечают варианты схемы сети. При этом учитывают требования в отношении обеспечения необходимой степени надежности электроснабжения потребителей в соответствии с их категориями (см. § 5-5), а также местоположение и мощности нагрузок потребителей и расположение источников питания: количество вариантов резко возрастает при увеличении количества пунктов потребления электроэнергии. Рассмотрение всех возможных вариантов схем при наличии более 10—20 пунктов практически невозможно даже при использовании ЭВМ.

Обычно варианты схем питающей сети намечаются на основании общих соображений с учетом местных условий. Затем приблизительно оцениваются некоторые их технические показатели: возможное число цепей линий (нагрузка одной цепи определяется на основании данных, например, табл. 6-2), наибольшее значение потери напряжения в сети одного напряжения в нормальных и аварийных режимах

и т. п. Одновременно со схемами линий эскизно намечаются схемы подстанций и электростанций (см. § 1-5), оценивается приблизительно количество требуемых выключателей, трансформаторов и т. п. На основании полученных ориентировочных техни-

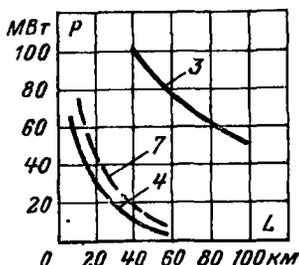
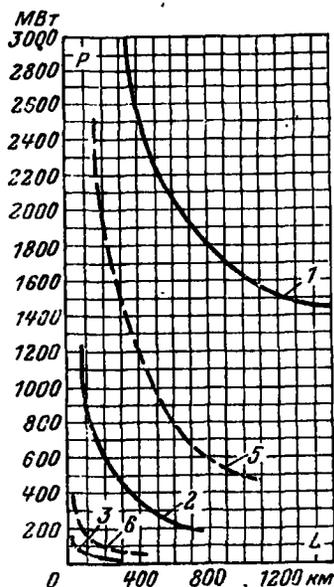


Рис. 6-11. Целесообразные области применения сетей разных номинальных напряжений. Указаны границы равноэкономичности.

1 — 1150 и 500 кВ; 2 — 500 и 220 кВ;  
3 — 220 и 110 кВ; 4 — 110 и 35 кВ;  
5 — 750 и 330 кВ; 6 — 330 и 150 кВ;  
7 — 150 и 35 кВ.

ческих и экономических показателей отбираются варианты, удовлетворяющие техническим требованиям и имеющие лучшие предварительные экономические показатели. После этого производится детальное технико-экономическое сравнение оставшихся вариантов в соответствии с методикой, изложенной в § 6-2. Пример выбора варианта схемы сети дан в приложении П5.

## 6-7. ПРОВЕРКА БАЛАНСА МОЩНОСТИ, ВЫБОР КОМПЕНСИРУЮЩИХ И РЕГУЛИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ

**Баланс мощности.** Предварительно в начале проектирования питающих сетей необходимо проверить обеспечение баланса мощности. В § 4-1 указывалось, что обеспечение потребителей электроэнергией с требуемыми показателями качества — отклонениями частоты и напряжения возможно лишь при наличии резервов мощности. Баланс мощности должен составляться отдельно для активной и реактивной мощности.

Источник питания должен покрыть суммарную активную мощность нагрузки потребителей  $P_{п\Sigma}$  и потери активной мощности в линиях и трансформаторах сети  $\Delta P_{с\Sigma}$  во всех характерных режимах: кроме того, должна иметься некоторая резервная мощность  $P_{рез}$ .

$$P_{ип} \geq P_{п\Sigma} + \Delta P_{с\Sigma} + P_{рез}. \quad (6-21)$$

Резерв мощности требуется для обеспечения работы данного участка электрической системы с приемлемыми параметрами в послеаварийных рабочих режимах — при отключении части генераторов, линий связи и т. п. Потери активной мощности  $\Delta P_{с\Sigma}$  в сетях с двумя-тремя трансформациями электроэнергии могут быть оценены приблизительно в 6—8% суммарной активной мощности нагрузки потребителей.

Уравнение баланса реактивной мощности в общем виде может быть составлено лишь для концентрированных<sup>1</sup> электрических систем или для отдельных районов (узлов нагрузки) системы:

$$Q_{ип} + Q_{к.у} \geq Q_{п\Sigma} + \Delta Q_{с\Sigma} + Q_{рез} - Q_{с}, \quad (6-22)$$

где  $Q_{к.у}$  — мощность КУ, установка которых необходима для обеспечения баланса;  $Q_{с}$  — мощность, генерируемая емкостью линий сети; остальные индексы те же, что и у величин в уравнении (6-21).

Для сетей напряжением 110—150 кВ может быть в первом приближении принято, что потери реактивной мощности в линиях равны реактивной мощности, генерируемой линиями  $Q_{с}$ .

<sup>1</sup> Системы, в которых расстояния от электростанций до потребителей относительно невелики и располагаемая электростанциями реактивная мощность может быть передана к потребителям полностью.

Потери реактивной мощности в трансформаторах могут быть оценены по приближенной формуле

$$\Delta Q_T \approx n \Delta Q_{T*} S_{п\Sigma}, \quad (6-23)$$

где  $n$  — количество трансформаций электроэнергии;  $\Delta Q_{T*}$  — относительная величина потерь реактивной мощности в трансформаторах, изменяющаяся в пределах 0,09—0,12; в среднем может быть принята  $\Delta Q_{T*} \approx 0,1$ . Необходимый резерв мощности при отсутствии данных может быть принят 0,1—0,15 соответствующей мощности нагрузки потребителей. С учетом сказанного из (6-22) может быть определена мощность *компенсирующих устройств*  $Q_{КУ}$  (если она необходима) *по условию обеспечения баланса реактивной мощности* [33]:

$$Q_{к.у} \geq Q_{п\Sigma} + Q_{рез} + \Delta Q_T - Q_{ИП} = Q_{п\Sigma} + Q_{рез} + \Delta Q_T - P_{ИП} \operatorname{tg} \varphi_{ИП}, \quad (6-24)$$

где  $\operatorname{tg} \varphi_{ИП}$  — коэффициент реактивной мощности, который может быть обеспечен на шинах ИП.

**Пример 6-7.** Определить мощность КУ, которые для обеспечения баланса реактивной мощности необходимо установить в распределительной сети, присоединенной к шинам 10 кВ ЦП (рис. 6-12). Рассматриваемый ЦП присоединен к ИП через трансформатор  $T$  и линию  $L$  напряжением 110 кВ. Суммарная мощность нагрузки распределительных сетей, присоединенных к ЦП, равна  $20 + j12,4$  МВ·А ( $S_{п\Sigma} = 23,5$  МВ·А). Мощность, которая может быть выдана с шин  $ИП$  в рассматриваемую сеть, не должна превышать  $25 + j12$  МВ·А. Необходимый резерв мощности принят равным 0,1 мощности нагрузки ЦП.

**Решение.** Потери активной мощности в рассматриваемой питающей сети с одной трансформацией принимаем равными 5%  $P_{п\Sigma}$ . Тогда требуемая активная мощность в соответствии с (6-21) будет равна:

$$20(1 + 0,05 + 0,1) = 23,5 \text{ МВт} < P_{ИП} = 25 \text{ МВт}.$$

Потери реактивной мощности в трансформаторе  $T$  определяем по (6-23) (в данном случае  $n=1$ ):

$$\Delta Q_T \approx 0,1 \cdot 23,5 = 2,4 \text{ Мвар}.$$

Необходимый резерв реактивной мощности в сети равен:

$$Q_{рез} = 0,1 \cdot 12,4 = 1,2 \text{ Мвар}.$$

Необходимую мощность КУ определяем по (6-24):

$$Q_{к.у} = 12,4 + 1,2 + 2,4 - 12 = 4 \text{ Мвар}.$$

Таким образом, по условию обеспечения баланса реактивной мощности в распределительной сети должны быть установлены КУ мощностью 4 Мвар. Необходимый резерв активной мощности в данном районе электрической системы обеспечен.

В ряде случаев величину  $Q_{к.у}$ , полученную из условия обеспечения баланса реактивной мощности, целесообразно увеличить по условиям экономичности. Рассмотрим этот вопрос подробнее.

*Влияние передачи реактивной мощности на параметры режима и целесообразность ее компенсации.* Как указывалось выше, реактивная мощность генерируется не только на электростанциях, но и в электросети. Источниками ее является емкость линий питающих сетей и КУ, устанавливаемых в сетях и у потребителей. В зависимости от соотношения мощностей, вырабатываемых КУ и электростанциями, изменяется значение реактивной мощности, передаваемой по элементам электросетей. При этом изменяются и параметры режима сетей.

При увеличении передаваемой по элементу сети реактивной мощности возрастает ток в нем, что требует повышения пропускной способности элемента. Возрастание тока обратно пропорционально коэффициенту мощности нагрузки. Если при  $\cos \varphi = 1$  принять пропускную способность сети за 100%, то при  $\cos \varphi = 0,9$  она должна быть увеличена на 11%, а при  $\cos \varphi = 0,8$  — на 25%.

Одновременно увеличиваются потери активной и реактивной мощности, а также потери электроэнергии в сети. Это увеличение обратно пропорционально квадрату коэффициента мощности нагрузки и получается достаточно большим. Если при  $\cos \varphi = 1$  принять потери за 100%, то при  $\cos \varphi = 0,95$  они увеличатся примерно на 11%, при  $\cos \varphi = 0,9$  — на 24%, при  $\cos \varphi = 0,8$  — на 56%. В соответствии с этим увеличивается наибольшая нагрузка для всей электрической системы. Увеличение активной нагрузки приводит к необходимости увеличения установленной суммарной мощности на электростанциях, а увеличение реактивной нагрузки — к увеличению суммарной установленной мощности КУ. Увеличение потерь электроэнергии, как уже указывалось, приводит к повышению расхода топлива, т. е. к дополнительным денежным и материальным затратам.

Кроме того, увеличение передаваемой реактивной мощности связано с увеличением потерь напряжения, которое зависит от соотношения реактивного  $X$  и активного  $R$  сопротивлений данного элемента:

$$\Delta U = \frac{PR + QX}{U} = \frac{PR}{U} \left( 1 + \frac{X}{R} \operatorname{tg} \varphi \right).$$

Обычно элементы сети (кроме кабельных линий) обладают сравнительно большими реактивными сопротивлениями. Поэтому увеличение потерь напряжения в рассматриваемых условиях получается достаточно большим. В ряде случаев это обстоятельство может быть нежелательным, например в тех случаях, когда  $\Delta U_{\text{факт}} > \Delta U_{\text{д}}$  и для снижения величины  $\Delta U_{\text{факт}}$  приходится применять специальные, дорогостоящие меры. С другой стороны, указанное обстоятельство позволяет пользоваться изменением значений передаваемой реактивной мощности для целей регулирования напряжения (см. § 4-2).

Таким образом, передача реактивной мощности во многих случаях приводит к ухудшению технико-экономических показателей работы сети и должна поэтому производиться в определенных пределах. В связи с этим возникает задача компенсации реактивной мощности, т. е. уменьшения реактивной мощности нагрузок сети [13, 14]. Этого можно достигнуть уменьшением мощности, потребляемой ЭП, а также установкой КУ (см. § 1-4).

На промышленных предприятиях около 75% всей реактивной мощности потребляют асинхронные электродвигатели и примерно 20% трансформаторы. Асинхронные двигатели при номинальной нагрузке имеют относительно высокий  $\cos\varphi$  (примерно 0,85, а иногда и выше), зависящий от мощности и типа двигателя. Но в потребляемой двигателями реактивной мощности весьма велик удельный вес реактивной мощности холостого хода. Так, для асинхронных двигателей типов А и АО мощность холостого хода достигает 60—85% реактивной мощности при номинальной нагрузке двигателя. В среднем загрузка двигателей не превышает 60—70%, поэтому удельный вес реактивной мощности холостого хода еще более возрастает, что ухудшает  $\cos\varphi$  двигателя. Например, если при номинальной нагрузке  $P_n$  двигатель имеет  $\cos\varphi=0,85$  и потребляемая им реактивная мощность  $Q_n=0,62 P_n$ , то при нагрузке  $0,5 P_n$  потребляемая двигателем реактивная мощность примерно равна его активной мощности, что соответствует  $\cos\varphi\approx 0,7$ .

Таким образом, одним из основных мероприятий по естественному улучшению коэффициента мощности асинхронных двигателей является повышение их загрузки. Этого достигают правильным подбором номинальной мощности двигателей в соответствии с требуемой для привода рабочих машин.

Весьма благоприятным, если это позволяет технологический процесс, является применение синхронных электродвигателей (СД), которые работают с  $\cos\varphi=1$  или даже могут генерировать реактивную мощность (в режиме перевозбуждения).

Искусственное повышение коэффициента мощности нагрузки производится с помощью КУ. Минимальная мощность КУ определяется условиями обеспечения баланса мощности, а также некоторыми техническими условиями, например необходимостью повысить напряжение в каком-либо пункте сети и т. п. Необходимость дополнительного повышения коэффициента мощности нагрузки элементов сети, а следовательно, и дополнительной установки КУ определяется на основании технико-экономических расчетов. При этом, с одной стороны, определяется экономический эффект от установки дополнительных КУ, а с другой — учитываются затраты на установку КУ и потери электроэнергии в них.

Выбор типа и местоположения дополнительных КУ производится путем сравнения различных вариантов, которые наме-

чаются на основании общих соображений и опыта проектирования. Уже указывалось, что весьма целесообразно в качестве КУ использовать БК, устанавливаемые в распределительных сетях 6—20 кВ и 380—660 В. При снабжении их АРН и соответствующей коммутационной аппаратурой они могут одновременно использоваться и для улучшения режима напряжения у потребителей. Кроме того, БК могут устанавливаться непосредственно в сети более высоких напряжений. В настоящее время эксплуатируются БК суммарной мощностью до 50 Мвар.

Расчеты показывают, что при отсутствии местной электростанции экономически целесообразно компенсировать не менее 90—95% реактивной мощности в месте ее потребления. Это означает, что в сети напряжением до 1000 В экономически целесообразно почти полностью компенсировать реактивную мощность нагрузки потребителей, в сетях более высоких напряжений устанавливаемые БК должны компенсировать потери реактивной мощности в соответствующих линиях и трансформаторах.

*Принципы распределения реактивной мощности в питающих сетях* [16, 18, 21]. Современные питающие сети, как правило, выполняются воздушными и состоят из участков разных номинальных напряжений, которые соединяются трансформаторами или автотрансформаторами. При достаточно большой протяженности они обладают сравнительно большими индуктивными сопротивлениями. Поэтому передача реактивной мощности по такой сети приводит, в частности, к значительным потерям напряжения.

Это обстоятельство является весьма важным при распределении реактивной мощности по питающей сети. При заданном распределении активной мощности (в основном обусловленном требованиями экономичности работы электростанций в системе) возможности распределения реактивной мощности между источниками оказываются ограниченными. С другой стороны, очевидно, что, изменяя распределение реактивной мощности в питающей сети, можно, как указывалось выше, улучшить режим напряжений.

При оценке эффективности использования тех или иных КУ следует учитывать условия работы питающей сети, имеющей соответствующие параметры. Для этого необходимо определять технико-экономические показатели в ветвях сети и в ее узлах. Для ветвей сети следует учитывать изменение потерь активной мощности, а также возможные ограничения по напряжениям. К таким ограничениям обычно относятся предельные значения повышения напряжений по классу изоляции. Технико-экономические показатели для узлов питающей сети в основном определяются условиями регулирования напряжения в соответствующих распределительных сетях. Рассмотрим подробнее основные предельные случаи.

1. На приемных подстанциях питающей сети нет средств для регулирования напряжения. Этот случай характерен для ряда существующих сетей и должен считаться временным. В этих условиях режим напряжений в присоединенных к шинам ЦП распределительных сетях в наибольшей степени зависит от подведенного к ним напряжения. Поэтому допустимое напряжение в рассматриваемых узлах питающей сети в основном определяется техническими требованиями. От выполнения этих требований зависит работа всех ЭП, получающих питание от подстанций. Единственным средством обеспечения данных требований является соответствующее распределение реактивной мощности в питающей сети (при установленных рабочих положениях регулировочных ответвлений трансформаторов с ПБВ на приемных подстанциях).

Требования, предъявляемые к режиму напряжений на шинах низшего напряжения приемных подстанций, в рассматриваемых условиях оказываются весьма жесткими. Это значит, что отклонения напряжения на указанных шинах должны быть такими, при которых режим напряжений в распределительной сети в наибольшей мере приближается к технически допустимому. Такое положение будет существовать вплоть до установки дополнительных КУ в распределительной сети или на приемной подстанции.

2. На приемных подстанциях питающей сети имеются регулирующие устройства с достаточно большим регулировочным диапазоном. В этих условиях корректирование режима напряжений распределением реактивной мощности в питающей сети не требуется. Имеющиеся ограничения по напряжению в данном случае не влияют на требования к распределению реактивной мощности. Последнее можно осуществлять по условиям экономичности работы самой питающей сети. Определяющими здесь являются условия минимума потерь активной мощности в этой сети при заданных ограничениях по наибольшему допустимому напряжению в узлах сети и рабочей реактивной мощности источников питания.

*Выбор регулирующих устройств* при проектировании сетей в значительной степени определяется местными условиями. В то же время существуют некоторые основные положения и решения, которые являются общими и могут быть использованы в практических случаях. Они кратко рассмотрены ниже. Выбор наиболее целесообразных решений для конкретных условий должен производиться на основании технико-экономического анализа.

Во вновь проектируемых питающих сетях на всех ЦП — шинах низшего напряжения районных подстанций, шинах генераторного напряжения электростанций — должны быть обеспечены возможности автоматического регулирования напряжения. На электростанциях для этой цели должна быть предусмотрена

установка автоматических регуляторов возбуждения (АРВ). Понижающие трансформаторы вновь сооружаемых районных подстанций должны быть снабжены устройствами РПН и автоматическими регуляторами напряжения (АРН) (рис. 6-13, а). На существующих подстанциях при проектировании их развития и реконструкции может предусматриваться установка линейных регуляторов (ЛР) в цепи трансформаторов (рис. 6-13, б). На автотрансформаторах, выпускаемых в настоящее время, устройство РПН предусматривается на стороне обмотки среднего напряжения. Для обеспечения автоматического регулирования напряжения на шинах низшего напряжения подстанций с автотрансформаторами в случае необходимости может предусматриваться установка дополнительных ЛР, включаемых последовательно с автотрансформаторами (рис. 6-13, в). Все ЛР должны снабжаться АРН.

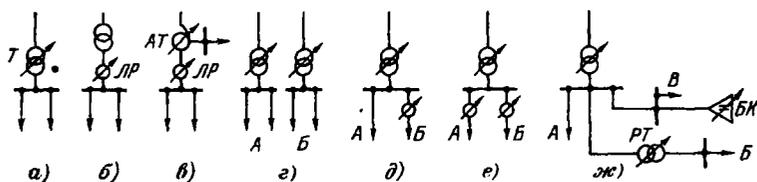


Рис. 6-13. Принципиальные схемы регулирования напряжения на шинах ЦП.

Схемы, представленные на рис. 6-13, а—в, обеспечивают встречное регулирование напряжения для случая присоединения к ЦП более или менее однородных потребителей. При этом под однородными понимаются потребители, имеющие примерно одинаковый характер изменения графика их нагрузки. В то же время к шинам ЦП часто могут присоединяться и неоднородные предприятия с ровным в течение суток графиком нагрузки и осветительно-бытовые потребители с резко выраженным вечерним максимумом и ночным минимумом нагрузки.

В этом случае желательно обеспечивать для потребителей раздельное или дифференцированное регулирование напряжения. Для этого можно производить разделение линий на группы по возможности с одинаковыми графиками нагрузок и присоединять эти группы, например, к разным шинам подстанций, питаемым различными трансформаторами с РПН (рис. 6-13, г). Однако такое разделение линий не всегда может быть произведено из условий обеспечения требуемой надежности электропитания потребителей, а также по местным условиям. В этих случаях может потребоваться установка дополнительных ЛР, включаемых в цепи отдельных линий (рис. 6-13, д) или даже

групп линий (рис. 6-13, е). В последнем случае может даже не понадобиться устройство РПН на основном трансформаторе.

Схемы, изображенные на рис. 6-13, г, е, могут быть целесообразными в случае примерно равных мощностей нагрузок неоднородных потребителей. Если же мощности потребителей группы А значительно больше мощности остальных потребителей, то может быть применена схема отдельного регулирования на шинах ЦП (рис. 6-13, д) или комбинированная схема регулирования на шинах ЦП и местного регулирования (рис. 6-13, ж). В качестве средств местного регулирования могут быть использованы управляемые БК, крупные СД, снабженные АРН, а в отдельных случаях и регулируемые РТ с РПН.

На электростанциях и подстанциях с регулируемыми источниками реактивной мощности (СК) трансформаторы должны иметь устройство РПН, а генераторы или СК — устройства АРВ. При этом обеспечивается отдельное регулирование в соответствии с требуемыми законами изменения напряжения на шинах ЦП и значением реактивной мощности источника.

При наличии нескольких включенных последовательно в сеть автоматических регуляторов — на трансформаторах с РПН, на ЛР, УБК, СД и т. п. — требуется согласование законов их регулирования. Это может быть обеспечено различными путями, например выбором различных параметров регулирования — напряжения и тока нагрузки, подбором выдержек времени регулирующих устройств и т. п. Выбор средств местного регулирования напряжения и параметров регулирующих устройств рассматривается в [3, 14, 17].

Следует иметь в виду, что в рационально спроектированной сети регулирование напряжения в ЦП (см. § 4-2 и 6-9) должно быть достаточно для обеспечения необходимого качества напряжения у основной массы потребителей. Это означает, что только у отдельных потребителей, находящихся в особых условиях (в отношении удаленности от ЦП или резко отличного характера изменения нагрузки и т. п.), должны предусматриваться средства для местного регулирования напряжения. Однако в ряде случаев условия обеспечения режима напряжений на шинах ЦП могут быть недостаточно благоприятными. Например, при применении трансформаторов с расщепленными обмотками или при установке сдвоенных реакторов напряжения на разных секциях шин ЦП оказываются различными; в трехобмоточных трансформаторах устройство РПН имеется на обмотке ВН, при этом значения напряжений на шинах СН и НН этих трансформаторов оказываются взаимосвязанными за счет падения напряжения в обмотке ВН.

В этих условиях необходимые режимы напряжений у ЭП могут быть обеспечены за счет снижения допустимых потерь напряжения в сетях 6—10 кВ (что может потребовать увеличения сечений проводов) или путем установки средств мест-

ного регулирования напряжения. Целесообразные решения должны выбираться на основании технико-экономического анализа [3, 17].

#### 6-8. ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ДАЛЬНИХ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧ

*Дальние электропередачи переменного тока.* Наибольшая техническая трудность при сооружении дальних электропередач переменного тока заключается в обеспечении необходимой пропускной способности передачи при удовлетворительных экономических показателях. Предел передаваемой мощности в длинных линиях электропередачи обычно ограничивается устойчивостью ее работы, для одноцепной линии он приближенно может быть оценен по формуле [5, 28]:

$$P_{\text{пред}} = \frac{EU}{X},$$

где  $UE$  — междуфазные значения напряжения приемной системы и э. д. с. генераторов.

Определяющим предел передаваемой мощности электропередачи при заданных э. д. с.  $E$  и напряжении приемной системы  $U$  является суммарное индуктивное сопротивление передачи, в котором значительный удельный вес имеет сопротивление линии. Например, в линии электропередачи 220 кВ длиной 200 км с трансформаторами по концам индуктивное сопротивление линии примерно равно суммарному сопротивлению трансформаторов. При отключении одной из линий (послеаварийный режим) индуктивное сопротивление электропередачи резко возрастает и пропускная способность ее значительно снижается.

Дальние передачи высокого напряжения переменного тока генерируют значительную реактивную мощность. Так, двухцепная линия 500 кВ длиной 1000 км с тремя проводниками в одной фазе генерирует мощность более 1000 Мвар. Передача реактивной мощности по длинным линиям электропередачи, как правило, невозможна по режиму напряжения и нецелесообразна экономически.

Для улучшения технических показателей работы применяют компенсацию параметров линии. В линию последовательно включают конденсаторы (рис. 6-14), которые частично компенсируют индуктивное сопротивление линии. Поперечно в линию включают реакторы, которые компенсируют ее емкостную проводимость. Компенсирующие устройства могут включаться в нескольких местах линий одновременно. Применение компенсации параметров как бы уменьшает длину линии. Оно весьма эффективно для линий длиной 1000—1500 км.

Принципиально для дальних электропередач возможно применение так называемой настройки линии. При этом последовательно в линию включают индуктивные сопротивления,

а параллельно — конденсаторы (рис. 6-15). Настройка как бы увеличивает длину линии и снижает ее параметры (см. рис. 2-28 и § 2-7). Включение конденсаторов одновременно в нескольких пунктах позволяет несколько улучшить распределение напряжения вдоль линии.

Для снижения потерь мощности и электроэнергии приходится применять бóльшие сечения проводов, чем соответствующие экономической плотности тока. При этих условиях потери мощности и электроэнергии, например, от шин генераторного напряжения Волжской ГЭС имени В. И. Ленина до шин вторичного напряжения приемных подстанций составляют около 8%.

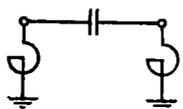


Рис. 6-14. Принципиальная схема компенсации параметров длинной линии электропередачи.

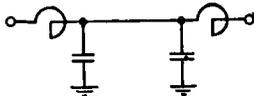


Рис. 6-15. Принципиальная схема настройки дальней электропередачи на длину полуволны.

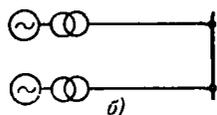
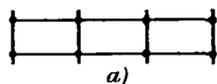


Рис. 6-16. Принципиальные схемы связанных (а) и блочных (б) соединений дальних электропередач.

На условия устойчивости работы электропередачи влияет ее схема соединений (рис. 6-16). Она может быть связанной или блочной.

При связанной схеме электропередачу разделяют на участки, соединенные по концам и в промежуточных пунктах, которые обычно называют переключательными (рис. 6-16, а). В случае повреждений на линии при связанной схеме отключается небольшая ее часть. При этом эквивалентное сопротивление передачи увеличивается не столь значительно.

В блочной схеме электропередачу разделяют на блоки генератор — трансформатор — линия (рис. 6-16, б). Повреждение любого из элементов блока приводит к его отключению. При этом приемная система теряет соответствующую мощность генераторов. Хотя стоимость блочной схемы ниже стоимости связанной схемы, применение ее возможно лишь при наличии необходимого резерва мощности в приемной системе. Кроме того, внезапное отключение большой мощности блока может быть допустимо из условий устойчивости работы приемной системы. Для обеспечения устойчивости важно также быстрое отключение повреждений. Для этого применяют быстродействующие выключатели и устройство релейной защиты. Предельное время отключения повреждений в электросетях 500 кВ должно быть менее 0,1 с. На генераторах и СК применяют

устройства АРВ, что также способствует повышению устойчивости электропередачи.

Стоимость мероприятий по повышению пропускной способности и устойчивости электропередачи является достаточно высокой. Опыт показал, что нам более целесообразным является сооружение длинной линии с промежуточными подстанциями, исключенными вдоль нее. Такие передачи обладают большей устойчивостью, не всегда требуется установка реакторов и т. п., стоимость передачи снижается.

В последние годы ведутся работы по созданию и применению в дальних электропередачах специальных статических автоматически регулируемых устройств — реакторов с подмагничиванием (ЭНИН) и вентильных установок с сеточным регулированием (МЭИ). В этих устройствах практически безынерционно может изменяться потребляемая или генерируемая реактивная мощность.

Применение этих устройств позволяет изменить свойства дальних электропередач. Например, при малых нагрузках в электропередачах реактивная мощность, генерируемая емкостью линий, значительно превышает потери реактивной мощности в индуктивных сопротивлениях, т. е. имеется избыточная реактивная мощность. Она может быть компенсирована распределенными вдоль линии автоматически регулируемыми реакторами или вентильными устройствами, работающими в режиме потребления реактивной мощности. При нагрузках электропередачи, значительно превышающих натуральную мощность, имеются очень большие потери реактивной мощности. В этих режимах реактивная мощность должна дополнительно генерироваться ее источниками.

Таким образом, применение рассматриваемых регулируемых устройств позволяет как бы автоматически изменять параметры электропередачи, что улучшает условия устойчивости, а также экономические показатели работы длинных линий и повышает надежность передачи электроэнергии. В настоящее время исследуются вопросы о практической надежности работы автоматически регулируемых статических устройств и о их стоимости. Применение их позволит сооружать линии сверхвысокого напряжения с лучшими показателями по надежности и экономичности [6, 20].

*Дальние электропередачи постоянного тока* (рис. 6-17). Генераторы трехфазного переменного тока  $G$  через повышающие трансформаторы  $T1$  соединены с выпрямительными устройствами  $B$ , преобразующими переменный ток в постоянный. К выпрямителем приключена линия постоянного тока  $L$ , состоящая из двух рабочих проводов и одного нулевого. Напряжение между рабочими и нулевым проводами равно  $U$ , между рабочими —  $2U$ . В линию включены реакторы  $P$ , обладающие большим индуктивным сопротивлением, для сглаживания пульса-

ций выпрямленного тока. В конце линии приключены инверторы *И*, преобразующие постоянный ток в переменный. Через понижающие трехфазные трансформаторы *Т2* линия приключается к шинам приемной подстанции *ПП*.

При одинаковой нагрузке рабочих проводов по нулевому проводу ток не проходит. Потери мощности при этом наименьшие. При повреждении одного из рабочих проводов в работе остаются второй рабочий провод и нулевой, по линии передается половина мощности. В качестве инверторов и выпрямителей применяют мощные ртутные и полупроводниковые выпрямители (вентили).

Передача электроэнергии постоянным током имеет ряд преимуществ. Облегчается проблема устойчивости, оказывается

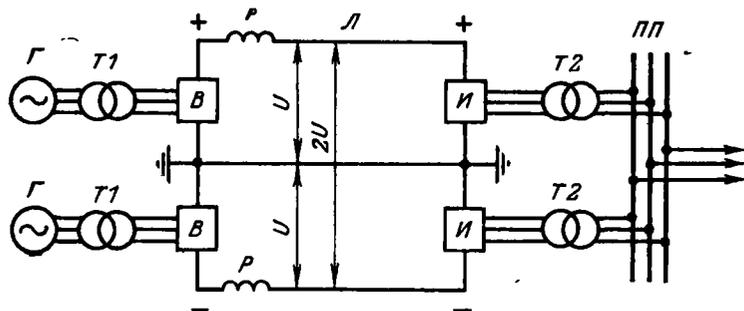


Рис. 6-17. Принципиальная схема электропередачи постоянного тока.

возможной несинхронная работа отдельных частей энергосистемы. Снижается стоимость воздушных и кабельных линий. Значительно уменьшаются потери мощности и электроэнергии в линии, что связано с существенным уменьшением потерь мощности на корону, а также с отсутствием потерь мощности из-за протекания реактивных мощностей в элементах передачи. Возможно безынерционное регулирование мощности передачи путем воздействия на сетки ртутных вентилей, что улучшает устойчивость работы других частей энергосистемы.

Недостатки электропередачи постоянного тока следующие: концевые преобразовательные подстанции с мощными вентилями весьма сложны и стоимость их высока; возникают затруднения при промежуточных присоединениях к электропередаче. Для обеспечения работы инверторов нужно приблизительно 0,5 квар на 1 кВт передаваемой активной мощности. В конце электропередачи устаивают мощные БК и СК, что также повышает стоимость приемных подстанций. Приходится применять специальные мероприятия для снижения высших гармоник в токах и напряжениях в цепях переменного тока. Из-за сложности и высокой стоимости концевых подстанций электропередачи постоянного тока экономически целесообразно

выполнять при значительной длине линий (более 1500—2000 км). В этих случаях экономия, получаемая на стоимости линии, компенсирует удорожание конечных подстанций. Возможно применение относительно коротких линий передачи постоянного тока для связи между несинхронно работающими электрическими системами переменного тока.

В СССР электропередачи постоянного тока эксплуатируются в течение ряда лет. С 1962 г. работает электропередача Волгоград—Донбасс длиной 473 км с номинальным напряжением 800 кВ. Пропускная способность передачи 750 МВт с возможностью длительной перегрузки до 900 МВт. Предполагается применение электропередачи постоянного тока для связи мощных электростанций Сибири, работающих на дешевом местном топливе, с энергоемкими промышленными районами Урала и Центра.

### **6-9. ПОНЯТИЕ ОБ ОПТИМИЗАЦИИ ПАРАМЕТРОВ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ**

На рис. 6-18 представлена принципиальная схема сетей 110 и 380 В. К последним присоединяются многочисленные ЭП относительно небольшой мощности (мелкие осветительные и бытовые приборы, электродвигатели, мощностью не превышающие нескольких десятков киловатт, технологические установки небольшой мощности на промышленных предприятиях и т. п.). Более мощные ЭП (например, электродвигатели мощностью несколько сотен киловатт) питаются непосредственно от сетей 10 кВ.

Характерной особенностью распределительных сетей 380 В является значительная их разветвленность, в результате чего суммарная протяженность их оказывается весьма большой. Например, к концу девятой пятилетки на 1 км линий питающих сетей напряжением 35 кВ и выше приходилось более 6 км распределительных сетей 0,4—20 кВ в сельских районах и городах [43]. Мощность отдельных РТ относительно невелика — обычно не превышает нескольких сотен киловольт-ампер. Например, в крупных городах распространены РТ мощностью 400—630 кВ·А, на промышленных предприятиях их мощность может достигать 1000 кВ·А, а иногда и более. Общее число РТ в распределительных сетях исчисляется многими миллионами. Из-за столь большого количества элементов и большой протяженности распределительных сетей при проектировании их возникает задача более широкого использования унификации электрооборудования, применения возможно более простых схем сетей, устройств релейной защиты и автоматики (при условии обеспечения требуемой степени надежности электроснабжения) и т. п.

Изменение нагрузок ЭП во многих случаях имеет случайный характер. Поэтому при проектировании этих электросетей

большое внимание уделяется определению расчетных нагрузок их элементов. При этом широко используются статистико-вероятностные методы расчетов.

Очень важным является установление экономической соразмерности или оптимизации параметров распределительных сетей — выбор рационального количества и мощности РТ, радиусов действия сети 10 кВ, 380 В и т. п. При увеличении количества РТ и снижении их мощности увеличивается суммарная стоимость РТ, питающих нагрузку заданного района. Однако при этом могут быть уменьшены сечения проводов и кабелей, суммарная протяженность их, а следовательно, и снижены стоимость сетей 380 В, потери мощности и электроэнергии в них. Выбор оптимальных мощностей РТ и целесообразных радиусов действия распределительных сетей различных напряжений

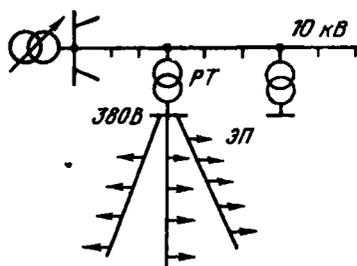


Рис. 6-18. Принципиальная схема распределительной сети.

необходимо производить на основании технико-экономических расчетов с учетом плотности нагрузки в районе, предполагаемой интенсивности роста нагрузок и т. п. При этом могут успешно использоваться специальные математические методы, например метод динамического программирования.

Расчеты по определению параметров режима распределительных сетей достаточно просты (см. § 2-4), но количество отдельных элементов в них очень велико. Поэтому для выполнения однотипных расчетов могут использоваться ЭВМ. В настоящее время разрабатываются программы для ЭВМ, позволяющие автоматизировать проектирование. Вопросы рационального проектирования распределительных сетей рассматриваются в специальных курсах [4; 15, 23].

## Глава седьмая

### ВОПРОСЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭКОНОМИЧНОСТИ РАБОТЫ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЕЙ

#### 7-1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

Электрические сети являются частью электроэнергетической системы. Экономичность работы сетей существенно влияет на экономичность работы энергосистем. Например, снижение потерь мощности в сетях энергосистем нашей страны на 1% высвобождает более 300 МВт установленной мощности электростанций, которая может быть использована для питания дополнительных потребителей. Снижение на 1% потерь электроэнергии дает ежегодную экономию электроэнергии более 1,5 млрд.

кВт·ч, что в свою очередь приведет к значительной экономии топлива на электростанциях. При наличии протяженных электросетей изменение потерь мощности в них влияет на экономическое распределение мощностей между электростанциями системы. Учет сетей при этом позволяет корректировать экономическую загрузку электростанций.

Вопросы учета сетей при оптимизации рабочих режимов в энергосистемах рассматриваются в специальных курсах [16]. Ниже рассмотрены некоторые возможные пути повышения экономичности работы сетей при их эксплуатации. В существующих сетях при наличии оборудования основное внимание приходится обращать на снижение потерь мощности и электроэнергии в элементах сети при выполнении всех технических требований. При этом следует иметь в виду, что около 60—70% потерь электроэнергии в сетях приходится на потери в сетях напряжением 10 кВ и ниже. В то же время в проводах и кабелях этих сетей вложена значительная часть всего цветного металла, затраченного в сетях. В связи с этим возможное снижение потерь мощности и электроэнергии в сетях указанных напряжений является весьма важным.

При заданной передаваемой активной мощности значение нагрузочных потерь мощности в линиях и обмотках трансформаторов можно снизить путем повышения уровня напряжения сети и уменьшения передаваемой реактивной мощности. Последнее может быть обеспечено за счет рационального использования установленных КУ. В линиях электропередачи сверхвысокого напряжения при плохой погоде потери на корону могут в ряде случаев превышать нагрузочные потери. В этих случаях может оказаться целесообразным несколько снизить уровень напряжений, что приведет к снижению суммарных потерь в линии.

Таким образом, изменение уровня напряжения в сети влияет на потери в ней. В режимах малых нагрузок потери холостого хода в трансформаторах могут превышать нагрузочные потери. В связи с этим возникает вопрос об экономической целесообразности отключения части трансформаторов в режимах малых нагрузок. Аналогичные вопросы возникают и при работе других агрегатов: СК, генераторов и т. п.

## **7-2. ПОВЫШЕНИЕ ЭКОНОМИЧНОСТИ РАБОТЫ НЕОДНОРОДНЫХ ЗАМКНУТЫХ СЕТЕЙ**

По мере развития электроэнергетических систем и увеличения количества трансформаций в схемах электроснабжения предусматривается работа сетей разных номинальных напряжений: 110, 220, 330 и 500 кВ. Такие сети отличаются неоднородностью: отношения реактивного сопротивления к активному  $\xi = x/r$  для их ветвей имеют разные значения. В этих условиях возникают некоторые нежелательные явления. Например, ос-

новной нагрузкой сети (рис. 7-1) является нагрузка  $H1$ ; нагрузки  $H2$  и  $H3$  имеют существенно меньшие значения мощности. Линия 220 кВ имеет значительно бóльшую пропускную способность, чем сеть 110 кВ. Поэтому основная часть нагрузки  $H1$  должна была бы получать электроэнергию по линии 220 кВ. Однако в соответствии с законом «естественного» распределения нагрузок в неоднородной замкнутой сети распределение мощности в ней происходит по полным сопротивлениям  $Z$  [см. (2-33)], что оказывается неэкономичным. Сеть более высокого напряжения (220 кВ) недогружается, а сеть с менее высоким напряжением (110 кВ) перегружается. В связи с этим условия нагрева проводов и потери напряжения в сети 110 кВ могут ограничивать пропускную способность всей сети и пропускная способность всей неоднородной сети

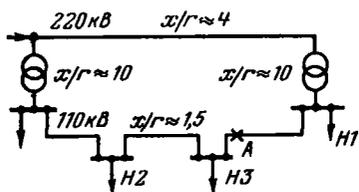


Рис. 7-1. Принципиальная схема неоднородной замкнутой сети напряжением 110—220 кВ.

оказывается сниженной. В ряде случаев это снижение может достигать 25% и более [21].

Помимо снижения пропускной способности неоднородной сети она обладает еще одним существенным недостатком: передача мощности по ней происходит при увеличенном значении потерь активной мощности и электроэнергии по сравнению с условиями в однородной сети. Наименьшими потери активной

мощности получились бы, если бы нагрузка распределялась между параллельными ветвями в соответствии с их активными сопротивлениями, а не полными. Это связано с тем, что потери активной мощности определяются активными сопротивлениями. В действительности же активная мощность нагрузки распределяется приблизительно в соответствии с реактивными сопротивлениями [см. (2-38а)]. Это приводит к увеличению потерь активной мощности, так как ветви с меньшим реактивным сопротивлением в неоднородной сети обладают относительно бóльшим активным сопротивлением. Так, в схеме представленной на рис. 7-1, увеличение потерь активной мощности может достигать 20%.

Таким образом, возникает задача повышения экономичности работы неоднородной замкнутой сети. Для этого может быть применено принудительное изменение распределения активной мощности.

*Деление сети низшего напряжения* является наиболее простым и не требует значительных затрат. Оно может быть проведено непосредственно в условиях эксплуатации. Для повышения надежности электроснабжения подстанций, получающих при этом одностороннее питание, в местах деления сети должны быть установлены устройства АВР. Деление сети при-

водит к вынужденному распределению нагрузок в сети низшего напряжения и поэтому снимает ограничения по нагрузке сети высшего напряжения. При правильном выборе мест деления снижаются потери активной мощности и электроэнергия в сети низшего напряжения, но при этом увеличиваются потери реактивной мощности. Это связано с тем, что при принудительном изменении режима увеличивается нагрузка ветвей с малыми активными и относительно большими реактивными сопротивлениями. Если в сети отсутствует резерв реактивной мощности, то в этом случае может оказаться необходимой установка дополнительных КУ.

Режим напряжений в сети в целом улучшается. Это происходит за счет устранения транзита мощности через сеть низшего напряжения, которая имеет меньшую пропускную способность.

Деление сети целесообразно производить в тех местах, где значения передаваемой активной мощности в экономичном режиме получаются сравнительно небольшими — см., например, точку А на рис. 7-1.

В некоторых случаях деление сети низшего напряжения может значительно увеличить эквивалентное сопротивление всей сети, а следовательно, привести к ухудшению условий устойчивости работы системы. Если эти условия являются определяющими при оценке пропускной способности сети, то деление выполнять нельзя. Кроме того, должна быть выяснена возможность применения устройств АВР, т. е. возможность кратковременного перерыва питания сети при данной схеме ее соединений с учетом значений и размещения нагрузок и схем соединения подстанций.

*Включение последовательных регулировочных трансформаторов* (см. рис. 1-11) с продольно-поперечным регулированием в ветви связи сетей различных номинальных напряжений создает добавочные э. д. с. Их необходимо изменять в соответствии с изменением рабочего режима сети. Это является определенным недостатком, так как при этом требуются контроль за рабочим режимом и автоматическое управление э. д. с. по условию оптимизации режима. В случае сложной сети, когда должно быть установлено несколько последовательных регулировочных трансформаторов, осуществление автоматического управления э. д. с. может вызывать затруднения.

*Применение продольно-емкостной компенсации.* Обычно она используется для улучшения условий устойчивости и повышения пропускной способности линии по этим условиям. При этом одновременно происходит изменение параметров ветвей сети и, в частности, повышение ее однородности, некоторое снижение потерь реактивной мощности за счет генерации реактивной мощности и уменьшения суммарных реактивных сопротивлений элементов сети. Однако эти установки имеют обычно сравнительно

высокую стоимость. Поэтому они могут оказаться целесообразными лишь при сравнительно небольшом количестве ветвей высшего напряжения.

Выбор наилучшего способа повышения экономичности неоднородных замкнутых сетей производится на основании технико-экономических расчетов.

### 7-3. ИЗМЕНЕНИЕ УРОВНЯ НАПРЯЖЕНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

Под *уровнем напряжения* в любой сети понимается некоторое среднее значение напряжения для этой сети в данном режиме ее работы. Влияние уровня напряжения на экономичность работы различно для электросетей, имеющих разный характер. Целесообразность изменения или регулирования уровня напряжения в конкретных условиях должна проверяться на основании технико-экономических расчетов [21].

В питающих сетях с напряжениями до 220 кВ включительно определяющими являются нагрузочные потери мощности и электроэнергии. Они в основном обратно пропорциональны квадрату уровня напряжения [см. (2-25)]. Поэтому в таких сетях обычно экономически выгодно поддерживать возможно более высокий уровень напряжения — до технического предела, который определяется наибольшим длительным допустимым значением напряжения в одном из узлов сети (см. § 4-1). Можно считать, что повышение уровня напряжения на 1% приводит к снижению нагрузочных потерь активной и реактивной мощности и потерь электроэнергии на 2%. Почти на 2% увеличивается и реактивная мощность, генерируемая линиями сети. Все эти условия являются положительными. Практически повышение уровня напряжения может быть относительно небольшим, приблизительно на 5%. Это означает, что в режимах больших нагрузок можно получить снижение нагрузочных потерь активной и реактивной мощности и электроэнергии примерно на 10% и увеличение генерации реактивной мощности линиями примерно на 10%.

Однако при этом могут возникнуть и нежелательные явления, например некоторое увеличение потерь активной мощности из-за усиления явления короны на проводах и потерь холостого хода в трансформаторах. Могут быть ограничения и по условиям перевозбуждения стали трансформаторов, не имеющих устройств РПН. В обычных условиях эти нежелательные явления оказывают относительно малое влияние на параметры режима сети, снижая положительный эффект до 8—9%.

Практически уровень напряжения в рассматриваемой питающей сети может изменяться или регулироваться независимо, если на всех пунктах связи ее с сетями других номинальных напряжений можно производить одновременное измене-

ние коэффициентов трансформации трансформаторов связи. При этом значения напряжений в сетях других ступеней трансформации практически остаются без изменений. Это справедливо и для значений нагрузок и для распределения активных и реактивных мощностей в этих сетях.

*В сетях сверхвысоких напряжений* относительно большими становятся потери холостого хода из-за короны на проводах и от емкостных токов. Например, на линиях 750 кВ в отдельных режимах работы (при плохой погоде) потери холостого хода становятся соизмеримыми с нагрузочными потерями. В этих условиях может оказаться целесообразным снижение уровня напряжения в сети в целом или на отдельных ее участках. Таким образом, в этих сетях наивысший уровень напряжения не всегда является наивыгоднейшим. В режимах малых нагрузок выгоднее снижать уровень напряжения. Иногда это целесообразно делать и для отдельных линий, если режимы их нагрузки не совпадают с режимами нагрузки остальной части сети.

Для осуществления изменения режима напряжений в линиях сверхвысоких напряжений в определенных пунктах их должны предусматриваться специальные регулирующие устройства, например устройства РПН на соответствующих обмотках трансформаторов и автотрансформаторов, источники реактивной мощности и т. п. Иногда при этом может быть экономически оправдано применение регулирующих устройств с относительно большими, чем обычно, диапазонами регулирования, так называемое «глубокое» регулирование.

*В распределительных сетях* основным является выполнение технического требования — обеспечения допустимых отклонений напряжения у ЭП (см. § 4-1). Однако возможности изменения уровня напряжения в этих сетях весьма ограничены.

Обычно изменение уровня напряжения может быть целесообразным в тех промышленных сетях, где режим напряжений влияет на производительность труда даже в сравнительно небольших допустимых пределах. Например, при малой нагрузке агрегаты работают почти в режиме холостого хода. При этом выгоднее снижать подведенное напряжение, что приводит к снижению непроизводительных потерь.

Заметное влияние подведенного напряжения на производительность агрегатов имеет место при некоторых автоматизированных процессах, в электролизных установках с вентиляционным выпрямителями и т. п. В этих случаях может быть экономически оправданным применение дополнительных регулирующих устройств для поддержания требуемого уровня напряжения. Необходимо иметь в виду, что увеличение уровня напряжения в распределительной сети обычно приводит к росту потребляемой реактивной мощности. Поэтому оно допустимо только при наличии достаточного резерва реактивной мощности в сети.

#### 7.4. ЭКОНОМИЧЕСКИЕ РЕЖИМЫ РАБОТЫ ТРАНСФОРМАТОРОВ

Потери мощности в трансформаторах складываются из потерь в стали и в обмотках трансформатора [см. (2-13)]. Потери мощности в стали не зависят от нагрузки трансформатора, потери в обмотках изменяются пропорционально изменению нагрузки в квадрате (рис. 7-2). При больших нагрузках потери мощности в обмотках значительно превышают потери в стали трансформатора. При малых нагрузках потери в стали трансформатора значительно больше, чем потери в его обмотках. Поэтому при параллельной работе нескольких трансформаторов для снижения потерь мощности и электроэнергии отключают часть трансформаторов при малых нагрузках.

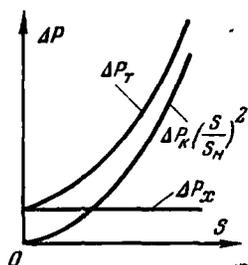


Рис. 7-2. Изменение потерь мощности в трансформаторе в зависимости от его нагрузки  $S$ .

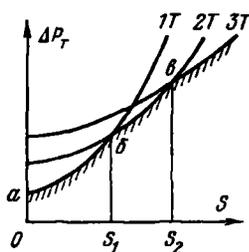


Рис. 7-3. Изменение потерь мощности в трансформаторах в зависимости от их нагрузки при различном числе работающих трансформаторов ( $n=1 \div 3$ ).

Ниже рассмотрен случай выбора экономически целесообразного числа включенных трансформаторов на подстанции, находящейся в центре мощной энергосистемы. Экономичность работы трансформаторов на подстанции можно рассматривать независимо, без учета питающей сети. Допустим, что на подстанции имеется  $n$  трансформаторов одинаковой мощности  $S_n$ . Потери в стали каждого трансформатора  $\Delta P_{ст}$ , потерь в обмотках при номинальной нагрузке  $\Delta P_{об}$ . На рис. 7-3 приведены кривые изменения потерь мощности в зависимости от нагрузки при различном количестве работающих трансформаторов (для простоты приведены кривые только для трех трансформаторов). При изменении нагрузки от 0 до  $S_1$  целесообразна работа одного трансформатора. При нагрузке в пределах от  $S_1$  до  $S_2$  экономически выгодна работа двух трансформаторов. При увеличении нагрузки сверх  $S_2$  следует включать третий трансформатор.

Нагрузка  $S$ , после которой целесообразно увеличивать количество включенных трансформаторов, определяется условием равенства потерь мощности при  $n$  и  $n+1$  трансформаторах. Этому соответствует точка  $b$  на рис. 7-3 при переходе от одного трансформатора к двум и точка  $v$  при переходе от двух трансформаторов к трем.

При  $n$  включенных трансформаторах и нагрузке  $S$  потери мощности равны:

$$(\Delta P_{\tau})_n = n \Delta P_x + \frac{1}{n} \Delta P_{\kappa} \left( \frac{S}{S_n} \right)^2. \quad (7-1)$$

При работе  $n+1$  трансформаторов при той же нагрузке подстанции потери мощности равны:

$$(\Delta P_{\tau})_{n+1} = (n+1) \Delta P_x + \frac{1}{n+1} \Delta P_{\kappa} \left( \frac{S}{S_n} \right)^2. \quad (7-2)$$

Из равенства (7-1) и (7-2) находим полную мощность  $S$ , при которой следует переходить от  $n$  к  $n+1$  включенным трансформаторам:

$$n \Delta P_x + \frac{1}{n} \Delta P_{\kappa} \left( \frac{S}{S_n} \right)^2 = (n+1) \Delta P_x + \frac{1}{n+1} \Delta P_{\kappa} \left( \frac{S}{S_n} \right)^2,$$

откуда

$$S = S_n \sqrt{\frac{\Delta P_x}{\Delta P_{\kappa}} n(n+1)}. \quad (7-3)$$

Если трансформаторы на подстанции неодинаковой мощности, то мощности  $S_1$ ,  $S_2$  и т. д. определяют на основании графического построения наподобие построения, приведенного на рис. 7-3.

Следует иметь в виду, что (7-3) дает лишь приближенное значение  $S$ . В действительности  $S$  должна быть несколько меньшей. Это связано с тем, что при изменении количества включенных трансформаторов одновременно изменяется и потребляемая ими реактивная мощность. Это может приводить к заметному изменению потерь мощности в сети, к которой присоединяются трансформаторы. Дополнительные потери активной мощности в сети за счет изменения реактивной мощности, потребляемой трансформаторами, определяются по формуле:

$$\Delta P_q = \sigma_q \Delta Q,$$

где  $\sigma_q$  — так называемый удельный прирост потерь активной мощности — коэффициент, зависящий от параметров сети и места размещения источника реактивной мощности, покрывающего потери ее в трансформаторах.

Суммарные потери активной мощности при этом определяются:

$$\Delta P' = \Delta P + \Delta P_q.$$

На рис. 7-4 показаны изменения  $\Delta P$ ,  $\Delta P'$  и  $\Delta Q$  при работе одного и двух трансформаторов. Мощность  $S'$ , при которой целесообразно переходить от одного к двум включенным трансформаторам, меньше мощности  $S$ , определенной без учета потерь реактивной мощности в трансформаторах.

Кривые, представленные на рис. 7-3 и 7-4, служат для ориентировочной оценки экономически целесообразного режима работы трансформаторов.

Практически отключение трансформаторов согласовывают с графиком изменения их нагрузок, стремясь к минимально возможному числу переключений в сети. Поэтому отключение трансформаторов обычно производят на сравнительно длительный период — на ночь, на выходные дни, на летний период. Следует иметь в виду, что для производства отключений трансформаторов

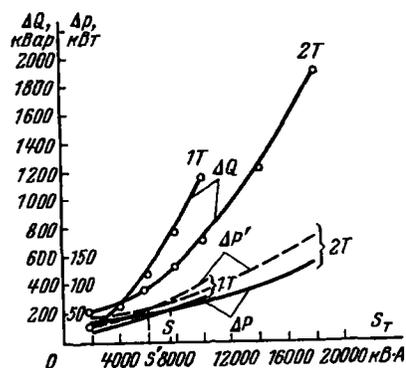


Рис. 7-4. Определение целесообразного количества включенных трансформаторов.

должна иметься соответствующая коммутационная аппаратура. Например, на схеме рис. 1-14 отключение одного из трансформаторов практически возможно осуществить только на подстанции 3, где это не влияет на работу остальной сети. На подстанциях 1 и 2 отключение одного из трансформаторов приведет к снижению нагрузки на одной из линий и к увеличению ее на другой. При этом увеличатся потери мощности в линиях. Таким образом, в данном случае при отключении

одного из трансформаторов снизятся потери в стали в нем, но зато увеличатся потери в обмотке другого трансформатора и в линии. Поэтому отключение одного из трансформаторов будет нецелесообразным.

Если подстанция питает ответственных потребителей, то при отключении одного из трансформаторов должно быть предусмотрено устройство АВР. Оно включит находящийся в резерве трансформатор при аварийном отключении работающего. При этом будет перерыв в электроснабжении потребителей на время работы устройства АВР, т. е. на несколько секунд. Следует иметь в виду, что такой перерыв в работе может быть допущен не для всех потребителей, что необходимо учитывать при определении целесообразности отключения части трансформаторов.

# ПРИЛОЖЕНИЯ

## П1. ХАРАКТЕРИСТИКИ ПРОВОДОВ

Таблица П1-1

Голые алюминиевые и сталеалюминиевые провода

Марка провода	Масса 1 км провода, кг	Наружный диаметр провода, мм	Длительно допустимый ток нагрузки, А		Активное сопротивление при температуре $\pm 20^{\circ}\text{C}$ , Ом/км
			вне помещения	внутри помещений	

### Алюминиевые провода

A-16	44	5,1	105	75	1,98
A-25	68	6,4	135	105	1,28
A-35	95	7,5	170	130	0,92
A-50	136	9,0	215	165	0,64
A-70	191	10,7	265	210	0,46
A-95	257	12,4	320	255	0,34
A-120	322	14,0	375	300	0,27
A-150	407	15,8	440	355	0,21
A-185	503	17,5	500	410	0,17

### Сталеалюминиевые провода

AC-10	36	4,4	80	50	3,12
AC-16	62	5,4	105	75	2,06
AC-25	92	6,6	130	100	1,38
AC-35	150	8,4	175	135	0,85
AC-50	196	9,6	210	165	0,65
AC-70	275	11,4	265	210	0,46
AC-95	386	13,5	330	260	0,33
AC-120	492	15,2	380	305	0,27
AC-150	617	17,0	445	365	0,21
AC-185	771	19,0	510	425	0,17
ACO-240	937	21,6	605	505	0,130
ACP-300	1098	23,5	690	580	0,108
ACO-400	1501	27,2	825	710	0,080
ACO-500	1836	30,2	945	815	0,065
ACO-600	2206	33,1	1050	920	0,055
ACO-700	2756	37,1	1220	1075	0,044
ACU-120	530	15,5	375	—	0,28
ACU-150	678	17,5	450	—	0,21
ACU-185	850	19,6	515	—	0,17
ACU-240	1111	22,4	610	—	0,131
ACU-300	1390	25,2	705	—	0,106
ACU-400	1840	29,0	850	—	0,079

Примечания: 1. Допустимые длительные токовые нагрузки соответствуют допустимой температуре нагрева проводов, равной  $\pm 70^{\circ}\text{C}$ .

2. В приложениях П1 и П2 приведены данные не для всех марок алюминиевых и сталеалюминиевых проводов, имеющих в ГОСТ 839-59 (перезданном в 1966 г.).

**П2. ИНДУКТИВНЫЕ СОПРОТИВЛЕНИЯ И ЕМКОСТНЫЕ  
ПРОВОДИМОСТИ ВОЗДУШНЫХ ЛИНИЙ С АЛЮМИНИЕВЫМИ  
И СТАЛЕАЛЮМИНИЕВЫМИ ПРОВОДАМИ**

*Таблица П2-1*

**Индуктивные сопротивления, Ом/км**

Среднегеометрическое расстояние между проводами, м	A-16	A-25	A-35	A-50	A-70	A-95	A-120	A-150	A-185
0,4	0,333	0,319	0,308	0,297	0,283	0,274	—	—	—
0,6	0,358	0,345	0,336	0,325	0,309	0,300	0,292	0,287	0,280
0,8	0,377	0,363	0,352	0,341	0,327	0,318	0,310	0,305	0,298
1,0	0,391	0,377	0,366	0,355	0,341	0,332	0,324	0,319	0,313
1,25	0,405	0,391	0,380	0,369	0,355	0,346	0,338	0,333	0,327
1,5	0,416	0,402	0,391	0,380	0,366	0,357	0,349	0,344	0,338
2,0	0,435	0,421	0,410	0,393	0,385	0,376	0,368	0,363	0,357
2,5	0,449	0,435	0,424	0,413	0,399	0,390	0,382	0,377	0,371
3,0	0,460	0,446	0,435	0,423	0,410	0,401	0,393	0,388	0,382
3,5	—	—	0,445	0,433	0,420	0,411	0,403	0,398	0,384
4,0	—	—	—	—	0,428	0,419	0,411	0,406	0,400
4,5	—	—	—	—	0,435	0,426	0,418	0,413	0,407
5,0	—	—	—	—	0,442	0,433	0,425	0,420	0,414
5,5	—	—	—	—	—	—	0,431	0,426	0,420

*Продолжение табл. П2-1*

Среднегеометрическое расстояние между проводами, м	АС-35	АС-50	АС-70	АС-95	АС-120	АС-150	АС-185	АСО-240]
2,0	0,403	0,392	0,382	0,371	0,365	0,358	—	—
2,5	0,417	0,406	0,396	0,385	0,379	0,372	—	—
3,0	0,429	0,418	0,408	0,397	0,391	0,384	0,377	0,357
3,5	0,438	0,427	0,417	0,406	0,400	0,398	0,386	0,366
4,0	—	0,435	0,425	0,414	0,408	0,401	0,394	0,376
4,5	—	—	0,433	0,422	0,416	0,409	0,402	0,383
5,0	—	—	0,440	0,429	0,423	0,416	0,409	0,390
5,5	—	—	—	—	0,429	0,422	0,415	0,396
6,0	—	—	—	—	—	—	—	0,401
6,5	—	—	—	—	—	—	—	0,405
7,0	—	—	—	—	—	—	—	0,410
7,5	—	—	—	—	—	—	—	0,415

Продолжение табл. П2-1

АСО-300	АСО-400	АСО-500	АСО-600	АСО-700	АСУ-300	АСУ-400
0,396	0,386	—	—	—	0,402	0,393
0,402	0,393	—	—	—	0,407	0,398
0,405	0,396	0,390	0,384	0,378	0,412	0,403
0,410	0,401	0,394	0,388	0,380	0,417	0,408
0,414	0,405	0,399	0,393	0,385	0,421	0,412
0,416	0,407	0,402	0,396	0,388	0,424	0,415
0,422	0,414	0,405	0,400	0,393	0,427	0,420

Таблица П2-2

роводимость воздушных линий с сталеалюминиевыми  
 $\text{Эм/км} \cdot 10^{-6}$

АС-70	АС-95	АС-120	АС-150	АС-185	АСО-240
2,79	2,87	2,92	2,97	3,03	3,11
2,73	2,81	2,85	2,90	2,96	3,03
2,68	2,75	2,79	2,85	2,90	2,96
2,62	2,69	2,74	2,79	2,84	2,90
2,58	2,65	2,69	2,74	2,82	2,86
—	—	2,67	2,70	2,74	2,80
—	—	—	—	—	2,76
—	—	—	—	—	2,74
—	—	—	—	—	2,70
—	—	—	—	—	2,68

Среднегеометрическое расстояние между проводами, м	АСО-300	АСО-400	АСО-500	АСО-600	АСО-700	АСУ-300	АСУ-400
6,0	2,80	2,87	—	—	—	2,84	2,91
6,5	2,76	2,84	—	—	—	2,80	2,87
7,0	2,72	2,80	—	—	—	2,77	2,83
7,5	2,70	2,77	2,81	2,86	2,91	2,73	2,80
8,0	2,68	2,74	2,79	2,82	2,88	2,70	2,77
8,5	2,66	2,71	2,76	2,80	2,85	2,68	2,75
9,0	2,62	2,69	2,72	2,77	2,82	—	—

**П3. ДЛИТЕЛЬНО ДОПУСТИМЫЕ НАГРУЗКИ НА СИЛОВЫЕ КАБЕЛИ**

Таблица П3-1

Кабели на 1—10 кВ с медными и алюминиевыми жилами с бумажной пропитанной изоляцией в свинцовой или алюминиевой оболочке, прокладываемые в земле при температуре почвы 15° С

Сечение токопроводящей жилы, мм <sup>2</sup>	Длительно допустимые токи, А*							
	Трехжильные кабели с поясной изоляцией						Четырехжильные кабели 1 кВ	
	До 3 кВ		6 кВ		10 кВ			
	Медь	Алюминий	Медь	Алюминий	Медь	Алюминий	Медь	Алюминий
2,5	40	31	—	—	—	—	—	—
4	55	42	—	—	—	—	50	38
6	70	55	—	—	—	—	60	46
10	95	75	80	60	—	—	85	65
16	120	90	105	80	95	75	115	90
25	160	125	135	105	120	90	150	115
35	190	145	160	125	150	115	175	135
50	235	180	200	155	180	140	215	165
70	285	220	245	190	215	165	265	200
95	340	260	295	225	265	205	310	240
120	390	300	340	260	310	240	350	270
150	435	335	390	300	355	275	395	305
185	490	380	440	340	400	310	450	345
240	570	440	510	390	460	355	—	—

\* Соответствуют следующим допустимым температурам нагрева жил кабелей: для кабелей до 3 кВ — + 80° С, 6 кВ — + 65° С и 10 кВ — + 60° С.

Таблица ПЗ-2

Кабели на 1 — 10 кВ с медными и алюминиевыми жилами с бумажной пропитанной изоляцией в свинцовой или в алюминиевой оболочке, прокладываемые на открытом воздухе при температуре  $+25^{\circ}\text{C}$

Сечение токопроводящей жилы, мм <sup>2</sup>	Длительно допустимые токи, А							
	Трехжильные кабели с поисной изоляцией						Четырехжильные кабели 1 кВ	
	До 3 кВ		6 кВ		10 кВ			
	Медь	Алюминий	Медь	Алюминий	Медь	Алюминий	Медь	Алюминий
2,5	28	22	—	—	—	—	—	—
4	37	29	—	—	—	—	35	27
6	45	35	—	—	—	—	45	35
10	60	46	55	42	—	—	60	45
16	80	60	65	50	60	46	80	60
25	105	80	90	70	85	65	100	75
35	125	95	110	85	105	80	120	95
50	155	120	145	110	135	105	145	110
70	200	155	175	135	165	130	185	140
95	245	190	215	165	200	155	215	165
120	285	220	250	190	240	185	260	200
150	330	255	290	225	270	210	300	230
185	375	290	325	250	305	235	340	260
240	430	330	375	290	350	270	—	—

Примечание. См. сноску к табл. ПЗ-1.

Таблица ПЗ-3

Поправочные коэффициенты на количество работающих кабелей, лежащих рядом в земле в трубах и без труб

Расстояние в свету, мм	Поправочные коэффициенты при количестве кабелей					
	1	2	3	4	5	6
100	1	0,9	0,85	0,8	0,78	0,75
200	1	0,92	0,87	0,84	0,82	0,81
300	1	0,93	0,90	0,87	0,86	0,85

Примечание. При определении допустимых расчетных нагрузок резервные кабели не учитываются.

Таблица ПЗ-4

Поправочные коэффициенты на температуру земли и воздуха для определения допустимых токов нагрузок на силовые кабели в голые провода

Предельная температура среды, °С	Нормированная температура проводников, °С	Поправочные коэффициенты при фактической температуре среды, °С									
		-5	0	+5	+10	+15	+20	+25	+30	+35	+40
125	80	1,14	1,11	1,08	1,04	1,00	0,96	0,92	0,88	0,83	0,78
25	80	1,24	1,20	1,17	1,13	1,09	1,04	1,00	0,95	0,90	0,85
5	70	1,29	1,24	1,20	1,15	1,11	1,05	1,00	0,94	0,88	0,81
15	65	1,18	1,14	1,10	1,05	1,00	0,95	0,89	0,84	0,77	0,71
25	65	1,32	1,27	1,22	1,17	1,12	1,06	1,00	0,94	0,87	0,79
15	60	1,20	1,15	1,12	1,06	1,00	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67
25	60	1,35	1,31	1,25	1,20	1,12	1,07	1,00	0,93	0,85	0,76

#### П4. ОСНОВНЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ СИЛОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ И АВТОТРАНСФОРМАТОРОВ (ВЫДЕРЖКИ ИЗ ГОСТ 11677-75, 11920-73, 12965-74 и 15957-70)

Тип трансформатора или автотрансформатора условно обозначают буквами и цифрами. Буквами обозначают количество фаз, систему охлаждения, количество обмоток, вид переключения ответвлений, грузопорность трансформатора, цифрами — номинальную мощность трансформатора и класс напряжения.

Таблица П4-1

Трансформаторы трехфазные 1000 — 80 000 кВ·А до 35 кВ включительно

Номинальная мощность, кВ·А	Верхний предел номинальных напряжений, кВ		Потери, кВт			Напряжение к. з., % номинальных напряжений	Ток х. х. % номинальных токов
			х. х.		к. з.		
	ВН	НН	Уровень А	Уровень Б			
1000	10	0,69	2,1	2,45	12,2	5,5	1,4
	35	0,69	2,35	2,75	12,2	6,5	1,5
	35	11,0	2,35	2,75	11,6	6,5	1,5
1600	10	0,69	2,8	3,3	18,0	5,5	1,3
	10	6,3	2,8	3,3	16,5	5,5	1,3
	35	0,69	3,1	3,65	18,0	6,5	1,4
2500	35	11,0	3,1	3,65	16,5	6,5	1,4
	10	0,69	3,9	4,6	25,0	5,5	1,0
	10	10,5	3,9	4,6	23,0	5,5	1,0
4000	35	0,69	4,35	5,1	25,0	6,5	1,1
	35	10,5	4,35	5,1	23,0	6,5	1,1
	10	6,3	5,45	6,4	33,5	6,5	0,9
6300	35	11,0	5,7	6,7	33,5	7,5	1,0
	10	6,3	7,65	9,0	46,5	6,5	0,8
	35	11,0	8,0	9,4	46,5	7,5	0,9

Трансформаторы типов ТМ и ТМН 1000 — 6300 кВ·А

1000	10	0,69	2,1	2,45	12,2	5,5	1,4
	35	0,69	2,35	2,75	12,2	6,5	1,5
	35	11,0	2,35	2,75	11,6	6,5	1,5
1600	10	0,69	2,8	3,3	18,0	5,5	1,3
	10	6,3	2,8	3,3	16,5	5,5	1,3
	35	0,69	3,1	3,65	18,0	6,5	1,4
2500	35	11,0	3,1	3,65	16,5	6,5	1,4
	10	0,69	3,9	4,6	25,0	5,5	1,0
	10	10,5	3,9	4,6	23,0	5,5	1,0
4000	35	0,69	4,35	5,1	25,0	6,5	1,1
	35	10,5	4,35	5,1	23,0	6,5	1,1
	10	6,3	5,45	6,4	33,5	6,5	0,9
6300	35	11,0	5,7	6,7	33,5	7,5	1,0
	10	6,3	7,65	9,0	46,5	6,5	0,8
	35	11,0	8,0	9,4	46,5	7,5	0,9

Номинальная мощность, кВ·А	Верхний предел номинальных напряжений, кВ		Потери, кВт			Напряжение к. з., % номинальных напряжений	Ток х. х., % номинальных токов
			х. х.		к. з.		
	ВН	НН	Уровень А	Уровень Б			

Трансформаторы типов ТД 10 000 — 40 000 кВ·А и ТДЦ 80 000 кВ·А

10 000	38,5	10,5	12,3	14,5	65	7,5	0,8
16 000	38,5	10,5	17,8	21	90	8,0	0,6
40 000	38,5	10,5	31,0	36,0	165	8,5	0,4
80 000	38,5	10,5	53,0	60,0	280	9,5	0,13

Примечание. Количество регулировочных ответвлений в обмотке ВН и соответствующие этим ответвлениям пределы регулирования устанавливаются следующие: а) у трансформаторов с РПН мощностью 1000—6300 кВ·А при напряжении 6 и 10 кВ  $\pm 10\%$  — не менее  $\pm 8$  ступеней, мощностью 1000—6300 кВ·А при напряжении ВН 13,8; 15,76; 20 и 35 кВ  $\pm 9\%$  — не менее  $\pm 6$  ступеней; б) у трансформаторов с ПВВ  $U = U_{\text{н}} = \pm 2 \times 2,5\%$ .

Буквенные обозначения трансформаторов: ТМ, ТДЦ, ТМН, ОДЦГ и т. д. Первая буква указывает количество фаз (Т — трехфазный; О — однофазный); вторая, а у некоторых типов трансформаторов вторая и третья буквы указывают на систему охлаждения (М — естественное масляное; Д — масляное с дутьем, т. е. с обдуванием бака при помощи вентилятора; Ц — принудительная циркуляция масла через водяной охладитель; ДЦ — принудительная циркуляция масла через пристроенные на баке охладитель, обдуваемые вентиляторами). Следующие буквы указывают на количество обмоток (Т — три), способ регулирования напряжения (Н — встроенное, под нагрузкой), выполнение трансформатора с защитой при помощи азотной подушки, без расширителя (З), расщепление обмотки НН (Р — после количества фаз).

Таблица П4-2

Трансформаторы трехфазные мощностью 2500—40 000 кВ·А класса напряжения 110 кВ (ГОСТ 12 985-74)

Тип трансформатора	Номинальная мощность, МВ·А	Сочетание напряжений, кВ		Потери, кВт			Напряжение к. з., % номинального напряжения	Ток х. х., % номинального тока
		ВН	НН	х. х.		к. з.		
				Уровень А	Уровень Б			

Двухобмоточные

Повыжающие с РПН в пределах  $U_{\text{н}} = \pm 9 \times 1,78\%$  (для трансформатора 2,5 МВ·А — в пределах  $+10 \times 1,5\%$  и  $-8 \times 1,5\%$ )

ТМН	2,5	110	6,6; 11	5,5	6,5	22	10,5	1,5
	6,3	115		10	13	49	10,5	
ТДН	10	115	6,3—6,3*; 10,5—10,5*	14	18	60	10,5	0,85
	16	115		21	26	90	10,5	
ТРДН	25	115	6,3—6,3*; 10,5—10,5*	29	36	120	10,5	0,78
	32	115		35	44	145	10,5	
ТРДЦН	40	115	6,3—6,3*; 10,5—10,5*; 6,3—10,5*; 38,5	42	52	175	10,5	0,60
	63	115		59	73	245	10,5	
	80	115		70	89	310	10,5	
	125	115		100	120	400	10,5	

Тип трансформатора	Номинальная мощность, МВ·А	Сочетание напряжений, кВ		Потери, кВт			Напряжение к. з., % номинального напряжения	Ток к. з., % номинального тока	
		ВН	НН	х. х.		к. з.			
				уровень А	уровень Б				
<b>Повышающие с ПБВ в пределах <math>U_n = \pm 2 \times 2,5\%</math></b>									
ТД	40	121	6,3; 10,5	42	52	175	10,5	0,7	
ТД	80	121	6,3; 10,5; 13,8	70	89	315	10,5	0,6	
ТДЦ	125	121	10,5; 13,8	100	120	400	10,5	0,5	
ТДЦ	200	121	13,8; 15,75; 18	140	170	550	10,5	0,5	
ТДЦ (без регулировочных ответвлений)	250	121	15,75	160	200	640	10,5	0,5	
	400	121	20,0	260	320	900	10,5	0,45	
<b>Трехобмоточные</b>									
ТМТН	6,3	115	38,5	6,6; 11	14	17	58	ВН—СН—10,5%	1,2
ТДТН	10	115	38,5	6,6; 11	19	23	76	ВН—НН—17%	1,1
ТДТН	16	115	38,5	6,6; 11	26	32	96	СН—НН—6%	1,0
ТДТН	25	115	11; 38,5	6,6; 11	36	45	140	Для трансформаторов 63	0,9
ТДТН	40	115	11; 38,5	6,6; 11	50	63	200	и 80 МВ·А	0,8
ТДТН	63	115	11; 38,5	6,6; 11	70	87	290		0,7
ТДТН	80	115	11; 38,5	6,6; 11	82	102	390	СН—НН—6,5%	0,6

\* Двухобмоточные трансформаторы с расщепленными обмотками НН имеют мощность обмоток: ЦН — 100%, НН1 и НН2 — по 50%.

**Примечание.** Трехобмоточные трансформаторы имеют переключающее устройство в нейтральной обмотке ВН для регулирования напряжения под нагрузкой в пределах  $U_n = \pm 9 \times 1,78\%$ . Обмотки СН на напряжения 38,5 кВ трехобмоточных трансформаторов должны иметь ответвления для переключения без возбуждения (ПБВ) в пределах  $U_n = \pm 2 \times 2,5\%$ .

Цифры надписывают дробью, числитель которой означает номинальную мощность трансформатора, кВ·А, знаменатель — высшее напряжение или высший из классов напряжения обмоток ВН, кВ, (для трансформаторов 6, 10, 35 кВ), принимаемый в данном типе трансформатора.

В автотрансформаторе с напряжением стороны СН класса 110 кВ и выше добавляется в виде сложной дроби обозначение класса напряжения стороны СН.

Две последние цифры обозначают год начала выпуска трансформаторов данной конструкции (даются не всегда).

У автотрансформаторов к буквенному обозначению вначале добавляют букву А.

**Пример условного обозначения.** Трехфазные двухобмоточные трансформаторы с естественным масляным охлаждением, с РПН, номинальной мощностью 1000 кВ·А, класса 35 кВ, конструкции 1965 г. ТМН-1000/35-65 (табл. П4-1—П4-3).

Таблица П4-8

Трансформаторы и автотрансформаторы трехфазные мощностью  
10 000—250 000 МВ·А класса напряжения 220 кВ

Тип трансформатора	Номинальная мощность, МВ·А	Сочетание напряжений, кВ		Потери, кВт			Напряжение к. з., % номинальных напряжений	Ток к. з., % номинальных токов
				х. х.		к. з.		
		ВН	НН	Уровень А	Уровень Б			

*Двухобмоточные*

Понижающие с РПН в пределах  $U_n = \pm 8 \times 1,5\%$   
и с расщепленными обмотками\*

ТРДН	32	230	} 6,6—6,6; 11—11; 6,6—11;	43	53	167	12	0,9	
					43	53	167	12	0,9
ТРДЦН	63	230	} 38,5 11-11; 38,5 11-11; 38,5	67	82	300	12	0,8	
	100	230			94	115	360	12	0,7
	160	230			140	167	525	12	0,6

Повышающие с ПБВ в пределах  $U_n = \pm 2 \times 2,5\%$

ТДЦ	80	242	} 6,3; 10,5; 13,8 10,5; 13,8	85	105	320	11	0,6
	125	242			115	135	380	11
	200	242	} 13,8; 15,75; 18,0 13,8; 15,75	170	200	580	11	0,45
	250**	242			210	240	650	11
ТЦ	400**	242	} 15,75; 20 15,75; 20	280	330	880	11	0,4
	630**	242			320	380	1300	11

*Трехобмоточные*

ТДТН	25	230	22	} 6,6 11 11	41	50	135	12,5	20	6,5	1,2	
	40	230	38,5			54	66	240	12,5	20	6,5	1,1
	63	230	38,5			75	91	320	12,5	20	6,5	1,0

Автотрансформаторы с РПН на стороне СН в линии  
в пределах  $U_n = \pm 6 \times 2\%$

АТДТН АТДЦТН	32	230	121	} 6,6; 11; 38,5	27	32	145	11	34	21	0,6	
	63	230	121			37	45	215	11	35	22	0,5
	100	230	121	} 6,3; 10,5; 38,5	65	75	260	11	31	19	0,5	
	125	230	121			75	85	290	11	31	19	0,5
	160	230	121	} 6,3; 10,5; 13,8; 15,75	85	100	380	11	32	20	0,5	
		200	230	121	} 10,5; 13,8; 15,75; 38,5	105	125	430	11	32	20	0,5
		250	230	121			120	145	520	11	32	20

\* См. табл. П4-2. При напряжении обмоток НН 38,5 кВ они изготавливаются нерасщепленными.

\*\* Трансформаторы изготавливаются без регулировочных ответвлений.

Примечания: 1. Трехобмоточные трансформаторы имеют переключающее устройство в нейтральной обмотки ВН для регулирования напряжения под нагрузкой в пределах  $U_n = \pm 8 \times 1,5\%$ . Обмотки СН имеют ответвления ПБВ в пределах  $U_n = \pm 2 \times 2,5\%$  при токе, не превышающем 700 А, и  $U_n = \pm 5\%$  при токе в пределах от 700 до 1000 А. При токе более 1200 А трансформаторы изготавливаются без регулировочных ответвлений.

2. Мощности обмоток трехобмоточных трансформаторов равны 100/100/100%.

3. Мощность обмотки НН автотрансформаторов равна 50%.

## П5. ПРИМЕР ВЫБОРА ВАРИАНТА СХЕМЫ СЕТИ НАПРЯЖЕНИЕМ 110 кВ

Выбрать наиболее целесообразный вариант схемы сети 110 кВ для электроснабжения потребителей *A*, *B* и *B* от районной подстанции *O* (рис. П5-1 *a*). Расстояние между пунктами, а также мощности, потребляемые в пунктах *A*, *B* и *B* в режиме наибольших нагрузок, указаны. Продолжительность использования наибольших нагрузок для всех потребителей одинакова и равна  $T_m = 4000$  ч.

Сеть предполагается выполнить на одноцепных или двухцепных железобетонных опорах, провода сталеалюминевые. В табл. П5-1 приведены данные о стоимости 1 км таких линий с проводами различных сечений для данного

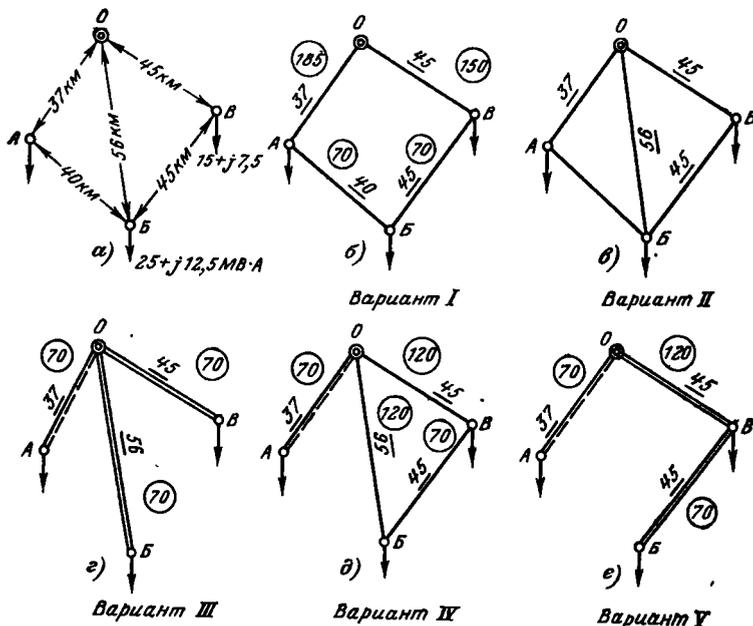


Рис. П5-1. К примеру выбора варианта схемы сети.

района, который по климатическим условиям соответствует 2-му району гололедности [30].

Стоимость 1 кВт·ч потерь электроэнергии равна 0,9 коп. Недоотпуск 1 кВт·ч при перерывах электроснабжения потребителей 2-й категории, питающихся от пункта *A*, ориентировочно оценивается 0,8 руб. Потребители, присоединенные к пунктам *B* и *B*, требуют резервирования по сети. Во всех пунктах устанавливается по два понижающих трансформатора 110/10 кВ. При отключении одного из трансформаторов оставшийся в работе трансформатор должен обеспечить электроснабжение потребителей полностью, при этом он может быть перегружен не более чем на 40%.

Решение. В соответствии с предъявляемыми к проектируемой сети требованиями намечаем целесообразные варианты выполнения сети, изображенные на рис. П5-1, *b—e*. На схемах указаны длины линий в километрах (цифры подчеркнуты).

**Характеристика намеченных вариантов схем сети.** В варианте I (рис. П5-1, *b*) питание пунктов *A*, *B* и *B* производится по кольцевой схеме. Транс-

Таблица П5-1

Стоимость 1 км линий на напряжении 110 кВ со сталеалюминиевыми проводами на одноцепных и двухцепных железобетонных опорах\*

Сечение проводов, мм <sup>2</sup>	Стоимость 1 км одной цепи линии, сооружаемой на опорах, тыс. руб.		Сечение проводов, мм <sup>2</sup>	Стоимость 1 км одной цепи линии, сооружаемой на опорах, тыс. руб.	
	Одноцепные опоры	Двухцепные опоры		Одноцепные опоры	Двухцепные опоры
70	6,9	10,9	185	7,6	13,3
95	6,9	11,0	240	8,4	14,3
120	6,7	11,1	300	8,8	15,8
150	6,9	11,7			

\*Данные ориентировочные, предназначены для сравнения вариантов в рассматриваемом примере.

форматоры 110/10 кВ в пунктах *A*, *B* и *B* присоединяются к сети 110 кВ без выключателей. На подстанциях в пунктах *A*, *B* и *B* устанавливается по одному секционному выключателю 110 кВ. На подстанции *O* количество выключателей 110 кВ равно количеству отходящих линий. Одним из недостатков является то, что при отключении головных участков сети и, в частности, участка *O—A* могут возникнуть значительные потери напряжения, что требует дополнительной проверки.

В варианте *II* (рис. П5-1, *в*) в целях облегчения послеаварийных режимов работы сети при отключении головных участков *O—A* и *O—B* прокладывается дополнительная линия *O—B*, связывающая пункт питания с пунктом *B*, потребляющим наибольшую нагрузку. Трансформаторы 110/10 кВ во всех пунктах присоединяются к сети 110 кВ без выключателей. На подстанциях *A* и *B* устанавливается по одному секционному выключателю, а на подстанции *B* для присоединенных трех линий применяется схема с тремя выключателями, соединенными по схеме треугольника [25]. Следует отметить, что в вариантах *I* и *II* питание потребителей 2-й категории, присоединенных к пункту *A*, производится по резервированному, т. е. по более надежному, схемам.

В варианте *III* пункты *A*, *B* и *B* питаются отдельными радиальными линиями. Пункты *B* и *B* питаются двухцепными линиями, сооружаемыми на общих двухцепных опорах. Для питания пункта *A* рассматриваются два варианта: а) сооружение двухцепной линии и б) сооружение одноцепной линии, при этом в случае повреждения линии *O—A* питание потребителей прекращается на время исправления повреждения. Понижающие подстанции 110/10 кВ, сооружаемые в пунктах *A*, *B*, *B*, выполняются по упрощенным схемам без выключателей на стороне 110 кВ. К числу достоинств варианта *III* относится то, что существенно сокращается длина трасс линий по сравнению с вариантами *I* и *II*, что упрощает обслуживание сети. Схема сети является простой и наглядной. Защита радиальной сети от токов короткого замыкания, т. е. отключение поврежденного участка сети, может быть обеспечено проще, чем в кольцевой или сложнорамной схемах сети вариантов *I* и *II*. Каждый участок сети питает один пункт, поэтому сечения проводов могут быть меньшими. Основным недостатком данной схемы является относительно большая протяженность линий сети.

В варианте *IV* в целях сокращения длины линий по сравнению с вариантом *III* и облегчения режимов работы сети при отключении головного участка *O—A* сети (вариант *I*) питание пунктов *B* и *B* производится по кольцевой схеме, а пункт *A* питается радиальной линией, которая может быть выполнена резервированной (вариант *IVa*) или нерезервированной (вариант *IVб*). Схемы

подстанций и количество выключателей 110 кВ принимаются такими же, как и для соответствующих частей схем в предыдущих вариантах.

В варианте V от подстанции O отходят две радиальные линии к пункту B, а затем от пункта B к пункту А. При этом существенно сокращается длина линий и трасс по сравнению с соответствующими их значениями в варианте III, однако увеличивается сечение проводов на участке O—B. Пункт B присоединяется к проходящей двухцепной линии по схеме отпаек без выключателей 110 кВ. Питание потребителей пункта А производится так же, как и в вариантах III и IV.

**Предварительное сравнение намеченных вариантов схем сети.** Прежде чем производить детальное экономическое сравнение намеченных вариантов схем сети, сравниваем их по некоторым приближенным показателям, характеризующим в известной степени экономичность сооружения сети. Предполагая, что сечение проводов ВЛ различаются не сильно, в качестве таких показателей принимают суммарную длину линий сооружаемой сети, а также длину трасс всех линий и количество выключателей 110 кВ, которые должны быть установлены на подстанциях O, А, Б и В. При определении длины трасс линий не учитывается количество цепей, прокладываемых по одной трассе.

В табл. П5-2 приведены указанные данные для всех вариантов схем. Анализ табл. П5-2 показывает, что вариант II обладает значительно худшими показателями, чем остальные варианты; так, длина трасс линий для этого варианта в 1,3—1,7 раза превышает соответствующие значения для других вариантов. Длина линий в этом варианте так же весьма значительна. Учитывая, что все линии здесь сооружаются на одноцепных опорах, можно считать, не производя экономических расчетов, что стоимость линий сети и расходы на ее эксплуатацию в данном варианте должны получиться наибольшими. Количество выключателей 110 кВ в этом варианте также больше, чем в остальных. Таким образом, на основании предварительного анализа можно установить, что вариант II обладает худшими экономическими показателями и нет смысла определять их более детально. Кроме того, вариант II имеет наиболее сложную и менее наглядную схему сети, очевидно, что защита

Таблица П5-2

**Протяженность трасс, линий и количество выключателей 110 кВ для сравниваемых схем сети**

№ варианта	Суммарная длина, км		Количество выключателей 110 кВ на подстанциях O, А, Б и В	№ варианта	Суммарная длина, км		Количество выключателей 110 кВ на подстанциях O, А, Б и В
	трасс	линий			трасс	линий	
I	167	167	5	IVa	183	220	6
II	223	223	8	IVб	183	183	5
IIIa	138	276	6	Va	127	254	4
IIIб	138	239	5	Vб	127	217	3

такой сети и ее эксплуатация будут более сложными, чем для остальных вариантов. В связи с этим вариант II из дальнейшего рассмотрения исключается.

Вариант I обладает лучшими показателями. Однако для оценки целесообразности дальнейшего более детального анализа технико-экономических показателей для этого варианта необходимо, хотя бы приближенно, определить возможные значения потерь напряжения в послеаварийных режимах — при отключении головных участков сети. Наиболее тяжелым будет отключение участка O—А, по которому в нормальном режиме должна протекать большая мощность, чем по участку O—B. Кроме того, длина участка O—B также

больше, чем длина участка  $O-A$ . Приближенную оценку потери напряжения при отключении линии  $O-A$  производим по некоторым средним значениям погонных сопротивлений линий, поскольку сечения проводов на данном этапе расчетов еще не определялись. В качестве средних значений принимаем  $r=0,25$  Ом/км и  $x=0,4$  Ом/км. При этом получаем  $\Delta U_{OAB} = 19\%$ , что представляется приемлемым, поскольку длительность послеаварийного режима относительно невелика. При этом предполагается, что, изменяя коэффициент трансформации трансформаторов с РПН на подстанции  $A$  можно установить требуемый режим напряжений.

Некоторые сомнения вызывает вариант III, длина линий в котором получается наибольшей, число выключателей также достаточно велико. В то же время в этом варианте наименьшая длина трасс линий, очень проста и наглядна схема сети, сечения проводов линий должны быть относительно небольшими. Учитывая указанные достоинства варианта III, условно оставляем его для дальнейшего сравнения.

В вариантах III—V рассматриваются два подварианта схемы питания пункта  $A$ . Поскольку во всех этих вариантах пункт  $A$  питается независимо от других, то сравнение производится только для варианта III. Для вариантов IV и V экономические показатели определяются только для лучшего из вариантов.

*Сравнение вариантов схем сети по приведенным затратам* [см. (6-7)]. Сечения проводов для всех вариантов определились по экономической плотности тока  $j_{\text{э}}=1,1$  А/мм<sup>2</sup> (см. табл. 6-1). Выбор сечений проводов для схемы сети варианта I рассмотрен в примере 6-6. Полоченные значения сечений проводов в квадратных миллиметрах указаны на схемах сети (рис. П5-1, б, г—е, цифры в кружках).

Рассмотрим определение экономических показателей для варианта III. В варианте IIIа стоимость двух цепей линий равна:

$$K_{\text{д}} = \Sigma K_0 l = 10,9 (37 + 56 + 45) = 1500 \text{ тыс. руб.}$$

В варианте IIIб стоимость линий  $K_{\text{д}}=10,9 (56+45)+6,9 \cdot 37=1355$  тыс. руб.

При определении стоимости подстанций  $A$ ,  $B$  и  $B$  при сравнении вариантов учитываем только стоимость выключателей 110 кВ, так как стоимость трансформаторов и остального оборудования одинакова для всех вариантов.

Стоимость одного выключателя 110 кВ принимаем равной 26 тыс. руб. В варианте IIIа — шесть выключателей, стоимость их равна  $K_{\text{в}}=6 \cdot 26=156$  тыс. руб., в варианте IIIб —  $K_{\text{в}}=5 \cdot 26=130$  тыс. руб.

В соответствии с заданием принимаем долю отчислений на амортизацию, ремонт и обслуживание для линий на железобетонных опорах 3,5% для оборудования подстанций 8%. Ежегодные издержки на эксплуатацию линий в соответствии с этим равны для варианта IIIа  $I_{\text{л}}=0,035 \cdot 1500=52,3$  тыс. руб. и в варианте IIIб  $I_{\text{л}}=0,035 \cdot 1355=47,4$  тыс. руб. и на эксплуатацию выключателей 110 кВ: в варианте IIIа  $I_{\text{в}}=0,08 \cdot 156=12,5$  тыс. руб. и в варианте IIIб  $I_{\text{в}}=0,08 \cdot 130=10,4$  тыс. руб.

Время потерь определяем по (6-11):

$$\tau = \left( 0,124 + \frac{T_{\text{л}}}{10\,000} \right)^2 \cdot 8760 = \left( 0,124 + \frac{4000}{10\,000} \right)^2 \cdot 8760 = 2380 \text{ ч.}$$

Стоимость потерь электроэнергии в линиях сети варианта IIIа равна [см. (6-2) и 6-10а):

$$I_{\text{ш}} = \frac{0,46 \cdot 10^3}{110^2 \cdot 2} [ (20^2 + 10^2) \cdot 37 + (25^2 + 12,5^2) \cdot 56 + (15^2 + 7,5^2) \cdot 45 ] \times \\ \times 2380 \cdot 0,9 \cdot 10^{-2} = 29,7 \text{ тыс. руб.,}$$

где 0,46 Ом/км — погонное сопротивление проводов сечением 70 мм<sup>2</sup> (см. приложение П1).

Для сети варианта IIIб

$$I_{ш} = \frac{0,46 \cdot 10^3}{110^2} \left[ (20^2 + 10^2) 37 + (25^2 + 12,5^2) \cdot \frac{56}{2} + (15^2 + 7,5^2) \cdot \frac{45}{2} \right] \cdot 2380 \cdot 0,9 \cdot 10^{-2} = 37,2 \text{ тыс. руб.}$$

По (5-2), (5-3) и (6-9) определяем ущерб от перерывов электроснабжения потребителей подстанций А в варианте IIIб:

$$У = y_0 W_{нд} = y_0 P_m T_m p_{ав} = 0,8 \cdot 20.000 \cdot 4000 \cdot 3,67 \cdot 10^{-4} = 23,5 \text{ тыс. руб.},$$

где  $p_{ав}$  — вероятная продолжительность ремонта линия, определяемая в соответствии с (5-1) [см. пример 5-1]:

$$p_{ав} = \frac{1,1 \cdot 37 \cdot 7,9}{100 \cdot 8760} = 3,67 \cdot 10^{-4}.$$

При этом в соответствии с табл. 5-1 и 5-2 принято, что среднее количество отказов на 100 км линии 110 кВ равно 1,1 и средняя продолжительность восстановления ВЛ равна 7,9 ч.

Суммарные ежегодные издержки на эксплуатацию сети в варианте IIIа равны (6-2):

$$I = I_{л} + I_{в} + I_{ш} = 52,3 + 12,5 + 29,7 = 94,5 \text{ тыс. руб.}$$

и в варианте IIIб:

$$I = 47,4 + 10,4 + 37,2 = 95,0 \text{ тыс. руб.}$$

Приведенные затраты для варианта IIIа (6-7):

$$З = p_n K + I + У = 0,12 \cdot 1656 + 94,5 + 0 = 298,5 \text{ тыс. руб.},$$

и для варианта IIIб

$$З = 0,12 \cdot 1485 + 95,0 + 23,5 = 296,5 \text{ тыс. руб.}$$

Из сравнения экономических показателей вариантов IIIа и IIIб видно, что вариант IIIб является несколько более экономичным. В связи с этим в дальнейшем варианты IV и VA не рассматриваются, так как сооружение двухцепной линии на участке 0—А является экономически нецелесообразным.

Аналогично определяются приведенные затраты и для остальных вариантов. Результаты расчетов приведены в табл. П5-3.

Из сравнения технико-экономических показателей видно, что наиболее экономичным вариантом является вариант I, варианты IVб и Vб имеют на

Таблица П5-3

Технико-экономические показатели вариантов схем сети, тыс. руб.

№ варианта	Капитальные затраты			Ежегодные издержки				У	$З = p_n K + I + У$
	$K_{л}$	$K_{в}$	$K$	$I_{л}$	$I_{в}$	$I_{ш}$	$I$		
I	1176	130	1306	41,2	10,4	43,2	94,8	—	251,8
IIIа	1500	156	1656	52,3	12,5	29,7	94,5	—	298,5
IIIб	1355	130	1485	47,4	10,4	37,2	95,0	23,5	296,5
IVб	1243	130	1373	43,5	10,4	40,0	93,9	23,5	282,4
Vб	1246	78	1324	43,6	6,3	50,0	99,9	23,5	282,5

13% большее значение приведенных затрат, а варианты IIIa и IIIб, как и следовало ожидать в связи с указанным выше, являются наиболее дорогими.

Однако при предварительном сравнении вариантов было отмечено, что в варианте I получаются значительные потери напряжения при отключении линии O—A. Проверим полученное ранее приближенное значение  $\Delta U_{ОВВА}$ . В соответствии с фактическими значениями сечений проводов (см. рис. ПБ-1, б)  $\Delta U_{ОВВА} = 25\%$ . Возможность обеспечения требуемого режима напряжений на шинах вторичного напряжения подстанции A в этих условиях требует дополнительной проверки. Некоторое снижение потерь напряжения при отключении линии O—A (примерно на 3%) может быть получено при установке на подстанции A батареи конденсаторов мощностью 5 Мвар. При этом приведенные затраты для варианта I с учетом стоимости БК и некоторого снижения потерь электроэнергии в сети будет составлять около 280 тыс. руб. При отключении линии O—B потери напряжения не превышают 20%, поэтому установка дополнительной БК на подстанции B не требуется.

Таким образом, варианты I, IVб и Vб являются практически равноценными по экономическим показателям. В этих условиях при окончательном выборе варианта схемы сети приходится учитывать дополнительные качества и технические характеристики вариантов. К числу их относятся простота и наглядность схемы, удобство дальнейшего развития сети при росте нагрузок, сложность защиты сети. Кроме того, важное значение имеют местные условия, которые могут накладывать некоторые дополнительные ограничения.

В рассматриваемом случае в качестве лучшего варианта может быть рекомендован вариант IVб. Поскольку все нагрузки питаются по кратчайшему расстоянию, поэтому потери энергии являются наименьшими. Схема сети варианта IVб является достаточно простой и удобной в эксплуатации.

## **СПИСОК ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ**

- АВР** — автоматический ввод резерва;
- АПВ** — автоматическое повторное включение;
- АРВ** — автоматический регулятор возбуждения;
- АРН** — автоматический регулятор напряжения;
- АЧР** — автоматическая частотная разгрузка;
- АЭС** — атомная электростанция;
- БК** — батарея конденсаторов;
- ВЛ** — воздушная линия;
- ГЭС** — гидроэлектростанция;
- ИП** — источник питания;
- КУ** — компенсирующее устройство;
- ЛР** — линейный регулятор;
- ОРУ** — открытое распределительное устройство;
- ПБВ** — переключение без возбуждения;
- ПУЭ** — правила устройства электроустановок;
- РПН** — регулирование под нагрузкой;
- РТ** — распределительное устройство;
- СД** — синхронный двигатель;
- СК** — синхронный компенсатор;
- ТЭС** — тепловая электростанция;
- ТЭЦ** — теплоэлектроцентраль;
- УБК** — управляемая (регулируемая) батарея конденсаторов;
- ЭВМ** — цифровая вычислительная машина;
- ЦП** — центр питания;
- ЭП** — приемник электроэнергии (электроприемник).

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Основные направления развития народного хозяйства СССР на 1976—1980 годы. М., Политгиздат, 1976. 96 с.
2. Арзамасцев Д. А. Модели и методы оптимизации развития электрических сетей энергосистем. Главы 1 и 2. Свердловск, изд. УПИ, 1973. 143 с.
3. Баркан Я. Д. Автоматизация регулирования напряжения в распределительных сетях. М., «Энергия», 1971. 231 с.
4. Будзко И. А., Гессен В. Ю., Левин М. С., Электроснабжение сельскохозяйственных предприятий и населенных пунктов. М., «Колос», 1975. 287 с.
5. Веников В. А. Переходные электромеханические процессы в электрических системах. Изд. 2-е, М., «Высшая школа», 1970. 472 с.
6. Статические источники реактивной мощности в электрических сетях. М., «Энергия», 1975. 135 с. Авт.: В. А. Веников, Л. А. Жуков, И. И. Карташов, Ю. П. Рыжов.
7. Глазунов А. А., Глазунов А. А. Электрические сети и системы. М., Госэнергоиздат, 1960. 368 с.
8. Головкин П. И. Режимы электроснабжения потребителей. М., «Энергия», 1971. 112 с.
9. Доклады на II Всесоюзном научно-техническом совещании по устойчивости и надежности энергосистем СССР. М., «Энергия», 1969. 704 с.
10. Долгунин А. И. Техника высоких напряжений в электроэнергетике. М., «Энергия», 1968. 464 с.
11. Жежеленко И. В. Высшие гармоники в системах электроснабжения промпредприятий. М., «Энергия», 1974. 184 с.
12. Основы теории цепей. Изд. 4-е, М., «Энергия», 1975. 752 с. Авт.: Г. В. Зевеке, П. А. Ионкин, А. В. Нетушил, С. В. Страхов.
13. Карпов Ф. Ф. Компенсация реактивной мощности в распределительных сетях. М., «Энергия», 1975. 182 с.
14. Карпов Ф. Ф., Солдаткина Л. А. Регулирование напряжения в электросетях промышленных предприятий. М., «Энергия», 1970. 223 с.
15. Козлов В. А. Городские распределительные электрические сети. М., «Энергия», 1971. 278 с.
16. Маркович И. М. Режимы энергетических систем. М., «Энергия», 1969. 362 с.
17. Маркушевич Н. С., Солдаткина Л. А. Качество напряжения в городских электрических сетях. М., «Энергия», 1975. 256 с.
18. Мельников Н. А. Электрические сети и системы. М., «Энергия», 1975. 462 с.
19. Мельников Н. А. Матричный метод анализа электрических цепей. Изд. 2-е, М., «Энергия», 1972. 232 с.
20. Мельников Н. А., Рокотян С. С., Шеренцис А. Н. Проектирование электрической части воздушных линий электропередачи 330—500 кВ. Изд. 2-е, М., «Энергия», 1974. 466 с.
21. Мельников Н. А., Солдаткина Л. А. Регулирование напряжения в электрических сетях. М., «Энергия», 1968. 152 с.
22. Михайлов В. В., Эдельман В. И. Определение ущерба промышленных предприятий от перерыва электроснабжения. М., ГОСИНТИ, 1968. 60 с.

23. Мукосеев Ю. Л. Электроснабжение промышленных предприятий. М., «Энергия», 1973. 584 с.
24. Народное хозяйство СССР в 1974 г. Статистический ежегодник. М., «Статистика», 1975. 863 с.
25. Неклепаев Б. Н. Электрическая часть электростанций. М., «Энергия», 1976. 551 с.
26. Некрасов А. М., Саркисов М. А. Задачи энергетики в десятой пятилетке.— «Электрические станции», 1976, № 6, с. 2—7.
27. Нормы качества электрической энергии у ее приемников, присоединенных к электрическим сетям общего назначения. ГОСТ 13109-67. Введ. 1/1 1968. М., 1967. 12 с.
28. Переходные процессы электрических систем в примерах и иллюстрациях. Под ред. В. А. Веникова. М., «Энергия», 1967. 455 с.
29. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. М., «Энергия», 1968. 192 с.
30. Правила устройства электроустановок. М., «Энергия», 1966. 464 с.
31. Расчеты и анализ режимов работы сетей. Под ред. В. А. Веникова. М., «Энергия», 1974. 336 с.
32. Розанов М. Н. Надежность электроэнергетических систем. М., «Энергия», 1974. 175 с.
33. Справочник по проектированию электрических систем. Под ред. С. С. Рокотяна и И. М. Шапиро. М., «Энергия», 1971. 247 с.
34. Солдаткина Л. А. Регулирование напряжения в городских сетях. М., «Энергия», 1967. 263 с.
35. Солдаткина Л. А. Электрические сети и системы. М., «Энергия», 1972. 272 с.
36. Тимофеев Д. В. Режимы в электрических системах с тяговыми нагрузками. М., «Энергия», 1972. 296 с.
37. Ульянов С. А. Электромагнитные переходные процессы в электрических системах. М., «Энергия», 1970. 519 с.
38. Фазылов Х. Ф. Методы режимных расчетов электрических систем. Ташкент, «Наука», 1964. 97 с.
39. Холмский В. Г. Расчет и оптимизация режимов электрических сетей. М., «Высшая школа», 1975. 280 с.
40. Чернин А. Б. Вычисление электрических величин и поведение релейной защиты при неполнофазных режимах в электрических системах. М., Госэнергоиздат, 1963. 416 с.
41. Электрические системы. Т. I—III. Под ред. В. А. Веникова. М., «Высшая школа», 1970, 1971. 336 с., 440 с., 367 с.
42. Электротехнический справочник. Т. II. М., «Энергия», 1975. 751 с.
43. Энергетика в IX пятилетке и задачи на 1976 г.— «Электрические станции», 1976, № 1, с. 1—6.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие . . . . .	3
Введение	
В-1. Роль электрических сетей и электроэнергетических систем в энергетическом хозяйстве . . . . .	5
В-2. Классификация электрических сетей . . . . .	11
В-3. Электрические параметры сети . . . . .	13
В-4. Требования к электрическим сетям . . . . .	15
В-5. Задачи расчетов режимов работы электрических сетей . . . . .	16
<b>Глава первая. Элементы электрических сетей и их конструктивное выполнение . . . . .</b>	<b>17</b>
1-1. Состав электрических сетей . . . . .	17
1-2. Воздушные и кабельные линии . . . . .	18
1-3. Трансформаторы, автотрансформаторы, линейные регуляторы . . . . .	23
1-4. Компенсирующие устройства . . . . .	25
1-5. Характеристика схем соединений линий и подстанций . . . . .	27
<b>Глава вторая. Симметричные синусоидальные режимы работы электрических сетей . . . . .</b>	<b>35</b>
2-1. Характеристика симметричных синусоидальных рабочих режимов и задача их расчета . . . . .	35
2-2. Схемы замещения и параметры элементов электрических сетей . . . . .	37
2-3. Определение параметров режима для участка электрической сети . . . . .	46
2-4. Расчет рабочего режима распределительной сети . . . . .	54
2-5. Определение рабочего режима питающей сети . . . . .	61
2-6. Особенности расчета рабочих режимов сложносвязанных питающих сетей . . . . .	74
2-7. Особенности рабочих режимов дальних линий электропередачи . . . . .	90
<b>Глава третья. Несимметричные и несинусоидальные рабочие режимы . . . . .</b>	<b>91</b>
3-1. Общие сведения . . . . .	91
3-2. Параметры элементов сети и составление схем замещения при несимметричных режимах . . . . .	95
3-3. Расчет режима несимметричной нагрузки . . . . .	101
3-4. Расчет неполнофазного режима сети при отключении одной фазы . . . . .	107
3-5. Расчет неполнофазного режима сети при отключении двух фаз линии . . . . .	112
<b>Глава четвертая. Качество электрической энергии и его обеспечение . . . . .</b>	<b>113</b>
4-1. Влияние качества электроэнергии на работу электроприемников и аппаратов, допустимые показатели . . . . .	113
4-2. Регулирование напряжения при симметричных режимах . . . . .	121
4-3. Понятие о симметрировании несимметричного режима, уменьшении токов высших гармоник, снижении колебаний напряжения . . . . .	133
4-4. Контроль за качеством напряжения в распределительных сетях . . . . .	137

<b>Глава пятая. Надежность электроснабжения потребителей и способы ее повышения . . . . .</b>	<b>139</b>
5-1 Исходные положения . . . . .	139
5-2. Условия работы электрических сетей и повреждаемость оборудования	142
5-3. Возможности повышения надежности электроснабжения потребителей при проектировании электрических сетей . . . . .	145
5-4. Мероприятия по повышению надежности работы электрических сетей при их эксплуатации . . . . .	146
5-5. Народнохозяйственный ущерб от перерыва электроснабжения. Категории потребителей . . . . .	150
5-6. Основные показатели надежности работы электрических сетей . . . . .	152
5-7. Количественная оценка надежности электроснабжения потребителей при проектировании электрических сетей . . . . .	155
<b>Глава шестая. Основные сведения о проектировании электрических сетей</b>	<b>156</b>
6-1. Исходные положения . . . . .	156
6-2. Основы технико-экономических расчетов электрических сетей . . . . .	158
6-3. Определение потерь электроэнергии в элементах сети . . . . .	161
6-4. Выбор сечений проводов по условиям экономичности . . . . .	165
6-5. Проверка сечений проводов по техническим условиям . . . . .	166
6-6. Выбор номинального напряжения и схемы сети . . . . .	173
6-7. Проверка баланса мощности, выбор компенсирующих и регулирующих устройств . . . . .	175
6-8. Особенности проектирования дальних электропередач . . . . .	183
6-9. Понятие об оптимизации параметров распределительных сетей . . . . .	187
<b>Глава седьмая. Вопросы повышения экономичности работы электрических сетей . . . . .</b>	<b>188</b>
7-1. Общие сведения . . . . .	188
7-2. Повышение экономичности работы неоднородных замкнутых сетей . . . . .	189
7-3. Изменение уровня напряжения в электрических сетях . . . . .	192
7-4. Экономические режимы работы трансформаторов . . . . .	194
<b>Приложения . . . . .</b>	<b>197</b>
П1. Характеристики проводов . . . . .	197
П2. Индуктивные сопротивления и емкостные проводимости воздушных линий с алюминиевыми и сталеалюминиевыми проводами . . . . .	198
П3. Длительно допустимые нагрузки на силовые кабели . . . . .	200
П4. Основные технические данные силовых трансформаторов и автотрансформаторов (выдержки из ГОСТ 11677-75, 11920-73, 12965-74 и 15957-70) . . . . .	202
П5. Пример выбора варианта схемы сети напряжением 110 кВ . . . . .	206
<b>Список принятых сокращений . . . . .</b>	<b>212</b>
<b>Список литературы . . . . .</b>	<b>213</b>