

Федеральное агентство по образованию  
Государственное образовательное учреждение высшего профессионального образования  
Северо-Западный Государственный заочный технический университет

**В.Н. Костин**

# **Электропитающие системы и электрические сети**

**Учебно-методический комплекс**

**Учебное пособие**

Санкт-Петербург  
Издательство СЗТУ  
2007

Утверждено редакционно-издательским советом университета

УДК 621.311

Костин, В. Н. Электропитающие системы и электрические сети: учебно-методический комплекс (учебное пособие) / В.Н. Костин. – СПб.: Изд-во СЗТУ, 2007 – 154 с.

Учебно-методический комплекс соответствует требованиям государственных образовательных стандартов высшего профессионального образования по специальности 140211.65 – «Электроснабжение» и направлению подготовки бакалавров 140200.62 – «Электроэнергетика».

Содержание учебного пособия включает в себя основные сведения об источниках питания электроэнергией объектов, режимах работы электроэнергетических систем, проектировании электрических сетей, алгоритмах расчета установившихся режимов сложных электрических сетей и регулировании напряжения в электрических сетях.

Рецензенты: А.А. Юрганов, д-р техн. наук, проф., вед. науч. сотр. ЗАО «НПП Русэлпром-Электромаш»; М.И. Божков, канд. техн. наук, директор ООО НПЦ АПЭС.

© Северо-Западный государственный заочный технический университет, 2007

## Предисловие

Данное учебное пособие подготовлено на кафедре электроснабжения Северо-Западного государственного заочного технического университета. В пособии обобщен многолетний опыт постановки и преподавания на кафедре электроснабжения СЗТУ дисциплин «Электрические системы и сети», «Передача и распределение электроэнергии», «Электропитающие системы и электрические сети».

Учебное пособие состоит из 8 разделов, библиографического списка, приложений, предметного указателя и списка сокращений. В конце каждого раздела приводятся контрольные вопросы для самопроверки усвоения материала.

В разделе 1 приведены основные сведения об источниках питания электроэнергией объектов – ТЭЦ и подстанциях, их схемах электрических соединений, основном оборудовании и режимах его работы.

В разделе 2 рассмотрены режимы работы электроэнергетических систем по активной мощности. Здесь освещены вопросы баланса активной мощности, регулирования частоты в энергосистеме и распределения активной мощности между агрегатами станции и между станциями энергосистемы.

Раздел 3 посвящен режимам работы электрических сетей по реактивной мощности; здесь рассмотрен баланс реактивной мощности, выбор и размещение компенсирующих устройств в электрических сетях.

В разделе 4 изложены вопросы проектирования электрических сетей и выбора основного оборудования; в разделе 5 даны основные сведения по проектированию конструктивной части воздушных линий электропередачи.

В разделе 6 приведены алгоритмы расчета установившихся режимов электрических сетей любой конфигурации, рассмотрены методы решения уравнений установившихся режимов, реализуемые на ЭВМ.

Раздел 7 посвящен вопросам регулирования напряжения в электрических сетях различного назначения.

В разделе 8 приведены основные сведения по потерям мощности и энергии в электрических сетях и оценке величины этих потерь.

В приложениях приведены примеры решения типовых задач дисциплины и справочные материалы по проектированию конструктивной части воздушных линий электропередачи.

Библиографический список содержит сведения об учебной и справочной литературе, необходимой для углубленного изучения отдельных вопросов.

## Введение. Основные понятия

С технологических позиций энергетика является сферой экономики, охватывающей добычу энергоресурсов, производство, преобразование, транспортировку и использование различных видов энергии. В современном представлении перечисленная совокупность процессов эффективно используется при ее организации по принципу «большой системы», в качестве которой выступает топливно-энергетический комплекс (ТЭК).

Энергоснабжающая система, как подсистема ТЭК, включает в себя установки, обеспечивающие потребителей электрической и тепловой энергией.

Основная часть этой подсистемы называется *энергетической системой* (*энергосистемой*) и представляет собой совокупность электростанций, тепловых и электрических сетей, соединенных между собой и связанных общностью режимов в непрерывном процессе производства, преобразования, передачи и распределения электрической и тепловой энергии при общем управлении этим режимом.

*Электрическая часть энергосистемы* (*электропитающая система*) – это совокупность электроустановок электрических станций и электрических сетей энергосистемы.

*Электроэнергетическая система* – это электрическая часть энергосистемы и питающиеся от нее приемники электрической энергии, объединенные общностью процесса производства, передачи, распределения и потребления электрической энергии.

*Электрическая сеть* – совокупность электроустановок для передачи и распределения электрической энергии, состоящая из подстанций и линий электропередачи, работающих на определенной территории. Электрическая сеть делится на основную и распределительную.

*Основная электрическая сеть* обеспечивает связь между крупными электростанциями и передачу мощности от этих станций в районы потребления электроэнергии.

*Распределительная электрическая сеть* обеспечивает передачу электроэнергии от подстанций основной сети и от небольших электростанций к потребителям электроэнергии.

Достаточно широким является понятие *система электроснабжения*, представляющая собой совокупность электроустановок, предназначенных для обеспечения потребителей электрической энергией.

*Целью изучения дисциплины «Электропитающие системы и электрические сети»* является получение студентами базовых знаний в области проек-

тирования и эксплуатации систем электроэнергетики различного иерархического уровня.

В процессе изучения дисциплины будущий специалист *должен узнать*:  
основные источники питания электроэнергией объектов, основное оборудование источников и режимы его работы;

режимы работы электроэнергетических систем, способы регулирования частоты в энергосистеме, методы и средства регулирования напряжения и потоков реактивной мощности в электрических сетях.

Кроме того, будущий специалист *должен научиться*:

проектировать электрическую сеть, обосновывать ее параметры и выбирать основное электрическое оборудование;

выполнять расчеты различных режимов электрических сетей, а для этого знать основы математического моделирования режимов, методы расчета режимов, программное обеспечение современных персональных компьютеров, уметь пользоваться этим обеспечением;

оптимизировать режимы работы электрических сетей, оценивать потери мощности и энергии в электрической сети, знать способы уменьшения этих потерь.

Материал, излагаемый в пособии, базируется на знании основ математики, физики, теоретической электротехники и является логическим продолжением материала дисциплины «Передача и распределение электроэнергии». Материал дисциплины «Электропитающие системы и электрические сети» непосредственно связан с материалом специальных дисциплин и дисциплин специализации, изучаемых на старших курсах, таких, как «Системы электроснабжения», «Переходные процессы в электроэнергетических системах», «Релейная защита и автоматика систем электроснабжения», «Монтаж и эксплуатация оборудования систем электроснабжения».

Освоение материала дисциплины поможет при выполнении курсовых проектов и работ по другим дисциплинам, а также при работе над дипломным проектом.

## **Основные сведения о развитии электрических сетей страны**

Одним из важнейших показателей уровня электроэнергетики страны является развитие электрических сетей – линий электропередачи и подстанций (ПС). В настоящее время общая протяженность линий электропередачи напряжением 110 кВ и выше составляет около 500 тыс. км, а установленная трансформаторная мощность ПС этих напряжений – 670 млн кВ·А.

Основу транспортной системы ЕЭС России составляют электрические сети напряжением 500 кВ и выше. Общая протяженность воздушных линий (ВЛ) таких напряжений превышает 40 тыс. км, а установленная трансформаторная мощность ПС – более 110 млн кВ·А. Электрические сети напряжением 500 и 750 кВ выполняют системообразующие и межсистемные функции, обеспечивают выдачу мощности крупнейших электростанций, электроснабжение крупных нагрузочных узлов сети 110-330 кВ, связи ЕЭС России с энергосистемами других государств.

Электрическая сеть напряжением 1150 кВ состоит из участков межсистемной электропередачи Сибирь-Казахстан-Урал, которые вводились в работу в середине 80-х годов. Основное назначение электропередачи было связано с транспортом электроэнергии из Сибири и Казахстана на Урал. С отделением энергосистемы Казахстана от ЕЭС России эту функцию электропередачи следует считать утраченной. Общая протяженность линии 1150 кВ в настоящее время составляет 950 км, ПС 1150 кВ отсутствуют, сооруженные линии эксплуатируются на напряжении 500 кВ. Перевод электропередачи на номинальное напряжение будет осуществлен в более поздние сроки.

Трудности переходного периода в развитии экономики страны сказались на уровне спада промышленного потребления электроэнергии и, как следствие, на резком сокращении объемов электросетевого строительства. Среднегодовые вводы в эксплуатацию новых линий электропередачи 110 кВ и выше за последние 15 лет снизились в 3 раза.

Ухудшение технического состояния электрических сетей является одной из основных причин роста повреждаемости ВЛ и оборудования ПС. На начало 2001 года протяженность ВЛ 110-220 кВ со сроком эксплуатации 60 и более лет определена в размере 9 тыс. км; из них около 30 % не подлежит восстановительному ремонту. На ПС 110-220 кВ со сроком службы 50 и более лет требуется замена 8,5 млн кВ·А установленной мощности оборудования, половина из которых не подлежит восстановлению.

Преодоление дефицита финансовых и материальных ресурсов для проведения реконструкции объектов электрических сетей невозможно без при-

влечения крупномасштабных инвестиций. В этих условиях стратегия проведения работ по реконструкции должна учитывать финансовое положение РАО «ЕЭС России» и строится в ближайшие годы в направлении продления ресурса оборудования, применения восстановительных технологий.

В 2000-е годы продолжалось совершенствование организационной структуры электросетевого хозяйства страны. Постановлением Правительства «О реформировании электроэнергетики Российской Федерации» ЕЭС России была признана общенародным достоянием и гарантией энергетической безопасности государства. Основной частью ЕЭС является единая национальная энергетическая сеть (ЕНЭС), объединяющая большинство регионов страны. Для обеспечения единства технологического управления ЕНЭС было предусмотрено создание Федеральной сетевой компании (ФСК).

В июне 2002 года состоялась государственная регистрация новой компании – ОАО «ФСК ЕЭС», созданной как организация по управлению ЕНЭС с целью ее сохранения и развития.

Основными направлениями деятельности ОАО «ФСК ЕЭС» являются:  
управление ЕНЭС;

предоставление услуг субъектам оптового рынка электрической энергии по передаче электроэнергии и присоединению к электрической сети;  
инвестиционная деятельность в сфере развития ЕНЭС;  
поддержание в надлежащем состоянии электрических сетей;  
технический надзор за состоянием сетевых объектов ЕЭС России.

К октябрю 2002 года было завершено первичное формирование ОАО «ФСК ЕЭС», создано семь филиалов Магистральных электрических сетей (МЭС Северо-Запада, Центра, Юга, Волги, Урала, Сибири, Востока) и филиал «Электросетьсервис».

Производственную основу ОАО «ФСК ЕЭС» составили более 300 наиболее мощных с точки зрения пропускной способности ВЛ напряжением 330 кВ и выше протяженностью более 40 тыс. км.

По электрическим сетям ОАО «ФСК ЕЭС» уже в 2002 году передавалось около 320 млрд. кВт·ч электроэнергии, что составляло 36 % всей вырабатываемой в стране электроэнергии.

В настоящее время продолжается реформирование электроэнергетики на более низких региональных уровнях, соответствующих, как правило, субъектам федерации. Создаются региональные сетевые компании, включающие в себя распределительные электрические сети, не вошедшие в состав «ФСК ЕЭС».

# 1. Источники питания объектов электроэнергией

## 1.1. Теплоэлектроцентрали (ТЭЦ)

ТЭЦ сооружаются для тепло- и электроснабжения крупных промышленных предприятий и городов и располагаются вблизи или на территории предприятий и городов возможно ближе к тепловой нагрузке. На ТЭЦ устанавливаются теплофикационные агрегаты с единичной мощностью до 250 МВт, поэтому крупные ТЭЦ относятся, несомненно, к мощным электростанциям.

На ТЭЦ с единичной мощностью агрегатов до 60 МВт значительная часть электроэнергии выдается местным потребителям в радиусе 5...10 км на генераторном напряжении. Для этого на ТЭЦ сооружается генераторное распределительное устройство (ГРУ) напряжением 6-10 кВ. Структурная схема такой ТЭЦ показана на рис. 1.1,а.

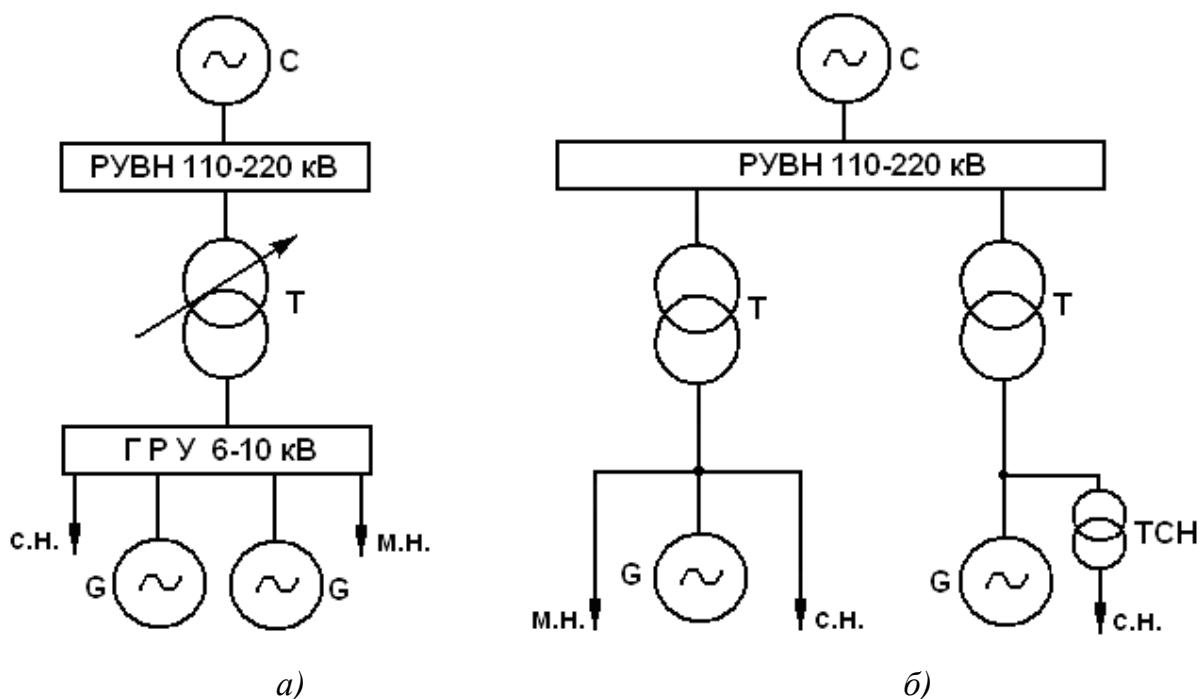


Рис. 1.1. Структурные схемы ТЭЦ

Генераторы  $G$  работают параллельно на ГРУ 6-10 кВ, от которого питаются потребители собственных нужд (с.н.) станции и местная нагрузка (м.н.). Связь с энергосистемой  $C$  и выдача в энергосистему избыточной мощности ТЭЦ осуществляется через трансформаторы  $T$  на напряжении 110-220 кВ. При большом количестве отходящих линий 110-220 кВ при ТЭЦ сооружается распределительное устройство высокого напряжения РУВН 110-220 кВ.

Схемы ТЭЦ с единичной мощностью агрегатов 100-250 МВт строятся по блочному принципу. Структурная схема такой ТЭЦ показана на рис. 1.1,б. Здесь каждый генератор  $G$  через отдельный блочный трансформатор  $T$  и



РУВН 110-220 кВ выдает мощность в энергосистему  $S$ . Напряжение генераторов мощностью 160-250 МВт определяется параметрами серийных генераторов и составляет 15,75-18 кВ, поэтому питание с. н., имеющих напряжение 6-10 кВ, осуществляется через отдельные разделительные трансформаторы собственных нужд ТСН. Напряжение генераторов меньшей мощности составляет 10 кВ, поэтому питание с.н. и м.н. осуществляется без ТСН.

ТЭЦ с агрегатами различной мощности могут строиться по смешанной схеме, в которой генераторы небольшой мощности работают на ГРУ, а мощные генераторы работают по блочной схеме. Такая схема типична при расширении и увеличении мощности существующих ТЭЦ.

Количество и мощность генераторов ТЭЦ с ГРУ определяются на основании проекта электроснабжения потребителей на генераторном напряжении и должны быть такими, чтобы при останове одного любого генератора оставшиеся в работе генераторы полностью бы обеспечивали питание указанных потребителей. Количество и мощность генераторов блочных ТЭЦ определяются на основании проекта развития генерирующих мощностей энергосистемы.

В схемах ТЭЦ с ГРУ связь с системой осуществляется, как правило, через два трансформатора  $T$ . Выбор мощности этих трансформаторов должен проводиться с учетом графика тепловой нагрузки ТЭЦ, возможного отказа одного из генераторов и других факторов. Ориентировочно мощность одного трансформатора связи с энергосистемой рекомендуется выбирать по следующим соотношениям:

$$S_T \approx (S_{уст} - S_{сн} - S_{мн})/2; \quad S_T \approx S_{мн}/2, \quad (1.1)$$

где  $S_{уст}$  – суммарная установленная мощность генераторов ТЭЦ;

$S_{сн}$  и  $S_{мн}$  – суммарная мощность собственных нужд и местной нагрузки на генераторном напряжении.

В блочной схеме ТЭЦ мощность трансформатора каждого блока выбирается по условиям

$$S_T \approx S_{Г} - S_{сн} - S_{мн}, \quad (1.2)$$

где  $S_{Г}$  – мощность генератора блока;

$S_{сн}$  и  $S_{мн}$  – мощность собственных нужд и местной нагрузки на генераторном напряжении.

При проектировании ТЭЦ одним из важных вопросов является выбор схемы электрических соединений станции. От выбранной схемы зависит:

- надежность работы ТЭЦ,
- экономичность,
- оперативная гибкость (приспособляемость к изменяющимся условиям работы),
- удобство эксплуатации,
- безопасность обслуживания,
- возможность расширения станции.

На выбор схемы электрических соединений ТЭЦ влияют следующие факторы:

- расположение станции;
- количество и мощность генераторов, трансформаторов, отходящих высоковольтных линий;
- наличие и мощность местной нагрузки;
- схема и напряжение прилегающих сетей энергосистемы;
- уровень токов короткого замыкания (КЗ).

Видно, что выбор схемы электрических соединений ТЭЦ является достаточно сложным вопросом и решается отдельно для каждой конкретной ТЭЦ. Не вдаваясь в подробности выбора схемы электрических соединений, рассмотрим лишь наиболее типичные схемы.

На генераторном напряжении станций, отдающих большую часть электроэнергии местным потребителям, широко применяется схема с одной системой шин, соединенной в кольцо (рис. 1.2). Такая схема применяется на ТЭЦ с генераторами единичной мощности до 60 МВт включительно. Сборные шины разделены на секции  $B1$ ,  $B2$ ,  $B3$  по числу генераторов  $G1$ ,  $G2$ ,  $G3$ . Секции соединяются между собой с помощью секционных выключателей  $QB$  и секционных реакторов  $LRB$ , которые служат для ограничения токов КЗ на шинах ГРУ.

Распределительные устройства отходящих линий 6-10 кВ присоединяются к шинам ГРУ через групповые сдвоенные реакторы  $LR1$ ,  $LR2$ ,  $LR3$ . Благодаря малой вероятности аварий в реакторе и его ошиновке, присоединение группового реактора осуществляется без выключателя. Для выполнения ремонтных работ в ячейке реактора предусматриваются только разъединители  $QS$ .

Каждая ветвь сдвоенного реактора рассчитана на ток 600-3000 А, что дает возможность присоединения нескольких отходящих линий напряжением

6-10 кВ к каждой секции. На схеме рис. 1.2 показано двенадцать линий, присоединенных через три групповых реактора.

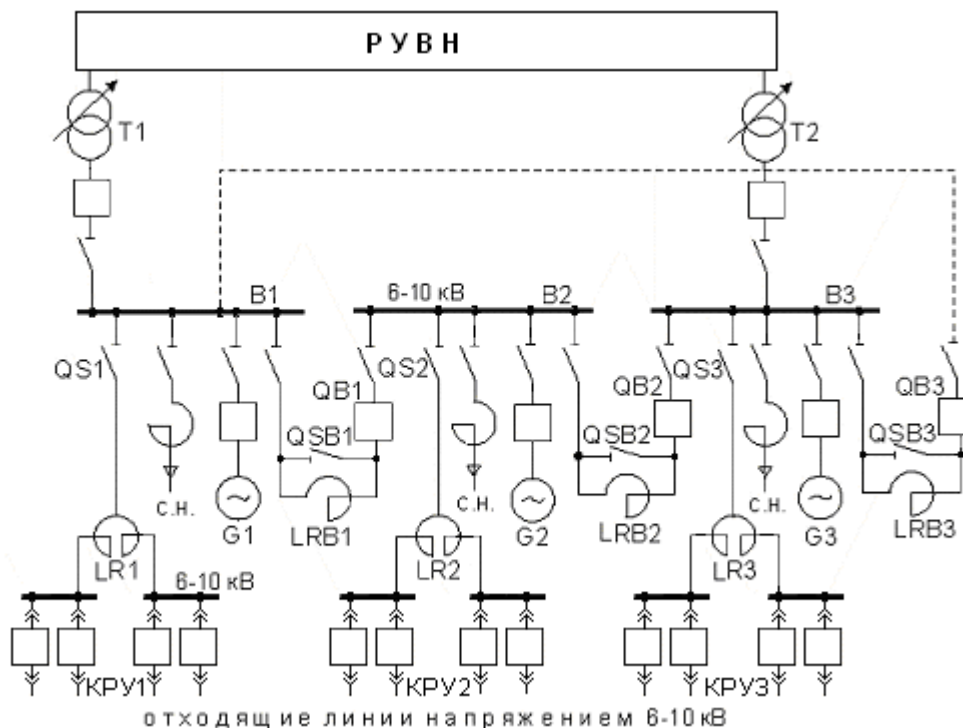


Рис. 1.2. Схема электрических соединений ТЭЦ с ГРУ

Таким образом, количество присоединений к шинам ГРУ уменьшается по сравнению со схемой без сдвоенных реакторов. Это значительно увеличивает надежность работы главных шин станции, снижает затраты на сооружение ГРУ, уменьшает время монтажа. Применение токоограничивающих реакторов позволяет использовать в распределительных устройствах отходящих линий 6-10 кВ комплектные ячейки КРУ.

Если шины ГРУ не соединять в кольцо, то возникнет необходимость выравнивания напряжения между секциями  $B1$ ,  $B2$  и  $B3$  при отключении одного из генераторов. Так, при отключении генератора  $G1$  нагрузка первой секции  $B1$  будет питаться от генераторов  $G2$  и  $G3$ . Ток от генератора  $G2$  пойдет через реактор  $LRB1$ , а ток от генератора  $G3$  пойдет через два реактора  $LRB2$  и  $LRB1$ . Из-за потери напряжения в реакторах уровень напряжения на секциях  $B1$ ,  $B2$  и  $B3$  будет неодинаков: наибольший на секции  $B3$  и наименьший на секции  $B1$ .

Для повышения напряжения на секции  $B1$  необходимо шунтировать реактор  $LRB1$ , для чего в схеме предусмотрен шунтирующий разъединитель  $QSB1$ .

Порядок операций шунтирующими разъединителями должен быть следующим:

отключить секционный выключатель  $QB$ ;  
включить шунтирующий разъединитель  $QSB$ ;  
включить секционный выключатель  $QB$ .

В рассматриваемом режиме второй шунтирующий разъединитель  $QSB2$  включать нельзя, так как это приведет к параллельной работе генераторов  $G2$  и  $G3$  без реактора между ними, что недопустимо по условиям отключения токов КЗ.

Чем больше секций на станции, тем сложнее поддерживать одинаковый уровень напряжения на секциях. Поэтому при трех и более секциях их соединяют в кольцо (см. пунктир на рис. 1.2).

В нормальном режиме кольцевой схемы все секционные выключатели  $QB$  включены, генераторы работают параллельно. При КЗ на одной секции выключателем  $Q$  отключается генератор данной секции и два соседних секционных выключателя  $QB$ . Параллельная работа других генераторов не нарушается.

При плановом отключении одного генератора, например при выводе в ремонт, потребители данной секции получают питание с двух сторон, что создает меньшую разницу напряжений на секциях и позволяет выбирать секционные реакторы на меньший длительный ток, чем в схеме с незамкнутой системой шин. В схеме кольца номинальный ток секционных реакторов принимают равным 50-60% номинального тока генератора, а сопротивление реакторов 8-10%.

Исполнение схемы РУВН зависит от количества отходящих линий. При двух отходящих линиях схема РУВН выполняется без сборных шин; при трех и более отходящих линиях используются схемы со сборными шинами. Более подробно схемы РУВН рассматриваются в следующем параграфе.

Рост единичной мощности турбогенераторов, применяемых на ТЭЦ (100, 200 МВт), привел к широкому распространению блочных схем. Типовая блочная схема ТЭЦ с генераторами разной мощности приведена на рис. 1.3. Близкие потребители на напряжение 6-10 кВ получают питание по реактированным отпайкам от генераторов  $G1$  и  $G2$ . Более удаленные потребители питаются от шин 110 кВ. Параллельная работа генераторов осуществляется на высшем напряжении 110 кВ, что уменьшает токи КЗ на стороне 6-10 кВ.

Как и всякая блочная схема, такая схема дает экономию оборудования, а отсутствие громоздкого ГРУ позволяет ускорить монтаж электрической части станции.

Местная нагрузка получает питание от потребительского КРУ, которое имеет две секции шин с АВР на секционном выключателе. Трансформаторы связи с энергосистемой должны быть рассчитаны на выдачу всей избыточной активной и реактивной мощности и снабжаются устройством РПН.

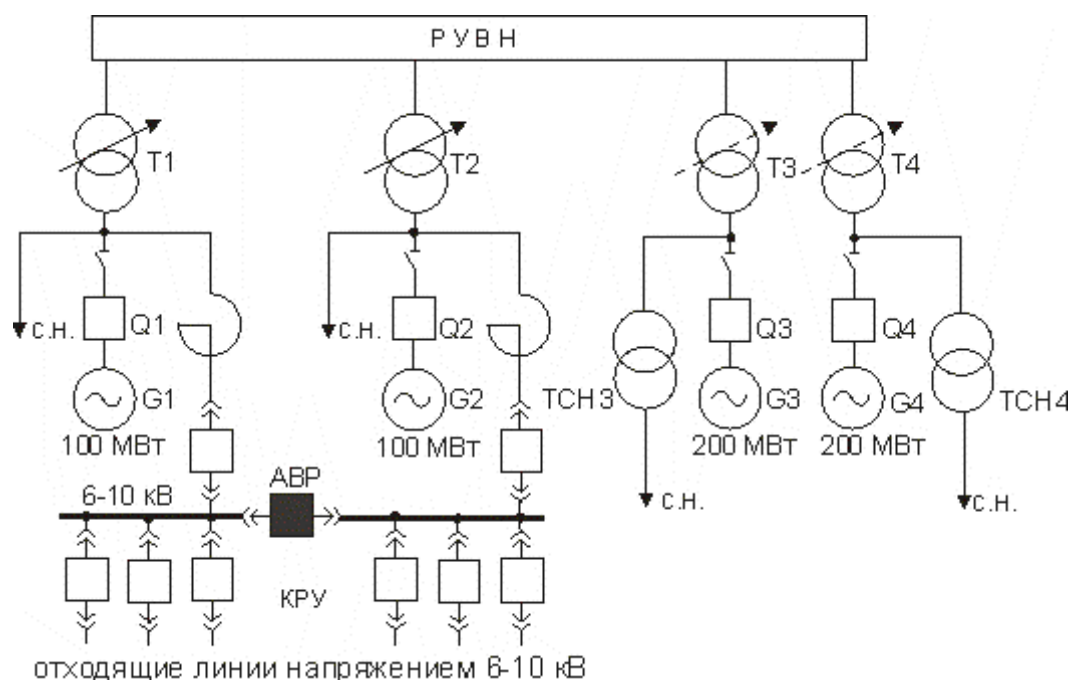


Рис. 1.3. Схема электрических соединений блочной ТЭЦ

На трансформаторах блоков генераторов  $G3$  и  $G4$  также может быть предусмотрено устройство РПН (на рис. 1.3 показано пунктиром), позволяющее обеспечить соответствующий уровень напряжения на шинах 110 кВ при выдаче избыточной реактивной мощности ТЭЦ, работающей по тепловому графику нагрузки. Напряжение генераторов мощностью 160-250 МВт определяется параметрами серийных генераторов и составляет 15,75-18 кВ, поэтому питание собственных нужд, имеющих напряжение 6-10 кВ, осуществляется через отдельные разделительные трансформаторы собственных нужд ТСН.

Исполнение схемы РУВН зависит от количества отходящих линий. Более подробно схемы РУВН рассматриваются в следующем параграфе.

Современные мощные ТЭЦ сооружаются по блочной схеме. В блоках генератор-трансформатор устанавливаются генераторные выключатели ( $Q_1 \dots Q_4$ ), что повышает надежность питания с.н. и РУВН, так как при этом исключаются многочисленные операции в распределительных устройствах с.н. по переводу питания с.н. от резервного источника при каждом останове и пуске блока и исключаются операции выключателями высокого напряжения. Не следует забывать, что на ТЭЦ отключение и включение энергоблоков производятся значительно чаще, чем на конденсационных станциях.

## 1.2. Подстанции

Подстанции (главные понижающие подстанции ГПП, подстанции глубокого ввода ПГВ и др.) наряду с ТЭЦ являются источниками питания электроэнергией объектов (промышленных предприятий, городских районов и др.). Подстанции (ПС) размещают по возможности ближе к центру электрических нагрузок объекта.

Одним из важных вопросов при проектировании ПС является выбор ее схемы электрических соединений. Эта схема в большой степени зависит от способа присоединения ПС к питающей электрической сети. Рассмотрим эти способы на примере рис. 1.4, где все ПС условно показаны только шиной высшего напряжения.

Под центром питания (ЦП) электрической сети будем понимать шины соответствующего напряжения электростанции или подстанции более высокой ступени напряжения. Так, например, шины 110 кВ подстанции 220/110 кВ являются ЦП для электрической сети 110 кВ.

*Тупиковая подстанция* (ПС1 на рис. 1.4) получает питание с одной стороны по одной или двум параллельным линиям. Мощность, текущая от ЦП к тупиковой ПС, поступает только к потребителям этой ПС и не передается дальше.

*Ответвленная подстанция* (ПС2 на рис. 1.4) присоединяется глухой (без коммутационных аппаратов) отпайкой к одной или двум проходящим линиям. Такое присоединение ПС не требует больших затрат, однако эксплуатация линий с отпайками не удобна, поскольку при ремонте, например, одной линии участка ПС2-ПС3 необходимо отключать всю линию ЦП-ПС3. При этом потребители ПС2 и ПС3 будут получать питание по другой, но одной оставшейся в работе линии ЦП-ПС3.

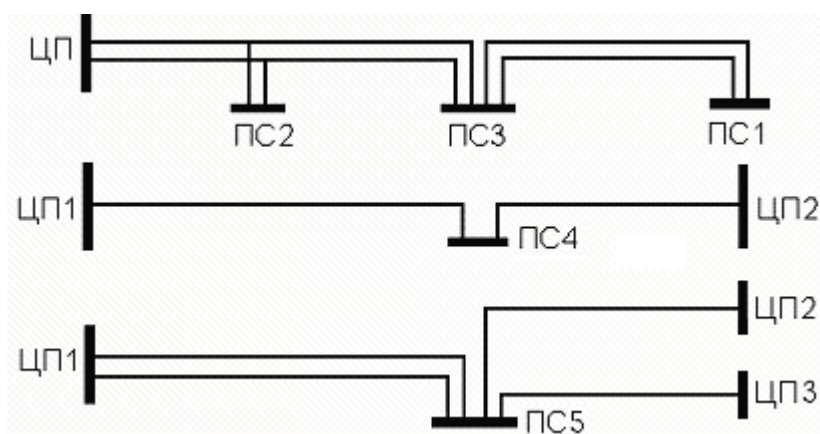


Рис. 1.4. Способы присоединения ПС к питающей электрической сети

*Прходная (транзитная) подстанция* (ПС3 и ПС4 на рис. 1.4) включается в рассечку двух линий с односторонним питанием или в рассечку одной линии с двухсторонним питанием. Такие ПС более дорогие, чем ответвительные, так как требуют большего количества коммутационных аппаратов на высшем напряжении, чем ответвительные ПС. Однако эксплуатация линий с такими ПС более удобна, поскольку при ремонте, например, одной линии участка ПС3-ПС1 необходимо отключать только эту линию.

*Узловая подстанция* (ПС5 на рис. 1.4) присоединяется к центрам питания не менее чем тремя линиями. Для таких ПС требуются более сложные схемы электрических соединений на высшем напряжении, чем у тупиковых, ответвительных и проходных ПС.

Схемы электрических соединений подстанций тесно увязываются с их назначением и способом присоединения к энергосистеме. Все схемы электрических соединений подстанций можно разделить на следующие виды:

схемы без сборных шин (блочные и упрощенные схемы);

схемы многоугольников;

схемы с одной системой сборных шин (без обходной или с обходной системой шин);

с двумя системами сборных шин (без обходной или с обходной системой шин).

Схема электрических соединений подстанции должна быть обоснованно упрощена с учетом применения современного высоконадежного оборудования. Для распределительных устройств напряжением до 220 кВ включительно в основном рекомендуется применять блочные и упрощенные схемы, а также схемы с одной секционированной системой шин. Две системы шин и обходные системы шин рекомендуется применять только при наличии жесткого обоснования технико-экономическими расчетами.

В соответствии с указанными требованиями для распределительных устройств 35...220 кВ подстанций разработаны типовые схемы электрических соединений, приведенные на рис. 1.5. Распределительные устройства низкого напряжения (РУНН) показаны условно.

*Блочные схемы*, выполненные блоком линия-трансформатор с разъединителем или выключателем (рис. 1.5,а,б,в), применяются, главным образом, для тупиковых и ответвительных подстанций. В схеме рис. 1.5,а при повреждении в трансформаторе предусматривается передача отключающего импульса на головной выключатель.

В случае двухтрансформаторных подстанций используются два блока, не связанные между собой по стороне высшего напряжения, или два блока, связанные между собой неавтоматической (ремонтной) перемычкой из двух разъединителей (рис. 1.5,в). Эта перемычка позволяет осуществлять питание потребителей через два трансформатора при ремонте или повреждении одной из линий.

*В упрощенных схемах* используются перемычки (мостики) с выключателями и ремонтные перемычки с разъединителями (рис. 1.5,з,д). Такие схемы применяются на тупиковых, ответвительных и проходных подстанциях.

На проходных подстанциях перемычка с выключателем (рабочая перемычка) нормально замкнута, поскольку через нее осуществляется транзит мощности. Ремонтная перемычка на проходных подстанциях включается для транзита мощности через подстанцию при ремонте выключателя рабочей перемычки. На тупиковых и ответвительных подстанциях перемычка с выключателем нормально разомкнута, а ремонтная перемычка может отсутствовать.

В схеме рис. 1.5,з, применяемой на тупиковых и ответвительных ПС, при повреждении одной из линий автоматически отключается выключатель со стороны поврежденной линии и включается выключатель в перемычке, оба трансформатора остаются в работе, а потребители получают питание по одной линии. При повреждении одного из трансформаторов автоматически отключается выключатель со стороны поврежденного трансформатора. Потребители будут получать питание по одной линии через один трансформатор.

В схеме рис. 1.5,д, применяемой на тупиковых и ответвительных ПС, при повреждении одной из линий автоматически отключается выключатель со стороны поврежденной линии. Потребители будут получать питание по одной линии через один трансформатор. Включение в работу второго трансформатора может быть осуществлено оперативными переключениями через ремонтную перемычку. При повреждении одного из трансформаторов автоматически отключается выключатель со стороны поврежденного трансформатора. Потребители будут получать питание по одной линии через один трансформатор.

Выбор между схемами рис. 1.5,з и д для тупиковых и ответвительных ПС определяется важностью автоматического сохранения в работе двух трансформаторов при повреждении одной из линий. С этой позиции предпочтение следует отдать схеме 1.5,з.



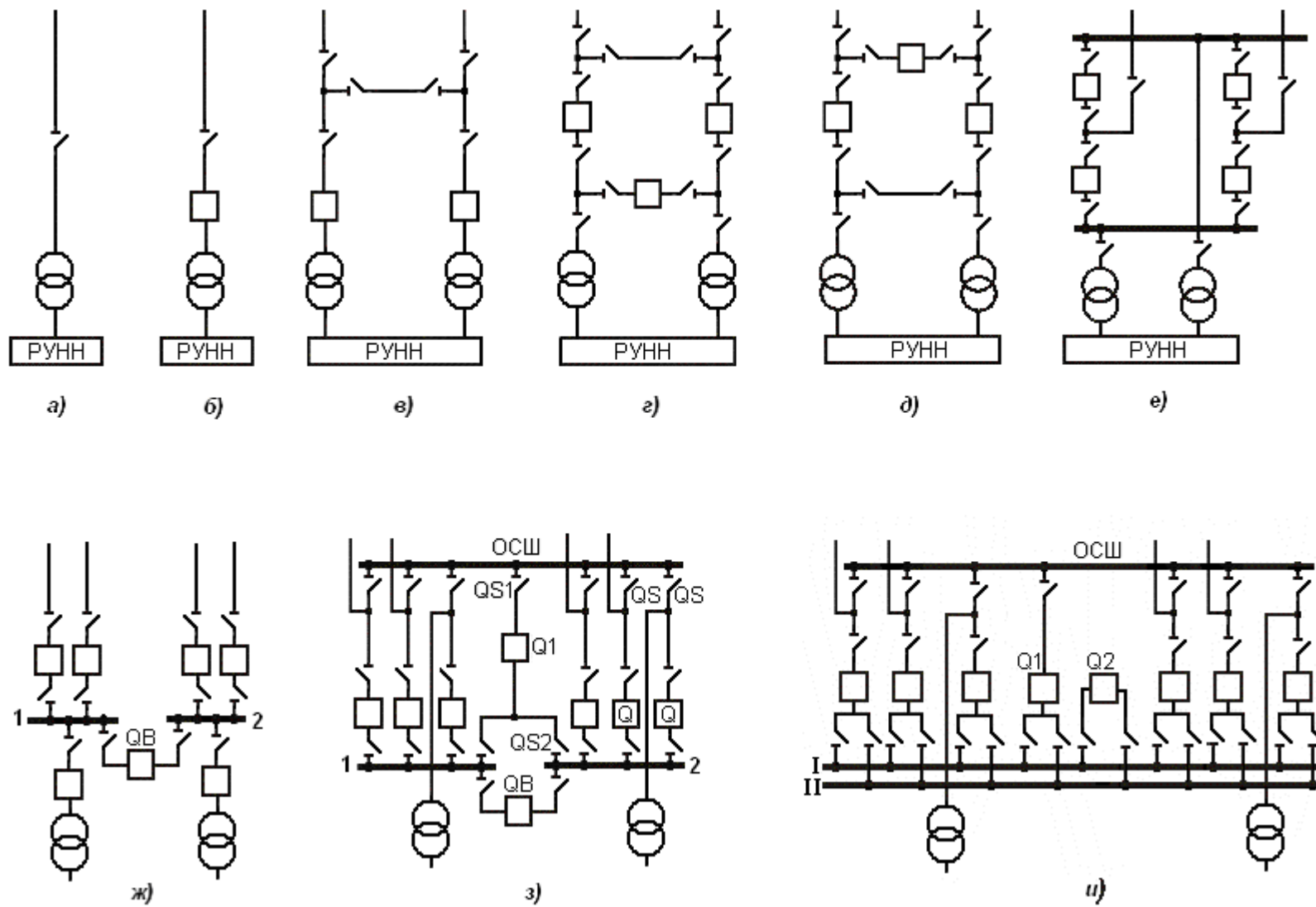


Рис. 1.5. Типовые схемы РУ высшего и среднего напряжения подстанций

В схеме рис. 1.5,з, применяемой на проходных (транзитных) ПС, при повреждении одной из линий автоматически отключается выключатель со стороны поврежденной линии. Потребители будут получать питание по другой линии, но через два трансформатора, поскольку выключатель в рабочей перемычке остается включенным. Транзит мощности через ПС прерывается. При повреждении одного из трансформаторов автоматически отключается выключатель со стороны поврежденного трансформатора и выключатель в рабочей перемычке. Потребители будут получать питание по одной линии через один трансформатор. Транзит мощности через ПС автоматически прерывается, но может быть восстановлен оперативными переключениями через рабочую перемычку.

В схеме рис. 1.5,д, применяемой на проходных (транзитных) ПС, при повреждении одной из линий автоматически отключается выключатель в рабочей перемычке. Потребители будут получать питание по одной линии через один трансформатор. Транзит мощности через ПС прерывается. При повреждении одного из трансформаторов автоматически отключается выключатель со стороны поврежденного трансформатора. Потребители будут получать питание через один трансформатор. Транзит мощности через ПС сохраняется, поскольку выключатель в рабочей перемычке остается включенным.

Выбор между схемами рис. 1.5,з и д для проходных (транзитных) ПС определяется важностью автоматического сохранения транзита мощности через ПС при повреждении одного из трансформаторов. С этой позиции предпочтение следует отдать схеме 1.5,д.

*Схема четырехугольника* (рис. 1.5,е) является наиболее распространенной из схем многоугольников и применяется при четырех присоединениях (две линии и два трансформатора) и необходимости секционирования (деления) транзитной линии. В этой схеме каждая линия может подключаться к любому трансформатору. Для этого на присоединении каждой линии установлены два выключателя.

Схема четырехугольника обладает более высокой надежностью, чем схемы рис. 1.5,з,д, так как авария в линии или трансформаторе приводит к отключению только поврежденного элемента. При аварийном или плановом отключении одной из линий трансформаторы будут получать питание по второй линии. При аварийном или плановом отключении одного из трансформаторов транзит мощности через ПС сохраняется.

Схема четырехугольника применяется, как правило, для напряжений 220 кВ и при мощности трансформаторов 125 МВ·А и выше.

*Схема с одной рабочей секционированной системой сборных шин* (рис.1.5,ж) используется, как правило, для напряжения 35 кВ (высшего, среднего и низшего) при пяти и более присоединениях (два трансформатора три и более линии). Допускается применять эту схему для РУ 110-220 кВ при использовании высоконадежного оборудования, например герметизированных ячеек с элегазовой изоляцией.

В нормальном режиме работы секционный выключатель  $QB$  выключен. Если все присоединенные линии являются отходящими, выключатель  $QB$  включается при повреждении одного из трансформаторов. Если схема используется в транзитной ПС (ПСЗ рис. 1.4), выключатель  $QB$  включается при повреждении одной из питающих линий.

Схема имеет ряд существенных недостатков:

ремонт одной секции сборных шин (или любого шинного разъединителя) связан с отключением всех линий, подключенных к этой секции;

повреждение на секции сборных шин приводит к отключению всех линий, отходящих от этой секции;

ремонт любого выключателя (кроме секционного) связан с отключением соответствующего присоединения линии или трансформатора.

*Схема с одной рабочей секционированной системой сборных шин и обходной системой шин* (рис. 1.5,з) с обходным  $Q1$  и секционным  $QB$  выключателями применяется для РУ 110-220 кВ при пяти и более присоединениях (два трансформатора три и более линии).

В нормальном режиме секционный выключатель  $QB$  и шиносоединительный выключатель  $Q1$  отключены. Все разъединители  $QS$  линий и трансформаторов со стороны обходной системы шин (ОСШ) отключены. В нормальном режиме ОСШ находится без напряжения.

Схема с ОСШ является более надежной, чем предыдущая, поскольку позволяет проводить ремонт любого выключателя  $Q$  (линии или трансформатора) без отключения соответствующего присоединения. Для ремонта, например трансформаторного выключателя  $Q$ , включаются разъединитель  $QS$  и разъединители  $QS1$  и  $QS2$  обходного выключателя, включается обходной выключатель  $Q1$ , отключается выключатель  $Q$  и его разъединители. Трансформатор, питающий секцию 2, и линии, питающиеся от секции 2, остаются в работе. Для ремонта, например, линейного выключателя  $Q$  включаются разъединитель  $QS$  и разъединители  $QS1$  и  $QS2$  обходного выключателя, включается обходной выключатель  $Q1$ , отключается выключатель  $Q$  и его разъединители.

При ремонте одной секции шин (или любого шинного разъединителя) все линии, отходящие от этой секции, и трансформатор ремонтируемой секции отключаются. Это недостаток схемы.

Схема с двумя рабочими системами сборных шин и обходной системой шин (рис. 1.5,и) с обходным  $Q1$  и шиносоединительным  $Q2$  выключателями применяется для РУ 110-220 кВ при пяти и более присоединениях (два трансформатора, три и более линии).

В нормальном режиме обе системы шин I и II находятся под напряжением, все присоединения (линии и трансформаторы) равномерно распределены между системами шин.

В случае ремонта одной системы шин (или любого шинного разъединителя) все присоединения этой системы шин (линии и трансформатор) переводятся на вторую систему шин. Оба трансформатора остаются в работе. Это достоинства рассматриваемой схемы по сравнению с предыдущей схемой.

ОСШ, как и в предыдущей схеме, позволяет проводить ремонт любого выключателя (линии или трансформатора) без отключения соответствующего присоединения.

Типовые схемы РУНН 6...10 кВ, выполненные на базе комплектных шкафов КРУ, приведены на рис. 1.6.

Схема с одной секционированной системой шин (рис.1,6,а) применяется на подстанциях с трансформаторами без расщепления обмотки низшего напряжения. Схема с двумя секционированными системами шин (рис.1.6,б) применяется при расщепленных обмотках трансформаторов. При необходимости ограничения токов КЗ в цепи выключателей ввода  $Q$  устанавливаются токоограничивающие реакторы. При применении сдвоенных реакторов количество систем шин увеличится до четырех, а количество секций шин – до восьми.

При электроснабжении ответственных потребителей на секционных выключателях  $QВ$  предусматривается устройство автоматического ввода резервного питания (АВР). В нормальном режиме работы секционные выключатели отключены, трансформаторы работают отдельно. При исчезновении по какой-либо причине напряжения, например, на секции 1 автоматически отключается выключатель ввода  $Q1$  и включается секционный выключатель  $QВ$ . Потребители секций 1 и 2 получают питание через трансформатор  $T2$ .

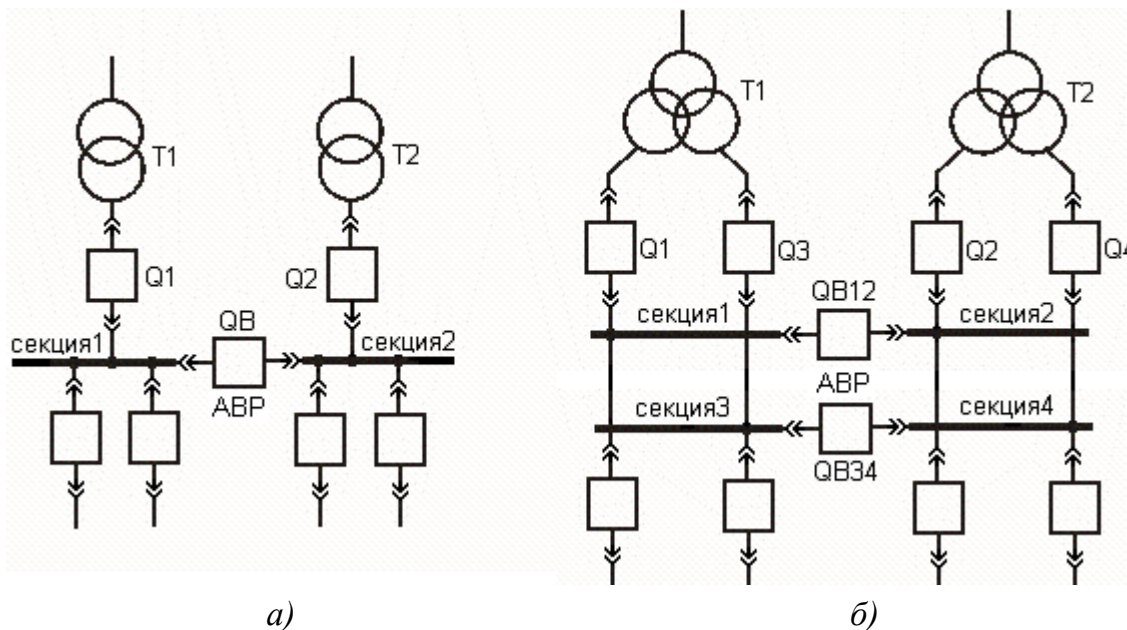


Рис. 1.6. Типовые схемы РУ 6...10 кВ подстанций

В настоящее время широко применяются комплектные трансформаторные подстанции блочного типа КТПБ с высшим напряжением до 220 кВ включительно. Применение КТПБ, укрупненные блоки которых полностью изготовлены в заводских условиях, позволяет уменьшить объем строительно-монтажных работ, увеличить надежность электроснабжения, повысить безопасность обслуживания, уменьшить габариты подстанций.

В зависимости от назначения и способа присоединения к электрической сети комплектация таких подстанций может быть самой разнообразной. На рис. 1.7 в качестве примера приведено конструктивное выполнение КТПБ напряжением 110/6-10 кВ с трансформаторами мощностью до 16 МВ·А включительно. Открытое распределительное устройство высшего напряжения выполнено в соответствии со схемой рис. 1.5,з. Распределительное устройство низшего напряжения выполнено закрытым.

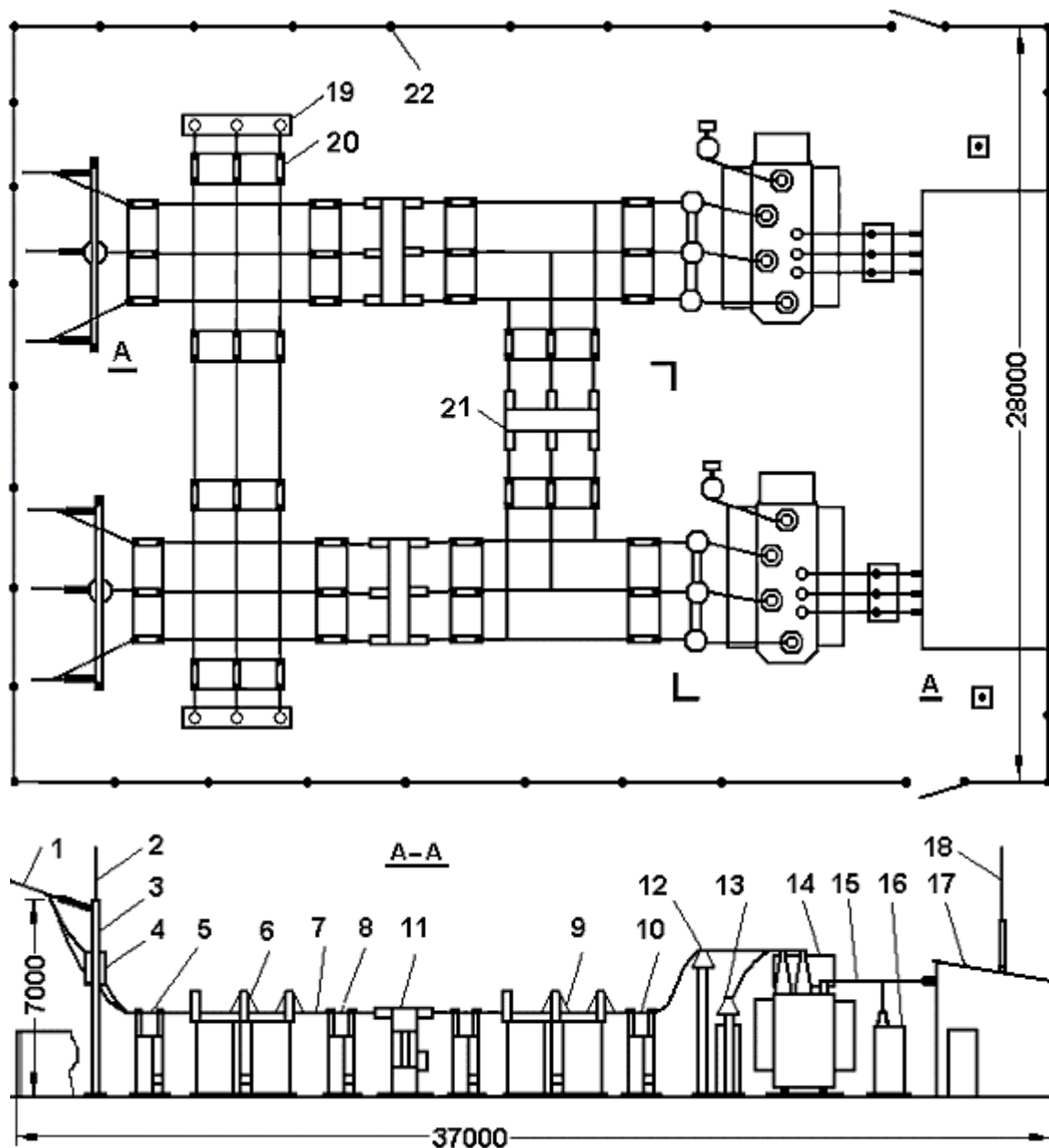


Рис. 1.7. Конструктивное выполнение КТПБ напряжением 110/10 кВ:

1 - провода ВЛ; 2 - молниеотвод на портале; 3 - приемный портал; 4 - аппаратура высокочастотной связи; 5, 8, 10 – линейные разъединители; 6, 9 - разъединители в перемычках; 7, 15 - алюминиевые шины; 11 - выключатель; 12 - разрядник; 13 - разрядник и заземляющий нож в нейтрали трансформатора; 14 - силовой трансформатор; 16 - блок трансформатора собственных нужд; 17 - закрытое распределительное устройство 10 кВ; 18 - отдельно стоящий молниеотвод; 19 - трансформатор напряжения; 20 – разрядник; 21 - выключатель в перемычке; 22 - ограждение подстанции.

### 1.3. Основное оборудование источников питания

Основным электротехническим оборудованием ТЭЦ и ПС являются:

генераторы ТЭЦ;

трансформаторы ТЭЦ и ПС;

распределительные устройства ТЭЦ и ПС.

*Генераторы.* В качестве генераторов на ТЭЦ используются трехфазные синхронные турбогенераторы. Это достаточно сложное оборудование, которое подробно рассматривается в других дисциплинах, в частности в курсе «Электромеханика». Поэтому ниже приведены лишь самые общие сведения о турбогенераторах.

Синхронные турбогенераторы для ТЭЦ выпускаются следующих мощностей: 6; 12; 20; 32; 60(63); 100; 120; 160; 200 МВт. Номинальные напряжения этих генераторов составляют 6,3; 10,5; 15,75; 18 кВ. Коэффициент мощности  $\cos\varphi = 0,8-0,85$ , частота вращения 3000 об/мин.

Для генераторов установлены буквенно-цифровые обозначения, в которых последовательно (слева направо) приводится следующая информация:

Т – турбогенератор;

В – водородное охлаждение;

ВВ – водородно-водяное охлаждение;

Ф – охлаждение форсированное;

число – мощность, МВт;

число – количество полюсов.

По способу отвода тепла от обмоток статора и ротора различают косвенное и непосредственное охлаждение. При косвенном охлаждении газ (воздух или водород) подается в зазор между статором и ротором в вентиляционные каналы. При этом охлаждающий газ не соприкасается с проводниками обмоток статора и ротора, и тепло, выделяемое ими, передается газу через изоляцию обмоток.

При непосредственном охлаждении охлаждающее вещество (газ или вода) соприкасается непосредственно с проводниками обмоток генератора.

Быстроходность турбогенератора определяет особенность его конструкции. Эти генераторы выполняются с горизонтальным валом. Ротор турбогенератора, работающий при больших механических и тепловых нагрузках, изготавливается из цельной поковки специальной стали, обладающей высокими магнитными и механическими свойствами.

Ротор выполняется неявнополюсным. В активной части ротора, по которой проходит основной магнитный поток, фрезеруются пазы, заполняемые катушками обмотки возбуждения. На валу ротора устанавливаются вентиляторы, обеспечивающие циркуляцию охлаждающего газа.

Статор турбогенератора состоит из корпуса и сердечника. Корпус изготавливается сварным. Сердечник набирается из листов электротехнической

стали. Листы набирают пакетами, между которыми оставляют вентиляционные каналы. В пазы сердечника укладывается трехфазная обмотка статора.

Обмотка ротора генератора получает питание от специального источника постоянного тока, называемого возбудителем. Мощность возбудителя составляет 0,3–1 % от мощности генератора. Электрическое соединение возбудителя с обмоткой ротора выполняется преимущественно при помощи контактных щеток и колец. Совокупность возбудителя и различных вспомогательных и регулирующих устройств называется системой возбуждения.

*Трансформаторы.* На ТЭЦ и ПС устанавливаются силовые трехфазные трансформаторы различной номинальной мощности и напряжения. Силовые трансформаторы выпускаются в соответствии с рядом номинальных мощностей, установленным ГОСТ 9680-77 (табл. 1.1). Из табл. 1.1 шаг шкалы номинальных мощностей трансформаторов составляет  $\approx 1,6$ .

Т а б л и ц а 1.1

Номинальная мощность трансформатора, кВ·А				
10	16	25	40	63
100	160	250	400	630
1000	1600	2500	4000	6300
10000	16000	25000	40000	63000

Типовая конструкция силового трансформатора показана на рис. 1.8.

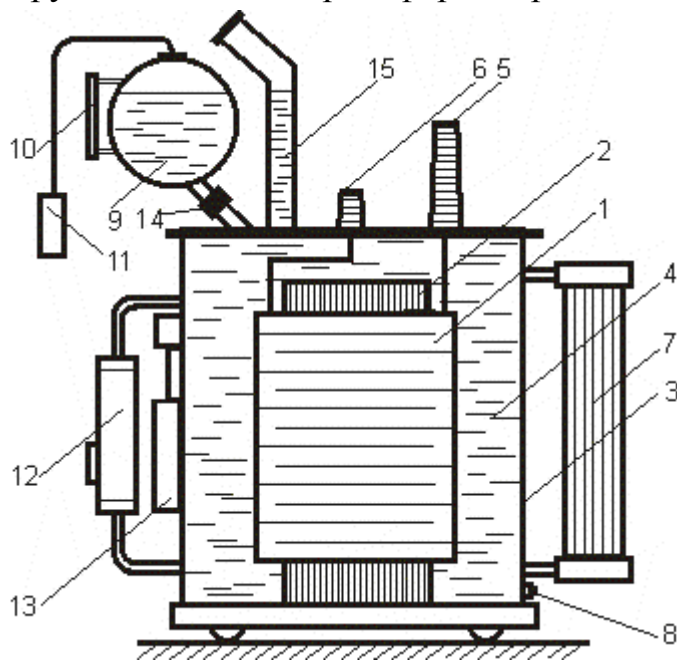


Рис. 1.8. Общий вид масляного трансформатора



Обмотки 1, наматываемые на магнитный сердечник 2, составляют активную часть. Обмотки изготавливаются из медных или алюминиевых изолированных проводников. Магнитный сердечник набирается из листов электротехнической стали. Активная часть погружена в стальной бак 3, заполненный трансформаторным маслом 4. Вводы к обмоткам высшего и низшего напряжения выполняются через изоляторы 5 и 6. Охлаждение масла осуществляется с помощью радиаторов 7. В нижней части бака предусматривается кран 8 для слива масла.

Расширитель 9, связанный с баком, воспринимает изменение объема масла при изменении его температуры. По указателю 10 проверяют уровень масла. Воздухоосушитель 11, связывающий расширитель с окружающим воздухом, защищает масло от увлажнения. С помощью термосифонного фильтра 12 осуществляется постоянная регенерация масла. Устройство регулирования напряжения под нагрузкой РПН обозначено позицией 13.

Газовое реле 14, устанавливаемое в патрубке между баком и расширителем, защищает трансформатор от внутренних повреждений, сопровождающихся газовыделением, например при витковых замыканиях в обмотке. Выхлопная труба 15 защищает бак от разрыва при очень интенсивном выделении газа во время крупных повреждений внутри трансформатора, например при междуфазном КЗ. В этом случае разрывается мембрана в верхней части трубы и происходит выброс масла из бака.

Для трансформаторов установлены буквенно-цифровые обозначения, в которых последовательно (слева направо) приводится следующая информация:

вид устройства (А – автотрансформатор, без обозначения – трансформатор);

число фаз (О – однофазный, Т – трехфазный);

наличие расщепленной обмотки низшего напряжения – Р;

С – охлаждение естественное воздушное (трансформатор сухой);

М – охлаждение естественное масляное;

Д – охлаждение естественное масляное с принудительной циркуляцией воздуха (с дутьем);

ДЦ – охлаждение с принудительной циркуляцией воздуха и принудительной циркуляцией масла.

число обмоток трансформатора (Т – трехобмоточный, без обозначения – двухобмоточный);

вид регулирования напряжения (Н – наличие устройства регулирования напряжения под нагрузкой РПН, без обозначения – наличие устройства ре-

гулирования напряжения при отключении трансформатора от сети – устройства переключения без возбуждения ПБВ).

исполнение (З – защищенное, Г – герметичное);

номинальная мощность, кВ·А;

класс напряжения первичной обмотки высшего напряжения, кВ.

В конструкции трансформаторов защищенного и герметичного исполнения расширитель отсутствует. Изменение объема масла при изменении его температуры воспринимается азотной подушкой в надмасленном пространстве бака трансформаторов защищенного исполнения и гофрированным баком герметичных трансформаторов.

Обмотка трансформатора со стороны питания называется *первичной*, со стороны потребителя - *вторичной*.

Изменение напряжения в трансформаторе происходит в соответствии с его коэффициентом трансформации. Этот коэффициент равен отношению числа витков первичной  $w_1$  и вторичной  $w_2$  обмоток или отношению напряжений первичной и вторичной обмоток трансформатора без нагрузки (при холостом ходе):

$$k_T = w_1/w_2 = U_1/U_2. \quad (1.3)$$

Трехфазные трансформаторы имеют следующие схемы соединения обмоток:

звезда Y;

звезда с выведенной нейтралью Y̅;

треугольник Δ.

*Группой соединений* обмоток трансформатора называется угловой сдвиг между одноименными векторами линейных напряжений первичной и вторичной обмоток трансформатора. Этот угловой сдвиг приводится к циферблату часов. Вектор напряжения обмотки высшего напряжения выполняет роль минутной стрелки и совмещается с цифрой 12 циферблата. Вектор напряжения обмотки низшего напряжения, выполняя роль часовой стрелки, указывает группу соединения обмоток, равную времени на условных часах.

Наибольшее распространение в энергосистемах получили следующие схемы и группы соединений двухобмоточных трансформаторов:

звезда – звезда с выведенной нейтралью Y/Y̅ – 0;

звезда – треугольник Y/Δ – 11;

звезда с выведенной нейтралью – треугольник  $\Upsilon/\Delta - 11$ .

Для трехобмоточных трансформаторов наиболее распространенной является схема и группа соединений обмоток  $\Upsilon/Y/\Delta - 0, 11$ .

Группа 0 характеризует отсутствие углового сдвига между векторами линейных напряжений обмоток  $\Upsilon$  и  $Y$ , а группа 11 – наличие углового сдвига на  $30^\circ$  между векторами линейных напряжений обмоток  $Y(\Upsilon)$  и  $\Delta$ .

В электрических сетях энергосистем наряду с трансформаторами применяются автотрансформаторы. Автотрансформаторы отличаются от трансформаторов наличием электрической связи между двумя обмотками. Выполняются автотрансформаторы, как правило, трехобмоточными, с электрической связью между обмотками высшего и среднего напряжений. Связь обмоток высшего и среднего напряжений с обмоткой низшего напряжения электромагнитная.

Применение автотрансформаторов оказывается экономически целесообразным для связи двух систем близких номинальных напряжений, например 220 и 110 кВ. Электрически связанные обмотки высшего и среднего напряжения соединяются в звезду с выведенной нейтралью. Обмотка низшего напряжения соединяется в треугольник. Схема и группа соединений обмоток автотрансформаторов  $\Upsilon/\Upsilon/\Delta - 0, 11$ .

*Распределительное устройство (РУ)* – это электроустановка, предназначенная для приема и распределения электроэнергии и содержащая коммутационные аппараты, сборные и соединительные шины, а также устройства защиты, автоматики, телемеханики, связи и измерений.

На трансформаторных подстанциях количество РУ определяется количеством номинальных напряжений обмоток трансформаторов.

Распределительные устройства выполняются открытыми, закрытыми и элегазовыми.

*Открытое распределительное устройство (ОРУ)* – РУ, оборудование которого располагается на открытом воздухе. Территория ОРУ ограждается.

К достоинствам ОРУ относятся:

относительно невысокая стоимость,

хорошая доступность для наблюдения за всеми аппаратами,

простота расширения и реконструкции.

К недостаткам ОРУ можно отнести:

большую занимаемую площадь,

неудобство обслуживания оборудования при низких температурах и в ненастную погоду,

подверженность оборудования загрязнению.

ОРУ широко применяются для напряжений 35 кВ и выше.

*Закрытое распределительное устройство (ЗРУ) – РУ*, оборудование которого располагается в помещении (здании). ЗРУ используются при повышенной загрязненности и химической активности окружающей среды, в районах Крайнего Севера, а также часто в городах по архитектурным соображениям.

ЗРУ дороже, чем ОРУ, так как требуют специального здания. Для уменьшения стоимости ЗРУ здание сооружается из сборных железобетонных конструкций. Основным достоинством ЗРУ является меньшая занимаемая площадь, чем ОРУ, поскольку расстояния между токоведущими частями в ЗРУ допускаются меньше, чем в ОРУ. В этом смысле проще размещение ЗРУ в центрах электрических нагрузок промышленных предприятий и в городских районах с интенсивной застройкой.

ЗРУ применяются для напряжений до 220 кВ.

*Элегазовое распределительное устройство (РУЭ) – РУ*, в котором основное оборудование заключено в оболочки, заполненные элегазом ( $\text{SF}_6$ ), служащим изолирующей и дугогасящей средой.

Элегаз обладает высокими электроизоляционными и дугогасительными свойствами, не токсичен, не горит, не образует взрывоопасных смесей. Все аппараты РУЭ (выключатели, разъединители, измерительные трансформаторы и др.) имеют меньшие габариты, чем такие же аппараты с масляной и фарфоровой изоляцией. Каждый элемент РУЭ заключен в герметичный металлический заземленный кожух, заполненный элегазом под избыточным давлением. Отдельные элементы соединяются с помощью газоплотных фланцев.

Электрические соединения выполняются стержневыми шинами, заключенными в металлических корпусах с элегазом, и втычными контактами розеточного типа. Деление РУЭ на отдельные блоки позволяет заменять любой из них, сохраняя элегазовое заполнение в остальных блоках. Блоки РУЭ изготавливаются на заводах и поставляются на место монтажа в готовом виде, где из отдельных блоков собирается весь комплект РУЭ.

РУЭ применяются для напряжений до 220 кВ.

*Комплектное распределительное устройство – РУ*, состоящее из шкафов со встроенными в них аппаратами, устройствами измерения, защиты и автоматики, поставляемых заводом-изготовителем в полностью собранном виде.

Шкафы комплектных распределительных устройств изготавливаются для внутренней установки (КРУ) и наружной установки (КРУН). Последние

имеют уплотнения, обеспечивающие защиту встроенной аппаратуры от загрязнения и атмосферных осадков.

Разновидностью шкафа КРУ является камера сборная одностороннего обслуживания (КСО). Заводское изготовление шкафов КРУ, КРУН и КСО позволяет обеспечить тщательность сборки всех узлов и высокую надежность работы. Полностью собранные и готовые к работе шкафы поставляются на место монтажа, где их соединяют шинами, подводят силовые и контрольные кабели.

Общий вид шкафа КРУ с выкатной тележкой показан на рис. 1.9,*а*. На тележке могут устанавливаться: силовой выключатель, трансформатор напряжения, разрядники, силовые предохранители или другое оборудование. Ремонт и обслуживание этого оборудования выполняются после снятия напряжения и выкатывания тележки из шкафа.

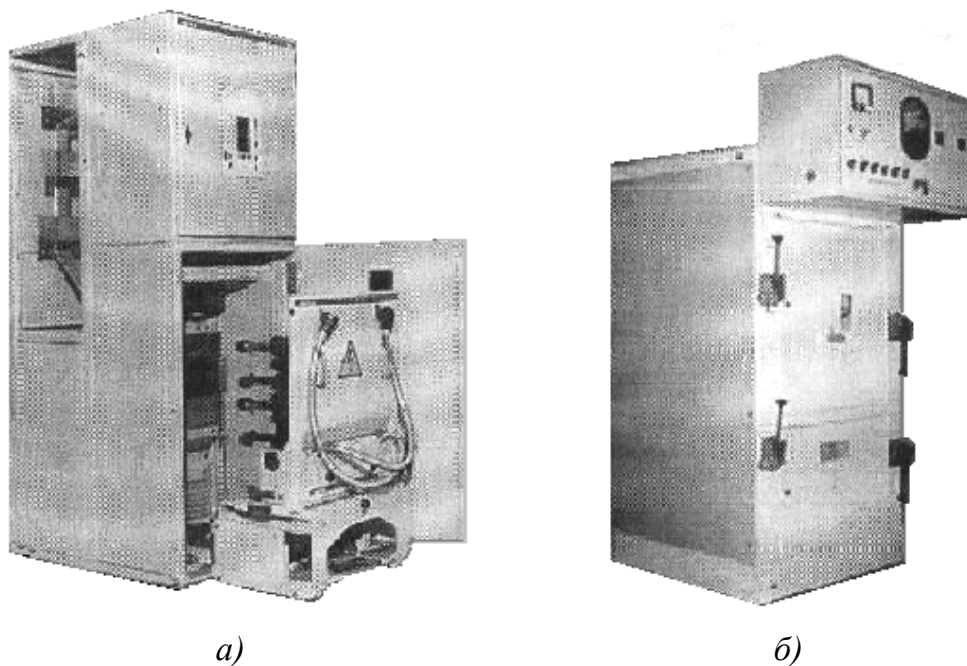


Рис. 1.9. Общий вид шкафа КРУ и камеры КСО

Общий вид камеры КСО приведен на рис. 1.9,*б*. Ремонт и обслуживание оборудования, установленного в камере, выполняются через дверцы на передней стороне камеры после снятия напряжения. Камеры КСО изготавливаются только для внутренней установки.

Комплектные распределительные устройства выполняются для напряжений 3-20 кВ. Выкатные КРУ применяются для ответственных электроустановок с большим количеством ячеек, где требуется быстрая замена выключателя, например для промышленных предприятий с высокой долей электроприемников 1 и 2 категории надежности. Камеры КСО широко применяются в

городских электрических сетях, где основная масса электроприемников имеет 2 и 3 категории надежности.

*Оборудование РУ* ТЭЦ и ПС включают в себя большое количество различных аппаратов: коммутационных, измерительных, защитных и др. Ниже приводится краткая характеристика основного оборудования РУ.

*Коммутационная аппаратура* предназначена для проведения включений и отключений (коммутаций) в схемах РУ. В качестве основных элементов коммутационной аппаратуры можно выделить силовые выключатели и разъединители. К этой же аппаратуре относятся выключатели нагрузки и плавкие предохранители.

*Силовые выключатели* являются основными коммутационными аппаратами для включения и отключения электрической цепи в любых ее режимах: токовой нагрузки, перегрузки, короткого замыкания, холостого хода, несинхронной работы. Наиболее тяжелой и ответственной операцией является отключение тока короткого замыкания. При разрыве токовой цепи между контактами выключателя возникает электрическая дуга. Гашение дуги осуществляется в специальных дугогасительных устройствах.

По способу гашения дуги выключатели делятся на масляные, воздушные, вакуумные и элегазовые и др. В *масляных выключателях* дугогасительной средой является трансформаторное масло. В *воздушных выключателях* гашение дуги осуществляется сжатым воздухом. Высокая электрическая прочность вакуума и элегаза используется в *вакуумных и элегазовых выключателях*.

Масляные и воздушные выключатели имеют ряд недостатков, а именно: низкую надежность, небольшой коммутационный ресурс, пожароопасность, высокие эксплуатационные затраты. Вакуумные и элегазовые выключатели обладают более высокими техническими характеристиками. Поэтому в настоящее время при проектировании новых и реконструкции существующих объектов отдают предпочтение вакуумным и элегазовым выключателям.

*Разъединителем* называется электрический аппарат для выполнения оперативных переключений в схеме РУ и для создания *видимого разрыва* электрической цепи при выполнении обслуживания и ремонта оборудования. Конструктивно разъединитель представляет собой систему подвижных и неподвижных контактов, установленных на изоляторах.

В распределительных устройствах напряжением 6...10 кВ, выполненных из шкафов КРУ с силовым выключателем на выкатной тележке, роль разъе-

динителей выполняют втычные контакты, размыкаемые при выкатывании тележки из шкафа и замыкаемые при вкатывании тележки в шкаф.

Поскольку разъединители не снабжены дугогасящими устройствами, операции отключения и включения могут выполняться в цепи без нагрузки (в цепи, отключенной силовым выключателем). Разъединителем можно включать и отключать цепь, находящуюся под напряжением, но без тока или с небольшим током, когда нет опасности возникновения электрической дуги.

Разъединители устанавливаются, как правило, по обе стороны от выключателя. Если необходимо отключить нагруженную токком цепь, то сначала отключают выключатель, а затем разъединители. Включение цепи производится в обратном порядке: сначала включают разъединители, а затем – выключатель.

*Выключатели нагрузки* широко применяются в РУ напряжением 6...10 кВ. Эти выключатели имеют дугогасительное устройство, с помощью которого можно отключать рабочие токи, но не токи короткого замыкания. При разомкнутых контактах этот выключатель, как и разъединитель, создает видимый разрыв.

*Плавкие предохранители* выполняют операцию автоматического отключения цепи при превышении токком определенного значения. Отключение тока обеспечивается за счет перегорания плавкой вставки предохранителя. Поэтому после срабатывания предохранителя, его плавкая вставка заменяется. Предохранители часто применяются в сочетании с выключателями нагрузки. В этом случае рабочие токи отключаются выключателем нагрузки, а токи короткого замыкания – плавкими предохранителями.

*Измерительные трансформаторы* тока (ТТ) и напряжения (ТН) предназначены для измерения электрических величин, а также для питания устройств релейной защиты. Коэффициенты трансформации ТТ и ТН таковы, что при любых нормальных значениях рабочих токов и напряжений значения вторичных токов и напряжений не превышают 5 А и 100 В соответственно.

К ТТ подключаются амперметры, токовые обмотки реле и приборов для измерения мощности и энергии. К ТН подключаются вольтметры, обмотки напряжения реле и приборов для измерения мощности и энергии.

К измерительным трансформаторам предъявляются требования точности измерения электрических величин. В этом смысле измерительные трансформаторы должны отвечать определенному классу точности. Высший класс точности должны иметь трансформаторы, питающие обмотки приборов коммерческого расчета за электроэнергию.

*Разрядники и нелинейные ограничители перенапряжений (ОПН)* предназначены для защиты оборудования от атмосферных и коммутационных перенапряжений. Эти аппараты включаются между фазой и землей и представляют собой нелинейные элементы, резко уменьшающие сопротивление при превышении напряжением определенного значения. Энергия перенапряжения отводится в землю.

В сетях с эффективно заземленной нейтралью (сети 110 кВ) для защиты изоляции нейтрали трансформаторов между нейтралью трансформатора и землей включается разрядник или ОПН с номинальным напряжением на класс ниже, чем класс изоляции трансформатора.

*Реакторы* представляют собой сопротивления индуктивного характера и предназначены для ограничения токов КЗ. Использование реакторов позволяет применять в схемах РУ оборудование, рассчитанное на меньшие значения токов КЗ, т.е. более дешевое оборудование.

*Шины* предназначены для соединения между собой отдельных элементов РУ, а также для подключения к РУ подходящих и отходящих воздушных и кабельных линий электропередачи.

Шины РУ изготавливаются из алюминия или его сплавов и выполняются гибкими из многопроволочных сталеалюминиевых проводов и жесткими различных профилей. Гибкие шины открытых РУ крепятся с помощью подвесных гирлянд изоляторов на порталах. Жесткие шины крепятся на опорных изоляторах, устанавливаемых на железобетонных или металлических стойках.

Применение в открытых РУ жесткой ошиновки позволяет отказаться от порталов и уменьшить площадь РУ. Жесткие шины окрашиваются в желтый (фаза  $L1$ ), зеленый (фаза  $L2$ ) и красный (фаза  $L3$ ) цвета.

В распределительных устройствах напряжением 6...10 кВ наружной и внутренней установки используются только жесткие шины. Жесткие шины используются в закрытых РУ более высоких напряжений.

*Заземляющие устройства (ЗУ)* предназначены для соединения с землей металлических частей (корпусов) оборудования, нормально не находящихся под напряжением, но которые могут оказаться под напряжением вследствие пробоя изоляции. При пробое изоляции заземленный корпус оказывается под потенциалом, близким к потенциалу земли. Такие ЗУ называются *защитными*, поскольку защищают обслуживающий персонал от поражения электрическим током при соприкосновении с корпусами оборудования.



ЗУ, предназначенные для нормальной работы оборудования, называются *рабочими*. К рабочим ЗУ относятся, в частности, заземления нейтралей трансформаторов.

#### 1.4. Режимы работы оборудования

*Турбогенераторы.* Различают нормальные и аварийные режимы работы турбогенераторов. Под нормальными понимают такие режимы, которые допускаются длительно, без каких либо ограничений. К нормальным режимам генераторов относится его работа:

с различной нагрузкой от минимально возможной по технологическим условиям до номинальной;

с коэффициентом мощности, отличным от номинального;

с отклонениями напряжения на выводах генератора;

при отклонениях частоты в сети;

при отклонении температуры охлаждающей среды от номинальной температуры и другие режимы.

Допустимые границы отклонения параметров при таких режимах лимитируются нагревом различных частей генераторов (обмоток статора, ротора) и указываются в нормативных документах и инструкциях заводоизготовителей. Так, например, допускается длительная работа турбогенераторов при отклонении напряжения статора на  $\pm 5\%$  от номинального; при этом длительно допустимый ток статора соответственно изменяется на  $\mp 5\%$ .

Допустимая нагрузка турбогенераторов по активной и реактивной мощности ограничивается нормированной диаграммой мощности, показанной на рис. 1.10, где обозначено:

1 – ограничение по нагреву обмотки ротора;

2 – ограничение по нагреву обмотки статора;

3 – ограничение по мощности турбины;

4 – ограничение по нагреву других конструктивных элементов статора;

5 – ограничение по условиям устойчивости работы генератора.

К аварийным режимам работы генераторов относятся режимы, связанные со значительными перегрузками, потерей возбуждения, потерей устойчивости параллельной работы, асинхронным ходом.

Допустимые аварийные перегрузки по току статора турбогенераторов и их продолжительность указаны в табл. 1.2.

Относительно малая допустимая продолжительность аварийных перегрузок объясняется тем, что постоянная времени нагрева обмоток статора

турбогенераторов очень мала. В частности, для турбогенератора мощностью 150 МВт эта постоянная составляет около 1 минуты.

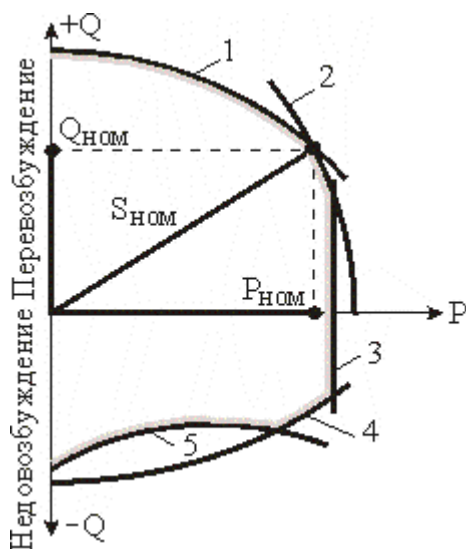


Рис. 1.10. Диаграмма мощности турбогенератора

Вопросы нарушения устойчивости параллельной работы синхронных генераторов и асинхронного хода подробно рассматриваются в специальной дисциплине «Переходные процессы в электроэнергетических системах».

*Силовые трансформаторы* могут работать в различных режимах, характеризующихся нагрузкой, напряжением, условиями окружающей среды и другими факторами.

Т а б л и ц а 1.2

Продолжительность перегрузки, мин, не более	Кратность перегрузки турбогенератора		
	Косвенное охлаждение	Непосредственное охлаждение	
		водой	водородом
60	1,1	1,1	–
15	1,15	1,15	–
10	–	–	1,1
6	1,2	1,2	1,15
5	1,25	1,25	–
4	1,3	1,3	1,2
3	1,4	1,35	1,25
2	1,5	1,4	1,3
1	2	1,5	1,5

*Номинальным режимом* трансформатора называется режим его работы при номинальной нагрузке, номинальном напряжении и температуре охлаждающей среды (воздуха) +20°С.

Из приведенного определения видно, что длительный номинальный режим является идеализированным (практически недостижимым) режимом. Однако считается, что в таком режиме трансформатор способен проработать установленный заводом-изготовителем срок службы 25 лет.

*Нормальным режимом* работы трансформатора называется режим, при котором его параметры отклоняются от номинальных в пределах, допустимых ГОСТами, техническими условиями и другими нормативными документами.

*Режим напряжения.* При нагрузке, не превышающей номинальную, допускается продолжительная работа трансформатора при повышении напряжения на любом ответвлении любой обмотки на 10 % сверх номинального напряжения данного ответвления.

*Режим параллельной работы.* Допускается режим параллельной работы трансформаторов при условии, что ни один из них не будет перегружен. Для этого должны выполняться следующие условия:

группы соединений обмоток трансформаторов должны быть одинаковыми;

соотношение мощностей трансформаторов не более 1:3;

отличие коэффициентов трансформации не более чем на 0,5 %;

отличие напряжений короткого замыкания не более чем на 10 %.

Поскольку при параллельной работе трансформаторов увеличиваются токи КЗ, такой режим в системах электроснабжения практически не используется.

*Режим регулирования напряжения.* Устройства регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) должны работать, как правило, в автоматическом режиме. Допускается дистанционное переключение РПН с пульта управления. На трансформаторах с переключением без возбуждения (ПБВ) правильность выбора коэффициента трансформации должна проверяться два раза в год – перед зимним максимумом и летним минимумом нагрузки.

*Режим перегрузки.* Наиболее подверженным процессу старения элементом трансформатора является целлюлозная изоляция обмоток, фактически определяющая ресурс (срок службы) трансформатора. Основным фактором, влияющим на старение изоляции, является ее нагрев, обуславливающий термический износ изоляции. Существует так называемое 6-градусное правило:

увеличение температуры изоляции на  $6^{\circ}\text{C}$  сокращает срок службы изоляции вдвое. Это правило справедливо в диапазоне температур  $80\dots 140^{\circ}\text{C}$ .

Наиболее интенсивный нагрев изоляции обмоток и, следовательно, наиболее интенсивное ее старение происходят в режиме перегрузки трансформаторов. Это очень важный режим трансформатора, поэтому рассмотрим его более подробно.

Допустимость перегрузок трансформаторов при их эксплуатации регламентируется Руководством по нагрузке силовых масляных трансформаторов (ГОСТ 14209-97).

В указанном стандарте все трансформаторы делятся на три класса:

распределительные трансформаторы – трехфазные трансформаторы номинальной мощностью не более  $2500\text{ кВ}\cdot\text{А}$  классов напряжения до  $35\text{ кВ}$  включительно;

трансформаторы средней мощности – трехфазные трансформаторы номинальной мощностью до  $100\text{ МВ}\cdot\text{А}$ ;

трансформаторы большой мощности – трехфазные трансформаторы мощностью более  $100\text{ МВ}\cdot\text{А}$ .

С целью ознакомления с основными положениями ГОСТ 14209-97 рассмотрим сначала режим работы трансформатора при неизменной нагрузке. Источником нагрева в трансформаторе является его активная часть. Масло нагревается от обмоток, его объем увеличивается, а плотность уменьшается. Нагретое масло поднимается в верхнюю часть бака и вытесняется в радиаторы системы охлаждения трансформатора (рис. 1.11,а). Проходя через радиаторы, масло остывает и поступает в нижнюю часть бака. Так происходит естественная циркуляция масла.

На тепловой диаграмме трансформатора (рис. 1.11,б) температура охлаждающего воздуха  $\Theta_a$  принята неизменной (вертикальная прямая 1). Температура масла  $\Theta_o$  и температура обмотки  $\Theta_h$  увеличиваются практически линейно по высоте обмотки (прямые 2 и 3). В верхней части трансформатора температуры масла и обмотки достигают значений  $\Theta'_o$  и  $\Theta'_h$ .

Оценка допустимости работы трансформатора в каком-либо режиме определяется сопоставлением температуры масла  $\Theta'_o$  и обмотки  $\Theta'_h$  в верхней части трансформатора с их предельными значениями  $\Theta_{o\text{ max}}$  и  $\Theta_{h\text{ max}}$ , установленными ГОСТ 14209-97.

Эти предельные значения для трансформаторов различной мощности приведены в табл. 1.3. Здесь же указаны предельные перегрузки трансформа-

торов, обуславливающие предельные температуры  $\Theta_{o \max}$  и  $\Theta_{h \max}$  при температуре воздуха  $\Theta_a=20$  °С.

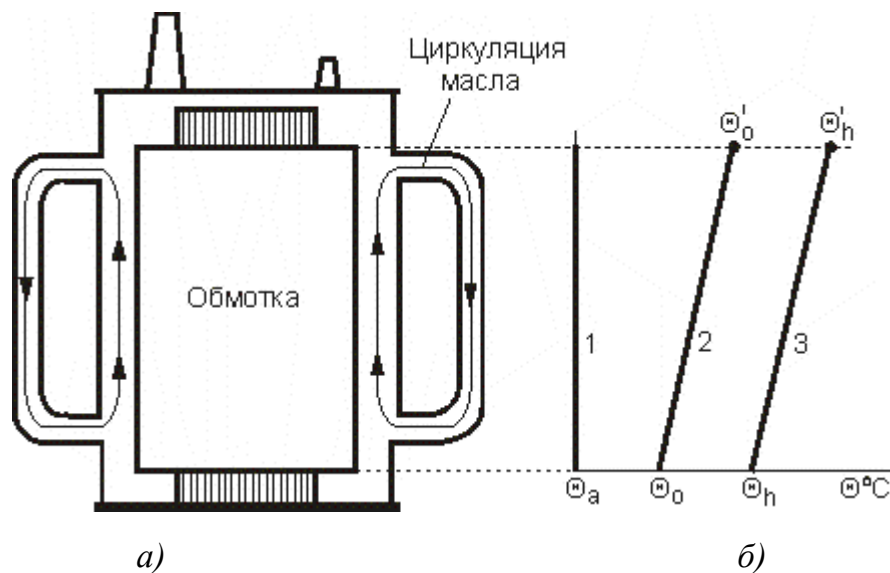


Рис. 1.11. Естественная циркуляция масла в трансформаторе (а) и тепловая диаграмма трансформатора (б)

Т а б л и ц а 1.3

Параметры	Трансформаторы		
	распреде- лительные	средней мощности	большой мощности
Режим систематических перегрузок:			
предельная перегрузка, о.е.	1,5	1,5	1,3
предельная температура обмотки в верхних слоях, $\Theta_{h \max}$ , °С	140	140	120
предельная температура масла в верхних слоях, $\Theta_{o \max}$ , °С	105	105	105
Режим аварийных перегрузок:			
предельная перегрузка, о.е.	1,8	1,5	1,3
предельная температура обмотки в верхних слоях, $\Theta_{h \max}$ , °С	150	140	130
предельная температура масла в верхних слоях, $\Theta_{o \max}$ , °С	115	115	115

При работе трансформатора с переменным суточным графиком нагрузки этот график приводится к двухступенчатому графику (рис. 1.12), эквивалентному по тепловому воздействию на изоляцию обмоток трансформатора.

На рис. 1.12 обозначено:

$K_1$  – предшествующая нагрузка в долях от номинальной мощности трансформатора;

$K_2$  – перегрузка в долях от номинальной мощности трансформатора;

$t$  – длительность перегрузки.

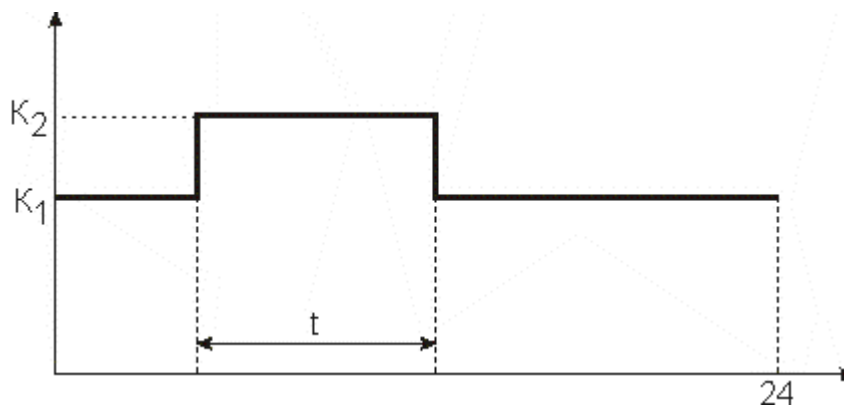


Рис. 1.12. Двухступенчатый график нагрузки трансформатора

При работе по такому графику определяются температура масла  $\Theta_{ot}$  и обмотки  $\Theta_{ht}$  в верхней части трансформатора к концу интервала перегрузки  $t$ . Оценка допустимости перегрузки трансформатора определяется сопоставлением значений  $\Theta_{ot}$  и  $\Theta_{ht}$  с их предельными значениями  $\Theta_{o \max}$  и  $\Theta_{h \max}$ .

Действительная температура воздуха изменяется в течение суток, сезона, года. При одной и той же нагрузке трансформатора увеличение температуры воздуха вызовет увеличение температуры масла и обмотки. Таким образом, термический износ изоляции определяется как нагрузкой трансформатора, так и температурой окружающего воздуха. При инженерных расчетах режимов перегрузки трансформаторов используется эквивалентная температура воздуха. Это условно постоянная температура, которая в течение рассматриваемого периода времени вызывает такой же износ изоляции, как и действительная изменяющаяся температура за тот же период времени. Для разных районов страны эквивалентные сезонные (летние и зимние) и годовые температуры рассчитаны и приведены в ГОСТ 14209-97.

В табл. 1.3 указаны два режима с циклическими изменениями нагрузки (цикл, как правило, равен суткам):

режим систематической нагрузки;

режим аварийной перегрузки.

Для пояснения этих режимов введем понятие «скорость относительного износа изоляции». В отмеченном выше номинальном режиме работы трансформатора скорость относительного износа изоляции равна единице. При пе-

перегрузке трансформатора эта скорость будет больше единицы, при нагрузке, меньшей номинальной, эта скорость будет меньше единицы.

*Режим систематической нагрузки* – это такой режим, в течение части суток которого перегрузка со скоростью относительного износа изоляции больше единицы компенсируется в течение другой части суток недогрузкой со скоростью износа изоляции меньше единицы. Однако при перегрузке трансформатора предельные параметры не должны превышать значений, указанных в табл. 1.3. Такой режим важен для оценки допустимости нагрузки трансформаторов на однострансформаторных подстанциях.

*Режим аварийной перегрузки* – это такой режим, который возникает при продолжительном выходе из строя некоторых элементов электрической сети. Предполагается, что такой режим трансформатора будет возникать редко, но будет достаточно длительным и вызовет значительный термический износ изоляции. Тем не менее, такой режим не должен быть причиной аварии вследствие термического повреждения или снижения электрической прочности изоляции трансформатора. Такой режим важен для оценки допустимости нагрузки трансформаторов двухтрансформаторных подстанций, на которых один из трансформаторов может аварийно отключиться, а оставшийся в работе трансформатор возьмет на себя всю нагрузку подстанции.

В ГОСТ 14209-97 приводятся аналитические выражения для расчета температур масла и обмотки в верхней части трансформатора, а также приводятся многочисленные таблицы и графики, позволяющие оценить допустимость перегрузки трансформаторов с различными системами охлаждения (М, Д, ДЦ, при различных графиках нагрузки ( $K_1, K_2, t$ ) и различной температуре окружающей среды ( $-40 \dots +40^\circ\text{C}$ ) без выполнения аналитических расчетов.

### **Контрольные вопросы к разделу 1**

1. В каких случаях схемы ТЭЦ строятся с ГРУ?
2. В каких случаях схемы ТЭЦ строятся по блочному принципу?
3. Как определяется мощность трансформаторов связи с системой на ТЭЦ с ГРУ?
4. Как определяется мощность блочных трансформаторов ТЭЦ?
5. С какой целью шины секций ГРУ соединяются в кольцо?
6. Какова роль реакторов, устанавливаемых на ТЭЦ?
7. Какой эффект дает применение на ТЭЦ сдвоенных реакторов?
8. Как определяется мощность генераторов ТЭЦ с ГРУ?
9. Как определяется мощность генераторов блочной ТЭЦ?
10. Дать классификацию подстанций по способу присоединения к сети.
11. Назвать основные требования, предъявляемые к схемам подстанций.

12. Привести типовые схемы РУ напряжением 35 кВ и выше.
13. Привести типовые схемы РУ напряжением 6-10 кВ.
14. Назвать основные преимущества комплектных трансформаторных подстанций блочного типа.
15. Назвать основные конструктивные элементы турбогенератора.
16. Назвать основные конструктивные элементы трансформатора.
17. Каков шаг шкалы номинальных мощностей трансформаторов?
18. Перечислить виды систем охлаждения трансформаторов.
19. Пояснить буквенно-цифровое обозначение трансформатора.
20. Пояснить, что такое схема и группа соединений обмоток трансформатора?
21. Как определяется коэффициент трансформации?
22. Какие конструктивные особенности имеет автотрансформатор?
23. Какие достоинства и недостатки имеют открытые и закрытые РУ?
24. Как выполняются элегазовые РУ? Каковы их преимущества?
25. Каково назначение силовых выключателей?
26. Каково назначение разъединителей?
27. Каково назначение выключателей нагрузки и плавких предохранителей?
28. Каковы недостатки масляных и воздушных выключателей.
29. Каковы преимущества вакуумных и элегазовых выключателей.
30. Какими факторами ограничивается допустимая нагрузка турбогенераторов по активной и реактивной мощности?
31. Перечислить режимы работы трансформатора.
32. Дать пояснение режиму систематической перегрузки трансформатора.
33. Дать пояснение режиму аварийной перегрузки трансформатора.
34. При каком изменении температуры в диапазоне 80-140°C срок службы изоляции трансформатора изменяется вдвое?
35. Для каких элементов трансформатора ГОСТ 14209-97 устанавливает предельно допустимые температуры?



## 2. Режимы работы электроэнергетической системы по активной мощности

### 2.1. Баланс активной мощности

Характерной особенностью установившегося режима работы электроэнергетической системы (ЭЭС) является одновременность процессов генерирования и потребления одного и того же количества мощности. В любой момент установившегося режима ЭЭС суммарная мощность, вырабатываемая генераторами электростанций, равна суммарной потребляемой мощности в этот же момент времени. Такое соотношение вырабатываемой и потребляемой мощностей называется балансом активной мощности.

Уравнение баланса активной мощности для ЭЭС имеет вид

$$\Sigma P_{\Gamma} = \Sigma P_{\text{н}} + \Sigma P_{\text{сн}} + \Delta P_{\Sigma}, \quad (2.1)$$

где  $\Sigma P_{\Gamma}$  – суммарная генерируемая активная мощность;

$\Sigma P_{\text{н}}$  – суммарная активная мощность потребителей в ЭЭС;

$\Sigma P_{\text{сн}}$  – суммарная мощность собственных нужд электростанций;

$\Delta P_{\Sigma}$  – суммарные потери активной мощности.

Баланс активной мощности в ЭЭС составляется для периода прохождения годового максимума нагрузки. Величина активной суммарной мощности потребителей  $\Sigma P_{\text{н}}$  при эксплуатационных расчетах определяется суммированием максимальных мощностей узлов нагрузок с учетом коэффициента разновременности максимумов  $k_p$ . При проектировании развития ЭЭС величина  $\Sigma P_{\text{н}}$  рассчитывается на основании проектных данных и прогнозирования роста нагрузок.

Потери активной мощности в ЭЭС зависят от протяженности линий электрических сетей, количества трансформаций от источников питания до потребителей и составляют 5...15 % от суммарной генерируемой мощности  $\Sigma P_{\Gamma}$  (подробнее см. п.8.1).

Мощность собственных нужд электростанций  $\Sigma P_{\text{сн}}$  зависит от типа станции, единичной мощности агрегатов и вида используемого топлива. Максимальная нагрузка собственных нужд станций может приближенно оцениваться в процентах от установленной мощности (табл. 2.1). Большие значения нагрузки собственных нужд соответствуют меньшим единичным мощностям агрегатов.

Т а б л и ц а 2.1

Электростанция	Нагрузка собственных нужд, %
ТЭЦ пылеугольная	8-14
ТЭЦ газомазутная	5-7
КЭС пылеугольная	6-8
КЭС газомазутная	3-5
АЭС	5-8
ГЭС мощностью до 200 МВт	2-3
ГЭС мощностью более 200 МВт	1-0,5

При выполнении равенства (2.1) частота в ЭЭС неизменна и определяется частотой вращения турбин генераторов. Любое изменение генерируемой или потребляемой мощности приводит к изменению частоты в ЭЭС.

Увеличение потребляемой мощности или уменьшение генерируемой мощности равнозначно уменьшению впуска энергоносителя (пара, воды) в турбины генераторов. В этом случае турбины генераторов начнут тормозиться, приводя к уменьшению частоты в ЭЭС. В соответствии со статическими характеристиками нагрузки снижение частоты в ЭЭС вызовет уменьшение потребляемой мощности. В результате в ЭЭС установится новый режим с меньшим значением частоты, чем в предшествующем режиме.

Уменьшение потребляемой мощности или увеличение генерируемой мощности равнозначно дополнительному впуску энергоносителя в турбины генераторов. В этом случае турбины генераторов начнут разгоняться, приводя к увеличению частоты в ЭЭС. В соответствии со статическими характеристиками нагрузки повышение частоты в ЭЭС вызовет увеличение потребляемой мощности. В результате в ЭЭС установится новый режим с большим значением частоты, чем в предшествующем режиме.

Причины изменения частоты в ЭЭС могут быть самыми различными: аварийное отключение генератора на электростанции, аварийное отключение линии или трансформатора связи между отдельными частями ЭЭС, резкое увеличение мощности потребителей и др.

Отклонение частоты  $f$  от ее номинального значения  $f_{\text{ном}}=50$  Гц

$$\Delta f = f - f_{\text{ном}} \quad (2.2)$$

как один из показателей качества электроэнергии регламентируется ГОСТ 13109-97, который устанавливает нормально допустимые ( $\pm 0,2$  Гц) и предельно допустимые ( $\pm 0,4$  Гц) отклонения частоты.

Достаточно жесткие требования к поддержанию частоты обусловлены значительным ее влиянием на технологические производственные процессы, на производительность механизмов потребителей, и в особенности на производительность механизмов собственных нужд электростанций, от режима работы которых в значительной мере зависит надежность работы электростанций и выдаваемая ими мощность.

Повышение частоты, обусловленное избытком генерируемой мощности в ЭЭС, устраняется, как правило, уменьшением впуска энергоносителя в турбины или отключением части генераторов в ЭЭС.

Более сложной задачей является поддержание частоты на требуемом уровне при ее понижении, обусловленном дефицитом генерируемой мощности в ЭЭС. В этом случае увеличивают впуск энергоносителя в турбины, при недостаточности такого увеличения включают резерв мощности.

При дальнейшем снижении частоты в ЭЭС и недостаточной мощности резерва выполняется автоматическое ограничение снижения частоты. Эта системная автоматика выполняется с таким расчетом, чтобы при любом возможном дефиците генерируемой мощности, включая и аварийные режимы, снижение частоты ниже уровня 45 Гц было бы исключено полностью. Время работы с частотой ниже 47 Гц не должно превышать 20 с, а с частотой 48,5 Гц – 60 с. Одной из основных функций автоматического ограничения снижения частоты является автоматическая частотная разгрузка (АЧР).

АЧР предусматривает дискретное отключение потребителей по мере снижения частоты в ЭЭС. Комплекты АЧР устанавливаются, как правило, на подстанциях электрической сети. Реле частоты, входящее в комплект АЧР, дает сигнал на отключение части линий, питающих потребителей, при снижении частоты в ЭЭС до величины уставки этого реле. Очередность отключения потребителей выбирается по условию минимального ущерба от перерыва электроснабжения.

## **2.2. Регулирование частоты в изолированной ЭЭС**

В установившемся режиме работы ЭЭС частота в ней определяется частотой вращения турбин генераторов электростанций. Для понимания процесса регулирования частоты рассмотрим характеристики турбины на примере простейшей ЭЭС, состоящей из одного агрегата, включающего турбину и генератор, работающий на выделенную нагрузку.

Случай нерегулируемой турбины показан на рис. 2.1,а. Впуск энергоносителя в турбину постоянный, и, следовательно, мощность турбины неизмен-

на  $P_T = \text{const}$ . Характеристика такой турбины представляет собой вертикальную прямую. Статические характеристики нагрузки по частоте показаны кривыми  $P_{H1}$ ,  $P_{H2}$  и  $P_{H3}$ . Причем  $P_{H3} < P_{H1} < P_{H2}$ .

При мощности нагрузки  $P_{H1} = P_m$  (точка 1, рис. 2.1,а) частота в ЭЭС равна  $f_{\text{НОМ}}$ . При увеличении мощности нагрузки до значения  $P_{H2}$  (точка 2, рис. 2.1,а) частота в ЭЭС уменьшается до значения  $f_2$ . При уменьшении мощности нагрузки до значения  $P_{H3}$  (точка 3, рис. 2.1,а) частота в ЭЭС увеличится до значения  $f_3$ .

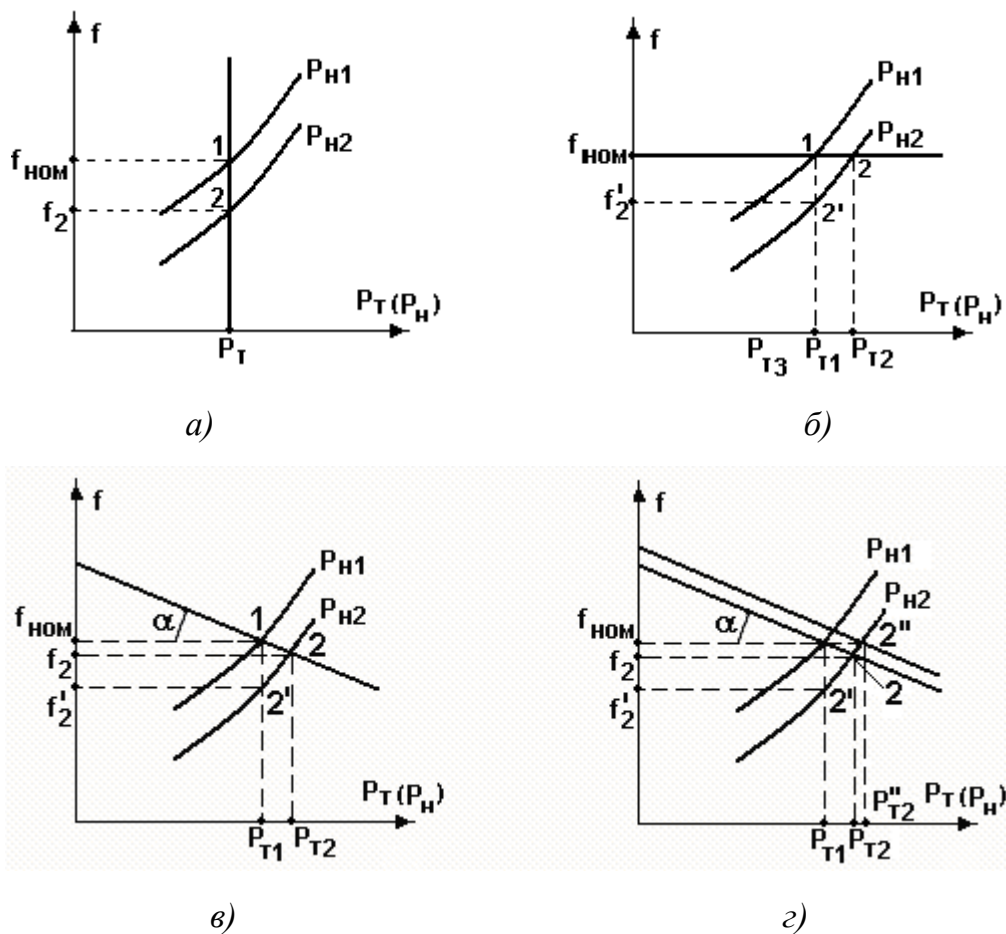


Рис. 2.1. Характеристики турбины

Рассмотрим случай, когда турбина имеет регулятор, изменяющий впуск энергоносителя в турбину в зависимости от нагрузки. Если при изменении нагрузки регулятор восстанавливает частоту в ЭЭС до номинального значения, то такое регулирование называется *астатическим*. Характеристика турбины с таким регулятором представляет собой горизонтальную прямую (рис. 2.1,б).

При мощности нагрузки  $P_{H1} = P_m$  (точка 1, рис. 2.1,б) частота в ЭЭС равна  $f_{\text{НОМ}}$ . При увеличении нагрузки до значения  $P_{H2}$  частота понижается до значения  $f_2'$  (точка 2'). Регулятор увеличивает впуск энергоносителя в турбину,

увеличивая мощность турбины до значения  $P_{m2} = P_{н2}$ , и восстанавливает номинальную частоту в ЭЭС (точка 2).

Процесс восстановления частоты при уменьшении нагрузки до значения  $P_{н3}$  происходит аналогично (точки 1, 3' и 3). В этом случае регулятор уменьшает выпуск энергоносителя в турбину.

Если при изменении нагрузки регулятор восстанавливает частоту в ЭЭС до значения, близкого к номинальному, то такое регулирование называется *статическим*. Характеристика турбины со статическим регулятором представляет собой наклонную прямую (рис. 2.1,в). Тангенс угла наклона этой прямой представляет собой коэффициент статизма регулятора турбины

$$k_{ст} = \operatorname{tg} \alpha. \quad (2.3)$$

При мощности нагрузки  $P_{н1} = P_m$  (точка 10, рис. 2.1,в) частота в ЭЭС равна  $f_{ном}$ . При увеличении нагрузки до значения  $P_{н2}$  частота понижается до значения  $f_2'$  (точка 2'). Регулятор увеличивает выпуск энергоносителя в турбину, увеличивая мощность турбины до значения  $P_{m2} = P_{н2}$ , и увеличивает частоту в ЭЭС до значения  $f_2$  (точка 2), меньшего  $f_{ном}$ .

Такой процесс регулирования частоты при изменении нагрузки называют *первичным регулированием частоты*. Турбины с реальными регуляторами имеют статическую характеристику. Коэффициент статизма реальных турбин составляет  $k_{ст} = 0,03 \dots 0,06$ .

Корректировка частоты при изменении нагрузки, т. е. доведение частоты до номинального значения  $f_{ном}$ , осуществляется с помощью *вторичного регулирования частоты*. Этот процесс иллюстрируется рис. 2.1,г.

При увеличении нагрузки до значения  $P_{н2} > P_{н1}$  сначала осуществляется первичное регулирование частоты, которому отвечает точка 2, соответствующая мощности турбины  $P_{т2}$  и частоте  $f_2$ . В результате вторичного регулирования дополнительно увеличивается выпуск энергоносителя в турбину, мощность турбины увеличивается, ее статическая характеристика перемещается параллельно самой себе. В точке 2'' мощность турбины достигнет значения  $P_{т2}''$ , а частота в ЭЭС – номинального значения  $f_{ном}$ .

Первичное регулирование осуществляется, как правило, автоматически. Вторичное регулирование может осуществляться как автоматически, так и дежурным персоналом электростанции.

### 2.3. Регулирование частоты в объединенной ЭЭС

ЭЭС включает в себя большое количество электростанций, работающих параллельно на общую электрическую сеть. При изменении потребляемой

активной мощности частота в энергосистеме меняется. Если дежурный персонал каждой электростанции начнет регулировать частоту, то частота в ЭЭС не сможет быть восстановлена на уровне номинального значения из-за несогласованных действий персонала различных станций. Поэтому задача регулирования частоты в ЭЭС возлагается не на все, а на одну или несколько электростанций с суммарной мощностью, достаточной для покрытия всех возможных изменений потребляемой мощности в ЭЭС. Такие станции называются *балансирующими по частоте*.

Рассмотрим сначала случай, когда в ЭЭС для регулирования частоты выделена одна балансирующая станция. Остальные электростанции ЭЭС работают с заданной постоянной мощностью.

Статические характеристики балансирующей станции и остальных станций ЭЭС приведены на рис. 2.2,а соответственно справа и слева от вертикальной оси. При суммарной потребляемой мощности  $\Sigma P_{\Pi}$  значения мощностей балансирующей станции и остальных станций характеризуются величинами  $P_{\text{б}}$  и  $P_{\text{с}}$  соответственно. В ЭЭС имеет место баланс активной мощности

$$P_{\text{б}} + P_{\text{с}} = \Sigma P_{\Pi}, \quad (2.4)$$

а частота в ЭЭС имеет номинальное значение  $f_{\text{ном}}$ .

При увеличении суммарной потребляемой мощности до значения  $\Sigma P_{\Pi}'$  в результате первичного регулирования частота в ЭЭС уменьшится до значения  $f$ , а мощности балансирующей станции и остальных станций ЭЭС увеличатся до значений  $P_{\text{б}}'$  и  $P_{\text{с}}'$  соответственно. В ЭЭС вновь будет баланс мощности

$$P_{\text{б}}' + P_{\text{с}}' = \Sigma P_{\Pi}', \quad (2.5)$$

но при частоте  $f$ , отличающейся от номинальной  $f_{\text{ном}}$ .

На балансирующей станции вступает в действие вторичное регулирование частоты, увеличивается впуск энергоносителя в турбину и характеристика станции перемещается параллельно самой себе до положения, при котором весь прирост суммарной потребляемой мощности

$$\Delta P_{\Pi} = \Sigma P_{\Pi} - \Sigma P_{\Pi}' \quad (2.6)$$

ляжет на генераторы балансирующей станции. Мощность этой станции увеличится до значения  $P_{\text{б}}''$ . Мощность остальных станций в ЭЭС восстановится до исходного значения  $P_{\text{с}}$ , а частота в ЭЭС – до номинального значения  $f_{\text{ном}}$ .

В мощных ЭЭС, как правило, недостаточно одной станции для покрытия возможных колебаний потребляемой активной мощности. В этом случае для регулирования частоты выделяются две или более балансирующие станции. Рассмотрим случай, когда в ЭЭС для регулирования частоты выделены две балансирующие станции.

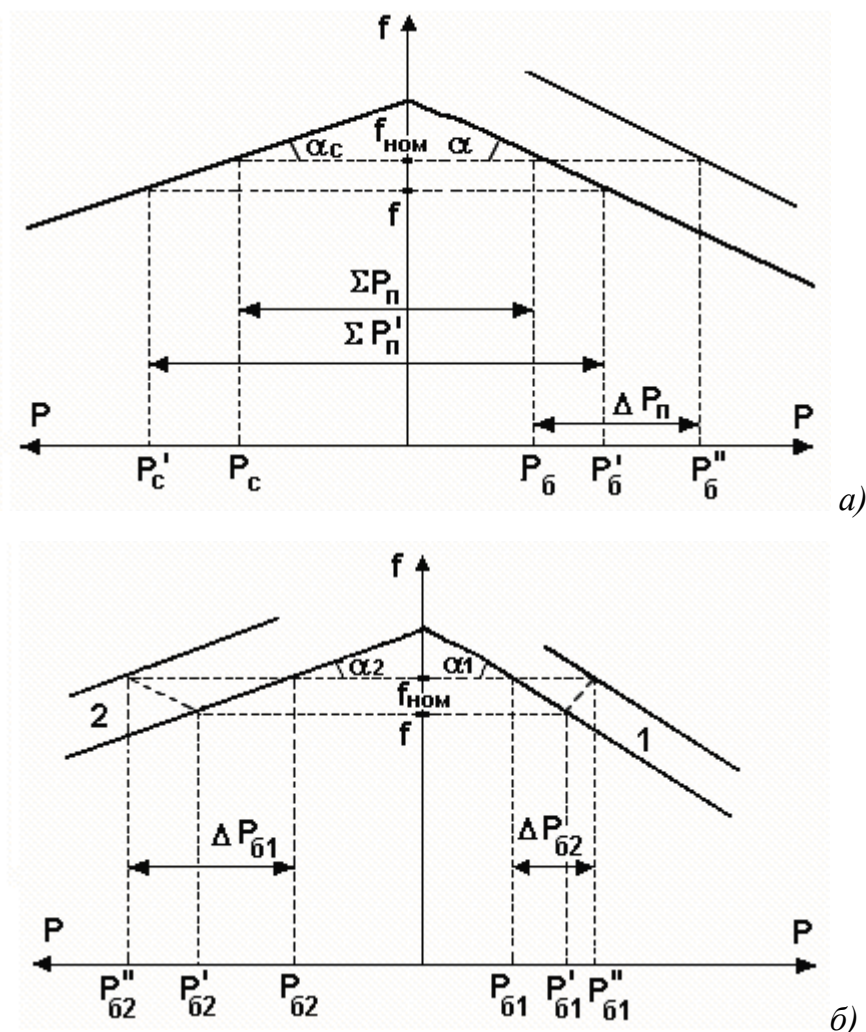


Рис. 2.2. Регулирование частоты в ЭЭС с одной (а) и двумя (б) балансирующими станциями

Статические характеристики двух балансирующих станций 1 и 2 показаны на рис. 2.2, б. При суммарной потребляемой в ЭЭС мощности  $\Sigma P_n$  частота равна номинальной  $f_{\text{НОМ}}$ , станция 1 имеет нагрузку  $P_{\text{б1}}$ , а станция 2 – нагрузку  $P_{\text{б2}}$ . Нагрузка остальных станций составляет  $P_c$ .

Суммарная потребляемая активная мощность в ЭЭС увеличивается до значения  $\Sigma P'_n$ . В результате первичного регулирования частота в ЭЭС уменьшится до значения  $f$ , а мощности балансирующих станций увеличатся до значений  $P'_{\text{б1}}$  и  $P'_{\text{б2}}$  соответственно. Нагрузка остальных станций ЭЭС увеличится до значения  $P'_c$ .

В результате вторичного регулирования частоты характеристики балансирующих станций будут смещаться параллельно самим себе до достижения частотой номинального значения  $f_{\text{ном}}$ . При этом мощность электростанций, кроме балансирующих, уменьшится до исходной мощности  $P_c$ , а балансирующие станции примут на себя все увеличение потребляемой в ЭЭС мощности

$$\Sigma P_n - \Sigma P'_n = \Delta P_{61} + \Delta P_{62}. \quad (2.7)$$

Загрузка этих станций будет  $P''_{61}$  и  $P''_{62}$ .

Из рис. 2.2,б видно, что приращения мощностей балансирующих станций обратно пропорциональны коэффициентам статизма их регуляторов

$$\Delta P_{61} / \Delta P_{62} = k_{ст2} / k_{ст1} = \text{tg} \alpha_2 / \text{tg} \alpha_1. \quad (2.8)$$

Чем меньше статизм регуляторов турбин балансирующей станции, тем большую мощность возьмет на себя эта станция при увеличении суммарной потребляемой мощности. И наоборот, чем больше статизм регуляторов турбин балансирующей станции, тем меньшую мощность возьмет на себя станция при увеличении суммарной потребляемой мощности.

#### 2.4. Основы оптимального распределения активной мощности в ЭЭС

Суммарная мощность генераторов ЭЭС, как правило, превышает суммарную потребляемую мощность. Поэтому в рабочий режим включаются не все агрегаты, а какая-то их большая часть. Одним из основных требований, предъявляемых к ЭЭС, является экономичность ее режима работы, отвечающего минимальным затратам на единицу выработанной электроэнергии.

В связи с этим возникает оптимизационная задача экономичного распределения активной мощности между отдельными агрегатами электростанции и между электростанциями в ЭЭС. В качестве критерия оптимальности принимается минимум суммарного расхода топлива  $V_\Sigma$  при выполнении баланса мощности (2.1).

Рассмотрим сначала задачу оптимального распределения активной мощности между агрегатами одной тепловой станции, работающей на выделенную нагрузку  $\Sigma P_n$ . Для каждого отдельного агрегата существует так называемая *расходная характеристика*  $V(P_r)$ , определяющая зависимость расхода топлива  $V$  от мощности, выдаваемой генератором  $P_r$ . Будем считать, что функция  $V(P_r)$  дифференцируема.



Для электростанции с  $n$  агрегатами целевая функция, подлежащая минимизации, будет иметь вид

$$B_{\Sigma} = \sum_{i=1}^n B_i(P_{\Gamma i}) \rightarrow \min. \quad (2.9)$$

Минимум функции (2.9) ищется при условии выполнения баланса активной мощности для станции. Это условие запишем в виде

$$\sum_{i=1}^n P_{\Gamma i} - \Sigma P_{\Pi} = 0. \quad (2.10)$$

Для целевой функции (2.9) и баланса активной мощности (2.10) запишем функцию Лагранжа и вместо условного минимума целевой функции будем искать безусловный минимум функции Лагранжа

$$L = \sum_{i=1}^n B_i(P_{\Gamma i}) + \lambda \left( \sum_{i=1}^n P_{\Gamma i} - \Sigma P_{\Pi} \right) \rightarrow \min, \quad (2.11)$$

где  $\lambda$  – неопределенный множитель Лагранжа.

Минимум функции Лагранжа достигается при равенстве нулю ее частных производных по всем переменным, т.е. при условиях

$$\begin{aligned} \partial L / \partial P_{\Gamma 1} &= \partial B_1 / \partial P_{\Gamma 1} + \lambda = 0; \\ &\dots \dots \dots \\ \partial L / \partial P_{\Gamma i} &= \partial B_i / \partial P_{\Gamma i} + \lambda = 0; \\ &\dots \dots \dots \\ \partial L / \partial P_{\Gamma n} &= \partial B_n / \partial P_{\Gamma n} + \lambda = 0; \\ \partial L / \partial \lambda &= \left( \sum_{i=1}^n P_{\Gamma i} - \Sigma P_{\Pi} \right) = 0. \end{aligned} \quad (2.12)$$

Из уравнений (2.12) видно, что искомому решению соответствует условие равенства между собой частных производных

$$\partial B_1 / \partial P_{\Gamma 1} = \dots = \partial B_i / \partial P_{\Gamma i} = \dots = \partial B_n / \partial P_{\Gamma n} = -\lambda = \text{const}. \quad (2.13)$$

Эти частные производные называются *относительными приростами расхода топлива* и обозначаются  $\varepsilon_i$  ( $i=1, 2, \dots, n$ ). Таким образом, оптимальное распределение активной мощности между агрегатами одной станции будет при равенстве относительных приростов расхода топлива отдельных агрегатов станции.

Обычно при решении задачи оптимального распределения активных мощностей используются характеристики относительных приростов  $\varepsilon_i(P_{gi})$ , получаемые дифференцированием расходных характеристик  $B_i(P_{gi})$ .

Принцип равенства относительных приростов расхода топлива при оптимизации распределения активной мощности между двумя агрегатами станции иллюстрируется рис. 2.3. При распределении мощности  $\Sigma P_{п1}$  между двумя агрегатами первый агрегат нужно загрузить мощностью  $P_{г11}$ , а второй – мощностью  $P_{г21}$ . При этом  $\Sigma P_{п1} = P_{г11} + P_{г21}$ , а относительные приросты расхода топлива  $\varepsilon_1 = \varepsilon_2 = \varepsilon'$ . При распределении мощности  $\Sigma P_{п2}$  между двумя агрегатами первый агрегат нужно загрузить мощностью  $P_{г12}$ , а второй – мощностью  $P_{г22}$ . При этом  $\Sigma P_{п2} = P_{г12} + P_{г22}$ , а относительные приросты расхода топлива  $\varepsilon_1 = \varepsilon_2 = \varepsilon''$ .

Видно, что до точки пересечения характеристик большую нагрузку следует давать на первый агрегат, а после точки пересечения – на второй.

Принцип равенства относительных приростов расхода топлива может быть распространен с определенными дополнениями на задачу оптимального распределения активной мощности между отдельными электростанциями ЭЭС.

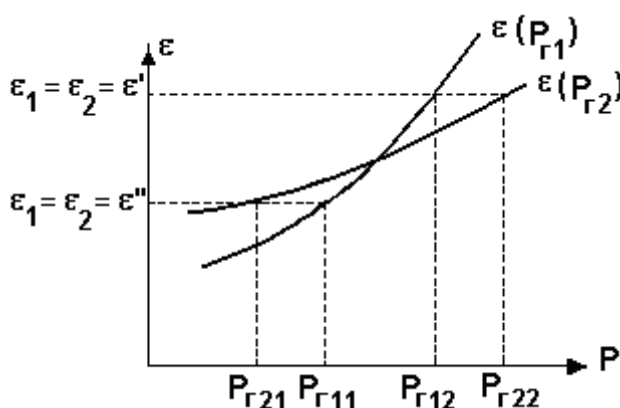


Рис. 2.3. Характеристики относительных приростов расхода топлива для двух агрегатов

Электростанции в ЭЭС объединены на параллельную работу электрическими сетями. Экономичность режима работы ЭЭС определяется не только суммарным расходом топлива, но и потерями мощности в электрических сетях. Потери активной мощности в сетях зависят от перетоков по ним мощностей, связанных с распределением суммарной нагрузки между отдельными электростанциями. Чем длиннее и загруженнее линии связи между отдельными станциями, тем сильнее влияние потерь мощности в сетях на экономичный режим работы ЭЭС и тем ощутимее поправки к распределению

мощностей между станциями, выполненному по условию равенства относительных приростов расхода топлива.

Кроме того, в ЭЭС только с тепловыми станциями часть станций работает по вынужденному графику. К таким станциям относятся, например, городские ТЭЦ, выработка электроэнергии на которых определяется тепловым графиком нагрузки.

Таким образом, вопрос об экономичном распределении активной мощности между станциями ЭЭС следует решать с учетом ряда дополнительных условий, характеризующих работу конкретной ЭЭС.

### **Контрольные вопросы к разделу 2**

1. Запишите и поясните уравнение баланса активной мощности.
2. Какова величина потерь активной мощности в электрической сети?
3. Какова величина мощности собственных нужд электростанций?
4. Какова причина изменения частоты в ЭЭС?
5. Каковы нормально и предельно допустимые отклонения частоты в ЭЭС?
6. Что такое статическое и астатическое регулирование частоты?
7. Какие коэффициенты статизма имеют реальные регуляторы частоты?
8. Что такое первичное и вторичное регулирование частоты?
9. Какие станции называются балансирующими по частоте?
10. Каков критерий оптимального распределения активной мощности между агрегатами электростанции?

### 3. Режимы работы электрических сетей по реактивной мощности

#### 3.1. Баланс реактивной мощности

Как отмечалось выше, характерной особенностью установившегося режима работы ЭЭС является одновременность процессов генерирования и потребления одного и того же количества мощности. Следовательно, в установившемся режиме работы ЭЭС в каждый момент времени соблюдается баланс как активной, так и реактивной мощностей.

По аналогии с (2.1) уравнение баланса реактивной мощности имеет вид

$$\Sigma Q_{\Gamma} = \Sigma Q_{\text{H}} + \Sigma Q_{\text{CH}} + \Delta Q_{\Sigma}, \quad (3.1)$$

где  $\Sigma Q_{\Gamma}$  – суммарная реактивная мощность, генерируемая в ЭЭС;

$\Sigma Q_{\text{H}}$  – суммарная реактивная мощность потребителей ЭЭС;

$\Sigma Q_{\text{CH}}$  – суммарная реактивная мощность собственных нужд электростанций;

$\Delta Q_{\Sigma}$  – суммарные потери реактивной мощности.

Генерация реактивной мощности  $\Sigma Q_{\Gamma}$  в ЭЭС осуществляется не только генераторами электростанций, но и высоковольтными воздушными и кабельными линиями электропередачи (за счет их емкостной проводимости), а также специально устанавливаемыми в ЭЭС источниками реактивной мощности, называемыми компенсирующими устройствами (КУ).

Таким образом, уравнение баланса реактивной мощности можно записать более подробно:

$$\Sigma Q_{\text{эс}} + \Sigma Q_{\text{с}} + \Sigma Q_{\text{к}} = \Sigma Q_{\text{H}} + \Sigma Q_{\text{CH}} + \Delta Q_{\Sigma}, \quad (3.2)$$

где  $\Sigma Q_{\text{эс}}$  – суммарная реактивная мощность, вырабатываемая генераторами электростанций;

$\Sigma Q_{\text{с}}$  – суммарное генерирование реактивной мощности линиями электропередачи;

$\Sigma Q_{\text{к}}$  – суммарная мощность КУ.

Баланс реактивной мощности рассчитывается, как правило, для режима наибольшей нагрузки. Реактивная мощность, вырабатываемая генераторами электростанций  $\Sigma Q_{\text{эс}}$ , определяется их загрузкой активной мощностью и коэффициентом мощности  $\cos\varphi$ , номинальное значение которого составляет 0,8...0,9. Генераторы являются основными источниками реактивной мощности и вырабатывают около 60 % требуемой в ЭЭС реактивной мощности.

Суммарная реактивная мощность потребителей  $\Sigma Q_n$  определяется на основании данных о расчетных активных нагрузках потребителей и коэффициентах мощности этих потребителей.

Потери реактивной мощности в трансформаторах зависят от их загрузки и достигают при одной трансформации 8...10 % от полной передаваемой мощности. Потери реактивной мощности в линиях зависят от их протяженности и загрузки и могут достигать 10 % от передаваемой по линиям полной мощности. Реактивная составляющая нагрузки собственных нужд электростанций  $\Sigma Q_{сн}$  определяется по активной мощности собственных нужд с учетом  $\cos\varphi \cong 0,7$ .

Высоковольтные линии электропередачи за счет своей емкостной проводимости генерируют реактивную (зарядную) мощность в сеть. Для одного класса номинального напряжения  $U_{ном}$  величина зарядной мощности и может быть рассчитана по известной формуле

$$Q_c = U_{ном}^2 b_0 L_{\Sigma},$$

где  $b_0$  – удельная емкостная проводимость линии;  $b_0=2,6-2,8$  Сим/км для ВЛ напряжением до 220 кВ;  $b_0=3,5-3,9$  Сим/км для ВЛ 330 кВ и выше;

$L_{\Sigma}$  – суммарная длина линий в одноцепном исполнении.

После оценки значений всех составляющих баланса реактивной мощности (3.2) рассчитывается требуемая мощность компенсирующих устройств  $Q_k$ , которую необходимо разместить в ЭЭС.

Для понимания процессов в ЭЭС, возникающих при нарушении баланса реактивной мощности, рассмотрим статическую характеристику комплексной реактивной нагрузки по напряжению (рис. 3.1).

Из рис. 3.1 видно, что при изменении напряжения в узле меняется реактивная мощность, потребляемая в этом узле. При уменьшении напряжения приблизительно до  $0,85U_{ном}$  реактивная мощность уменьшается вследствие уменьшения намагничивающей мощности асинхронных двигателей и трансформаторов. При дальнейшем снижении напряжения асинхронные двигатели, составляющие 60...70 % комплексной нагрузки, начнут затормаживаться вследствие уменьшения их вращающегося момента. Потребление реактивной мощности этими двигателями увеличивается. В результате увеличения потребления реактивной мощности увеличиваются потери напряжения в сети, что приводит к дальнейшему уменьшению напряжения на нагрузке. Процесс уменьшения напряжения приобретает лавинообразный характер и носит на-

звание *лавины напряжения*. При такой ситуации асинхронные двигатели останавливаются (опрокидываются).

Для предотвращения лавины напряжения применяется форсировка возбуждения синхронных генераторов, синхронных компенсаторов и синхронных двигателей, а также отключение части нагрузки.

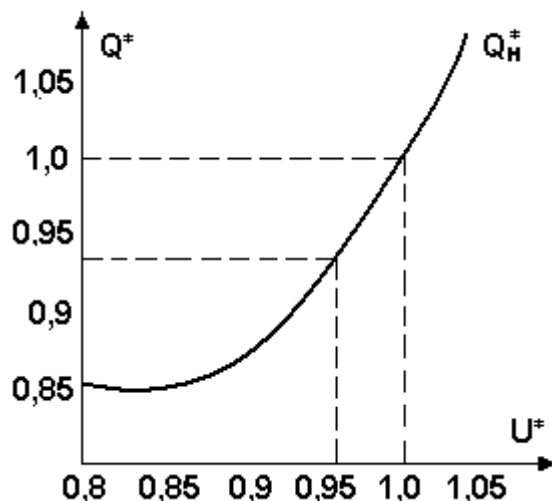


Рис. 3.1. Обобщенная статическая характеристика реактивной мощности комплексной нагрузки по напряжению

Поскольку существует зависимость потребляемой реактивной мощности от напряжения, очевидно, что существует и обратная зависимость между этими величинами. Изменение поступающей в узел нагрузки реактивной мощности вызовет изменение напряжения в этом узле. Следовательно, требуемый уровень напряжения в отдельных узлах электрической сети может быть обеспечен лишь при определенном распределении реактивных мощностей. Всякое отклонение от этого распределения реактивных мощностей вызовет отклонения напряжения в узлах сети от требуемого уровня.

*При дефиците реактивной мощности в каком-то узле напряжение в этом узле уменьшается, а при избытке реактивной мощности – увеличивается.*

### 3.2. Средства компенсации реактивной мощности

В отличие от активной мощности, вырабатываемой на электростанциях, реактивную мощность несложно генерировать в любом узле электрической сети с помощью установки в этом узле источника реактивной мощности. Полное или частичное покрытие потребности узла нагрузки в реактивной мощности путем установки в этом узле источников реактивной мощности называется *компенсацией реактивной мощности*. Источники реактивной мощности называются еще *компенсирующими устройствами (КУ)*. В качестве

КУ используются батареи конденсаторов, синхронные компенсаторы, синхронные двигатели и статические источники реактивной мощности.

Потребители реактивной мощности имеют, как правило, индуктивный характер нагрузки. Рассмотрим с позиций теоретической электротехники совместную работу конденсаторов и потребителей с индуктивным характером нагрузки, подключенных параллельно к одной точке электрической сети. Работа потребителей индуктивного характера основана на создании магнитного поля, энергия которого в первую четверть периода берется от источника, во вторую четверть – отдается обратно источнику, в третью четверть энергия для создания магнитного поля вновь берется от источника, а в четвертую – вновь отдается источнику и т. д.

Конденсаторы имеют емкостной характер нагрузки. Работа такой нагрузки основана на создании электрического поля, энергия которого во вторую четверть периода берется от источника, в третью четверть – отдается источнику, в четвертую – вновь берется от источника, в первую четверть следующего периода – вновь отдается источнику и т. д. Таким образом, в течение каждой четверти периода индуктивная и емкостная нагрузки обмениваются энергией. Так, для создания магнитного поля в индуктивной нагрузке используется энергия электрического поля емкостной нагрузки, и наоборот. Следовательно, конденсаторы являются источником реактивной энергии для индуктивной нагрузки.

Конденсаторные батареи выпускаются в виде комплектных устройств, состоящих из параллельно и последовательно включенных конденсаторов, коммутационной и защитной аппаратуры. Конденсаторные батареи устанавливаются в узлах электрической сети напряжением до 220 кВ. Мощность конденсаторной батареи зависит от количества параллельно-последовательно включенных конденсаторов в одной фазе, напряжения сети в точке подключения батареи и схемы включения фаз.

При включении фаз  $C_\phi$  конденсаторной батареи треугольником генерируемая одной фазой реактивная мощность в соответствии с рис. 3.2 составляет

$$Q_{кб} = UI, \quad (3.3)$$

где  $U, I$  – линейные напряжение и ток.

При включении фаз  $C_\phi$  конденсаторной батареи в звезду генерируемая одной фазой реактивная мощность составляет

$$Q_{кб} = U_\phi I_\phi = UI/3, \quad (3.4)$$

где  $U_\phi, I_\phi$  – фазные напряжение и ток.

Таким образом, при включении конденсаторной батареи треугольником генерируемая реактивная мощность будет в три раза больше, чем при включении звездой. Поэтому в большинстве случаев фазы конденсаторной батареи соединяют в треугольник.

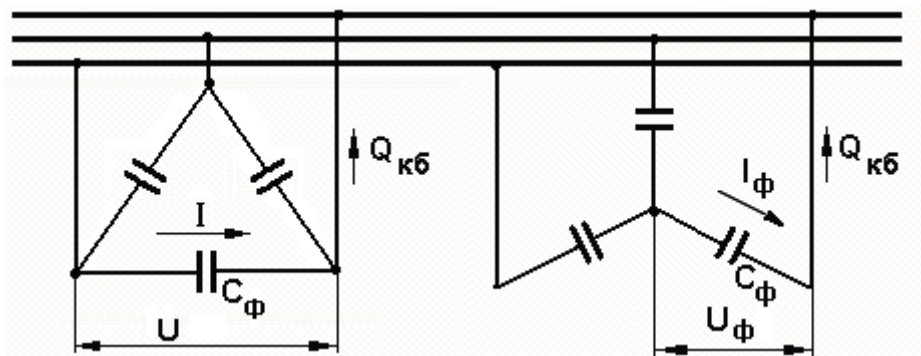


Рис. 3.2. Схемы включения конденсаторных батарей

Синхронный компенсатор (СК) представляет собой синхронный двигатель, работающий на холостом ходу без активной нагрузки на валу. В режиме перевозбуждения СК выдает в сеть реактивную мощность, в режиме недо возбуждения – потребляет реактивную мощность из сети. Синхронный двигатель (СД) потребляет из сети активную мощность. Как и СК, СД в зависимости от режима возбуждения выдает или потребляет реактивную мощность.

В ЭЭС с протяженными воздушными линиями электропередачи напряжением 330 кВ и выше возможны режимы, в которых возникает избыток реактивной мощности за счет большой ее генерации воздушными линиями. В этом случае уровни напряжения в отдельных точках электрической сети могут превысить предельно допустимые значения. Для потребления избыточной реактивной мощности могут быть использованы СК в режиме недо возбуждения или шунтирующие реакторы, включаемые между каждой фазой линии и землей.

Шунтирующий реактор – это статическое устройство с индуктивным сопротивлением  $X_L$ , потребляющее реактивную мощность

$$Q_p = U^2 / X_L, \quad (3.5)$$

где  $X_L$  – индуктивное сопротивление реактора;

$U$  – линейное напряжение сети в точке подключения реактора.

Используются как нерегулируемые, так и регулируемые реакторы. В случае нерегулируемого реактора потребление им реактивной мощности, согласно выражению (3.5), зависит от квадрата напряжения в узле подключения реактора. При отключении реактора потребления реактивной мощности нет.



В случае регулируемого реактора потребляемая им реактивная мощность зависит от его реактивного сопротивления  $X_L$ , которое изменяется устройством управления за счет подмагничивания реактора. В этом случае реактор должен иметь магнитопровод из ферромагнитного материала.

Включение параллельно с регулируемым реактором батареи конденсаторов с емкостным сопротивлением  $X_C$  позволяет получить статический регулируемый источник реактивной мощности, принципиальная схема которого приведена на рис. 3.3. В зависимости от соотношения сопротивлений  $X_L$  и  $X_C$  реактивная мощность может как потребляться из сети (при  $X_L < X_C$ ), так и генерироваться в сеть (при  $X_L > X_C$ ).

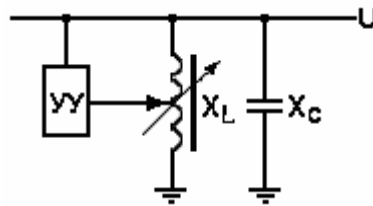


Рис. 3.3. Принципиальная схема статического регулируемого источника реактивной мощности

Плавность регулирования режима потребления или выдачи реактивной мощности достигается с помощью регулируемого тиристорного блока, входящего в устройство управления УУ.

Сравним различные компенсирующие устройства. Батареи статических конденсаторов являются самыми дешевыми из всех КУ, просты в эксплуатации, имеют малые потери активной мощности (0,0025...0,005 кВт/квар). Однако конденсаторы имеют зависимость выработки реактивной мощности от величины напряжения  $U$  в точке подключения (см. выражения (3.3) и (3.4)). При снижении напряжения  $U$  генерируемая конденсаторами реактивная мощность уменьшается. Батареи конденсаторов допускают лишь ступенчатое регулирование реактивной мощности, чувствительны к перегрузке.

Синхронные компенсаторы за счет регулирования тока возбуждения имеют возможность плавного регулирования реактивной мощности, возможность работы в режиме как выдачи, так и потребления реактивной мощности и возможность увеличения генерации реактивной мощности при снижении напряжения в узле подключения компенсатора. Синхронные компенсаторы, по сравнению с конденсаторами, более дорогие, более сложные в обслуживании и имеют на порядок большие удельные потери активной мощности. Поэтому в настоящее время синхронные компенсаторы в ЭЭС практически не применяются.

### 3.3. Размещение компенсирующих устройств

Требуемая в ЭЭС суммарная мощность КУ определяется из уравнения баланса реактивной мощности (3.2). Эту мощность необходимо разместить в узлах электрической сети с минимальными затратами. Рассмотрим простейшую схему существующей сети, приведенную на рис. 3.4. От источника питания с напряжением  $U$  через сопротивление сети  $R$  получает питание нагрузка мощностью  $S = P + jQ$ . На шинах нагрузки установлено КУ мощностью  $Q_k$ . Оценим влияние КУ на затраты в сеть.

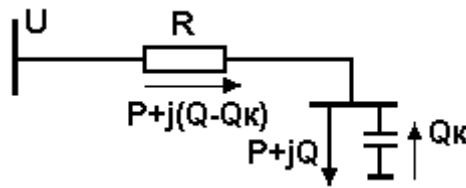


Рис. 3.4. Простейшая схема компенсации реактивной мощности

Выражение для суммарных затрат на передачу мощности к нагрузке при установке КУ будет иметь вид

$$Z = Z_k + c_o \Delta P = z_k Q_k + c_o (P^2 R + (Q - Q_k)^2 R) / U^2, \quad (3.6)$$

где  $Z_k$  – затраты на КУ;

$c_o \Delta P$  – затраты на покрытие потерь активной мощности в сети;

$c_o$  – стоимость единицы потерянной активной мощности;

$z_k$  – удельные затраты на КУ.

Для определения минимума функции  $Z$  приравняем к нулю ее производную от переменной  $Q_k$ :

$$dZ/dQ_k = z_k - 2(Q - Q_k)Rc_o/U^2 = 0. \quad (3.7)$$

Из (3.7) определяется экономически целесообразная реактивная мощность, передача которой от источника к потребителю отвечает минимуму затрат  $Z$

$$Q_s = Q - Q_k = z_k U^2 / 2Rc_o. \quad (3.8)$$

Величина  $Q_s$  не зависит от активной мощности  $P$ , а зависит лишь от соотношения стоимостных показателей  $z_k$  и  $c_o$  и параметров сети  $U$  и  $R$ , по которой передается мощность.

Вопрос о размещении компенсирующих устройств в электрической сети реальной ЭЭС представляет собой сложную оптимизационную задачу. Сложность заключается в том, что электроэнергетические системы являются большими системами, состоящими из взаимосвязанных подсистем. Рассматривать

изолированно каждую отдельную подсистему нельзя, поскольку свойства больших систем определяются характером взаимосвязей отдельных подсистем.

При анализе больших систем используется системный подход, согласно которому анализ большой системы выполняется при разделении ее на подсистемы, непосредственно не связанные между собой, но влияющие друг на друга через систему более высокого уровня.

Применительно к рассматриваемому вопросу электрическая сеть представляется разными уровнями, как это показано на рис. 3.5. Верхний уровень – это электрическая сеть напряжением 110 кВ и выше. Эта сложноразветвленная электрическая сеть, представляемая полной схемой замещения, показана на рис. 3.5 условно, как ЭС1. Реактивные мощности, вырабатываемые генераторами станций  $Q_{ст}$ , компенсирующими устройствами  $Q_{к}$ , линиями электропередачи  $Q_{с}$ , а также реактивные мощности, протекающие по связям с соседними ЭС2 и ЭС3 ( $Q_{12}$ ,  $Q_{21}$ ,  $Q_{13}$ ,  $Q_{31}$ ), обеспечивают в ЭС1 располагаемую реактивную мощность  $Q_{р1}$ .

Второй уровень – это множество  $n$  разомкнутых распределительных сетей напряжением 35 кВ и ниже, присоединенных к  $n$  узлам электрической сети верхнего уровня через трансформаторы  $T$ . Эти распределительные сети непосредственно не связаны между собой, но влияют друг на друга через сеть верхнего уровня. Синхронные генераторы, компенсаторы и двигатели в каждой такой распределительной сети представлены одной эквивалентной синхронной машиной  $G$ . От распределительных сетей через распределительные трансформаторы  $T1$  питаются низковольтные потребители  $P+jQ$ .

Компенсирующие устройства могут устанавливаться на шинах высшего ( $Q_{кв}$ ) и низшего ( $Q_{кс}$ ) напряжений трансформаторов  $T$ , а также на шинах 0,4 кВ распределительных трансформаторов  $T1$  и в самой сети 0,4 кВ ( $Q_{кн}$ ). Значения мощностей этих КУ и подлежат определению.

В общем виде задача оптимизации размещения КУ формулируется следующим образом: определить реактивные мощности имеющихся в узлах 6...35 кВ синхронных машин  $G$ , мощности КУ в сетях всех напряжений  $Q_{кв}$ ,  $Q_{кс}$  и  $Q_{кн}$ , а также значения реактивных мощностей  $Q_{gi}$  ( $i=1, 2, \dots, n$ ), передаваемых в сети потребителей, при которых обеспечивается минимум суммарных затрат.

Иерархическая структура электрической сети, показанная на рис. 3.5, позволяет решить поставленную задачу по частям, но с учетом взаимодействия между подсистемами разного уровня. В таком системном расчете выделяются два этапа.

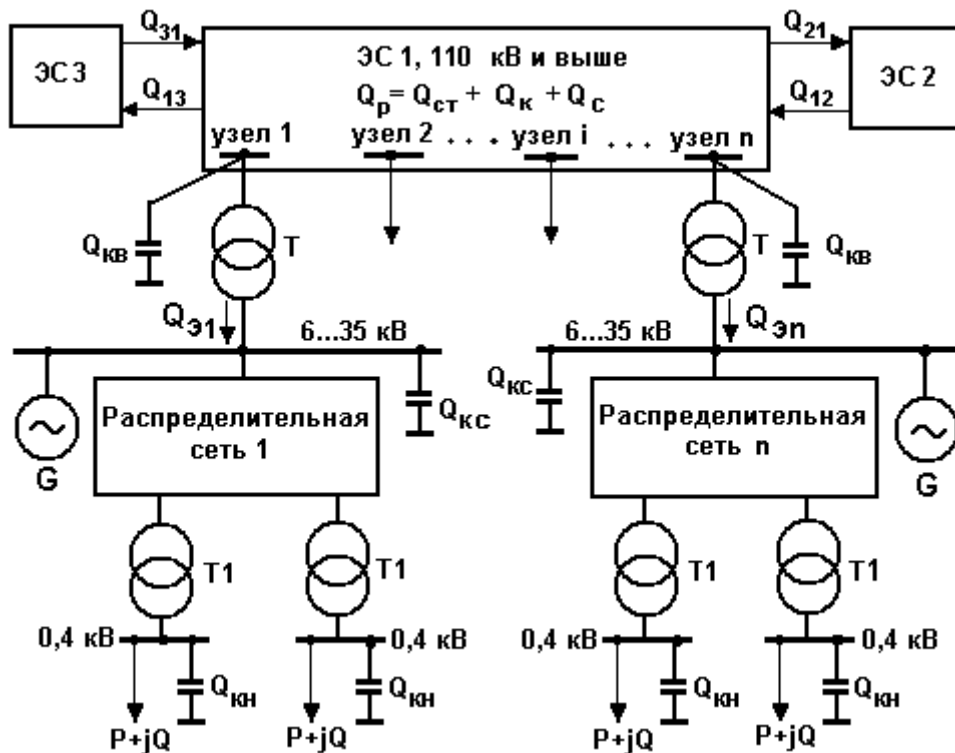


Рис. 3.5. Схема размещения КУ в электрической сети

На первом этапе распределительные сети представляются эквивалентными сопротивлениями, за которыми приложены их суммарные нагрузки. Эти сопротивления подключены к  $n$  узлам электрической сети верхнего уровня ЭС1. Далее решается задача, аналогичная рассмотренной в начале параграфа. Располагаемая реактивная мощность  $Q_{p1}$  системы верхнего уровня распределяется между  $n$  подсистемами более низкого уровня, т. е. определяются реактивные мощности  $Q_{эi}$  ( $i=1,2, \dots, n$ ), которые целесообразно передавать из системы верхнего уровня в  $i$ -ю распределительную сеть. Критерием такого распределения является минимум суммарных затрат. Расчет выполняется для режима наибольшей нагрузки при выполнении баланса реактивной мощности между системами разного уровня:

$$\sum_{i=1}^n Q_{эi} = Q_p \quad (3.9)$$

На втором этапе рассчитывается размещение КУ в распределительных сетях. Расчет выполняется на основе полученных на первом этапе данных без учета системы верхнего уровня. Мощность КУ в каждой  $i$ -й распределительной сети ( $i=1, 2, \dots, n$ ) с суммарной реактивной мощностью  $Q_i$  составит

$$Q_{ki} = Q_i - Q_{эi} \quad (3.10)$$

В каждой распределительной сети реактивная мощность  $Q_{ki}$  распределяется между синхронными машинами  $Q_{Gi}$ , компенсирующими устройствами в сети выше 1 кВ  $Q_{Kci}$  и в сети до 1 кВ  $Q_{Kni}$ . При этом для каждой  $i$ -й распределительной сети необходимо выполнение условия

$$Q_{Kni} + Q_{Kci} + Q_{Gi} = Q_{ki}. \quad (3.11)$$

Более подробно задача второго этапа рассматривается в специальных дисциплинах, в частности, в дисциплине «Системы электроснабжения».

Расчеты компенсации реактивной мощности для сетей всех видов выполняются как при проектировании развития электрических сетей, так и в условиях их эксплуатации. При проектировании определяются мощности КУ и решается задача их распределения в электрической сети. Этот вид расчета и рассматривался выше. В условиях эксплуатации определяют оптимальные режимы работы имеющихся КУ в течение суток. Критериями оптимальности в этом случае служат минимум потерь мощности и энергии и соответствие отклонений напряжения допустимым значениям.

Мероприятия организационного характера по обеспечению компенсации реактивной мощности сводятся к заданию для каждой  $i$ -й распределительной сети величины реактивной мощности  $Q_{эi}$ , которую экономически целесообразно передавать в эту сеть из сети более высокого уровня. Осуществляется контроль за величиной  $Q_{эi}$  в часы максимума нагрузки и предусматриваются меры экономического воздействия на потребителей за несоблюдение величины  $Q_{эi}$ .

### Контрольные вопросы к разделу 3

1. Запишите и поясните уравнение баланса реактивной мощности.
2. Дайте характеристику составляющим уравнения баланса реактивной мощности.
3. Назовите источники реактивной мощности.
4. Какова величина потерь реактивной мощности в линиях?
5. Какова величина потерь реактивной мощности в трансформаторах?
6. Каковы причины лавины напряжения?
7. Дайте характеристики схемам включения конденсаторных батарей.
8. Поясните назначение шунтирующих реакторов.
9. Дайте характеристику различным видам компенсирующих устройств.
10. Поясните влияние компенсирующих устройств на потери активной мощности в электрической сети.

## **4. Основы проектирования электрических сетей**

### **4.1. Общие сведения о проектировании электрических сетей**

Электрические сети подразделяются по иерархическому принципу. Высший уровень занимает единая национальная электрическая сеть ЕНЭС. Ниже уровнем находятся межрегиональные электрические сети (Центра, Северного Кавказа, Северо-Запада, Сибири, Урала, Волги, Востока), еще ниже – региональные электрические сети (как правило, по субъектам федерации). Далее в иерархической структуре располагаются электрические сети для внешнего электроснабжения крупных промышленных предприятий, городов, сельскохозяйственных районов и т.д.

Проект развития электрических сетей выполняется в качестве самостоятельной работы, именуемой «Схемой развития электрической сети». Проектирование развития электрических сетей осуществляется в иерархической последовательности. На уровне ЕНЭС обосновывается развитие системообразующих связей, включающих в себя связи между отдельными межрегиональными электрическими сетями и наиболее важные магистрали внутри межрегиональных сетей.

На уровне межрегиональных сетей осуществляется обоснование развития системообразующих связей межрегиональных сетей, включающих сети для выдачи мощности крупных электростанций, межсистемные связи между региональными электрическими сетями и наиболее важные внутренние связи региональных сетей.

На уровне развития региональных электрических сетей осуществляется обоснование развития остальной части сетей 220 кВ и выше, а также распределительных сетей 110 кВ и выше.

В процессе проектирования электрических сетей различного иерархического уровня осуществляется взаимный обмен информацией и увязка решений по развитию электрических сетей различных назначений и напряжений.

Состав работ по проектированию развития электрических сетей имеет следующее примерное содержание [5]:

анализ существующей сети энергосистемы (региона, города, объекта), включающий ее рассмотрение с точки зрения загрузки, условий регулирования напряжения, выявления «узких мест» в работе;

определение электрических нагрузок потребителей и составление балансов активной мощности по отдельным подстанциям и энергоузлам, обоснование сооружения новых линий и подстанций;

выбор расчетных режимов электростанций (если они имеются в энергосистеме) и определение загрузки проектируемой электрической сети;

электрические расчеты различных режимов работы сети (нормальных, аварийных и послеаварийных) и обоснование схемы построения сети на рассматриваемом расчетном уровне; расчеты устойчивости параллельной работы электростанций, выявление основных требований к противоаварийной автоматике;

составление баланса реактивной мощности и выявление условий регулирования напряжения в сети, обоснование пунктов размещения компенсирующих устройств и их мощности;

расчеты токов КЗ в проектируемой сети и установление требований к отключающей способности коммутационной аппаратуры, разработка предложений по ограничению токов КЗ;

сводные данные по намеченному объему развития электрической сети, натуральные и стоимостные показатели, очередность развития.

В изучаемой дисциплине рассматриваются не все вопросы по проектированию развития электрических сетей. В частности, вопросы, касающиеся расчета аварийных режимов, токов КЗ, устойчивости, противоаварийной автоматики изучаются в других дисциплинах специальности.

## **4.2. Определение электрических нагрузок**

Основными потребителями электроэнергии являются промышленность, строительство, электрифицированный транспорт, сельскохозяйственное производство, коммунально-бытовой сектор в городах и сельской местности.

Определение электрических нагрузок потребителей необходимо для решения ряда вопросов, возникающих при проектировании развития электрических сетей:

выбора напряжения электрической сети;

схемы электрической сети;

основного оборудования;

расчета режимов работы электрической сети.

Основным методом оценки электропотребления на перспективу является метод прямого счета, основанный на применении удельных норм расхода электроэнергии и плановых или прогнозных данных по объемам производства. Ориентировочные удельные нормы потребления электроэнергии в различных отраслях промышленности, сельскохозяйственном производстве, коммунально-бытовом секторе приводятся в [5].

Годовое потребление электроэнергии  $W_{\text{год}}$ , например, промышленным предприятием с объемом  $A$  годового выпуска продукции составит

$$W_{\text{год}} = w_{\text{уд}} \cdot A,$$

где  $w_{\text{уд}}$  – удельный расход электроэнергии на единицу продукции.

При решении вопросов развития распределительной сети достаточно данных о максимальных расчетных нагрузках потребителей  $P_{\text{max}}$ . Один из наиболее распространенных методов расчета ожидаемой максимальной электрической нагрузки потребителя (объекта) состоит в использовании данных о годовом потреблении электроэнергии  $W_{\text{год}}$  и продолжительности использования максимальной нагрузки  $T_{\text{max}}$

$$P_{\text{max}} = W_{\text{год}} / T_{\text{max}}.$$

Средние значения  $T_{\text{max}}$  для различных отраслей промышленности и коммунально-бытовых потребителей приводятся в справочной литературе [5].

При проектировании развития распределительных электрических сетей рассчитываются перспективные нагрузки подстанций. Для выбора оборудования подстанции, в частности для выбора трансформаторов, рассчитывается максимальная нагрузка подстанции. Для этого суммируются максимальные нагрузки объектов, получающих питание от рассматриваемой подстанции, и применяется коэффициент одновременности максимумов  $k_p$ . Расчетная максимальная электрическая нагрузка подстанции, от которой питаются  $n$  объектов с максимальными расчетными нагрузками  $P_{\text{max } i}$ , составит

$$P_{\text{p max}} = k_p \sum_{i=1}^n P_{\text{max } i}.$$

Для выполнения расчетов потокораспределения в электрических сетях определяется нагрузка каждой подстанции электрической сети в период прохождения максимума нагрузки энергосистемы. Для определения нагрузок подстанций в этот период применяются коэффициенты попадания в максимум нагрузки энергосистемы  $k_m$ . Расчетная нагрузка подстанции в период прохождения максимума нагрузки энергосистемы составит

$$P'_{\text{p max}} = \sum_{i=1}^n k_{mi} P_{\text{max } i}.$$

Ориентировочные значения режимных коэффициентов  $k_p$  и  $k_m$  приведены ниже [5]:



шины 6-10 кВ  $k_p = 0,6-0,8$ ;  
шины 35 кВ  $k_p = 0,8-0,85$ ;  
шины 110 кВ  $k_p = 0,9-0,95$ ;  
осветительно-бытовая нагрузка  $k_M = 1,0$ ;  
односменные промпредприятия  $k_M = 0,1-0,15$ ;  
двухсменные промпредприятия  $k_M = 0,7-0,75$ ;  
трехсменные промпредприятия  $k_M = 0,85$ ;  
электрофицированный транспорт  $k_M = 1,0$ ;  
сельскохозяйственное производство  $k_M = 0,7-0,75$ .

### 4.3. Номинальные напряжения электрических сетей

При проектировании развития электрической сети одновременно с разработкой вопроса о конфигурации электрической сети решается вопрос о выборе ее номинального напряжения. Шкала номинальных линейных напряжений электрических сетей установлена ГОСТ 721-77 и составляет следующий ряд:

0,38; 3; 6; 10; 20; 35; 110; 150; 220; 330; 500; 750; 1150 кВ.

При выборе номинального напряжения сети учитываются следующие общие рекомендации:

напряжения 6...10 кВ используются для промышленных, городских и сельскохозяйственных распределительных сетей; наибольшее распространение для таких сетей получило напряжение 10 кВ; применение напряжения 6 кВ для новых объектов не рекомендуется, а может использоваться при реконструкции существующей электрической сети при наличии в ней высоковольтных двигателей на такое напряжение;

в настоящее время в связи с ростом нагрузок коммунально-бытового сектора имеется тенденция к повышению напряжения распределительных сетей в крупных городах до 20 кВ;

напряжение 35 кВ широко используется для создания центров питания сельскохозяйственных распределительных сетей 10 кВ; в связи с ростом мощностей сельских потребителей для этих целей начинает применяться напряжение 110 кВ;

напряжения 110...220 кВ применяются для создания региональных распределительных сетей общего пользования и для внешнего электроснабжения крупных потребителей;

напряжения 330 кВ и выше используются для формирования системообразующих связей ЕЭС и для выдачи мощности крупными электростанциями.

Исторически в нашей стране сформировались две системы напряжений электрических сетей (110 кВ и выше). Одна система 110(150), 330, 750 кВ характерна в основном для Северо-Запада и частично Центра и Северного Кавказа. Другая система 110, 220, 500 кВ характерна для большей части территории страны. Здесь в качестве следующей ступени принято напряжение 1150 кВ. Электропередача такого напряжения строилась в 80-х годах прошлого века и предназначалась для передачи электроэнергии из Сибири и Казахстана на Урал. В настоящее время участки электропередачи 1150 кВ временно работают на напряжении 500 кВ. Перевод этой электропередачи на напряжение 1150 кВ будет осуществлен позднее.

Номинальное напряжение отдельной линии электропередачи является, главным образом, функцией двух параметров: мощности  $P$ , передаваемой по линии, и расстояния  $L$ , на которое эта мощность передается. В связи с этим имеется несколько эмпирических формул для выбора номинального напряжения линии, предложенных разными авторами.

Формула Стилла

$$U_{\text{НОМ}} = 4,34\sqrt{L + 0,016P}, \text{ кВ,}$$

где  $P$ , кВт,  $L$ , км, дает приемлемые результаты при значениях  $L \leq 250$  км и  $P \leq 60$  МВт.

Формула Илларионова

$$U_{\text{НОМ}} = \frac{1000}{\sqrt{\frac{500}{L} + \frac{2500}{P}}},$$

где  $P$ , МВт;  $L$ , км, дает удовлетворительные результаты для всей шкалы номинальных напряжений от 35 до 1150 кВ [5].

Выбор номинального напряжения электрической сети, состоящей из определенного количества линий и подстанций, является в общем случае задачей технико-экономического сравнения различных вариантов. Здесь, как правило, необходимо учитывать затраты не только на линии электропередачи, но и на подстанции. Поясним это на простом примере.

Проектируется электрическая сеть, состоящая из двух участков длиной  $L1$  и  $L2$  (рис. 4.1,а). Предварительная оценка номинального напряжения по-

казала, что для головного участка следует принять напряжении 220 кВ, а для второго участка 110 кВ. В этом случае необходимо сравнить два варианта.

В первом варианте (рис. 4.1,*б*) вся сеть выполняется на напряжении 220 кВ. Во втором варианте (рис. 4.1,*в*) головной участок сети выполняется на напряжении 220 кВ, а второй участок – на напряжении 110 кВ.

Во втором варианте линия *W2* напряжением 110 кВ и подстанция 110/10 кВ с трансформатором *T* будут дешевле, чем линия *W2* напряжением 220 кВ и подстанции 220/10 кВ с трансформатором *T2* первого варианта. Однако подстанция 220/110/10 кВ с автотрансформатором *AT* второго варианта будет дороже, чем подстанция 220/10 кВ с трансформатором *T1* первого варианта.

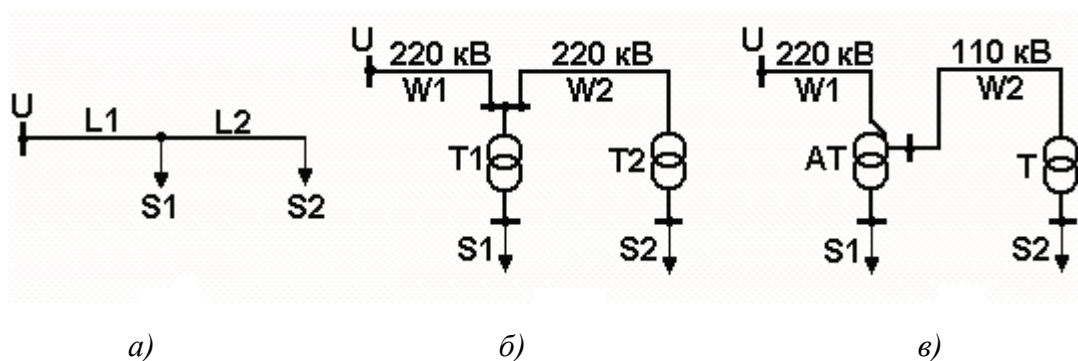


Рис. 4.1. Схема (*а*) и два варианта (*б*) и (*в*) напряжений сети

Окончательный выбор напряжения сети определится в результате сравнения этих вариантов по затратам. При отличии затрат менее чем на 5 % предпочтение следует отдать варианту с более высоким номинальным напряжением.

#### 4.4. Схемы электрических сетей

На современном уровне, при высокой степени охвата обжитой территории страны сетями, речь идет об оптимизации развития существующей электрической сети, при которой необходимо исходить из общих принципов ее построения с учетом перспектив.

Выбор схемы электрических сетей выполняется на следующие расчетные уровни:

единая электрическая сеть – расчетный срок 10 лет;

распределительная сеть – 5 лет;

сеть внешнего электроснабжения промышленного предприятия – срок ввода в работу (освоения полной мощности) предприятия.

При проектировании электрических сетей должна обеспечиваться экономичность их развития и функционирования с учетом рационального сочетания сооружаемых элементов сети с действующими.

Общепринятая классификация электрических сетей по их конфигурации отсутствует. Однако, несмотря на многообразие применяемых схем, любую электрическую сеть можно разделить на отдельные участки, опирающиеся на центры питания ЦП, и отнести к одному из рассмотренных ниже типов [5].

*Одиная радиальная (магистральная) сеть* (рис. 4.2,а) является наиболее дешевой, но наименее надежной. Эта сеть получила широкое распространение как первый этап развития сети. Однако уже на первом этапе следует решить, в каком направлении намечается дальнейшее развитие сети, чтобы привести ее к одному из типов по рис. 4.2,б, в или г.

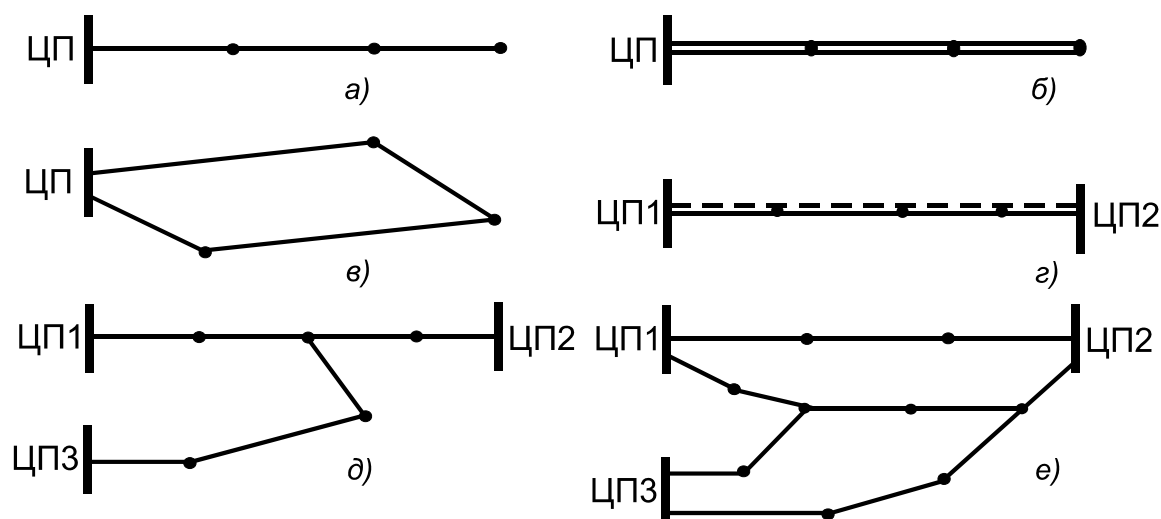


Рис.4.2. Основные типы конфигурации сети

*Двойная радиальная (магистральная) сеть* (рис. 4.2,б) обеспечивает резервирование питания потребителей и возможность подключения подстанций по простейшим блочным схемам или по упрощенным схемам без сборных шин.

*Замкнутая кольцевая сеть* (рис. 4.2,в), как и предыдущая, обладает высокой надежностью и обеспечивает возможность подключения подстанций по упрощенным схемам без сборных шин.

Широко применяется *замкнутая сеть, опирающаяся на два ЦП* (рис. 4.2,г). Такая сеть (одинарная или двойная) образуется в результате поэтапного развития сети между двумя ЦП. Преимуществами такой сети являются возможность охвата большой территории сетями, возможность присоединения подстанций по упрощенным схемам без сборных шин и возможность присоединения новых

подстанций. Недостатками такой сети являются неэкономичное потокораспределение при разных напряжениях ЦП и повышенный уровень токов КЗ.

*Узловая сеть* (рис. 4.2,д) имеет более высокую надежность за счет присоединения к трем ЦП, однако плохо управляема в режимном отношении и требует сооружения сложной узловой подстанции. Создание такой сети, как правило, бывает вынужденным.

*Многоконтурная сеть* (рис. 4.2,е) является, как правило, результатом неуправляемого развития сети в условиях ограниченного количества и неравномерного размещения ЦП. Такая сеть характеризуется сложными схемами присоединения подстанций, трудностями обеспечения оптимального режима, повышенными уровнями токов КЗ.

Основой рационального развития сети является применение простых типов конфигураций сетей. Для распределительной сети такими конфигурациями являются, в первую очередь, двойная радиальная (магистральная) сеть и одинарная замкнутая, опирающаяся на два ЦП.

Двойная радиальная сеть эффективнее при небольших расстояниях от потребителей до ЦП и при высоких уровнях нагрузки. Этот тип сети находит применение для электроснабжения промышленных предприятий и отдельных районов крупных городов на напряжении 110 кВ. К двойной радиальной сети 110 кВ, выполненной двухцепной линией, присоединяется, как правило, не более двух подстанций, при двух одноцепных линиях – не более трех подстанций.

Одинарная замкнутая сеть, опирающаяся на два ЦП, находит широкое применение в распределительных сетях 110 кВ для электроснабжения сельскохозяйственных потребителей, а также в распределительных сетях 220 кВ, обеспечивая с наименьшими затратами максимальный охват территории. Присоединение к такой сети подстанций осуществляется по упрощенным схемам без сборных шин.

Одним техническим ограничением для одинарной замкнутой сети является пропускная способность головных участков, каждый из которых должен обеспечить электроснабжение всех потребителей при аварийном отключении другого головного участка. Другими техническими ограничениями для такой конфигурации сети являются количество присоединенных подстанций и предельная длина сети. Количество присоединенных подстанций, как правило, не более трех, предельная длина сети при напряжении 220 кВ, как правило, не должна превышать 250 км, а при напряжении 110 кВ – 120 км.

При возникновении таких ограничений одинарная замкнутая сеть, опирающаяся на два ЦП, может быть преобразована по одному из вариантов, по-

казанных на рис. 4.3. Схема рис. 4.3,*а* является предпочтительнее, так как не усложняет конфигурацию сети. Однако, возможность применения такой схемы обусловлена благоприятным размещением нового ЦПЗ относительно рассматриваемой сети.

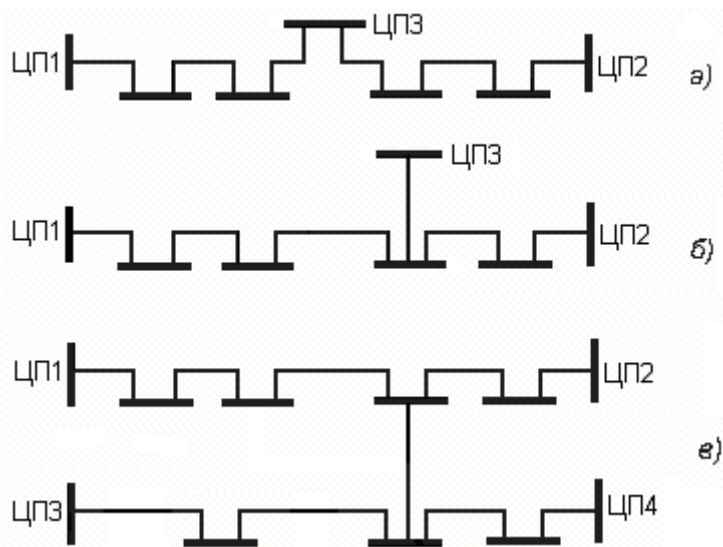


Рис. 4.3. Варианты развития замкнутой сети

Схемы рис. 4.3,*б* и *в* приводят к созданию узловых (*б*) и многоконтурных (*в*) конфигураций сети и усложнению схем отдельных подстанций. Схема рис. 4.3,*в* применяется в тех случаях, когда сооружение нового ЦП оказывается нецелесообразным.

Двойная замкнутая сеть обладает большой пропускной способностью и может использоваться длительное время без преобразования в другие типы. Она применяется, в частности, в сетях 110 кВ систем электроснабжения крупных городов и транспортных систем (участков железных дорог, газо- и нефтепроводов). При напряжениях 110 и 220 кВ к такой сети можно подключать до пяти промежуточных подстанций по упрощенным схемам без сборных шин.

Замкнутые кольцевые сети, опирающиеся на один ЦП, используются, как правило, на первом этапе развития сети в сельской местности и городах с последующим преобразованием на два участка одинарной или двойной замкнутой сети, опирающейся на два ЦП.

Применение сложнзамкнутых конфигураций распределительной сети из-за присущих им недостатков нежелательно. Однако в условиях развивающейся сети избежать их не удастся. По мере появления новых ЦП следует стремиться к упрощению многоконтурной сети. При этом новые ЦП следует размещать в узловых точках сети.

#### 4.5. Выбор сечений проводов воздушных линий

Для воздушных линий электропередачи (ВЛ) применяются многопроволочные алюминиевые и сталеалюминиевые провода, а также провода из алюминиевых сплавов. Для ВЛ 35 кВ и выше применяют, как правило, сталеалюминиевые провода. Применение медных или других проводов должно обосновываться технико-экономическими расчетами.

Для ВЛ напряжением до 35 кВ в настоящее время получают все большее распространение самонесущие изолированные провода СИП. Для СИП используются сталеалюминиевый провод или провод из алюминиевого сплава высокой прочности. В качестве изоляции используется сшитый полиэтилен СПЭ.

Выбор сечений проводов ВЛ напряжением 750 кВ и выше производится на основе технико-экономических расчетов.

При проектировании ВЛ напряжением до 500 кВ включительно выбор сечения провода проводится по нормированным обобщенным показателям. В качестве таких показателей используются нормированные значения экономической плотности тока  $j_n$ , указанные в табл. 4.1 [4].

Экономическая плотность тока соответствует *минимальным затратам* при передаче по ВЛ заданной нагрузки.

Таблица 4.1

Проводники	Плотность тока $j_n$ , А/мм <sup>2</sup> , при $T_{\max}$ , ч/год		
	1000...3000	3000...5000	более 5000
Неизолированные провода и шины: медные алюминиевые	2,0	1,7	1,4
	1,0	0,9	0,8
Кабели с бумажной пропитанной изоляцией с жилами: медными алюминиевыми	2,4	2,0	1,6
	1,3	1,1	1,0
Кабели с резиновой и пластмассо- вой изоляцией с жилами: медными алюминиевыми	2,8	2,5	2,2
	1,5	1,4	1,3

Сечение провода  $F$  проектируемой ВЛ составляет

$$F = I_p / j_n, \quad (4.1)$$

где  $I_p$  – расчетный ток линии на пятый год ее эксплуатации [5].

Для системообразующих линий основной сети  $I_p$  определяется по расчетным длительным потокам мощности. Для линий распределительной сети  $I_p$  определяется расчетом потокораспределения при прохождении максимума нагрузки энергосистемы.

Полученное по выражению (4.1) сечение округляется до ближайшего стандартного сечения. Шкала стандартных сечений проводов ВЛ составляет следующий ряд:

6, 10, 16, 25, 35, 50, 70, 95, 120, 150, 185, 240, 300, 330, 400, 500, ... мм<sup>2</sup>.

Метод экономической плотности тока достаточно прост, поскольку для выбора сечения используется простейшая формула (4.1). В этом привлекательность метода. Однако этот метод не учитывает ряд факторов, влияющих на стоимость ВЛ. Это, в частности, материал опор, напряжение и количество цепей ВЛ, ее географическое расположение.

Выбранные сечения проводов ВЛ должны удовлетворять ряду технических требований, при которых обеспечивается нормальная эксплуатация линии. Окончательный выбор сечения можно сделать только после проверки выполнения этих технических требований.

*Проверка по механической прочности.* Провода ВЛ подвергаются внешним механическим воздействиям. Это, главным образом, ветровые и гололедные нагрузки. С целью обеспечения надежной работы проводов ВЛ в условиях внешних механических воздействий устанавливаются минимальные допустимые сечения проводов  $F_{\min \text{ мех}}$  по механической прочности, приведенные в табл. 4.2 [4].

Сечение провода, выбранное по (4.1), должно быть проверено по условию

$$F \geq F_{\min \text{ мех}}. \quad (4.2)$$

*Проверка по условиям короны.* Явление общей короны возникает при высокой напряженности электрического поля на поверхности провода и сопровождается характерным потрескиванием и видимым свечением. Процессы ионизации воздуха вокруг коронирующего провода приводят к потерям активной мощности. Уменьшение напряженности на поверхности провода достигается увеличением радиуса (сечения) провода.

Минимальные сечения проводов  $F_{\min \text{ кор}}$  по условию ограничения потерь на корону приведены в табл. 4.3. Проверка сечений проводов по условиям короны выполняется для ВЛ напряжением 110 кВ и выше. Сечение провода, выбранное по (4.1), должно быть проверено по условию



$$F \geq F_{\min \text{ кор}} \quad (4.3)$$

Таблица 4.2

Характеристика ВЛ	Минимально допустимое сечение проводов, мм <sup>2</sup>			
	алюминиевых и из нетермообработанного алюминиевого сплава	из термообработанного алюминиевого сплава	сталеалюминиевых	стальных
ВЛ в районах по гололеду: до II III-IV V и более	70	50	35	35
	95	50	50	35
	–	–	70	35
ВЛ на двухцепных опорах 35 кВ и выше	–	–	120	–

Таблица 4.3

$U_{\text{ном}}$ , кВ	110	150	220	330	500	750	750
Кол-во проводов в фазе	1	1	1	2	3	4	5
$F_{\min \text{ кор}}$	70	120	240	240	300	400	240

*Проверка по допустимому нагреву.* В соответствии с [4] все проводники должны удовлетворять требованиям допустимого нагрева в длительных режимах работы. Под этими режимами понимаются, как правило, послеаварийные и ремонтные режимы работы электрической сети.

Допустимый нагрев проводов ВЛ характеризуется длительно допустимой температурой  $\Theta_{\text{д}} = 70^{\circ}\text{C}$ . Осуществлять температурный контроль проводника в процессе эксплуатации затруднительно, поэтому в справочных данных приводятся значения допустимого длительного тока, вызывающего нагревание проводника до температуры  $\Theta_{\text{д}}$  при температуре воздуха ( $25^{\circ}\text{C}$ ). В табл. 4.4 приведены допустимые длительные токи для сталеалюминиевых проводов. Поправочные коэффициенты на температуру воздуха приведены в табл. 4.5 [5].

Сечение провода ВЛ, выбранное по (4.1), должно быть проверено по условию

$$I_{\max} \leq k_{\Theta} I_{\text{д}}, \quad (4.4)$$

где  $I_{\max}$  – максимальный ток длительного режима.

Таблица 4.4

$F, \text{мм}^2$	35	50	70	95	120	150	185
$I_{\text{д}}, \text{А}$	175	210	265	330	390	450	510
$F, \text{мм}^2$	240	300	330	400	500	600	700
$I_{\text{д}}, \text{А}$	610	690	730	825	945	1050	1180

Таблица 4.5

Поправочный коэффициент $k_{\Theta}$ при фактической температуре воздуха, °С											
-5	0	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
1,29	1,24	1,2	1,15	1,11	1,05	1,0	0,94	0,88	0,81	0,74	0,67

Рассмотрим два типичных случая проверки сечений ВЛ по условиям допустимого нагрева. На рис. 4.4 приведены две схемы электрических сетей: двойная радиальная (а) и замкнутая кольцевая (б). Сечения проводов следует проверить по допустимому нагреву.

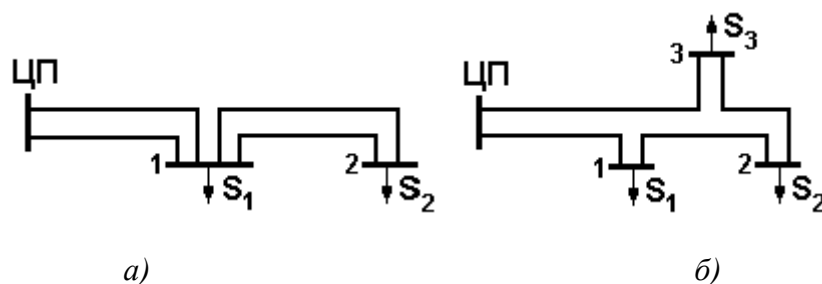


Рис. 4.4. Схемы электрических сетей

В первой схеме (рис. 4.4,а) при отключении одной линии головного участка ЦП-1 или одной линии участка 1-2 ток оставшейся в работе линии увеличивается в два раза. Для каждого из этих случаев проверяется условие

$$I_{\text{max}} = 2I_p \leq I_{\text{д}},$$

где  $I_p$  – расчетный ток линии.

Условия проверки сечений по допустимому нагреву можно записать через заданные мощности нагрузок. Для участка ЦП-1 схемы рис. 4.4,а

$$I_{\text{max}} = (S_1 + S_2) / \sqrt{3} U_{\text{ном}} \leq I_{\text{д}},$$

для участка 12

$$I_{\text{max}} = S_2 / \sqrt{3} U_{\text{ном}} \leq I_{\text{д}}.$$

В кольцевой схеме рис. 4.4,б наиболее тяжелыми режимами будут отключения головных участков сети. По этим режимам и выполняется проверка сечений по допустимому нагреву.

При отключении головного участка ЦП-1 проверяются условия

$$I_{\max \text{ ЦП-3}} = (S_1 + S_2 + S_3) / \sqrt{3} U_{\text{НОМ}} \leq I_{\text{д}},$$

$$I_{\max \text{ 3-2}} = (S_1 + S_2) / \sqrt{3} U_{\text{НОМ}} \leq I_{\text{д}},$$

$$I_{\max \text{ 2-1}} = S_1 / \sqrt{3} U_{\text{НОМ}} \leq I_{\text{д}}.$$

При отключении головного участка ЦП-3 проверяются условия

$$I_{\max \text{ ЦП-1}} = (S_1 + S_2 + S_3) / \sqrt{3} U_{\text{НОМ}} \leq I_{\text{д}},$$

$$I_{\max \text{ 1-2}} = (S_2 + S_3) / \sqrt{3} U_{\text{НОМ}} \leq I_{\text{д}},$$

$$I_{\max \text{ 2-3}} = S_3 / \sqrt{3} U_{\text{НОМ}} \leq I_{\text{д}}.$$

Если для какого-то участка сети условие проверки по допустимому нагреву не выполняется, сечение на этом участке следует увеличить до значения, при котором это условие будет выполнено.

*Проверка по допустимой потере напряжения.* Для распределительных сетей напряжением до 20 кВ рассчитывается потеря напряжения  $\Delta U_{\max}$  от центра питания до наиболее электрически удаленного потребителя. Выбранные по (4.1) сечения линий распределительной сети должны проверяться по условию

$$\Delta U_{\max} \leq \Delta U_{\text{д}}, \quad (4.5)$$

где  $\Delta U_{\text{д}} = 6\%$ , допустимая потеря напряжения [5].

*Другие технические требования.* Для ВЛ 110 и 220 кВ, сооружаемых на территории крупных городов, рекомендуется применять сечения проводов не менее 240 и 400 мм<sup>2</sup> соответственно [5].

Сечения проводов на ответвлениях (длиной до 2 км) от основной ВЛ, сооружаемых одновременно с основной ВЛ, принимаются такими же, как на основной ВЛ.

При невыполнении любого из технических требований, сечения проводов, выбранные по нормированной экономической плотности тока, увеличиваются до значений, удовлетворяющих этим требованиям.

#### 4.6. Выбор сечений жил кабельных линий

Кабельные линии (КЛ) изготавливаются на напряжения до 500 кВ включительно. Токоведущая жила кабелей выполняется алюминиевой или медной. В качестве изоляции используется бумага, пропитанная маслом, резина и пластмасса (полиэтилен, поливинилхлорид и сшитый полиэтилен СПЭ). Прокладка КЛ выполняется в земляных траншеях и открыто в кабельных сооружениях, например в тоннелях.

КЛ напряжением 110-220 кВ находят применение в системах электроснабжения крупнейших городов и энергоемких предприятий. КЛ напряжением до 35 кВ широко используются в распределительных сетях городов и промышленных предприятий, где прокладка ВЛ встречает большие затруднения.

Выбор сечений жил кабелей выполняется по нормированной экономической плотности тока (табл. 4.1). Сечение  $F$  жилы кабеля рассчитывается по выражению (4.1) и округляется до стандартного ближайшего сечения.

Выбранные сечения должны удовлетворять ряду технических требований, при которых обеспечивается нормальная эксплуатация КЛ. Окончательный выбор сечения можно сделать только после проверки выполнения этих технических требований.

*Проверка по допустимому нагреву.* Для каждой КЛ устанавливаются допустимые токовые нагрузки, определяемые по участку трассы с наихудшими тепловыми условиями при длине участка не менее 10 м. Длительные допустимые токи  $I_d$  для разных марок кабелей при различных условиях прокладки принимаются по справочным материалам, например [4, 5].

Допустимые длительные токи в справочных материалах приводятся для одиночного кабеля, проложенного открыто при температуре воздуха  $+25^{\circ}\text{C}$  или в земле при температуре земли  $+15^{\circ}\text{C}$  и тепловом сопротивлении земли 1,2 м·К/Вт. При других условиях работы КЛ на величину допустимого тока вводятся поправочные коэффициенты.

Поправочный коэффициент  $k_1$  на количество кабелей в одной земляной траншее указан в табл. 4.6. Поправочный коэффициент  $k_2$  на действительную температуру окружающей среды указан в табл. 4.7 (данные приведены для кабелей напряжением 10 кВ). Поправочный коэффициент  $k_3$  на тепловое сопротивление земли указан в табл. 4.8.

Таким образом, допустимый длительный ток кабеля с учетом реальных условий его прокладки составит

$$I'_d = k_1 k_2 k_3 I_d. \quad (4.6)$$

Т а б л и ц а 4.6

Поправочный коэффициент $k_1$ при количестве кабелей					
1	2	3	4	5	6
1,0	0,84	0,72	0,68	0,64	0,61

Т а б л и ц а 4.7

Способ прокладки	Поправочный коэффициент $k_2$ при температуре окружающей среды											
	-5	0	5	10	15	20	25	30	35	40	45	50
в земле	1,2	1,15	1,12	1,05	1,0	0,94	0,88	0,82	0,75	0,67	0,57	0,47
воздухе	1,35	1,31	1,25	1,2	1,13	1,07	1,0	0,93	0,85	0,76	0,66	0,54

Т а б л и ц а 4.8

Характеристика земли	Удельное тепловое сопротивление, м·К/Вт	Поправочный коэффициент $k_3$
Песок влажностью более 9 %, песчано-глинистая почва влажностью более 14 %	0,8	1,13
Нормальная почва и песок влажностью 7-9 %, песчано-глинистая почва влажностью 12-14 %	1,2	1,0
Песок влажностью 4-7 %, песчано-глинистая почва влажностью 8-12 %	2,0	0,87
Песок влажностью менее 4 %, каменистая почва	3,0	0,75

Нормативные документы допускают перегрузку кабелей по отношению к допустимому длительному току, например, на период ликвидации аварии.

В соответствии с «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей» допускаются следующие перегрузки кабелей с изоляцией:

бумажной пропитанной напряжением до 10 кВ  $k_{\text{п}}=1,3$ ;

полиэтиленовой и поливинилхлоридной  $k_{\text{п}}=1,15$ ;

резиновой  $k_{\text{п}}=1,18$ .

Продолжительность перегрузки этих кабелей допускается не более 6 часов в сутки в течение 5 суток и не более 100 часов в год, если в остальное время указанных суток нагрузка не превышала длительно допустимой.

Перегрузка кабелей с бумажной пропитанной изоляцией напряжением 20 кВ и выше не допускается.

В соответствии с данными заводов-изготовителей допускаются следующие перегрузки СПЭ кабелей:

при прокладке в земле  $k_{\text{п}} = 1,23$  (напряжение до 35 кВ);

при прокладке в воздухе  $k_{\text{п}} = 1,27$  (напряжение до 35 кВ);

при прокладке в земле  $k_{\text{п}} = 1,17$  (напряжение 110 кВ);

при прокладке в воздухе  $k_{\text{п}} = 1,2$  (напряжение 110 кВ).

Продолжительность перегрузки этих кабелей допускается не более 8 часов в сутки, не более 100 часов в год и не более 1000 часов за срок службы кабеля.

Сечение жилы кабеля, выбранное по (4.1), должно быть проверено по условию

$$I_{\text{max}} \leq k_{\text{п}} I_{\text{д}}', \quad (4.7)$$

где  $I_{\text{max}}$  – максимальный ток длительного режима.

*Проверка по допустимой потере напряжения.* Для КЛ напряжением до 20 кВ рассчитывается потеря напряжения  $U_{\text{max}}$  от центра питания до наиболее электрически удаленного потребителя. Выбранные сечения КЛ должны проверяться по условию

$$\Delta U_{\text{max}} \leq \Delta U_{\text{д}}, \quad (4.8)$$

где  $\Delta U_{\text{д}} = 6\%$ , допустимая потеря напряжения [5].

Линии 6-10 кВ, идущие непосредственно к электроприемникам этого напряжения, проверяются на допустимые отклонения напряжения в соответствии с ГОСТ 13109-97.

*Проверка по термической стойкости.* При протекании по сети аварийных токов КЗ происходит интенсивное нагревание токоведущих элементов кабеля. В [4] установлены предельные допустимые температуры  $\Theta_{\text{пр}}$  для кабелей с изоляцией:

бумажной пропитанной напряжением до 10 кВ – 200 °С;

бумажной пропитанной напряжением выше 10 кВ – 125 °С;

поливинилхлоридной и резиновой – 150 °С;

полиэтиленовой – 120 °С.

Расчет температуры жилы кабеля при протекании тока КЗ достаточно сложен. Поэтому в практических расчетах сечение кабеля проверяется по условию

$$F \geq F_{\text{min тс}}, \quad (4.9)$$

где  $F_{\text{min тс}}$  – минимальное термически стойкое сечение кабеля, определяемое величиной тока КЗ и временем его отключения.

В соответствии с данными заводов-изготовителей для СПЭ кабелей  $\Theta_{\text{пр}} = 250^\circ\text{С}$ . Для этих кабелей установлены допустимые односекундные токи КЗ, которые не должны превышать значений, приведенных в табл. 4.9.

Т а б л и ц а 4.9

Жила	Односекундный ток КЗ $I_{кз1}$ , кА, при сечении жилы, мм <sup>2</sup>											
	50	70	95	120	150	185	240	300	400	500	630	800
Медь	7,15	10,0	13,6	17,2	21,5	26,5	34,3	2,9	57,2	71,5	90,1	114,4
Алюм.	4,7	6,6	8,9	11,3	14,2	17,5	22,7	28,2	37,6	47,0	59,2	75,2

При другой продолжительности КЗ допустимый ток термической стойкости определяется умножением тока  $I_{кз1}$ , приведенного в табл. 4.9 на поправочный коэффициент

$$k = \frac{1}{\sqrt{t}},$$

где  $t$  – продолжительность КЗ, с.

При невыполнении любого из технических требований, сечения жил КЛ, выбранные по нормированной экономической плотности тока, увеличиваются до значений, удовлетворяющих этим требованиям.

#### Контрольные вопросы к разделу 4

1. Каково содержание работ по проектированию развития электрических сетей?
2. Какой основной метод оценки электропотребления на перспективу?
3. Какие режимные коэффициенты вводятся при определении нагрузок подстанций и расчете потокораспределения электрической сети?
4. Приведите шкалу номинальных напряжений электрических сетей.
5. В каких случаях для электрических сетей используются номинальные напряжения 6, 10, 20, 35, 110, 220, 330 кВ и выше?
6. Какие две системы напряжений исторически сложились в нашей стране?
7. От каких факторов зависит напряжение линии электропередачи?
8. Назовите основные типы конфигураций электрических сетей.
9. Что такое нормированная экономическая плотность тока?
10. Как выполняется выбор сечений по экономической плотности тока?
11. Какова область применения метода экономической плотности тока?
12. Приведите шкалу номинальных сечений проводников.
13. Какие технические ограничения существуют при выборе сечений проводников?
14. Каковы минимальные сечения проводов ВЛ по условиям ограничения потерь на корону?
15. Какое дополнительное техническое ограничение принимается при выборе сечений проводников в сетях напряжением до 20 кВ?

## 5. Основы проектирования конструктивной части ВЛ

### 5.1. Общие сведения

ВЛ работают в естественных климатических условиях и подвергаются ветровым и гололедным нагрузкам, изменениям температуры воздуха. Все климатические условия фиксируются на метеостанциях. На основании статистических данных метеостанций вся территория страны разделена на районы по ветру и гололеду [4].

Воздействие ветра на ВЛ характеризуется ветровым давлением  $W$ , то есть силой, действующей на  $1 \text{ м}^2$  поверхности. Значения  $W$  и скорости ветра  $V$ , измеренные на высоте 10 м, приведены в табл. 5.1.

Т а б л и ц а 5.1

Район по ветру	$W$ , даН/м <sup>2</sup> ( $V$ , м/с)	Район по гололеду	$b$ , мм
I	40 (25)	I	10
II	50 (29)	II	15
III	65 (32)	III	20
IV	80 (36)	IV	25
V	100 (40)	V	30
VI	125 (45)	VI	35
VII	150 (49)	VII	40
особый	выше 1500 (выше 49)	особый	выше 40

Гололедные отложения на метеостанциях измеряются на круглом стержне диаметром 10 мм, расположенном на высоте 10 м. Эти гололедные отложения приводятся к форме идеального полого цилиндра изо льда с толщиной стенки  $b$ . Значения  $b$  приведены в табл. 5.1.

В каждом районе страны фиксируются значения низшей  $\Theta_{\min}$  и высшей  $\Theta_{\max}$  температуры воздуха, рассчитывается среднегодовая температура  $\Theta_{\text{ср}}$ . Значения этих температур приводятся, например, в [6]. Значения температуры при интенсивном ветре  $\Theta_{\text{в}}$  и интенсивном гололедообразовании  $\Theta_{\text{г}}$  принимаются равными  $\Theta_{\text{в}} = -5^\circ\text{C}$  и  $\Theta_{\text{г}} = -5^\circ\text{C}$  [4].

Естественно, что при проектировании ВЛ необходимо учитывать климатические условия района, где будет сооружаться линия.

Одним из важных моментов проектирования ВЛ является расчет проводов на механическую прочность. Расчет опор и других элементов ВЛ (изоляторов, арматуры), как правило, не производится. Эти элементы, в частности опоры, выбираются из унифицированного ряда с учетом климатических условий района сооружения ВЛ. Для каждой унифицированной опоры в



справочных материалах указываются ее размеры и область применения (см. приложение 3).

Под расчетом проводов ВЛ на механическую прочность понимается определение механического напряжения в проводах при различных сочетаниях климатических условий и сопоставление этих напряжений с допустимыми значениями.

ВЛ напряжением 35 кВ и выше имеют грозозащитный трос. Расчеты на механическую прочность проводов и грозозащитных тросов имеют много общего, поэтому ниже под термином «провод» будет подразумеваться и трос, а отличительные особенности расчета троса будут рассмотрены отдельно в п. 5.5.

Основными факторами, влияющими на механическое напряжение в проводе, являются:

- температура окружающего воздуха;
- гололедные нагрузки;
- ветровые нагрузки.

При изменении температуры воздуха меняется внутреннее механическое напряжение в проводе за счет изменения длины провода в пролете. Гололед и ветер влияют на механическое напряжение в проводе за счет внешнего механического воздействия.

Для ВЛ применяются, главным образом, сталеалюминиевые провода. Физико-механические характеристики алюминия и стали существенно отличаются. В практических инженерных расчетах сталеалюминиевых проводов используются эквивалентные физико-механические характеристики, приведенные к проводу в целом:

- модуль упругости  $E$ ;
- температурный коэффициент линейного удлинения  $\alpha$ ;
- механическое напряжение  $\sigma$ .

Физико-механические характеристики сталеалюминиевых проводов различного сечения приведены в приложении 3.

В [4] даются допустимые механические напряжения в проводе для трех режимов:

- режима низшей температуры [ $\sigma_{\ominus \min}$ ];
- режима среднегодовой температуры [ $\sigma_{\ominus \text{cp}}$ ];
- режима наибольшей внешней нагрузки [ $\sigma_{\text{p max}}$ ].

*Основной задачей расчета провода на механическую прочность является определение таких условий его монтажа, чтобы в процессе эксплуа-*

тации линии механические напряжения в проводе в режимах низшей температуры  $\sigma_{\ominus \min}$ , среднегодовой температуры  $\sigma_{\ominus \text{cp}}$  и наибольшей внешней нагрузки  $\sigma_{\text{p max}}$  не превышали допустимых значений.

Таким образом, условия проверки провода на механическую прочность имеют следующий вид:

$$\sigma_{\ominus \min} \leq [\sigma_{\ominus \min}]; \quad \sigma_{\ominus \text{cp}} \leq [\sigma_{\ominus \text{cp}}]; \quad \sigma_{\text{p max}} \leq [\sigma_{\text{p max}}]. \quad (5.1)$$

Поскольку расчетные значения механического напряжения в проводе сопоставляются с допустимыми напряжениями, метод расчета получил название *метода допустимых напряжений*.

Кроме указанных трех режимов, в [4] установлены и другие расчетные режимы, которые по мере необходимости будут рассмотрены ниже.

## 5.2. Удельные нормативные и расчетные нагрузки на провод

При выполнении механического расчета проводов различных сечений  $F$  при различной длине пролета  $l$  удобно пользоваться удельными механическими нагрузками на провод, т. е. нагрузками, приведенными к 1 м длины и 1 мм<sup>2</sup> сечения провода. Размерность удельной нагрузки – даН/м·мм<sup>2</sup>.

Удельная нагрузка от собственного веса провода определяется через вес  $P$  одного км провода и его сечение  $F$ :

$$p_1 = P \cdot 10^{-3} / F. \quad (5.2)$$

В соответствии с [4] удельные нагрузки, обусловленные гололедом и ветром, подразделяются на нормативные и расчетные. В нормативных нагрузках учитывается конструкция ВЛ: высота подвеса провода, его диаметр и другие факторы. Расчетные нагрузки дополнительно учитывают ответственность ВЛ, опыт эксплуатации аналогичных ВЛ в рассматриваемом районе и другие условия.

Удельная нормативная нагрузка от веса гололеда на проводе, исходя из цилиндрической формы гололедных отложений, составляет

$$p_{2\text{н}} = \pi g_0 K_i K_d b (d + K_i K_d b) / F, \quad (5.3)$$

где  $g_0 = 0,9 \cdot 10^3$  даН/м<sup>3</sup> =  $0,9 \cdot 10^{-3}$  даН/м·мм<sup>2</sup> – плотность льда;

$b$  – нормативная толщина стенки гололеда на высоте 10 м, мм;

$d$  – диаметр провода, мм;

$K_i$  – коэффициент, учитывающий изменение толщины стенки гололеда от высоты расположения приведенного центра тяжести проводов;

$K_d$  – коэффициент, учитывающий изменение толщины стенки гололеда в зависимости от диаметра провода.

Высота расположения приведенного центра тяжести проводов определяется по выражению

$$h_{\text{пр}} = \frac{\sum_{i=1}^m h_i}{m} - \lambda - \frac{2}{3}[f], \quad (5.4)$$

где  $h_i$  – расстояние от земли до  $i$ -й траверсы опоры;

$m$  – количество проводов на опоре;

$\lambda$  – длина гирлянды изоляторов, предварительно принимаемая 0,6 м, 1,3 м и 2,4 м для ВЛ напряжением 35, 110 и 220 кВ соответственно;

$[f]$  – максимально допустимая стрела провеса провода, определяемая по выражению

$$[f] = h_{\text{п-з}} - \lambda - h_{\text{г}}, \quad (5.5)$$

где  $h_{\text{п-з}}$  – расстояние от земли до траверсы нижнего провода;

$h_{\text{г}}$  – наименьшее допустимое расстояние от провода до земли (габарит ВЛ), принимаемое по табл. 5.2.

Т а б л и ц а 5.2

Характер местности	Габарит ВЛ, $h_{\text{г}}$ , м, при напряжении		
	до 35 кВ	110 кВ	220 кВ
Населенная	7	7	8
Ненаселенная	6	6	7
Труднодоступная	5	5	6

Значения коэффициентов  $K_i$  и  $K_d$ , учитывающих изменение толщины стенки гололеда от высоты расположения приведенного центра тяжести проводов и в зависимости от диаметра провода, приведены в табл. 5.3.

*Удельная расчетная нагрузка от веса гололеда на проводе*

$$p_2 = p_{2\text{н}} \gamma_{\text{nw}} \gamma_{\text{р}} \gamma_{\text{f}} \gamma_{\text{d}}, \quad (5.6)$$

где  $\gamma_{nw}$  – коэффициент надежности по ответственности ВЛ, зависящий от напряжения и количества цепей; для ВЛ до 220 кВ включительно  $\gamma_{nw}=1$ ; для двухцепных ВЛ  $\gamma_{nw}=1,3$  независимо от напряжения;

$\gamma_p$  – региональный коэффициент, принимаемый в диапазоне 1,0...1,3; значение этого коэффициента принимается на основании опыта эксплуатации и указывается в задании на проектирование ВЛ;

$\gamma_f$  – коэффициент надежности по гололедной нагрузке;  $\gamma_f=1,3$  для районов по гололеду I и II,  $\gamma_f=1,6$  для районов по гололеду III и выше;

$\gamma_d=0,5$  – коэффициент условий работы.

Т а б л и ц а 5.3

$h_{пр}, м$	$K_i$	$d, мм$	$K_d$
до 25	1,0	до 10	1,0
30	1,4	20	0,9
50	1,6	30	0,8
70	1,8	50	0,7
100	2,0	70	0,6

*Примечание.* Для промежуточных высот  $h_{пр}$  значения коэффициентов  $K_i$  и  $K_d$  определяются линейной интерполяцией.

Суммарная удельная расчетная нагрузка от веса провода и гололеда определяется суммированием нагрузок  $p_1$  и  $p_2$ , поскольку обе эти нагрузки имеют одинаковое вертикальное направление. Таким образом,

$$p_3 = p_1 + p_2. \quad (5.7)$$

Удельная нормативная ветровая нагрузка при отсутствии гололеда, составляет

$$p_{4н} = \alpha_w K_l K_w C_x W d \cdot 10^{-3} / F, \quad (5.8)$$

где  $\alpha_w$  – коэффициент, учитывающий неравномерность ветрового давления по пролету ВЛ, принимаемый равным 0,76 при  $W=40$  даН/м<sup>2</sup>;  $\alpha_w=0,71$  – при 50 даН/м<sup>2</sup>; 0,7 – при 60 даН/м<sup>2</sup> и более;

$K_l$  – коэффициент, учитывающий влияние длины пролета на ветровую нагрузку, равный 1,2 при длине пролета 50 м, 1,1 – при 100 м, 1,05 – при 150 м, 1,0 – при 250 м и более;

$K_w$  – коэффициент, учитывающий изменение ветрового давления по высоте в зависимости от типа местности, определяемый по табл. 5.4;

Т а б л и ц а 5.4

$h_{пр}$ , м	Коэффициент $K_w$ для типов местности		
	<i>A</i>	<i>B</i>	<i>C</i>
до 15	1,0	0,65	0,4
20	1,25	0,85	0,55
40	1,5	1,1	0,8
60	1,7	1,3	1,0
80	1,85	1,45	1,15
100	2,0	1,6	1,25

*Примечания.* 1. Тип местности: *A* – открытая; *B* – городские территории с низкоэтажной застройкой; открытая; *C* – городские территории с застройкой зданиями высотой более 25 м. 2. Для промежуточных высот  $h_{пр}$  значение коэффициента  $K_w$  определяется линейной интерполяцией.

$C_x$  – коэффициент лобового сопротивления, зависящий от диаметра провода и принимаемый равным: 1,1 – для проводов диаметром 20 мм и более; 1,2 – для проводов диаметром менее 20 мм;

$W$  – ветровое давление в соответствии с районом по ветру.

*Удельная нормативная ветровая нагрузка при наличии гололеда, составляет*

$$p_{5н} = \alpha_w K_l K_w C_x W_r (d + 2K_i K_d b) \cdot 10^{-3} / F, \quad (5.9)$$

где  $C_x=1,2$  для всех проводов, покрытых гололедом; остальные составляющие указаны выше;

$W_r = 0,25W$  – ветровое давление при гололеде.

*Удельные расчетные ветровые нагрузки при отсутствии и наличии гололеда соответственно составляют*

$$p_4 = p_{4н} \gamma_{пв} \gamma_p \gamma_f; \quad (5.10)$$

$$p_5 = p_{5н} \gamma_{пв} \gamma_p \gamma_f; \quad (5.11)$$

где  $\gamma_f$  – коэффициент надежности по ветровой нагрузке, равный 1,1; остальные составляющие указаны выше.

*Расчетная удельная нагрузка от ветра и веса провода без гололеда составляет*

$$p_6 = \sqrt{p_1^2 + p_4^2}. \quad (5.12)$$

Расчетная удельная нагрузка от веса провода, покрытого гололедом, и ветра составляет

$$p_7 = \sqrt{p_3^2 + p_5^2}. \quad (5.13)$$

Удельные нагрузки  $p_6$  и  $p_7$  определяются геометрическим сложением составляющих, поскольку эти составляющие направлены вертикально ( $p_1$  и  $p_3$ ) и горизонтально ( $p_4$  и  $p_5$ ).

Для расчета проводов на механическую прочность [4] регламентируют следующие сочетания климатических условий (режимы):

1. Режим низшей температуры при отсутствии ветра и гололеда, характеризуемый удельной расчетной нагрузкой  $p_1$  и температурой  $\Theta_{\min}$ ;
2. Режим среднегодовой температуры при отсутствии ветра и гололеда, характеризуемый удельной расчетной нагрузкой  $p_1$  и температурой  $\Theta_{\text{ср}}$ ;
3. Режим наибольшей внешней нагрузки, характеризуемый удельной расчетной нагрузкой  $p_{\max}$  и температурой  $\Theta_{\Gamma} = \Theta_{\text{в}} = -5^{\circ}\text{C}$ .

В режиме 3 в качестве наибольшей удельной расчетной нагрузки  $p_{\max}$  принимается нагрузка  $p_6$  или  $p_7$ . При соотношении  $p_7 > p_6$  принимается  $p_{\max} = p_7$ ; при соотношении  $p_6 > p_7$  принимается  $p_{\max} = p_6$ .

### 5.3. Уравнение состояния провода. Исходный режим

Механическое напряжение в проводе изменяется в зависимости от удельной нагрузки на провод и температуры окружающего воздуха. Для двух любых режимов  $i$  и  $j$ , характеризующихся удельными нагрузками  $p_i$  и  $p_j$  и температурами  $\Theta_i$  и  $\Theta_j$ , механические напряжения в проводе  $\sigma_i$  и  $\sigma_j$  в этих режимах связаны уравнением состояния провода, которое имеет следующий вид:

$$\sigma_i + \alpha E \Theta_i - \frac{p_i^2 l^2 E}{24 \sigma_i^2} = \sigma_j + \alpha E \Theta_j - \frac{p_j^2 l^2 E}{24 \sigma_j^2}, \quad (5.14)$$

где  $\alpha$  – температурный коэффициент линейного удлинения материала провода,  $1/^{\circ}\text{C}$ ;

$E$  – модуль упругости материала провода,  $\text{даН}/\text{мм}^2$ ;

$l$  – расчетная длина пролета, м.

При дальнейшем изложении порядка расчета провода на прочность полагается, что опора выбрана и, следовательно, известны ее характеристики и геометрические размеры (см. приложение 3). В частности, известен габаритный пролет  $l_r$ . Это пролет такой длины, в котором в режиме с максимальной стрелой провеса при установке опор на идеально ровной местности точно выполняется установленный ПУЭ габарит ВЛ (расстояние от низшей точки провисания провода до земли).

Расчетная длина пролета выбирается по габаритному пролету  $l=(0,8\dots0,9)l_r$ . Меньшие значения расчетного пролета принимаются для населенной местности, большие – для ненаселенной.

По уравнению состояния (5.14) необходимо определить механические напряжения в проводе в режимах низшей температуры ( $p_1, \Theta_{\min}$ ), среднегодовой температуры ( $p_1, \Theta_{\text{ср}}$ ) и наибольшей внешней нагрузки ( $p_{\max}, \Theta_r = \Theta_v = -5^\circ\text{C}$ ) и проверить условия (5.1).

Прямое решение уравнения (5.14) для двух любых режимов невозможно, поскольку это уравнение содержит два неизвестных напряжения:  $\sigma_i$  и  $\sigma_j$ .

Введем понятие *исходного режима*. Это такой режим, в котором механическое напряжение в проводе равно допустимому значению, при этом во всех других режимах механическое напряжение в проводе меньше допустимого.

Поскольку для расчета механической прочности провода необходимо рассмотреть только три режима, а исходным режимом может быть любой из этих трех режимов, воспользуемся методом перебора возможных вариантов. Таких вариантов три.

1. *Исходный режим – режим наибольшей внешней нагрузки* с параметрами  $p_{\max}$  и  $\Theta_r = \Theta_v = -5^\circ\text{C}$ . Напряжение в проводе в этом исходном режиме считается известным и равным допустимому для этого режима, т. е.  $\sigma_{p_{\max}} = [\sigma_{p_{\max}}]$ . Подставив параметры исходного режима в левую часть уравнения состояния провода (5.14), вычислим ее значение:

$$C = [\sigma_{p_{\max}}] + \alpha E \Theta_r - p_{\max} \frac{l^2 E}{24[\sigma_{p_{\max}}]^2}. \quad (5.15)$$

В правую часть уравнения (5.14) подставим параметры режима низшей температуры  $p_1$  и  $\Theta_{\min}$ . Уравнение (5.14) сведется к неполному кубическому уравнению вида

$$\sigma_{\Theta_{\min}}^3 + A\sigma_{\Theta_{\min}}^2 + B = 0, \quad (5.16)$$

где  $A = \alpha E \Theta_{\min} - C$ ;

$$B = -p_1^2 l^2 E / 24.$$

Решив уравнение (5.16), найдем напряжение в проводе в режиме низшей температуры  $\sigma_{\Theta_{\min}}$ .

Далее в правую часть уравнения состояния (5.14) подставим параметры режима среднегодовой температуры  $p_1$  и  $\Theta_{\text{ср}}$ . Уравнение (5.14) сведется к неполному кубическому уравнению

$$\sigma_{\Theta_{\text{ср}}}^3 + A\sigma_{\Theta_{\text{ср}}}^2 + B = 0, \quad (5.17)$$

где  $A = \alpha E \Theta_{\text{ср}} - C$ ;

$$B = -p_1^2 l^2 E / 24.$$

Решив уравнение (5.17), найдем напряжение в проводе в режиме среднегодовой температуры  $\sigma_{\Theta_{\text{ср}}}$ .

Проверим условия (5.1). Если они выполняются, исходный режим выбран верно. В противном случае рассматриваем вариант 2.

2. *Исходный режим – режим низшей температуры* с параметрами  $p_1$  и  $\Theta_{\min}$ . Напряжение в проводе в этом исходном режиме считается известным и равным допустимому для этого режима, т. е.  $\sigma_{\Theta_{\min}} = [\sigma_{\Theta_{\min}}]$ . Подставив параметры этого режима в левую часть уравнения состояния провода (5.14), вычислим ее значение:

$$C = [\sigma_{\Theta_{\min}}] + \alpha E \Theta_{\min} - p_1^2 l^2 E / 24 [\sigma_{\Theta_{\min}}]^2. \quad (5.18)$$

В правую часть уравнения состояния (5.14) подставим параметры режима наибольшей внешней нагрузки  $p_{\max}$  и  $\Theta_{\Gamma} = -5^{\circ}\text{C}$ . Уравнение (5.14) сведется к неполному кубическому уравнению

$$\sigma_{p_{\max}}^3 + A\sigma_{p_{\max}}^2 + B = 0, \quad (5.19)$$

где  $A = \alpha E \Theta_{\Gamma} - C$ ;

$$B = -p_{\max}^2 l^2 E / 24.$$

Решив уравнение (5.19), найдем напряжение в проводе в режиме наибольшей внешней нагрузки  $\sigma_{p_{\max}}$ .

Далее в правую часть уравнения состояния (5.14) подставим параметры режима среднегодовой температуры  $p_1$  и  $\Theta_{\text{ср}}$ . Уравнение (5.14) сведется к неполному кубическому уравнению



$$\sigma_{\Theta_{\text{cp}}}^3 + A\sigma_{\Theta_{\text{cp}}}^2 + B = 0, \quad (5.20)$$

где  $A = \alpha E \Theta_{\text{cp}} - C$ ;

$$B = -p_1^2 l^2 E / 24.$$

Решив уравнение (5.16), найдем напряжение в проводе в режиме среднегодовой температуры  $\sigma_{\Theta_{\text{cp}}}$ .

Проверим условия (5.1). Если они выполняются, исходный режим выбран верно. В противном случае рассматриваем вариант 3.

3. *Исходный режим – режим среднегодовой температуры* с параметрами  $p_1$  и  $\Theta_{\text{cp}}$ . Напряжение в проводе в этом исходном режиме считается известным и равным допустимому для этого режима, т. е.  $\sigma_{\Theta_{\text{cp}}} = [\sigma_{\Theta_{\text{cp}}}]$ . Подставив параметры этого режима в левую часть уравнения состояния провода (5.14), вычислим ее значение:

$$C = [\sigma_{\Theta_{\text{cp}}}] + \alpha E t_{\text{cp}} - p_1^2 l^2 E / 24 [\sigma_{\Theta_{\text{cp}}}]^2. \quad (5.21)$$

В правую часть уравнения состояния (5.14) подставим параметры режима низшей температуры  $p_1$  и  $\Theta_{\text{min}}$ . Уравнение (5.14) сведется к неполному кубическому уравнению

$$\sigma_{\Theta_{\text{min}}}^3 + A\sigma_{\Theta_{\text{min}}}^2 + B = 0, \quad (5.22)$$

где  $A = \alpha E \Theta_{\text{min}} - C$ ;

$$B = -p_1^2 l^2 E / 24.$$

Решив уравнение (5.18), найдем напряжение в проводе в режиме низшей температуры  $\sigma_{\Theta_{\text{min}}}$ .

Далее в правую часть уравнения состояния (5.14) подставим параметры режима наибольшей внешней нагрузки  $p_{\text{max}}$  и  $\Theta_{\text{r}} = -5^\circ\text{C}$ . Уравнение (5.14) сведется к неполному кубическому уравнению

$$\sigma_{p_{\text{max}}}^3 + A\sigma_{p_{\text{max}}}^2 + B = 0, \quad (5.23)$$

где  $A = \alpha E \Theta_{\text{r}} - C$ ;

$$B = -p_{\text{max}}^2 l^2 E / 24.$$

Решив уравнение (5.23), найдем напряжение в проводе в режиме наибольшей внешней нагрузки  $\sigma_{p_{\text{max}}}$ .

Проверим условия (5.1). Если они выполняются, исходный режим выбран верно.

Следует отметить, что для климатических условий нашей страны в подавляющем большинстве случаев исходным оказывается режим наибольшей внешней нагрузки.

#### 5.4. Расчет монтажных стрел провеса

Как отмечалось выше, основной задачей механического расчета провода является определение таких условий его монтажа, чтобы в процессе эксплуатации линии механические напряжения в проводе в режимах низшей температуры, среднегодовой температуры и наибольшей внешней нагрузки не превышали допустимых значений.

Введем понятие *монтажного режима*. Монтаж проводов осуществляется при отсутствии гололеда, сильного ветра, но при любой температуре. Следовательно, монтажный режим характеризуется удельной нагрузкой  $p_1$ , температурой монтажа  $\Theta_M$  и механическим напряжением в проводе при его монтаже  $\sigma_M$ . Температура монтажа  $\Theta_M$  может изменяться в пределах

$$\Theta_{\min} \leq \Theta_M \leq \Theta_{\max}, \quad (5.24)$$

где  $\Theta_{\max}$  – высшая температура, установленная на основе метеорологических наблюдений в данном районе.

Механическое напряжение в проводе в монтажном режиме  $\sigma_M$  рассчитывается по уравнению состояния провода (5.14), в левую часть которого подставляются параметры исходного режима  $[\sigma_{исх}]$ ,  $p_{исх}$  и  $\Theta_{исх}$ , а в правую – параметры монтажного режима  $p_1$  и  $\Theta_M$ . Температура монтажа изменяется в диапазоне (5.24) с шагом  $\Delta\Theta = 5...10^\circ\text{C}$ . По результатам расчетов строится зависимость  $\sigma_M = f(\Theta_M)$ , показанная на рис. 5.1.

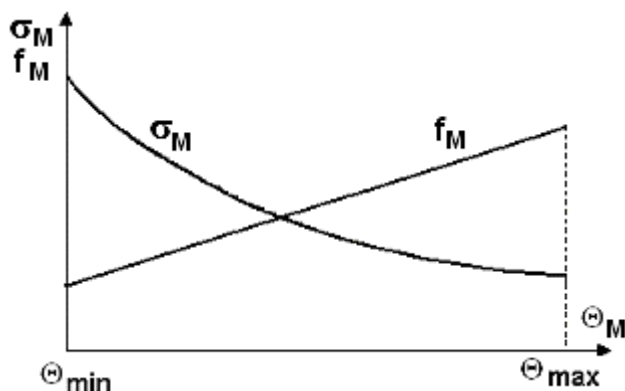


Рис. 5.1. Монтажный график провода сечением  $F$  в пролете длиной  $l$

Пользоваться зависимостью  $\sigma_M = f(\Theta_M)$  при монтаже провода весьма неудобно, поскольку непосредственный замер механического напряжения в проводе затруднителен. Поэтому от механического напряжения в проводе переходят к его стреле провеса, которая рассчитывается по формуле

$$f_M = p_1 l^2 / 8\sigma_M. \quad (5.25)$$

Стрелу провеса удобно контролировать при монтаже провода. Зависимость  $f_M = f(\Theta_M)$ , называемая также монтажным графиком, приведена на рис. 5.1.

Таким образом, при монтаже провода его стрелу провеса следует устанавливать в соответствии с зависимостью  $f_M = f(\Theta_M)$ . При этом механическое напряжение в проводе во всех возможных в эксплуатации сочетаниях климатических условий не превысит допустимого значения.

### 5.5. Проверка габарита воздушной линии

В табл. 5.2 указано наименьшее допустимое расстояние от низшей точки провисания провода до земли (габарит ВЛ).

При выбранной конструкции унифицированной опоры величина габарита воздушной линии  $h_{\Gamma}$  должна удовлетворять условию, вытекающему из рис. 5.2:

$$h_{\text{п-з}} - \lambda - f_{\text{max}} \geq h_{\Gamma}, \quad (5.26)$$

где  $h_{\text{п-з}}$  – расстояние от точки подвеса нижнего провода до земли;

$\lambda$  – длина гирлянды изоляторов (приложение 3);

$f_{\text{max}}$  – максимальная стрела провеса провода.

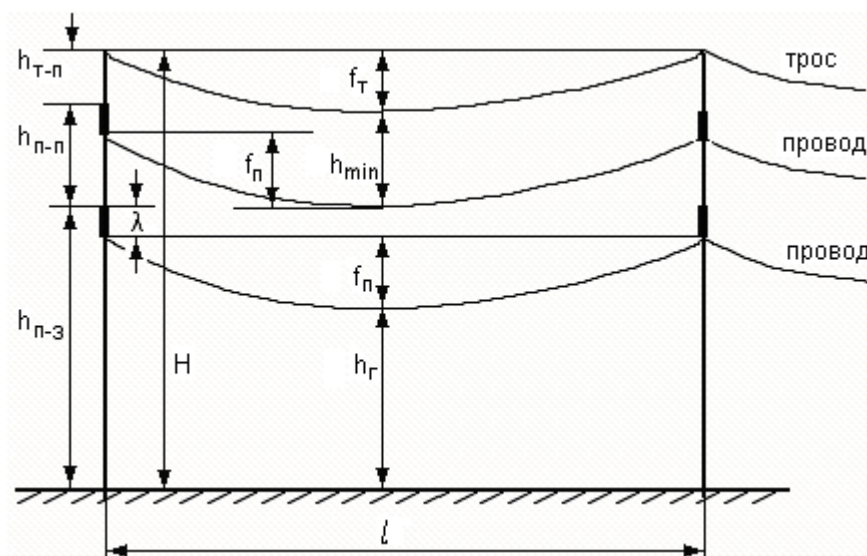


Рис. 5.2. Фрагмент воздушной линии электропередачи

Из условия (5.26) видно, что величина габарита ВЛ зависит от максимальной стрелы провеса провода  $f_{\max}$ , поскольку остальные составляющие этого условия однозначно определяются геометрическими размерами опоры и гирлянды изоляторов (приложение 3). Поэтому для проверки габарита ВЛ необходимо знать максимальную стрелу провеса провода  $f_{\max}$ .

Максимальная стрела провеса провода  $f_{\max}$  может иметь место в одном из двух режимов:

в режиме максимальной температуры, когда провод в пролете имеет максимальную длину, вследствие температурного удлинения; этот режим характеризуется параметрами  $p_1$  и  $\Theta_{\max}$ ;

в режиме гололеда без ветра, когда провод максимально растянут в вертикальном направлении внешней нагрузкой; этот режим характеризуется параметрами  $p_3$  и  $\Theta_{\Gamma} = -5^{\circ}\text{C}$ .

Для каждого из этих двух режимов решается уравнение состояния провода (5.14), в левую часть которого подставляются параметры исходного режима  $[\sigma_{\text{исх}}]$ ,  $p_{\text{исх}}$  и  $\Theta_{\text{исх}}$ , а в правую часть – параметры режима максимальной температуры  $p_1$  и  $\Theta_{\max}$  или параметры режима гололеда без ветра  $p_3$ ,  $\Theta_{\Gamma} = -5^{\circ}\text{C}$ .

В результате решения неполного кубического уравнения вычисляются механические напряжения в проводе в режиме максимальной температуры  $\sigma_{\Theta_{\max}}$  и в режиме гололеда без ветра  $\sigma_{\Gamma}$ . Через эти напряжения по выражениям

$$f_{\max} = p_3 l^2 / 8\sigma_{\Gamma}, \quad (5.27)$$

$$f_{\max} = p_1 l^2 / 8\sigma_{\Theta_{\max}} \quad (5.28)$$

рассчитываются максимальные стрелы провеса провода и проверяется условие (5.26). При невыполнении этого условия следует, например, принять унифицированную опору большей строительной высоты.

## 5.6. Особенности расчета грозозащитного троса

Физико-механические характеристики грозозащитных тросов приведены в приложении 3. Расчет удельных нагрузок на трос  $p_{1\Gamma} \dots p_{7\Gamma}$  аналогичен расчету удельных нагрузок для провода. Проверка троса на механическую прочность выполняется для тех же режимов, что и для провода:

режима низшей температуры;  
 среднегодовой температуры;  
 наибольшей внешней нагрузки.

Условия проверки провода на прочность аналогичны условиям (5.1)

$$\sigma_{T \ominus \min} \leq [\sigma_{T \ominus \min}]; \quad \sigma_{T \ominus \text{ср}} \leq [\sigma_{T \ominus \text{ср}}]; \quad \sigma_{T \text{рmax}} \leq [\sigma_{T \text{рmax}}]. \quad (5.29)$$

Основным требованием, предъявляемым к грозозащитному тросу, является надежная защита проводов ВЛ от прямых ударов молнии. Для выполнения этого требования устанавливается наименьшее допустимое расстояние по вертикали  $h_{\min}$  между тросом и проводом в середине пролета при грозовом режиме (см. рис. 5.2) [4]. Значения  $h_{\min}$ , зависящие только от длины пролета  $l$ , приведены в табл. 5.2. При длинах пролетов, не указанных в табл. 5.2, расстояние  $h_{\min}$  определяется линейной аппроксимацией.

Т а б л и ц а 5.5

Пролет $l$ , м	100	150	200	300	400	500
Расстояние $h_{\min}$ , м	2,0	3,2	4,0	5,5	7,0	8,5

При расчете троса на механическую прочность *в качестве исходного режима принимается грозовой режим*, характеризующийся удельной нагрузкой  $p_{1T}$  и температурой грозы  $\Theta_{гр} = 15^\circ\text{C}$ . В отличие от расчета провода этот режим не определяется, а является заданным. Однако механическое напряжение в тросе в исходном грозовом режиме неизвестно, поэтому непосредственно воспользоваться уравнением состояния (5.14) для проверки механической прочности троса невозможно.

После определения удельных нагрузок на трос  $p_{1T} \dots p_{7T}$  механический расчет троса выполняется в следующей последовательности.

1. Определяется стрела провеса провода в грозовом режиме  $f_{гр}$ . Значение  $f_{гр}$  берется из монтажного графика (рис. 5.1) для  $\Theta_M = \Theta_{гр} = 15^\circ\text{C}$ .

2. Определяется стрела провеса троса в грозовом режиме  $f_{T гр}$ . Как следует из рис. 5.2, эта стрела провеса должна удовлетворять условию

$$f_{T гр} \leq f_{гр} + \lambda + h_{T-п} - h_{\min}. \quad (5.30)$$

3. По выражению, аналогичному (5.25), вычисляется механическое напряжение в тросе в грозовом режиме:

$$\sigma_{T гр} = p_{T1} l^2 / 8f_{T гр}. \quad (5.31)$$

4. По уравнению состояния (5.14) при исходном грозовом режиме ( $\sigma_{гр}$ ,  $p_{Т1}$ ,  $\Theta_{гр} = 15^{\circ}\text{C}$ ) рассчитываются механические напряжения в тросе в режимах низшей температуры ( $p_{Т1}$ ,  $\Theta_{\min}$ ), среднегодовой температуры ( $p_{Т1}$ ,  $\Theta_{\text{ср}}$ ) и наибольшей внешней нагрузки ( $p_{Т\text{ max}}$ ,  $\Theta_{г} = -5^{\circ}\text{C}$ ).

5. Проверяются условия прочности троса (5.29). При невыполнении этих условий следует увеличить расстояние между точками подвеса троса и верхнего провода  $h_{т-п}$  (рис. 5.2). Для этой цели в верхней части опоры могут устанавливаться специальные тросостойки, размеры которых могут изменяться (приложение 3).

6. Расчет монтажных стрел провеса троса при исходном грозовом режиме аналогичен расчету монтажных стрел провеса провода.

### Контрольные вопросы к разделу 5

1. Какие климатические режимы регламентируются для расчета проводов на механическую прочность?
2. Какой метод положен в основу расчета проводов на механическую прочность?
3. Что такое удельная механическая нагрузка на провод?
4. Перечислить удельные нагрузки на провод?
5. В чем заключается задача расчета провода на прочность?
6. Записать уравнение состояния провода?
7. Каково физическое содержание уравнения состояния провода?
8. Пояснить термин “исходный режим”.
9. Что такое стрела провеса провода?
10. Как выполняется расчет монтажных стрел провеса провода?
11. Записать выражение для расчета стрелы провеса провода.
12. От каких факторов зависит габарит ВЛ?
13. Записать условие проверки габарита ВЛ.
14. В каких режимах стрела провеса провода имеет наибольшее значение?
15. Назвать особенности механического расчета грозозащитного троса?
16. Какой принимается исходный режим при расчете грозозащитного троса?

## 6. Расчет установившихся режимов электрических сетей

### 6.1. Общие положения

Расчеты установившихся режимов разомкнутых и простых замкнутых электрических сетей рассматривались при изучении дисциплины «Передача и распределение электроэнергии». В настоящем разделе рассматриваются методы расчета установившихся режимов электрических сетей любой сложности. Сложная электрическая сеть характеризуется не только большим количеством узлов и ветвей. Главной особенностью сложной сети является наличие замкнутых контуров с общими ветвями. Такие сети называются еще *сложнозамкнутыми*. В отличие от разомкнутых схем, в которых питание к каждому узлу подается с одной стороны, и от простых замкнутых схем, в которых питание к каждому узлу подается с двух сторон, в сложнозамкнутой сети есть узлы, питание к которым может подаваться не менее чем с трех сторон.

Достаточно точные расчеты установившихся режимов сложных электрических сетей стали возможными после широкого применения ПК в инженерной практике. Вместе с тем применение компьютеров потребовало разработки общих методов формирования и решения уравнений установившегося режима, не зависящих от сложности и конфигурации электрической сети. Для разработки таких общих методов используются элементы матричной алгебры и теории графов.

Для расчета установившихся режимов электрических сетей могут применяться различные методы, известные из курса теоретической электротехники. Наибольшее распространение для расчета электрических сетей получил метод, основанный на использовании *уравнений узловых напряжений*.

### 6.2. Линейные уравнения узловых напряжений

Общие закономерности формирования уравнений узловых напряжений рассмотрим сначала на примере электрической цепи постоянного тока, приведенной на рис. 6.1 и состоящей из четырех узлов и шести ветвей. Узлы 1 и 4 – генерирующие, узлы 2 и 3 – нагрузочные. Источники и нагрузки представлены неизменными задающими токами  $-J_1$ ,  $-J_2$ ,  $J_3$ ,  $J_4$ . Токи в нагрузочных и генерирующих узлах имеют разные знаки. Токи в ветвях  $I_{ij}$  и взаимные проводимости ветвей  $Y_{ij}$  обозначены в соответствии с номерами узлов, которые эти ветви связывают. Направления токов в ветвях предварительно выбраны произвольно.

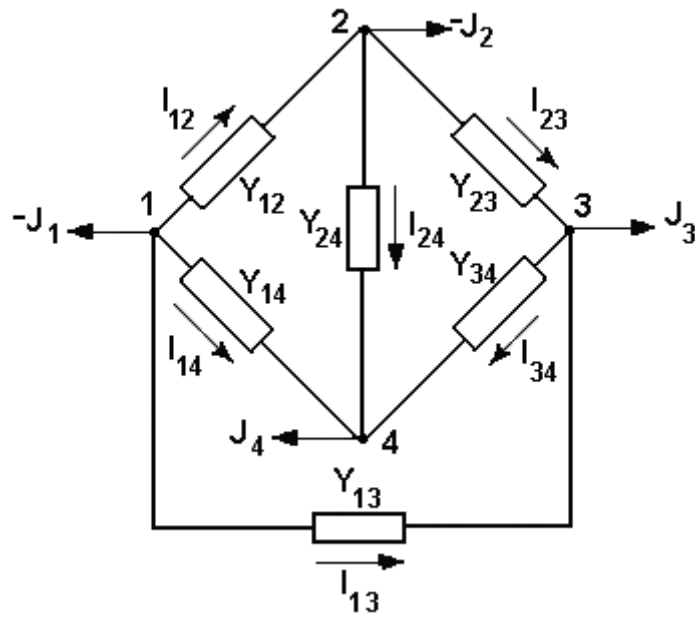


Рис. 6.1. Схема сложнозамкнутой сети

Из теоретической электротехники известно, что для схемы, содержащей  $N$  узлов, количество независимых уравнений, составленных по первому закону Кирхгофа, составляет  $N-1$ . Следовательно, для одного любого узла схемы не требуется запись уравнения по первому закону Кирхгофа. Такой узел называется *балансирующим по току*. В качестве балансирующего узла может быть принят любой узел. В рассматриваемой схеме в качестве балансирующего узла примем узел 1.

В соответствии с первым законом Кирхгофа для узлов 2, 3 и 4 запишем уравнения

$$\begin{aligned} I_{12} - I_{23} - I_{24} &= -J_2; \\ I_{13} + I_{23} - I_{34} &= J_3; \\ I_{14} + I_{24} + I_{34} &= J_4. \end{aligned} \tag{6.1}$$

В соответствии с законом Ома ток в ветви между двумя любыми узлами  $i$  и  $j$  равен

$$I_{ij} = (U_i - U_j) Y_{ij}, \tag{6.2}$$

где  $U_i$  и  $U_j$  напряжения в узлах  $i$  и  $j$ ;

$Y_{ij}$  – взаимная проводимость ветви между узлами  $i$  и  $j$ .

После подстановки (6.2) в (6.1) и алгебраических преобразований получим уравнения узловых напряжений для 4-узловой сети постоянного тока

$$Y_{12}U_1 + (-Y_{21} - Y_{23} - Y_{24})U_2 + Y_{32}U_3 + Y_{42}U_4 = -J_2;$$



$$Y_{13}U_1 + Y_{23}U_2 + (-Y_{31} - Y_{32} - Y_{34})U_3 + Y_{43}U_4 = J_3; \quad (6.3)$$

$$Y_{14}U_1 + Y_{24}U_2 + Y_{34}U_3 + (-Y_{41} - Y_{42} - Y_{43})U_4 = J_4.$$

Система с  $(N-1)$  уравнениями содержит  $N$  искомого напряжений в узлах и, следовательно, имеет бесконечное количество решений. Для однозначного определения напряжений в узлах сети необходимо задаться величиной напряжения в одном из узлов. Такой узел называется *базисным по напряжению*. В качестве базисного узла может быть принят любой узел, однако с целью упрощения вычислительной процедуры целесообразно базисный узел совместить с балансирующим. Поэтому в качестве базисного узла примем узел 1. Заданное напряжение в этом узле обозначим  $U_6$ .

Поскольку напряжение  $U_1 = U_6$  является заданным, перенесем составляющие  $Y_{12}U_1$ ,  $Y_{13}U_1$  и  $Y_{14}U_1$  в правые части уравнений и примем для базисного и балансирующего узла 1 индекс «б». В результате получим систему

$$\begin{aligned} (-Y_{21} - Y_{23} - Y_{24})U_2 + Y_{23}U_3 + Y_{24}U_4 &= -J_2 - Y_{26}U_6; \\ Y_{32}U_2 + (-Y_{31} - Y_{32} - Y_{34})U_3 + Y_{34}U_4 &= J_3 - Y_{36}U_6; \end{aligned} \quad (6.4)$$

$$Y_{42}U_2 + Y_{43}U_3 + (-Y_{41} - Y_{42} - Y_{43})U_4 = J_4 - Y_{46}U_6.$$

Введем следующие обозначения:

$$\begin{aligned} Y_{22} &= -Y_{21} - Y_{23} - Y_{24}; \\ Y_{33} &= -Y_{31} - Y_{32} - Y_{34}; \\ Y_{44} &= -Y_{41} - Y_{42} - Y_{43}. \end{aligned} \quad (6.5)$$

Назовем  $Y_{22}$ ,  $Y_{33}$  и  $Y_{44}$  собственными проводимостями узлов 2, 3 и 4. *Собственная проводимость* узла  $i$  равна сумме взятых с противоположным знаком взаимных проводимостей ветвей, сходящихся в узле  $i$ .

С учетом обозначений (6.5) уравнения узловых напряжений (6.4) запишем в более компактном виде:

$$\begin{aligned} Y_{22}U_2 + Y_{23}U_3 + Y_{24}U_4 &= -J_2 - Y_{26}U_6; \\ Y_{32}U_2 + Y_{33}U_3 + Y_{34}U_4 &= J_3 - Y_{36}U_6; \end{aligned} \quad (6.6)$$

$$Y_{42}U_2 + Y_{43}U_3 + Y_{44}U_4 = J_4 - Y_{46}U_6.$$

Из (6.6) видно, что для сети постоянного тока при представлении активных элементов сети неизменными токами система уравнений узловых напряжений является *линейной системой* алгебраических уравнений.

В матричной форме записи система (6.6) будет иметь вид

$$\mathbf{Y}\mathbf{U}=\mathbf{J}-\mathbf{Y}_\phi U_\phi, \quad (6.7)$$

где  $\mathbf{Y}$  – матрица собственных и взаимных проводимостей;

$\mathbf{U}$  – вектор-столбец напряжений в узлах;

$\mathbf{J}$  – вектор-столбец токов в узлах;

$\mathbf{Y}_\phi U_\phi$  – вектор-столбец произведений базисного напряжения на взаимные проводимости между базисным узлом и другими узлами.

Для электрической сети, состоящей из  $N$  узлов, матрица собственных и взаимных проводимостей имеет следующие свойства:

матрица  $\mathbf{Y}$  квадратная размерности  $(N-1)$ ;

матрица  $\mathbf{Y}$  симметрична относительно диагонали, поскольку для каждой ветви  $Y_{ij}=Y_{ji}$ ;

каждый недиагональный элемент матрицы  $Y_{ij}$  равен взаимной проводимости ветви, связывающей узлы  $i$  и  $j$ ;

каждый диагональный элемент матрицы  $Y_{ii}$  равен собственной проводимости узла  $i$ ;

если в схеме между узлами  $i$  и  $j$  отсутствует ветвь, то соответствующий элемент матрицы  $\mathbf{Y}$  равен нулю ( $Y_{ij} = 0$ ).

Для *сети переменного тока* проводимости всех ветвей, задающие токи источников и нагрузок, искомые напряжения и токи ветвей будут величинами *комплексными*. Матрицы, состоящие из комплексных величин, будем обозначать подчеркиванием.

Напряжение в базисном узле задается, как правило, действительным числом. Кроме того, для трехфазной сети переменного тока необходимо учесть, что искомые напряжения являются линейными (междуфазными). Для упрощения записи системы уравнений токи в узлах будем задавать тоже линейными значениями.

С учетом сказанного система уравнений узловых напряжений для сети переменного тока в матричной форме записи будет иметь вид

$$\underline{\mathbf{Y}} \underline{\mathbf{U}}=\underline{\mathbf{J}}-\underline{\mathbf{Y}}_\phi U_\phi. \quad (6.8)$$

Таким образом, для сети переменного тока при представлении активных элементов сети задающими токами система уравнений узловых напряжений

является линейной системой алгебраических уравнений с комплексными коэффициентами и комплексными искомыми переменными.

Система линейных уравнений с комплексными элементами сводится к системе линейных уравнений удвоенного порядка  $2(N-1)$  с действительными элементами. Для этого матрица  $\underline{Y}$  и вектор-столбцы  $\underline{U}$  и  $\underline{J}$  с комплексными элементами представляют в виде

$$\begin{aligned}\underline{Y} &= \mathbf{G} - j\mathbf{B}; \\ \underline{U} &= \mathbf{U}' + j\mathbf{U}''; \\ \underline{J} &= \mathbf{J}' + j\mathbf{J}''; \\ \underline{Y}_6 &= \mathbf{G}_6 - j\mathbf{B}_6.\end{aligned}\tag{6.9}$$

Подставляя (6.9) в (6.8), получим

$$(\mathbf{G} - j\mathbf{B})(\mathbf{U}' + j\mathbf{U}'') = (\mathbf{J}' + j\mathbf{J}'') - (\mathbf{G}_6 - j\mathbf{B}_6)\mathbf{U}_6.\tag{6.10}$$

Разделив в последнем матричном уравнении действительные и мнимые части, получим систему линейных алгебраических уравнений порядка  $2(N-1)$  с действительными элементами:

$$\begin{aligned}\mathbf{G}\mathbf{U}' + \mathbf{B}_y\mathbf{U}'' &= \mathbf{J}' - \mathbf{G}_6\mathbf{U}_6; \\ -\mathbf{B}\mathbf{U}' + \mathbf{G}\mathbf{U}'' &= \mathbf{J}'' - \mathbf{B}_6\mathbf{U}_6.\end{aligned}\tag{6.11}$$

Система (6.11) содержит  $2(N-1)$  искоемых напряжений  $U'_i$  и  $U''_i$ , где  $i=2, 3, \dots, N$ .

Полная запись системы (6.11) для электрической сети переменного тока, приведенной на рис. 6.1, будет иметь вид

$$\begin{aligned}g_{22}U_2' + g_{23}U_3' + g_{24}U_4' + b_{22}U_2'' + b_{23}U_3'' + b_{24}U_4'' &= -J_2' - g_{26}U_6; \\ g_{32}U_2' + g_{33}U_3' + g_{34}U_4' + b_{32}U_2'' + b_{33}U_3'' + b_{34}U_4'' &= J_3' - g_{36}U_6; \\ g_{42}U_2' + g_{43}U_3' + g_{44}U_4' + b_{42}U_2'' + b_{43}U_3'' + b_{44}U_4'' &= J_4' - g_{46}U_6; \\ -b_{22}U_2' - b_{23}U_3' - b_{24}U_4' + g_{22}U_2'' + g_{23}U_3'' + g_{24}U_4'' &= -J_2'' - b_{26}U_6; \\ -b_{32}U_2' - b_{33}U_3' - b_{34}U_4' + g_{32}U_2'' + g_{33}U_3'' + g_{34}U_4'' &= J_3'' - b_{36}U_6; \\ -b_{42}U_2' - b_{43}U_3' - b_{44}U_4' + g_{42}U_2'' + g_{43}U_3'' + g_{44}U_4'' &= J_4'' - b_{46}U_6.\end{aligned}\tag{6.12}$$

В результате решения этой системы линейных уравнений определяются искомые напряжения в узлах:  $U_2, U''_2, U_3, U''_3, U_4, U''_4$ .

По полученным напряжениям рассчитываются линейные токи в ветвях:

$$\begin{aligned} I_{ij} &= (U_i - U_j) Y_{ij} = [(U'_i + jU''_i) - (U'_j + jU''_j)] (g_{ij} - jb_{ij}) = \\ &= [(U'_i - U'_j) + j(U''_i - U''_j)] (g_{ij} - jb_{ij}) = \\ &= [(U'_i - U'_j) g_{ij} + (U''_i - U''_j) b_{ij}] + j[(U'_i - U'_j)(-b_{ij}) + (U''_i - U''_j) g_{ij}] = I_{ij}' + jI_{ij}'' \end{aligned} \quad (6.13)$$

Следует отметить, что при представлении источников питания и нагрузок сети не токами, а мощностями система уравнений узловых напряжений будет уже нелинейной.

### 6.3. Методы решения уравнений узловых напряжений

Методы решения линейных уравнений делятся на две группы:

точные или прямые методы, которые позволяют получить точные значения искомых переменных в результате конечного числа вычислительных операций;

итерационные методы, или методы последовательных приближений, которые позволяют получить значения искомых переменных с заданной точностью в результате повторяющейся вычислительной процедуры.

*Метод последовательного исключения переменных (метод Гаусса)* является одним из наиболее распространенных точных методов решения линейных систем алгебраических уравнений. Идею метода рассмотрим на примере следующей системы линейных уравнений:

$$\begin{aligned} Y_{11}U_1 + Y_{12}U_2 + Y_{13}U_3 &= J_1; \\ Y_{21}U_1 + Y_{22}U_2 + Y_{23}U_3 &= J_2; \\ Y_{31}U_1 + Y_{32}U_2 + Y_{33}U_3 &= J_3. \end{aligned} \quad (6.14)$$

Поделив первое уравнение на коэффициент  $Y_{11}$ , получим

$$U_1 + Y_{12}'U_2 + Y_{13}'U_3 = J_1', \quad (6.15)$$

где  $Y_{12}' = Y_{12}/Y_{11}$ ,  $Y_{13}' = Y_{13}/Y_{11}$ ,  $J_1' = J_1/Y_{11}$ .

Здесь и далее штрихами (одним, двумя и т. д.) будут обозначаться пересчитанные проводимости и токи исходной системы (6.14).

Пользуясь уравнением (6.15), можно исключить неизвестное напряжение  $U_1$  из второго и третьего уравнений системы (6.14). Для этого умножим уравнение (6.15) сначала на  $Y_{21}$ , а затем на  $Y_{31}$  и вычтем полученные результаты соответственно из второго и третьего уравнений системы (6.13). В результате получим систему двух уравнений с двумя неизвестными:

$$\begin{aligned} Y_{22}''U_2 + Y_{23}''U_3 &= J_2''; \\ Y_{32}''U_2 + Y_{33}''U_3 &= J_3''. \end{aligned} \quad (6.16)$$

Поделив первое уравнение системы (6.16) на коэффициент  $Y_{22}''$ , получим

$$U_2 + Y_{23}'''U_3 = J_2'''. \quad (6.17)$$

Пользуясь уравнением (6.17), можно исключить неизвестное напряжение  $U_2$  из второго уравнения системы (6.16). Для этого умножим уравнение (6.17) на  $Y_{32}''$  и вычтем полученный результат из второго уравнения системы (6.16). В результате получим

$$Y_{33}''''U_3 = J_3'''''. \quad (6.18)$$

Таким образом, исходная система (6.14) свелась к эквивалентной системе, состоящей из уравнений (6.15), (6.17) и (6.18)

$$\begin{aligned} U_1 + Y_{12}'U_2 + Y_{13}'U_3 &= J_1'; \\ U_2 + Y_{23}'''U_3 &= J_2'''; \\ Y_{33}''''U_3 &= J_3'''''. \end{aligned} \quad (6.19)$$

Ход дальнейшего решения очевиден. Из третьего уравнения системы (6.19) вычисляется напряжение  $U_3 = J_3'''''/Y_3'''''$  и подставляется во второе и первое уравнения, из второго уравнения вычисляется напряжение  $U_2$  и подставляется в первое уравнение, наконец, из первого уравнения вычисляется напряжение  $U_1$ .

При большем чем четыре количестве узлов в электрической сети объем вычислений возрастает, но вычислительный алгоритм сохраняется.

*Метод простой итерации* является одним из наиболее простых итерационных методов решения линейных систем алгебраических уравнений. Идею метода рассмотрим так же, как и метод Гаусса, на примере системы линейных уравнений (6.14).

Разрешим первое уравнение системы (6.14) относительно напряжения  $U_1$ , второе – относительно  $U_2$ , третье – относительно  $U_3$ . В результате получим

$$\begin{aligned} U_1 &= -Y_{12}U_2/Y_{11} - Y_{13}U_3/Y_{11} + J_1/Y_{11} = Y_{12}'U_2 + Y_{13}'U_3 + J_1'; \\ U_2 &= -Y_{21}U_1/Y_{22} - Y_{23}U_3/Y_{22} + J_2/Y_{22} = Y_{21}'U_1 + Y_{23}'U_3 + J_2'; \\ U_3 &= -Y_{31}U_1/Y_{33} - Y_{32}U_2/Y_{33} + J_3/Y_{33} = Y_{31}'U_1 + Y_{32}'U_2 + J_3'. \end{aligned} \quad (6.20)$$

Дадим начальные приближения искомым напряжениям  $U_1=U_{1,0}$ ,  $U_2=U_{2,0}$ ,  $U_3=U_{3,0}$ . Подставив эти начальные приближения в правые части системы (6.20), вычислим первые приближения искомых напряжений  $U_{1,1}$ ,  $U_{2,1}$ ,  $U_{3,1}$ . Прделанное вычисление соответствует первому шагу итерационного процесса. Далее вычислительная процедура повторяется: первые приближения напряжений  $U_{1,1}$ ,  $U_{2,1}$ ,  $U_{3,1}$  подставляются в правые части системы (6.20) и вычисляются вторые приближения напряжений  $U_{1,2}$ ,  $U_{2,2}$ ,  $U_{3,2}$ . Таким образом, используя значения напряжений, полученных на предыдущем  $i$ -м шаге  $U_{1,i}$ ,  $U_{2,i}$ ,  $U_{3,i}$ , вычисляются новые приближения напряжений  $U_{1,i+1}$ ,  $U_{2,i+1}$ ,  $U_{3,i+1}$  на  $(i+1)$ -м шаге:

$$\begin{aligned} U_{1,i+1} &= Y_{12}'U_{2,i} + Y_{13}'U_{3,i} + J_1'; \\ U_{2,i+1} &= Y_{21}'U_{1,i} + Y_{23}'U_{3,i} + J_2'; \\ U_{3,i+1} &= Y_{31}'U_{1,i} + Y_{32}'U_{2,i} + J_3'. \end{aligned} \quad (6.21)$$

Вычислительный процесс заканчивается при достижении требуемой точности.

*Метод Зейделя* является модификацией метода простой итерации. Как и в методе простой итерации, дадим начальные приближения искомым напряжениям  $U_1=U_{1,0}$ ,  $U_2=U_{2,0}$ ,  $U_3=U_{3,0}$ . Идея метода заключается в том, что найденное по первому уравнению системы (6.20) первое приближение напряжения  $U_{1,1}$  используется во втором уравнении при вычислении первого приближения напряжения  $U_{2,1}$ . Далее первые приближения напряжений  $U_{1,1}$  и  $U_{2,1}$  используются в третьем уравнении при вычислении первого приближения  $U_{3,1}$ .

Вычислительную процедуру метода Зейделя на произвольном  $(i+1)$ -м шаге можно записать системой уравнений

$$\begin{aligned}
 U_{1,i+1} &= Y_{12}'U_{2i} + Y_{13}'U_{3i} + J_1'; \\
 U_{2,i+1} &= Y_{21}'U_{1,i+1} + Y_{23}'U_{3i} + J_2'; \\
 U_{3,i+1} &= Y_{31}'U_{1,i+1} + Y_{32}'U_{2,i+1} + J_3'.
 \end{aligned}
 \tag{6.22}$$

Вычислительный процесс заканчивается при достижении требуемой точности. Метод Зейделя, как правило, надежнее и быстрее сходится до требуемой точности, чем метод простой итерации. Простота алгоритма метода Зейделя обусловила его преимущественное использование при практических расчетах установившихся режимов.

### **Контрольные вопросы к разделу 6**

1. Поясните понятие сложносвязанная электрическая сеть.
2. Какой метод используется для расчета установившихся режимов электрических сетей любой сложности?
3. Что такое балансирующий по току узел?
4. Что такое базисный узел по напряжению?
5. Как определяется взаимная проводимость ветви?
6. Как определяется собственная проводимость узла?
7. Запишите систему уравнений узловых напряжений для трехузловой сети.
8. При каком представлении активных элементов система уравнений узловых напряжений является линейной?
9. При каком представлении активных элементов система уравнений узловых напряжений является нелинейной?
10. Назовите основные методы решения систем уравнений узловых напряжений.
11. Поясните суть метода исключения Гаусса.
12. Поясните суть метода простой итерации.
13. Поясните суть метода Зейделя.

## 7. Регулирование напряжения в электрических сетях

### 7.1. Общая характеристика режима электрической сети по напряжению

Электроэнергия, поставляемая потребителям, должна иметь определенные качественные показатели, регламентируемые ГОСТ 13109-97. Требования ГОСТ 13109-97 к отклонению частоты  $\Delta f$ , как к одному из показателей качества электроэнергии, были рассмотрены выше. Остальные показатели качества электроэнергии связаны с режимом напряжения электрической сети, которое наряду с качеством электроэнергии определяет экономичность работы электрической сети и электроснабжения потребителей.

Непрерывное изменение электрических нагрузок приводит к непрерывному изменению падений напряжения в элементах электрической сети и, следовательно, к непрерывному изменению отклонений напряжения  $U$  от его номинального значения  $U_{\text{ном}}$  в различных узлах электрической сети. Нормально допустимые и предельно допустимые значения установившегося отклонения напряжения

$$\delta U = \frac{U - U_{\text{ном}}}{U_{\text{ном}}} 100\%$$

на выводах приемников электрической энергии, регламентируемые ГОСТ 13109-97, равны соответственно  $\pm 5\%$  и  $\pm 10\%$ .

В нормальном режиме работы электрической сети значения  $\delta U$  на выводах приемников электроэнергии в течение суток не должны превышать предельно допустимые значения, при этом с вероятностью 95 % значения  $\delta U$  не должны превышать нормально допустимые значения.

В послеаварийном режиме работы электрической сети значения  $\delta U$  на выводах приемников электрической энергии не должны превышать предельно допустимые значения. При аварийных нарушениях в электрической сети допускается кратковременный выход значений  $\delta U$  за предельно допустимые значения с последующим их восстановлением до значений, установленных для послеаварийного режима.

Учет надежности при рассмотрении режима напряжений заключается в том, чтобы в любых нормальных и послеаварийных режимах напряжения в любых точках электрической сети не должны превышать или быть ниже определенного допустимого значения.



Наибольшие рабочие напряжения электрических сетей  $U_{\text{раб max}}$ , определяемые надежностью работы изоляции, нормируются ГОСТ 721-77 в следующих пределах от номинального напряжения электрической сети  $U_{\text{ном}}$ :

$U_{\text{ном}}=6, 10 \text{ кВ}$	$U_{\text{раб max}}=1,2 U_{\text{ном}}$ ;
$U_{\text{ном}}=35, 110 \text{ кВ}$	$U_{\text{раб max}}=1,15 U_{\text{ном}}$ ;
$U_{\text{ном}}=220, 330 \text{ кВ}$	$U_{\text{раб max}}=1,1 U_{\text{ном}}$ ;
$U_{\text{ном}}=500 \text{ кВ и выше}$	$U_{\text{раб max}}=1,05 U_{\text{ном}}$ .

Наименьшие рабочие напряжения электрических сетей 110 кВ и выше, определяемые, главным образом, устойчивостью параллельной работы генераторов и узлов нагрузки, ограничиваются на уровне  $(0,8 \dots 0,9)U_{\text{ном}}$ .

Экономичность режима напряжений электрической сети обусловлена величиной потерь активной мощности и энергии в ее элементах (линиях и трансформаторах). Эти потери в продольных активных сопротивлениях линий и трансформаторов обратно пропорциональны квадрату напряжения. Поэтому повышение уровня напряжения является одним из основных средств уменьшения потерь мощности и энергии в электрических сетях напряжением до 220 кВ включительно.

Из изложенного следует, что для обеспечения требуемых технико-экономических показателей режимов работы электрических сетей необходимо регулировать напряжение. Для различных электрических сетей цели регулирования напряжения различаются между собой.

Основной целью регулирования напряжения в распределительных сетях напряжением 6-20 кВ, находящихся в непосредственной электрической близости от потребителей, является поддержание отклонений напряжения в пределах, установленных ГОСТ 13109-97.

Основной целью регулирования напряжения в распределительных сетях напряжением 110-220 кВ является обеспечение экономичного режима их работы за счет уменьшения потерь мощности и энергии.

Основной целью регулирования напряжения в системообразующих сетях напряжением 330 кВ и выше является ограничение внутренних перенапряжений для обеспечения надежной работы изоляции оборудования таких сетей, предельное рабочее напряжение которых составляет  $1,05U_{\text{ном}}$ .

Регулирование напряжения осуществляется на шинах генераторов электростанций, шинах высшего и среднего напряжения крупных узловых под-

станций в системообразующих сетях, шинах центров питания распределительных электрических сетей.

Регулирование напряжения осуществляется с помощью специальных технических средств, называемых регулирующими устройствами. Все эти регулирующие устройства условно можно разделить на два типа: *узловые и линейные*. Узловые устройства изменяют режимные параметры сети – напряжение и реактивную мощность в точке подключения к сети. Это генераторы электростанций, синхронные компенсаторы, батареи конденсаторов, нерегулируемые и регулируемые реакторы и статические регулируемые источники реактивной мощности.

Линейные устройства изменяют схемные параметры сети – коэффициенты трансформации, реактивное сопротивление. Это трансформаторы, автотрансформаторы с устройствами регулирования напряжения под нагрузкой РПН, специальные регулировочные трансформаторы, конденсаторные установки для продольной компенсации индуктивного сопротивления сети.

## 7.2. Регулирование напряжения на электростанциях

Основное назначение генераторов электростанций – это выдача в электрическую сеть заданного значения активной мощности. Кроме того, генераторы являются основными источниками реактивной мощности в ЭЭС. Изменение выдаваемой генератором реактивной мощности и изменение напряжения на его выходе осуществляется за счет регулирования тока возбуждения генератора. Напряжение на выходе генератора  $U_G$  изменяется в пределах  $(0,95 \dots 1,05)U_{ном}$ .

Увеличение регулировочного диапазона по напряжению, например до  $1,1U_{ном}$ , потребует увеличения тока возбуждения генератора и, следовательно, увеличения выдаваемой генератором реактивной мощности. При номинальной нагрузке генератора полной мощностью и увеличении выдаваемой генератором реактивной мощности его активную мощность необходимо снижать во избежание перегрузки генератора. Последнее условие противоречит основному назначению генераторов – выдавать заданную активную мощность.

Повышающие трансформаторы на электростанциях или вообще не имеют регулировочного диапазона по напряжению, или этот диапазон ограничен пределами  $\pm 2 \times 2,5 \% U_{ном}$ .

Реальные потери напряжения в электрических сетях значительно больше диапазона регулирования напряжения генераторами и повышающими трансформаторами электростанций. Потери напряжения в линиях электропередачи

зависят от их протяженности, нагрузки и напряжения и могут достигать 10 % в сети одного напряжения. Такой же порядок имеют потери напряжения при каждой трансформации.

От электростанций до потребителей электроэнергия проходит 3...5 ступеней трансформации напряжения. Нетрудно оценить суммарную потерю напряжения, которая может заметно превысить 50 %.

Из приведенных данных видно, что регулирования напряжения за счет генераторов и трансформаторов электростанций явно недостаточно для покрытия потерь напряжения в электрической сети. Поэтому генераторы и трансформаторы электростанций в общем случае являются лишь вспомогательным средством регулирования напряжения в электрической сети. Генераторы могут служить основным средством регулирования напряжения лишь для потребителей, получающих питание непосредственно с шин генераторного напряжения.

Для регулирования напряжения в электрической сети используются трансформаторы и автотрансформаторы подстанций электрической сети, снабженные устройствами регулирования напряжения, и другие средства, которые рассматриваются ниже.

### 7.3. Регулирование напряжения на подстанциях

Одним из основных средств регулирования напряжения в электрических сетях является изменение коэффициентов трансформации трансформаторов (автотрансформаторов) на подстанциях электрических сетей. Коэффициент трансформации определяется отношением числа витков первичной  $w_1$  и вторичной  $w_2$  обмоток трансформатора или отношением номинальных первичного (высшего)  $U_{вн}$  и вторичного (низшего)  $U_{нн}$  напряжений трансформатора при его холостом ходе

$$k=w_1/w_2=U_{вн}/U_{нн}. \quad (7.1)$$

Трансформаторы (автотрансформаторы) имеют специальные ответвления от обмоток, позволяющие изменять коэффициент трансформации и, следовательно, регулировать напряжение. Переключение ответвлений может осуществляться устройством переключения без возбуждения (ПБВ) при отключении трансформатора от сети или устройством регулирования под нагрузкой (РПН) без отключения трансформатора от сети.

Для регулирования напряжения используются также специальные регулировочные трансформаторы, устанавливаемые на подстанциях.

Регулировочные ответвления двух- и трехобмоточных трансформаторов выполняют *в обмотке высшего напряжения* со стороны нейтрали. Ток в об-

мотке высшего напряжения меньше, чем в других обмотках, следовательно, условия работы РПН легче, его массогабаритные показатели лучше.

Для двухобмоточных трансформаторов регулируется коэффициент трансформации между обмотками высшего и низшего напряжений  $k_{ВН}$ . Для трехобмоточных трансформаторов одновременно и независимо регулируются коэффициенты трансформации  $k_{ВН}$  между обмотками высшего и низшего напряжения и  $k_{ВС}$  между обмотками высшего и среднего напряжения.

Регулировочные ответвления автотрансформаторов выполняют со стороны нейтрали общей обмотки или в линейном выводе обмотки среднего напряжения. В первом случае одновременно и независимо регулируются коэффициенты  $k_{ВН}$  и  $k_{ВС}$ , во втором – регулируется только коэффициент  $k_{ВС}$ .

Рассмотрим основные принципы регулирования коэффициентов трансформации. С целью упрощения трансформаторы и устройства регулирования будем рассматривать в однофазном исполнении. На рис. 7.1 приведена принципиальная схема трансформатора с устройством ПБВ. Первичная обмотка  $U_V$  имеет нулевое ответвление и четыре регулировочных ответвления:  $\pm 2,5\%$  и  $\pm 5\%$ . Вторичная обмотка  $U_H$  имеет неизменное число витков.

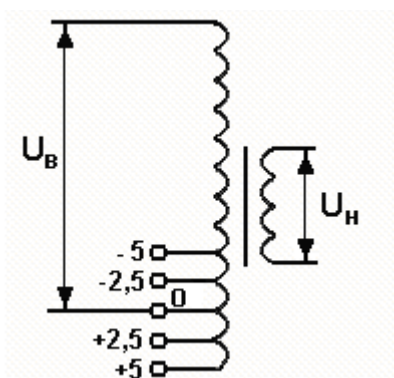


Рис. 7.1. Принципиальная схема трансформатора с устройством ПБВ

Нулевое ответвление ПБВ соответствует номинальному коэффициенту трансформации  $k_T = U_{ВН} / U_{НН}$ . Другие ответвления ПБВ соответствуют изменению коэффициента трансформации до величин, указанных в табл. 7.1.

Таблица 7.1

Ответвление первичной обмотки, %	+5	+2,5	0	-2,5	-5
Коэффициент трансформации	$1,05k_T$	$1,025 k_T$	$k_T$	$0,975 k_T$	$0,95k_T$

Для переключения регулировочных ответвлений необходимо отключать трансформатор от сети. Эти переключения производятся редко, например, при

сезонном изменении нагрузки. Такие трансформаторы не могут использоваться для регулирования напряжения при изменении нагрузки в течение суток.

Принципиальная схема трансформатора с РПН приведена на рис 7.2. Первичная обмотка имеет нерегулируемую (а) и регулируемую (б) части. Количество ответвлений на регулируемой части первичной обмотки таких трансформаторов больше, чем у трансформаторов с ПБВ. Например, для трансформаторов с номинальным первичным напряжением  $U_{вн} = 115$  кВ диапазон регулирования напряжения составляет  $\pm 9,178 \% U_{вн}$ . Эти трансформаторы имеют, кроме нулевого, еще 18 ответвлений.

Нулевое ответвление РПН соответствует номинальному коэффициенту трансформации  $k_T = U_{вн}/U_{нн}$ . Другие ответвления соответствуют изменению коэффициента трансформации до величины

$$k_T(1 \pm 0,0178i),$$

где  $i$  – номер ответвления.

Из рис. 7.2 видно, что для ответвлений +1, +2, ... витки регулируемой обмотки включены согласно с нерегулируемой обмоткой. При работе на этих ответвлениях коэффициент трансформации увеличивается. Для ответвлений -1, -2, ... витки регулируемой обмотки включены встречно с нерегулируемой обмоткой. При работе на этих ответвлениях коэффициент трансформации уменьшается.

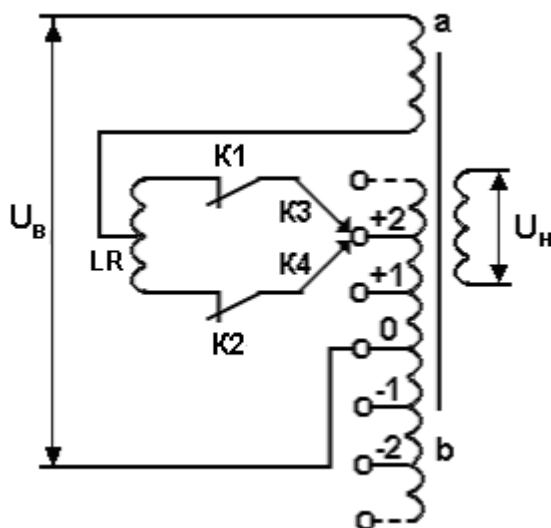


Рис. 7.2. Принципиальная схема трансформатора с устройством РПН

Рассмотрим работу переключающего устройства РПН, состоящего из неподвижных контакторов  $K1$  и  $K2$ , подвижных контактов  $K3$  и  $K4$  и токоограничивающего реактора  $LR$ , в среднюю точку которого включен вывод не-

регулируемой обмотки трансформатора. При работе трансформатора на любом ответвлении ток нагрузки первичной обмотки распределяется поровну между двумя частями реактора. Токи в разных частях реактора текут встречно, результирующий магнитный поток и индуктивное сопротивление реактора практически равны нулю.

Пусть по условиям регулирования напряжения требуется переключиться с ответвления +2 на ответвление +1. Для этого отключается контактор  $K1$ , а подвижный контакт  $K3$  переключается на ответвление +1. Контакт  $K1$  включается. Секция обмотки между ответвлениями +1 и +2 оказывается замкнутой на реактор  $LR$ . Токи замыкания в обеих частях реактора совпадают по направлению, результирующий магнитный поток и индуктивное сопротивление реактора увеличиваются, чем достигается эффективное ограничение тока замкнутой части обмотки.

Далее отключается контактор  $K2$ , подвижный контакт  $K4$  переключается на ответвление +1, после чего контактор  $K2$  замыкается.

Трансформаторы с устройством РПН позволяют регулировать напряжение при изменении нагрузки в течение суток. Такие трансформаторы оборудуются автоматическими регуляторами напряжения (АРН), которые реагируют на изменения напряжения на вторичной обмотке трансформатора, давая команды на переключение ответвлений РПН согласно заданному закону регулирования напряжения.

Для повышения надежности работы РПН следует исключить его срабатывания при незначительных отклонениях напряжения, а также при значительных, но кратковременных отклонениях напряжения. Для этого АРН имеет зону нечувствительности, несколько большую половины одной ступени регулирования. В этом случае АРН выдает сигнал на переключение, если напряжение ближе к следующей ступени регулирования, чем к той, на которой в данный момент работает трансформатор.

Для отстройки РПН от срабатывания при кратковременных отклонениях напряжения в АРН предусматривается выдержка времени 1...3 минуты.

Устройство РПН автотрансформаторов работает аналогично. Принципиальные схемы включения РПН в нейтраль общей обмотки и линейный вывод обмотки среднего напряжения показаны на рис. 7.3, а, б. В первом случае одновременно и независимо регулируются коэффициенты  $k_{вн}$  и  $k_{вс}$ , во втором — только коэффициент  $k_{вс}$ .

Регулировочные трансформаторы  $TL$  вводят добавочное напряжение в основную обмотку трансформатора (автотрансформатора) и применяются в следующих случаях:

для регулирования напряжения на подстанциях с трансформаторами без РПН при групповом (рис. 7.4,а) или индивидуальном (рис. 7.4,б) регулировании;

для регулирования напряжения на подстанциях с трансформаторами с РПН, от которых питаются потребители с разным характером нагрузки (рис. 7.4,в); характер нагрузки потребителя 3 значительно отличается от характера нагрузки потребителей 1 и 2;

для регулирования низшего напряжения на подстанциях с автотрансформаторами, снабженными устройствами РПН в обмотке среднего напряжения (рис. 7.4,г).

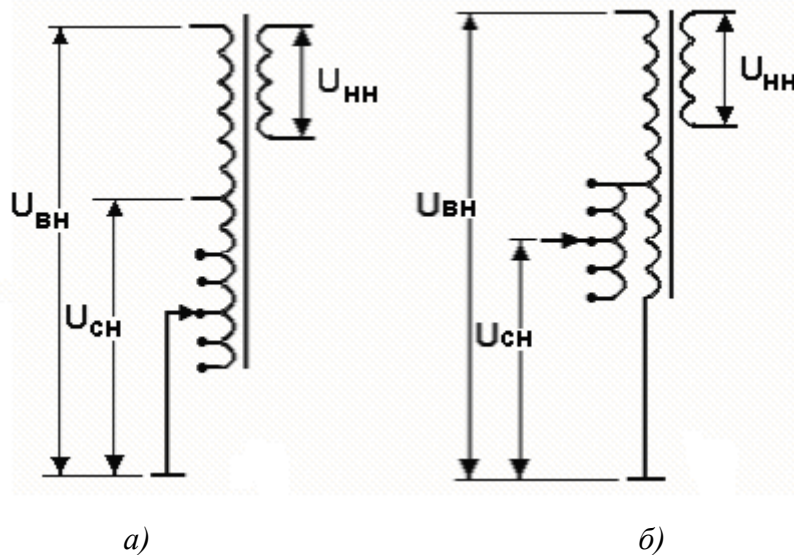


Рис. 7.3. Принципиальные схемы включения РПН в автотрансформаторах

Принципиальная схема одной фазы линейного регулировочного трансформатора  $TL$  показана на рис. 7.5,а. Этот регулировочный трансформатор состоит из последовательного трансформатора  $T1$ , который вводит добавку напряжения  $\Delta U$  в обмотку основного трансформатора  $T$ , и регулировочного автотрансформатора  $T2$ , который за счет ответвлений меняет величину этой добавки.

Векторная диаграмма напряжений показана на рис. 7.5,б. Напряжения без регулирования  $U_{a1}$ ,  $U_{b1}$ ,  $U_{c1}$  отличаются от напряжений  $U_{a2}$ ,  $U_{b2}$ ,  $U_{c2}$ , полученных в результате регулирования, на величину добавки напряжения  $\Delta U$ .

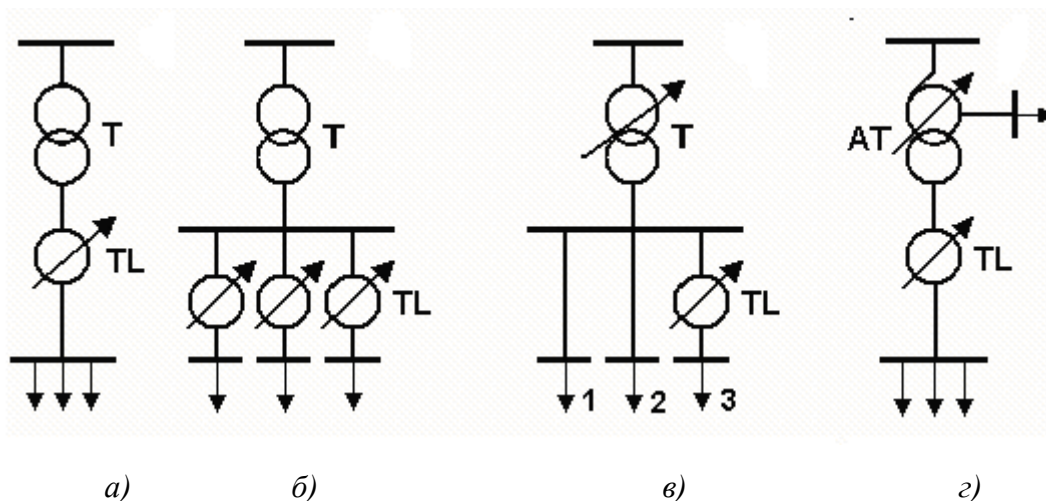


Рис. 7.4. Принципиальные схемы включения линейных регулировочных трансформаторов

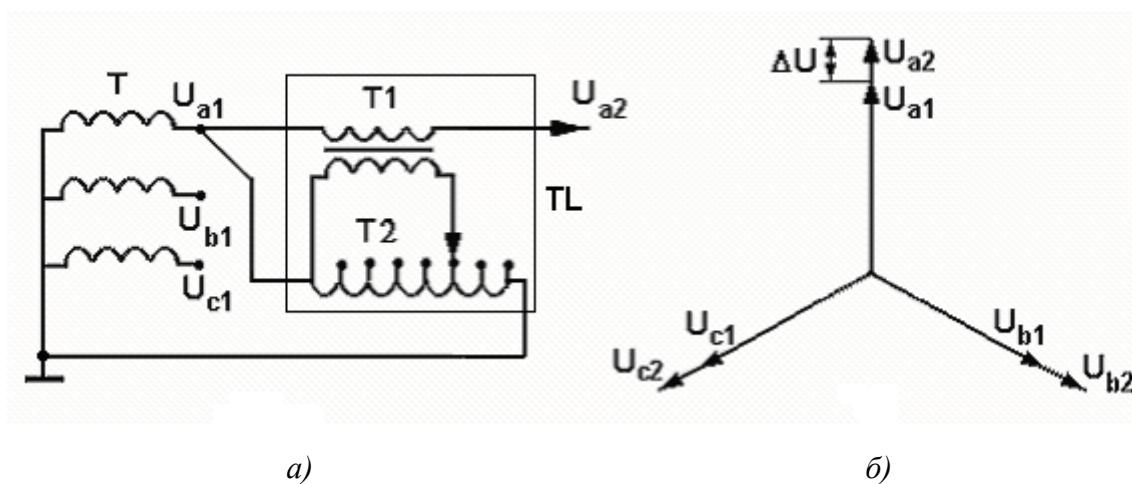


Рис. 7.5. Принципиальная схема включения регулировочного трансформатора (а) и векторная диаграмма напряжений (б)

#### 7.4. Выбор регулировочных ответвлений трансформаторов

Задача выбора регулировочных ответвлений трансформаторов заключается в том, чтобы при любых возможных изменениях напряжения в электрической сети обеспечить на шинах вторичного напряжения трансформатора требуемое напряжение.

Рассмотрим простейшую схему электрической сети (рис. 7.6,а). От ЦП, представленного шинами неизменного напряжения  $U_c = \text{const}$ , через линию электропередачи  $W$  и трансформатор  $T$  питается нагрузка мощностью  $S_H = P_H + jQ_H$ . Напряжения на первичной и вторичной обмотках трансформатора равны соответственно  $U_B$  и  $U_H$ . Трансформатор имеет устройство РПН.

В схеме замещения сети (рис. 7.4,б) линия представлена сопротивлением  $Z_w$ , трансформатор представлен приведенным к первичному напряжению со-



противлением  $Z_T$  и идеальным трансформатором  $T$  без потерь мощности и напряжения, изменяющим напряжение в соответствии с коэффициентом трансформации  $k_T$ . Вторичное напряжение, приведенное к обмотке высшего напряжения, обозначено  $U'_H$ . Действительное вторичное напряжение составляет  $U''_H = U'_H / k_T$ .

Изначально полагаем, что контакты РПН находятся на нулевом ответвлении  $U_{отв 0}$ . Номинальный коэффициент трансформации

$$k_T = U_{BH} / U_{HH} = U_{отв 0} / U_{HH} = U'_H / U''_H \quad (7.2)$$

может изменяться за счет РПН.

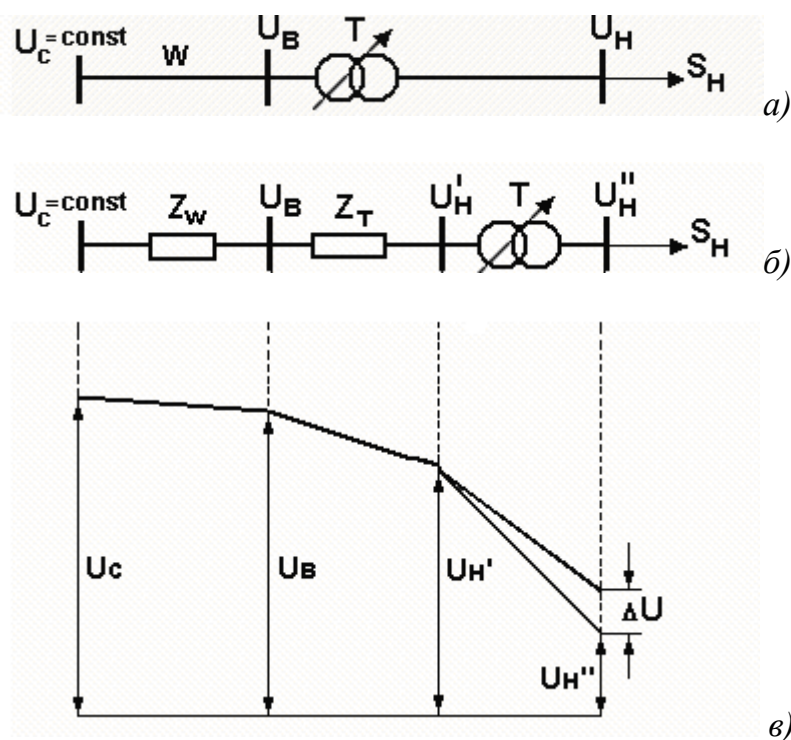


Рис.7.6. Схема электрической сети (а), схема замещения (б) и эпюра напряжения (в)

Эпюра напряжения в сети показана на рис. 7.6,в. Напряжение на первичной обмотке трансформатора  $U_B$  отличается от напряжения системы  $U_c$  на величину потерь напряжения в сопротивлении  $Z_W$

$$U_B = U_c - \Delta U_{Z_W} \quad (7.3)$$

Напряжение на выводах вторичной обмотки трансформатора, приведенное к обмотке высшего напряжения, отличается от напряжения  $U_B$  на величину потерь напряжения в сопротивлении трансформатора  $Z_T$ :

$$U'_H = U_B - \Delta U_{ZT}. \quad (7.4)$$

Действительное напряжение на вторичной обмотке составляет

$$U''_H = U'_H / k_T = U'_H U_{HH} / U_{BH} = U'_H U_{HH} / U_{OTB\ O}. \quad (7.5)$$

Пусть действительное напряжение  $U''_H$  отличается от требуемого напряжения  $U''_{HT}$ . Необходимо переключить РПН с нулевого ответвления  $U_{OTB\ O}$  на требуемое ответвление  $U_{OTB\ T}$ , обеспечивающее на вторичной обмотке трансформатора напряжение

$$U''_{HT} = U'_H U_{HH} / U_{OTB\ T}. \quad (7.6)$$

Из последнего выражения определяется напряжение требуемого регулировочного ответвления:

$$U_{OTB\ T} = U'_H U_{HH} / U''_{HT}. \quad (7.7)$$

Полученное напряжение требуемого регулировочного ответвления округляется до стандартного значения  $U_{OTB}$  и определяется действительное напряжение на вторичной обмотке трансформатора после регулирования

$$U_D = U'_H U_{HH} / U_{OTB}. \quad (7.8)$$

После регулирования напряжение на вторичной обмотке трансформатора изменится до требуемого значения. Из эпюры напряжения, показанной на рис. 7.6, в, видно, что регулирование напряжения эквивалентно введению дополнительного напряжения  $\Delta U$  в схему электрической сети.

Определение стандартных напряжений регулировочных ответвлений поясним на конкретном примере. Для большинства трансформаторов с номинальным первичным напряжением  $U_{BH} = 115$  кВ диапазон регулирования напряжения составляет  $\pm 9,1,78$  %. Для таких трансформаторов стандартные напряжения ответвлений определяются как

$$U_{OTB\ i} = U_{BH} \pm i \cdot 1,78 U_{BH} / 100, \quad (7.9)$$

где  $\pm i = \pm(0, 1, 2, \dots, 9)$  – номера ответвлений.

Для повышения напряжения на вторичной обмотке трансформатора его коэффициент трансформации необходимо уменьшить, что соответствует знаку минус в выражении (7.8). Для понижения напряжения на вторичной обмотке трансформатора – наоборот.

В качестве примера в табл. 7.2 приведены стандартные напряжения ответвлений трансформатора с номинальным первичным напряжением  $U_{BH} = 115$

кВ. Данные приведенной таблицы можно использовать для определения по выражению (7.8) напряжения на вторичной обмотке трансформатора после регулирования.

Таблица 7.2

№ ответвления	$U_{отв}, \text{кВ}$	№ ответвления	$U_{отв}, \text{кВ}$
0	115	0	115
-1	112,95	+1	117,04
-2	110,91	+2	119,09
-3	108,86	+3	121,14
-4	106,82	+4	123,19
-5	104,77	+5	125,23
-6	102,72	+6	127,28
-7	100,67	+7	129,33
-8	98,63	+8	131,37
-9	96,58	+9	133,42

### 7.5. Регулирование напряжения в распределительных сетях 6-20 кВ

Задача оптимизации режима напряжений в распределительных сетях напряжением 6-20 кВ является весьма важной, поскольку эти сети находятся в непосредственной электрической близости от потребителей. В таких сетях, называемых еще сетевыми районами, электроэнергия к потребителям распределяется от ЦП, под которыми понимаются шины распределительных устройств вторичного напряжения (6...20 кВ) понижающих подстанций ЭЭС.

Схема сетевого района представляет собой разомкнутую радиально-магистральную или петлевую сеть. Трансформация электроэнергии на низшую ступень напряжения 0,4 кВ осуществляется через распределительные трансформаторы с устройствами ПБВ.

Сетевые районы представляют собой фактически индивидуальные системы электроснабжения городских, сельскохозяйственных или промышленных потребителей и в этом отношении являются взаимно независимыми подсистемами низшей ступени иерархической структуры ЭЭС. Связь каждого сетевого района с электрической сетью более высокого уровня осуществляется через шины ЦП.

Возможности активного воздействия на режим напряжения в сетевом районе оказываются весьма ограниченными. Одной из причин такой ограниченности является массовость сетевых районов. В одной региональной ЭЭС насчитываются десятки сетевых районов, тысячи подстанций 6...20/0,4 кВ. Поэтому в сетевых районах целесообразны наиболее простые и дешевые

средства регулирования напряжения – трансформаторы с ПБВ и нерегулируемые батареи конденсаторов.

Другой причиной является отсутствие точной исходной информации о параметрах режимов сетей. Такая информация может быть получена либо в результате наблюдения эксплуатационным персоналом за показывающими и регистрирующими приборами, либо автоматически от устройств телемеханики. Оба способа получения информации от сотен узлов сетевого района не представляются реальными. В силу малочисленности эксплуатационного персонала не всякий сетевой район может позволить себе не только постоянное наблюдение за приборами, но даже проведение единовременных контрольных замеров режимных параметров на каждой подстанции района. Оснащение сетевого района средствами телеизмерений и телесигнализации потребует экономически неоправданных затрат на эти средства.

Таким образом, фактические данные о режиме сетевого района по напряжению на каждый момент времени отсутствуют. Имеются лишь более или менее достоверные данные о максимальных и минимальных нагрузках узлов и сетевого района в целом.

При сложившейся ситуации оперативное управление режимом сетевого района по напряжению сосредоточивается в ЦП. Закон регулирования напряжения в ЦП определяется [4]: *устройства регулирования напряжения должны обеспечивать поддержание напряжения на шинах 6...20 кВ электростанций и подстанций, к которым присоединены распределительные сети, в пределах не ниже  $1,05U_{ном}$  в период наибольших нагрузок и не выше  $U_{ном}$  в период наименьших нагрузок этих сетей.*

Регулирование напряжения в ЦП распределительной сети называется *централизованным регулированием напряжения*. Регулирование, при котором напряжение на шинах ЦП в период наибольших нагрузок повышается, а в период наименьших нагрузок уменьшается, называется *встречным регулированием напряжения*.

Рассмотрим подробнее принцип встречного регулирования напряжения в ЦП сетевого района. На рис. 7.7 показана упрощенная схема сетевого района. От шин ЦП через распределительный трансформатор с сопротивлением  $Z_{РТ}$  получают питание ближние потребители электроэнергии БП. От шин ЦП отходит линия сопротивлением  $Z_{л}$ , в конце которой через распределительный трансформатор с сопротивлением  $Z_{РТ}$  подключены дальние потребители электроэнергии ДП.

Напряжение у ближнего потребителя БП составляет

$$U_{\delta} = U_{\text{цп}} - \Delta U_{\text{рт}}, \quad (7.10)$$

где  $U_{\text{цп}}$  – напряжение в ЦП;

$\Delta U_{\text{рт}}$  – потеря напряжения в распределительном трансформаторе.

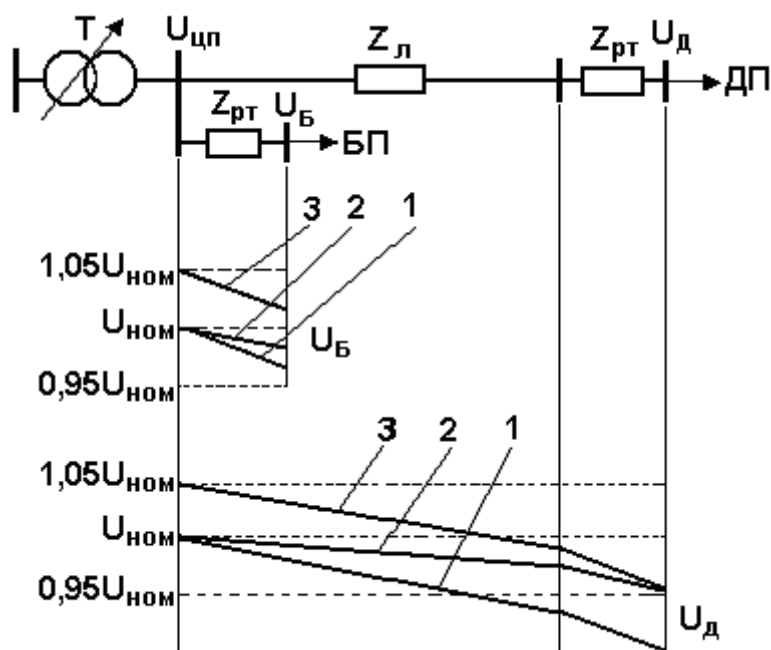


Рис. 7.7. Схема сети и эпюры напряжений, поясняющие принцип встречного регулирования напряжения

Напряжение у дальнего потребителя ДП составляет

$$U_{\text{д}} = U_{\text{цп}} - \Delta U_{\text{л}} - \Delta U_{\text{рт}}, \quad (7.11)$$

где  $\Delta U_{\text{л}}$  – потеря напряжения в сопротивлении линии  $Z_{\text{л}}$ .

Согласно ГОСТ 13109-97 нормально допустимые значения отклонений напряжения у потребителей находятся в диапазоне  $\pm 5\% U_{\text{ном}}$ . При поддержании в ЦП напряжения, равного номинальному  $U_{\text{цп}} = U_{\text{ном}}$ , изменения напряжения от ЦП до БП и ДП, вычисленные по (7.10) и (7.11), характеризуются эпюрами 1 для режима максимальной нагрузки и эпюрами 2 для режима минимальной нагрузки. Из этих эпюр видно, что напряжение у БП в режимах минимальной и максимальной нагрузок находится в допустимых пределах. В режиме минимальной нагрузки напряжение у ДП находится в допустимых пределах. В режиме максимальной нагрузки напряжение у ДП ниже допустимого значения.

Для поддержания допустимого уровня напряжения у дальних потребителей в режиме максимальной нагрузки необходимо повысить напряжение в

ЦП. При увеличении напряжения в ЦП до значения  $U_{\text{ЦП}}=1,05U_{\text{НОМ}}$  изменения напряжений в сети до ближнего и дальнего потребителей характеризуются эпорами 3. В этом случае напряжения у дальнего и ближнего потребителей находятся в допустимых пределах.

Таким образом, напряжение на шинах ЦП в режиме максимальной нагрузки необходимо поддерживать не ниже  $1,05U_{\text{НОМ}}$ , а в режиме минимальной нагрузки – на уровне  $U_{\text{НОМ}}$ .

В ряде случаев централизованное встречное регулирование не может обеспечить требуемый уровень напряжения. Это обусловлено различными параметрами линий, отходящих от ЦП, и неоднородностью графиков нагрузки различных потребителей. В таких случаях необходимо использовать *местное регулирование напряжения* у потребителей, для которых не обеспечивается требуемый уровень напряжения.

В качестве средств местного регулирования напряжения могут использоваться регулировочные трансформаторы, компенсирующие устройства, установки продольной компенсации. Выбор того или иного средства регулирования напряжения должен быть обоснован технико-экономическими расчетами.

Как правило, регулировочные трансформаторы  $TL$  целесообразно устанавливать в ЦП для регулирования напряжения у отдельной группы потребителей. Такая схема показана на рис. 7.8,а. Потребители группы  $B$  существенно отличаются по удаленности, мощности и графику нагрузки от потребителей группы  $A$ .

Для местного регулирования напряжения у мощных и удаленных нагрузок целесообразно использовать компенсирующие устройства  $Q_k$  (рис. 7.8,б). Установка компенсирующего устройства разгружает сеть от реактивной мощности, уменьшает потери напряжения в сети и, как следствие, улучшает режим напряжения не только у удаленного потребителя, но и во всей сети.

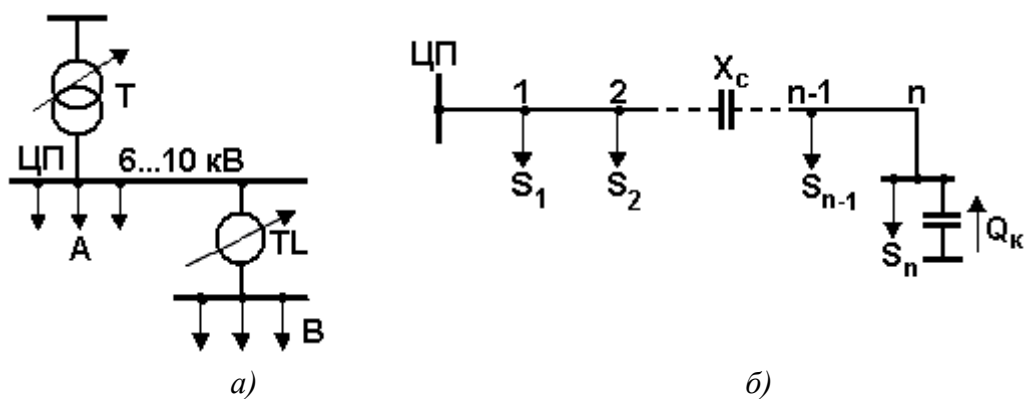


Рис. 7.8. Схемы местного регулирования напряжения

Использование продольной компенсации, т. е. конденсаторов, включаемых в рассечку линии (рис. 7.8,б), позволяет скомпенсировать индуктивное сопротивление линий  $X_L$ , за счет этого уменьшить потери напряжения и улучшить режим напряжения в сети.

Результирующее реактивное сопротивление линий при продольной компенсации составляет

$$X = X_L - X_C. \quad (7.12)$$

Такое средство регулирования напряжения в распределительных сетях применяется редко, поскольку установки продольной компенсации являются достаточно дорогими, сложными в эксплуатации, нуждаются в специальной защите от токов короткого замыкания.

### **7.6. Основы регулирования напряжения в распределительных сетях 110-220 кВ и системообразующих сетях**

Распределительные электрические сети напряжением 110...220 кВ объединяют по стороне высшего напряжения центры питания распределительных сетей напряжением 6-20 кВ. Сети 110...220 кВ в большей мере оснащены устройствами телемеханики, позволяющими передавать в диспетчерский центр информацию о режимных параметрах в различных узлах сети, а из диспетчерского центра – команды на изменение параметров устройств регулирования режима сети.

Сети 110...220 кВ имеют между собой сильные электрические связи и общий режим работы. Управление режимом таких сетей осуществляется с помощью автоматизированной системы диспетчерского управления (АСДУ), одной из функций которой является регулирование напряжения.

Одной из основных задач регулирования напряжения в распределительных сетях 110...220 кВ является обеспечение минимальных суммарных потерь активной мощности  $\Delta P_\Sigma$  при соблюдении допустимых уровней напряжения и технических ограничений по диапазону регулирующих устройств.

Вопросы регулирования напряжения в таких сетях решаются как при проектировании развития этих сетей, так и при управлении их режимами.

При проектировании решаются вопросы обеспечения баланса реактивной мощности, обоснования пунктов размещения устройств регулирования напряжения, выбора их типа, мощности, диапазона регулирования. При управлении режимами задача регулирования напряжения состоит в наиболее полном использовании имеющихся устройств регулирования напряжения для достижения экономического эффекта.

Линии электропередачи за счет емкостной проводимости генерируют реактивную мощность  $Q_c$ . В частности, один километр ВЛ 500 кВ генерирует приблизительно 1 Мвар реактивной мощности и эта мощность не зависит от токовой нагрузки линии. В часы максимума нагрузки мощность  $Q_c$  частично или полностью компенсируется потерями реактивной мощности в индуктивном сопротивлении линии. В часы минимума нагрузки в линии создается избыток реактивной мощности, что может привести к недопустимым внутренним перенапряжениям на отдельных участках ВЛ. Поэтому при регулировании напряжения в системообразующих сетях напряжением 330 кВ и выше решается, главным образом, задача ограничения внутренних перенапряжений, обусловленных избытком реактивной мощности, генерируемой воздушными линиями электропередачи.

Для регулирования режима реактивной мощности, выравнивания напряжения вдоль линии и снятия внутренних перенапряжений используются шунтирующие реакторы  $LR$ . Эти реакторы, включенные между фазой и землей, потребляют избыточную реактивную мощность. Включение реактора осуществляется специальным реакторным выключателем при превышении напряжением в точке подсоединения реактора допустимого значения.

### Контрольные вопросы к разделу 7

1. Каковы нормально допустимые и предельно допустимые значения отклонения напряжения на выводах приемников электрической энергии?
2. Каковы наибольшие и наименьшие рабочие напряжения электрических сетей и чем они обусловлены?
3. Дайте классификацию устройств регулирования напряжения.
4. Изобразите принципиальную схему трансформатора с ПБВ и РПН.
5. Поясните последовательность работы РПН.
6. В какой обмотке трансформатора устанавливается РПН?
7. Как выбирается требуемое регулировочное ответвление?
8. Что такое централизованное регулирование напряжения?
9. Сформулируйте требования к уровню напряжения в ЦП 6-20 кВ в режиме наибольшей и наименьшей нагрузки.
10. Какие средства местного регулирования напряжения применяются в распределительных сетях 6-20 кВ?
11. Сформулируйте основную цель регулирования напряжения в распределительных сетях 110-220 кВ.
12. Какая основная задача решается при регулировании напряжения в системообразующих сетях?



## 8. Потери электроэнергии в электрических сетях

### 8.1. Расход электроэнергии на ее транспорт

При передаче электроэнергии от электростанций к потребителям часть этой электроэнергии теряется в элементах электрической сети. Здесь речь пойдет о потерях активной мощности и электроэнергии.

Стоимость потерянной электроэнергии учитывается как составная часть сопоставительных затрат при оценке вариантов решений, а потери мощности учитываются при проектировании развития электрических сетей для оценки максимума нагрузки.

Величина потерь электроэнергии в электрических сетях России в процентах от ее отпуска с электростанций приведена в табл. 8.1 [5].

Т а б л и ц а 8.1

Год	1998	1999	2000	2001	2002	2003
$\Delta W$ , %	12,3	12,7	12,75	13,1	13,0	13,15

Ориентировочные значения потерь электроэнергии в сетях различных напряжений в процентах от суммарного поступления электроэнергии в эти сети приведены в табл. 8.2

Т а б л и ц а 8.2

$U$ , кВ	500-750	330-220	150-110	35	6-10	0,4
$\Delta W$ , %	0,5-1,0	2,5-3,5	3,5-4,5	0,5-1,0	2,5-3,5	0,5-1,5

Указанными значениями можно пользоваться при составлении предварительного баланса электроэнергии по системе.

Часть электроэнергии по закону Джоуля-Ленца выделяется в виде тепла в активных сопротивлениях проводников воздушных и кабельных линий электропередачи и в активных сопротивлениях обмоток трансформаторов и автотрансформаторов. Это так называемые *переменные потери*  $\Delta W'$ , зависящие от протекающего по элементу сети тока (мощности) нагрузки.

Другая часть электроэнергии расходуется в активных проводимостях элементов электрической сети: потери на корону в воздушных линиях электропередачи, потери от токов утечки через изоляцию воздушных и кабельных линий, потери холостого хода в сердечниках трансформаторов и автотрансформаторов. Это так называемые *постоянные потери*  $\Delta W''$ , не зависящие от протекающего по элементу тока (мощности) нагрузки.

Понятие постоянные потери является условным, поскольку эти потери зависят от уровня напряжения в сети. Как правило, постоянные потери рассчитываются по номинальному напряжению сети.

Ориентировочная структура потерь электроэнергии по элементам электрической сети показана в табл. 8.3. Под другими элементами электрической сети подразумеваются конденсаторные батареи, синхронные компенсаторы, реакторы.

Т а б л и ц а 8.3

Элементы сети	Потери электроэнергии, %		
	Переменные	Постоянные	Всего
Линии	55	10	65
Подстанции, в том числе:	15	20	35
трансформаторы	15	12	27
другие элементы	–	8	8
Итого	70	30	100

Рассмотрим основные составляющие постоянных потерь. Потери мощности на корону в сильной степени зависят от погодных условий. Потери на корону  $\Delta P_k$  в зависимости от напряжения  $U_{ном}$ , сечения  $F$ , типа опор (стальные, железобетонные) и погодных условий указаны в табл. 8.4.

Т а б л и ц а 8.4

$U_{ном}$ , кВ	Опора	$F$ , мм <sup>2</sup>	$\Delta P_k$ , кВт/км, при погоде			
			Хорошая	Сухой снег	Влажная	Изморось
750	ст.	5x240	3,9	15,5	55	115
500	ст.	3x400	2,4	9,1	30	79
330	ст.	2x400	0,8	3,3	11	33,5
220	ст.	300	0,3	1,5	5,4	16,5
220	ж.б.	300	0,4	2,0	8,1	24,5
110	ст.	120	0,013	0,04	0,17	0,69
110	ж.б.	120	0,018	0,06	0,3	1,1

Если сечение провода отличается от данных, приведенных в табл. 8.4, то потери мощности на корону  $\Delta P_k$  можно пересчитать по формуле

$$\Delta P_k = \Delta P_{k \text{ табл}} \frac{F_{\text{табл}}}{F_{\text{факт}}},$$

где  $\Delta P_{k \text{ табл}}$  – табличное (табл. 8.4) значение потерь на корону;

$F_{\text{табл}}$  и  $F_{\text{факт}}$  – табличное (табл. 8.4) и фактическое сечение провода.

Потери мощности  $\Delta P_y$  от токов утечки по изоляции ВЛ в зависимости от погодных условий и напряжения ВЛ указаны в табл. 8.5.

Т а б л и ц а 8.5

Погода	$\Delta P_y$ , кВт/км для ВЛ напряжением							
	6	10	35	110	220	330	500	750
Хорошая, влажность менее 90%	0,01	0,017	0,035	0,055	0,07	0,1	0,16	0,24
Дождь, мокрый снег, роса,	0,09	0,15	0,3	0,5	0,65	0,95	1,4	2,15
Туман	0,15	0,25	0,55	0,85	1,05	1,6	2,4	3,6

Потери холостого хода трансформаторов  $\Delta P_{\text{хх}}$  приводятся в справочных данных по трансформаторам.

## 8.2. Расчет потерь электроэнергии в электрических сетях

Величина постоянных потерь электроэнергии в элементах электрической сети составляет

$$\Delta W'' = (\Delta P_{\text{к}} + \Delta P_y + \Delta P_{\text{хх}}) T_{\text{вкл}} = P'' T_{\text{вкл}}, \quad (8.1)$$

где  $T_{\text{вкл}}$  – время включения или время работы элементов электрической сети в течение года. Для воздушных и кабельных линий и трансформаторов при выполнении проектных расчетов принимается  $T_{\text{вкл}} = 8760$  ч.

Суммарная величина потерь электроэнергии в сети составляет

$$\Delta W = \Delta W' + \Delta W''. \quad (8.2)$$

Рассмотрим способы определения переменных потерь в электрической сети. Пусть для элемента электрической сети, например воздушной линии, имеющей активное сопротивление  $R$ , известен годовой график нагрузки. Этот график представляется в виде ступенчатого графика по продолжительности  $\Delta t_i$  каждой нагрузки  $P_i$ . (рис. 8.1,а).

Энергия, передаваемая в течение года через рассматриваемый элемент сети, выразится как

$$W = \sum_{i=1}^n P_i \Delta t_i . \quad (8.3)$$

Эта энергия представляет собой площадь фигуры, ограниченной графиком нагрузки.

На этом же графике построим прямоугольник с высотой, равной наибольшей нагрузке  $P_{\max}$ , и площадью, равной площади действительного графика нагрузки. Основанием этого прямоугольника будет время  $T_{\max}$ . Это время называется *продолжительностью использования наибольшей нагрузки*. За это время при работе элемента сети с наибольшей нагрузкой через него будет передана та же электроэнергия, что и при работе по действительному годовому графику нагрузки. Средние значения  $T_{\max}$  для различных отраслей промышленности приводятся в [5].

Потери мощности в рассматриваемом элементе сети для каждого  $i$ -го интервала времени составят

$$\Delta P_i = (S_i / U_{\text{НОМ}})^2 R = (P_i / U_{\text{НОМ}} \cos \varphi)^2 R, \quad (8.4)$$

где  $\cos \varphi$  – коэффициент мощности нагрузки.

На рис. 8.1,б приведен ступенчатый график потерь мощности, построенный по выражению (8.4). Площадь этого графика равна годовым переменным потерям электроэнергии в рассматриваемом элементе сети

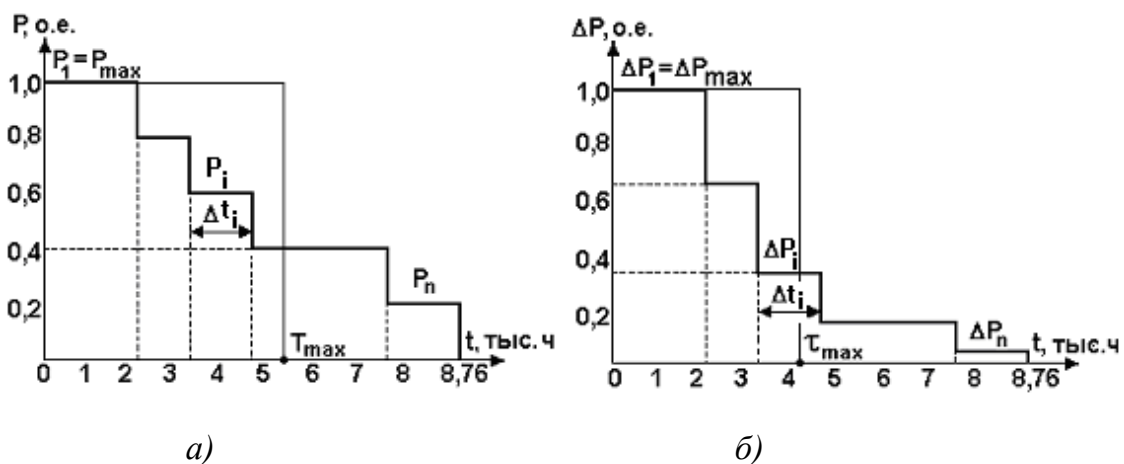


Рис. 8.1. Графики нагрузки по продолжительности для определения времени  $T_{\max}$  (а) и времени  $\tau_{\max}$  (б)

$$\Delta W = \sum_{i=1}^n \Delta P_i \Delta t_i . \quad (8.5)$$

По аналогии с рис. 8.1,*a* построим прямоугольник с высотой, равной наибольшим потерям  $\Delta P_{\max}$ , и площадью, равной площади действительного графика потерь электроэнергии. Основанием этого прямоугольника будет время  $\tau_{\max}$ . Это время называется *временем наибольших потерь мощности*. За это время при работе элемента сети с наибольшей нагрузкой потери электроэнергии в нем будут такими же, что и при работе по действительному годовому графику нагрузки.

Связь между  $T_{\max}$  и  $\tau_{\max}$  приближенно устанавливается эмпирической зависимостью

$$\tau_{\max} = (0,124 + T_{\max} 10^{-4})^2 8760. \quad (8.6)$$

При перспективном проектировании электрических сетей график нагрузки потребителей, как правило, не известен. С определенной степенью достоверности известна лишь наибольшая расчетная нагрузки  $P_{\max}$ .

Для характерных потребителей в справочной литературе [5] приводятся значения  $T_{\max}$ . В этом случае переменные годовые потери электроэнергии в элементе электрической сети определяются по выражению

$$\Delta W' = \Delta P_{\max} \tau_{\max}, \quad (8.7)$$

где  $\tau_{\max}$  рассчитывается по выражению (8.6).

### Контрольные вопросы к разделу 8

1. Поясните термины “постоянные потери” и ”переменные потери” электроэнергии.
2. Назовите составляющие постоянных потерь.
3. Что такое число часов использования наибольшей нагрузки?
4. Что такое число часов наибольших потерь мощности?
5. Как рассчитываются переменные потери энергии при проектировании электрических сетей?

## Заключение

Дисциплина «Электропитающие системы и электрические сети» является специальной дисциплиной широкого электроэнергетического профиля, поскольку охватывает очень большой спектр вопросов, касающихся систем электроэнергетики различных иерархических уровней. При изучении дисциплины не следует забывать, что в учебном пособии приводятся лишь базовые сведения об источниках питания электроэнергией объектов, электрических сетях, их проектировании и эксплуатации.

Автор пособия надеется, что пытливым студент не ограничится рамками учебного пособия, а для более глубокого изучения материала дисциплины обратится к методической и справочно-информационной литературе, указанной в библиографическом списке.

При выполнении курсового, и особенно дипломного проекта, необходимо постоянно обращаться к «Правилам устройства электроустановок» (настолярной книге каждого электроэнергетика), а также к «Правилам технической эксплуатации электроустановок потребителей», ГОСТам и другой нормативной литературе. Не следует забывать о таком средстве массовой информации, как Интернет, где можно найти разнообразную информацию о современном, перспективном и высоконадежном электротехническом оборудовании, его технических и стоимостных показателях.

Современный инженер должен постоянно повышать свою квалификацию как в выбранной сфере деятельности, так и в области пользования персональным компьютером. Все расчеты, касающиеся проектирования объектов электроэнергетики и режимов работы электроэнергетических систем, в настоящее время немислимы без привлечения компьютера. Следует помнить, что оптимальное решение какого-либо вопроса находится всегда сравнением большого количества возможных вариантов.

Специалист должен хорошо представлять современное состояние электроэнергетики страны. В настоящее время идет реформирование электроэнергетики и специалист должен хорошо понимать этот процесс и непосредственно участвовать в нем. Только в этом случае специалисту удастся вписаться в современные рыночные отношения в электроэнергетике, быть активным деятелем, а не пассивным созерцателем.

## Библиографический список

### Основной

1. Веников, В.А. Электрические системы. Электрические сети: учебник для вузов / В.А. Веников и др./под ред. В.А. Веникова, В.А. Строева. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Высш. шк., 1998 – 511 с.
2. Костин, В. Н. Передача и распределение электроэнергии: учеб. пособие / В.Н. Костин, Е.В. Распопов, Е.А. Родченко. – СПб.: Изд-во СЗТУ, 2003 – 147 с.
3. Герасименко, А.А. Передача и распределение электрической энергии: учеб. пособие /А.А. Герасименко, В.Т. Федин. – Ростов-н/Д.: Феникс, 2006. – 720 с.

### Дополнительный

4. Правила устройства электроустановок. 7-е изд. – СПб.:Изд-во ДЕАН, 2003.
5. Справочник по проектированию электрических сетей./ под редакцией Д.Л. Файбисовича. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2005 – 320 с.
6. Электротехнический справочник: 4 т. Производство, передача и распределение электрической энергии / под общ. ред. профессоров МЭИ В.Г. Герасимова и др. – 8-е изд., испр. и доп. – М.: Изд-во МЭИ, 2002. – т. 3. – 964 с.
7. Справочник по электрическим сетям 0,4-35 кВ и 110-1150 кВ: 6 т. / под ред. И.Т. Горюнова, А.А. Любимова – М.: Папирус Про, 2003. – Т.2 – 640 с.

## Приложение 1. Проектирование электрической сети

Требуется спроектировать электрическую сеть для электроснабжения трех узлов нагрузки  $S_{H1}$ ,  $S_{H2}$  и  $S_{H3}$  от ЦП, в котором есть напряжение 110 и 220 кВ. Расчетные максимальные мощности узлов нагрузки и расположение их относительно центра питания указаны на рис. П.1. В состав каждого узла нагрузки входят потребители всех категорий по надежности электроснабжения. Продолжительность использования наибольшей нагрузки  $T_{\max}=5000$  ч/год. Район по гололеду II.

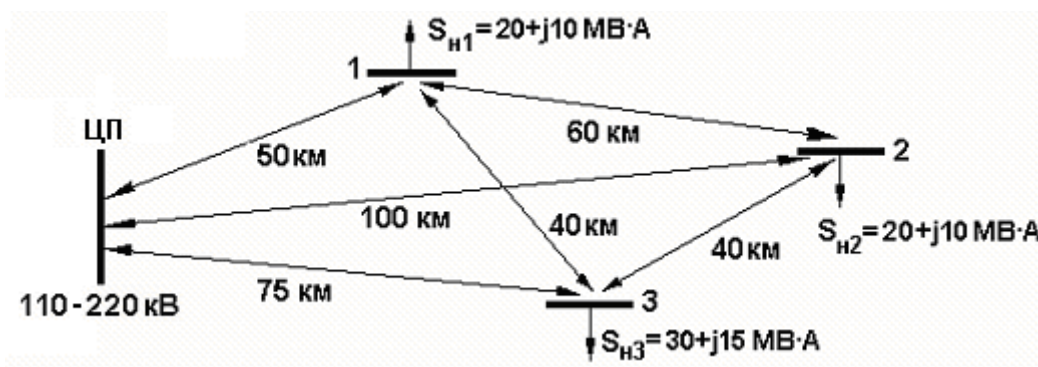


Рис. П.1. Расположение центра питания и узлов нагрузки

### 1. Выбор схемы электрической сети

Для заданного расположения ЦП и нагрузок рассмотрим пять вариантов электрической сети:

замкнутую кольцевую (ЦП- $S_{H1}$ - $S_{H2}$ - $S_{H3}$ -ЦП) с суммарной длиной линий в одноцепном исполнении  $L_{\Sigma} = 50 + 60 + 40 + 75 = 225$  км;

двойную магистральную (ЦП- $S_{H1}$ - $S_{H3}$ - $S_{H2}$ ) с суммарной длиной линий в одноцепном исполнении  $L_{\Sigma} = 2(50 + 40 + 40) = 260$  км;

двойную радиальную (ЦП- $S_{H1}$ , ЦП- $S_{H2}$ , ЦП- $S_{H3}$ ) с суммарной длиной линий в одноцепном исполнении  $L_{\Sigma} = 2(50 + 100 + 75) = 450$  км;

двойную радиально-магистральную (ЦП- $S_{H1}$ - $S_{H2}$  и ЦП- $S_{H3}$ ) с суммарной длиной линий в одноцепном исполнении  $L_{\Sigma} = 2(50 + 60 + 75) = 370$  км;

двойную радиально-магистральную (ЦП- $S_{H3}$ - $S_{H2}$  и ЦП- $S_{H1}$ ) с суммарной длиной линий в одноцепном исполнении  $L_{\Sigma} = 2(75 + 40 + 50) = 330$  км.

Видно, что критерию минимальной суммарной длины линий отвечает замкнутая кольцевая сеть (рис П.2,а).



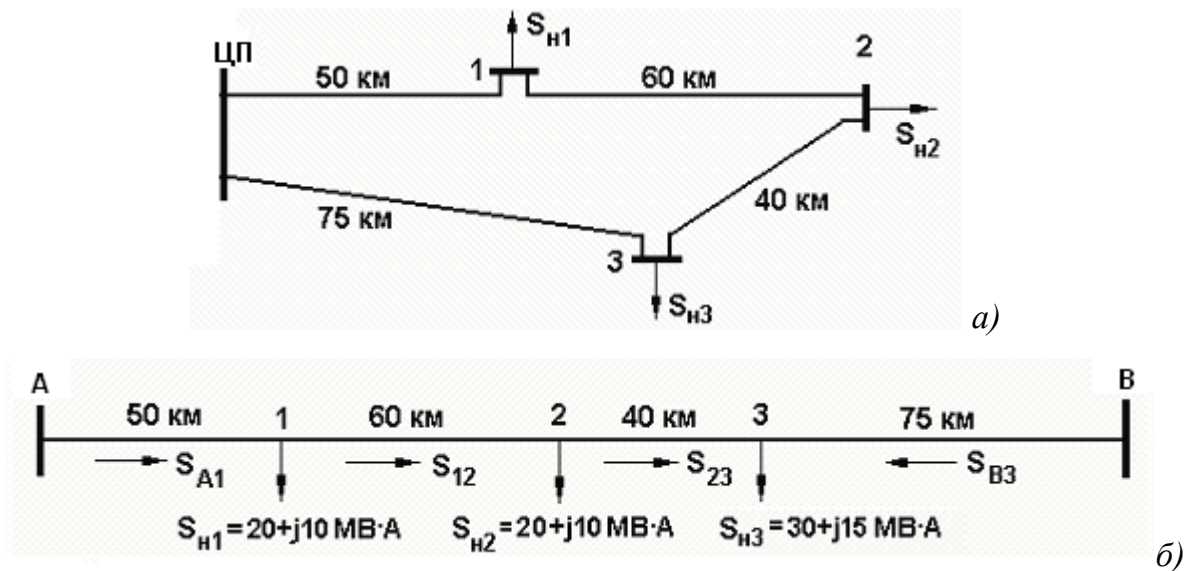


Рис. П.2. Принципиальная схема кольцевой сети (а) и ее представление сетью с двухсторонним питанием (б)

## 2. Выбор напряжения электрической сети

Номинальное напряжение линии определяется ее длиной и активной мощностью, передаваемой по линии. Длины линий известны. Определим предварительное потокораспределение в сети. Представим кольцевую схему сетью с двухсторонним питанием от источников *A* и *B* и зададимся произвольно направлениями мощностей в линиях (рис. П.2,б). Мощность, протекающая по головному участку *A1*, составляет

$$S_{A1} = \sum_{i=1}^3 \frac{P_i L_{iB}}{L_{AB}} + j \sum_{i=1}^3 \frac{Q_i L_{iB}}{L_{AB}} =$$

$$= (20 \cdot 175 + 25 \cdot 115 + 15 \cdot 75) / 225 + j(10 \cdot 175 + 10 \cdot 115 + 15 \cdot 75) / 225 =$$

$$= 35,8 + j17,9 \text{ МВ} \cdot \text{А}$$

Мощности остальных участков электрической сети найдем по первому закону Кирхгофа, предварительно задавшись направлениями мощностей (рис. П.2,б),

$$S_{12} = S_{A1} - S_{H1} = 35,8 + j17,9 - 20 - j10 = 15,8 + j7,9 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{23} = S_{12} - S_{H2} = 15,8 + j7,9 - 20 - j10 = -4,2 - j2,1 \text{ МВ} \cdot \text{А};$$

$$S_{B3} = -S_{23} + S_{H3} = 4,2 + j2,1 + 30 + j15 = 34,2 + j17,1 \text{ МВ} \cdot \text{А}.$$

Видно, что на участке 23 мощность течет в направлении, противоположном предварительно выбранному направлению.

Для выбора напряжения электрической сети воспользуемся формулой Стилла. Напряжение участка сети *A1* составляет

$$U_{\text{НОМ } A1} = 4,34 \sqrt{L + 0,016P} = 4,34 \sqrt{50 + 0,016 \cdot 35800} = 108,3 \text{ кВ.}$$

Аналогично рассчитываем напряжения для других участков сети:

$$U_{\text{НОМ } 12} = 76,8 \text{ кВ, } U_{\text{НОМ } 23} = 44,9 \text{ кВ, } U_{\text{НОМ } B3} = 108,2 \text{ кВ.}$$

Очевидно, что для проектируемой сети следует принять номинальное напряжение  $U_{\text{НОМ}} = 110 \text{ кВ}$ .

### 3. Выбор и проверка сечений ВЛ

Выбор сечений проводов ВЛ выполним по экономической плотности тока  $j_9$ . Для этого определим полную мощность и ток, протекающие по каждой линии в нормальном режиме работы сети.

Полная мощность и ток линии в линии А1 составляют

$$S_{A1} = \sqrt{P_{A1}^2 + Q_{A1}^2} = \sqrt{35,8^2 + 17,9^2} = 40 \text{ МВ} \cdot \text{А,}$$

$$I_{A1} = S_{A1} \cdot 10^3 / \sqrt{3} U_{\text{НОМ}} = 40 \cdot 10^3 / 1,73 \cdot 110 = 210 \text{ А.}$$

Для других линий электрической сети:

$$S_{12} = 17,7 \text{ МВ} \cdot \text{А, } I_{12} = 93 \text{ А;}$$

$$S_{32} = 4,7 \text{ МВ} \cdot \text{А, } I_{32} = 25 \text{ А;}$$

$$S_{B3} = 38,2 \text{ МВ} \cdot \text{А, } I_{B3} = 200 \text{ А.}$$

В соответствии с табл. 4.1 при  $T_{\text{max}} = 5000 \text{ ч/год}$  экономическая плотность тока  $j_9 = 0,9 \text{ А/мм}^2$ . Экономические сечения каждой ВЛ составляют:

$$F_{A1} = I_{A1} / j_9 = 210 / 0,9 = 230 \text{ мм}^2;$$

$$F_{12} = 103 \text{ мм}^2;$$

$$F_{32} = 28 \text{ мм}^2;$$

$$F_{B3} = 220 \text{ мм}^2.$$

Полученные сечения округляем до ближайших стандартных сечений и принимаем для ВЛ сталеалюминиевые провода следующих марок:

для линий А1 и В3 – АС240;

для линии 12 – АС95;

для линии 32 – АС25.

Выполним проверку выбранных сечений по техническим ограничениям.

По условию механической прочности (табл. 9.2) для II района по гололеду минимальное сечение сталеалюминиевых должно быть не менее  $35 \text{ мм}^2$ . Поэтому для ВЛ 32 следует принять провод марки АС35.

Для ВЛ напряжением 110 кВ минимальное сечение по условиям потерь на корону составляет 70 мм<sup>2</sup>. Следовательно, для ВЛ 32 следует принять провод марки АС70.

Согласно [4] допустимые длительные токи для выбранных сечений имеют следующие значения:

$$I_{д}=265 \text{ А (АС70);}$$

$$I_{д}=330 \text{ А (АС95);}$$

$$I_{д}=610 \text{ А (АС240).}$$

Для проверки выбранных сечений по допустимому нагреву рассмотрим два расчетных режима:

аварийное отключение головного участка *A1*;

аварийное отключение головного участка *B3*.

При отключении участка *A1* полные мощности и токи, протекающие по оставшимся в работе линиям, составляют

$$S_{B3}=S_{H1}+S_{H2}+S_{H3}=$$

$$=\sqrt{(20+20+30)^2+(10+10+15)^2}=78,3 \text{ МВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{32}=S_{H1}+S_{H2}=44,8 \text{ МВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{21}=S_{H1}=22,4 \text{ МВ}\cdot\text{А};$$

$$I_{B3}=S_{A3} \cdot 10^3 / \sqrt{3} U_{НОМ}=78,3 \cdot 10^3 / 1,73 \cdot 110=411 \text{ А} < I_{д}=610 \text{ А};$$

$$I_{32}=235 \text{ А} < I_{д}=265 \text{ А};$$

$$I_{21}=118 \text{ А} < I_{д}=330 \text{ А}.$$

При отключении головного участка *B3* полные мощности и токи, протекающие по оставшимся в работе линиям, составляют

$$S_{A1}=S_{H1}+S_{H2}+S_{H3}=78,3 \text{ МВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{12}=S_{H2}+S_{H3}=55,9 \text{ МВ}\cdot\text{А};$$

$$S_{23}=S_{H3}=33,5 \text{ МВ}\cdot\text{А};$$

$$I_{A1}=411 \text{ А} < I_{д}=610 \text{ А};$$

$$I_{12}=294 \text{ А} < I_{д}=330 \text{ А};$$

$$I_{23}=176 \text{ А} < I_{д}=265 \text{ А}.$$

Все выбранные сечения удовлетворяют условию допустимого нагрева длительным током. Параметры ВЛ с проводами выбранных сечений занесены в табл. П.1.

Таблица П. 1

Линия	Провод	$r_0$ , Ом/км	$x_0$ , Ом/км	$b_0 \cdot 10^{-6}$ , См/км	$L$ , км	$R$ , Ом	$X$ , Ом	$B \cdot 10^{-6}$ , См	$Q_c$ , Мвар
A1	АС240	0,12	0,41	2,8	50	6	20,5	140	1,7
12	АС95	0,31	0,43	2,6	60	18,6	25,8	156	1,9
23	АС70	0,4	0,44	2,55	40	16	17,6	102	1,2
B3	АС240	0,12	0,41	2,8	75	9	30,8	210	2,5

Параметры  $r_0$ ,  $x_0$ , и  $b_0$  приняты в соответствии со справочными данными [5,7]. Параметры  $R$ ,  $X$ ,  $B$  и  $Q_c$  рассчитаны по выражениям

$$R=r_0L; \quad X=x_0L; \quad B=b_0L; \quad Q_c=U_{\text{ном}}^2B.$$

#### 4. Выбор трансформаторов

В соответствии с исходными данными в состав нагрузок  $S_{H1}$ ,  $S_{H2}$  и  $S_{H3}$  входят потребители всех категорий по надежности электроснабжения. Поэтому на каждой подстанции принимаем к установке 2 трансформатора. Мощность трансформаторов на подстанциях выбираем по аварийному режиму (один трансформатор отключен, другой берет всю нагрузку) с учетом допустимой перегрузки  $k_{\text{п}}=1,5$  для трансформаторов средней мощности (табл. 1.4)

$$S_{\text{Т ном}} \geq S_{\text{Н}}/1,5.$$

Для потребителя узла 3 с нагрузкой  $S_{H3}=33,5$  МВ·А номинальная мощность одного трансформатора составит

$$S_{\text{Т ном}} \geq 33,5/1,5=22,3 \text{ МВ·А.}$$

Принимаем к установке 2 трансформатора типа ТРДН-25000/110.

Для потребителей узлов 1 и 2 с одинаковыми нагрузками  $S_{H1}=S_{H2}=22,4$  МВ·А номинальные мощности трансформаторов составят

$$S_{\text{Т ном}} \geq 22,4/1,5=14,9 \text{ МВ·А.}$$

Принимаем к установке трансформаторы типа ТДН-16000/110.

Параметры выбранных трансформаторов занесем в табл. П2.

Таблица П.2

Трансформатор	$S_{T \text{ ном}}$ , кВ·А	$U_{\text{ВН}}$ , кВ	$U_{\text{НН}}$ , кВ	$\Delta P_{\text{х}}$ , кВт	$\Delta P_{\text{к}}$ , кВт	$u_{\text{к}}$ , %	$I_{\text{х}}$ , %	$\Delta Q_{\text{х}}$ , квар	$R_{\text{Т}}$ , Ом	$X_{\text{Т}}$ , Ом
ТДН-16000/110	16000	115	11	18	85	10,5	0,7	112	4,4	86,8
ТРДН-25000/110	25000	115	10,5	25	120	10,5	0,65	163	2,5	55,5

Параметры  $S_{T \text{ ном}}$ ,  $U_{\text{ВН}}$ ,  $U_{\text{НН}}$ ,  $\Delta P_{\text{х}}$ ,  $\Delta P_{\text{к}}$ ,  $u_{\text{к}}$  и  $I_{\text{х}}$  приняты в соответствии со справочными данными [5,6]. Остальные параметры трансформаторов рассчитаны по следующим выражениям:

ТДН-16000/110

$$R_{\text{Т}} = \Delta P_{\text{к}} U_{\text{ВН}}^2 10^3 / S_{\text{Т ном}}^2 = 85 \cdot 115^2 \cdot 10^3 / 16000^2 = 4,4 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{Т}} = u_{\text{к}} \% U_{\text{ВН}}^2 10^3 / 100 S_{\text{Т ном}} = 10,5 \cdot 115^2 \cdot 10^3 / 100 \cdot 16000 = 86,8 \text{ Ом};$$

$$\Delta Q_{\text{х}} = I_{\text{х}} \% S_{\text{Т ном}} / 100 = 0,7 \cdot 16000 / 100 = 112 \text{ квар};$$

ТРДН-25000/110

$$R_{\text{Т}} = 2,5 \text{ Ом};$$

$$X_{\text{Т}} = 55,5 \text{ Ом};$$

$$\Delta Q_{\text{х}} = 163 \text{ квар}.$$

Отметим, что для трансформатора ТРДН-25000/110 с расщепленными обмотками низшего напряжения сопротивления  $R_{\text{Т}}$  и  $X_{\text{Т}}$  определены для случая, когда эти расщепленные обмотки работают параллельно. В случае отдельной работы этих обмоток сопротивление каждой обмотки будет в 2 раза больше  $R_{\text{Т}}' = R_{\text{Т}}'' = 2R_{\text{Т}}$ ,  $X_{\text{Т}}' = X_{\text{Т}}'' = 2X_{\text{Т}}$ .

После выбора номинального напряжения сети, сечений проводов воздушных линий и трансформаторов на подстанциях принципиальная схема электрической сети будет иметь вид, показанный на рис. П.3.

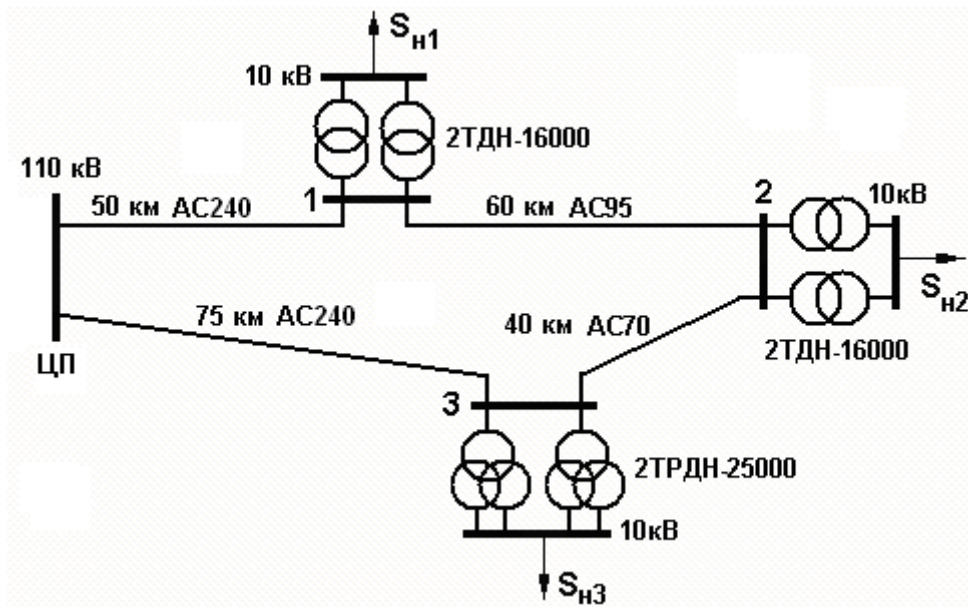


Рис. П.3. Принципиальная схема электрической сети

### 5. Приведение нагрузок узлов к стороне высшего напряжения

Схема замещения узла 1 проектируемой электрической сети имеет вид, показанный на рис. П.4.

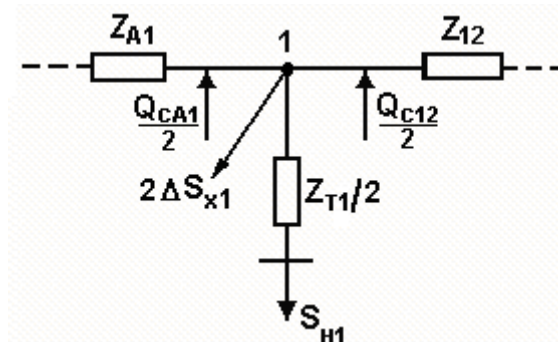


Рис. П.4. Схема замещения 1-го узла электрической сети

Активная нагрузка узла 1, приведенная к высшему напряжению, будет отличаться от нагрузки  $P_{H1}$  на величину потерь активной мощности в трансформаторах

$$P_1 = P_{H1} + 2\Delta P_{X1} + \Delta P_{K1} S_{H1}^2 / 2S_{T\text{НОМ}}^2 = 20 + 2 \cdot 0,018 + 0,085 \cdot 22,4^2 / 2 \cdot 16^2 = 20,12 \text{ МВт.}$$

Реактивная нагрузка узла 1, приведенная к высшему напряжению, будет отличаться от нагрузки  $Q_{H1}$  на величину потерь реактивной мощности в трансформаторах и на величину половин зарядных мощностей ВЛ, примыкающих к узлу 1

$$Q_1 = Q_{H1} + 2\Delta Q_{X1} + u_K \% S^2 / 2 \cdot 100 S_{T\text{НОМ}} - (Q_{CA1} + Q_{C12}) / 2 =$$

$$=10+2\cdot 0,112+10,5\cdot 22,4^2/2\cdot 100\cdot 16-(1,7+1,9)/2=10,085 \text{ Мвар.}$$

Приведение нагрузок узлов 2 и 3 к высшему напряжению осуществляется аналогично:

$$P_2=20,12 \text{ МВт; } Q_2=10,31 \text{ Мвар;}$$

$$P_3=30,16 \text{ МВт; } Q_3=15,82 \text{ Мвар.}$$

После приведения нагрузок узлов 1, 2 и 3 к высшему напряжению схема замещения электрической сети будет иметь вид, показанный на рис. П.5.

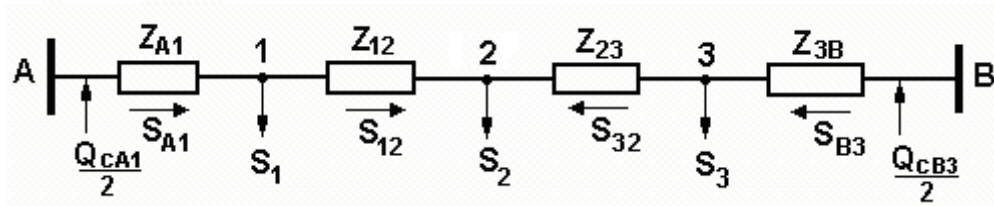


Рис. П.5. Схема замещения электрической сети

## 6. Расчет установившегося режима электрической сети

Расчет установившегося режима замкнутой кольцевой сети подробно рассмотрен в [2], где получены следующие результаты:

$$U_1=109,3 \text{ кВ; } U_2=104,5 \text{ кВ; } U_3= 106,2 \text{ кВ.}$$

Следует напомнить, что в [2] выполнен расчет только одной итерации.

Решение на ПК системы уравнений узловых напряжений, аналогичной (6.12), с относительной погрешностью 0,000001 дало следующие результаты:

$$U_1=110,1 \text{ кВ; } U_2=106,2 \text{ кВ; } U_3= 107,4 \text{ кВ.}$$

Очевидно, что расчет на ПК дает более точные результаты.

## 7. Расчет напряжений на вторичной обмотке трансформаторов

Расчет напряжения на вторичной обмотке трансформаторов рассмотрим на примере узла 3, схема замещения которого приведена на рис. П.6.

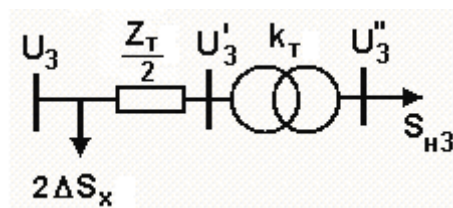


Рис. П.6. Схема замещения узла 3

Потеря напряжения в двух трансформаторах узла 3 составляет

$$\Delta U_{T3} = (P_{H3} R_T + Q_{H3} X_T) / 2U_{НОМ} = (30 \cdot 2,5 + 15 \cdot 55,5) / 2 \cdot 110 = 4,1 \text{ кВ.}$$

Напряжение на вторичной обмотке трансформаторов, приведенное к первичной обмотке,

$$U_3' = U_3 - \Delta U_{T3} = 107,4 - 4,1 = 103,3 \text{ кВ.}$$

Действительное напряжение на вторичной обмотке трансформаторов при номинальном коэффициенте трансформации

$$U_3'' = U_3' / k_T = 103,3 \cdot 10,5 / 115 = 9,4 \text{ кВ.}$$

Аналогичные расчеты выполним для узлов 1 и 2:

$$\Delta U_{T1} = 4,2 \text{ кВ}; U_1' = 105,4 \text{ кВ}; U_1'' = 9,6 \text{ кВ};$$

$$\Delta U_{T2} = 4,3 \text{ кВ}; U_2' = 101,1 \text{ кВ}; U_2'' = 9,2 \text{ кВ.}$$

В соответствии с требованиями [4] в режиме наибольшей нагрузки напряжения  $U_1''$ ,  $U_2''$  и  $U_3''$  должны быть не ниже 10,5 кВ. Следовательно, на всех трех подстанциях необходимо выполнить регулирование напряжения.

## 8. Регулирование напряжения

Выбранные выше трансформаторы (ТДН и ТРДН) имеют устройство РПН с диапазоном регулирования напряжения  $\pm 9,1,78\%$ . Необходимо оценить достаточность диапазона регулирования напряжения для поддержания напряжений на вторичной обмотке трансформаторов на требуемом уровне.

Выбор регулировочных ответвлений РПН выполним для узла 2 с самым низким уровнем напряжения  $U_2'' = 9,2$  кВ. Для трансформаторов, установленных в этом узле, необходимо переключить РПН с нулевого ответвления на требуемое ответвление  $U_{\text{отв } T}$ , т.е. изменить номинальный коэффициент трансформации  $k_{T2}$  до требуемого значения  $k_{T2 T}$ , обеспечивающего на вторичной обмотке трансформаторов требуемое напряжение  $U_2'' T \geq 10,5$  кВ. В соответствии с выражением (7.6) напряжение требуемого регулировочного ответвления

$$U_{\text{отв } T} = U_2' U_{\text{нн}} / U_2'' T = 101,1 \cdot 11 / 10,5 = 105,9 \text{ кВ.}$$

Полученное напряжение требуемого регулировочного ответвления округляется до ближайшего  $i$ -го стандартного значения, которое подбирается по выражению (7.8):

$$U_{\text{отв } i} = U_{\text{вн}} \pm i \cdot 1,78 \cdot U_{\text{вн}} / 100 = 115 \pm i \cdot 1,78 \cdot 115 / 100 = 115 \pm i \cdot 2,047$$



или по табл. 7.2. Из последнего соотношения (или табл. 7.2) следует, что номер требуемого регулировочного ответвления  $i=5$ , а стандартное напряжение этого ответвления

$$U_{\text{отв-5}}=115-5 \cdot 2,047=104,8 \text{ кВ.}$$

Действительное напряжение на вторичной обмотке трансформаторов после регулирования

$$U_{2д} = U_2' U_{\text{нн}} / U_{\text{отв-5}} = 101,1 \cdot 11 / 104,8 = 10,54 \text{ кВ} \geq 10,6 \text{ кВ.}$$

Требование [4] для режима наибольшей нагрузки выполняется. Диапазон регулирования  $\pm 9,1,78 \%$  достаточен для поддержания на требуемом уровне напряжения на вторичной обмотке трансформаторов в узле 2.

Регулирование напряжения в узлах 1 и 3 выполняется аналогично.

## Приложение 2. Расчет конструктивной части ВЛ

Выполнить расчет провода АС150 двухцепной ВЛ напряжением 110 кВ, сооружаемой на стальных опорах в населенной местности типа В (низкоэтажная застройка). Региональный коэффициент  $\gamma_p = 1,2$ .

Расчетные климатические условия:

II район по гололеду (толщина стенки гололеда  $b = 15$  мм);

II район по ветру (ветровое давление  $W = 50$  даН/м<sup>2</sup>);

минимальная температура  $\Theta_{\min} = -20^\circ\text{C}$ ;

максимальная температура  $\Theta_{\max} = +40^\circ\text{C}$ ;

среднегодовая температура  $\Theta_{\text{cp}} = +10^\circ\text{C}$ .

### 1. Выбор опоры

На основании исходных данных из приложения 3 предварительно выбираем промежуточную, двухцепную, стальную опору на напряжение 110 кВ типа П110-6.

Габаритный пролет для этой опоры с проводом АС150 составляет  $l_r = 310$  м. Расчетный пролет принимаем равным  $l = 0,9l_r \cong 280$  м.

Геометрические размеры опоры в соответствии с приложением 3:

$H = 35$  м,  $h_{\text{т-п}} = 4$  м,  $h_{\text{п-з}} = 19$  м,  $h_{\text{п-п}} = 6$  м.

Длина гирлянды изоляторов  $\lambda = 1,3$  м.

### 2. Удельные нагрузки на провод

Из таблицы физико-механических характеристик проводов (приложение 3) находим вес одного километра провода  $P = 600$  даН/км и диаметр провода  $d = 17,1$  мм провода марки АС150.

По формулам (5.2 – 5.13) рассчитаем удельные нагрузки.

Удельная нагрузка от собственного веса провода в соответствии с (5.2) составляет

$$p_1 = P \cdot 10^{-3} / F = 600 \cdot 10^{-3} / 150 = 0,004 \text{ даН/м} \cdot \text{мм}^2.$$

Максимально допустимая стрела провеса провода определяется по выражению (5.5)

$$[f] = h_{\text{п-з}} - \lambda - h_r = 19 - 1,3 - 7 = 11,7 \text{ м}$$

где  $h_r = 7$  м, габарит ВЛ, принятый по табл. 5.2.

Высота расположения приведенного центра тяжести проводов определяется по выражению (5.4)

$$h_{\text{пр}} = \frac{\sum_{i=1}^m h_i}{m} - \lambda - \frac{2}{3}[f] = \frac{(19 + 25 + 31) \cdot 2}{6} - 1,3 - \frac{2}{3} \cdot 11,7 = 15,9 \text{ м}$$

Удельная нормативная нагрузка от веса гололеда на проводе в соответствии с (5.3) составляет

$$p_{2\text{н}} = \pi g_0 K_i K_d b (d + K_i K_d b) / F =$$

$$3,14 \cdot 0,9 \cdot 10^{-3} \cdot 15(17,1 + 1 \cdot 0,92 \cdot 15) / 150 = 0,009 \text{ даН/м} \cdot \text{мм}^2,$$

где коэффициенты  $K_i=1,0$  и  $K_d=0,92$  приняты по табл. 5.3.

Удельная расчетная нагрузка от веса гололеда на проводе в соответствии с (5.6) составляет

$$p_2 = p_{2\text{н}} \gamma_{\text{нв}} \gamma_{\text{р}} \gamma_{\text{ф}} \gamma_{\text{д}} = 0,009 \cdot 1,3 \cdot 1,2 \cdot 1,3 \cdot 0,5 = 0,009 \text{ даН/м} \cdot \text{мм}^2.$$

Суммарная удельная расчетная нагрузка от веса провода и гололеда в соответствии с (5.7) составляет

$$p_3 = p_1 + p_2 = 0,004 + 0,009 = 0,013 \text{ даН/м} \cdot \text{мм}^2.$$

Удельная нормативная ветровая нагрузка при отсутствии гололеда на проводе в соответствии с (5.8) составляет

$$p_{4\text{н}} = \alpha_{\text{в}} K_l K_w C_x W d \cdot 10^{-3} / F =$$

$$0,71 \cdot 1 \cdot 0,7 \cdot 1,2 \cdot 50 \cdot 17,1 \cdot 10^{-3} / 150 = 0,0034 \text{ даН/м} \cdot \text{мм}^2,$$

где коэффициент  $K_w=0,7$  принят по табл. 5.4.

Удельная нормативная ветровая нагрузка при наличии гололеда на проводе в соответствии с (5.9) составляет

$$p_{5\text{н}} = \alpha_{\text{в}} K_l K_w C_x W_{\Gamma} (d + 2K_i K_d b_3) 10^{-3} / F =$$

$$0,71 \cdot 1 \cdot 0,7 \cdot 1,2 \cdot 0,25 \cdot 50(17,1 + 2 \cdot 1 \cdot 0,85 \cdot 15) 10^{-3} / 150 = 0,002 \text{ даН/м} \cdot \text{мм}^2,$$

Удельные расчетные ветровые нагрузки при отсутствии и наличии гололеда в соответствии с (5.10) и (5.11) составляют

$$p_4 = p_{4\text{н}} \gamma_{\text{нв}} \gamma_{\text{р}} \gamma_{\text{ф}} = 0,0034 \cdot 1,3 \cdot 1,2 \cdot 1,1 = 0,0055 \text{ даН/м} \cdot \text{мм}^2,$$

$$p_5 = p_{5H} \gamma_{nw} \gamma_p \gamma_f = 0,002 \cdot 1,3 \cdot 1,2 \cdot 1,1 = 0,0034 \text{ даН/м} \cdot \text{мм}^2,$$

где  $\gamma_f = 1,1$  – коэффициент надежности по ветровой нагрузке.

Расчетная удельная нагрузка от ветра и веса провода без гололеда в соответствии с (5.12) составляет

$$p_6 = \sqrt{p_1^2 + p_4^2} = \sqrt{0,004^2 + 0,0055^2} = 0,007 \text{ даН/м} \cdot \text{мм}^2.$$

Расчетная удельная нагрузка от веса провода, покрытого гололедом, и ветра в соответствии с (5.13) составляют

$$p_7 = \sqrt{p_3^2 + p_5^2} = \sqrt{0,013^2 + 0,0034^2} = 0,0135 \text{ даН/м} \cdot \text{мм}^2.$$

Наибольшая расчетная удельная нагрузка  $p_{\max} = p_7 = 0,0135 \text{ даН/м} \cdot \text{мм}^2$ .

### 3. Определение исходного режима

В качестве исходного режима предварительно примем режим наибольшей внешней нагрузки. Параметры этого режима  $p_{\max} = 0,0135 \text{ даН/м} \cdot \text{мм}^2$ ,  $\Theta_r = -5^\circ\text{C}$ ,  $\sigma_{p_{\max}} = [\sigma_{p_{\max}}] = 13 \text{ даН/мм}^2$ .

Значение температуры гололедообразования  $\Theta_r = -5^\circ\text{C}$  принято в соответствии с рекомендациями [4], значение допустимого механического напряжения  $[\sigma_{p_{\max}}]$  – из таблицы физико-механических характеристик проводов (приложение 3).

По выражению (5.15) вычислим левую часть уравнения состояния провода

$$\begin{aligned} C &= [\sigma_{p_{\max}}] + \alpha E \Theta_r - p_{\max}^2 l^2 E / 24 [\sigma_{p_{\max}}]^2 = \\ &= 13 + 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^3 \cdot (-5) - 0,0135^2 \cdot 280^2 \cdot 8,25 \cdot 10^3 / (24 \cdot 13^2) = -17. \end{aligned}$$

В правую часть уравнения состояния провода (5.14) подставим параметры режима низшей температуры  $p_1 = 0,004 \text{ даН/мм}^2$ ,  $\Theta_{\min} = -20^\circ\text{C}$ . Коэффициенты  $A$  и  $B$  неполного кубического уравнения (5.16) будут соответственно равны

$$A = \alpha E \Theta_{\min} - C = 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^3 \cdot (-20) + 17 = 14,33;$$

$$B = -p_1^2 l^2 E / 24 = -0,004^2 \cdot 280^2 \cdot 8,25 \cdot 10^3 / 24 = -431.$$

Неполное кубическое уравнение для режима низшей температуры (5.16) будет иметь вид

$$\sigma_{\Theta_{\min}}^3 + 14,33\sigma_{\Theta_{\min}}^2 - 431 = 0.$$

Решение этого уравнения дает величину механического напряжения в проводе в режиме низшей температуры  $\sigma_{\Theta_{\min}} = 4,8$  даН/мм<sup>2</sup>.

В правую часть уравнения состояния (5.14) подставим параметры режима среднегодовой температуры  $p_1 = 0,004$  даН/мм<sup>2</sup>,  $\Theta_{\text{ср}} = 10^\circ\text{C}$ . Коэффициенты  $A$  и  $B$  неполного кубического уравнения (5.16) будут соответственно равны

$$A = \alpha E \Theta_{\text{ср}} - C = 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^3 \cdot 10 + 17 = 19,$$
$$B = -p_1^2 l^2 E / 24 = -431.$$

Неполное кубическое уравнение для режима среднегодовой температуры (5.16) будет иметь вид

$$\sigma_{\Theta_{\text{ср}}}^3 + 19\sigma_{\Theta_{\text{ср}}}^2 - 431 = 0.$$

Решение этого уравнения дает величину механического напряжения в проводе в режиме среднегодовой температуры  $\sigma_{\Theta_{\text{ср}}} = 4,3$  даН/мм<sup>2</sup>.

Проверим условия механической прочности провода (5.1):

в режиме наибольшей внешней нагрузки  $\sigma_{\text{pmax}} = 13$  даН/мм<sup>2</sup> =  $[\sigma_{\text{pmax}}]$ ;

в режиме минимальной температуры  $\sigma_{\Theta_{\min}} = 4,8$  даН/мм<sup>2</sup> <  $[\sigma_{\Theta_{\min}}]$ ;

в режиме средней температуры  $\sigma_{\Theta_{\text{ср}}} = 4,3$  даН/мм<sup>2</sup> <  $[\sigma_{\Theta_{\text{ср}}}]$ .

Условия (5.1) выполняются, следовательно, исходный режим выбран правильно.

#### 4. Расчет монтажных стрел провеса провода

Для двух значений температуры  $\Theta_{\min} = -20^\circ\text{C}$  и  $\Theta_{\text{ср}} = 10^\circ\text{C}$  величины механического напряжения в проводе вычислены выше и составляют соответственно  $\sigma_{\Theta_{\min}} = 4,8$  даН/мм<sup>2</sup> и  $\sigma_{\Theta_{\text{ср}}} = 4,3$  даН/мм<sup>2</sup>. Выполним расчет механического напряжения в проводе для режима высшей температуры  $\Theta_{\max} = 40^\circ\text{C}$ .

В правую часть уравнения состояния провода подставим параметры режима высшей температуры  $p_1 = 0,004$  даН/мм<sup>2</sup>,  $\Theta_{\max} = 40^\circ\text{C}$ . Коэффициенты  $A$  и  $B$  неполного кубического уравнения будут соответственно равны

$$A = \alpha E \Theta_{\max} - C = 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^3 \cdot 40 + 17 = 23,8;$$

$$B = -p_1^2 l^2 E / 24 = -431.$$

Неполное кубическое уравнение для режима высшей температуры будет иметь вид

$$\sigma_{\Theta_{\max}}^3 + 23,8\sigma_{\Theta_{\max}}^2 - 431 = 0.$$

Решение этого уравнения дает величину механического напряжения в проводе в режиме высшей температуры  $\sigma_{\Theta_{\max}} = 3,9$  даН/мм<sup>2</sup>.

Для трех значений температуры по формуле, аналогичной (5.25), вычислим стрелы провеса провода:

$$f_{\Theta_{\min}} = p_1 l^2 / 8\sigma_{\Theta_{\min}} = 0,004 \cdot 280^2 / 8 \cdot 4,8 = 8,25 \text{ м};$$

$$f_{\Theta_{\text{ср}}} = p_1 l^2 / 8\sigma_{\Theta_{\text{ср}}} = 0,004 \cdot 280^2 / 8 \cdot 4,3 = 9,13 \text{ м};$$

$$f_{\Theta_{\max}} = p_1 l^2 / 8\sigma_{\Theta_{\max}} = 0,004 \cdot 280^2 / 8 \cdot 3,9 = 9,95 \text{ м}.$$

По полученным значениям стрел провеса строим монтажный график  $f = F(\Theta)$ , показанный на рис. П.8.

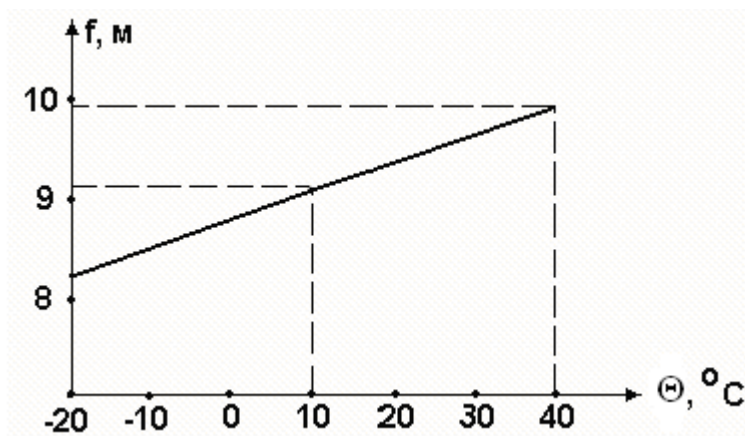


Рис. П.8. Монтажный график сталеалюминиевого провода сечением 150 мм<sup>2</sup> в пролете длиной 280 м

Этот график дает информацию монтажникам и обслуживающему персоналу о величине стрелы провеса провода при любой температуре окружающей среды.

## 5. Проверка габарита воздушной линии

Для проверки габарита воздушной линии необходимо знать максимальное значение стрелы провеса провода  $f_{\max}$ . Как отмечалось в п. 5.5, максимальная стрела провеса провода имеет место в одном из двух режимов:

режиме высшей температуры,  
режиме гололеда без ветра.

Стрела провеса в режиме высшей температуры определена выше и составляет  $f_{\Theta_{\max}} = 9,95$  м.

Выполним расчет механического напряжения в проводе и его стрелы провеса для режима гололеда без ветра. В правую часть уравнения состояния провода подставим параметры этого режима  $p_3 = 0,013$  даН/мм<sup>2</sup>,  $\Theta_{\Gamma} = -5^{\circ}\text{C}$ . Коэффициенты  $A$  и  $B$  неполного кубического уравнения будут соответственно равны

$$A = \alpha E \Theta_{\Gamma} - C = 19,2 \cdot 10^{-6} \cdot 8,25 \cdot 10^3 \cdot (-5) + 17 = 16,7;$$
$$B = -p_3^2 l^2 E / 24 = 0,013^2 \cdot 280^2 \cdot 8,25 \cdot 10^3 / 24 = -4605.$$

Неполное кубическое уравнение для режима гололеда без ветра будет иметь вид

$$\sigma_{\Gamma}^3 + 16,7\sigma_{\Gamma}^2 - 4605 = 0.$$

Решение этого уравнения дает величину механического напряжения в проводе в режиме гололеда без ветра  $\sigma_{\Gamma} = 12,5$  даН/мм<sup>2</sup>.

Стрела провеса провода в этом режиме составит

$$f_{\Gamma} = p_3 l^2 / 8\sigma_{\Gamma} = 0,013 \cdot 280^2 / 8 \cdot 12,5 = 10,2 \text{ м.}$$

Итак, максимальная стрела провеса провода  $f_{\max} = 10,2$  м имеет место в режиме гололеда без ветра.

Установленный в [4] габарит воздушной линии напряжением 110 кВ для населенной местности  $h_{\Gamma} \geq 7$  м (см. табл. 5.2). Учитывая геометрические размеры предварительно выбранной опоры П110-6 и длину гирлянды изоляторов (приложение 3), проверим условие (5.26)

$$h_{\text{П-3}} - \lambda - f_{\max} = 7,5 \text{ м} > 7 \text{ м.}$$

Условие выполняется, следовательно, опора выбрана правильно.

### Приложение 3. Справочные данные по расчету конструктивной части ВЛ

#### 3.1. Физико-механические характеристики сталеалюминиевых проводов ВЛ

Характеристика провода	Сечение провода $F$ , мм <sup>2</sup>							
	70	95	120	150	185	240	300	400
Диаметр $d$ , мм	11,4	13,6	15,2	17,1	18,8	21,6	24	27,5
Вес $P$ , даН/км	274	384	471	600	728	921	1132	1490
$E \cdot 10^3$ , даН/мм <sup>2</sup>	8,25	8,25	8,25	8,25	8,25	7,7	7,7	7,7
$\alpha \cdot 10^{-6}$ , 1/°С	19,2	19,2	19,2	19,2	19,2	19,8	19,8	19,8
$[\sigma_{\text{min}}]$ , даН/мм <sup>2</sup>	11,6	11,6	13,0	13,0	13,0	12,2	12,2	12,2
$[\sigma_{\text{ср}}]$ , даН/мм <sup>2</sup>	8,7	8,7	8,7	8,7	8,7	8,1	8,1	8,1
$[\sigma_{\text{max}}]$ , даН/мм <sup>2</sup>	11,6	11,6	13,0	13,0	13,0	12,2	12,2	12,2

#### 3.2. Физико-механические характеристики стальных грозозащитных тросов ВЛ

Характеристика троса	Сечение троса $F$ , мм <sup>2</sup>		
	35	50	70
Диаметр троса $d$ , мм	8,0	9,1	11,0
Вес троса $P$ , даН/км	330	417	623
$E \cdot 10^3$ , даН /мм <sup>2</sup>	20,0	20,0	20,0
$\alpha \cdot 10^{-6}$ , 1/°С	12,0	12,0	12,0
$[\sigma_{\text{min}}]$ , даН/мм <sup>2</sup>	60,0	60,0	60,0
$[\sigma_{\text{ср}}]$ , даН/мм <sup>2</sup>	42,0	42,0	42,0
$[\sigma_{\text{max}}]$ , даН/мм <sup>2</sup>	60,0	60,0	60,0

#### 3.3. Размеры унифицированных железобетонных и стальных промежуточных опор в соответствии с рис. П.9 и П.10

Опора	Рис.	$H$ , м	$h_{\text{Т-П}}$ , м	$h_{\text{П-3}}$ , м	$h_{\text{П-П}}$ , м	$h_3$ , м
П35-1	П.10, <i>а</i>	21,0	3,0	14,0	4,0	-
П35-2	П.10, <i>б</i>	23,0	3,0	12,0	4,0	-
ПБ35-1*	П.9, <i>а</i>	22,6	2,0	15,5	3,0	3,0
ПБ35-3*	П.9, <i>а</i>	22,6	2,0	14,5	4,0	3,0
ПБ35-2*	П.9, <i>б</i>	22,6	3,7	12,5	3,0	3,0
ПБ35-4*	П.9, <i>б</i>	22,6	3,7	10,5	4,0	3,0
П110-1	П.10, <i>а</i>	25,0	2,0	19,0	4,0	-
П110-3	П.10, <i>а</i>	25,0	2,0	19,0	4,0	-
П110-5	П.10, <i>а</i>	28,0	3,0	19,0	6,0	-
П110-2	П.10, <i>б</i>	31,0	4,0	19,0	4,0	-



Опора	Рис.	$H$ , м	$h_{\text{Т-П}}$ , м	$h_{\text{П-З}}$ , м	$h_{\text{П-П}}$ , м	$h_3$ , м
П110-4	П.10,б	31,0	4,0	19,0	4,0	-
П110-6	П.10,б	35,0	4,0	19,0	6,0	-
ПБ110-1	П.9,а	22,6	2,0	14,5	3,0	3,0
ПБ110-3	П.9,а	22,6	2,0	14,5	3,0	3,0
ПБ110-5*	П.9,а	22,6	2,0	14,5	4,0	3,0
ПБ110-2*	П.9,б	22,6	2,7	13,5	3,0	3,0
ПБ110-4	П.9,б	26,0	3,0	13,5	3,0	3,3
ПБ110-6*	П.9,б	22,6	2,7	11,5	4,0	3,0
ПБ110-8*	П.9,б	26,0	3,0	13,5	4,0	3,3
П220-3	П.10,а	36,0	4,0	25,5	6,5	-
П220-2	П.10,б	41,0	5,5	22,5	6,5	-
ПБ220-1*	П.9,а	26,0	2,5	16,0	5,5	3,3

*Примечание.* Размер  $h_{\text{Т-П}}$  от точки подвеса троса до верхней траверсы у железобетонных опор, отмеченных символом \*, включает в себя размер тросостойки (см. рис. П.9).

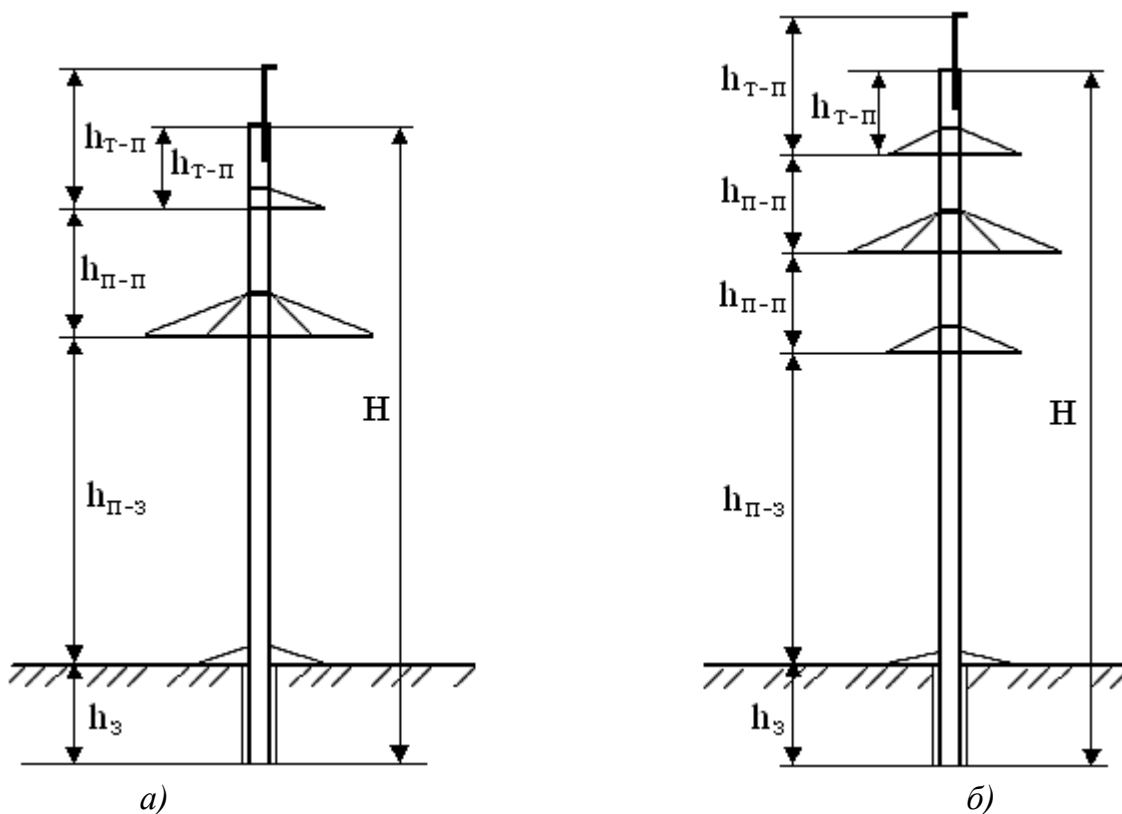


Рис. П.9. Размеры унифицированных железобетонных одноцепных (а) и двухцепных (б) промежуточных опор

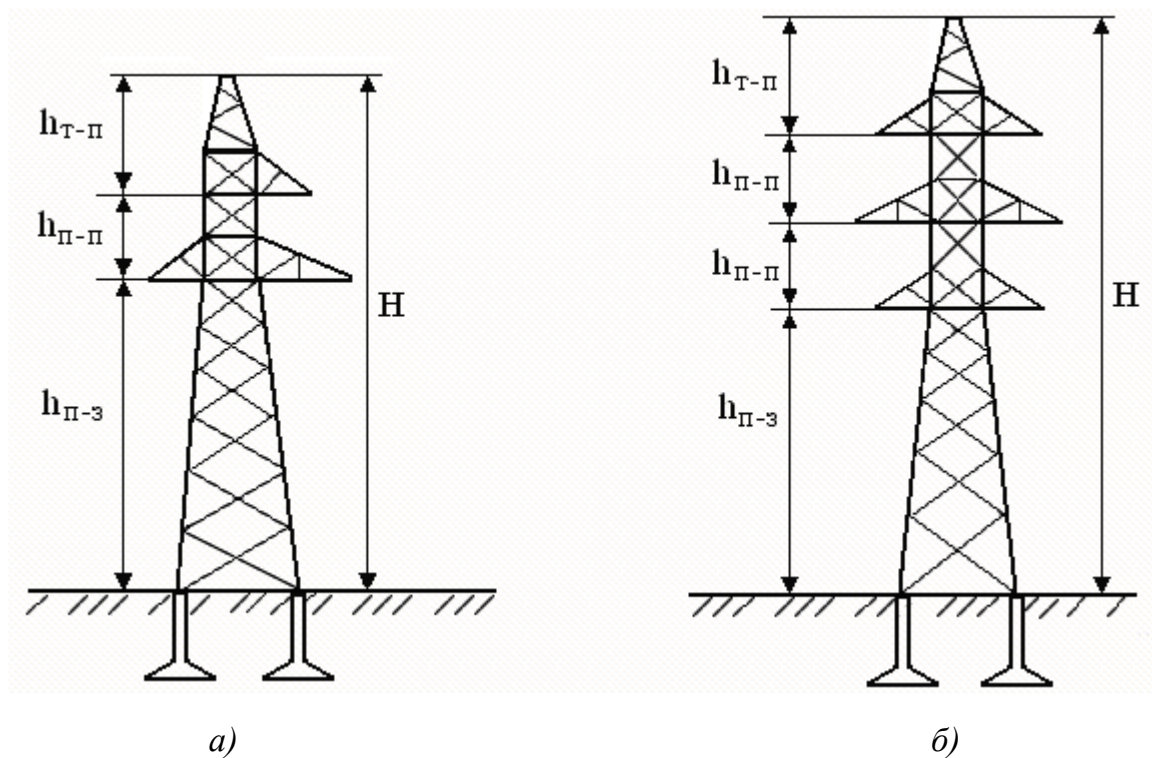


Рис. П.10. Размеры унифицированных стальных одноцепных (а) и двухцепных (б) промежуточных опор

### 3.4. Область применения унифицированных железобетонных и стальных промежуточных опор

Опора	Сечение провода, мм <sup>2</sup>	Район по гололеду	Габаритный пролет $l_{г}$ , м
П35-1	70	I, II, III, IV	295, 235, 180, 145
	95	I, II, III, IV	310, 255, 195, 165
	120	I, II, III, IV	320, 270, 205, 175
	150	I, II, III, IV	330, 280, 215, 185
П35-2	70	I, II, III, IV	260, 200, 170, 130
	95	I, II, III, IV	280, 230, 180, 150
	120	I, II, III, IV	290, 240, 190, 165
	150	I, II, III, IV	300, 255, 200, 175
ПБ35-1	95	I, II	325, 265,
	150	I, II	340, 315
ПБ35-3	95	III, IV	205, 175
	150	III, IV	255, 215
ПБ35-2	95	I, II	255, 215
	150	I, II	265, 255
ПБ35-4	95	III, IV	145, 120
	150	III, IV	175, 150
П110-1	70	I, II	355, 260
	95	I, II	375, 305

Опора	Сечение провода, мм <sup>2</sup>	Район по гололеду	Габаритный пролет $l_{г}$ , м
П110-3	120	I, II	405, 345
	150	I, II	405, 365
	185	I, II	405, 380
	240	I, II	395, 380
П110-5	70	III, IV	225, 190
	120	III, IV	290, 285
	150	III, IV	310, 265
	185	III, IV	325, 280
	240	III, IV	330, 290
П110-2	70	I, II	355, 280
	95	I, II	375, 305
П110-4	120	I, II	405, 345
	150	I, II	405, 365
	185	I, II	405, 380
	240	I, II	395, 380
П110-6	70	III, IV	225, 190
	95	III, IV	250, 210
	120	III, IV	290, 245
	150	III, IV	310, 265
	185	III, IV	325, 280
	240	III, IV	330, 290
ПБ110-1	70	I, II	275, 215
	95	I, II	285, 240
	120	I, II	300, 270
	150	I, II	300, 285
ПБ110-3	185	I, II	305, 295
	240	I, II	295, 285
ПБ110-5	70	III, IV	175, 145
	95	III, IV	195, 165
	120	III, IV	225, 190
	150	III, IV	240, 210
	185	III, IV	305, 295
	240	III, IV	295, 295
ПБ110-2	70	I, II	250, 200
	95	I, II	260, 220
	120	I, II	275, 250
ПБ110-4	120	I, II	275, 250
	150	I, II	275, 260
	185	I, II	275, 275
	240	I, II	275, 275
ПБ110-6	70	III, IV	135, 110
	95	III, IV	150, 125
	120	III, IV	170, 145
ПБ110-8	150	III, IV	225, 190
	185	III, IV	235, 205
	240	III, IV	240, 215

Опора	Сечение провода, мм <sup>2</sup>	Район по гололеду	Габаритный пролет $l_{г}$ , м
П220-3	300	I, II, III, IV	520,490,430,380
	400	I, II, III, IV	520,475,435,390
П220-2	300	I, II, III, IV	470, 440, 385, 345
	400	I, II, III, IV	465, 425, 390, 355
ПБ220-1	300	I, II, III, IV	310, 310, 280, 230
	400	I, II, III, IV	310, 310, 280, 220
ПБ220-3	300	I, II	320,320
	400	I, II	320,320

*Примечания.* Буквенно-цифровое обозначение опор:

П – промежуточная опора;

Б – железобетонная опора;

отсутствие второй буквы – стальная опора;

110 (220) – опора для линии напряжением 110 (220) кВ;

1...8 – номер опоры (нечетные цифры – опора одноцепная, четные – двухцепная).

Все опоры рассчитаны по ветровым нагрузкам до III района включительно.

### 3.5. Характеристики подвесных изоляторов

Изолятор	Разр. механ. нагрузка, кН	Вес, Н	Высота, мм	Кол-во изоляторов в гирлянде, шт, при напряжении		
				35 кВ	110 кВ	220 кВ
ПФ-60	60	65	167	3	7	13
ПФ-160	160	86	173	3	6	11
ПФ-200	200	128	194	3	-	10
ПС-60	60	41	130	3	8	14
ПС-120	120	80	140	-	7	13
ПС-160	160	90	170	-	6	12
ПС-220	220	108	200	-	-	10
ПС-300	300	142	190	-	-	11

*Примечание.* При выполнении проектных расчетов длину гирлянды изоляторов с учетом сцепной арматуры следует принять 0,6 м, 1,3 м и 2,4 м для напряжений 35 кВ, 110 кВ и 220 кВ соответственно.

## Предметный указатель

- Автотрансформатор 22  
Аппарат коммутационный 25
- Баланс  
- активной мощности 37  
- реактивной мощности 48  
Батарея конденсаторов 51
- Выключатель  
- силовой 27  
- нагрузки 28
- Габарит линии 87  
Генератор синхронный 20  
Гирлянда изоляторов 79, 88, 144  
Гололед 76  
График монтажный 86  
График нагрузки 34
- Двигатель синхронный 51  
Диапазон регулирования  
напряжения 110
- Закон встречного регулирования  
напряжения 112
- Компенсатор синхронный 52  
Компенсирующее устройство 48, 50  
Корона 69, 118  
Коэффициент  
- мощности 20, 120  
- трансформации 23
- Линия электропередачи  
- воздушная 67, 76  
- кабельная 72
- Метод  
- Гаусса 96  
- Зейделя 98  
- итерационный 97
- Мощность зарядная 49
- Нагрузка  
- расчетная 59
- удельная механическая 78  
Напряжение  
- наибольшее рабочее 101  
- номинальное 61
- Опора  
- железобетонная 141  
- стальная 142
- Плотность тока  
экономическая 67  
Перегрузка  
- систематическая 35  
- аварийная 35  
Подстанция  
- промежуточная ответвительная 14  
- промежуточная проходная 15  
- транзитная 15  
- тупиковая 14  
- узловая 15  
Потокораспределение 60, 65, 125  
Потери мощности  
- на корону 69  
- холостого хода 117  
Потери напряжения 71, 74, 103  
Потери энергии  
- переменные 117  
- постоянные 117  
Предохранитель плавкий 28  
Проводимость  
- взаимная 92  
- емкостная 48, 49  
- собственная 93  
Пролет габаритный 142
- Разъединитель 28  
- шунтирующий 11, 12  
Распределительное устройство 24  
- генераторное 8  
- закрытое 25  
- комплектное 25  
- открытое 25  
- элегазовое 25  
Реактор  
- токоограничивающий 18, 27, 106  
- шунтирующий 22

## Регулирование напряжения

- встречное 112
- местное 114
- централизованное 112

## Регулирование турбины

- астатическое 40
- статическое 41

## Регулирование частоты 39

## Регулятор турбины 40, 41

## Режим

- грозовой 89
- монтажный 86
- наибольшей нагрузки 77
- низшей температуры 77
- номинальный 31
- нормальный 31
- исходный 83
- послеаварийный 69, 100
- турбогенератора 29
- трансформатора 30
- среднегодовой температуры 77
- установившийся 91

## Сеть

- замкнутая 64
- кольцевая 64
- магистральная 64
- многоконтурная 65
- основная 4
- радиальная 64
- распределительная 4
- сложнзамкнутая 91
- узловая 65
- электрическая 4

## Сечение проводника

- стандартное 68
- термически стойкое 74

## Система шин 15

- обходная 18

## Система энергетическая 4

## Система электроэнергетическая 4

## Собственные нужды 38

## Сопротивление

- земли 72
  - линии 109
  - реактора 12, 52
  - трансформатора 109
- ## Стрела провеса провода 87

## Температура

- длительно допустимая 69
- предельно допустимая
- жилы кабеля 74
- масла 33
- обмотки 33

## Ток длительно допустимый 69, 73

## Ток задающий 91

## Трос грозозащитный 88

## Турбогенератор 29

## Трансформатор

- большой мощности 32
- средней мощности 32
- распределительный 32, 113
- регулировочный 107
- трехобмоточный 23, 104

## Узел

- базисный 93
- балансирующий 92
- потокораздела 56

## Уравнения узловых напряжений 91

## Уравнение состояния 82

## Шина

- гибкая 27
- жесткая 27

## Центр питания 14

## Число часов

- наибольшей нагрузки 120
- наибольших потерь 121

## Список сокращений

АВР – автоматический ввод резервного питания  
АРН – автоматический регулятор напряжения  
АСДУ – автоматизированная система диспетчерского управления  
АЧР – автоматическая частотная разгрузка  
ВЛ – воздушная линия электропередачи  
ГПП – главная понижающая подстанция  
ГРУ – генераторное распределительное устройство  
ЕНЭС – единая национальная электрическая сеть  
КЗ – короткое замыкание  
КЛ – кабельная линия электропередачи  
КРУ – комплектное распределительное устройство  
КРУН – комплектное распределительное устройство наружной установки  
КСО – камера сборная одностороннего обслуживания  
КТПБ – комплектная трансформаторная подстанция блочного типа  
КУ – компенсирующее устройство  
ПБВ – переключение без возбуждения  
ПГВ – подстанция глубокого ввода  
ПК – персональный компьютер  
ПС – подстанция  
РПН – регулирование напряжения под нагрузкой  
РУ – распределительное устройство  
РУВН – распределительное устройство высокого напряжения  
РУНН – распределительное устройство низкого напряжения  
РУСН – распределительное устройство среднего напряжения  
СД – синхронный двигатель  
СИП – самонесущий изолированный провод  
СК – синхронный компенсатор  
с.н. – собственные нужды  
СПЭ – сшитый полиэтилен  
ТСН – трансформатор собственных нужд  
ТЭК – топливно-энергетический комплекс  
ТЭЦ – теплоэлектроцентраль  
УУ – устройство управления  
ФСК – федеральная сетевая компания  
ЦП – центр питания  
ЭС – электрическая сеть  
ЭЭС – электроэнергетическая система

## Содержание

<b>Предисловие</b> .....	3
<b>Введение. Основные понятия</b> .....	4
<b>Основные сведения о развитии электрических сетей</b> .....	6
<b>1. Источники питания объектов электроэнергией</b> .....	8
1.1. Теплоэлектростанции (ТЭС) .....	8
1.2. Подстанции .....	14
1.3. Основное оборудование источников питания .....	22
1.4. Режимы работы оборудования .....	33
<b>2. Режимы работы электроэнергетической системы по активной мощности</b> .....	41
2.1. Баланс активной мощности .....	41
2.2. Регулирование частоты в изолированной ЭЭС .....	43
2.3. Регулирование частоты в объединенной ЭЭС .....	45
2.4. Основы оптимального распределения активной мощности в ЭЭС .....	48
<b>3. Режимы работы электрических сетей по реактивной мощности</b> .....	52
3.1. Баланс реактивной мощности .....	52
3.2. Средства компенсации реактивной мощности .....	54
3.3. Размещение компенсирующих устройств .....	58
<b>4. Основы проектирования электрических сетей</b> .....	62
4.1. Общие сведения о проектировании электрических сетей .....	62
4.2. Определение электрических нагрузок .....	63
4.3. Номинальные напряжения электрических сетей .....	65
4.4. Схемы электрических сетей .....	67
4.5. Выбор сечений проводов воздушных линий .....	71
4.6. Выбор сечений жил кабельных линий .....	76
<b>5. Основы проектирования конструктивной части ВЛ</b> .....	80
5.1. Общие сведения .....	80
5.2. Удельные нормативные и расчетные нагрузки на провод .....	82
5.3. Уравнение состояния провода. Исходный режим .....	86
5.4. Расчет монтажных стрел провеса .....	90
5.5. Проверка габарита воздушной линии .....	91
5.6. Особенности расчета грозозащитного троса .....	92
<b>6. Расчет установившихся режимов электрических сетей</b> .....	95
6.1. Общие положения .....	95
6.2. Линейные уравнения узловых напряжений .....	95
6.3. Методы решения линейных уравнений узловых напряжений .....	100
<b>7. Регулирование напряжения в электрических сетях</b> .....	104
7.1. Общая характеристика режима электрической сети по напряжению .....	104
7.2. Регулирование напряжения на электростанциях .....	106
7.3. Регулирование напряжения на подстанциях .....	107



7.4. Выбор регулировочных ответвлений трансформаторов .....	112
7.5. Регулирование напряжения в распределительных сетях 6-20 кВ .....	115
7.6. Основы регулирования напряжения в распределительных сетях 110-220 кВ и системообразующих сетях.....	119
<b>8. Потери электроэнергии в электрических сетях .....</b>	<b>121</b>
8.1. Расход электроэнергии на ее транспорт.....	121
8.2. Расчет потерь электроэнергии в электрических сетях .....	123
<b>Заключение .....</b>	<b>126</b>
<b>Библиографический список .....</b>	<b>127</b>
<b>Приложение 1. Проектирование электрической сети.....</b>	<b>128</b>
<b>Приложение 2. Расчет конструктивной части ВЛ .....</b>	<b>138</b>
<b>Приложение 3. Справочные данные по расчету конструктивной части ВЛ .....</b>	<b>144</b>
<b>Предметный указатель.....</b>	<b>149</b>
<b>Список сокращений .....</b>	<b>151</b>

Костин Владимир Николаевич

## Электропитающие системы и электрические сети

Учебно-методический комплекс

Учебное пособие

Редактор И.Н. Садчикова

Сводный темплан 2007 г.

Лицензия ЛР №020308 от 14.02.97

Санитарно-эпидемиологическое заключение

№ 78.01.07.953.П.005641.11.03 от 21.11.2003 г.

---

Подписано в печать	Формат 60x84 1/16.		
Б.кн.-журн.	П.л. 9,5	Б.л. 4,75	Изд-во СЗТУ
Тираж 100 экз.	Заказ		

---

Северо-Западный государственный заочный технический университет  
Издательство СЗТУ, член Издательско-полиграфической ассоциации  
университетов России  
191186, Санкт-Петербург, ул. Миллионная, 5.

**В.Н. Костин**

# **Электропитающие системы и электрические сети**

**Санкт-Петербург  
Издательство СЗТУ  
2007**