Е.В. КАЛЕНТИОНОК
В.Г. ПРОКОПЕНКО В.Т. ФЕДИН

ОПЕРАТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ

Под общей редакцией профессора В.Т. Федина

Допущено
Министерством образования Республики Беларусь
в качестве учебного пособия для студентов
энергетических специальностей учреждений,
обеспечивающих получение
высшего образования



Минск
«Вышэйшая школа»
2007

УДК 621 311(075.8)
ББК 31.2я73
К17

Рецензенты: кафедра «Электроснабжение» УО «Гомельский государственный технический университет имени П.О. Сухого»; начальник службы режимов РУП «Объединенное диспетчерское управление» *А.М. Короткевич*

Калентионок, Е. В.

К17 Оперативное управление в энергосистемах : учеб. пособие / Е.В. Калентионок, В.Г. Прокопенко, В.Т. Федин ; под общ. ред. В.Т. Федина. – Минск : Выш. шк., 2007. – 351 с. : ил.

ISBN 978-985-06-1260-1.

Рассматриваются цели и задачи, принципы организации и структура оперативного диспетчерского управления энергосистемами, методы и средства управления нормальными режимами энергосистем и электрических сетей, методические подходы к ликвидации основных аварийных режимов в энергосистемах, системообразующих и распределительных сетях.

Для студентов энергетических специальностей вузов. Может быть использовано слушателями центров подготовки и повышения квалификации инженеров-энергетиков и инженерами, чья деятельность связана с анализом и управлением режимами энергосистем и электрических сетей.

УДК 621.311(075.8)
ББК 31.2я73

ISBN 978-985-06-1260-1

© Калентионок Е. В., Прокопенко В.Г., Федин В.Т., 2007
© Издательство «Вышэйшая школа», 2007

ПРЕДИСЛОВИЕ

Данное учебное пособие предназначено для студентов энергетических специальностей учреждений, обеспечивающих получение высшего образования. В качестве основного оно может быть использовано студентами, которые специализируются по диспетчерскому управлению энергосистемами и электрическими сетями, автоматизации энергетических процессов, эксплуатации электроэнергетических систем, а как дополнительное — студентами смежных инженерных специальностей энергетического профиля. Книга может быть полезна научным работникам, аспирантам, магистрантам, инженерам, занимающимся исследованиями, анализом режимов энергосистем и электрических сетей и их управлением. Кроме того, учебное пособие может быть использовано при переподготовке и повышении квалификации персонала диспетчерских служб и служб режимов энергосистем и электрических сетей в институтах, центрах, на факультетах и курсах повышения квалификации.

Несмотря на то что имеется достаточно большое количество изданий, касающихся диспетчерского управления, учебная литература по этой тематике практически отсутствует. Систематизированное изложение всех основных вопросов диспетчерского управления имеется только в монографии [11]. Однако она была издана более 40 лет назад и поэтому требует корректировки, к тому же предназначена для инженеров, а не для студентов, и в настоящее время малодоступна. Следует отметить учебное пособие [13], предназначенное для институтов повышения квалификации и отражающее вопросы диспетчерского управления мощными энергообъединениями, а также учебник [36], в котором рассматривается в основном алгоритмизация и аппаратная часть автоматизированной системы

управления режимами энергосистем. Другие фундаментальные монографии, написанные известными специалистами, посвящены отдельным вопросам диспетчерского управления мощными энергообъединениями либо имеют обзорный характер [1, 3, 19, 30–32].

Данная работа – первая попытка создать учебное пособие для студентов по оперативному управлению как энергосистемами, так и сетями, т.е. содержащее вопросы диспетчерского управления различного иерархического уровня в электроэнергетике. При этом авторы стремились не к простому изложению инструктивных материалов, а к доступному объяснению физических процессов, происходящих в нормальных и аварийных режимах энергосистем, их математическому описанию.

При подготовке пособия авторы использовали литературу, выпущенную сотрудниками Центрального диспетчерского управления Единой энергосистемы СССР (ЦДУ ЕЭС СССР), системного оператора открытого акционерного общества «Центральное диспетчерское управление Единой энергосистемы России» (ОАО «СО – ЦДУ ЕЭС»), руководящие материалы РУП «Объединенное диспетчерское управление», опыт преподавания дисциплин по электрическим системам и сетям, устойчивости и эксплуатации энергосистем, автоматическому управлению электрическими системами на кафедре «Электрические системы» Белорусского национального технического университета, а также личный опыт диспетчерской работы в энергосистеме и разработки противоаварийных тренировок для диспетчеров энергосистем.

Материал данного учебного пособия соответствует дисциплине «Оперативное управление в энергосистемах», а также частично дисциплинам «Диспетчерское управление энергосистемами», «Автоматическое управление в энергосистемах», «Эксплуатация энергосистем», которые имеются в учебных планах вузов Республики Беларусь.

Материал книги распределен между авторами следующим образом: В.Г. Прокопенко написал гл. 1, 2, В.Т. Федин – гл. 3, Е.В. Калентионок – гл. 4.

Авторы благодарят сотрудников РУП «Объединенное диспетчерское управление» А.И. Тумаша, В.Л. Горовикова и А.М. Короткевича за предоставленные нормативные материалы, связанные с оперативным управлением объединенной

энергосистемой Республики Беларусь, которые были использованы при подготовке данной работы.

Авторы считают своим приятным долгом выразить благодарность инженерам Е.А. Заборской, Е.Л. Ковенской, О.Б. Киселевой, Г.Н. Короткому и технику Ю.Н. Кондратенко, вложившим большой и кропотливый труд в подготовку и оформление рукописи.

Все отзывы и пожелания просим направлять по адресу: 220013, Минск, проспект Независимости, 65, корпус 2, кафедра «Электрические системы» Белорусского национального технического университета.

Авторы

СПИСОК ОСНОВНЫХ СОКРАЩЕНИЙ

АБ – автомат безопасности

АВР – автоматический ввод резерва

АГП – автомат гашения поля

АД – асинхронный двигатель

АЛАР – автоматика ликвидации асинхронного режима

АОЧ – автоматика ограничения частоты

АПАХ – автоматика прекращения асинхронного хода

АПВ – автоматическое повторное включение

АПНУ – автоматическое предотвращение нарушения устойчивости

АРВ – автоматическое регулирование возбуждения

АРНТ – автоматическое регулирование напряжения на трансформаторах

АРС – автоматический регулятор скорости

АЧД – автоматика частотного деления

АЧР – автоматическая частотная разгрузка

АЭС – атомная электростанция

БК – батарея конденсаторов

ВДТ – вольтодобавочный трансформатор

ВЛ – воздушная линия

ВН – напряжение высокой стороны трехобмоточного трансформатора

ГАЭС – гидроаккумулирующая электростанция

ГДС – главная диспетчерская служба

ГРЭС – государственная районная электростанция

ГТС – газотурбинная станция

ГЭС – гидроэлектростанция

ДАРН – дополнительная аварийная разгрузка по напряжению

ЕЭС – единая энергетическая система

КРУ – комплектное распределительное устройство внутренней установки

КРУН – комплектное распределительное устройство наружной установки

КЭС – конденсационная электростанция

ЛР – линейный разъединитель

ЛЭП – линия электропередачи

МСВ – межсекционный выключатель

МЭК – Международная электротехническая комиссия

НН – напряжение низкой стороны трехобмоточного трансформатора

НР – нагрузочный резистор

НСН – нагрузка собственных нужд

ОАПВ – однофазное автоматическое повторное включение

ОВ – обходной выключатель

ОВБ – оперативно-выездная бригада

ОДС – оперативно-диспетчерская служба

ОДУ – объединенное диспетчерское управление

ОИК – оперативно-информационный комплекс

ОМП – определение мест повреждения

ОЭС – объединенная энергосистема

ПА – противоаварийная автоматика

ППБ – Правила пожарной безопасности

ПТБ – Правила техники безопасности

ПТЭ – Правила технической эксплуатации

ПУЭ – Правила устройства электроустановок

РДС – районная диспетчерская служба

РЗА – релейная защита и автоматика

РПН – регулирование напряжения под нагрузкой

РТ – режимный тренажер

РУ – распределительное устройство

РЭС — район электрических сетей

САОН — специальная автоматика отключения нагрузки

САПАХ — селективная автоматика предотвращения асинхронного хода

СК — синхронный компенсатор

СН — напряжение средней стороны трехобмоточного трансформатора

СО — системный оператор

СТК — статический тиристорный компенсатор

ТМ — телемеханика

ТОП — тренажер оперативных отключений

ТП — трансформаторная подстанция

ТР — трансформаторный разъединитель

ТС — телесигнал

ТЭС — тепловая электростанция

ТЭЦ — теплоэлектроцентраль

УКЗ — указатель короткого замыкания

УРОВ — устройство резервирования отказа выключателя

ФПТ — фиксирующий прибор токовый

ЦДС — центральная диспетчерская служба

ЦДУ — центральное диспетчерское управление

ЦКС АРЧМ — центральная координирующая система автоматического регулирования режима по частоте и перетокам активной мощности

ЦП — центр питания

ЧАПВ — частотное автоматическое повторное включение

ЧВД — часть высокого давления

ЧНД — часть низкого давления

ШР — шунтирующий реактор

ШСВ — шиносоединительный выключатель

ЭГП — электрогидравлический преобразователь

ЭЦК — электрический центр качаний

1

ОБЩИЕ ВОПРОСЫ ОПЕРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ

1.1. Цели и задачи оперативного управления в энергосистемах

Нормальная работа энергосистем возможна только при четко функционирующей системе оперативного управления их режимами. Необходимость эффективной системы оперативного управления обусловлена следующими важнейшими свойствами энергосистем:

- значимость производимого продукта не только в сфере материального производства, но и при обеспечении безопасных и комфортных условий работы и проживания больших групп людей;
- сложность производственной структуры, большой объем производимой продукции, разнообразие основного оборудования с разными технико-экономическими характеристиками и, как следствие, возможность ведения допустимых, но не оптимальных режимов с перерасходом энергоресурсов;
- непрерывность процессов производства, распределения и потребления электрической энергии;
- быстрота протекания технологических процессов;
- наличие условий повышенной опасности для здоровья и жизни людей, эксплуатирующих оборудование самих энергосистем.

Оперативное управление в энергосистемах называют ***оперативно-диспетчерским*** или ***диспетчерским***, поскольку

оно реализуется через диспетчерские службы. Диспетчерское управление производится централизованно и непрерывно в течение суток. Оно осуществляется высшим оперативным руководителем энергосистемы – ***диспетчером***.

Цель диспетчерского управления – разработка и ведение режимов энергосистем, обеспечивающих надежное и бесперебойное снабжение потребителей электрической и тепловой энергией удовлетворительного качества при максимальной экономичности работы энергосистемы в целом, создание возможности безопасного обслуживания оборудования энергосистемы.

Для достижения данной цели при реализации диспетчерского управления приходится решать следующие задачи:

- ❒ долгосрочное и краткосрочное планирование графиков нагрузки энергосистем;
- ❒ составление балансов мощности и энергии;
- ❒ разработка нормальной и ремонтных схем энергосистемы;
- ❒ регулирование частоты и активной мощности;
- ❒ регулирование напряжения и реактивной мощности;
- ❒ расчеты статической и динамической устойчивости;
- ❒ внутрисуточная оптимизация режимов;
- ❒ экспрессные расчеты потокораспределения в электрической сети в вынужденных режимах работы энергосистемы;
- ❒ рассмотрение заявок на вывод оборудования в ремонт;
- ❒ руководство оперативными переключениями в электрических сетях;
- ❒ ведение служебной документации и др.

1.2. Принципы и структура диспетчерского управления

Система диспетчерского управления основана на следующих принципах:

- ❒ отделение оперативно-диспетчерских функций от административно-хозяйственных;
- ❒ иерархическая структура диспетчерского управления с обязательным подчинением дежурного оперативного персонала каждой ступени управления диспетчерскому персоналу более высокой ступени управления;
- ❒ предоставление персоналу каждой ступени управления максимальной самостоятельности в выполнении всех оперативных функций, не требующих вмешательства оперативного руководителя более высокой ступени диспетчерского управления;

❒ соблюдение строжайшей технологической и диспетчерской дисциплины.

Диспетчерское управление энергосистем строится на основе раздела «Оперативно-диспетчерское управление» «Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей» (ПТЭ) [26] и нормативных документов, разрабатываемых в энергосистемах.

Диспетчерское управление Белорусской энергосистемы имеет четыре иерархических уровня [12]:

1) управление объединенной энергосистемы (ОЭС);

2) управление областных энергосистем;

3) управление предприятий электрических сетей;

4) управление районов электрических сетей.

На высших иерархических ступенях диспетчерского управления функции оперативно-диспетчерского управления, как правило, выполняют специализированные предприятия, не занимающиеся административно-хозяйственным управлением. Например, оперативно-диспетчерское управление Белорусской энергосистемой выполняет республиканское унитарное предприятие «ОДУ», Единой энергетической системой (ЕЭС) России — системный оператор ОАО «СО — ЦДУ ЕЭС».

На уровне областных энергосистем Беларуси оперативно-диспетчерское управление осуществляют специальные службы — центральные диспетчерские службы (ЦДС), электрических сетей (ранее — предприятий электрических сетей) — оперативно-диспетчерские службы (ОДС), районов электрических сетей — районные диспетчерские службы (РДС).

Структура четырехступенчатой системы диспетчерского управления приведена на рис. 1.1.

В административном отношении диспетчерские службы находятся в непосредственном подчинении главного технического руководителя подразделения энергосистемы. На высших ступенях диспетчерского управления (ЕЭС, ОЭС) диспетчерские службы подчиняются главному диспетчеру энергосистемы, на более низких — главному инженеру подразделения энергосистемы.

На первом уровне системы оперативно-диспетчерского управления диспетчеру ОЭС непосредственно подчинены: диспетчеры ЦДС областных энергосистем, начальники смен крупных электростанций общесистемного значения, дежурные подстанций общесистемного значения. (К подстанциям обще-



Рис. 1.1. Структура четырехступенчатой системы диспетчерского управления: *1–4* – уровни управления

системного значения относятся подстанции системообразующей сети энергосистемы и подстанции транзитных линий электропередачи, соединяющих разные областные энергосистемы.)

На втором уровне системы управления диспетчеру ЦДС областных энергосистем непосредственно подчинены: диспетчеры ОДС электрических и тепловых сетей, начальники смен электрических станций внутрисистемного значения малой мощности, дежурные подстанций внутрисистемного значения (в основном подстанций питающей и распределительной сетей энергосистемы с номинальным напряжением 110 кВ и выше).

На третьем уровне системы управления диспетчеру ОДС электрических сетей непосредственно подчинены: диспетчеры РДС районов электрических сетей, дежурные подстанций сетей с номинальным напряжением 35 кВ и выше, дежурные ОВБ.

На четвертом уровне системы диспетчерского управления диспетчеру РДС района электрических сетей подчиняются: дежурные ОВБ, дежурные подстанций сетей с номинальным напряжением 35 кВ и ниже, дежурные участков РЭС.

Для четкого функционирования системы ОДУ все оборудование энергосистем (электрических станций, электрических и тепловых сетей) распределяется по оперативной подчиненности между диспетчерами различных ступеней системы и закрепляется за ними.

Разделение и закрепление оборудования между различными ступенями диспетчерского управления производят на основании анализа влияния режима его работы (состояния) на режим работы энергосистемы в целом. В оперативном отношении закрепленное оборудование может находиться *в оперативном управлении* диспетчера (операции с таким оборудованием выполняются только *по распоряжению* и *под руководством* дежурного диспетчера) и *в оперативном ведении* диспетчера (операции с таким оборудованием выполняются только *с разрешения* дежурного диспетчера вышестоящего уровня управления).

В оперативном управлении диспетчера находится в основном то оборудование, операции с которым требуют координации действий подчиненного оперативного персонала и согласованных изменений на нескольких объектах, например согласованные действия на подстанциях для отключения (включения) линии электропередачи (ЛЭП), связывающей две энергосистемы, или ЛЭП между подстанциями разных электросетей.

В оперативном ведении диспетчера находится оборудование, режим работы или состояние которого влияет на генерируемую мощность энергосистемы, величину резерва мощности, надежность работы электрических сетей. Например, снизить мощность на электростанции оперативный персонал может только с разрешения вышестоящего диспетчера, который должен принять меры по вводу в работу резервной мощности энергосистемы или другие меры, нормализующие работу энергосистемы.

К оборудованию, находящемуся в оперативном управлении или ведении диспетчера, относятся электротехническое и теплотехническое оборудование электрических станций, подстанций, линии электропередачи, трубопроводы, устройства релейной защиты, аппаратура систем противоаварийной и режимной автоматики, средства диспетчерского и технологического управления, оперативно-информационные комплексы.

Оборудование и устройства электростанций и сетей, состояние и режим работы которых не влияют на работу энергосистемы, находятся в оперативном управлении и ведении персонала объекта.

Закрепление оборудования, устройств релейной защиты и автоматики (РЗА) и противоаварийной автоматики (ПА) в оперативном отношении (управление, ведение) производится по согласованию с вышестоящим органом диспетчерского управления энергосистемы. Перечень закрепленного оборудования с устройствами РЗА и ПА утверждается техническим руководителем предприятия и по мере необходимости (но не реже одного раза в три года) пересматривается.

При реализации диспетчерского управления используется также понятие информационного ведения.

Информационное ведение подразумевает информирование (подачу информационной заявки и оперативного уведомления) заинтересованной стороны, например диспетчера одной энергосистемы диспетчером другой энергосистемы о предстоящих плановых изменениях состояния и режима работы оборудования, которое влияет на режим работы параллельно работающей энергосистемы. Это позволяет диспетчерской службе заблаговременно разработать наиболее эффективные мероприятия по изменению режимов работы энергосистемы при изменении режима работы параллельно работающей энергосистемы.

Оборудование энергосистемы может находиться в управлении оперативного руководителя только одной ступени управления, а в ведении — нескольких руководителей одной или большего числа ступеней управления.

К оперативным руководителям относятся: дежурные диспетчеры объединения энергосистем, отдельной энергосистемы, предприятия электрических сетей, района электрических сетей.

К оперативному персоналу относятся: оперативные руководители, начальники смен электрических цехов электростанций, дежурные (диспетчеры, инженеры, электромонтеры) подстанций, персонал ОВБ, оперативно-ремонтный персонал с правом выполнения переключений в электроустановках.

Закрепление оборудования энергосистемы в оперативном отношении позволяет предоставлять местному оперативному персоналу максимальную самостоятельность в выполнении функций управления, соблюдать строгую технологическую дисциплину при управлении, избегать неправильных решений и действий.

Если энергосистема одной страны работает параллельно с энергосистемами других стран, то закрепление в оперативном отношении оборудования, линий электропередачи, устройств РЗА и ПА, влияющих на работу энергосистем, производится на основании договоров (взаимосогласованных и утвержденных руководством энергосистем положений о диспетчерском управлении). В этих же договорах распределяются обязанности диспетчерских служб энергосистем по регулированию частоты, напряжения, перетоков мощности, производству переключений и т.п.

1.3. Подготовка диспетчера

Для выполнения своих должностных обязанностей диспетчер должен знать:

- ❒ организацию диспетчерского управления;
- ❒ оперативную подведомственность оборудования, включая устройства РЗА и ПА;
- ❒ схему электрических соединений и технические характеристики по пропускной способности в нормальных и аварийных режимах;
- ❒ схемы распределительных устройств электростанций;
- ❒ принципиальные тепловые схемы электростанций;
- ❒ основные параметры и характеристики теплосилового и электрического оборудования электростанций;
- ❒ принципы оптимального распределения генерирующей мощности между электростанциями;
- ❒ наименования подстанций и линий электропередачи;
- ❒ принципы заземления нейтрали в электрических сетях;

❒ принципы действия защит, схемы релейной защиты подведомственного оборудования (генераторов, трансформаторов, линий электропередачи, шин подстанций);

❒ допустимые режимные параметры в контрольных точках сети;

❒ организацию и порядок выполнения оперативных переключений;

❒ порядок ликвидации аварий;

❒ организацию ремонтных работ;

❒ графики ограничения и отключения потребителей;

❒ правила организации работы с персоналом;

❒ порядок ввода в эксплуатацию вновь вводимых и реконструированных электроустановок;

❒ порядок действий в особых ситуациях (по условиям гражданской обороны);

❒ схемы электроснабжения потребителей первой категории;

❒ аппаратуру диспетчерского пункта;

❒ правила пользования связью и объектами энергосистемы;

❒ методы оказания первой доврачебной помощи пострадавшим;

❒ порядок ведения технической документации;

❒ должностные инструкции оперативного персонала разного уровня диспетчерского управления, действующие инструктивные материалы, а также в установленном объеме ПТЭ, ПУЭ, Правила пожарной безопасности (ППБ), Правила техники безопасности (ПТБ) и др.

На должность диспетчера назначаются лица, имеющие соответствующее образование по специальности (например, диспетчер ОДУ должен иметь высшее образование, а диспетчер РЭС может иметь среднее техническое образование, но при этом должен иметь стаж работы на электроустановках не менее трех лет). До назначения на должность диспетчера надо пройти профессионально-техническую подготовку в установленном объеме, индивидуальную подготовку, предусматривающую стажировку, проверку знаний, дублирование и противоаварийные тренировки. При подготовке диспетчера применяют тестирование, моделирующие установки, электронные тренажеры и т.д.

1.4. Должностные обязанности, права и ответственность диспетчера

Должностные обязанности, права и ответственность диспетчеров разных уровней диспетчерского управления регламентируются должностными инструкциями, которые утверждаются руководителем предприятия или вышестоящей организацией, например должностная инструкция диспетчера ОДУ Белорусской энергосистемы утверждается главным диспетчером ОДУ, а должностная инструкция диспетчера РЭС – главным инженером электрических сетей. Должностные инструкции разрабатываются на основе требований ПТЭ.

Приступая к дежурству, диспетчер должен принять смену у предыдущего диспетчера, а последний – сдать свою смену. Принимая смену, диспетчер обязан:

- ознакомиться по мнемосхеме и по оперативной документации с режимом работы основного оборудования и устройств РЗА и ПА, находящихся в его оперативном управлении и ведении;
- ознакомиться с записями в оперативном журнале, начиная со своей предыдущей смены;
- ознакомиться с поступившими распоряжениями, телефонограммами, инструкциями, записями в документации;
- ознакомиться с заявками и принятыми по ним решениями на вывод оборудования в ремонт, с программами на испытание оборудования;
- уточнить число работающих бригад, места выполнения работ;
- ознакомиться с поступившими, но не рассмотренными заявками;
- проверить наличие ОВБ и обеспеченность их транспортными, защитными средствами и приспособлениями, аварийным запасом ремонтного материала;
- проверить наличие оперативной документации и инструкций, принять ключи от служебных помещений диспетчерского пункта;
- получить информацию от дежурных узла связи и телемеханики, службы вычислительной техники о состоянии каналов связи, работе вычислительной техники, телемеханики;
- оформить сдачу-приемку смены соответствующей записью в оперативном журнале с указанием времени приемки-сдачи.

На высших ступенях диспетчерского управления (уровень объединенной энергосистемы, областной энергосистемы) диспетчер получает сведения о режиме работы энергосистемы и режимах работы электрических станций: о суммарной включенной мощности электростанций, выдерживании графиков нагрузки, наличии резервов мощности, предстоящих пусковых операциях и их продолжительности, обеспеченности электростанций топливом и его поступлении, выполнении ограничений по расходу топлива, ограничениях потребителей по потребляемой мощности или их отключении.

Диспетчер, сдающий смену, должен сообщить:

- замечания по работе оборудования в его смену;
- замечания по работе средств связи;
- перечень объектов, на которых производятся работы, и количество бригад на них, места установленных переносных заземлений и включенных заземляющих ножей;
- устные распоряжения, указания вышестоящего оперативного персонала.

Если при приемке смены были выявлены серьезные недостатки по надежности схемы сети, несоответствие схемы сети на мнемосхеме записям в оперативном журнале, недостаточность оперативного резерва мощности и т.п., то заступающий диспетчер вправе потребовать дополнительных разъяснений, проведения корректировки схемы сети, отчетности. При невозможности устранения этих недостатков необходимо сделать соответствующие записи в оперативном журнале. В крайнем случае диспетчер может отказаться от приемки смены.

Диспетчеру запрещается сдача-приемка смены во время оперативных переключений, стихийных бедствий, при ликвидации аварий (в некоторых случаях сдача-приемка смены допускается только с разрешения начальника диспетчерской службы с записью в оперативном журнале).

Заступающий на дежурство диспетчер принимает рапорты от непосредственно подчиненных в оперативном отношении диспетчеров и дежурного персонала электрических станций, подстанций, ОВБ. Например, диспетчер ОДУ принимает рапорты от оперативного персонала электрических станций, подстанций, диспетчеров ЦДС, а диспетчер РЭС – от дежурных подстанций и ОВБ.

В рапорте должны содержаться следующие основные сведения: время сдачи рапорта, должность и фамилия сдавшего

рапорт, состав смены, состояние основного оборудования электрических станций и электрической сети, отклонения от заданного режима работы, информация о поврежденном и выведенном в ремонт оборудовании, об отклонении параметров электроэнергии от нормативных значений.

В течение смены диспетчер обязан поддерживать наиболее надежную схему сети, обеспечивать допустимые токовые нагрузки линий, трансформаторов и другого оборудования, осуществлять контроль качества электрической энергии, своевременно приводить мнемоническую схему диспетчерского щита в соответствие с фактическим состоянием электрической сети.

На высших ступенях диспетчерского управления диспетчер руководит нормальной работой электрических станций, следя за оптимальным режимом их нагрузки, заданными и согласованными перетоками мощности по межсистемным и внутрисистемным связям. При возникновении вынужденных режимов, сильно отличающихся от запланированных, диспетчер обязан принять меры для уменьшения ущерба путем изменения нагрузки электрических станций с учетом их экономичности и запасов топлива. При отделении (разделении) энергосистемы из-за отключения межсистемных связей диспетчер должен принять меры по регулированию частоты. На протяжении всей смены он должен следить за оптимальным потокораспределением реактивной мощности в сети с целью поддержания заданных уровней напряжения в основной сети и снижения потерь мощности и энергии.

В течение смены диспетчер руководит действиями оперативного персонала при выполнении переключений в электрических сетях и операций с устройствами РЗА и ПА, находящимися в его оперативном управлении. Он получает разрешение на выполнение переключений на оборудовании и устройствах РЗА и ПА, находящихся в оперативном управлении вышестоящего диспетчера, дает подчиненному персоналу разрешение на вывод из работы в ремонт или на испытания оборудования и устройств РЗА и ПА, находящихся в его оперативном управлении и ведении, оперативно руководит проведением испытаний, оформляет заявки на вывод в ремонт оборудования, находящегося в оперативном управлении или ведении вышестоящего диспетчера, оформляет начало и окончание работ по всем заявкам. Диспетчер выполняет указания и распоряжения вы-

шестоящего диспетчера, касающиеся проведения переключений на линиях, оборудовании, устройствах РЗА и ПА, находящихся в оперативном управлении или ведении последнего, ликвидации аварий, ограничения или отключения потребителей, регулирования напряжения в контрольных точках и т.п.

При возникновении аварий диспетчер должен принимать нужные решения и отдавать распоряжения для скорейшей локализации аварии, предотвращения ее развития, восстановления в кратчайший срок подачи энергии потребителям и нормального режима работы энергосистемы (сети). При возникновении угрозы для жизни людей или сохранности оборудования он должен принять срочные меры по предотвращению опасности. Об аварийных режимах, стихийных бедствиях диспетчер должен делать записи в оперативном журнале с указанием последовательности операций по ликвидации аварий, а также информировать руководство и технические службы предприятия, вышестоящего в системе управления диспетчера.

Диспетчер принимает участие в расследовании и анализе причин аварий и несчастных случаев, вносит предложения по разработке и корректировке инструкций по охране труда и технике безопасности на рабочих местах и следит за сроками их действия, проверяет работу диспетчерских служб нижнего уровня диспетчерского управления и вносит предложения по устранению недостатков.

Диспетчер должен постоянно повышать свою квалификацию, занимаясь в высшем учебном заведении по специальности, на курсах повышения квалификации, участвуя в противоаварийных и противопожарных тренировках и путем самообразования.

В своей работе диспетчер имеет право самостоятельно решать все оперативные вопросы эксплуатации оборудования электростанций, подстанций, линий электропередачи, находящихся в его оперативном управлении и ведении (например, изменить нагрузку станций, схему сети, напряжение на подстанции т.д.). Он может отдавать распоряжения непосредственно подчиненному оперативному персоналу по вопросам, входящим в его компетенцию, и требовать их безусловного выполнения, а в аварийных ситуациях, при стихийных бедствиях, несчастных случаях имеет право отдавать распоряжения по вопросам, входящим в компетенцию других лиц.

Диспетчер имеет право выдавать разрешения на выполнение аварийно-восстановительных работ на оборудовании, находящемся в его оперативном управлении и ведении, на выполнение внеплановых заявок и подготовку рабочих мест, на допуск бригад к работе. В необходимых случаях, например при возникновении аварийной ситуации, он может задержать, прервать или отменить выполнение работ, предусмотренных заявкой.

При необходимости диспетчер имеет право вводить графики ограничения и отключения потребителей, не выполнять распоряжения, противоречащие требованиям ПТЭ, ПТБ, ППБ или создающие угрозу для безопасности людей и сохранности оборудования, требовать от подчиненного оперативного персонала своевременного сообщения о всех происшедших несчастных случаях с людьми, аварийных отключениях, о ходе восстановительных работ, нарушениях нормальных режимов работы оборудования, пожарах, отключениях потребителей первой категории, стихийных бедствиях.

Диспетчер имеет право пользоваться для проведения оперативных переговоров всеми средствами связи, в первую очередь каналами диспетчерской и технологической связи, вызывать при необходимости для консультаций соответствующих работников предприятия, отстранять от работы подчиненный оперативный персонал, не удовлетворяющий требованиям, предъявляемым к оперативному персоналу (нарушение правил техники безопасности, алкогольное или наркотическое опьянение, плохое состояние здоровья и т.п.), с уведомлением административно-технического руководства, вносить предложения руководству о поощрении подчиненного оперативного персонала и других лиц, оказавших эффективную помощь в ликвидации аварийных ситуаций, или о наложении взысканий за нарушение оперативной и технологической дисциплины, предложения по совершенствованию системы ОДУ, получать информацию, необходимую для выполнения служебных обязанностей, обращаться в другие энергосистемы для решения производственных вопросов.

Диспетчер ответствен за соблюдение им и подчиненным непосредственно ему персоналом правил ПТЭ, ПТБ и ППБ, должностных инструкций, правил организации работы с персоналом, нормативно-технических документов по организации эксплуатации оборудования энергосистем, за своевремен-

ность и целесообразность проведения оперативных переключений в сетях, последовательность выполнения операций при переключениях, правильность выдаваемых им разрешений на допуск к работам на оборудовании, находящемся в его оперативном управлении, за достаточность отключения и заземления для безопасного проведения работ, за правильность разрешений на вывод в ремонт оборудования, находящегося в его оперативном ведении, за правильность и своевременность оформления оперативной документации, своевременность выполнения распоряжений начальника службы и руководства предприятия, соблюдение правил внутреннего распорядка и трудовой дисциплины.

Некачественное выполнение диспетчером должностных обязанностей может привести к несоответствию фактических условий энергоснабжения потребителей заданным, перерасходу энергоресурсов, снижению качества энергии, недостаточной надежности энергоснабжения, отключению потребителей энергии, неустойчивой работе генераторов электрических станций, невыполнению обязательств по перетокам мощности, возникновению опасности травматизма персонала, повреждению или отказу оборудования.

В зависимости от нарушения диспетчер несет дисциплинарную, административную или уголовную ответственность.

1.5. Оперативные переговоры и ведение оперативного журнала

Функции ОДУ осуществляются с помощью ***оперативных переговоров***, содержание и форма проведения которых регламентируются инструкциями, разрабатываемыми в энергосистемах (например, [12]).

К оперативным переговорам относятся выдача распоряжений, разрешений, получение информации о выполнении распоряжений и разрешений, обмен информацией по текущей эксплуатации.

Распоряжение – оперативные переговоры по инициативе руководящего дежурного персонала с непосредственно подчиненным персоналом. Распоряжения могут относиться к производству переключений на линиях электропередачи, находящихся в оперативном управлении руководящего дежурного персонала, к изменению режима и состояния оборудова-

ния, линий электропередачи, находящихся в ведении лица, отдающего распоряжение. Распоряжение отдается непосредственно подчиненному персоналу, находящемуся на дежурстве. При нарушении связи, например при авариях на линиях электропередачи, допускается передача распоряжений через дежурный персонал других объектов энергосистемы с дословной записью передаваемого распоряжения в оперативный журнал и сообщением об исполнении лицу, выдавшему распоряжение.

Разрешение — оперативные переговоры между руководящим дежурным персоналом и непосредственно подчиненным ему оперативным персоналом, ведущиеся по инициативе подчиненного оперативного персонала. Разрешения относятся к операциям с оборудованием и линиями электропередачи, находящимися в оперативном ведении вышестоящего руководящего дежурного персонала, например выдача разрешений на включение и отключение оборудования по графику работы электрических станций, выдача разрешений на вывод оборудования в ремонт и из ремонта по разрешенным заявкам, выдача разрешений на вывод в ремонт и из ремонта линий электропередачи, находящихся в управлении непосредственно подчиненного дежурного персонала, на отключение и включение оборудования по режиму работы, отключение из-за аварийных режимов.

Обмен информацией включает рапорт вышестоящему оперативному персоналу о начале дежурства, о состоянии обслуживаемого оборудования и режимах его работы, об отклонениях от нормальной схемы сети и т.п.

Уведомление — это сообщение лицу, отдавшему распоряжение или выдавшему разрешение, лицом, которому было отдано распоряжение или дано разрешение, о его реализации.

Запрос — обращение дежурного оперативного персонала для получения официальных разъяснений по вопросам эксплуатации к вышестоящему или подчиненному либо административно-техническому персоналу.

Сообщение — информация о нарушениях, несчастных случаях с людьми, о создавшейся аварийной обстановке.

Текущая информация — взаимное информирование оперативного персонала по вопросам ведения режимов электрических станций, электрических и тепловых сетей и т.п.

Методика проведения оперативных переговоров основывается на принципах однозначности толкования передаваемой информации, четкости, лаконичности. Для реализации этих принципов в энергосистемах разработаны и внедрены единые обозначения и наименования для основного оборудования и коммутационных аппаратов электростанций и сетей, приняты единые термины для оперативных действий, типовых распоряжений, передаваемой и принимаемой информации. Оперативные переговоры проводятся на едином служебном языке с применением общепринятых в энергетике сокращений, которые регламентируются нормативными документами, действующими в энергосистеме.

Оперативные переговоры проводятся по общей форме:

1) наименование объекта;

2) должность и фамилия дежурного;

3) содержание распоряжения, разрешения, информации;

4) время отдачи распоряжения, разрешения, передачи информации.

При оперативных переговорах первым представляется вызываемое лицо, вторым — вызывающее. Оперативные распоряжения и решения отдаются четко, в конкретной повелительной форме: «отключите», «включите», «измените», «разрешаю», «сообщите» и т.д. Не допускается использование слов «просьба», «пожалуйста» и т.п.

После получения распоряжения дежурный повторяет его, а отдавший распоряжение контролирует правильность понимания его дежурным. Убедившись в том, что распоряжение понято правильно, отдавший распоряжение дает подтверждение: «Правильно, выполняйте». После этого дежурный записывает распоряжение в оперативный журнал и приступает к выполнению распоряжения.

Если дежурному что-то неясно в содержании распоряжения, он должен задать соответствующие вопросы отдающему распоряжение, разобраться в содержании распоряжения и только после этого приступить к его выполнению.

После выполнения распоряжения или разрешения дежурный должен сообщить об исполнении лицу, выдавшему распоряжение или разрешение.

В аварийных ситуациях допускается иной порядок: выполнить распоряжение, доложить о его исполнении; а затем сделать запись в оперативном журнале.

Оперативные переговоры не только фиксируются в оперативном журнале, но и записываются на магнитофоны. Пленки сохраняются в течение установленного срока. Записи на магнитофонных пленках периодически прослушиваются и анализируются руководством диспетчерских служб с целью совершенствования оперативных переговоров дежурного персонала.

В энергосистемах важнейшим оперативным документом является ***оперативный журнал***. В него в краткой, конкретной форме с использованием только общепринятых в энергетике терминов и понятий записываются оперативные переговоры. Содержание записей должно отображать все основные события по текущей эксплуатации, происшедшие в течение смены.

В оперативный журнал записываются все распоряжения, разрешения и доклады об их выполнении, информация об отключении и включении оборудования, выводе его в ремонт, резерв, на испытания, информация об аварийных ситуациях на объектах энергосистемы, операции с коммутационным оборудованием, устройствами РЗА и ПА, операции по заземлению, сведения о выдаче разрешений на подготовку рабочих мест и допуск к работам, изменении уставок РЗА, переключении ответвлений трансформаторов, сообщения о несчастных случаях с людьми, повреждениях оборудования, введении ограничений на потребление энергии потребителями, сообщения Гидрометцентра о штормовых предупреждениях, о сдаче-приемке смены с указанием даты и продолжительности смены, фамилии диспетчеров.

Записи в оперативный журнал производятся сразу после передачи или получения оперативной информации. Исключение составляют записи при возникновении и ликвидации аварийных режимов. В этом случае записи могут временно заноситься в черновик.

В оперативном журнале не допускается стирание записей и их исправление. В случае ошибки запись зачеркивается, но так, чтобы был виден старый текст, отмечается время исправления и ставится подпись лица, сделавшего исправление.

Оперативный журнал должен быть пронумерован, прошнурован и скреплен печатью. Храниться оперативный журнал должен не менее трех лет с момента последней записи.

1.6. Технические средства диспетчерского управления

Диспетчерские пункты оборудованы диспетчерскими щитами и пультами. На диспетчерских щитах отображается схема электрической сети, которая набирается из отдельных элементов, размещенных на стандартных панелях. На этих элементах панели могут быть наклеены буквы, цифры, отрезки линий и другие специальные символы, с помощью которых может быть набрана схема сети с диспетчерскими наименованиями объектов. Схема набирается таким образом, чтобы диспетчер свободно, без напряжения и в деталях различал всю схему и отдельные ее составляющие: схемы распределительных устройств электрических станций, подстанций, линии электрической сети и др. Схему сети на диспетчерском щите принято называть ***мнемосхемой***. На мнемосхеме сети разного номинального напряжения различаются цветом. Для элементов, отображающих схему сети на мнемосхеме, выбирается цвет, контрастный по отношению к основному полю щита. Детализация изображения каждого объекта электрической сети на мнемосхеме зависит от важности объекта в энергосистеме. На мнемосхему наносятся только те объекты, которые находятся в управлении и ведении диспетчера.

Наряду с отображением схемы сети на мнемосхеме отображается положение коммутационных аппаратов (включено или отключено). Для этого некоторые элементы панелей выполняются прозрачными и на них проецируется зеленый или красный свет. Текущее положение коммутационного аппарата определяется телесигналом (ТС) от устройств телемеханики (ТМ). При несогласованности действительного положения выключателя с его состоянием на мнемосхеме индикаторная панелька работает в режиме мигания, и диспетчер с диспетчерского пульта восстанавливает соответствие состояния выключателя на мнемосхеме действительному положению выключателя в схеме сети. Схема сети с диспетчерскими наименованиями объектов и указанием действительного положения коммутационных аппаратов на текущий момент времени называется ***оперативной схемой сети***.

Диспетчерские щиты могут быть укомплектованы различными измерительными приборами, которые облегчают диспетчеру осуществление управления режимом работы энергосистемы (сети). К ним относятся частотомер, астрономические

и электрические часы, приборы, измеряющие суммарную мощность электрических станций, перетоки мощности, напряжения в некоторых узлах схемы сети и т.п.

Рабочее место диспетчера располагается за диспетчерским пультом. Пульт состоит из горизонтальных панелей управления каналами связи и магнитофонами, аппаратурой щита и устройствами автоматического регулирования режима энергосистемы, рабочего стола диспетчера и вертикальной приборной панели. На приборной панели размещается несколько рядов приборов, подключенных к устройствам телемеханики. Приборы могут измерять мощность электрических станций и отдельных крупных блоков, потоки мощности по важнейшим линиям, напряжения в контрольных узлах схемы сети и т.п.

В зависимости от уровня диспетчерского управления диспетчерские пульты выполняются трех-, двух- или одноместными. Например, диспетчерский пульт ЦДУ ЕЭС России — трехместный, Белорусской энергосистемы — двухместный, электрических сетей — одноместный.

Диспетчерские пункты оснащаются ЭВМ. Диспетчер общается с ЭВМ на специальном языке жестких предписаний. Ввод команд на работу ЭВМ по той или иной программе осуществляется с помощью специальной клавиатуры. С использованием ЭВМ можно управлять коммутационными аппаратами.

Программное обеспечение зависит от уровня диспетчерского управления, но чаще всего на дисплее могут быть отображены схемы различных энергообъектов с текущими параметрами режима и состоянием коммутационных аппаратов, режимные таблицы, результаты телеизмерений различных параметров, расход и запас топлива на электростанциях и т.д.

Вопросы для самопроверки

1. Каковы цели и основные задачи оперативного управления в энергосистемах?
2. Каковы основные свойства энергетических систем, определяющие требования к системе оперативного управления?
3. Каковы основные принципы организации диспетчерского управления?
4. Какова структура диспетчерского управления?

5. Как закрепляется оборудование энергосистем в оперативном отношении?

6. В чем суть терминов «оперативные руководители» и «оперативный персонал»?

7. Какими знаниями должен обладать диспетчер энергосистемы, предприятия электрических сетей, РЭС?

8. Как осуществляется подготовка диспетчера?

9. Каковы должностные обязанности и права диспетчера?

10. Как осуществляется приемка и сдача смены дежурным диспетчером?

11. Каковы форма и методика проведения оперативных переговоров?

12. Какие сведения и по какой форме записываются в оперативный журнал?

13. Какие технические средства используются при реализации диспетчерского управления?

2

ОПЕРАТИВНЫЕ ПЕРЕКЛЮЧЕНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

2.1. Основные положения о переключениях в электрических сетях

Производство переключений в электрических сетях — одна из важнейших задач ОДУ в энергосистемах. При неправильных действиях в процессе переключений может возникнуть опасность для здоровья и жизни людей, участвующих в переключениях, выполняющих ремонтные работы на отключенном оборудовании электроустановок, а также возможны аварии, связанные с повреждением оборудования, нарушением электроснабжения потребителей и т.п.

По сложности оперативные переключения делятся на три категории: сложные, несложные и простейшие.

К ***сложным*** относятся переключения, сопровождающиеся большим числом операций с разъединителями, выключателями, операциями в цепях релейной защиты, противоаварийной системной автоматики, например перевод присоединений с одной системы шин на другую, вывод системы (секции) шин в ремонт, замена выключателя присоединения шиносоединительным или обходным, отключение и включение трехобмоточного трансформатора на подстанции с двумя и более трансформаторами, отключение и включение присоединений на подстанциях с двумя и полутора выключателями на цепь и др.

К ***несложным*** (***простым***) относятся переключения, связанные с отдельными присоединениями (трансформаторами, линиями и т.д.), с разборкой и сборкой схемы разъединителями.

К ***простейшим*** относятся переключения в сетях напряжением 0,38 кВ, отключение и включение одиночного выключателя без разборки и сборки схемы распределительного устройства разъединителями, отключение отпаечных разъединителей линий электропередачи, разрядников, трансформаторов, дугогасящих катушек при отсутствии замыкания на землю, отключение и включение одиночных присоединений подстанций с комплектными распределительными устройствами внутренней (КРУ) и наружной (КРУН) установки, если они оборудованы механической блокировкой.

По производственной необходимости оперативные переключения делятся на плановые, внеплановые и аварийные.

Плановые переключения выполняются по разрешенным диспетчером заявкам на вывод (ввод) оборудования и по режимным соображениям. О плановых переключениях оперативному персоналу известно заранее.

К ***внеплановым*** относятся все текущие переключения, не предусмотренные заранее разрешенной диспетчерской заявкой. Необходимость внеплановых переключений может быть вызвана целесообразностью изменения схемы электрической сети для повышения надежности и экономичности работы энергосистемы из-за непредвиденного изменения состава работающего оборудования на электрических станциях и в электрических сетях, незапланированного снижения нагрузки электрических станций, снижения напряжения в узлах нагрузки, задержки оборудования энергосистемы в ремонте и т.п.

К ***аварийным*** относятся переключения, связанные с ликвидацией и локализацией аварий: отключение поврежденного оборудования электрической сети, подача резервного питания, снятие напряжения с объекта при возникновении опасности для жизни людей, животных, угрозы возникновения пожара. К аварийным могут относиться переключения на нормально функционирующем объекте, если они срочно необходимы для предупреждения возникновения или развития аварии на других объектах.

При выполнении оперативных переключений оперативный персонал энергосистемы обязан строжайше соблюдать ПТЭ, ПТБ, действующие инструкции и т.д.

Переключения на оборудовании, линиях электропередачи, в устройствах РЗА, находящихся в ведении вышестоящего

оперативного персонала, должны выполняться только с его разрешения, а находящихся в его управлении — только по его распоряжению. Допускается производить переключения без разрешения или распоряжения только в случаях, не терпящих отлагательства (аварии, несчастные случаи, стихийные бедствия, угроза жизни людей и сохранности оборудования). В этом случае требуется уведомить диспетчера о возникшей ситуации и произведенных переключениях.

Всеми операциями по переключениям на линиях электропередачи, выполняемым по распоряжению диспетчера, руководит диспетчер, отдавший соответствующее распоряжение. Он устанавливает последовательность операций, руководит установкой заземлений, вывешиванием плакатов и выдает распоряжения на подготовку рабочих мест и допуск ремонтных бригад к работам.

Разрешение на производство переключений на оборудовании, находящемся в оперативном ведении диспетчера, отдается им в общем виде (например, диспетчеру Южных электрических сетей: «Отключение ВЛ-110 подстанции Восточная — Западная разрешаю»).

Наличие разрешенной заявки на оперативные переключения не дает оперативному персоналу права начать работы по переключениям; требуется получить распоряжение либо разрешение диспетчера, в управлении или ведении которого находится оборудование.

Переключения в распределительных устройствах могут выполнять только лица, имеющие на это право, т.е. допущенные к оперативной работе, знающие схему электроустановки, расположение объектов (оборудования) в натуре, обученные правилам производства операций с коммутационными аппаратами, знающие последовательность переключений, прошедшие проверку знаний по ПТЭ, ПТБ, ППБ и действующих инструкций, дублирование на рабочем месте и непосредственно обслуживающие электроустановку, на которой производится переключение.

Запрещается выполнять переключения при недостаточной освещенности на рабочих местах (менее 10 лк). Для улучшения освещенности должны применяться переносные фонари.

Во время переключений не должно быть перерывов, если они не вызваны производственной необходимостью. Запрещается изменять распределение обязанностей между участниками переключений, установленное местной инструкцией,

или уклоняться от выполнения обязанностей, установленных должностной инструкцией. Во время переключений недопустимы посторонние разговоры.

Плановые переключения следует выполнять в часы минимума нагрузки и не в конце смены.

Время начала плановых переключений определяется диспетчером, отдавшим распоряжение или разрешение на выполнение переключений.

Сложные переключения должны выполняться двумя лицами, одно из которых — контролирующее. Контролирующее лицо является обычно старшим по должности. Это, как правило, работник из числа оперативного или административно-технического персонала, знающий схему данной электроустановки и допущенный к выполнению переключений специальным распоряжением по предприятию. Контролирующее лицо обязано исключить ошибочные действия при переключении, следя за правильным выбором присоединения, указанного в бланке переключений, за строгим соблюдением порядка выполнения операций переключения и правил техники безопасности лицом, выполняющим эти операции переключения.

Списки лиц, имеющих право производства оперативных переключений, и лиц, имеющих право осуществлять контроль за переключениями, ежегодно пересматриваются и утверждаются главным инженером предприятия или другого подразделения энергосистемы.

Ответственность за правильность выполнения переключений несут оба лица, участвующих в переключениях. Запрещается приступать к выполнению переключений одному лицу, если в переключениях должны участвовать два человека.

После выполнения переключений все изменения в схемах электрических соединений электроустановок, в цепях РЗА, а также места установки заземлений должны быть отражены на оперативной схеме или мнемосхеме (схеме-макете) объекта: электрической станции, подстанции, диспетчерского пункта.

2.2. Бланки переключений и программы переключений

Все переключения в оборудованных действующей оперативной блокировкой электроустановках напряжением выше

1000 В, требующие соблюдения строгой последовательности выполнения операций, а также переключения в электроустановках с неисправными блокировочными устройствами должны выполняться только по бланкам переключений.

На всех объектах энергосистемы (электрических станциях, подстанциях, сетевых предприятиях) разрабатываются перечни видов переключений, которые выполняются по типовым бланкам переключений (сложные переключения), по обычным бланкам переключений (несложные переключения), без бланков переключений (простейшие переключения).

Перечни переключений утверждаются техническими руководителями подразделений энергосистемы и хранятся на диспетчерских пунктах, щитах управления станций и подстанций. Эти перечни пересматриваются по мере необходимости, но не реже одного раза в три года.

Сложные переключения в главной схеме электрических соединений объекта, в схемах собственных нужд и схемах устройств РЗА и ПА должны выполняться по типовым бланкам переключений.

При выполнении переключений в электроустановках разных уровней диспетчерского управления и разных энергообъектов применяются программы переключений (типовые программы). Степень детализации программ должна соответствовать уровню диспетчерского управления. (Формы бланков приведены ниже.)

Применение типовых бланков переключений облегчает работу оперативного персонала, в значительной степени уменьшается вероятность неправильных действий с коммутационными аппаратами и в цепях РЗА, поскольку при сложных переключениях приходится выполнять до нескольких десятков операций и предварительно проводить режимные мероприятия.

Типовые бланки переключений для оперативного персонала станций подписываются начальником электроцеха и его заместителем по РЗА, для оперативного персонала подстанций — начальником службы подстанций и начальником службы РЗА предприятия сетей. Типовые программы переключений подписываются начальниками диспетчерских служб, служб РЗА. Типовые бланки переключений и программы переключений утверждает технический руководитель подразделения энергосистемы (главный инженер, главный диспетчер).

ПРИМЕРНЫЙ ТИПОВОЙ БЛАНК ПЕРЕКЛЮЧЕНИЙ

Утверждаю
Главный инженер предприятия
электрических сетей

_____ (подпись)

«___» _____ 200 __ г.

Типовой бланк переключений № 5/...
Подстанция 110 кВ «Южная»

Схема (описание схемы подстанции)
Задание: «Отключить трансформатор 1»
Последовательность операций при переключении:
1) операция 1;
2) операция 2;
3) ... и т.д.

Начальник службы подстанций
предприятия электрических сетей

_____ (подпись)

Начальник службы РЗА

_____ (подпись)

Задание по данному типовому бланку переключений в указанной последовательности операций по состоянию схемы электрических соединений может быть выполнено.

Лицо, производящее операции (подпись)

Лицо, контролирующее операции (подпись)

Начало операций

Конец операций

25 ноября 200_ г.

ПРИМЕРНЫЙ БЛАНК ТИПОВОЙ ПРОГРАММЫ ПЕРЕКЛЮЧЕНИЙ

Утверждаю
Главный диспетчер ОДУ

_____ (подпись)

«____» _____ 200 __ г.

Типовая программа переключений № 5/... по выводу в ремонт воздушной линии напряжением 330 кВ «Южная» — «Северная» при нормальных схемах подстанций «Южная» и «Северная»

Последовательность операций при переключении:
1) операция 1;
2) операция 2;
3) ... и т.д.

Начальник диспетчерской службы ОДУ

_____ (подпись)

Начальник службы РЗА ОДУ

_____ (подпись)

Задание по данной типовой программе переключений в указанной последовательности операций по состоянию схемы электрических соединений может быть выполнено.

Дежурный диспетчер ОДУ (подпись)

Начало операций

Конец операций

25 ноября 200_ г.

При изменениях схемы первичных цепей распределительных устройств (ввод нового оборудования, замена или демонтаж), присоединений, при вводе в работу новых или изменениях в установленных РЗА и ПА в типовые бланки переключений должны вноситься изменения с обязательной проработкой их оперативным персоналом, производящим переключения. При числе изменений в бланке переключений более трех разрабатывается и утверждается новый типовой бланк.

На типовом бланке должно быть указано, для каких присоединений, какого задания и для какой схемы этот бланк может быть применен.

Перед подписями лица, выполняющего переключения, и лица, контролирующего переключения, в типовом бланке однократного и многократного использования делается запись: «Задание по данному типовому бланку переключений в указанной последовательности операций по состоянию схемы электрических соединений может быть выполнено».

Типовой бланк переключений имеет двойной номер: в числителе — номер типового бланка, в знаменателе — порядковый номер.

Бланки переключений (обычные и типовые) должны находиться на строгом учете. Они выдаются оперативному персоналу пронумерованными.

Дежурный персонал обязан передавать по смене чистые обычные и типовые бланки переключений с записью их количества в оперативном или специальном журнале и хранить использованные бланки переключений по порядку их номеров.

Использованный бланк должен быть перечеркнут. Если при заполнении бланк испорчен или заполненный бланк по каким-либо причинам не был использован, то на нем делается соответствующая надпись лицом, заполнявшим бланк: «Бланк испорчен» или «Операции не производились», и этот бланк хранится вместе с использованными бланками. Использованные бланки хранятся не менее одного месяца.

Допускается применение типовых бланков переключений в качестве бланков многократного использования. В таком бланке свободная правая часть листа разбивается на строки (по числу операций) и столбцы (по числу номеров переключений). Количество столбцов соответствует возможному числу случаев использования бланка. В столбцах записывают очередной номер бланка, дату и время начала и окончания опера-

ций. Бланк подписывается лицом, выполняющим операции, и контролирующим лицом. При каждом переключении в бланке многократного использования делается такая же запись, как и в бланке однократного использования: «Задание по данному типовому бланку переключений в указанной последовательности операций по состоянию схемы электрических соединений может быть выполнено».

Обычный бланк переключений заполняется лицом, получившим распоряжение о производстве переключения. Бланк подписывается лицом, выполняющим операции, и контролирующим лицом.

Если переключение выполняет одно лицо, то контролирующим является отдавший распоряжение, и в бланк вносится его фамилия.

Порядок производства операций по бланку переключений на электроустановках с постоянным дежурным персоналом следующий:

1) диспетчер отдает распоряжение, в котором:

- ☐ указывает конечную цель переключений;
- ☐ проверяет наличие контролирующего лица;
- ☐ проверяет наличие бланка переключений, соответствующего схеме электрических соединений;
- ☐ указывает время отдачи распоряжения;
- ☐ отдает распоряжение (краткое по форме и ясное по содержанию);
- ☐ ждет повтора распоряжения (или дает разъяснения при необходимости);
- ☐ подтверждает, что отданное им распоряжение понято правильно, и отдает команду «Правильно, выполняйте»;

2) дежурный, производящий переключения:

- ☐ критически осмысливает принятое распоряжение, при необходимости требует разъяснения;
- ☐ повторяет распоряжение;
- ☐ указывает время принятия распоряжения;
- ☐ после подтверждения того, что распоряжение понято им правильно, приступает к его выполнению:
  - записывает распоряжение в оперативный журнал;
  - устанавливает по оперативной схеме или схеме-макету последовательность выполняемых операций, в том числе операции с РЗА;
  - проверяет возможность выполнения предстоящих операций по режиму работы оборудования;

• определяет безопасный способ выполнения предстоящих операций и наличие соответствующих приспособлений (штанга, ключи и др.) и средств защиты;

• при необходимости составляет обычный бланк переключений или подготавливает к использованию типовой бланк;

3) оба лица, участвующих в переключениях, проверяют по оперативной схеме или схеме-макету правильность и последовательность выполнения записанных в бланке операций, в том числе операций в цепях РЗА, и, если у них не возникло сомнений по намеченному порядку операций, подписывают бланк и приступают к выполнению задания;

4) на месте переключений персонал обязан внимательно проверить по надписям наименование присоединения и название аппарата, на котором предстоит проведение операции, и убедиться в правильности выбранного присоединения;

5) контролирующее лицо зачитывает содержание операции, подлежащей выполнению по бланку;

6) лицо, выполняющее операцию, повторяет содержание операции и, получив разрешение контролирующего лица, выполняет ее;

7) после выполнения операции контролирующее лицо делает в бланке соответствующую отметку, чтобы исключить возможность пропуска какой-либо операции.

После выполнения всех пунктов бланк перечеркивается. Дежурный докладывает о выполнении задания лицу, выдавшему распоряжение; делается запись в оперативном журнале с указанием номера бланка переключений и изменений в цепи РЗА.

В оперативную схему или схему-макет вносятся соответствующие изменения.

При выполнении сложных переключений допускается привлечение к выполнению операций в схемах РЗА третьего лица из числа работников службы РЗА, закрепленных за этими устройствами и осуществляющих их техническое обслуживание. Привлеченный к переключениям работник должен проверить правильность и очередность выполнения операций в бланке переключений, подписать его и произвести операции в цепях РЗА по распоряжению дежурного, выполняющего переключения в схеме первичных соединений. При этом распоряжения и сообщения могут передаваться с помощью средств связи. На каждом предприятии, энергообъекте главным инженером должен быть утвержден перечень переключений, при производстве которых обязательно присутствие работника службы РЗА.

На электроустановках без постоянного дежурного персонала переключения производят ОВБ, которым в течение смены приходится выполнять большое количество заданий по переключениям. В целях экономии времени, рационального использования автотранспорта число заданий ОВБ по производству переключений не ограничивается. Лицо, выдавшее задания на переключения, должно установить очередность их выполнения. После выполнения очередного задания исполнитель должен доложить об этом лицу, отдавшему распоряжение, и получить разрешение на производство переключений по следующему заданию.

Если какие-либо задания по переключениям должны выполняться ОВБ по бланкам переключений, то на каждое задание выдается отдельный бланк.

В одном задании и на одном бланке переключений не допускается совмещать операции с коммутационными аппаратами с операциями включения заземляющих ножей и операциями по установке заземлений (эти операции входят в работу по подготовке рабочего места).

Установка до двух заземляющих закороток или включение до двух заземляющих ножей производится по заданию без бланка переключений. При этом обязательно следует убедиться в том, что коммутационные аппараты находятся в отключенном состоянии, и сделать соответствующую запись в оперативном журнале. На установку (снятие) на одном присоединении трех или более заземлений оформляется бланк переключений. Количество и места включения заземляющих ножей или места установки заземляющих закороток при выводе оборудования в ремонт определяются ПТБ и нарядом.

В программе переключений разрешается совмещение операций с коммутационными аппаратами и операций по включению заземляющих ножей, установке заземлений, поскольку все операции производятся под руководством диспетчера с пооперационными распоряжениями на выполнение последующей операции после доклада о выполнении предыдущей.

2.3. Переключения при ликвидации аварий

При переключениях, связанных с ликвидацией аварий, должны в полном объеме соблюдаться требования ПТБ.

В случае аварийного исчезновения напряжения на электроустановках оперативный персонал должен быть готов к его по-

явлению без предупреждения. Это объясняется тем, что в результате неправильных действий релейной защиты могут отключаться неповрежденные линии, а после включения этих линий напряжение вновь будет подано на подстанции, получающие питание от отключившейся неповрежденной линии. Поэтому такие подстанции следует считать подстанциями, находящимися под напряжением. Кроме того, по местным инструкциям дежурный персонал после неуспешного автоматического повторного включения (АПВ) может вручную подавать напряжение на отключенную линию, и если такое мероприятие окажется успешным, то на подстанцию будет подано напряжение.

При ликвидации аварий допускается выдача распоряжений на несколько операций с несколькими элементами оборудования объекта одновременно. Ответственность за правильность выполнения переключений несет лицо, получившее распоряжение. При ликвидации аварий не требуется заполнять бланки переключений. Осуществленные операции с указанием времени их выполнения записываются в оперативный журнал после устранения аварии.

2.4. Производство оперативных переключений на объектах с разной формой дежурства и обслуживаемых ОВБ

Объекты энергосистемы могут быть с постоянным дежурным персоналом (наиболее ответственные), с дежурством на дому и обслуживаемые ОВБ. Организация оперативных переключений на объектах с разной формой обслуживания характеризуется данными, приведенными в табл. 2.1.

При выполнении сложных и больших по объему плановых переключений кроме лиц, выполняющих переключения, должен присутствовать начальник электроцеха электростанции или его заместитель, на подстанциях — начальник подстанции или лицо, замещающее его. Они осуществляют общий контроль за ходом переключений и могут участвовать в переключениях в качестве контролирующего лица. В этом случае они включаются в бланк переключений.

В случаях, когда оперативные переключения должны выполняться двумя лицами (табл. 2.1), а постоянный дежурный на объекте один или дежурство осуществляется на дому, для производ-

ства переключений в качестве контролирующего лица должен привлекаться работник, назначенный руководством предприятия. Он обязан прибыть до начала переключений, проверить бланк переключений, ознакомиться со схемой и режимом работы оборудования, т.е. участвовать в подготовке к переключениям.

Таблица 2.1

Производство оперативных переключений на объектах Белорусской энергосистемы [12]

Виды оперативных переключений		Количество лиц, производящих переключения, в зависимости от вида обслуживания			
По производственной необходимости	По сложности	С постоянным дежурством		ОВБ	Дежурство на дому
		в смене более 1 чел.	в смене 1 чел.		
Плановые	Сложные	(2)	(2)	(2)	(2)
	Несложные	(2)	(2)	(2)	(2)
	Простейшие	2 – 1	1	2	1
Внеплановые	Сложные	(2)	(2)	(2)	(2)
	Несложные	(2)	(1)	(2)	(1)
	Простейшие	2 – 1	1	2	1
Аварийные	Сложные	2	1	2	1
	Несложные	2 – 1	1	2	1
	Простейшие	2 – 1	1	2	1

Примечание. Цифрами указано количество лиц, участвующих в переключениях, а скобки обозначают переключения, которые должны выполняться по бланкам переключений.

Все оперативные переключения, выполняемые персоналом ОВБ, осуществляют два человека.

2.5. Действия с оперативной блокировкой при производстве оперативных переключений

Оперативные блокировки представляют собой устройства, препятствующие неправильным действиям персонала при производстве оперативных переключений в электроустановках. Оперативными блокировками оснащаются коммутационные аппараты и заземляющие ножи стационарных защитных заземлений.

Блокировка разъединителей и выключателей предотвращает включение и отключение разъединителей при включенном выключателе, когда через разъединители проходят большие токи нагрузки или уравнительные токи.

Блокировка стационарных защитных заземлений не допускает включения заземляющих ножей на шины и участки присоединений, находящиеся под напряжением, включения разъединителей (возможности подачи напряжения) на шины и присоединения, заземленные с помощью заземляющих ножей, подачи напряжения выключателем на заземленные с помощью заземляющих ножей участки шин.

При выполнении оперативных переключений в электроустановке все блокировки должны быть исправны и находиться в работе, замки на блокировочных устройствах должны быть опломбированы, а контрольные отверстия на ключах — залиты сургучом и опломбированы.

Если при оперативных переключениях из-за действия блокировки не удается выполнить операцию, то путем проверки необходимо убедиться:

- в правильности выбранного присоединения;
- в том, что положение других коммутационных аппаратов, связанных с производимым переключением, должно разрешить переключение;
- в целости предохранителей или цепей блокировки, во включении автоматов питания цепей блокировки, исправности электромагнитного ключа блокировочного устройства;
- в исправности механической части привода коммутационного аппарата.

Если в результате проверки будет установлено, что имеются все условия для проведения переключения, а блокировка, несмотря на это, не позволяет выполнить переключение, необходимо сообщить об этом диспетчеру, отдавшему распоряжение о переключении, и руководству объекта, имеющему право давать разрешение на деблокирование.

Деблокирование является крайней мерой и допускается только с разрешения начальника электроцеха на электростанциях, начальника подстанции, службы подстанций, начальника или главного инженера РЭС, главного инженера предприятия электрических сетей и выполняется под их непосредственным руководством. Местному оперативному персоналу запрещается самостоятельно осуществлять принудительное деблокирование.

Лица, разрешающие производить деблокирование и руководящие им, устанавливаются письменным указанием по предприятию.

Если оперативное переключение выполнялось без бланка переключений и возникала необходимость проведения деблокирования, то составляется бланк переключений с внесением в него операций по деблокированию.

При ликвидации аварий разрешение на деблокирование может дать и вышестоящий оперативный дежурный.

О деблокировании и разрешении на продолжение оперативных переключений делается запись в оперативном журнале объекта, а о неисправности блокировки — в журнале дефектов оборудования.

2.6. Операции с основными коммутационными аппаратами

Важнейшими коммутационными аппаратами в электроустановках являются *выключатели*. Они служат для включения и отключения участков электрических цепей, находящихся под нагрузкой, а также для их автоматического отключения по команде релейной защиты при повреждениях.

Отключение и включение всех присоединений (линий, трансформаторов, генераторов и т.д.), имеющих в своей электрической цепи выключатель, осуществляется выключателем. Управление работой выключателя (отключить, включить) производится, как правило, дистанционно. Для включения или отключения выключателя надо нажать на щите управления соответствующую кнопку («Включить» или «Отключить») до момента срабатывания сигнализации (загорание сигнальной лампы, окончание мигания сигнальной лампы в ключе управления).

Отключение воздушного выключателя кнопкой местного пневматического управления допускается только при ликвидации аварии и возникновении опасности для жизни людей, если дистанционное управление не сработало.

Если произошел отказ в работе дистанционного управления, то во всех случаях запрещается включать воздушный выключатель кнопкой местного управления в агрегатном шкафу.

Включение и отключение воздушного выключателя при его опробовании должно выполняться дистанционно. При этом запрещается находиться ближе 100 м от выключателя.

Запрещается проводить плановые операции воздушными выключателями при температуре −20 °С и ниже. При указанной температуре окружающего воздуха осуществлять операции с воздушными выключателями диспетчер может разрешить только при ликвидации аварий и опасности для жизни людей.

В момент включения выключателя необходимо следить за показаниями измерительных приборов. При резком броске тока и одновременном снижении напряжения (указание на наличие в цепи короткого замыкания) следует немедленно отключить выключатель, не дожидаясь действия релейной защиты, поскольку при неисправности релейной защиты по цепи будет проходить ток короткого замыкания. После отключения выключателя обязательна проверка его отключенного положения, если предстоят операции с разъединителями или отделителями.

Положение выключателя на месте его установки осуществляется пофазно:

- по механическому указателю на выключателе;
- положению рабочих контактов у выключателей с видимым разрывом цепей тока;
- показанию воздушного манометра воздушных выключателей.

Проверка положения выключателя по сигнальным лампам и измерительным приборам допускается только в следующих случаях:

- после отключения выключателя присоединения, если не производятся операции с разъединителями или эти операции выполняются дистанционно;
- при включении присоединений под нагрузку (линий, трансформаторов, генераторов и т.д.);
- при подаче и снятии напряжения с шин.

Оперативный ток с отключенного выключателя снимается:

- при выводе выключателя в ремонт или выполнении работ во вторичных цепях управления и защиты;
- при переводе присоединений с одной системы шин на другую с шиносоединительного выключателя;
- перед операциями с разъединителями, если управление выключателем находится не на щите управления электрической станцией или подстанцией, а на рабочем месте неэлектротехнического персонала (например, в случае управления

выключателями электродвигателей собственных нужд электростанций).

В цепях привода выключателей оперативный ток снимается автоматическими выключателями и предохранителями.

Разъединители – коммутационные аппараты, служащие для создания видимого разрыва между ремонтируемым оборудованием, не находящимся под напряжением, и оборудованием, находящимся под напряжением. Разъединители не имеют дугогасящих камер, как выключатели, поэтому коммутационные операции с ними осуществляются в обесточенных цепях (после действия выключателя) или при прохождении только небольших токов.

Отделители – коммутационные аппараты, выполненные на базе разъединителей. Их назначение такое же, как и разъединителей. Отделители оснащаются быстродействующим автоматическим приводом, с помощью которого производится быстрое размыкание цепи, например в бестоковую паузу при действии АПВ.

Правила технической эксплуатации разрешают отключение и включение отделителями, разъединителями, разъемными контактами КРУ (КРУН):

- нейтралей силовых трансформаторов напряжением 110...220 кВ;
- заземляющих дугогасящих реакторов напряжением 6...35 кВ при отсутствии замыкания на землю;
- зарядного тока и тока замыкания на землю в сетях с изолированной нейтралью;
- намагничивающего тока холостого хода трансформаторов;
- зарядного тока шин и оборудования всех напряжений, исключая конденсаторные батареи.

Допускается отключение и включение трехполюсными разъединителями наружной установки нагрузочных токов до 15 А при напряжении 10 кВ и ниже. В этом случае разъединители применяются как секционирующие устройства сети.

В кольцевых сетях напряжением 6...10 кВ разрешается отключение разъединителями уравнительных токов до 70 А и замыкание в кольцо сети при разности напряжений на разомкнутых контактах разъединителя не более 5%.

Допустимые значения токов, отключаемых разъединителями, порядок и условия выполнения операций разъединителями определяются на основании нормативно-технических доку-

ментов и указаний, проведенных опытов (исследований), накопленного эксплуатационного опыта и регламентируются местными инструкциями, утвержденными главным инженером станции, предприятия сетей.

При отключении тока холостого хода трансформаторов разъединителями следует учитывать, что этот ток зависит от напряжения, поданного на трансформатор, и положения переключателя регулировочных ответвлений трансформатора. Считается, что если рабочее напряжение на трансформаторе на 5% превышает напряжение установленного регулировочного ответвления, то ток холостого хода трансформатора (из-за явления перевозбуждения) увеличивается примерно в 1,5 раза. Поэтому перед отключением тока холостого хода трансформатора разъединителем следует с помощью устройства регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) привести напряжение регулировочного ответвления в соответствие с напряжением, поданным на трансформатор, или перевести трансформатор в режим недовозбуждения, когда напряжение регулировочного ответвления будет превышать напряжение на трансформаторе.

Если на присоединениях напряжением 35...220 кВ имеются последовательно включенные отделители и разъединители, то отключение намагничивающих токов трансформаторов и зарядных токов линий следует выполнять дистанционно отделителями, а включение — разъединителями при включенных отделителях.

Отключать и включать намагничивающий ток трансформаторов напряжением 110...220 кВ необходимо при заземленной нейтрали трансформатора. Это объясняется тем, что глухое заземление нейтрали облегчает процесс отключения и включения тока намагничивания по условиям гашения возникающей дуги (менее интенсивна) и по условиям возникающих перенапряжений. Так, установлено, что перенапряжения при отключении намагничивающего тока трансформатора с изолированной нейтралью составляют $2{,}1U_{ф}$, а с глухозаземленной — $1{,}8U_{ф}$ ($U_{ф}$ — фазное напряжение).

При отключении ненагруженных трансформаторов однополюсными разъединителями первой отключается фаза *B*, затем поочередно другие. При включении вначале включаются фазы *A*, *C* и затем *B* либо *C*, *A* и затем *B*.

Перед выполнением операций с разъединителями и отделителями их следует тщательно осмотреть с целью выявления

возможных дефектов и повреждений (трещины на изоляции, лед на контактах, механические повреждения и т.д.). В случае обнаружения дефектов дежурный должен сообщить об этом диспетчеру, отдавшему распоряжение о проведении операций. При обнаружении дефектных изоляторов операции с разъединителями и отделителями под напряжением могут выполняться только с разрешения главного инженера предприятия сетей, электростанции.

Перед выполнением операции с разъединителем, чтобы не попасть под шаговое напряжение в случае поломки или перекрытия изоляторов, контролирующее лицо должно удалиться на безопасное расстояние (не в сторону тяжения шлейфа) и дать команду на проведение операции, наблюдая за состоянием изоляторов и шлейфов, чтобы при необходимости предупредить лицо, осуществляющее операцию, о возникшей опасности. Все операции с разъединителями и отделителями необходимо выполнять в диэлектрических перчатках и ботах.

Включать разъединители надо быстро и решительно, но без ударов в конце хода. Операцию по включению разъединителя нельзя прерывать даже при появлении электрической дуги между контактами в момент включения.

При включении ненагруженных линий и трансформаторов из-за прохождения токов холостого хода в момент замыкания контактов разъединителя между ними возникает электрическая дуга, которая при быстром перемещении подвижных контактов разъединителя исчезает. При замедленном перемещении контактов разъединителя возникшая дуга ионизирует пространство вокруг разъединителя, что может привести к дуговым междуфазным замыканиям и замыканиям на землю, особенно при выполнении переключений в закрытых распределительных устройствах.

Отключать разъединители надо медленно и осторожно. Если при расхождении контактов возникает дуга, то разъединитель необходимо снова включить и не производить операции с ним до выяснения причины. Исключение составляют операции по отключению намагничивающих токов трансформаторов, зарядных токов линий. Отключать разъединители в этих случаях следует быстро, чтобы обеспечить гашение дуги. Выполняющий операции в этих случаях должен находиться под защитным козырьком.

Запрещается выполнять операции с разъединителями и отделителями при температуре наружного воздуха −20 °С и ниже. Операции при таких условиях могут быть разрешены диспетчером только в случае крайней необходимости (предотвращение и ликвидация аварий, угроза для людей, опасность повреждения оборудования).

Перед выполнением операций с разъединителями на ключи управления выключателем вывешивается плакат «Не включать! Работают люди».

2.7. Последовательность производства часто встречающихся переключений

Включение и отключение воздушных и кабельных линий электропередачи. При включении линии необходимо соблюдать следующий порядок выполнения операций с коммутационными аппаратами:

1) осмотреть присоединение и проверить отключенное положение выключателя;

2) включить шинные разъединители ШР (рис. 2.1) и проверить их включенное положение;

3) включить линейные разъединители ЛР и проверить их включенное положение;

4) включить оперативный ток линейного выключателя В (если он был снят);

5) включить выключатель В и проверить по приборам наличие нагрузки или напряжения на присоединении.

При включении линии операции с разъединителями надо выполнять, начиная с шинного. При этом, даже если выключатель из-за ошибки будет включен, электрическая цепь «шины — линия» останется разомкнутой, поскольку линейный разъединитель отключен. Если включить шинный разъединитель при ошибочно включенном выключателе линии и предварительно включенном линейном разъединителе, то может произойти тяжелая авария на шинах распределительного устройства с погашением шин.

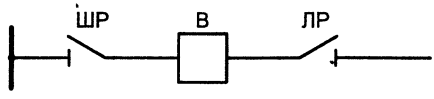


Рис. 2.1. Схема присоединения линии электропередачи

Отключение линии надо выполнять в следующем порядке:

1) отключить линейный выключатель и проверить его отключенное положение;

2) снять оперативный ток с привода выключателя (по необходимости);

3) отключить линейные разъединители и проверить их отключенное положение;

4) отключить шинные разъединители и проверить их отключенное положение.

При отключении линии операции с разъединителями надо выполнять, начиная с линейного. В этом случае, если выключатель линии оказался включенным, возникшая дуга короткого замыкания погасится автоматическим отключением выключателя. Отключение первым шинного разъединителя при включенных выключателе и линейном разъединителе может привести к тяжелой аварии на шинах распределительного устройства с погашением потребителей.

При отключении тупиковых линий электропередачи первым отключается выключатель со стороны нагрузки, вторым — выключатель со стороны питания линии. Включение линии осуществляется в обратном порядке.

Порядок выполнения операций по включению и отключению транзитных линий электропередачи зависит от ее оперативной подведомственности диспетчерским службам подразделений энергосистемы и регламентируется инструкцией для диспетчера.

Включение и отключение двухобмоточных трансформаторов. Трансформаторы включаются со стороны питания, а отключаются со стороны нагрузки.

Включение повысительного двухобмоточного трансформатора (для этого случая и далее указываются только операции по коммутации) осуществляется в следующем порядке:

1) шинные разъединители ШР1 со стороны низшего напряжения (рис. 2.2);

2) шинные разъединители ШР2 со стороны высшего напряжения;

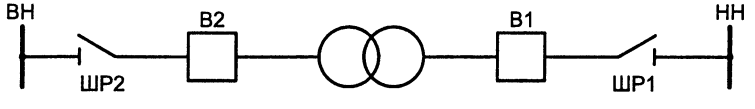


Рис. 2.2. Схема присоединения двухобмоточного трансформатора

3) выключатель В1 низшего напряжения (НН);

4) выключатель В2 высшего напряжения (ВН).

Отключение повысительного двухобмоточного трансформатора производится в следующем порядке:

1) выключатель В2 (рис. 2.2) со стороны высшего напряжения (со стороны нагрузки);

2) выключатель В1 со стороны низшего напряжения (со стороны питания);

3) шинный разъединитель ШР2;

4) шинный разъединитель ШР1.

Включение понизительного двухобмоточного трансформатора выполняется в следующем порядке:

1) шинный разъединитель ШР2;

2) шинный разъединитель ШР1;

3) выключатель В2;

4) выключатель В1.

Отключение понизительного двухобмоточного трансформатора выполняется в следующем порядке:

1) выключатель В1;

2) выключатель В2;

3) шинный разъединитель ШР1;

4) шинный разъединитель ШР2.

Включение и отключение трехобмоточных трансформаторов. Включение трехобмоточного трансформатора выполняется в следующем порядке:

1) шинные разъединители на соответствующую систему шин и трансформаторные разъединители со стороны высшего напряжения (ШР1 и ТР1 на рис. 2.3);

2) шинные разъединители на соответствующую систему шин и трансформаторные разъединители со стороны среднего напряжения (ШР2 и ТР2);

3) шинные разъединители на соответствующую систему шин и трансформаторные разъединители со стороны низшего напряжения (ШР3 и ТР3);

4) выключатель В1 на стороне высшего напряжения, выключатель В2 на стороне среднего напряжения (СН) и выключатель В3 на стороне низшего напряжения.

Отключение трехобмоточного трансформатора производится в следующем порядке:

1) поочередно выключатели В3, В2 и В1;

2) трансформаторные и шинные разъединители со стороны низшего напряжения (ТР3 и ШР3);

3) трансформаторные и шинные разъединители со стороны среднего напряжения (ТР2 и ШР2);

4) трансформаторные и шинные разъединители со стороны высшего напряжения (ТР1 и ШР1).

Шинные разъединители отключаются по необходимости.

Порядок включения и отключения трансформаторов (автотрансформаторов) связи зависит от схемы подстанции, направления потоков мощности и определяется инструкцией диспетчера, в оперативном ведении которого находится данная подстанция.

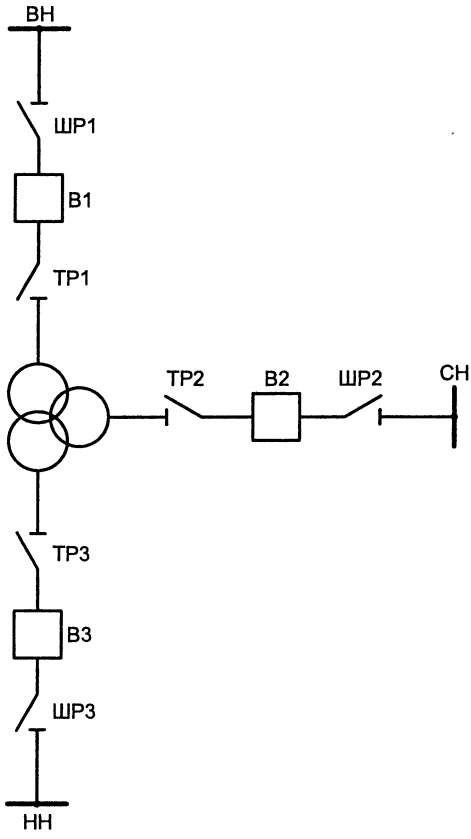


Рис. 2.3. Схема присоединения трехобмоточного трансформатора

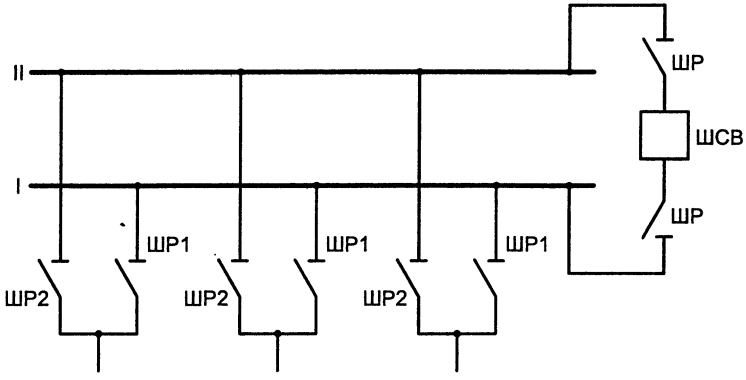


Рис. 2.4. Перевод присоединений с одной системы шин на другую с помощью шиносоединительного выключателя

Перевод всех присоединений с одной системы шин на другую (резервную) при наличии шиносоединительного выключателя (ШСВ) и отсутствии напряжения на резервной системе шин. Предположим, что все присоединения подключены к системе шин I (рис. 2.4) с помощью шинных разъединителей ШР1, система шин II отключена (без напряжения), шиносоединительный выключатель ШСВ отключен, шинные разъединители ШР2 присоединений отключены.

Перевод присоединений с системы шин I на систему шин II выполняется в следующем порядке:

1) включается на ШСВ защита с мгновенным действием на отключение;

2) проверяется готовность системы шин II к подаче напряжения (положение заземляющих ножей, отсутствие переносных заземлений, отключенное положение шинных разъединителей присоединений, отсутствие механических повреждений);

3) включаются ШР шиносоединительного выключателя (если они были отключены);

4) включается шиносоединительный выключатель (напряжение подается на систему шин II);

5) отключается защита ШСВ;

6) включаются ШР2 присоединений на систему шин II;

7) отключаются ШР1 присоединений;

8) отключается шиносоединительный выключатель.

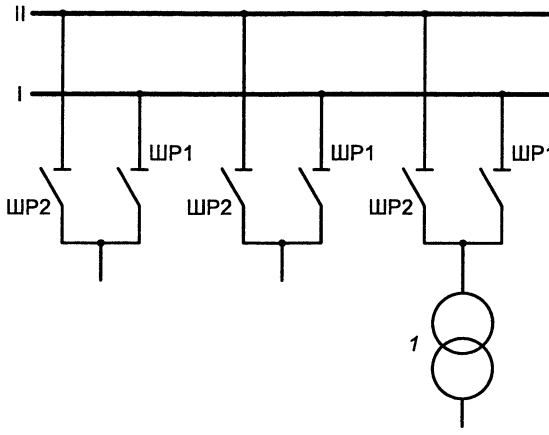


Рис. 2.5. Перевод присоединений с одной системы шин на другую с помощью разъединителей присоединений

Перевод всех присоединений с одной системы шин на другую (резервную) при отсутствии шиносоединительного выключателя. Предположим, что все присоединения подключены к системе шин I (рис. 2.5) с помощью шинных разъединителей ШР1, система шин II отключена (без напряжения), шинные разъединители ШР2 присоединений отключены.

Перевод присоединений с системы шин I на систему шин II производится следующим образом:

1) после тщательного осмотра и проверки мегомметром изоляции системы шин II включением шинного разъединителя ШР2 наиболее мощного присоединения, например питающего трансформатора (присоединение *1* на рис. 2.5), подается напряжение на систему шин II; все другие присоединения переводятся на систему шин последовательным включением разъединителей ШР2 и отключением разъединителей ШР1;

2) последним (после перевода всех присоединений на систему шин II) отключается ШР1 наиболее мощного присоединения, ШР2 которого первым был подключен к системе шин I.

Таким способом допускается перевод только всех присоединений с одной системы шин на другую.

Переключения по переводу присоединений с одной системы шин на другую состоят из большого количества операций и требуют особого внимания дежурного персонала во избежание ошибочного включения разъединителей присоединений, нахо-

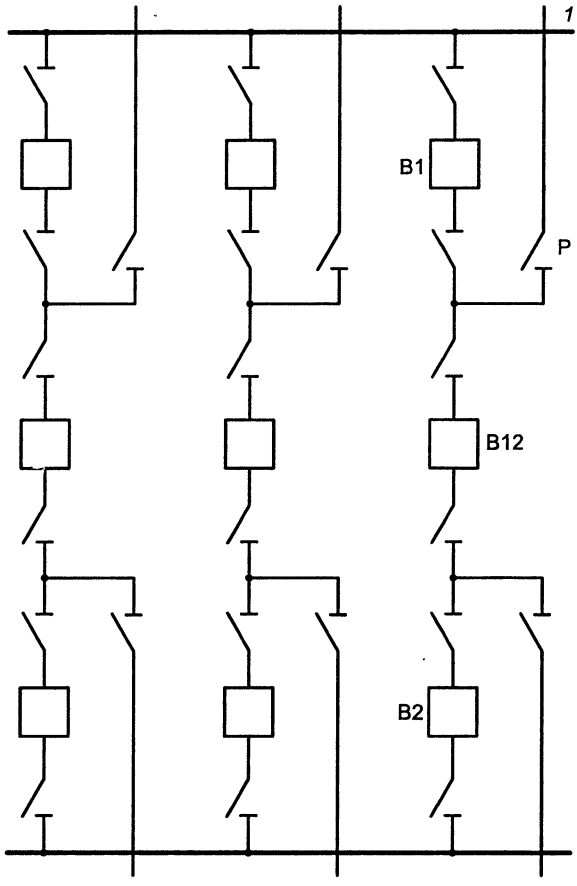


Рис. 2.6. Полуторная схема распределительного устройства

дящихся в ремонте или резерве. Следует выполнить все операции по обеспечению действия релейной защиты. Если напряжение на разных системах шин несинхронно (отличается по величине и фазе) и отсутствует шиносоединительный выключатель, с помощью которого можно произвести синхронизацию, то перевод присоединений без их отключения запрещается.

При отключении присоединений на подстанциях с полуторной схемой присоединений (рис. 2.6) рекомендуется первым отключать общий выключатель перемычки В12, а затем вы-

ключатель подключения присоединения к шинам, например В1, если отключается присоединение *1*. При включении присоединения следует поступать наоборот: первым включать выключатель В1, а вторым — выключатель В12. При переключениях надо следить за тем, чтобы между системами шин оставалось в работе не менее двух перемычек.

Указанный порядок отключения и включения выключателей повышает надежность переключений. Так, если первым будет отключаться выключатель В1, а не В12, и он окажется неисправным, может возникнуть короткое замыкание на шинах распределительного устройства, которое приведет к отключению ряда присоединений. Если короткое замыкание возникнет при отключении первым выключателя В12, то ток короткого замыкания отключается выключателями В1 и В2 и обе системы шин останутся в работе.

При выполнении переключений в схемах распределительных устройств «четырехугольник», «треугольник» и «полуторных» после отключения разъединителя присоединения (для полуторной схемы — Р) выключатели вновь включаются в работу. Этим повышается надежность работы распределительного устройства.

Следует отметить, что для повышения надежности работы и сокращения количества операций при производстве переключений на всех подстанциях, имеющих обходной и шиносоединительный выключатели, обходной выключатель с введенной защитой одного из присоединений, находясь в резерве, должен быть включен на обходную систему шин и одну рабочую.

2.8. Руководство отключениями для вывода линий электропередачи в ремонт, ввода их после ремонта и выдача разрешений на производство работ

Как уже отмечалось, наличие разрешенной заявки не дает оперативному персоналу права производить переключения без распоряжения или разрешения диспетчера.

К моменту выполнения переключений могут произойти непредвиденные изменения в схеме сети и режимах работы различного оборудования, при которых запланированные переключения производить нельзя. Поэтому отключать линии можно только после запроса на отключение со стороны оперативного лица, ответственного за производство работ.

Получив запрос на отключение, диспетчер должен определить, не вызовут ли предстоящие переключения возникновения аварийных режимов, погашения потребителей, недопустимого снижения качества электрической энергии, надежности электроснабжения, опасности для людей и т.п. Если перечисленные последствия возможны, то переключения должны быть отменены с уведомлением начальника диспетчерской службы. Перед началом переключений диспетчер должен уведомить персонал электрических станций, подстанций, диспетчерских служб о возможных значительных изменениях режима работы оборудования (возникновении перегрузок, снижении напряжения и т.п.) и разъяснить цель и последствия производимых переключений.

Линия электропередачи отключается выключателями и разъединителями и заземляется. Заземление линии осуществляется со всех сторон, откуда может быть подано напряжение. Первыми включаются заземляющие ножи линии, а затем устанавливаются переносные заземления. При разземлении линий сначала снимаются переносные заземления, а затем отключаются заземляющие ножи.

К работам на линии относятся и работы на линейном, обходном разъединителях и другом оборудовании подстанции в сторону линии от этих разъединителей (для выполнения работ на упомянутом оборудовании требуется разрешение диспетчера). Работа на оборудовании за линейным и обходным разъединителями в сторону подстанции относится к работам на подстанционном оборудовании, и для производства работ разрешение диспетчера не требуется; допуск к работам в этом случае производит дежурный подстанции. При одновременной работе на линии и на обходном или линейном разъединителе должны быть отключены все ближайшие разъединители в сторону подстанции. После отключения разъединителей на их приводах вывешиваются плакаты «Не включать! Работа на линии», в том числе на приводе обходного разъединителя, даже если на обходной системе шин в данный момент нет напряжения. Эти плакаты вывешиваются и снимаются только по распоряжению диспетчера с последующей записью в оперативных журналах диспетчера и объекта.

После отключения линейных разъединителей на мнемосхеме диспетчерского щита на отключенной линии вывешивается плакат (включается сигнализация) «Отключен линейный

разъединитель», а после включения заземляющих ножей — плакат «Заземлено» и по числу допущенных бригад — «Не включать! Работа на линии».

Отключив линию для ремонта, диспетчер дает разрешение на производство работ и допуск бригад на линию.

Принимая линию, диспетчер делает запись в оперативном журнале, руководит оперативными переключениями и снимает с мнемосхемы соответствующие плакаты, делая запись в оперативном журнале.

2.9. Особенности организации ремонтных работ на линиях электропередачи 220...750 кВ под напряжением

Ряд ремонтных работ на линиях электропередачи напряжением 220...750 кВ с горизонтальным расположением фаз, связанных с подъемом к проводам и гирляндам изоляторов, могут выполняться под напряжением, т.е. без отключения линии. К таким работам относятся:

- ❒ замена поддерживающих гирлянд изоляторов;
- ❒ замена отдельных изоляторов в гирлянде;
- ❒ замена и ремонт сцепной арматуры, зажимов, виброгасителей;
- ❒ замена и ремонт дистанционных распорок между проводами фазы линии;
- ❒ снятие набросов с проводов.

Технология выполнения работ на линиях электропередачи достаточно подробно описана в литературе, например в [6].

Выполнение работ на линии без ее отключения позволяет не снижать надежность и экономичность режимов работы электрической сети.

Работы под напряжением могут проводиться при температуре от $-20\ ^{\circ}C$ до $+40\ ^{\circ}C$, относительной влажности воздуха не более 90% и скорости ветра не более 10 м/с.

При неблагоприятных погодных условиях (дождь, туман, снег, иней, гололед, приближение грозы) ПТБ запрещают производить работы под напряжением. Работы, связанные с ремонтом гирлянды изоляторов и сцепной арматуры, разрешается выполнять, если количество исправных изоляторов в гирлянде составляет не менее 75% для линий напряжением 220 и 330 кВ и не менее 80% для линий напряжением 500 и

750 кВ. Перед началом работ состояние стеклянных гирлянд проверяют визуально, а фарфоровых — с помощью измерительной штанги.

Специальные режимные мероприятия по снижению нагрузки и рабочего напряжения линии перед началом работ проводить не требуется, но все защиты линии, в том числе АПВ, должны быть исправны и задействованы на весь период работ. Если работы выполняются в пролете линии, где происходит пересечение с другой линией, то перед началом работ следует проверить расстояния между проводами пересекающихся линий с учетом габаритов используемой техники. Если фактические расстояния между проводами пересекающихся линий меньше допустимых по ПУЭ, то пересекаемую линию до начала работ следует отключить и заземлить.

Работы под напряжением выполняются по наряду-допуску. Выдающий наряд назначает руководителя работ, производителя работ, членов бригады, определяет место, содержание и время работ, меры по подготовке рабочего места, обеспечивающие безопасность производства работ.

Работы под напряжением должны выполняться с разрешения диспетчера; о разрешении делается запись в оперативном журнале. На мнемосхеме сети на этой линии вывешиваются плакаты (зажигаются плакаты-символы) «Работы под напряжением». По распоряжению диспетчера на время работ на ключах управления выключателей ремонтируемой линии вывешиваются плакаты «Работа под напряжением — повторно не включать». В случае автоматического отключения линии во время выполнения работ под напряжением повторное ее включение производится только после согласования с руководителем работ.

Если во время производства работ произошло замыкание из-за неправильных действий ремонтного персонала, то все работы должны быть прекращены и руководитель работ должен доложить об этом диспетчеру, указав причину отключения линии и возможность ее повторного включения. Для продолжения работ необходимо вновь получить разрешение на допуск к работам.

Руководитель работ совмещает обязанности допускающего и осуществляет непрерывное наблюдение за проведением работ бригадой. Он получает разрешение диспетчера на производство работ, обеспечивает подготовку рабочего места, ин-

структурирует бригаду при допуске, отвечает за достаточность мер безопасности и правильность их осуществления. При производстве работ между производителем работ и диспетчером должна поддерживаться двусторонняя связь, при ее нарушении работы под напряжением должны быть прекращены. Ежедневно и по окончании работ, предусмотренных в заявке, руководитель работ должен сообщать об этом диспетчеру, в управлении которого находится ремонтируемая линия.

2.10. Особенности вывода в ремонт воздушных линий электропередачи, находящихся под наведенным напряжением

При отключении в ремонт ЛЭП, находящейся в зоне влияния другой ЛЭП, на отключенных проводах может наводиться значительное напряжение. Оно обусловлено электростатическим и электромагнитным влиянием ЛЭП, остающейся в работе. Наведенное напряжение может превышать допустимый (безопасный) уровень 42 В [25]. Следует также отметить, что обычное заземление отключенной линии по ее концам (в распределительных устройствах станций и подстанций) и на местах производства работ в ряде случаев не дает возможности получить допустимый потенциал наведенного напряжения. Требуются специальные меры, позволяющие обеспечить безопасность выполнения ремонтных работ на отключенной линии.

Работы под наведенным напряжением на воздушных линиях должны выполняться в соответствии со специальными нормативными документами, разрабатываемыми в энергосистемах [12, 25].

Электросетевые предприятия должны путем измерений определить, на каких линиях (участках) при отключении и заземлении их по концам в распределительных устройствах, на заземленных в месте работ проводах наведенное напряжение превышает допустимое. Измерения должны проводиться при наибольшем рабочем токе влияющей линии, поскольку от него зависит значение наведенного напряжения.

На основании проведенных измерений на электросетевых предприятиях составляются перечни ЛЭП, находящихся в зоне влияния других ЛЭП и имеющих зоны сильного и опасного действия наведенного напряжения. Эти перечни утверждаются главным инженером и по необходимости (но не реже одного

раза в три года) пересматриваются из-за изменения нагрузки влияющих линий. При вводе новых линий перечень пересматривается немедленно. Перечни ЛЭП доводятся до сведения обслуживающего персонала. Для всех ЛЭП, указанных в перечне, в электросетях должны быть разработаны указания по подготовке рабочих мест и допуску к работам под наведенным напряжением.

Работы на линии или ее участках, имеющих зоны сильного действия наведенного напряжения, связанные с прикосновением к проводу и металлическим частям опоры без применения основных электрозащитных средств, должны выполняться по технологическим картам или проектам производства работ, в которых указываются технические мероприятия по обеспечению наведенного напряжения не выше 42 В, в том числе [12]:

- устройство группового заземлителя (не менее трех соединенных между собой стержневых заземлителей на расстоянии друг от друга не менее 2 м);
- размещение заземлений по длине линий;
- разземление концов линий в распределительных устройствах с установкой базового заземлителя (заземляющее устройство, предусматривающее присоединение проводов всех фаз линий к заземляющему устройству опоры с помощью двух параллельных переносных заземлений для каждой фазы);
- заземление концов линий в распределительных устройствах с установкой специального заземления (заземляющее устройство на линии, которое устанавливается путем присоединения проводов всех фаз линии к специально сооружаемому заземлителю с помощью переносного заземления); заземляющие устройства устанавливаются для снижения наведенного напряжения.

Базовый заземлитель устанавливается и снимается при заземлении линии с одной или двух сторон. Он устанавливается до начала подготовительных работ и снимается только после полного окончания работ на линии.

Специальное заземление устанавливается при выполнении работ с заземлением линии в распределительных устройствах. Установка и снятие специальных заземлений производится только после предварительного заземления линии с двух сторон.

Вывод в ремонт ВЛ под наведенным напряжением осуществляется по заявке, в которой указывают режим заземления ВЛ во всех распределительных устройствах, включая от-

паечные подстанции (где линия заземляется, а где нет), а также номера опор для определения участков линии, на которых предусмотрены работы, и для отнесения этих участков к соответствующим зонам действия наведенного напряжения (безопасного, сильного, опасного). Обязательно указывают необходимость базового заземления и номера опор, на которых устанавливаются специальные заземления.

При выводе в ремонт линии, находящейся под наведенным напряжением, диспетчер, в оперативном управлении которого она находится, должен принять дополнительные меры безопасности [12]. Для этого после отключения выключателей (для схемы распределительного устройства «две системы шин с обходной») по команде диспетчера:

- разбирается схема линии линейными и шинными разъединителями;
- включаются заземляющие ножи на линейном разъединителе в сторону выключателя;
- отключается обходной выключатель, а затем его обходной разъединитель (при необходимости — с предварительным переводом работающего через обходную систему шин присоединения на свой выключатель);
- включаются заземляющие ножи на обходной системе шин.

Для схем распределительных устройств «полуторная», «четырехугольник», «два выключателя на линию» по команде диспетчера:

- разбирается схема линии линейным разъединителем и ближайшими к ней разъединителями выключателей (при отсутствии линейного разъединителя — разъединителями с обеих сторон каждого выключателя линии);
- при наличии трансформатора напряжения между линейными разъединителями и разъединителями выключателей отключаются его автоматические выключатели (предохранители) с низкой стороны;
- включаются заземляющие ножи на линейном разъединителе в сторону выключателей, а при отсутствии линейного разъединителя — на разъединителях выключателей в сторону выключателя.

После выполнения указанных операций по распоряжению диспетчера на приводы разъединителей, примыкающих к линии, вывешиваются плакаты «Не включать! Работа на линии».

Выведенная в ремонт линия, находящаяся под наведенным напряжением, для персонала распределительных устройств, в которых линия не заземлена, считается находящейся под напряжением. На этой линии не допускается производство работ в распределительном устройстве на линейном и обходном разъединителях, их регулировка, работы на высокочастотном заградителе, конденсаторе связи, а также любые работы, при выполнении которых отключенная линия может быть присоединена к «земле». Перечисленные работы должны выполняться при другой схеме заземления линии.

При выводе в ремонт линии, находящейся под наведенным напряжением и имеющей трансформаторы напряжения, на этих трансформаторах со стороны низшего напряжения должны быть отключены автоматические выключатели (сняты предохранители).

После отключения линии выключателями и разъединителями диспетчер включает на подстанциях заземляющие ножи на линейных разъединителях в сторону линии или подстанции, если по условию заявки заземляющие ножи в сторону линии не включаются, и производит сдачу ее нижестоящему диспетчеру по установленной форме: «Время сдачи, должность и фамилия ответственного лица. Линия (название) отключена (перечисляются объекты). Включены заземляющие ножи на линейном разъединителе: в сторону подстанции (перечисляются объекты), в сторону линии (перечисляются объекты). Разрешается допуск к работам согласно заявке (указывается номер заявки). Работы закончить (указывается время окончания работ с учетом времени на производство операций по включению линии» [12].

Выдача разрешения на допуск к работам производится диспетчером и начальником смен станций, дежурными подстанций, в распределительных устройствах которых линия заземлена. Выдача разрешения производится по обычной форме с записью в оперативном журнале и с вывешиванием (высвечиванием) плакатов на мнемосхеме и т.д. (см. § 2.8).

Если для производства работ на одном из участков линии требуется установка базового или специального заземления, то выдача разрешения на допуск к работам осуществляется в два этапа.

При установке базового заземления на первом этапе линия подготавливается к ремонту (отключается, принимаются дополнительные меры безопасности и т.д., как описано выше) и до-

полнительно включаются заземляющие ножи на линейном разъединителе в сторону линии одной из подстанций, указанной в разрешении. После этого линия сдается диспетчером для установки базового заземления, а после сообщения о его установке отключаются заземляющие ножи на линейном разъединителе в сторону линии и выдается разрешение на допуск к работам.

При установке специальных заземлений на первом этапе после отключения линии со всех сторон и заземления ее по концам в распределительных устройствах выдается разрешение на допуск бригад к установке специальных заземлений на опорах. Номера опор, на которых устанавливаются специальные заземления, указываются в разрешении.

После установки специальных заземлений и получения сообщения об этом диспетчер выдает разрешение на допуск к работам с указанием мест установки специальных заземлений.

Вопросы для самопроверки

1. Как подразделяются оперативные переключения по сложности?
2. Какие можно привести примеры оперативных переключений разной сложности?
3. Как подразделяются оперативные переключения по необходимости?
4. Какие можно привести примеры плановых, внеплановых и аварийных переключений?
5. Какие оперативные переключения выполняются по распоряжению диспетчера?
6. Какие оперативные переключения выполняются по разрешению диспетчера?
7. Кто имеет право производить оперативные переключения?
8. В каких случаях переключения производятся по бланкам переключений, программам переключений?
9. Для чего применяются типовые бланки переключений?
10. Как оформляются бланки переключений?
11. Как производятся переключения по бланкам переключений?
12. Каков порядок выдачи и хранения бланков переключений?
13. Каковы особенности оперативных переключений при ликвидации аварий?
14. Как производятся переключения при разных формах дежурства на подстанциях?
15. Каковы особенности производства переключений персоналом ОВБ?
16. Каковы основные правила действий с блокировкой при переключениях?
17. Каково назначение оперативной блокировки?

18. Каково назначение основных коммутационных аппаратов — выключателей, разъединителей, отделителей?

19. Как производится управление выключателем?

20. Каковы особенности управления воздушными выключателями?

21. При каких условиях запрещается производить плановые переключения?

22. Как осуществляется проверка отключенного положения выключателя?

23. В каких случаях снимается оперативный ток с выключателя после его отключения?

24. Что можно отключать разъединителями?

25. Как можно уменьшить ток холостого хода трансформаторов при отключении их разъединителями?

26. Какие меры безопасности применяются перед действиями с разъединителями?

27. Как включаются и отключаются разъединители?

28. Каков порядок выполнения операций при отключении и включении линий?

29. Каков порядок отключения и включения двух- и трехобмоточных трансформаторов?

30. Как осуществляется перевод присоединений с одной системы шин на другую?

31. Каковы действия диспетчера при руководстве выводом линий в ремонт?

32. Какие работы относятся к работам на линии?

33. Какие плакаты и в каких местах вывешиваются при отключении линии?

34. Какие работы и при каких условиях выполняются на линиях электропередачи 220...750 кВ под напряжением?

35. Каковы должны быть действия диспетчера при организации проведения работ на линии под напряжением?

36. Каким образом выявляются линии, находящиеся под наведенным напряжением?

37. Какие технические мероприятия применяются для снижения наведенного напряжения в месте производства работ?

38. Какие дополнительные меры безопасности должен принимать диспетчер при выводе в ремонт линии под наведенным напряжением?

39. Каковы особенности вывода линии в ремонт при установке базового заземления и специальных заземлений?

40. Какие виды работ нельзя выполнять в распределительных устройствах, в которых выведенная в ремонт линия, находящаяся под наведенным напряжением, не заземлена?

3

РЕГУЛИРОВАНИЕ НОРМАЛЬНЫХ РЕЖИМОВ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ

3.1. Общие положения

Нормальным режимом работы энергосистемы называется режим, при котором обеспечивается электроснабжение всех потребителей и качество электрической энергии (качество частоты и напряжения в установленных пределах). К основным параметрам нормального режима относятся: частота переменного тока в системе; напряжения, токи, потоки активной и реактивной мощности в узлах системы; токи, потоки активной и реактивной мощности в ветвях схемы сети (в линиях и трансформаторах); активная и реактивная мощность электростанций; реактивная мощность компенсирующих устройств.

Регулирование нормальных режимов осуществляется в соответствии с суточным планом. Если условия функционирования системы изменились по сравнению с планом, то производится коррекция режима. При этом должны быть соблюдены требуемые надежность электроснабжения потребителей, качество электроэнергии и наибольшая экономичность.

При управлении нормальными режимами обеспечивается производство оперативных переключений, вывод оборудования в ремонт и резерв и ввод его в работу после окончания ремонта, соответствующая настройка релейной защиты и системной автоматики, сбор и обработка информации о работе системы.

Управление нормальными режимами энергосистемы можно условно разделить на три вида [32]:

1) управление режимами для обеспечения надежности электроснабжения;

2) управление частотой и активной мощностью для обеспечения экономичности энергосистемы и качества электроэнергии по частоте;

3) управление напряжением и реактивной мощностью для обеспечения экономичности режимов электрических сетей и качества электроэнергии по напряжению.

Управление режимами для обеспечения надежности включает следующее:

- оперативный контроль параметров режима (перетоков активной мощности, напряжений в основных узлах системы) и принятие мер в случае выхода их за пределы, допустимые по условию надежности;
- оценку ожидаемых ремонтных и возможных аварийных режимов, принятие мер по корректировке режима, изменению схемы сети, состава включенного оборудования для предотвращения возможных недопустимых послеаварийных режимов;
- обеспечение оперативного резерва мощности;
- автоматическое ограничение перетоков мощности по транзитным и межсистемным линиям электропередачи.

Управление по частоте и активной мощности состоит:

- из регулирования частоты с целью поддержания номинальной частоты;
- обеспечения экономичности режима за счет оптимального распределения активной мощности между электростанциями системы и между агрегатами внутри электростанций;
- обеспечения надежности путем ограничения перетоков мощности.

Управление по напряжению и реактивной мощности включает следующее:

- поддержание напряжения у электроприемников в соответствии с нормами качества электроэнергии;
- обеспечение экономичности режима электрической сети с учетом технических ограничений по ее элементам.

3.2. Графики электрической нагрузки

Под ***графиками нагрузки*** понимают зависимость, характеризующую последовательность изменения во времени нагрузки (активной и реактивной мощности, тока) какого-либо

элемента системы (потребителя, электростанции, линии электропередачи) или энергосистемы в целом.

На характер графиков нагрузки непосредственное влияние оказывают:

- режим работы потребителей, определяемый технологическими особенностями производственных или бытовых процессов, составом электроприемников;
- распорядок работы производственных и административно-хозяйственных служб или режим работы и отдыха населения;
- естественная освещенность;
- температура воздуха и скорость ветра.

При оперативном управлении энергосистемой используют различные графики нагрузок: суточные, недельные, годовые.

Рассмотрим характер графиков нагрузки отдельных объектов энергосистемы.

Суточные графики нагрузки характерных потребителей. На характер графиков нагрузки промышленных предприятий непосредственное влияние оказывает их режим работы (рис. 3.1). При односменном режиме работы основная нагрузка имеет место в дневное время со снижением в обеденный перерыв (рис. 3.1, *а*). В ночное и вечернее время небольшое потребление мощности связано с освещением, вентиляцией и т.п. При двухсменном режиме (рис. 3.1, *б*) происходит некоторое снижение нагрузки в период между окончанием одной смены и началом другой, а также значительное снижение в ночное время. При трехсменном режиме (рис. 3.1, *в*) наблюдается наиболее ровная нагрузка в течение суток. Некоторое ее снижение происходит в ночное время из-за перерыва в работе вспомогательных служб.

Летом нагрузка снижается по сравнению с зимой из-за уменьшения мощности, идущей на освещение, отопление и т.п.

На результирующий график системы большое влияние оказывает бытовая и осветительная нагрузка (рис. 3.2). Характер графика сильно зависит от времени года и географической широты данного населенного пункта, а также от состояния погоды (пасмурно или ясно, холодно или тепло). Летом пик нагрузки смещается на более позднее время в соответствии с естественной освещенностью.

На рис. 3.3 приведены графики нагрузки некоторых других характерных потребителей. Форма графика определяется особенностями режима работы соответствующего потребителя и не требует дополнительных пояснений.

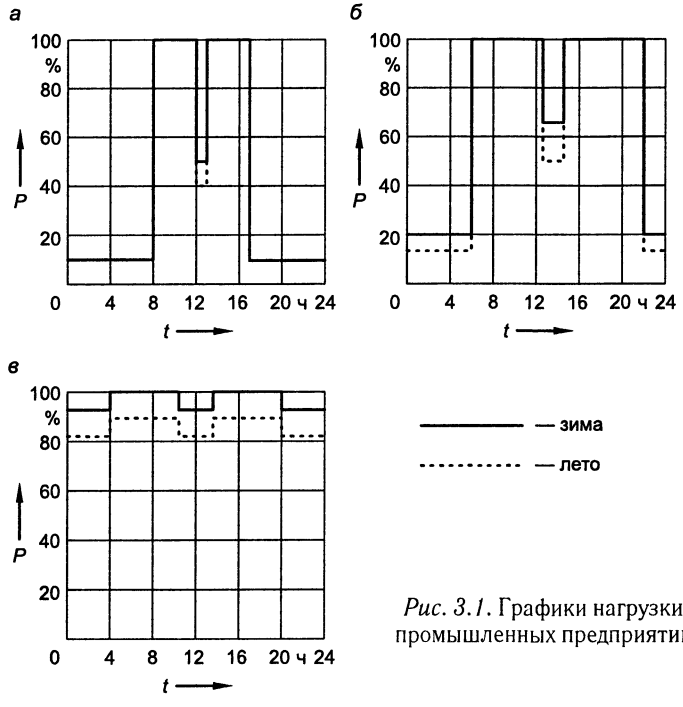


Рис. 3.1. Графики нагрузки промышленных предприятий

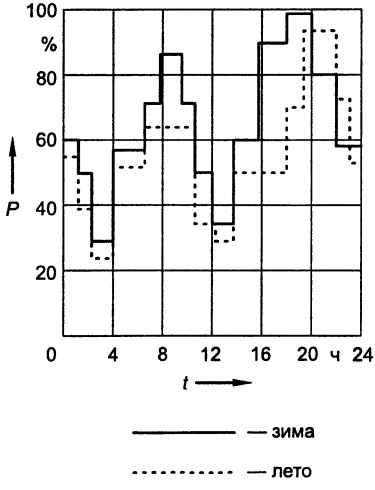


Рис. 3.2. График бытовой и осветительной нагрузки города

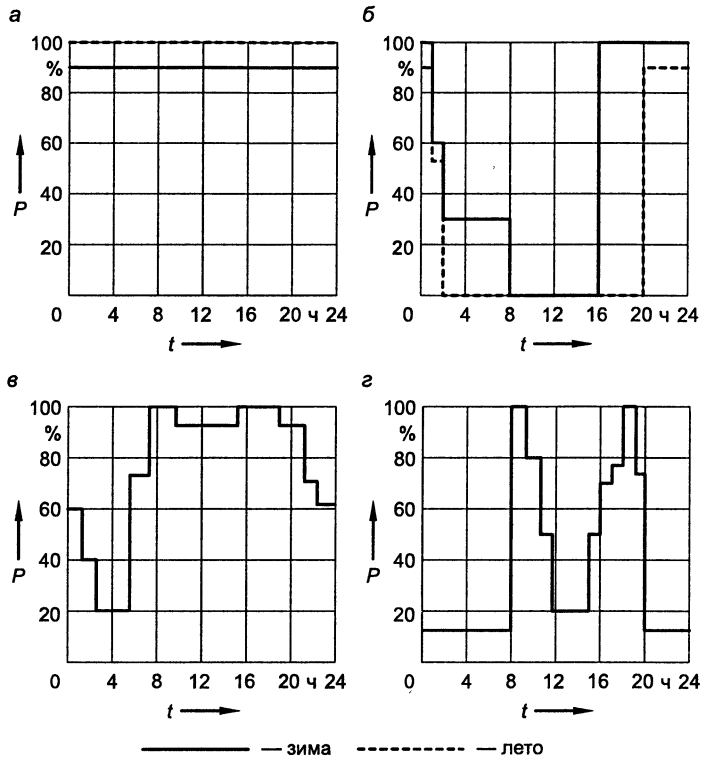


Рис. 3.3. Суточные графики нагрузки:
а — водопровод и канализация; *б* — наружное электроосвещение; *в* — городской электрифицированный транспорт (трамвай, троллейбус, метро); *г* — школы с двухсменным режимом работы

Суточные графики нагрузки подстанций. Форма этих графиков зависит от структуры потребителей, подключенных к данной подстанции. Такая зависимость характерна для подстанций как районного, так и местного значения, если они питают радиальную (тупиковую) нагрузку. Пример суточного графика городской трансформаторной подстанции (ТП), питающей школы, магазины и т.п., приведен на рис. 3.4.

Если подстанция содержит шины нескольких номинальных напряжений (например, 330 и 110 кВ), подключенные к замкнутой сети, то график нагрузки, проходящей через трансформаторы, будет определяться режимом работы замкнутой сети.

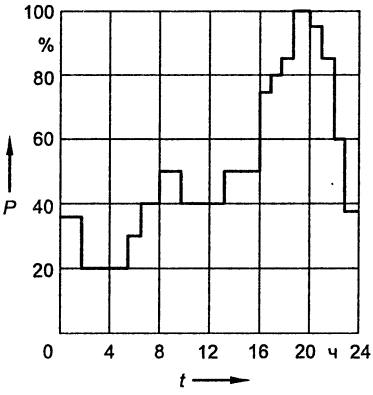


Рис. 3.4. Суточный график нагрузки городской трансформаторной подстанции в зимний день

Суточные графики нагрузки энергосистемы. Состав электрической нагрузки энергосистемы зависит от развития тех или иных отраслей народного хозяйства в данном экономическом районе. Как правило, характер потребителей энергосистемы смешанный: промышленность, электрифицированный транспорт, коммунальное хозяйство, бытовой сектор и др. Изменение нагрузки энергосистемы во времени обусловлено распорядком работы предприятий и учреждений, технологическими особенностями производственных процессов, естественной освещенностью, температурой воздуха и т.д.

Суточный график активной нагрузки отдельной системы характеризует совокупность всех потребителей. Если в энергосистеме преобладает бытовая нагрузка, то вечерний максимум значительно больше утреннего (рис. 3.5, *а*). Эта разница особенно заметна летом, когда максимум наступает позже (точка *В*), чем зимой (точка *А*). Летом максимум более пикообразный.

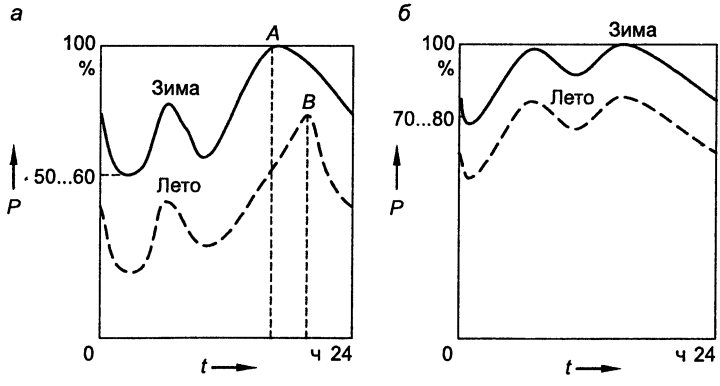


Рис. 3.5. Суточные графики нагрузки энергосистемы:
а – со значительной бытовой нагрузкой; *б* – с преобладанием промышленной нагрузки

Минимальная нагрузка составляет 50...60% максимальной. В энергосистемах с преобладанием промышленной нагрузки имеются два явно выраженных максимума — утренний и вечерний (рис. 3.5, *б*). Суточный график таких систем более ровный, минимальная нагрузка составляет 70...80% максимальной. В Белорусской энергосистеме, например, минимальная нагрузка в суточном графике составляет примерно 65% максимальной. В некоторых энергосистемах нагрузка утреннего максимума может быть больше, чем вечернего. Очевидно, что для энергосистемы целесообразно иметь как можно более равномерную нагрузку в течение суток. Один из путей выравнивания суточного графика нагрузки — объединение энергосистем, находящихся в разных географических часовых поясах. Так, в ЕЭС России минимальная нагрузка равна примерно 85% максимальной.

На конфигурацию суточного графика нагрузки влияют освещенность и температура воздуха. При малой освещенности в дневное время нагрузка возрастает и утренний пик становится более продолжительным (рис. 3.6, *а*). При низкой температуре воздуха нагрузка также возрастает, особенно днем (рис. 3.6, *б*).

Наиболее важные точки графика — это режим максимальных нагрузок (надо иметь достаточный резерв мощности на электростанциях) и режим минимальных нагрузок (надо иметь соответствующие маневренные станции с малым технологическим минимумом). В настоящее время соотношение P_{min}/P_{max} в энергосистемах составляет 0,5...0,8.

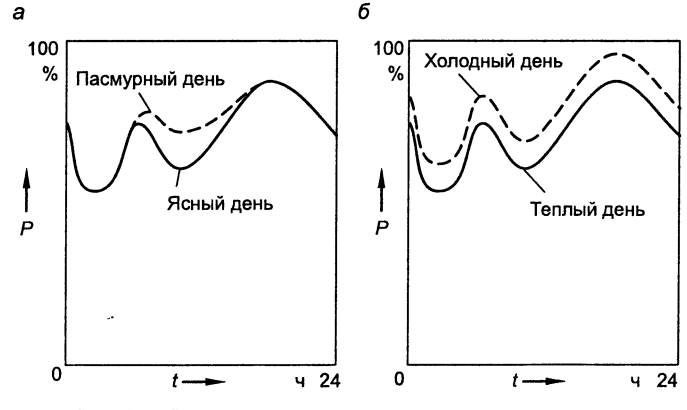


Рис. 3.6. Графики активной нагрузки энергосистемы:
а — при различной освещенности; *б* — при различной температуре воздуха

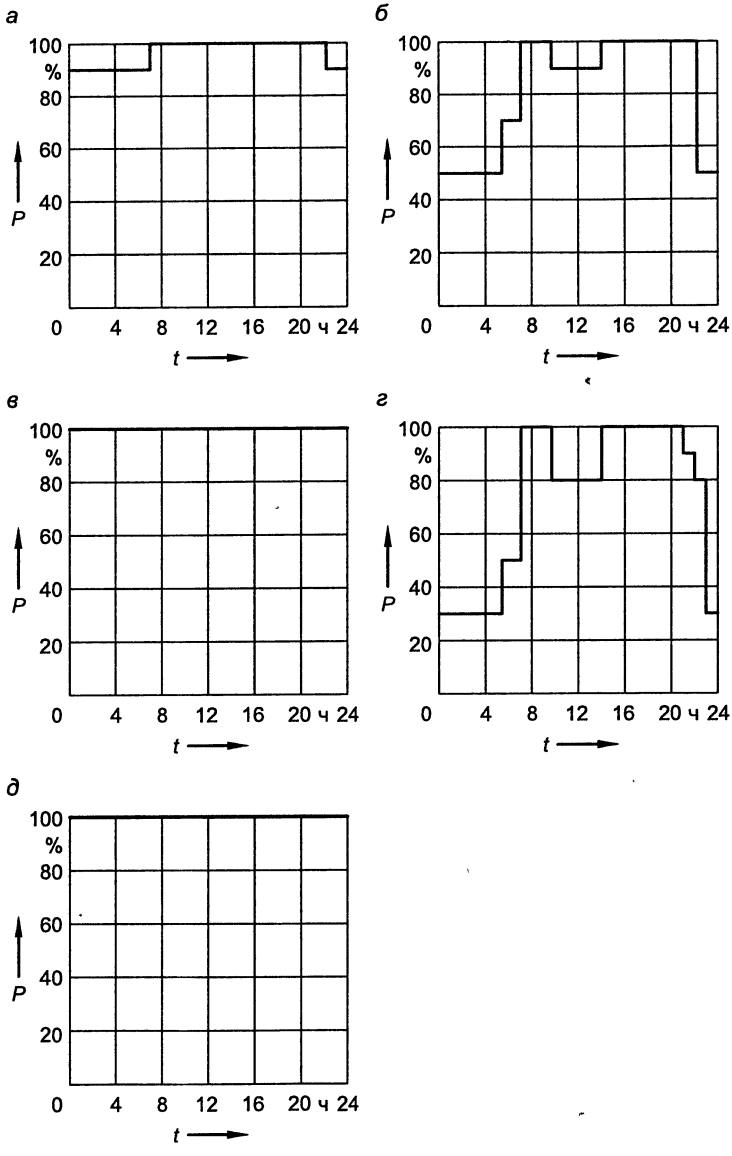


Рис. 3.7. Суточные графики нагрузки электростанций:
а – ТЭЦ; *б* – КЭС; *в* – нерегулируемой ГЭС и регулируемой ГЭС в период паводка; *г* – регулируемой ГЭС; *д* – АЭС

Суточные графики электростанций. Суточный график нагрузки конкретной электростанции зависит от ее места в покрытии суточного графика нагрузки энергосистемы. Для тепловых электростанций (ТЭС) это место определяется рядом факторов: наличием потребителей теплоты, технико-экономическими показателями выработки электроэнергии, маневренностью оборудования (глубиной допустимой разгрузки, возможной частотой пуска и останова агрегатов). Для гидроэлектростанций (ГЭС) график нагрузки зависит от расхода воды по реке и наличия водохранилища для суточного регулирования стока воды. Атомные электростанции (АЭС) из-за недостаточной маневренности обычно работают с неизменной нагрузкой в течение суток. Гидроаккумулирующие электростанции работают с явно неравномерной нагрузкой (от наибольшей в режиме потребления до наибольшей в режиме генерации). На рис. 3.7 в качестве примера показаны возможные графики нагрузки теплоэлектроцентралей (ТЭЦ), конденсационных электростанций (КЭС) и ГЭС.

В общем, графики нагрузки станций в значительной мере зависят от структуры генерирующих мощностей в системе. Опыт эксплуатации энергосистем показывает, что диапазоны регулирования мощности станций в течение суток могут быть значительными. В табл. 3.1 приведены усредненные значения диапазонов регулирования мощности станций различных типов в Северо-Западной части ЕЭС, куда входит Белорусская энергосистема.

Таблица 3.1

Диапазоны суточного регулирования мощности станций

Период года	Диапазон регулирования, % максимальной мощности			
	ТЭЦ	ТЭЦ с энергоблоками мощностью 150...300 МВт	КЭС с давлением 9 МПа	ГЭС
Зима	5...15	45...55	50...60	60...75
Лето	10...20	40...50	40...60	45...60

Суточные графики линий электропередачи. Графики нагрузки линий электропередачи определяются режимом работы потребителей и электростанций, а также местом включения ЛЭП в систему (радиальная или замкнутая сеть).

Рассмотрим некоторые характерные режимы работы ЛЭП.

1. Линия включена в разомкнутую сеть. График ее нагрузки полностью определяется режимом работы потребителя, подключенного в конце линии (рис. 3.8, *а*).

2. Линия предназначена для выдачи мощности электростанции в систему. Ее режим повторяет режим работы станции (на рис. 3.8, *б* показаны различные варианты режимов *1* и *2*).

3. Магистральная или транзитная линия включена в замкнутую сеть системы. На рис. 3.8, *в* показаны варианты графиков нагрузки, которые могут быть на любой линии замкнутой сети. Характер графиков зависит от загрузки станций в данный момент и режимов работы потребителей. При этом наибольшая нагрузка может иметь место как в дневное и вечернее время, так и в ночное (режимы *1*, *2*). Возможен режим с реверсом мощности (режим *3*).

4. Межсистемная (межгосударственная) линия. График ее нагрузки зависит от режимов работы отдельных систем С1 и С2 и обычно определяется контрактом на продажу-покупку электроэнергии (мощности). Примеры графиков такой линии показаны на рис. 3.8, *г*. В соответствии с условиями контракта может выдерживаться в течение суток неизменная нагрузка по линии (режим *1*), передаваться переменная односторонняя мощность (режим *2*) либо переменная мощность с реверсом (режим *3*).

Суточные графики реактивной нагрузки. Графики реактивной нагрузки не так однозначны, как активной. В распределительных сетях напряжением 10...6 кВ и ниже, а также на шинах низшего напряжения подстанций 110...35 кВ режим реактивной мощности зависит от структуры потребителей и режима работы компенсирующих устройств, если таковые имеются в данной сети.

Неоднозначность графиков реактивной нагрузки в значительной степени связана с тем, что на потребляемую реактивную мощность заметно влияют напряжения в узлах сети, к которым подключены потребители. В соответствии со статическими характеристиками нагрузки регулирующий эффект по напряжению составляет 2...5, т.е. на 1% изменения напряжения потребляемая реактивная нагрузка изменяется на 2...5%. Поэтому при одной и той же активной мощности потребляемая реактивная мощность в зависимости от режима напряжения может быть различной.

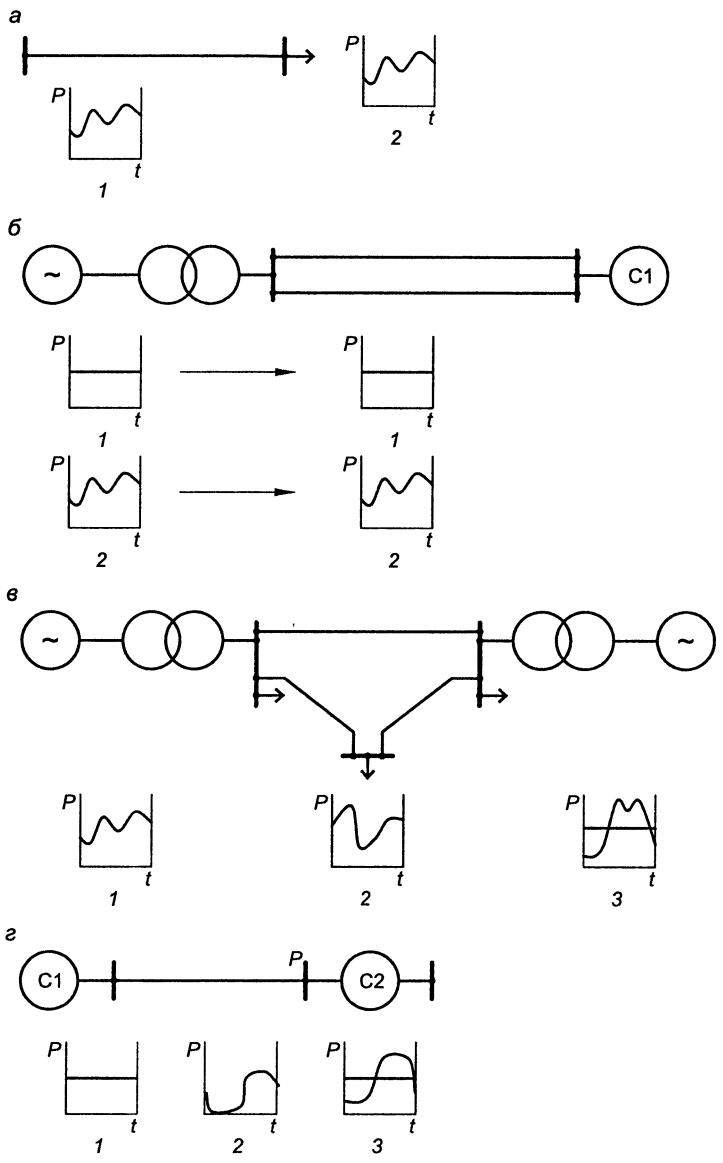


Рис. 3.8. Графики нагрузки:
а – радиальной линии электропередачи; *б* – линии связи станции с системой; *в* – линии в замкнутой сети; *г* – межсистемной линии

Тем не менее, при отсутствии графиков реактивной нагрузки в распределительных сетях полагают, что их очертания повторяют графики активной нагрузки, а коэффициент мощности составляет 0,90...0,95.

Суточные графики реактивной нагрузки энергосистемы определяются в основном током намагничивания и рассеяния асинхронных двигателей (примерно 60%) и потерями реактивной мощности в линиях и трансформаторах (около 40%). В энергосистемах, имеющих примерно одинаковые активные нагрузки в утренний и вечерний пики, утренний пик реактивной мощности выше вечернего (рис. 3.9, *а*), так как при этом преобладает нагрузка включенных двигателей. Если вечерняя активная нагрузка значительно выше утренней, то, как правило, вечерний пик реактивной мощности значительно выше утреннего (рис. 3.9, *б*). В этом случае преобладают потери реактивной нагрузки в электрических сетях. Во всех случаях реактивная нагрузка энергосистемы в значительной степени зависит от уровней напряжения и при повышении напряжения увеличивается. Поэтому при сильном изменении напряжения в течение суток график реактивной мощности может иметь достаточно произвольную форму.

Графики реактивной нагрузки электростанций не являются принципиально важными для системы. Та или иная загрузка генераторов электростанций зависит от режима напряжений, которые требуется поддерживать на шинах станции и в узло-

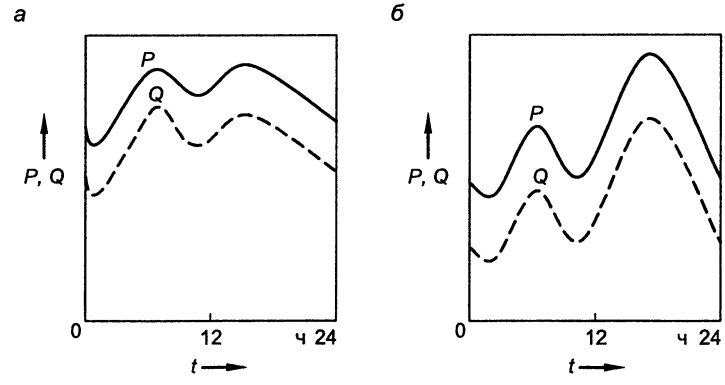


Рис. 3.9. Графики реактивной нагрузки энергосистемы:
а — с преобладанием промышленной нагрузки; *б* — со значительной бытовой нагрузкой

вых точках системы, и от оптимального распределения нагрузки между источниками реактивной мощности. При этом ограничениями служат допустимые токи статоров и роторов генераторов, допустимые напряжения в узлах сети и условия устойчивости работы станций в системе (особенно при большой разгрузке генераторов по реактивной мощности).

Режимы реактивной мощности ЛЭП зависят от передаваемой активной мощности и соотношения напряжений по концам линии (от перепада напряжений $k_U = U_1/U_2$). При работе линии без перепада напряжений ($k_U = 1$) и передаче активной мощности меньше натуральной ($P < P_{нат}$) вследствие превышения зарядной мощности линии над потерями реактивной мощности в ней потоки реактивной мощности направлены в начало и конец линии (рис. 3.10, *а*). Если $P = P_{нат}$, то зарядная мощность линии полностью компенсирует потери реактивной мощности и поток реактивной мощности $Q_1 = Q_2 = 0$ (рис. 3.10, *б*). Наконец, если передается активная мощность больше натуральной ($P > P_{нат}$), то потоки реактивной мощности по концам направлены в сторону линии (рис. 3.10, *в*), так как в этом случае потери реактивной мощности превышают зарядную мощность линии.

Если линия работает с перепадом напряжения ($k_U \neq 1$), то возможны различные режимы реактивной мощности по концам линии. На рис. 3.10, *г*, *д* показаны варианты для случая, когда $U_1 > U_2$.

Величина электропотребления и конфигурация суточного графи-

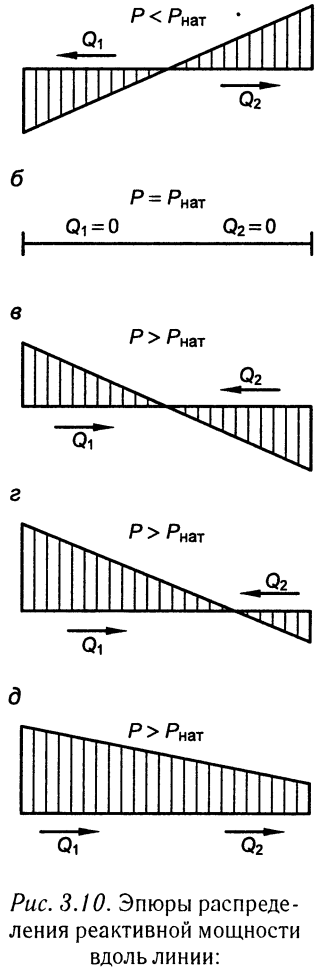


Рис. 3.10. Эпюры распределения реактивной мощности вдоль линии:
а–в – при $U_1 = U_2$; *г, д* – при $U_1 \neq U_2$

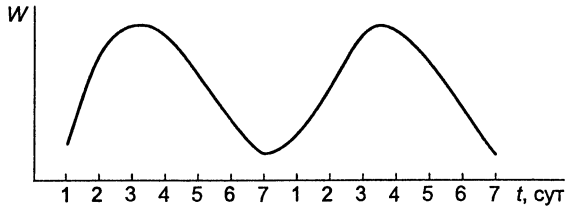


Рис. 3.11. Изменение суточного потребления электроэнергии

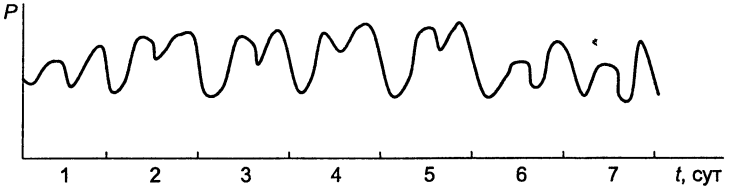


Рис. 3.12. Недельный график активной нагрузки энергосистемы

ка зависят от дня недели. На рис. 3.11 показано изменение суточного электропотребления энергосистемы в течение недели, а на рис. 3.12 – недельный график активной нагрузки. Из рисунков видно, что величина и режим суточного электропотребления существенно изменяются. При этом после рабочих дней в субботу нагрузка существенно снижается. Дальнейшее ее снижение наблюдается в воскресенье, так как продолжают работать только непрерывные производства и остается бытовая нагрузка. Наименьшая нагрузка наблюдается обычно в ночь с воскресенья на понедельник.

Суточные графики нагрузки изменяются в зависимости от времени года (зима, весна, лето, осень). В разрезе года представляет интерес график месячных максимумов нагрузки (рис. 3.13), который используется при долгосрочном прогнозировании. Из этого графика видно, что в летний период наибольшая нагрузка $P_{нб}$ в суточном графике снижается. В конце года нагрузка оказывается несколько выше, чем в начале, из-за подключения к системе новых потребителей и более интенсивной работы промышленных предприятий. На месячные максимумы нагрузки оказывают влияние и средние климатические условия (прежде всего температура) в соответствующий период года.

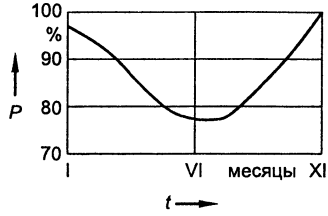


Рис. 3.13. График месячных максимумов нагрузки

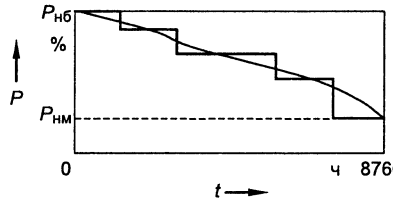


Рис. 3.14. Годовой график нагрузки по продолжительности

Для характеристики годовой неравномерности потребления мощности используют также годовой график нагрузки по продолжительности (рис. 3.14). Отдельные точки (или ступени) графика характеризуют продолжительность той или иной мощности в течение года. В аналогичных целях могут использоваться и суточные графики нагрузки по продолжительности.

Необходимость преднамеренного изменения конфигурации графика нагрузки системы появляется в том случае, когда имеет место дефицит активной мощности. При этом регулирование графика должно давать возможность снижения нагрузки в зонах максимумов.

Регулирование графиков нагрузки всегда целесообразно, поскольку при этом повышается экономичность работы энергосистемы за счет большей загрузки экономичных станций в часы немаксимальных нагрузок, снижения удельного расхода топлива на выработку электроэнергии, уменьшения установленной мощности электростанций, снижения потерь электроэнергии в электрических сетях и т.д.

Если имеется дефицит энергии, то снижение уровня электропотребления возможно только при ограничении (лимитировании) потребителей.

Регулирование графиков нагрузки может быть суточным, недельным, годовым.

Рассмотрим основные методы управления нагрузкой, направленного на выравнивание графиков нагрузки.

Введение многоставочных тарифов. При этом в часы максимальных нагрузок устанавливается более высокий тариф на 1 кВт·ч электроэнергии, чем в дневные часы, а в ночное время при минимальных нагрузках системы — более низкий.

Данный экономический фактор автоматически стимулирует потребителей к тому, чтобы перенести часть электропотребления из зоны максимумов нагрузки системы на другое время суток. Эта мера может быть применена и в разрезе недели, когда в выходные дни тариф на электроэнергию принимается ниже, чем в рабочие дни. При таком подходе у потребителей должны быть установлены специальные счетчики электроэнергии, учитывающие позонный (во времени) тариф.

Использование потребителей-регуляторов. Наибольшее значение здесь имеют электроемкие производства (цветная металлургия, электролизное производство и т.п.). Им задается такой режим работы, при котором потребляемая мощность в часы максимальных нагрузок системы снижается, а в ночные часы увеличивается. При этом общее количество потребляемой электроэнергии, необходимое для выработки заданного объема продукции, не изменяется. Очевидно, что это эффективно тогда, когда дополнительные издержки на единицу вырабатываемой продукции, обусловленные изменением режима электропотребления, оказываются незначительными.

В будущем могут получить развитие такие потребители-регуляторы, как, например, электромобили с зарядкой их аккумуляторов в ночные часы.

Применение накопителей энергии. Эта идея основывается на том, что в ночное время за счет повышенного потребления электроэнергии накапливается энергия другого вида, расходуемая в течение суток. Примером таких накопителей являются тепловые накопители, в которых аккумулируется теплота, используемая в дальнейшем для нагрева воды.

Ограничение нагрузки потребителей. Ограничение потребителей по мощности и энергии может осуществляться при системных дефицитах в соответствии с заранее составленными графиками лимитирования. При этом должна учитываться технологическая и аварийная бронь электроснабжения. Под *технологической бронью* понимают наименьшие потребляемую мощность и продолжительность, необходимые потребителю для завершения технологического процесса, цикла производства, после которых может быть осуществлено отключение соответствующих электроприемников [30]. *Аварийная бронь* характеризуется наименьшей мощностью или электроэнергией, которые обеспечивают сохранность оборудования, безопасность людей, аварийное и охранное освещение, вентиляцию, канализацию, отопление, пожарную безопасность.

Ограничение потребителей может осуществляться только до аварийной брони.

Оперативное отключение нагрузки с питающих центров. Оно может осуществляться в аварийных случаях в соответствии с графиками аварийных отключений. В договор с потребителями на электроснабжение можно включать раздел, разрешающий оперативное отключение части нагрузки с предварительным уведомлением.

Перевод стрелок часов в летнее и зимнее время. В этом случае в летнее время дневные рабочие смены на промышленных предприятиях начинаются и заканчиваются раньше. Вечерние смены менее загружены, поэтому вечерний пик осветительной нагрузки совмещается с меньшей промышленной нагрузкой, в результате чего суммарный вечерний максимум снижается, а конфигурация суточного графика нагрузки изменяется. Сказанное иллюстрируется рис. 3.15. Из графиков нагрузки системы видно, что наибольшая нагрузка после перевода стрелок оказывается меньше ($P_{нб2} < P_{нб1}$).

Снижение напряжения в центрах питания (ЦП). Эта мера не связана с управлением режимом потребителей и может осуществляться непосредственно диспетчером системы или сети. Оно основано на снижении активной нагрузки потребителей при изменении напряжения в соответствии со статической характеристикой $P = f(U)$ (рис. 3.16, *а*). Регулирующий эффект нагрузки по напряжению $\partial P / \partial U = 0{,}6...2{,}5$, т.е. на 1% снижения напряжения активная мощность снижается на 0,6...2,5%. Разумеется, снижение напряжения может осуществляться лишь до того уровня, при котором обеспечивается нижний допустимый предел отклонения напряжения у потребителей.

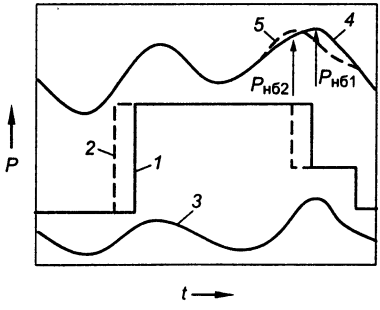


Рис. 3.15. Годовые графики нагрузки при переводе стрелок часов:
1, *2* – графики нагрузки одно- и двухсменных предприятий соответственно до и после перевода стрелок часов вперед; *3* – график осветительной нагрузки; *4*, *5* – графики нагрузки системы до и после перевода стрелок часов, получаемые суммированием графиков нагрузки всех потребителей

Снижение частоты в системе. Это крайняя мера, применяемая в исключительных случаях. Ее эффект основан на изменении потребляемой активной мощности при снижении частоты в соответствии со статической характеристикой $P = \varphi(f)$ (рис. 3.16, *б*). Регулирующий эффект нагрузки по частоте $\partial P / \partial f = 1{,}0...2{,}5$, что соответствует снижению активной мощности потребителей на 1,0...2,5% при снижении частоты на 1%. При таком регулировании снижение частоты допустимо не более чем на 0,2...0,5 Гц.

Объединение энергосистем и получение эффекта от совмещения графиков нагрузки. При объединении энергосистем снижение суммарного максимума нагрузки может быть достигнуто за счет нижеследующих факторов.

1. Максимумы нагрузки отдельных систем не совпадают во времени по дням и часам. Так, на рис. 3.17, *а* утренний $P_{у1}$ и

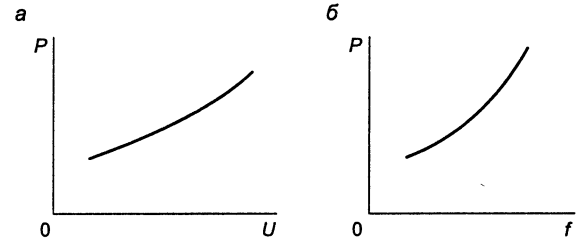


Рис. 3.16. Статические характеристики активной нагрузки:
а – по напряжению; *б* – по частоте

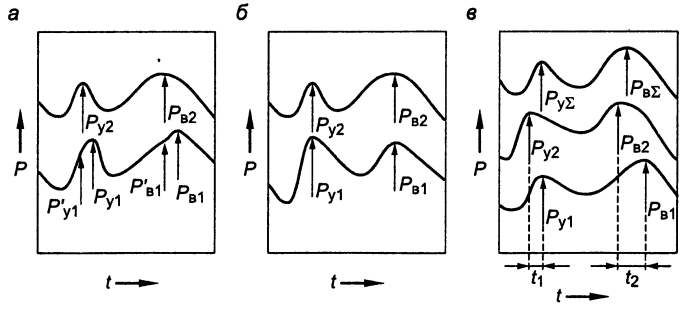


Рис. 3.17. Суточные графики объединяемых систем:
а – суточные максимумы систем смещены; *б* – суточные максимумы возникают в одно и то же время суток; *в* – суточные максимумы смещены из-за влияния поясного времени

вечерний $P_{в1}$ максимумы первой системы смещены во времени относительно соответствующих максимумов $P_{у2}$ и $P_{в2}$ второй системы. В результате суммарные максимумы в объединенной системе составят:

$$P'_{у1} + P_{у2} < P_{у1} + P_{у2};\quad P'_{в1} + P_{в2} < P_{в1} + P_{в2},$$

где $P'_{у1}$, $P'_{в1}$ — нагрузки первой системы в максимумы нагрузки второй системы.

2. Суточные максимумы части объединяемых энергосистем могут иметь место утром, а другой части систем — вечером. Так, на рис. 3.17, *б* $P_{у1} > P_{в1}$, а $P_{у2} < P_{в2}$. В результате

$$P_{у1} + P_{у2} < P_{у1} + P_{в2};\ P_{в1} + P_{в2} < P_{у1} + P_{в2}.$$

3. Суточные максимумы объединяемых систем смещены из-за различия поясного времени. Так, например, при одинаковой конфигурации графиков в западной системе (например, в Минске) максимумы $P_{у1}$ и $P_{в1}$ будут смещены относительно максимумов $P_{у2}$ и $P_{в2}$ в восточной системе (например, в Москве) (рис. 3.17, *в*). В результате в объединенной системе $P_{у\Sigma} < P_{у1} + P_{у2}$ и $P_{в\Sigma} < P_{в1} + P_{в2}$.

Применение в системе гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС). Эти станции могут работать как в режиме генерирования, так и в режиме потребления мощности, что способствует выравниванию суточного графика нагрузки системы.

На рис. 3.18 показан график суммарной мощности станций энергосистемы без ГАЭС (сплошная линия) и с учетом работы ГАЭС (штриховая линия). Площадь *1* соответствует работе ГАЭС в режиме потребления, а площади *2* — в режиме генерации. Соответствующие наибольшие мощности, которые ГАЭС может развивать при потреблении и генерации, равны $P_{нб.потр}$ и $P_{нб.ген}$.

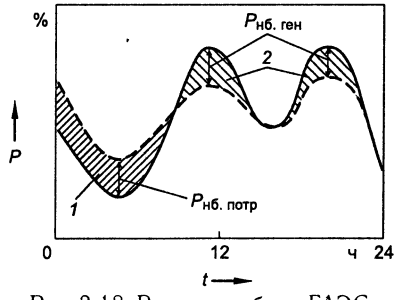


Рис. 3.18. Режимы работы ГАЭС

На основании суточных, недельных и годовых графиков нагрузки находят

ряд режимных числовых показателей, которые удобно использовать при анализе режимов. Рассмотрим некоторые из них.

Неравномерность потребления мощности в течение суток характеризуется ***коэффициентом неравномерности*** графика нагрузки, под которым понимают отношение наименьшего значения мощности к наибольшему:

$$k_{\text{н}} = P_{\text{нм}} / P_{\text{нб}}.$$

Неравномерность графика оценивают также ***коэффициентом заполнения*** суточного графика активной нагрузки:

$$k_{\text{з}} = \frac{W}{24P_{\text{нб}}} = \frac{P_{\text{ср}}}{P_{\text{нб}}},$$

где W – энергия, потребленная за сутки; $P_{\text{ср}}$ – средняя активная мощность в течение суток.

Иногда полезно знать аналогичный коэффициент для реактивной нагрузки

$$k_{\text{з.р}} = \frac{W_{\text{р}}}{24Q_{\text{нб}}} = \frac{Q_{\text{ср}}}{Q_{\text{нб}}},$$

где $W_{\text{р}}$ – «реактивная энергия»; $Q_{\text{ср}}$ – средняя реактивная мощность.

Для оценки плотности суточных графиков нагрузки в течение года применяют количество часов использования наибольшей активной нагрузки энергосистемы:

$$T_{\text{нб}} = W_{\text{г}} / P_{\text{нб.г}},$$

где $W_{\text{г}}$ – годовая энергия, выработанная за год всеми станциями энергосистемы; $P_{\text{нб.г}}$ – наибольшая нагрузка энергосистемы, наблюдаемая в течение года.

Аналогично через суточную энергию W и наибольшую нагрузку в течение суток $P_{\text{нб}}$ можно определить ***суточное число часов наибольшей активной нагрузки***:

$$T_{\text{нб.сут}} = W / P_{\text{нб}}.$$

Иногда полезно знать аналогичные показатели для реактивной нагрузки:

$$T_{\text{нб.р}} = W_{\text{г.р}} / Q_{\text{нб.г}}; \quad T_{\text{нб.сут.р}} = W_{\text{р}} / Q_{\text{нб}}.$$

Применительно к электростанции находят такой показатель, как ***продолжительность*** (число часов) ***использования установленной мощности*** $P_{\text{уст}}$:

$$T_{\text{ст}} = W_{\text{ст}} / P_{\text{уст}},$$

где $W_{\text{ст}}$ – энергия, выработанная станцией за рассматриваемый период.

Режим работы станции бывает полезно оценивать с помощью ***коэффициента использования установленной мощности*** за рассматриваемый период T:

$$k_{\text{исп}} = W_{\text{ст}} / \left(P_{\text{уст}} T\right).$$

Здесь произведение $P_{\text{уст}} T$ характеризует энергию, которая была бы выработана станцией за период T при работе с неизменной нагрузкой, равной $P_{\text{уст}}$, а $W_{\text{ст}}$ – фактически выработанную энергию при работе станции с переменной нагрузкой.

3.3. Долгосрочное планирование режимов

К долгосрочному планированию относится планирование режимов на несколько лет, год, квартал, месяц. Планирование осуществляется на уровне объединенного диспетчерского управления (в России – также на уровне центрального диспетчерского управления), центральной диспетчерской службы энергосистемы, диспетчерской службы электрических сетей (предприятия электрических сетей)*.

При долгосрочном планировании на уровне ОДУ (ЦДУ) производятся следующие основные работы [31]:

- ❒ выполняется прогнозирование типовых суточных графиков нагрузки и электропотребления;
- ❒ составляются графики покрытия нагрузки для характерных дней планируемого периода;
- ❒ определяется допустимая мощность генераторов, которые могут быть выведены в ремонт;

---

* В Белорусской энергосистеме ее называют оперативно-диспетчерской службой.

❒ разрабатываются годовые и месячные планы ремонта оборудования;

❒ формируются эксплуатационные схемы основной электрической сети;

❒ разрабатываются режимы энергосистемы для характерных периодов года (зимний максимум нагрузки, летние ремонты оборудования и т.д.);

❒ разрабатываются режимы энергосистемы, связанные с вводом новых объектов;

❒ выполняются расчеты потокораспределения и напряжений в основной сети энергосистемы; для характерных дней выполняется оптимизация режимов по напряжению и реактивной мощности; задаются графики напряжений в контрольных точках;

❒ проводится анализ структуры и динамики потерь мощности и электроэнергии;

❒ выполняются расчеты токов короткого замыкания и устойчивости энергосистемы; определяются максимальные допустимые мощности по межсистемным и транзитным линиям;

❒ разрабатываются требования к оснащению основной сети устройствами релейной защиты и противоаварийной автоматики;

❒ разрабатываются предложения о величине и продолжительности ограничения потребителей по мощности и электроэнергии в случае предполагаемого дефицита мощности и электроэнергии;

❒ разрабатываются программы проведения системных испытаний в случае присоединения новых объектов (мощных линий, электростанций и т.п.).

На уровне ЦДС энергосистемы при долгосрочном планировании режимов решаются следующие задачи:

❒ выполняется прогнозирование электропотребления и типовых суточных графиков активной нагрузки;

❒ разрабатываются предложения по планам выработки электроэнергии и теплоты;

❒ составляется баланс активной мощности по месяцам года;

❒ планируются капитальные ремонты оборудования;

❒ разрабатываются месячные планы всех видов ремонтов оборудования электростанций и сетей;

❒ выполняются электрические расчеты и определяются предельные допустимые значения мощности линий электропередачи;

❒ рассматриваются вопросы использования средств регулирования напряжения в контрольных точках энергосистемы;

❒ выбираются нормальные схемы электрических соединений сети с учетом ограничений токов короткого замыкания, требований надежности электроснабжения собственных нужд электростанций;

❒ определяются режимные требования к настройке релейной защиты;

❒ разрабатываются требования к оснащению объектов средствами системной автоматики;

❒ определяются требования к размещению устройств автоматической частотной разгрузки (АЧР), частотного автоматического повторного включения (ЧАПВ) после АЧР, специальной автоматики отключения нагрузки (САОН) и т.п.;

❒ разрабатываются меры по снижению потерь мощности и электроэнергии и повышению качества напряжения;

❒ осуществляется взаимодействие с другими структурными подразделениями по вопросам перспективного развития энергосистемы, оценки технико-экономических показателей, определения допустимых режимов оборудования.

На уровне диспетчерской службы предприятия электрических сетей в процессе долгосрочного планирования режимов решаются следующие задачи:

❒ разрабатываются эксплуатационные схемы электрической сети и подстанций, находящихся в оперативном подчинении ОДС, на основе утвержденной схемы основной системообразующей сети;

❒ для сформированных схем сети выполняются расчеты токов короткого замыкания, потокораспределения и напряжений;

❒ определяются допустимые нагрузки по линиям;

❒ выполняется оптимизация режимов сети;

❒ выбираются точки размыкания замкнутой распределительной сети;

❒ устанавливаются оптимальные графики напряжений в центрах питания распределительных сетей;

❒ выбираются ответвления трансформаторов без регулирования напряжения под нагрузкой;

❒ выбираются режимы работы компенсирующих устройств в распределительных сетях;

❒ разрабатываются меры по повышению надежности электроснабжения потребителей, снижению потерь электро-

энергии, повышению качества напряжения, развитию сети и замене устаревшего оборудования;

❒ составляются программы проведения испытаний и ввода нового оборудования;

❒ разрабатываются годовые и месячные планы ремонта линий и оборудования предприятия электрических сетей;

❒ обеспечивается выполнение указаний ЦДС по объему и уставкам АЧР, ЧАПВ, САОН и т.д.

3.4. Краткосрочное планирование режимов

Общие сведения. Различают краткосрочное планирование режимов на неделю и на сутки.

На уровне ОДУ решаются следующие задачи:

❒ осуществляется прогнозирование суточных графиков нагрузки;

❒ рассматриваются заявки на ввод в работу нового оборудования электростанций и сетей, релейной защиты, противоаварийной автоматики и средств автоматического регулирования режимов, вывод их в ремонт или резерв;

❒ корректируется основная схема сети с учетом разрешенных заявок;

❒ осуществляется покрытие графиков нагрузки с учетом ремонтов на основании разрешенных заявок путем составления баланса активной мощности, особенно на часы утреннего и вечернего максимумов и часы ночного минимума с учетом маневренных возможностей электростанций и действующих договоров с другими энергосистемами на экспорт (импорт) электроэнергии. В результате получаются графики нагрузки электростанций;

❒ в случае появления дефицита мощности и электроэнергии определяются размеры и длительность ограничения нагрузки потребителей;

❒ выполняются расчеты по оптимизации суточного режима системы и основной электрической сети;

❒ планируется горячий резерв мощности;

❒ анализируются фактические режимы за прошедшие сутки с целью выявления причин их отклонений от запланированных.

На уровне ЦДС энергосистемы при краткосрочном планировании обеспечивается выполнение аналогичных функций в части компетенции ЦДС, а именно:

❒ составляется прогноз суточных графиков системы и нагрузочных узлов;

❒ принимаются и рассматриваются заявки от электростанций и предприятий электрических сетей (по объектам, находящимся в оперативном подчинении ЦДС);

❒ определяются максимальные рабочие мощности электростанций и технологические минимумы с учетом состава работающего оборудования, метеорологических условий и эксплуатационного состояния оборудования;

❒ задаются предписанные ОДУ ограничения мощности потребителей;

❒ производится оптимизация распределения нагрузки между электростанциями в соответствии с заданием ОДУ.

На уровне ОДС электрических сетей решаются следующие задачи:

❒ принимаются заявки на вывод оборудования в ремонт или резерв, ввод нового оборудования, проведение испытаний;

❒ корректируется схема сети с учетом разрешенных заявок, определяется необходимость коррекции настройки релейной защиты и автоматики.

Рассмотрим подробнее некоторые задачи краткосрочного планирования.

Прогнозирование режима электропотребления (графика нагрузки). Прогноз активной и реактивной мощности дает главную исходную информацию для планирования режимов. На его основе находят оптимальные режимы энергосистемы, выбирают состав работающего оборудования и распределяют резервы, рассматривают заявки на ремонт оборудования и дают соответствующее разрешение.

Прогнозирование нагрузки ведется обычно методами, основанными на непосредственной экстраполяции. Для этого диспетчерская служба энергосистемы накапливает статистический материал о графиках нагрузки каждого дня недели и динамике этих нагрузок в течение года. Например, при составлении нагрузки на четверг используется информация о графиках нагрузки трех-четырех предшествующих четвергов, графике нагрузки прошедшего вторника и частично — текущей среды. Графики нагрузки четвергов позволяют определить конфигурацию прогнозируемого графика, а по графикам нагрузки вторника и среды можно найти прирост (снижение) уровня нагрузки в течение недели. Путем анализа этих графиков определяется нагрузка за каждый час ожидаемого четверга .

В составленный таким образом график нагрузки должны быть внесены поправки, учитывающие прогноз метеорологических факторов (температуры и освещенности). Для учета погодных условий на основе статистических данных устанавливают связь между электропотреблением и температурой воздуха:

$$p_{об} = P_{об} / t; \quad p_{охл} = P_{охл} / t ,$$

где $p_{об}$ — увеличение в зимнее время нагрузки, идущей на обогрев, из-за снижения температуры воздуха на 1 °С; $P_{об}$, $P_{охл}$ — увеличение нагрузки соответственно зимой и летом при изменении температуры воздуха на 1 °С; t — наружная температура воздуха, °С; $p_{охл}$ — увеличение в летнее время нагрузки, идущей на кондиционирование, из-за повышения температуры воздуха на 1 °С.

Аналогичные зависимости могут быть установлены между электропотреблением и освещенностью.

При краткосрочном прогнозировании часто используют метод, основанный на выделении так называемой регулярной (базовой) составляющей в изменении нагрузки $S(t, d)$ для времени t дня d [1]. Тогда прогноз для конкретного времени суток конкретного дня недели имеет вид

$$P(t, d) = S(t, d) + R(t, d),$$

где $R(t, d)$ — остаточная составляющая.

При долгосрочном прогнозировании используются структурные методы (на основе предполагаемого развития отдельных отраслей и типовых графиков нагрузки по отраслям) и статистические (на основе ретроспективной статистической информации). Статистическая информация получается на основе данных организаций энергонадзора, телеизмерений режимных параметров, а также по результатам контрольных измерений, которые осуществляются обычно два раза в год (июнь, декабрь) для характерных точек графиков нагрузки энергосистемы в рабочие и выходные дни. Точность прогноза характеризуется данными, приведенными в табл. 3.2, из которой видно, что точность прогноза повышается при увеличении мощности энергосистемы.

Прогнозирование реактивных мощностей имеет смысл главным образом для отдельных узлов энергосистемы. Они определяются обычно на основе прогноза активных мощностей и коэффициента мощности нагрузки, который находится, как правило, по контрольным измерениям.

Таблица 3.2

Среднеквадратичные ошибки прогнозирования активных нагрузок

Среднегодовая нагрузка энергосистемы, МВт	Ошибка прогнозирования, %	
	Краткосрочный прогноз (часовые нагрузки)	Долгосрочный прогноз (максимальные нагрузки)
До 1000	2,0...4,0	2,0...3,5
1000...3000	2,0...3,3	1,5...2,7
3000...5000	1,5...2,8	1,3...2,3
5000...10 000	1,0...2,5	1,2...2,0
10 000...20 000	0,8...2,0	1,0...1,7
Более 20 000	0,8...1,8	0,8...1,5

Прогнозирование электропотребления. Принципы и методы, используемые при прогнозировании электропотребления, аналогичны принципам и методам прогнозирования графиков нагрузки: структурные (синтетические) и статистические. Они описаны в книге [24]. В качестве примера рассмотрим подход, используемый в ЦДУ ЕЭС России и основанный на линейной экстраполяции изменения электропотребления с приданием большего веса последнему году [1]:

$$\Delta W_p = \frac{h\Delta W_{p-1} + \sum_{n=1}^{h} \Delta W_{p-(n+1)}}{2h}, \qquad (3.1)$$

где ΔW_p – прогнозируемое изменение электропотребления за расчетный год; ΔW_{p-1} – изменения за предыдущие годы; h – количество лет периода предыстории минус один год.

Расчет производится по электропотреблению, приведенному к нормальным температурным условиям.

Рассмотрим пример расчета по формуле (3.1). Пусть количество лет предыстории $h + 1 = 5$. Тогда $h = 4$. Год, на который осуществляется прогноз электропотребления, $p = 6$. Пусть прирост электропотребления за предыдущие годы составил:

Год предыстории	1-й	2-й	3-й	4-й	5-й
Прирост $\Delta W_{p-(n+1)}$	$\Delta W_1 = 1$	$\Delta W_2 = 2$	$\Delta W_3 = 3$	$\Delta W_4 = 4$	$\Delta W_5 = 5$

Тогда по формуле (3.1) получим (n изменяется от единицы до $h = 4$):

$$\Delta W_p = \frac{h\Delta W_{p-1} + \Delta W_{p-2} + \Delta W_{p-3} + \Delta W_{p-4} + \Delta W_{p-5}}{2h}.$$

При $p = 6$

$$\Delta W_6 = \frac{h\Delta W_5 + \Delta W_4 + \Delta W_3 + \Delta W_2 + \Delta W_1}{2h} = \frac{4 \cdot 5 + 4 + 3 + 2 + 1}{2 \cdot 4} = 3{,}75.$$

Покрытие суточных графиков нагрузки. Принципы покрытия графиков нагрузки обусловлены наличием в энергосистеме станций различных типов, их маневренностью и экономичностью. Некоторые возможные варианты покрытия графиков показаны на рис. 3.19. В зависимости от обеспеченности ГЭС водой пиковую часть графика нагрузки покрывают ГЭС или тепловые станции. При недостатке воды на ГЭС (например, в зимнее время) в базисной части графика работают ТЭЦ с нагрузкой, определяемой тепловыми потребителями, и нерегулируемые ГЭС (рис. 3.19, *а*). Пиковая часть покрывается регулируемыми ГЭС; КЭС и АЭС в максимумы нагрузки также работают с полной мощностью. При избытке воды на ГЭС (например, в период паводка) в базисной части графика располагают ТЭЦ по пару и все ГЭС, работающие с полной

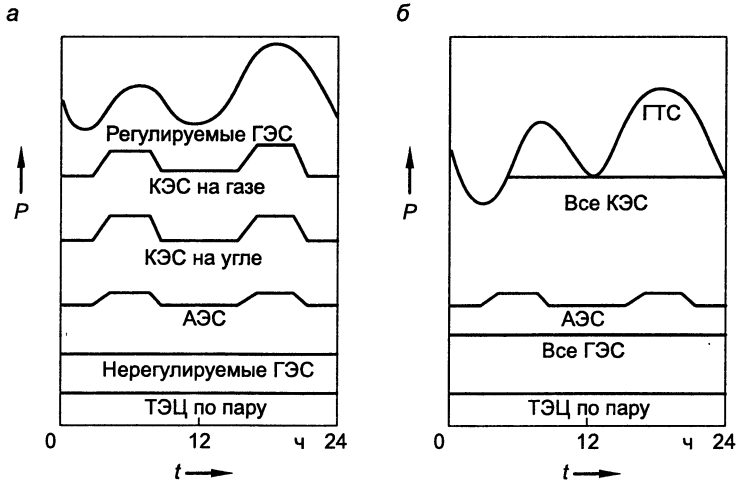


Рис. 3.19. Варианты покрытия графиков нагрузки энергосистемы:
а – при недостатке воды на ГЭС; *б* – при избытке воды

мощностью по водотоку (рис. 3.19, *б*). В этом случае пиковую часть графика покрывают газотурбинные станции (ГТС) совместно с КЭС. Возможны и другие варианты покрытия в зависимости от сочетания и мощности электростанций различных типов. Так, для придания ТЭЦ некоторых маневренных свойств в отопительный период их иногда в ночные часы суток разгружают ниже нагрузки, определяемой потребителями теплоты. При этом необходимое количество теплоты обеспечивается включением водогрейных котлов. Но такую меру следует признать вынужденной, поскольку при этом ухудшаются экономические показатели энергосистемы в целом.

В покрытии графиков нагрузки отдельно взятой энергосистемы могут участвовать не только ее собственные электростанции, но и перетоки мощности из других систем. В этом случае они будут вытеснять некоторые станции из графиков нагрузки, приведенных на рис. 3.19.

На рис. 3.20 более детально показано участие нагрузки КЭС в покрытии графика с учетом их экономичности. Блоки КЭС «котел – турбогенератор» мощностью 300 МВт и выше как более экономичные располагают ближе к базисной части

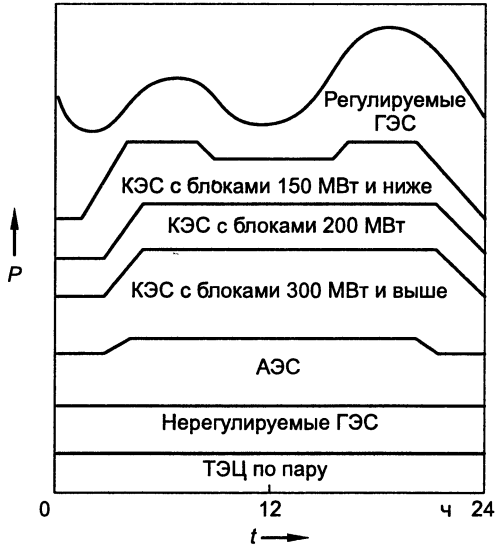


Рис. 3.20. Покрытие графика нагрузки энергосистемы с КЭС различной экономичности

графика, а блоки мощностью 150 МВт и ниже как менее экономичные при использовании того же вида топлива с той же ценой на него, что и блоки мощностью 300 МВт — ближе к пиковой части графика.

3.5. Средства и способы регулирования режимов

Для управления режимами энергосистем и электрических сетей имеются различные средства управления и регулирования, оказывающие разное влияние на режимы. К ним относятся:

- ❒ котлоагрегаты, турбогенераторы, гидрогенераторы электростанций с их системами регулирования и вспомогательным технологическим оборудованием;
- ❒ трансформаторы без регулирования напряжения под нагрузкой (без РПН);
- ❒ устройства РПН трансформаторов и вольтодобавочных трансформаторов (ВДТ) продольного, поперечного и продольно-поперечного регулирования;
- ❒ различные компенсирующие устройства: батареи конденсаторов (БК), синхронные компенсаторы (СК), статические тиристорные компенсаторы (СТК), шунтирующие реакторы (ШР) и др.;
- ❒ коммутационные аппараты, прежде всего выключатели, а также выключатели нагрузки, разъединители, отделители, выключатели-включатели и др.;
- ❒ дугогасящие катушки для компенсации емкостных токов в сетях с изолированной нейтралью;
- ❒ различные устройства автоматического регулирования возбуждения (АРВ) генераторов, напряжения трансформаторов (АРНТ) и др.;
- ❒ каналы связи (проводные, высокочастотные, радиоканалы), системы телеизмерения, телесигнализации и телеуправления;
- ❒ устройства телеуправления мощностью электростанций, выключателями, настройкой релейной защиты и автоматики;
- ❒ информационно-вычислительные комплексы для сбора, обработки, хранения и передачи информации о параметрах оборудования и режимов;
- ❒ автоматизированные системы управления электростанциями и подстанциями.

С помощью перечисленных средств управления и регулирования можно использовать различные способы регулирования режимов. Рассмотрим кратко основные из них.

1. Управление нагрузкой котлоагрегатов, активной нагрузкой турбо- и гидрогенераторов. Такое управление позволяет обеспечивать регулирование частоты, оптимизацию расхода топлива на выработку требуемой электроэнергии, поддержание заданных (в том числе и по контрактам) перетоков мощности по транзитным и межсистемным линиям.

2. Управление реактивной нагрузкой генераторов электростанций с помощью их систем возбуждения. Оно позволяет регулировать напряжение, поддерживать заданные уровни напряжения в системообразующей сети и в контрольных точках, осуществлять снижение потерь активной мощности за счет оптимизации перетоков реактивной мощности, обеспечивать заданные запасы статической устойчивости.

3. Управление реактивной нагрузкой компенсирующих устройств. Их воздействие в части регулирования напряжения, снижения потерь активной мощности в сети идентично воздействию реактивной мощности генераторов. Компенсирующие устройства некоторых типов (СК, СТК и др.) положительно влияют также на статическую устойчивость.

4. Управление коэффициентами трансформации трансформаторов. Оно осуществляется с целью обеспечения и регулирования заданных режимов напряжения. Если трансформаторы выполнены без РПН (что имеет место обычно в сетях напряжением 6...20 кВ и на ряде электростанций), то регулирование их коэффициентов трансформации, как правило, осуществляется посезонно. При наличии на трансформаторах устройства РПН регулирование производится при необходимости ежесуточно, в зависимости от изменения нагрузки.

5. Управление потоками активной и реактивной мощности в замкнутых сетях. Регулирование коэффициентов трансформации трансформаторов связи замкнутых сетей различных напряжений и нагрузки источников реактивной мощности приводит к созданию в контурах сети принудительной уравнительной мощности, с помощью которой можно обеспечивать режимы со сниженными потерями активной мощности.

6. Управление схемой сети. Такое воздействие на режимы, в том числе ремонтные, осуществляется прежде всего с целью обеспечения надежности электроснабжения потребите-

лей, качества напряжения, а также повышения экономичности сети.

7. Управление настройкой средств компенсации емкостных токов в сетях с изолированной нейтралью. Необходимость регулирования настройки дугогасящих катушек возникает при развитии сети, изменении ее схемы из-за производимых ремонтов или по другим причинам, когда изменяется суммарная длина сети, подключенной к трансформатору, в нейтрали которого установлено устройство компенсации емкостных токов.

8. Управление нагрузкой потребителей. Необходимость воздействия на режим работы потребителей возникает обычно в случае отсутствия в системе резервов мощности или электроэнергии.

9. Управление настройкой релейной защиты, режимной и противоаварийной автоматики. Оно осуществляется путем задания (при необходимости — изменения) уставок АРВ, АРНТ, АПВ, автоматического ввода резерва (АВР), выбора уставок и распределения по регионам устройств АЧР и т.д.

Очевидно, что каждый из перечисленных способов регулирования режимов при оперативном управлении энергосистемой или электрической сетью в зависимости от ситуации может применяться как отдельно, так и в комплексе с другими способами.

3.6. Ведение заданного режима энергосистемы

Режим энергосистем, заданный на сутки, формируется на основании краткосрочного планирования и включает:

- ❒ нормальную схему сети;
- ❒ состав работающего оборудования электростанций и подстанций и располагаемые мощности электростанций;
- ❒ разрешенные заявки на вывод оборудования энергосистемы в ремонт (с указанием сроков вывода в ремонт и ввода в работу);
- ❒ суточные графики нагрузки;
- ❒ графики нагрузки каждой электростанции и распределение резерва мощности по электростанциям и по часам суток;
- ❒ плановые перетоки мощности между энергосистемами по часам суток (графики перетоков), особенно по межсистемным линиям из других стран;
- ❒ суточные графики напряжений в контрольных точках;

❒ требуемое состояние релейной защиты и противоаварийной автоматики, средств оперативного и противоаварийного управления;

❒ допустимые нагрузки по линиям электропередачи;

❒ требуемое состояние каналов связи с объектами энергосистемы и средств телемеханики;

❒ программы проведения испытаний на энергетическом оборудовании (если такие намечаются).

Для реализации согласованных действий диспетчерского персонала различных уровней по управлению режимами все оборудование энергосистемы в зависимости от подчиненности разделяется на нижеследующие категории.

1. Оборудование, находящееся в оперативном управлении диспетчера данного уровня. Так, в оперативном управлении диспетчера ОДУ должно находиться оборудование, операции с которым отражаются непосредственно на балансе мощности системы, потокораспределении в системообразующей сети, показателях качества электроэнергии (частота и напряжение), экономических показателях функционирования системы и ее надежности. Это оборудование требует согласованных мероприятий по управлению основной схемой сети (например, при производстве оперативных переключений, настройке релейной защиты и автоматики), осуществляемых одновременно на нескольких объектах. Операции с таким оборудованием выполняются только по распоряжению диспетчера, в чьем управлении оно находится.

2. Оборудование, находящееся в оперативном ведении диспетчера данного уровня. Так, в оперативном ведении диспетчера ОДУ должно находиться остальное оборудование, участвующее в производстве и передаче электроэнергии и оказывающее заметное влияние на режим системы. Операции с этим оборудованием производятся с разрешения (согласия) диспетчера, в чьем ведении оно находится.

3. Оборудование, находящееся в оперативном управлении и ведении диспетчеров нижестоящих звеньев диспетчерского управления. К нему относится оборудование, операции с которым не отражаются на основной сети энергосистемы.

Одно и то же оборудование может находиться одновременно в оперативном ведении диспетчера вышестоящего уровня и в оперативном управлении диспетчера нижестоящего уровня. На рис. 3.21 показаны возможные формы оперативной подчинен-

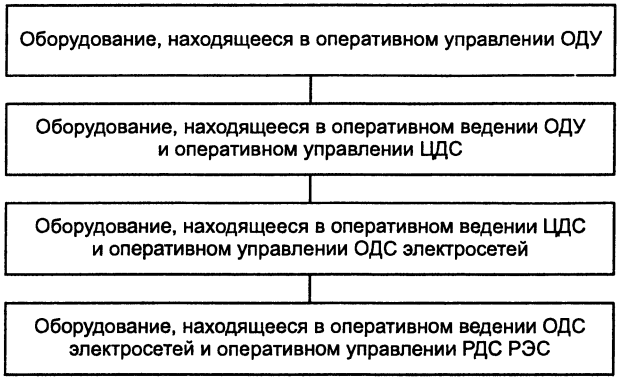


Рис. 3.21. Оперативная подчиненность оборудования

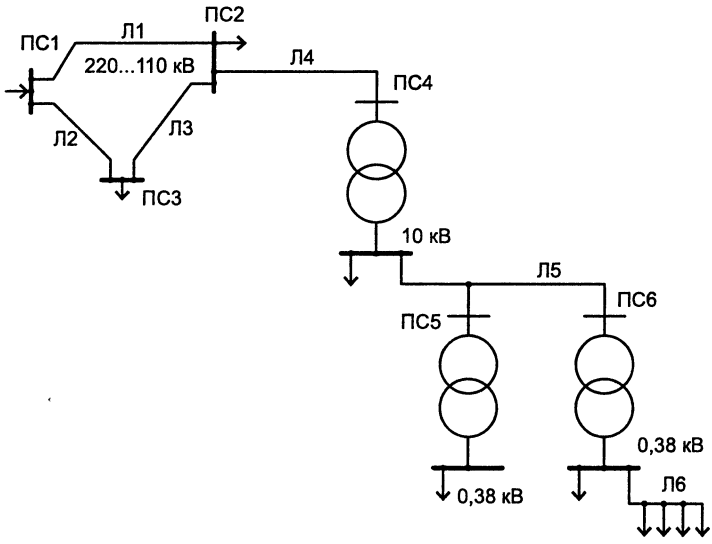


Рис. 3.22. Схема сети с различными формами оперативной подчиненности оборудования

ности оборудования в цепочке диспетчерского управления ОДУ (ЦДУ) – ЦДС энергосистемы – ОДС предприятия электрических сетей – РДС района электрических сетей.

На рис. 3.22 приведена схема сети, в которой элементы соответствуют различной форме подчиненности. Так, если под-

станции ПС1, ПС2, ПС3 принадлежат различным энергосистемам, то для координации оперативных действий линии Л1, Л2, Л3 должны находиться в оперативном управлении диспетчера ОДУ. Если подстанции ПС2 и ПС4 принадлежат одной энергосистеме, а линия Л4 оказывает заметное влияние на режим системообразующей сети, то она должна находиться в оперативном ведении ОДУ и оперативном управлении ЦДС энергосистемы. Аналогично если подстанции ПС4, ПС5, ПС6 принадлежат одному предприятию, то линия Л5 будет находиться в оперативном ведении ЦДС и оперативном управлении ОДС. И, наконец, линия Л6 может находиться в оперативном управлении РДС РЭС.

Для ведения заданного режима энергосистемы на уровне ОДУ (ЦДС) используются нижеследующие пути [11].

1. Коррекция (при необходимости) суточного задания распределения активной нагрузки электростанций с целью поддержания экономичного режима. Для облегчения управления режимом суточные графики могут задаваться повариантно (например, для пасмурной и ясной погоды).

2. Контроль и коррекция перетоков мощности путем изменения мощности электростанций, особенно перетоков по межсистемным линиям между энергосистемами и странами в соответствии с суточным заданием и с учетом контрактов, заключенных на поставку мощности и электроэнергии.

3. Регулирование частоты, особенно при отделении энергосистемы или ее части от объединения.

4. Контроль за рациональным размещением резерва в системе и составом необходимого оборудования.

5. Поддержание схемы коммутации основной сети энергосистемы и текущее управление ею путем организации и осуществления оперативных переключений, изменения уставок релейной защиты и противоаварийной автоматики и т.д. Если какое-либо оборудование выводится только в резерв (а не в ремонт), то коммутацию выполняют, как правило, только выключателями. В случае вывода оборудования в ремонт необходимы также операции с разъединителями. Производство переключений требует высокой организованности и внимания. Ошибки при переключениях могут приводить к авариям и несчастным случаям.

6. Вывод оборудования в ремонт и ввод его в работу в соответствии с разрешенными заявками.

7. Руководство регулированием напряжения в системе.

8. Принятие предупредительных мер, предотвращающих перегрузки линий, трансформаторов, другого оборудования и возможные аварийные состояния. Так, в случае недостатка оперативного резерва мощности (например, из-за повышенной нагрузки потребителей по сравнению с запланированной), обнаруженного за несколько часов до наступления максимума, необходимо заранее мобилизовать холодный резерв (развернуть котлоагрегаты, турбогенераторы и т.п.). Если возможна перегрузка линий или трансформаторов, следует заранее изменить схему коммутации.

9. Ликвидация аварий, возникших в системе. Каждая авария специфична, поэтому можно сформулировать только основные положения по управлению режимами в случае аварии.

При аварии различные агрегаты (котлоагрегаты, турбогенераторы, линии, трансформаторы и др.) отключаются внезапно автоматически либо персоналом. Особенно сложны системные аварии, связанные одновременно с несколькими объектами (например, отключение транзитных и межсистемных линий) и резкими изменениями частоты и напряжения.

Дежурный диспетчер получает информацию об аварии с помощью телесигнализации, телеметрии и по каналам связи от оперативного персонала объектов. Получив информацию, диспетчер должен составить представление об очаге аварии и немедленно принять меры по его локализации, если она не произошла с помощью релейной защиты и противоаварийной автоматики. Затем дежурный диспетчер намечает план восстановления нормального режима работы. При необходимости диспетчер имеет право в соответствии с действующими договорами запросить аварийную помощь в других энергосистемах. Решительность действий особенно важна в случае отключения крупных генерирующих мощностей или сильно загруженных линий. При разделении системы на несинхронные части могут резко снизиться частота и напряжение, сработать устройства АЧР. Промедление особенно недопустимо в период повышения нагрузки по суточному графику. Могут наступить лавина частоты и лавина напряжения (их суть описана в работе [24]). Для предотвращения такого развития аварии можно отключить потребителей в соответствии с утвержденными списками. Перечень потребителей в списках намечается с учетом технологии производственных процессов и народнохо-

зяйственного значения этих потребителей. После ликвидации аварии ремонт поврежденного оборудования оформляется соответствующей заявкой.

10. Ведение текущей оперативной документации. При ведении режима в памяти ЭВМ, сводных ведомостях с определенной периодичностью фиксируются параметры режима системы (нагрузки электростанций, напряжения в контрольных точках, нагрузки по основным линиям и др.).

Все оперативные переговоры записываются на магнитофон.

Дежурный диспетчер ведет оперативный журнал, в который записываются [12]: распоряжения, разрешения и доклады об их исполнении, информация об отключении и выводе оборудования в ремонт или резерв, включении его в работу, об аварийных ситуациях на объектах системы, операциях с коммутационным оборудованием и устройствами релейной защиты и противоаварийной автоматики, операциях по включению и отключению заземляющих ножей, выдаче разрешений на допуск к работе на объектах, введении ограничений и отключений потребителей, а также сообщения о несчастных случаях с людьми, штормовые предупреждения.

Рассмотрим кратко особенности работ, выполняемых при ведении суточного режима дежурными диспетчерами низших ступеней оперативного управления — на уровне ОДС электросетевого предприятия, РДС РЭС, а также электростанции.

По ряду работ ОДС является только передаточной инстанцией или подразделением, которое детализирует указания ЦДС либо ОДУ (изменение мощности электростанций, отключение и включение линий и трансформаторов, находящихся в оперативном управлении ЦДС (ОДУ) и др.). На объектах, находящихся в оперативном управлении ОДС, она самостоятельно производит переключения в нормальных и аварийных режимах. Если имеется телеуправление, то диспетчер ОДС непосредственно осуществляет переключения, а в случае его отсутствия — отдает команду на соответствующие подстанции. Как уже отмечалось, эксплуатация подстанций может осуществляться в различной форме: с постоянным дежурным персоналом, с дежурным персоналом на дому, без дежурного персонала (с помощью телеуправления или управления ОВБ). На подстанциях без постоянного дежурного персонала для производства переключений диспетчер вызывает соответствующий персонал либо направляет ОВБ.

Дежурный диспетчер ОДС электросетевого предприятия и РДС РЭС кроме оперативных выполняет ряд технических и организационных функций. К ним относятся определение вида и места повреждения линий, направление бригад на оперативные переключения и устранение повреждений, на осмотры линий, где возможны повреждения, и т.д.

Дежурный инженер электростанции также выполняет функции диспетчера. Отличие заключается в том, что он имеет возможность вникать в суть технологических процессов, поскольку все объекты управления расположены на небольшой территории.

3.7. Регулирование частоты и перетоков активной мощности

Рассмотрим кратко вопросы, касающиеся физических основ регулирования частоты, а затем процедуры, связанные с регулированием частоты при оперативном управлении режимами энергосистемы. (Более подробно вопросы регулирования частоты изложены в работе [24].)

В соответствии с межгосударственным стандартом стран СНГ качество частоты в энергосистеме оценивается ***отклонением частоты***, под которым понимают алгебраическую разность между фактическим значением частоты и ее номинальным значением при медленных изменениях: $\Delta f = f - f_{\text{ном}}$.

Стандарт устанавливает нормально допустимое отклонение частоты $\Delta f_{\text{норм}} = \pm 0{,}2$ Гц и предельно допустимое значение $\Delta f_{\text{доп}} = \pm 0{,}4$ Гц. Качество частоты считают соответствующим требованиям стандарта, если в течение 24 ч отклонение частоты находится в интервале, ограниченном предельно допустимыми значениями, а не менее 95% времени — в интервале, ограниченном нормально допустимыми значениями.

С целью улучшения качества регулирования частоты и приведения отечественных требований по частоте к показателям европейских энергосистем предполагается ввести следующие показатели: нормальный уровень частоты (50 $\pm$ 0,05) Гц; допустимый уровень частоты (50 $\pm$ 0,2) Гц; время восстановления нормального уровня частоты не более 15 мин.

Качество частоты непосредственно связано с оперативным балансом активных мощностей:

$$\sum P_{\text{г}} = \sum P_{\text{п}} + \sum \Delta P, \qquad (3.2)$$

где $\sum P_{\text{г}}$ – суммарная мощность генераторов, подключенных к системе; $\sum P_{\text{п}}$ – суммарная мощность потребителей системы; $\sum \Delta P$ – суммарные потери активной мощности в элементах системы.

Если какая-либо из составляющих уравнения баланса (3.2) изменится, а остальные останутся неизменными, это приведет к изменению частоты в системе. Так, при снижении мощности станций без изменения включенной мощности электроприемников произойдет снижение частоты и установится новый баланс мощности, но при другой частоте. Аналогичная картина будет наблюдаться при подключении дополнительных электроприемников и неизменной мощности генераторов электростанций. Изменение частоты будет происходить также при одновременном несогласованном изменении нагрузки станций и потребителей.

В общем случае при избытке генерирующей мощности частота будет повышаться, а при дефиците – понижаться. Важно отметить, что вследствие большой скорости распространения электромагнитных волн, связанных с передачей электроэнергии, при медленных изменениях режима частота во всех синхронно работающих частях системы одинакова.

Для регулирования частоты турбины электростанций снабжают регуляторами скорости. Регулировочная способность турбин определяется характеристиками регуляторов скорости. При работе генераторов параллельно с системой используют статические характеристики регуляторов. Регулировочная способность турбогенераторов описывается количественно ***крутизной характеристики регулятора***:

$$k_{\text{г}} = -\frac{\Delta P_{\text{г}}}{P_{\text{ном}}} : \frac{\Delta f}{f_{\text{ном}}}, \qquad (3.3)$$

где $\Delta P_{\text{г}}$ – изменение мощности генератора при изменении частоты относительно номинальной $f_{\text{ном}}$ на величину Δf; $P_{\text{ном}}$ – номинальная мощность генератора.

Из формулы (3.3) следует, что чем больше выбранная крутизна характеристики, тем больше изменение мощности генератора при том же отклонении частоты, т.е. тем больше будет реагировать данный генератор на изменение режима системы.

Наряду с крутизной используют также понятие ***статизма характеристики регулирования***: $\sigma_г = 1/k_г$, или (в процентах) $\sigma_г = 100/k_г$.

Наличие регуляторов скорости турбогенераторов позволяет использовать их для первичного, вторичного, а также третичного регулирования частоты. Физическая суть такого регулирования на генераторах подробно изложена в учебном пособии [24]. Поэтому здесь уделим внимание задачам и процедуре регулирования частоты в системе, предварительно введя некоторые термины, используемые при оперативном управлении энергосистемами.

Первичная регулирующая мощность электростанции — значение изменения ее мощности под воздействием системы автоматического регулирования турбин, вызванного изменением частоты, в соответствии с их статическими характеристиками.

Первичная регулирующая мощность потребителей — значение изменения потребляемой ими мощности в соответствии с их статическими характеристиками при изменении частоты.

Первичная регулирующая мощность энергосистемы — значение изменения соответствующего баланса мощности, вызванного возникновением первичной регулирующей мощности электростанций и потребителей при изменении частоты.

Первичное регулирование частоты — процесс мобилизации первичной регулирующей мощности электростанций и энергосистем при возникновении небаланса мощности, заканчивающийся установлением неуравновешенного баланса мощности при новой частоте.

Первичное регулирование подразделяется на общее и нормированное. *Общее первичное регулирование* осуществляется всеми электростанциями в меру имеющихся возможностей. Под *нормированным первичным регулированием* понимают организованную часть первичного регулирования, осуществляемую выделенными для этих целей электростанциями, на которых размещены первичные резервы и обеспечено их эффективное использование.

Вторичная регулирующая мощность — значение изменения мощности электростанций вторичного регулирования в целях восстановления планового баланса мощности.

Вторичное регулирование частоты (режима) — процесс восстановления планового баланса мощности путем использования вторичной регулирующей мощности для компенсации возникшего небаланса мощности, ликвидации перегрузки транзитных связей, восстановления частоты и потраченных при действии первичного регулирования резервов первичной регулирующей мощности. Вторичное регулирование может осуществляться по команде диспетчера или систем автоматического режима по частоте и перетокам мощности.

Третичное регулирование частоты — оперативное регулирование мощности специально выделенных электростанций с целью восстановления вторичного резерва по мере его исчерпания, а также для осуществления оперативной коррекции режима в иных целях (например, для оптимизации распределения нагрузок между электростанциями при изменившейся нагрузке потребителей). При третичном регулировании на соответствующие электростанции передаются все отклонения от планового режима, первоначально воспринятые электростанциями первичного, а затем вторичного регулирования.

Третичная регулирующая мощность — значение изменения мощности электростанций третичного регулирования, потребителей-регуляторов по команде диспетчера в процессе третичного регулирования.

Таким образом, назначение первичного регулирования, осуществляемого одновременно всеми станциями системы, на которых имеется вращающийся резерв мощности, заключается в удержании частоты в допустимых пределах при нарушении баланса активной мощности. При этом частота до номинальной не восстанавливается, так как регуляторы имеют статические (а не астатические) характеристики [24]. Вторичное регулирование начинается после действия первичного и предназначено для восстановления номинальной частоты, а также плановых перетоков мощности между энергосистемами в энергообъединении. Третичное регулирование используется для поддержания и восстановления резервов первичного и вторичного регулирования и для оказания помощи в порядке оперативной коррекции заданного режима работы энергосистемы и ОЭС при неспособности отдельных энергосистем самостоятельно обеспечить вторичное регулирование.

Изменение частоты во времени при ее регулировании показано на рис. 3.23. При возникновении внезапного дефицита

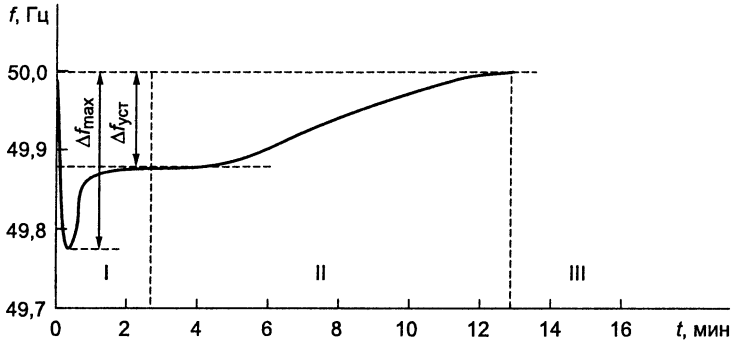


Рис. 3.23. Зависимость частоты от времени в процессе ее регулирования

активной мощности и вследствие этого снижения частоты, соответствующего Δf_{max}, на стадии I происходит первичное регулирование, в котором участвуют электростанции, имеющие вращающийся резерв мощности, и потребители системы. Оно способно максимально быстро остановить снижение частоты. Чем крупнее энергообъединение, тем эффективнее первичное регулирование. Процесс первичного регулирования заканчивается примерно через 0,5 мин, после чего возникает и удерживается установившееся отклонение частоты $\Delta f_{уст}$. Вторичное регулирование (стадия II), которое может осуществляться автоматически либо вручную, происходит через 2...5 мин. При этом станции, на которых осуществляется вторичное регулирование, набирают нагрузку, частота восстанавливается, а станции, на которых произошло первичное регулирование, возвращаются к исходной нагрузке. Вторичное регулирование продолжается 5...10 мин, после чего частота восстанавливается до номинальной.

На стадии III осуществляется третичное регулирование, при котором создается взамен истраченному резерв мощности для вторичного регулирования. Процесс перераспределения нагрузки между станциями должен осуществляться на основе оптимизации режима энергообъединения.

На рис. 3.24 более детально показан процесс первичного регулирования. На первом этапе (A) скорость снижения частоты зависит от относительной величины возникшего в системе дефицита мощности и постоянной механической инерции системы. При этом дефицит мощности компенсируется за счет снижения кинетической энергии вращающихся элементов

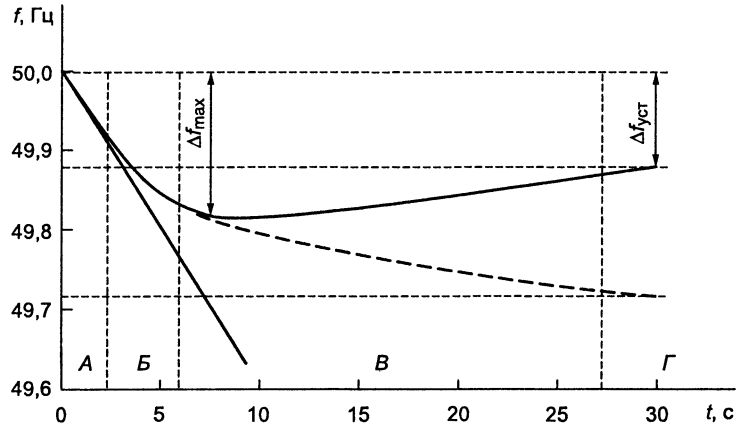


Рис. 3.24. Зависимость частоты от времени в процессе ее первичного регулирования [23]

системы (роторов генераторов, электродвигателей) при их торможении. В данный период времени скорость снижения частоты определяется по формуле

$$\left.\frac{\partial f}{\partial t}\right|_{t=0} = \frac{\Delta P / \Delta P_{\text{г.ном}}}{T_j} f_{\text{ном}}.$$

Так, при относительном дефиците мощности $\Delta P / \Delta P_{\text{г.ном}} = 1\%$ и постоянной инерции $T_j = 12$ с (что соответствует энергообъединению с мощными энергоблоками КЭС и АЭС) скорость снижения частоты $\partial f / \partial t = 0{,}04$ Гц/с.

На этапе *Б* по мере снижения частоты начинает проявляться регулирующий эффект нагрузки потребителей в соответствии с ее статической характеристикой, крутизна которой определяется по формуле

$$k_{\text{н}} = \frac{\Delta P_{\text{н}}}{P_{\text{н}}} : \frac{\Delta f}{f_{\text{ном}}},$$

где $P_{\text{н}}$ – мощность нагрузки при номинальной частоте. Отсюда снижение мощности нагрузки при снижении частоты

$$\Delta P_{\text{н}} = k_{\text{н}} \frac{\Delta f}{f_{\text{ном}}} P_{\text{н}}.$$

В результате регулирующего эффекта нагрузки скорость снижения частоты снижается (на рис. 3.24 – штриховая кривая). Если бы на электростанциях не было первичного регулирования, то постоянная инерции процесса снижения частоты была бы равна:

$$\tau = \frac{T_j}{k_{\text{н}} P_{\text{н}} / P_{\text{г.ном}}},$$

где $P_{\text{н}} / P_{\text{г.ном}}$ – коэффициент загрузки генераторов электростанций.

При участии в первичном регулировании только нагрузки установившееся отклонение частоты

$$\Delta f_{\text{н.р}} = \frac{1}{k_{\text{н}}} f_{\text{ном}} \frac{\Delta P}{P_{\text{н}}}.$$

При $P_{\text{н}} / P_{\text{г.ном}} = 0{,}9$ и $k_{\text{н}} = 2$ постоянная времени τ нерегулируемой системы составит 7 с, а частота примет установившееся значение через 30 с и ее отклонение станет равным 0,2 Гц.

Из-за наличия зоны нечувствительности регуляторов скорости турбин и инерционности элементов электростанции, участвующих в регулировании, первичное регулирование частоты на станциях начинается через 5...6 с после возникновения дефицита мощности (этап *B*). При этом скорость снижения частоты уменьшается, отклонение частоты достигает максимального значения $\Delta f_{\max}$, после чего частота начинает увеличиваться. В результате в конце этапа *B* мощность электростанций увеличится в соответствии с крутизной их статических характеристик. При этом установившееся отклонение частоты

$$\Delta f_{\text{уст}} = -k_{\text{с}} f_{\text{ном}} \frac{\Delta P}{P_{\text{г.ном}}} = -S_{\text{с}} f_{\text{ном}} \frac{\Delta P}{P_{\text{г.ном}}},$$

где $k_{\text{с}}$, $S_{\text{с}}$ – крутизна и статизм статической характеристики системы (совместно потребителей и электростанций) [24].

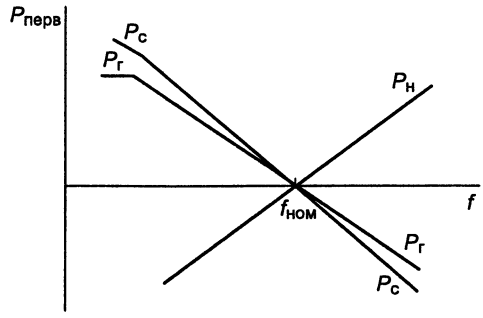


Рис. 3.25. Статические частотные характеристики

Так, при $k_с = -5$ $\Delta f_{уст} = 0{,}11$ Гц и процесс первичного регулирования завершится примерно через 30 с.

На этапе *Г* вступает в действие вторичное регулирование, после чего частота восстанавливается до номинальной (рис. 3.24).

На рис. 3.25 приведены идеализированные (без учета зоны нечувствительности регуляторов) частотные характеристики нагрузки ($P_н$), генерирующей части системы ($P_г$) и системы в целом ($P_с$), характеризующие изменение соответствующей мощности $P_{перв}$ при первичном регулировании. Из рисунка видно, что крутизна характеристики системы больше крутизны характеристики генерирующей части за счет регулирующего эффекта нагрузки.

Для эффективного первичного регулирования к нему должны быть привлечены все или подавляющее большинство станций. На них должен постоянно поддерживаться резерв регулируемой мощности (как в сторону ее увеличения, так и в сторону уменьшения). Общий резерв мощности, предназначенный для первичного регулирования, следует распределять по возможности равномерно по объединению. Этот резерв должен быть достаточным для компенсации возникших небалансов мощности как в нормальных, так и в аварийных ситуациях. Зона нечувствительности систем регулирования скорости турбин должна быть как можно меньше. Котлоагрегаты КЭС и реакторы АЭС должны быть снабжены эффективной системой регулирования, позволяющей автоматически поддерживать производительность в соответствии с потребностями турбогенераторов при изменении их мощности.

В процедуре вторичного регулирования можно выделить локальное (местное) и общее регулирование. Задача *локального вторичного регулирования* заключается в обеспечении плановых диспетчерских графиков и договорных обязательств по поставкам мощности электростанциями и отдельными системами в энергообъединении. Поставка мощности осуществляется с коррекцией по частоте. Для электростанции и отдельной системы при выдаче мощности в другие системы (при положительном сальдо внешних перетоков) мощности корректируются следующим образом:

$$P_{\text{эс}} = P_{\text{эс}\,0} - k_{\text{ч}}\Delta f; \quad P_{\text{с}} = P_{\text{с}\,0} - k_{\text{ч}}\Delta f,$$

где $P_{\text{эс}}$, $P_{\text{с}}$ – соответственно текущее значение заданной мощности электростанции и сальдо (сумма) перетоков системы при отклонении частоты Δf и заданном значении коррекции по частоте $k_{\text{ч}}$, МВт/Гц; $P_{\text{эс}\,0}$, $P_{\text{с}\,0}$ – заданная мощность электростанции и сальдо перетоков мощности из (в) данной системы для текущего момента времени при номинальной частоте. Значение $-k_{\text{ч}}\Delta f$ характеризует мощность, которая должна быть дополнительно выработана станцией (отдельной системой) при отклонении частоты Δf в процессе первичного регулирования.

Общее вторичное регулирование действует в пределах энергообъединения и обеспечивает поддержание номинальной частоты в случае задержки или неэффективности локального регулирования. Оно предназначено также для нормализации режима энергообъединения при нарушении баланса генерации и потребления из-за аварийных отключений линий, энергоблоков, узлов электропотребления.

Общее вторичное регулирование может осуществляться диспетчером энергообъединения вручную либо автоматически с помощью центральной координирующей системы автоматического регулирования режима по частоте и перетокам активной мощности (ЦКС АРЧМ).

Одновременно с локальным и общим вторичным регулированием должно осуществляться ручное или автоматическое ограничение перетоков мощности (АОП) по межсистемным и основным транзитным линиям.

Для вторичного регулирования частоты выделяются наиболее маневренные станции, к которым относятся прежде всего ГЭС. На них постоянно должен поддерживаться достаточный резерв мощности.

Рассмотрим некоторые практические вопросы участия отдельных систем в регулировании частоты и перетоков мощности в энергообъединении на примере Белорусской энергосистемы [12]. Регулирование частоты в энергообъединении осуществляется диспетчером ЦДУ ЕЭС России с помощью электростанций, подключенных к ЦКС АРЧМ. Диспетчеры других систем регулируют согласованное сальдо перетоков. Вращающийся резерв Белорусской энергосистемы находится в управлении дежурного диспетчера ОДУ. По согласованию вращающийся резерв может быть размещен (полностью или частично) на электростанциях других энергосистем.

При отклонении частоты за нормально допустимый диапазон (49,9...50,1 Гц, но в пределах 49,8...50,2 Гц) диспетчер ЦДУ ЕЭС России должен восстановить нормальную частоту в течение 30 мин. При отклонении частоты за пределы 49,9...50,1 Гц продолжительностью более 30 мин диспетчеры ОДУ Беларуси и других систем должны скорректировать сальдо перетоков. Если частота снизилась до 49,8...49,2 Гц и находится в этих пределах более 60 мин, а сальдо перетоков не выдерживается, то при отсутствии на электростанциях резервов мощности диспетчер должен отрегулировать сальдо перетоков любыми средствами, в том числе путем ограничения или отключения потребителей в соответствии с согласованными графиками. Регулирование перетоков мощности по межсистемным линиям осуществляется путем воздействия в первую очередь на активную мощность станций, ближе всего расположенных к перегруженной линии (сечению сети).

При отделении Белорусской энергосистемы и энергосистем стран Балтии от ЕЭС России регулирование частоты и обменной мощности осуществляется диспетчерами Белорусской энергосистемы и диспетчерского центра систем стран Балтии. Если Белорусская энергосистема отделяется от ЕЭС России и энергосистем стран Балтии, то регулирование частоты должен осуществлять диспетчер Белорусской энергосистемы.

В заключение отметим, что регулирование частоты представляет собой процесс, исключительно важный для обеспечения живучести энергообъединения в целом и входящих в него энергосистем. При неуправляемом процессе снижения частоты вследствие появления больших дефицитов мощности может возникнуть лавина частоты, физическая суть которой описана в учебном пособии [24]. Это явление более вероятно в

дефицитных системах и энергорайонах при отключении линий, по которым в них подается мощность. Лавина частоты в системе может приводить к отрицательным техническим, экономическим и социальным последствиям. Поэтому, чтобы не допустить ее, при оперативном управлении должны быть приняты все меры вплоть до отключения части потребителей от устройства АЧР, а также отключения вручную.

3.8. Резервы мощности в энергосистемах

Под ***полным резервом активной мощности*** понимают разность между мощностью электростанций $P_с$ и суммарной нагрузкой потребителей:

$$P_р = P_с - P_н.$$

Резерв энергии достигается за счет запасов воды в водохранилищах ГЭС и запасов топлива на ТЭС.

Величина резерва мощности в энергосистеме непостоянна вследствие непрерывного изменения нагрузки потребителей в соответствии с суточным графиком и изменения располагаемой мощности станций из-за снижения КПД, уменьшения расхода воды на ГЭС и т.д. Если полагать, что нагрузка станций неизменна, то наименьший резерв будет в утренние и вечерние часы зимних рабочих дней, а наибольший — в ночные и дневные часы праздничных и выходных дней.

По назначению различают следующие виды резервов мощности: ремонтный, эксплуатационный, аварийный, нагрузочный и резерв взаимопомощи.

Ремонтный резерв предназначен для компенсации мощности генераторов, выводимых в плановые ремонты. Капитальный ремонт выполняется, как правило, при сезонных снижениях потребления системы (например, летом). Поэтому при максимальных нагрузках ремонтный резерв необходим в основном для проведения текущих ремонтов.

Эксплуатационный резерв служит для компенсации временного снижения мощности, которое возникает в условиях эксплуатации, но не имеет аварийного характера. Например, мощность ГЭС со слабо зарегулированным стоком уменьшается при сезонных снижениях напора воды в период ее максимального расхода за счет повышения отметки нижнего бьефа. Снижение электрической мощности ТЭЦ происхо-

дит обычно при уменьшении тепловой нагрузки. Это в большей мере касается ТЭЦ, имеющих турбины с противодавлением. На КЭС эксплуатационные снижения располагаемой мощности могут происходить за счет низкой калорийности топлива, при повышении температуры циркуляционной воды и т.д. Все эти отклонения можно более или менее предвидеть заранее.

Аварийный резерв предназначен для обеспечения электроснабжения в случае снижения мощности, вызванного аварийным простоем оборудования станций или электрических сетей.

Нагрузочный резерв служит для компенсации возможных превышений действительной нагрузки энергосистемы над расчетной из-за ошибок прогнозирования суточного графика нагрузки. Он составляет 2,5...3,0% от максимального потребления.

Резерв взаимопомощи создается для оказания помощи энергосистемам других стран в соответствии с действующими договорами.

На рис. 3.26 показано размещение резервов различного вида в течение года. Кривая *1* характеризует ожидаемые суточные максимумы нагрузки энергосистемы в течение года, а линия *2* – установленную мощность станций с учетом ввода новых мощностей. Мощность между линиями *1* и *2* есть полный резерв. Площадь *6* характеризует нагрузочный резерв, выражающийся в каждый момент времени разностью между воз-

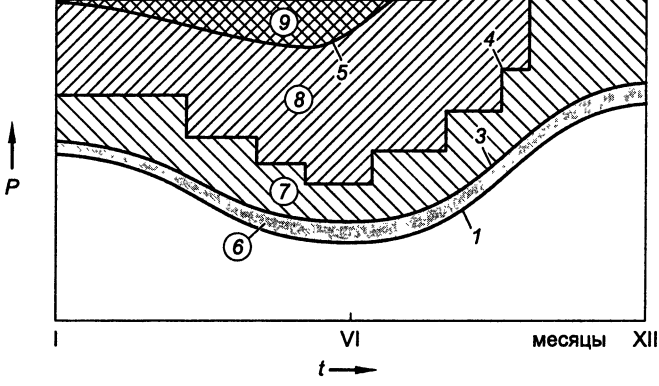


Рис. 3.26. Размещение резервов мощности в годовом графике

можной максимальной нагрузкой *3* и расчетной *1*. Площадь *7* соответствует аварийному резерву, который определяется расчетной мощностью системы *4* и возможными суточными максимумами системы *3*, а площадь *8* — ремонтному резерву. Как видно из рисунка, наибольший ремонтный резерв планируется на периоды спада нагрузки системы. Площадь *9* характеризует эксплуатационный резерв мощности, необходимый для компенсации эксплуатационных снижений нагрузки станций, который определяется разностью между установленной мощностью станций системы *2* и установленной мощностью с учетом эксплуатационных снижений нагрузки *5*.

Ремонтный и эксплуатационный резервы относятся к ***планируемому резерву***, величина которого зависит от технических характеристик станций и необходимого объема ремонтов. Она в известной мере может быть определена заранее. Совокупность аварийного и нагрузочного резервов и резерва взаимопомощи называется ***оперативным резервом***.

Нарушения баланса мощности по характеру их наступления могут быть различными. Некоторые нарушения можно предусмотреть за несколько часов или даже суток (например, резкое увеличение шугохода на ГЭС). Однако наиболее часто происходит внезапное нарушение баланса мощностей. Из-за нарушений работы оборудования электростанций разгрузка может произойти в течение нескольких минут или даже секунд. Наиболее резкое нарушение баланса наблюдается при аварийном отключении оборудования станций или подстанций релейной защитой. Для предотвращения небаланса или его устранения (при внезапном появлении) оперативный резерв должен обладать необходимой мобильностью.

По степени мобильности можно установить нижеследующие категории оперативного резерва [11].

Резерв первой очереди — мгновенный. Его цель — мгновенно повысить генерирующую мощность при нарушении энергобаланса, чтобы качественные показатели энергии (частота и напряжение) не успели отклониться за пределы технического допуска. Это достигается реализацией так называемого *включенного резерва* (иногда его называют *вращающимся* или *горячим резервом*), т.е. автоматической загрузкой недогруженных агрегатов. Данного эффекта можно добиться отключением потребителей-регуляторов. На линиях и трансформаторах таким резервом является включение от автоматов включения резерва.

Резерв второй очереди осуществляется оборудованием, которое может обеспечить повышение нагрузки не позднее чем через 1...3 мин после появления дефицита (например, готовый к пуску гидрогенератор, дизельный агрегат, газовая турбина). Этот резерв позволяет восстановить нормальные параметры энергии, если они вышли за допустимые пределы, и используется в дополнение к резерву первой очереди (например, для его замены в случае перегрузки агрегатов в первый момент).

Резерв третьей очереди осуществляется оборудованием, которое может принять нагрузку через несколько часов после возникновения аварии. Примером такого резерва являются турбогенераторы, находящиеся в невключенном (холодном) резерве, а в некоторых случаях — и оборудование, находящееся в ремонте, если оно достаточно быстро (через 2...3 ч) может быть подготовлено к пуску.

Наличие достаточного резерва мощности еще не означает, что энергосистема сможет покрыть всю потребность в электроэнергии. Для удовлетворения потребителей необходимо иметь как резерв мощности, так и резерв энергии. В ряде случаев система может располагать либо только резервом мощности, либо только резервом энергии. Например, при малом стоке воды по реке ГЭС не имеет резерва энергии, но в некоторые моменты времени за счет резервных агрегатов она способна выдать дополнительную мощность. При отсутствии резервных агрегатов на КЭС станция, наоборот, располагает резервом энергии, но не имеет резерва мощности. Резерв энергии на КЭС может быть использован в периоды спада нагрузки для компенсации сработки воды в водохранилище ГЭС.

Для обеспечения эффективного первичного регулирования частоты в энергосистемах постоянно поддерживается ***резерв первичной регулирующей мощности*** для загрузки и разгрузки выделенных электростанций нормированного первичного регулирования. Этот резерв включает:

- *нормальный резерв* для стабилизации частоты в нормальных условиях и удержания ее в пределах $\pm$ 0,2 Гц от номинальной;
- *аварийный резерв*, достаточный для удержания отклонения частоты, вызванного аварийным отключением энергетического оборудования, линий электропередачи, узлов электропотребления, в пределах $\pm$ 0,4 Гц от номинальной.

Так, согласно [12], в Белорусской энергосистеме первичный резерв, который должен быть задействован за время 5...30 с, принят равным $P_{1\text{рез}} = 0{,}025P$, т.е. 2,5% от суммарной генерирующей мощности системы в данный момент. Например, при мощности системы 4000 МВт он составляет 100 МВт, а при мощности 6000 МВт – 150 МВт.

Для эффективного вторичного регулирования в энергосистеме постоянно должен быть ***резерв вторичной регулирующей мощности*** на загрузку и разгрузку выделенных станций вторичного регулирования. Его величина должна быть достаточной для компенсации отклонения от диспетчерского графика и компенсации аварийного отключения наиболее крупного генератора или узла электропотребления.

В часы суток, когда нагрузка изменяется мало, вторичный резерв, который должен быть введен за время до 15 мин,

$$P'_{2\text{рез}} = 3\sqrt{P_{\text{нб}}},$$

а в часы переменной части графика нагрузки

$$P''_{2\text{рез}} = 6\sqrt{P_{\text{нб}}}, \qquad (3.4)$$

где $P_{\text{нб}}$ – наибольшая потребляемая мощность энергосистемы.

На рис. 3.27 приведены зависимости вторичного резерва от наибольшей мощности $P_{\text{нб}}$ системы. Из них видно, что требуемый вторичный резерв снижается при увеличении мощности системы.

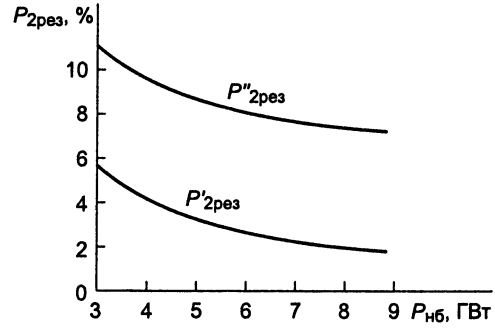


Рис. 3.27. Зависимость вторичного резерва от наибольшей мощности системы

Если $P'_{2\text{рез}}$ и $P''_{2\text{рез}}$ меньше мощности самого крупного работающего блока, следует иметь вторичный резерв, равный мощности наибольшего блока. Так, при мощности системы $P_{\text{нб}} = 5000$ МВт $P'_{2\text{рез}} = 212$ МВт, а $P''_{2\text{рез}} = 424$ МВт. Если мощность самого крупного работающего блока составляет 300 МВт, то $P'_{2\text{рез}} < 300$; следовательно, в ряде случаев потребуется увеличение резерва по сравнению с резервом, рассчитываемым по формуле (3.4). Вторичный резерв полностью или частично может находиться в соседних энергосистемах, если это предусмотрено контрактами.

В энергосистемах должен создаваться также ***резерв третичной регулирующей мощности*** для обеспечения постоянного наличия заданных первичного и вторичного резервов и оптимизации режимов энергосистемы. В качестве быстродействующего («минутного») третичного резерва должны использоваться пуск-останов резервных гидрогенераторов, пуск-останов, перевод в генераторный или двигательный режим агрегатов ГАЭС. Менее быстродействующий третичный резерв – загрузка (разгрузка) энергоблоков ТЭС, АЭС и отключение (включение) потребителей-регуляторов.

Учитывая малую вероятность одновременного использования оперативного резерва различных видов, результирующий резерв мощности в ОЭС обычно определяют как наибольший из аварийного, нагрузочного и резерва взаимопомощи.

3.9. Баланс реактивной мощности в энергосистемах

В установившихся режимах энергосистем должен соблюдаться оперативный баланс реактивных мощностей:

$$\sum Q_{\text{г}} + \sum Q_b \pm \sum Q_{\text{с.д}} \pm \sum Q_{\text{к.у}} = \sum Q_{\text{п}} + \sum \Delta Q, \qquad (3.5)$$

где $\sum Q_{\text{г}}$ – реактивная мощность генераторов электростанций; $\sum Q_b$ – зарядная мощность линий; $\sum Q_{\text{с.д}}$ – реактивная мощность синхронных двигателей, которые могут работать в режиме перевозбуждения или недовозбуждения; $\sum Q_{\text{к.у}}$ – мощность компенсирующих устройств в режиме выдачи или потребления реактивной мощности; $\sum Q_{\text{п}}$ – реактивная мощность потреби-



Рис. 3.28. Источники регулирования баланса реактивной мощности

телей, в том числе собственных нужд электростанций и подстанций; $\sum\Delta Q$ – потери реактивной мощности в электрических сетях.

Средства генерации и регулирования баланса реактивной мощности, входящие в левую часть уравнения (3.5), указаны на рис. 3.28.

Баланс реактивной мощности сохраняется в каждый данный момент за счет изменения генерируемой реактивной мощности и потребляемой реактивной мощности в соответствии со статическими характеристиками нагрузки по напряжению (рис. 3.29, *а*). Суть таких изменений заключается в том, что при снижении напряжения, вызванном уменьшением генерируемой реактивной мощности, потребляемая реактивная мощность уменьшается в соответствии с регулирующим эффектом нагрузки, который при напряжениях, близких к номинальному, равен $\partial Q/\partial U = 2...5$, т.е. на каждый процент изменения напряжения возникает изменение реактивной мощности на 2...5%. В результате устанавливается новый оперативный баланс реактивной мощности, но уже при пониженном напряже-

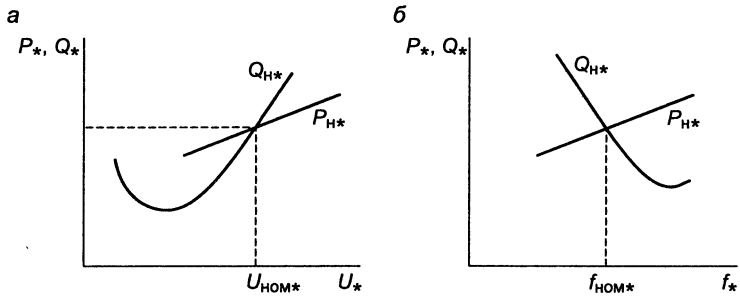


Рис. 3.29. Статические характеристики нагрузки:
а — по напряжению; *б* — по частоте

нии. Однако такой процесс имеет место лишь при условии, что напряжение больше критического ($U > U_к$). При напряжении в узле потребления меньше критического $\partial Q / \partial U < 1$, поэтому дальнейшее снижение напряжения будет вызывать дополнительные падения напряжения в сети и, как следствие, дальнейшее снижение напряжения. Возникнет лавинообразный процесс, называемый ***лавиной напряжения***. В результате произойдет нарушение устойчивости нагрузки, выражающееся в саморазгрузке потребителей. После их самопроизвольного отключения напряжение в сети восстанавливается. Более подробно физическая сущность баланса реактивных мощностей и его связь с регулированием напряжения описана в учебном пособии [24].

Возникновение лавины напряжения потенциально возможно прежде всего в отдельных узлах системы, в которых возникает дефицит реактивной мощности, а не во всей системе сразу. Более вероятна лавина напряжения в послеаварийных режимах, связанных со значительным понижением напряжения.

Критическое напряжение на шинах потребителя, при котором возникает лавина напряжения, составляет примерно 70% от номинального. С учетом падения напряжения и некоторого запаса напряжения на границах раздела сетей энергосистемы и потребителей в послеаварийных режимах должны составлять не менее 75...80% от номинального. Отдельные узлы системы с большим коэффициентом загрузки асинхронных двигателей и значительной мощностью батарей конденсаторов могут характеризоваться критическим напряжением, равным 0,85...0,9 от номинального [12].

Снижение частоты вследствие возникновения в системе дефицита активной мощности для асинхронных электродвигателей эквивалентно повышению напряжения: потребляемая ими реактивная мощность возрастает (рис. 3.29, *б*). Поэтому при пониженной частоте критическое напряжение, при котором возникает лавина напряжения, несколько снижается (табл. 3.3).

Таблица 3.3

Зависимость критического напряжения от частоты [12]

Параметр	Частота, Гц					
	50	49	48	47	46	45 и ниже
$U_к$, % от $U_{ном}$	80	79	78	77	76	75

Рассмотрим краткую характеристику наиболее распространенных средств генерации и регулирования реактивной мощности.

Генераторы электрических станций. Изменение выдаваемой в систему реактивной мощности осуществляется регулированием тока возбуждения. При этом реактивная мощность генератора может ограничиваться током статора (полной мощностью $S_{ст}$, рис. 3.30) либо током ротора ($S_р$). Линия *1–2–3* соответствует номинальной активной нагрузке генератора. При этом в точке *3* генератор работает с номинальным коэффициентом мощности $\cos\varphi_{ном}$, выдавая в сеть реактивную мощность $Q_{ном}$, а в точке *2* реактивная мощность равна нулю. Если теперь уменьшить активную мощность, ток статора станет меньше номинального и его можно снова увеличить за счет загрузки генератора реактивной мощ-

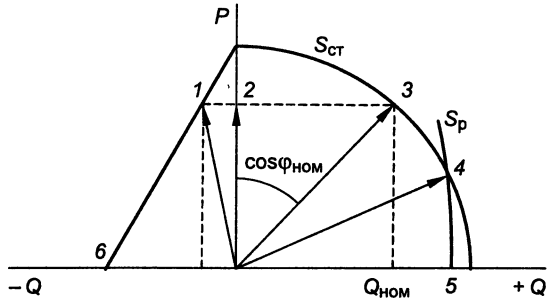


Рис. 3.30. Диаграмма возможного изменения реактивной мощности генератора в зависимости от активной мощности

ностью (точка *4*). Однако при дальнейшем увеличении реактивной мощности наступает ограничение по току ротора (кривая $S_р$), хотя имеется запас по току статора (по полной мощности). В результате при $P = 0$ (точка *5*) генераторы в зависимости от их типа могут выдать реактивную мощность $Q = (0{,}85...0{,}70)S_{ном}$, где $S_{ном}$ – номинальная полная мощность. При перемещении реактивной мощности влево от точки *2* в точку *1* генераторы переходят в режим недовозбуждения и начинают потреблять из сети реактивную мощность.

Линии электропередачи. Они могут быть как источниками, так и потребителями реактивной мощности. Все зависит от того, какая по ним передается активная мощность. Если она меньше натуральной ($P < P_{нат}$), то зарядная мощность превышает потери реактивной мощности и линия в целом является источником реактивной мощности. И наоборот, при $P > P_{нат}$ линия превращается в потребителя реактивной мощности и потери реактивной мощности в ней становятся выше, чем зарядная мощность. При $P = P_{нат}$ линия по отношению к системе нейтральна, потери реактивной мощности в ней равны ее зарядной мощности.

Небаланс реактивной мощности можно выразить так:

$$\delta Q = Q_b - \Delta Q = U^2 \omega c_0 l - \frac{S^2}{U^2} \omega L_0 l,$$

где Q_b – зарядная мощность; ΔQ – потери реактивной мощности; U – напряжение; ω – угловая частота; c_0, L_0 – удельные емкость и индуктивность линии; l – длина линии; S – передаваемая полная мощность.

Если полагать, что по линии передается только активная мощность, то

$$\delta Q = U^2 \omega c_0 l - \frac{P^2}{U^2} \omega L_0 l = U^2 \omega c_0 l \left(1 - \frac{P^2}{U^4} \frac{L_0}{c_0}\right) = Q_b \left(1 - \left(\frac{P}{P_{нат}}\right)^2\right). \quad (3.6)$$

Здесь натуральная мощность (для линий без потерь)

$$P_{нат} = \frac{U^2}{Z_в} = \frac{U^2}{\sqrt{L_0 / c_0}},$$

где $Z_в$ – волновое сопротивление линии.

В табл. 3.4 приведены параметры, связанные с балансом реактивной мощности линии. Из таблицы следует, что зарядная мощность кабельных линий значительно больше зарядной мощности воздушных линий того же номинального напряжения. В то же время кабельные линии, особенно напряжением 35 кВ и выше, имеют меньшую протяженность в системе, чем воздушные. Поэтому зарядная мощность кабельных линий может сказываться лишь в городских сетях, где их протяженность велика.

Таблица 3.4

Натуральная и усредненная зарядная мощность линий

Параметр	Напряжение, кВ								
	0,38	6	10	35	110	220	330	500	750
Натуральная мощность линии, МВт:									
воздушной	0,0005	0,1	0,25	3,2	30	135	360	900	2100
кабельной	–	2,5	5	32	308	1251	–	–	–
Зарядная мощность линии, квар/км:									
воздушной	0,0005	0,1	0,3	3,5	36	144	410	900	2320
кабельной	–	4...13	8...21	86...127	450...1600	1100...5030	9000	17 000	–

В воздушных сетях на оперативный баланс реактивной мощности оказывают влияние линии напряжением 110 кВ и выше. В зависимости от режима системы (наибольших и наименьших нагрузок, выходных и праздничных дней) по этим линиям может передаваться активная мощность как больше, так и меньше натуральной. Поэтому в целом составляющая баланса реактивной мощности, связанная с нагрузочным режимом активной мощности, может быть как положительной, так и отрицательной.

Обратим внимание еще на один важный фактор, связанный с режимом реактивной мощности линии. Как следует из формулы (3.6), зарядная мощность прямо пропорциональна, а потери реактивной мощности обратно пропорциональны напряжению. Поэтому небаланс δQ реактивной мощности в линии непосредственно зависит от режимного напряжения.

Компенсирующие устройства. Остановимся кратко на наиболее распространенных в системах компенсирующих устройствах – батареях конденсаторов, подключае-

мых параллельно нагрузке, синхронных компенсаторах и шунтирующих реакторах.

В батареях конденсаторов ток имеет емкостный характер и опережает вектор напряжения на 90°. В связи с тем что реактивная составляющая тока нагрузки отстает от вектора напряжения на 90°, векторы тока конденсаторов и реактивного тока нагрузки оказываются сдвинутыми на 180°. Это равносильно тому, что на шинах, к которым подключена батарея конденсаторов, генерируется реактивная индуктивная мощность.

Выдаваемая в сеть реактивная мощность батареи конденсаторов прямо пропорционально квадрату напряжения:

$$Q_{БК} = U^2 \omega C_{БК},$$

где $C_{БК}$ – емкость батареи конденсаторов.

Такая зависимость является существенным недостатком БК как источника реактивной мощности. Действительно, понижение напряжения обычно связано с дефицитом реактивной мощности в данном узле сети. При этом уменьшение мощности, выдаваемой БК, способствует еще большему дефициту реактивной мощности.

Батареи конденсаторов распространены в электрических сетях напряжением от 0,38 до 110 кВ включительно. С точки зрения оперативного управления режимами наиболее удобны управляемые БК, которые по условию режима сети можно отключать полностью или частично (по секциям). Такое управление позволяет влиять на баланс реактивной мощности в системе или в каком-либо отдельном ее узле.

Режим мощности синхронного компенсатора определяется формулой

$$S_{СК} \approx Q_{СК} = \sqrt{3} U_{СК} I_{СК} = \frac{E - U_{СК}}{X_{СК}} U_{СК}, \qquad (3.7)$$

где $U_{СК}$ – напряжение на выводах синхронного компенсатора; $I_{СК}$ – ток; E – ЭДС синхронного компенсатора; $X_{СК}$ – реактивное сопротивление в установившемся режиме.

Из формулы (3.7) видно, что в режиме перевозбуждения (при $E > U_{СК}$) синхронный компенсатор будет выдавать в сеть реактивную мощность $Q_{СК} > 0$. При недовозбуждении ($E < U_{СК}$) возникает режим потребления реактивной мощности из сети. В предельном случае при $E = 0$

$$Q_{\text{СК}}^{\text{пр}} = -U_{\text{СК}}^2 / X_{\text{СК}}.$$

Для синхронных компенсаторов, находящихся в энергосистемах, $Q_{\text{СК}}^{\text{пр}} \approx (0{,}6...0{,}5) Q_{\text{СК}}$.

Таким образом, в зависимости от режима энергосистемы синхронный компенсатор может использоваться как генератор либо как потребитель реактивной мощности.

Шунтирующие реакторы могут только потреблять реактивную мощность, которая определяется по формуле

$$Q_{\text{р}} = U^2 b_{\text{р}}, \qquad (3.8)$$

где $b_{\text{р}}$ – реактивная (индуктивная) проводимость реактора.

Из формулы (3.8) видно, что потребляемая реактивная мощность пропорциональна квадрату напряжения. Это достоинство реактора, так как при повышении напряжения, когда в сети имеется избыток реактивной мощности, он увеличивает потребляемую мощность, что способствует снижению напряжения.

Если реактор не имеет устройств для плавного регулирования мощности, то при оперативном управлении его можно использовать в двух режимах: при включенном реакторе из сети потребляется его номинальная или близкая к ней мощность; при отключенном реакторе $Q_{\text{р}} = 0$.

Одним из важных показателей компенсирующих устройств при оперативном управлении режимами электрических сетей являются потери активной мощности в них. В этом отношении достаточно экономичны батареи конденсаторов, в которых потери не превышают 0,5% выдаваемой реактивной мощности. В шунтирующих реакторах они также незначительны – 0,2...0,4% их реактивной мощности. В синхронных компенсаторах потери существенно больше: 1,5...3,0% при номинальной нагрузке и до 5...8% при сниженной нагрузке.

Получают распространение управляемые шунтирующие реакторы. В странах СНГ освоено их производство для электрических сетей напряжением 110...500 кВ и мощностью от 32 до 180 МВ·А и для распределительных сетей напряжением 6...35 кВ и мощностью 3...10 МВ·А. Приведем в качестве примера параметры управляемого шунтирующего реактора, уста-

новленного для работы в сети напряжением 330 кВ на подстанции «Барановичи»: номинальная мощность 180 МВ·А, диапазон плавного регулирования от −5 (выдача реактивной мощности за счет наличия БК) до 195 МВ·А, номинальное напряжение 347 кВ, максимальное рабочее напряжение 354 кВ, максимальная скорость изменения мощности 300 МВ·А/с, диапазон уставки по напряжению в автоматическом режиме 330...347 кВ. Возможны следующие режимы работы: автоматическая стабилизация напряжения на шинах 330 кВ, автоматическое поддержание заданной мощности, ручное регулирование потребляемой мощности. Потери активной мощности при номинальной мощности и номинальном напряжении 753 кВт (0,4%), потери холостого хода 138 кВт (0,08%). Более подробно характеристики и возможности компенсирующих устройств описаны в учебном пособии [23].

Структура баланса реактивной мощности в целом по системе зависит от многих факторов: мощности генераторов и компенсирующих устройств, напряжения, протяженности и загрузки линий, структуры потребителей, соотношения генерируемой, потребляемой и передаваемой в другие системы (или принимаемой от них) активной мощности и т.д. В табл. 3.5 в качестве примера показана структура баланса реактивной мощности в Белорусской энергосистеме в различные периоды года.

Таблица 3.5

Примерная структура баланса реактивной мощности [12]

Генерация и потребление	Источники и потребители реактивной мощности	Реактивная мощность, %		
		Рабочий зимний день (утро)	Выходной зимний день (ночь)	Летний минимум (воскресенье)
1	2	3	4	5
Приходная часть	Турбогенераторы	16,9	3,5	1,2
	Синхронные компенсаторы	0,9	0,3	–
	Воздушные линии	42,7	46,3	49,4
	Батареи конденсаторов	30,2	34,8	38,3
	Прием из энергосистемы России	5,7	12,5	9,7
	Прием из энергосистемы Литвы	3,6	2,6	1,4
	Итого генерация	100	100	100

Окончание табл. 3.5

1	2	3	4	5
Расходная часть	Нагрузка потребителей ($\cos\varphi = 0{,}92$)	34,6	25,3	16,7
	Шунтирующие реакторы	4,9	5,6	6,3
	Турбогенераторы в режиме недовозбуждения	—	12,0	17,4
	Нагрузочные потери	53,6	49,1	51,2
	Потери холостого хода трансформаторов	6,9	8,0	8,4
	Выдача в другие системы	—	—	—
	Итого потребление	100	100	100

Из приведенных данных видно, что в течение года соотношение мощности отдельных источников и различных потребителей реактивной мощности существенно изменяется. Так, при переходе от зимнего максимума к летнему минимуму доля мощности турбогенераторов снижается в 14 раз, а доля мощности батарей конденсаторов возрастает. Аналогично в расходной части доля нагрузки потребителей уменьшается в два раза, зато доля потерь реактивной мощности остается примерно такой же и значительная доля мощности приходится на турбогенераторы, работающие в режиме недовозбуждения.

3.10. Режимы недовозбуждения синхронных генераторов и компенсаторов

В периоды наименьших нагрузок энергосистемы (ночное время, выходные и праздничные дни) за счет генерации линиями реактивной мощности в системе может появиться избыток реактивной мощности, вызывающий повышение напряжения сверх значений, допустимых для данного класса напряжения, либо выше напряжений, при которых не удается обеспечить требуемое качество напряжения у потребителей. В этих условиях может потребоваться перевод турбогенераторов и синхронных компенсаторов в режим недовозбуждения с целью потребления избытка реактивной мощности. Ситуация с избытком реактивной мощности усугубляется в том случае, когда БК, установленные на подстанциях потребителей, в режимах наименьших нагрузок не отключаются, увеличивая избыток реактивной мощности в системе.

Режим недовозбуждения генераторов показан на рис. 3.30 (точка *1* и далее по линии *1 – 6*). Значения реактивной мощности генератора (синхронного компенсатора) в режиме потребления ограничиваются рядом факторов, один из которых – тепловой режим. Допустимая величина недовозбуждения обычно определяется нагревом крайних пакетов активной стали (торцевых зон статора), который обусловлен значительным возрастанием результирующих магнитных полей в зонах лобовых частей обмотки статора. Допустимый нагрев генератора при различных значениях cosφ (различных активных нагрузках) устанавливается по паспортным данным генератора либо на основании специальных тепловых испытаний.

Другим ограничивающим фактором является требование обеспечения устойчивости работы турбогенератора параллельно с системой. Оценка допустимой нагрузки генератора в режиме недовозбуждения по условию устойчивости производится на основании расчетов применительно к конкретным условиям работы турбогенератора в системе. Здесь немаловажную роль играет имеющаяся на генераторе система АРВ, которая расширяет область устойчивой работы. Как известно, предел передаваемой мощности находится по выражению

$$P_{\text{пр}} = \frac{EU}{x_{\text{г}} + x_{\text{с}}},$$

где E, U – соответственно ЭДС генератора и напряжение на шинах системы (рис. 3.31, *а*); $x_{\text{г}}$ – сопротивление генератора; $x_{\text{с}}$ – сопротивление, через которое генератор связан с системой.

В зависимости от системы регулирования возбуждения сопротивление генератора равно: при ручном регулировании $x_{\text{г}} = x_d$; при АРВ пропорционального действия $x_{\text{г}} = x_d'$; при АРВ сильного действия $x_{\text{г}} = 0$. Так как $x_d > x'_d > 0$, то предел передаваемой мощности $P_{\text{пр}}$ зависит от системы регулирования возбуждения и определяется из угловой характеристики мощности (рис. 3.31, *б*, где δ – угол сдвига между векторами ЭДС E и напряжения U).

Перевод турбогенераторов в режим недовозбуждения должен производится только при включенных в работу устройствах АРВ. В режиме недовозбуждения обязательно должна быть включена релейная форсировка возбуждения для повышения устойчивости генератора. Все турбогенераторы осна-

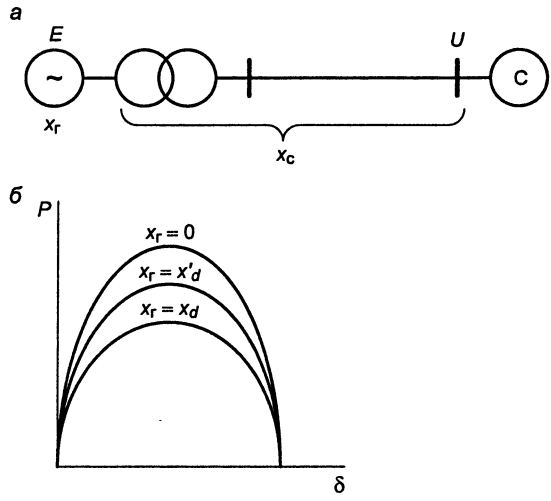


Рис. 3.31. Схема системы (*а*) и угловые характеристики мощности (*б*)



Рис. 3.32. Допустимые реактивные мощности в режиме недовозбуждения генераторов:
а – ТТВ-320-2 ($P_{ном}$ = 300 МВт); *б* – ТВФ-100-2 ($P_{ном}$ = 100 МВт)

щаются ограничителем развозбуждения, который ограничивает максимальную допустимую потребляемую реактивную мощность. Он вступает в работу при увеличении активной мощности генератора либо при повышении напряжения сети. Поскольку при увеличении активной мощности предельное значение потребляемой реактивной мощности уменьшается, то ограничитель развозбуждения в этом случае действует на уменьшение потребляемой реактивной мощности.

На рис. 3.32 в качестве примера приведены предельные значения потребляемой реактивной мощности в режиме недо-

возбуждения для различных генераторов по условию допустимого теплового режима, а в табл. 3.6 — отношения потребляемой реактивной мощности к активной.

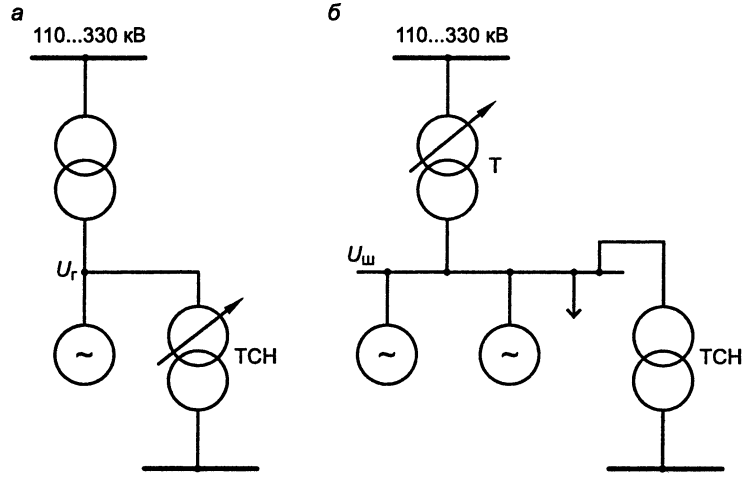


Рис. 3.33. Схемы регулирования напряжения при работе генераторов в режиме недовозбуждения:
а — на трансформаторах собственных нужд станций; *б* — на главном трансформаторе

Таблица 3.6

Отношения реактивной и активной мощностей генераторов в режиме недовозбуждения

Тип и параметры генератора	Отношение потребляемой реактивной мощности к активной $Q_{потр}/P$ при $P/P_{ном}$, %					
	100	90	80	70	60	50
ТВВ-320-2 $P_{ном}$ = 300 МВт cosφ = 0,85	0,15	0,22	0,30	0,39	0,50	0,67
ТВФ-100-2 $P_{ном}$=100 МВт cosφ = 0,85	0,16	0,24	0,35	0,46	0,62	0,84

Перевод генераторов и синхронных компенсаторов в режим недовозбуждения осуществляется по команде дежурного диспетчера ОДУ. Операции по переводу выполняет непосредственно дежурный инженер электростанции или дежур-

ный подстанции (для синхронных компенсаторов), одновременно определяющий количество генераторов исходя из заданной величины реактивной мощности, которую следует поглотить. Из нескольких генераторов на электростанции переводить в режим недовозбуждения следует прежде всего генераторы, работающие с меньшей активной нагрузкой. По условию устойчивости в режиме потребления реактивной мощности лучше работать с одним генератором, потребляющим 100% заданной диспетчером мощности, чем с двумя генераторами, но потребляющими по 50% заданной мощности.

Потребление генераторами реактивной мощности приводит к снижению напряжения $U_г$ на зажимах генератора и на шинах генераторного напряжения $U_ш$ (рис. 3.33). Следствием этого могут быть недопустимо низкие напряжения на шинах собственных нужд станции за трансформатором ТСН либо у потребителей, питающихся с шин генераторного напряжения. В таких случаях для регулирования напряжения следует использовать устройства регулирования под нагрузкой трансформатора собственных нужд ТСН (рис. 3.33, *а*) либо главного трансформатора Т (рис. 3.33, *б*).

3.11. Регулирование напряжения

Регулирование напряжения при оперативном управлении энергосистемами и электрическими сетями должно обеспечивать решение следующих задач:

- поддержание допустимых в соответствии с ГОСТом напряжений у потребителей;
- поддержание оптимального режима напряжений в системообразующих и питающих сетях 750...35 кВ, обеспечивающего минимум суммарных потерь активной мощности.

В системообразующих и питающих сетях регулирование напряжения осуществляют по критерию

$$\Delta P = \Delta P_н(U_i) + \Delta P_к(U_i) \to \min \qquad (3.9)$$

при ограничениях:

$$U_{i\,нм} \le U_i \le U_{i\,нб};\ I_k \le I_{k\,доп},$$

где $\Delta P_н$ – нагрузочные потери активной мощности в сети; U_i, $U_{i\,нм}$, $U_{i\,нб}$ – фактическое и допустимые напряжения в i-м узле; $\Delta P_к$ – потери на корону; I_k, $I_{k\,доп}$ – фактический и допустимый ток в k-й ветви.

В сетях напряжением 35...220 кВ потери на корону незначительны. Поэтому если ими пренебречь, то следует поддерживать максимально возможные значения напряжения, так как нагрузочные потери обратно пропорциональны квадрату напряжения. Однако при этом необходимо учитывать, что изменение соотношения напряжений в различных точках сети будет приводить к изменению потоков реактивной мощности и, как следствие, к изменению потерь активной мощности в сети. Поэтому значения напряжений в различных точках сети устанавливают на основании оптимизационных расчетов.

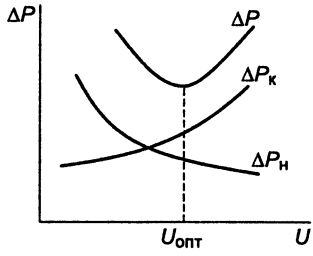


Рис. 3.34. Зависимость потерь активной мощности от напряжения

В сетях напряжением 330...750 кВ потери на корону могут быть соизмеримы с нагрузочными потерями. Поскольку они увеличиваются с повышением напряжения, то режим напряжений должен выбираться в соответствии с формулой (3.9). Изменение потерь мощности в зависимости от напряжения показано на рис. 3.34. Очевидно, что в режимах малых нагрузок, особенно близких к холостому ходу, в линиях будут преобладать потери на корону и оптимальным будет пониженное напряжение. То же относится к плохой погоде (дождь, изморозь) по трассе линии, когда потери на корону резко возрастают. При больших же нагрузках и хорошей погоде (ясно, сухой снег) преобладают нагрузочные потери, и в этих режимах оптимальным будет повышенное напряжение.

Для оперативного управления режимом напряжений устанавливают контрольные точки, в которых на основании оптимизационных расчетов задают графики напряжений для рабочих, выходных и предвыходных дней. В системообразующих и питающих сетях контрольными точками обычно являются шины напряжением 35...750 кВ всех электростанций и 110 кВ крупных узловых подстанций [12].

Относительно распределительных сетей напряжением 6... 10 кВ должно осуществляться местное регулирование напряжения в центрах питания, которые также являются контрольными точками. К ним относятся шины: генераторного напряжения электростанций, от которых питаются местные потребители;

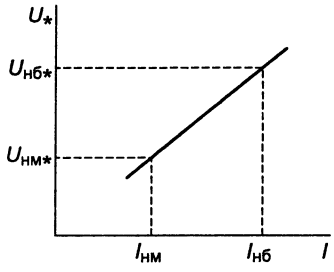


Рис. 3.35. Режим встречного регулирования напряжения

вторичного напряжения подстанций, имеющих трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой, регулируемые вольтодобавочные трансформаторы, СК, БК.

Режим напряжения в центре питания распределительных сетей должен выбираться в зависимости от режима нагрузок потребителей и их удаленности от ЦП. Наиболее часто используют режим встречного (согласного) регулирования напряжения, при котором с повышением нагрузки сети повышается и напряжение в центре питания (рис. 3.35). Поскольку в распределительных сетях на трансформаторах напряжением 6...10/0,38 кВ обычно отсутствуют устройства регулирования напряжения под нагрузкой, этот режим в любое время суток должен обеспечивать допустимые отклонения напряжения у всех электроприемников в сетях напряжением 0,38 кВ. Чтобы выполнить данное условие, выбор режима напряжения в центре питания осуществляют совместно с выбором ответвлений трансформаторов 6...10/0,38 кВ. При этом для снижения потерь мощности сети следует поддерживать как можно более высокое напряжение в центре.

В соответствии с межгосударственным стандартом длительно допустимые отклонения напряжения у электроприемников должны находиться в пределах $\pm 5\%$ с вероятностью $p \geq 0{,}95$. Если ориентироваться на то, что у ближайшего к ТП 6...10/0,38 кВ электроприемника отклонение напряжения будет равно верхнему допустимому пределу: $\delta U_б = +5\%$ (рис. 3.36), а потеря напряжения в сети 0,38 кВ от шин ТП до него равна $\Delta U_{НН\,б}$, то по условию работы ближайшего приемника наибольшее допустимое отклонение напряжения на шинах 0,38 кВ ТП:

$$\delta U_{ТП\,нб} = \delta U_б + \Delta U_{НН\,б}.$$

Применительно к наиболее удаленному от шин 0,38 кВ ТП электроприемнику можно ориентироваться на то, что у него отклонение напряжения будет равно нижнему допустимому пределу ($\delta U_у = -5\%$). При потере напряжения от шин 0,38 кВ ТП до удаленного электроприемника $\Delta U_{НН\,у}$ наименьшее до-

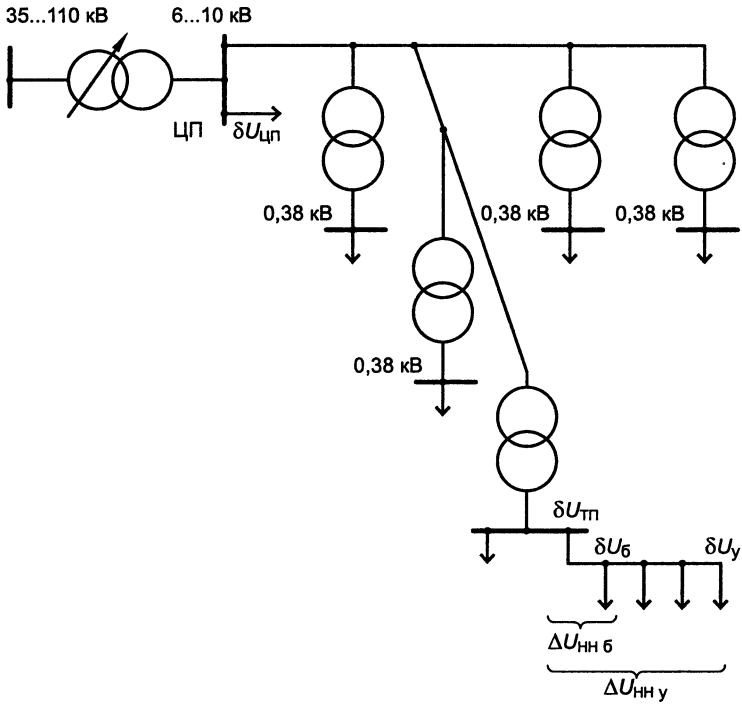


Рис. 3.36. Схема распределительной сети

пустимое отклонение напряжения на шинах ТП по условию работы удаленного приемника

$$\delta U_{\text{ТП нм}} = \delta U_{\text{у}} + \Delta U_{\text{НН у}}.$$

Следовательно, с учетом соблюдения требований ГОСТа как у ближайшего, так и у наиболее удаленного электроприемника напряжение на шинах 0,38 кВ ТП в любых режимах (как наибольших, так и наименьших нагрузок) должно находиться в следующих пределах:

$$\delta U_{\text{ТП нм}} \le \delta U_{\text{ТП доп}} \le \delta U_{\text{ТП нб}}. \qquad (3.10)$$

На практике обычно выбирают один из режимов регулирования напряжения на шинах 6...10 кВ ЦП, приведенных в табл. 3.7.

Таблица 3.7

Возможные режимы напряжения в ЦП

Номер режима	Отклонение напряжения от номинального, %, при нагрузках	
	наибольших $\delta U_{\text{ЦП нб}}$	наименьших $\delta U_{\text{ЦП нм}}$
1	+5	0
2	+10	+5
3	+10	0
4	0	0
5	+5	+5
6	+10	+10

Режимы 1–3 соответствуют встречному регулированию, причем режим 3 глубокого регулирования может потребоваться при значительных потерях напряжения от ЦП до наиболее удаленного ТП и глубоких изменениях нагрузки в течение суток. Режимы 4–6 соответствуют стабилизации напряжения. Они могут оказаться эффективными при незначительных изменениях нагрузки в течение суток, при этом режим 4 целесообразен при близком расположении электроприемников к ТП, а режим 6 – при значительном удалении их от ТП.

Автоматические регуляторы напряжения в ЦП обладают зоной нечувствительности, поэтому отклонение напряжения на шинах ЦП не будет поддерживаться строго в соответствии с режимом, выбранным из табл. 3.7, а будет находиться в следующих пределах:

при наибольших нагрузках

$$\delta U^{\text{пр}}_{\text{ЦП нб}} = \delta U_{\text{ЦП нб}} \pm \delta U_{\text{нч}}; \qquad (3.11)$$

при наименьших нагрузках

$$\delta U^{\text{пр}}_{\text{ЦП нм}} = \delta U_{\text{ЦП нм}} \pm \delta U_{\text{нч}}, \qquad (3.12)$$

где $\delta U_{\text{нч}}$ – зона нечувствительности регулятора напряжения. Значение $\delta U_{\text{нч}}$ определяется по формуле

$$\delta U_{\text{нч}} = n\delta U_{\text{ст}} / 2,$$

где n – коэффициент чувствительности (вводится для исключения многочисленных бесцельных срабатываний переключа-

ющих устройств и принимается равным 1,2...1,6); $\delta U_{ст}$ – ступень регулирования на обмотке трансформатора ЦП.

Как известно, на трансформаторах напряжением 6...10/0,38 кВ обычно имеется пять ответвлений со ступенью регулирования трансформации 2,5% ((6...10) $\pm 2 \cdot 2{,}5\% / 0{,}4$ кВ). Для обеспечения допустимых отклонений напряжения в сетях 0,38 кВ целесообразно использовать все имеющиеся ответвления. При этом каждому из ответвлений будет соответствовать определенная зона распределительной сети. На ТП, близких к ЦП, следует стремиться установить ответвления с меньшими добавками напряжения (т.е. +5 или +2,5%), а на удаленных ТП – наоборот, с большими добавками напряжения (−2,5 или −5%).

Условия перехода с одного ответвления на другое можно получить из следующих соображений. Отклонение напряжения на шинах 0,38 кВ ТП

$$\delta U_{ТП} = \delta U_{ЦП} - \Delta U_{н} + \delta U_{т},$$

где $\delta U_{ЦП}$ – отклонение напряжения на шинах ЦП; $\Delta U_{н}$ – потеря напряжения от шин ЦП до шин 0,38 кВ ТП; $\delta U_{т}$ – добавка напряжения на трансформаторе ТП, соответствующая какому-либо ответвлению. Отсюда

$$\Delta U_{н} = \delta U_{ЦП} - \delta U_{ТП} + \delta U_{т}. \qquad (3.13)$$

Подставив в формулу (3.13) предельные значения допустимых отклонений напряжения на шинах 0,38 кВ ТП из выражения (3.10) и возможные отклонения напряжения на шинах ЦП при выбранном режиме регулирования из выражения (3.11), для режима наибольших нагрузок получим:

$$\text{а)} \quad \left.\begin{aligned} \Delta U''_{н.нб} &= \delta U^{пр}_{ЦП\,нб_{+}} - \delta U''_{ТП\,нм} + \delta U_{т}; \\ \Delta U''_{н.нм} &= \delta U^{пр}_{ЦП\,нб_{+}} - \delta U''_{ТП\,нб} + \delta U_{т}, \end{aligned}\right\} \qquad (3.14)$$

откуда

$$\Delta U''_{н.нм} \le \Delta U''_{н} \le \Delta U''_{н.нб}; \qquad (3.15)$$

$$\text{б)} \quad \left.\begin{aligned} \Delta U''_{н.нб} &= \delta U^{пр}_{ЦП\,нб_{-}} - \delta U''_{ТП\,нм} + \delta U_{т}; \\ \Delta U''_{н.нм} &= \delta U^{пр}_{ЦП\,нб_{-}} - \delta U''_{ТП\,нб} + \delta U_{т}, \end{aligned}\right\} \qquad (3.16)$$

откуда

$$\Delta U''_{\text{н.нм}} \le \Delta U''_{\text{н}} \le \Delta U''_{\text{н.нб}}. \qquad (3.17)$$

В формулах (3.14) – (3.17) знак «''» соответствует режиму наибольших нагрузок, а знаки « + » и « – » в индексах – знакам при $\delta U_{\text{нч}}$ в формуле (3.11).

Таким образом, в режиме наибольших нагрузок добавка напряжения $\delta U_{\text{т}}$ на трансформаторах может быть выбрана на ТП, для которых одновременно выполняются условия (3.15) и (3.17). Потеря напряжения $\Delta U''_{\text{н}}$ от шин ЦП до шин 0,38 кВ ТП находится на основании электрического расчета сети.

Аналогичным образом для режима наименьших нагрузок (величины со знаком « ' ») можно записать:

$$\text{а)}\quad \left.\begin{aligned} \Delta U'_{\text{н.нб}} &= \delta U^{\text{пр}}_{\text{ЦП нб}_+} - \delta U'_{\text{ТП нм}} + \delta U_{\text{т}}; \\ \Delta U'_{\text{н.нм}} &= \delta U^{\text{пр}}_{\text{ЦП нб}_+} - \delta U'_{\text{ТП нб}} + \delta U_{\text{т}}, \end{aligned}\right\} \qquad (3.18)$$

откуда

$$\Delta U'_{\text{н.нм}} \le \Delta U'_{\text{н}} \le \Delta U'_{\text{н.нб}}; \qquad (3.19)$$

$$\text{б)}\quad \left.\begin{aligned} \Delta U'_{\text{н.нб}} &= \delta U^{\text{пр}}_{\text{ЦП нб}_-} - \delta U'_{\text{ТП нм}} + \delta U_{\text{т}}; \\ \Delta U'_{\text{н.нм}} &= \delta U^{\text{пр}}_{\text{ЦП нб}_-} - \delta U'_{\text{ТП нб}} + \delta U_{\text{т}}, \end{aligned}\right\} \qquad (3.20)$$

откуда

$$\Delta U'_{\text{н.нм}} \le \Delta U'_{\text{н}} \le \Delta U'_{\text{н.нб}}. \qquad (3.21)$$

В формулах (3.18) – (3.21) значения $\delta U^{\text{пр}}_{\text{ЦП нм}}$ принимаются в соответствии с выражением (3.12), а значения $\delta U'_{\text{ТП нм}}$ и $\delta U'_{\text{ТП нб}}$ – из выражения (3.10) для режима наименьших нагрузок.

Добавка напряжения $\delta U_{\text{т}}$ в режиме наименьших нагрузок может быть выбрана на ТП, для которых одновременно выполняются условия (3.19) и (3.21).

Таким образом, добавка напряжения $\delta U_т$ будет удовлетворять требованиям ГОСТа в режимах наибольших и наименьших нагрузок у всех электроприемников, питающихся от ТП, для которых одновременно выполняются условия (3.15), (3.17), (3.19) и (3.21).

При оперативном ведении режима длительно допускаются максимальные рабочие напряжения, приведенные в табл. 3.8. В соответствии с ГОСТом на выводах электроприемников установлены предельно допустимые значения отклонения напряжения $\pm 10\%$, которые в случае превышения нормативных допустимых отклонений $\pm 5\%$ разрешаются с вероятностью $p \le 0{,}05$.

Таблица 3.8

Длительно допустимые рабочие напряжения

Параметр		Класс напряжения, кВ							
		750	500	330	220	110	35	10	6
Длительно допустимое напряжение	отн. ед.	1,05	1,05	1,10	1,15	1,15	1,15	1,15	1,15
	кВ	787	525	363	252	126	40,5	11,5	6,9

При оперативных переключениях и в аварийных режимах допускается повышение напряжения до значений, приведенных в табл. 3.9.

Таблица 3.9

Допустимое повышение напряжения

Оборудование	Номинальное напряжение, кВ	Допустимое повышение напряжения при длительности воздействия, с			
		1200	20	1	0,1
Силовые трансформаторы и автотрансформаторы	750 500...110	1,1 1,1/1,1	1,25 1,25/1,25	1,67 1,9/1,5	1,76 2/1,58
Шунтирующие реакторы	750 330...110	1,1 1,15/1,15	1,3 1,35/1,35	1,88 2/1,5	1,98 2,1/1,58
Коммутационные аппараты	750 500...110	1,1 1,15/1,15	1,3 1,6/1,6	1,88 2,2/1,7	1,98 2,4/1,8

Примечание. В числителе указаны значения для изоляции «фаза – земля» в долях от наибольшего рабочего фазного напряжения, а в знаменателе – для изоляции «фаза – фаза» в долях наибольшего рабочего

междуфазного напряжения. Длительности воздействия повышенного напряжения соответствуют: 1200 с – времени синхронизации; 20 – времени существования асинхронного хода; 1 – времени действия резервных защит; 0,1 с – времени действия основной защиты.

При мощности не более номинальной длительная работа трансформаторов допускается в случае превышения номинального напряжения установленного ответвления не более чем 10%.

Для регулирования напряжения в энергосистемах используются:

- генераторы электростанций и синхронные компенсаторы путем регулирования тока возбуждения, в том числе в зоне недовозбуждения;
- трансформаторы, автотрансформаторы и вольтодобавочные трансформаторы путем изменения их коэффициентов трансформации;
- батареи конденсаторов на системных и потребительских подстанциях путем их полного или частичного включения или отключения;
- нерегулируемые шунтирующие реакторы путем их включения или отключения;
- управляемые реакторы с плавным или ступенчатым регулированием;
- статические тиристорные компенсаторы.

Рассмотрим принцип воздействия на режим напряжений генератора, работающего параллельно с системой, через реактивное сопротивление x_c (рис. 3.37, *а*, *б*). В схеме замещения генератор представляется синхронным сопротивлением $x_г$ (рис. 3.37, *б*). Будем полагать, что при изменении тока возбуждения генератора его активная мощность остается неизменной ($P = \text{const}$). Напряжение на шинах системы $U_c = \text{const}$.

Мощность, выдаваемая генератором в систему, при неучете активных сопротивлений описывается угловой характеристикой вида

$$P = \frac{EU_c}{x_г + x_c}\sin(\delta_г + \delta_c), \qquad (3.22)$$

где δ_c – угол между вектором $\underline{U}_г$ напряжения на зажимах генератора и вектором $\underline{U}_c$ напряжения на шинах системы (рис. 3.37, *в*); $\delta_г$ – угол между векторами $\underline{E}$ ЭДС генератора и $\underline{U}_г$ напряжения на его зажимах (рис. 3.37, *г*).

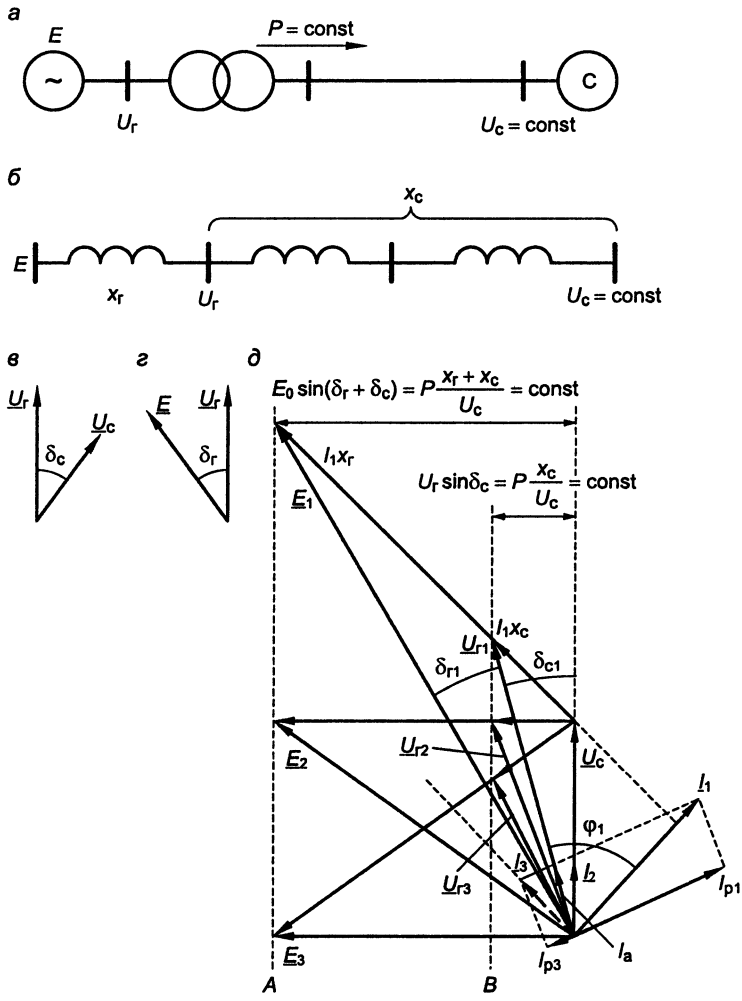


Рис. 3.37. Схема системы передачи электроэнергии (*а*), схема замещения (*б*), векторные диаграммы (*в*–*д*)

При $P = \text{const}$ и $x_г = \text{const}$, а также $x_c = \text{const}$, $U_c = \text{const}$ можно записать:

$$E\sin(\delta_г + \delta_c) = P\frac{x_г + x_c}{U_c} = \text{const}. \qquad (3.23)$$

Отсюда видно, что при изменении тока возбуждения и соответствующем изменении ЭДС одновременно будут изменяться и углы $\delta_г$, $\delta_с$.

Рассмотрим векторную диаграмму при различных токах возбуждения, что будет соответствовать изменению реактивной составляющей тока статора генератора $I_р$ (рис. 3.37, *д*). Отложим вектор $\underline{U}_с$ напряжения на шинах системы, тока $\underline{I}_1$, соответствующего активной мощности P генератора и какому-то току возбуждения (какому-то cosφ). К вектору $\underline{U}_с$ пристроим вектор падения напряжения в сопротивлении $x_с$ системы $(I_1 x_с \perp I_1)$. В результате получим вектор напряжения на зажимах генератора $\underline{U}_{г1}$. Затем пристроим к нему вектор падения напряжения в сопротивлении $x_г$ генератора $(I_1 x_г \perp I_1)$, после чего получим вектор $\underline{E}_1$ ЭДС генератора. Угол между $\underline{U}_{г1}$ и $\underline{I}_1$ есть φ_1, между $\underline{U}_с$ и $\underline{U}_{г1}$ – $\delta_{с1}$, между $\underline{U}_{г1}$ и $\underline{E}_1$ – $\delta_{г1}$. Вектор $\underline{I}_1$ разложим на активную $I_а$ и реактивную $I_{р1}$ составляющие. Значение $I_а$ соответствует выдаваемой генератором активной мощности P.

Если теперь уменьшить ток возбуждения при неизменной выдаваемой активной мощности ($I_а$ = const), то уменьшатся реактивная составляющая тока $I_{р1}$ и ток I_1. Соответственно изменятся падения напряжения в сопротивлениях $x_с$ и $x_г$ и концы векторов $\underline{U}_{г1}$ и $\underline{E}_1$ займут новые положения. Но согласно выражению (3.23) конец вектора ЭДС при этом будет скользить по оси A. Запишем угловую характеристику (3.22) через напряжение $U_г$ на зажимах генератора :

$$P = \frac{U_г U_с}{x_с} \sin\delta_с .$$

Отсюда при P = const, $U_с$ = const и $x_с$ = const

$$U_г \sin\delta_с = P\frac{x_с}{U_с} = \text{const}.$$

Следовательно, одновременно с ЭДС генератора напряжение на его зажимах при уменьшении тока возбуждения будет скользить по оси B (рис. 3.37, *д*).

Если ток возбуждения уменьшить до значения, при котором $I_р = 0$, то полный ток статора генератора будет равен $\underline{I}_2 = I_а$ и направлен по вектору $\underline{U}_с$. Тогда с помощью аналогичных построений можно получить векторы напряжений на зажимах генератора и ЭДС генератора $\underline{U}_{г2}$ и $\underline{E}_2$. При этом конец первого из них будет находиться на оси B, а второго — на оси A. Если еще уменьшить ток возбуждения, то получим вектор тока $\underline{I}_3$, опережающий напряжение $\underline{U}_{г3}$, и соответствующую ЭДС $\underline{E}_3$. В этом случае генератор перейдет в режим недовозбуждения. Из векторной диаграммы следует, что при уменьшении тока возбуждения и $U_с = \text{const}$ напряжение $U_г$ на зажимах генератора и ЭДС E уменьшаются. При этом углы $\delta_с$ и $\delta_г$ увеличиваются. При большом недовозбуждении $\underline{E} \perp \underline{U}_с$, т.е. $\delta_с + \delta_г = 90°$, что соответствует теоретическому пределу статической устойчивости генератора. При дальнейшем снижении возбуждения может произойти нарушение устойчивости работы генератора.

При увеличении сопротивления $x_с$, т.е. при удалении электростанции от системы, геометрическое место концов векторов $\underline{U}_г$ (ось B) переместится влево, и при изменении тока возбуждения значения $\underline{U}_г$ будут изменяться сильнее (рис. 3.38).

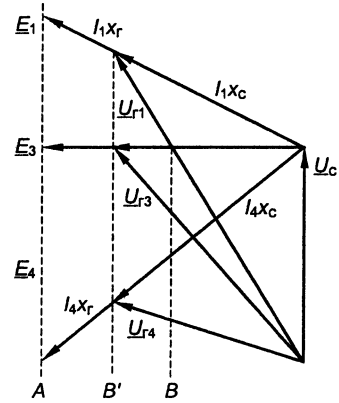


Рис. 3.38. Векторная диаграмма генератора удаленной электростанции

Ранее было принято условие $U_с = \text{const}$. Фактически же уровень напряжения в системе создается за счет ЭДС всех включенных генераторов. Следовательно, любые изменения ЭДС данного генератора в той или иной степени будут отражаться на уровне напряжения в системе.

В целом о регулировании напряжения генераторами электростанций можно высказать следующие соображения. Увеличение тока возбуждения генератора приводит к увеличению генерируемой реактивной мощности. При этом возрастает напряжение на зажимах генератора. Это возрастание тем боль-

ше, чем больше сопротивление между электростанцией и системой. В результате возрастает общий уровень напряжения в системе. Увеличение тока возбуждения на одних генераторах и одновременное уменьшение его на других приводит к изменению напряжения в различных точках системы и, как следствие, к созданию уравнительных потоков реактивной мощности.

Иногда не удается повысить реактивную мощность генераторов до требуемой по условию режима системы из-за чрезмерного повышения напряжения на шинах генераторного напряжения. Такое положение часто встречается на ТЭЦ, где есть местная нагрузка (рис. 3.39).

Пусть возбуждение генератора таково, что напряжение $U_г$ по условиям работы местной нагрузки находится на верхнем допустимом пределе. Если по условию режима системы требуется увеличить выдаваемую реактивную мощность, то при $U_с =$ $=$ const это сделать невозможно, так как напряжение $U_г$ выйдет за верхний допустимый предел. В этом случае реактивная мощность генераторов оказывается «запертой». Проблему можно решить, увеличив коэффициент трансформации путем переключения регулировочного ответвления в соответствующее положение на трансформаторе, связывающем станцию с системой. Тогда при прежнем токе возбуждения напряжение $U_г$ снизится и можно будет увеличить выдаваемую реактивную мощность, повышая ток возбуждения до тех пор, пока $U_г$ не станет равным верхнему допустимому значению.

Напряжения в узлах сети зависят от величин и направления потоков реактивной мощности. Рассмотрим этот вопрос на примере связи станции с системой через сопротивления R и x (рис. 3.40, *а*). Если активная и реактивная мощности совпадают по направлению, то вектор тока $\underline{I}_2$ отстает от напряжения $\underline{U}_2$ (рис. 3.40, *б*). В этом случае падения напряжения I_2R и I_2x таковы, что всегда будет соблюдаться соотношение $U_1 > U_2$. Если теперь генераторы в системе загружать по реактивной мощности, может оказаться, что по линии передается только активная мощность, а $Q = 0$ (рис. 3.40, *в*) и напряжение в на-

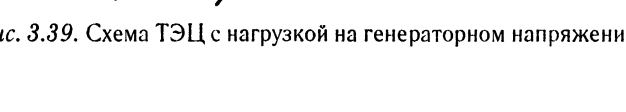


Рис. 3.39. Схема ТЭЦ с нагрузкой на генераторном напряжении

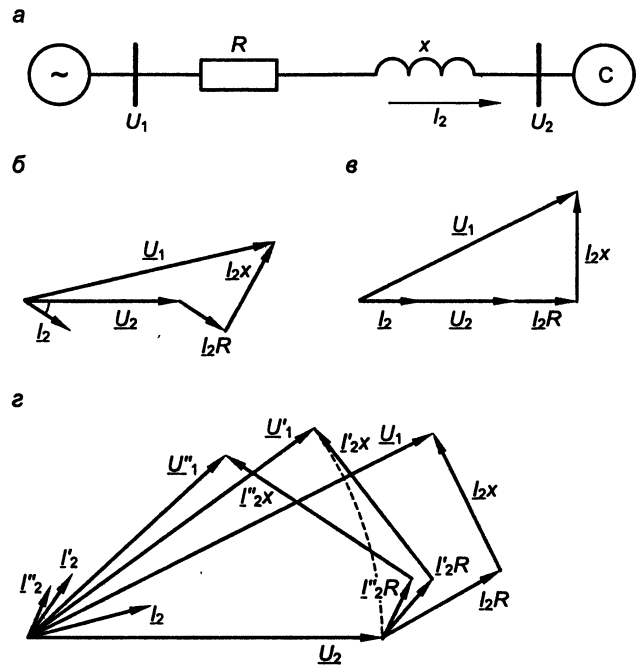


Рис. 3.40. Схема замещения электрической сети (*а*) и векторные диаграммы (*б*–*г*)

чале линии всегда будет больше, чем в конце ее ($U_1 > U_2$). При дальнейшем увеличении генерируемой в системе реактивной мощности поток реактивной мощности по линии может оказаться направленным в сторону станции навстречу потоку активной мощности, а вектор тока I_2 будет опережать вектор напряжения U_2 (рис. 3.40, *г*). При этом возможны три варианта.

При токе I_2 сохраняется соотношение $U_1 > U_2$. При токе I'_2 падение напряжения от активной составляющей тока компенсируется падением напряжения от реактивной составляющей тока и напряжения становятся равными ($U'_1 = U_2$). Наконец, если угол между векторами тока I''_2 и напряжения U_2 становится еще больше, то напряжение в начале линии оказывается меньше напряжения в конце линии ($U''_1 < U_2$).

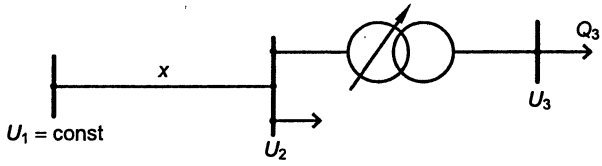


Рис. 3.41. Схема сети с удаленным узлом нагрузки

Рассмотрим теперь особенности регулирования напряжения в удаленном от шин энергосистемы узле нагрузки, имеющем дефицит реактивной мощности, если его питание идет по сильно нагруженной линии (рис. 3.41).

Пусть напряжение U_3 на вторичных шинах подстанции не удовлетворяет потребителя. Попробуем повысить его путем изменения коэффициента трансформации трансформатора. Тогда в соответствии со статической характеристикой нагрузки $Q = f(U)$ произойдет увеличение мощности Q_3. Это в свою очередь приведет к увеличению потерь напряжения во всей сети, от шин энергосистемы до данного узла нагрузки: $\Delta U \approx \dfrac{Q_3 X}{U_3}$, так как увеличение мощности Q_3 в процентном отношении больше, чем увеличение напряжения U_3. Тогда даже при $U_1 = \text{const}$ напряжение на шинах высшего напряжения удаленного узла нагрузки U_2 уменьшится, поскольку $U_2 = U_1 - \Delta U$. За счет этого напряжение U_3 также несколько уменьшится. В результате произойдет незначительное увеличение напряжения U_3, но зато снизится напряжение U_2 на шинах, от которых питаются все остальные потребители.

Следовательно, в условиях дефицита реактивной мощности нельзя стремиться к большому повышению напряжений на вторичных шинах путем регулирования на трансформаторах. Эти напряжения должны поддерживаться вблизи минимально допустимого предела.

Особенно опасно повышение напряжения на одних подстанциях за счет других в том случае, когда в одном и том же узле нагрузки включены трансформаторы с РПН и без РПН (рис. 3.42).

В случае дефицита реактивной мощности при повышении напряжения U_2 за счет регулирования под нагрузкой на трансфор-

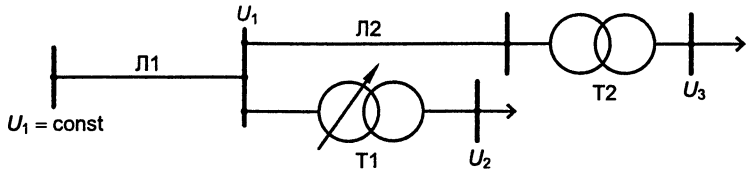


Рис. 3.42. Схема сети с трансформаторами с РПН и без РПН

маторе Т1 будет происходить снижение напряжений U_1 и U_3. При сильно нагруженной линии Л1 на шинах подстанций, подключенных к линии Л2, может даже возникнуть лавина напряжения.

3.12. Нормальные и ремонтные схемы соединений энергосистем и электрических сетей

Общие сведения. Схемы электрических соединений в энергосистеме оказывают непосредственное влияние на надежность электроснабжения потребителей и качество электрической энергии. При формировании нормальных и ремонтных схем диспетчерским службам различного уровня приходится рассматривать такие вопросы, как пропускная способность линий электропередачи и электрических сетей, оперативные свойства схем, схемные способы ограничения токов короткого замыкания, настройка релейной защиты и автоматики, управление режимами нейтралей трансформаторов и др.

Рассмотрим основные вопросы, связанные с формированием оперативных схем электрических соединений, несколько подробнее.

Требования к оперативным схемам электрических соединений. Схемы электрических соединений в нормальных и ремонтных режимах должны обеспечивать [12]:

- надежное электроснабжение потребителей, которое непосредственно связано с пропускной способностью линий электропередачи, сети, сечения сети;
- устойчивость электрических станций, узлов нагрузки и энергосистемы в целом;
- соответствие токов короткого замыкания допустимым для установленного оборудования (выключателей, разъединителей, шин и т.д.);
- правильность работы противоаварийной и системной автоматики;

❒ экономичное потокораспределение активных и реактивных мощностей;

❒ качество электрической энергии в соответствии с требованиями стандарта;

❒ локализацию возможных аварий с минимальными отключениями потребителей и минимальной потерей генерирующих мощностей.

Сети высших напряжений энергосистемы, в которых потокораспределение обусловливается непосредственно мощностями, выдаваемыми электростанциями, составляют основную (транзитную) сеть энергосистемы. При изменении коммутационного состояния основной сети обычно изменяются транзитные потоки мощности. Остальные сети относятся к распределительным. Изменение состояния распределительной сети отражается в основном на показателях электроснабжения потребителей, подключенных к данной сети.

Нормальные схемы электрических соединений основной и распределительных сетей разрабатываются соответствующими диспетчерскими службами по результатам расчетов потокораспределения, токов короткого замыкания, устойчивости, оптимизации, надежности и живучести. Нормальные схемы электрических сетей разрабатываются ежегодно перед осенне-зимним максимумом. Нормальные схемы электростанций и подстанций разрабатываются электроцехом электростанций и производственными службами энергосистемы либо предприятия электрических сетей. Разработка осуществляется с учетом настройки релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики. Нормальные и ремонтные схемы питания собственных нужд электростанций и подстанций разрабатываются соответствующим электроцехом станции и службой подстанций электрической сети.

В случае необходимости изменения схемы электрических соединений, а также при изменениях схемы вследствие аварийного отключения линий, трансформаторов, систем шин и других элементов дежурный диспетчер в соответствии с оперативной подчиненностью должен проверить новую схему:

❒ на соответствие релейной защиты и автоматики новому режиму;

❒ допустимость возможной токовой нагрузки в новом нормальном или послеаварийном режиме на линии и трансформаторы;

❒ возможность обеспечения статической и динамической устойчивости;

❒ возможность обеспечения требуемого режима напряжения;

❒ допустимость токов короткого замыкания и возможность их ограничения;

❒ возможность создания требуемого режима заземления нейтрали.

Пропускная способность линий электропередачи и сечений электрической сети. Под ***пропускной способностью*** линии электропередачи понимают активную или полную мощность, которую можно длительно передавать с учетом технических ограничений. К таким ограничениям относятся допустимый ток по нагреву проводов, допустимая потеря напряжения, устойчивость параллельной работы электростанций, пропускная способность концевых устройств (трансформаторов, выключателей и т.п.), вынужденные уставки релейной защиты. Перегрузочная способность в период аварий или в послеаварийном режиме определяется теми же факторами.

Для группы линий применяют термин «сечение электрической сети», под которым понимают совокупность линий электропередачи, характеризующую суммарную пропускную способность определенного района электрической сети. Так, можно говорить о сечении сети, состоящем из нескольких линий напряжением 330 кВ и одной линии напряжением 750 кВ между Белорусской и Российской энергосистемами (рис. 3.43). Несмотря на то что эти линии находятся в разных местах, они взаиморезервируются и характеризуют суммарную пропускную способность.



Рис. 3.43. Сечение электрической сети

Каждая линия может находиться в одном из следующих состояний: в работе, в плановом ремонте или на реконструкции, в аварийном простое. Эксплуатационное состояние сечения сети (группы линий) зависит от возможных комбинаций этих состояний различных линий. При оперативном управлении все выводы об аварийности правильнее относить не к 1 км линии, как это делается в статистике, а к некоторой средней длине линии, в зависимости от напряжения характеризующейся данными, приведенными в табл. 3.10. Там же дана информация о длинах линий в Белорусской энергосистеме.

Таблица 3.10

Средняя длина линий электропередачи

Параметр		Номинальное напряжение, кВ						
		750	500	330	220	110	35	10 (воздушные линии)
Средняя длина линии, км	По данным [20]	300	280	130	100	25	–	–
	В Белорусской энергосистеме	376,5	–	83	73,6	23,8	17,2	14,6

Для оценки состояния сечения сети удобно использовать показатель p – вероятность относительных длительностей различных эксплуатационных состояний группы линий (например, при учете аварийных и плановых простоев). Можно выделить несколько диапазонов p [11].

Первый диапазон соответствует эксплуатационным состояниям сечения электрической сети при $p = 10^{-12}...10^{-7}$. Такие состояния могут быть исключены из рассмотрения, так как вероятность даже однократного их появления превышает срок службы линий.

Второй диапазон характеризуется значениями $p = 10^{-7}...10^{-5}$. Состояния сети с такими значениями p также можно не учитывать при краткосрочном планировании и оперативном управлении. Некоторые из них можно рассматривать при долгосрочном планировании режимов.

Третий диапазон соответствует состояниям сети при $p = 10^{-5}...10^{-3}$. Такие возможные состояния следует учитывать при оперативных мероприятиях длительного характера, например при ряде работ по реконструкции сети.

Четвертый диапазон отражает состояния сети при $p < 10^{-3}$. Такие эксплуатационные состояния необходимо рассматривать во всех случаях, в том числе и при краткосрочном планировании режимов.

При проектировании энергосистем обычно используют показатель надежности $n - 1$. Это означает, что сечение сети должно обеспечивать заданную пропускную способность без ограничения потребителей при отключении любой линии из данной группы линий. При оперативном управлении также пользуются показателем $n - 1$, который соответствует нахождению одной из линий в аварийном ремонте. Кроме того, целесообразно дополнительно использовать показатель $n - 2$, соответствующий такому состоянию сети, когда одна из линий сечения находится в плановом ремонте, а вторая — в аварийном простое. При этом во время планового ремонта должна быть обеспечена требуемая пропускная способность. Так, если плановый ремонт проводится в дневное время, то оставшиеся в работе линии (без двух отключенных) должны иметь возможность пропуска сниженной (по сравнению с вечерним максимумом) мощности. После окончания планового ремонта и включения одной из линий при вечернем максимуме вступает в силу показатель $n - 1$, по которому должна быть пропущена мощность вечернего максимума при находящейся в аварийном простое другой линии. Показатель $n - 2$ предполагает также состояние сети при одновременном аварийном повреждении двух элементов.

При использовании показателя $n - 1$ и m одинаковых линий в сечении сети пропускная способность в послеаварийном режиме

$$S_{\text{па}} = \left(1 - \frac{1}{m}\right) S_0 = \frac{m-1}{m} S_0 = S_0 - \delta S,$$

где S_0 — пропускная способность нормального (доаварийного) режима; δS — дефицит пропускной способности: $\delta S = \frac{1}{m} S_0$.

С учетом допустимой перегрузки

$$S_{\text{па}} = k \frac{m-1}{m} S_0.$$

Если в сечении сети не все линии одинаковы, то наибольший дефицит пропускной способности будет в случае выпадения наиболее мощной линии:

$$\delta S = \frac{1}{r} S_0,$$

где $r < m$, а $1/r$ выражает пропускную способность наиболее мощной линии в долях пропускной способности сечения сети.

В общем же случае надежность схемы сети характеризуется свободной резервной мощностью, представляющей собой разность между предельной пропускной способностью и действительной нагрузкой.

Оперативная оценка возможного дефицита передачи мощности и энергии. Если нагрузка всех линий сечения сети равна предельной пропускной способности сечения по условию нагрева проводов, то в аварийных ситуациях дефицит передачи мощности будет равен пропускной способности аварийно отключившейся линии. В том случае, когда нагрузка сечения сети меньше пропускной способности сечения, дефицит передачи мощности уменьшается. Поясним сказанное с помощью графика нагрузки по продолжительности (рис. 3.44), где по горизонтальной оси отложено время в относительных единицах. Такой график может быть построен применительно к году, сезону, неделе или суткам, в зависимости от того, за какой период анализируется возможный дефицит передачи мощности.

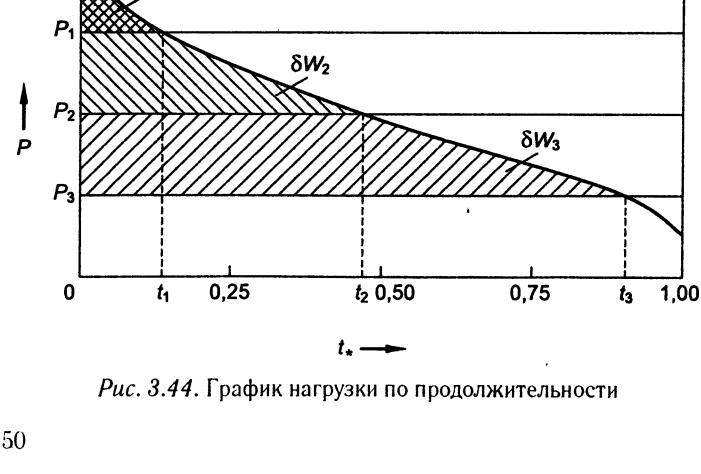


Рис. 3.44. График нагрузки по продолжительности

Рассмотрим случай, когда сечение сети состоит из четырех одинаковых линий. На рис. 3.44 мощность P_0 характеризует пропускную способность сечения при нахождении в работе всех линий, а мощности P_1, P_2, P_3 – пропускную способность сечения при выпадении одной, двух и трех линий. Относительное время дефицита передачи мощности составляет t_1, t_2, t_3 соответственно при аварийном отключении одной линии, одновременном отключении двух и трех линий.

Если обозначить относительную вероятную длительность простоя одной, двух и трех линий через p_1, p_2, p_3, то относительная вероятная длительность дефицита передачи мощности при аварийном простое соответственно одной, двух и трех линий составит [11]: $\delta_1 = p_1 t_1$, $\delta_2 = p_2 t_2$, $\delta_3 = p_3 t_3$.

Дефицит передачи энергии будет выражаться следующими площадями (рис. 3.44): δW_1 при выпадении одной линии, $\delta W_1 + \delta W_2$ при одновременном выпадении двух линий, $\delta W_1 + \delta W_2 + \delta W_3$ при одновременном выпадении трех линий.

С учетом вероятностей аварийного выхода из строя до трех линий общий дефицит передачи энергии

$$\delta W = p_1 \delta W_1 + p_2 (\delta W_1 + \delta W_2) + p_3 (\delta W_1 + \delta W_2 + \delta W_3).$$

В тех случаях, когда предельная пропускная способность сечения ограничивается устойчивостью параллельной работы электростанций и узлов нагрузки или другими причинами, величина дефицита передачи мощности при отключении одной или нескольких линий устанавливается расчетным путем.

Схемы соединений и оценка их оперативных свойств. Оперативные свойства схемы энергосистемы обусловлены взаиморасположением генерирующих и потребляющих узлов и характером связей между ними, которые определяют «жесткость» схемы. Все многообразие схем можно представить в виде совокупности упрощенных структур (рис. 3.45). Схемы, приведенные на рис. 3.45, *а–в*, иллюстрируют энергообъединения (или энергосистемы), в которых одна из частей избыточна по мощности. Если каждая из частей является самобалансирующейся системой, то линии служат только для резервирования. Они могут использоваться также для экономичного распределения нагрузок электростанций между связанными системами. На рис. 3.45, *г* показана трехсистемная структура, в которой потоки мощности могут иметь различные направления в зависимости от баланса мощности в каждой из систем.

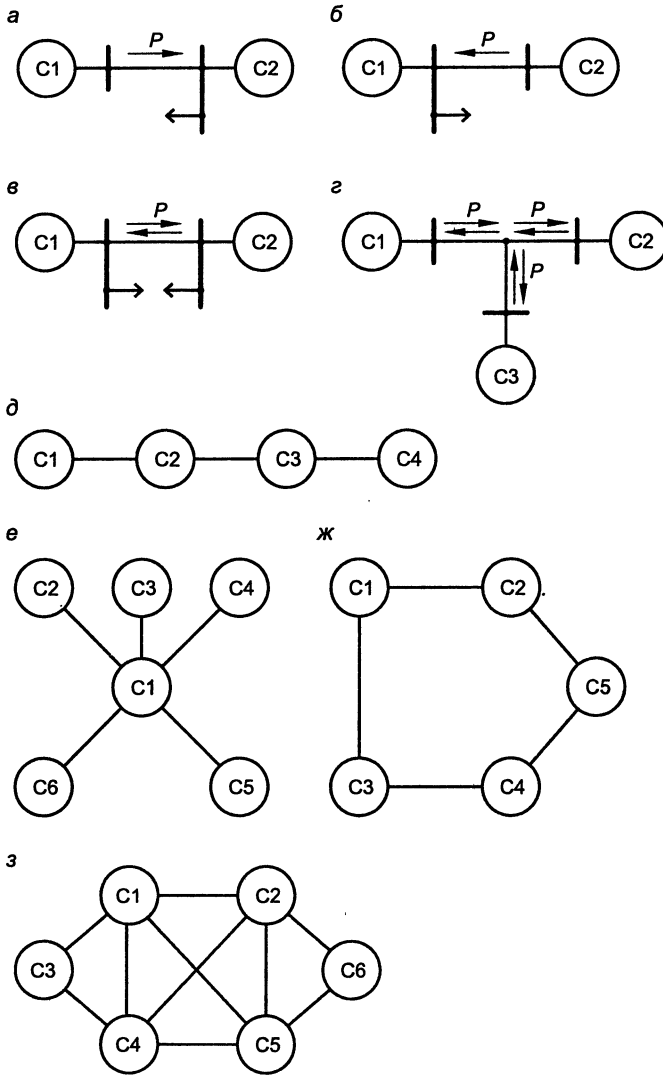


Рис. 3.45. Структурные схемы энергосистем [31]:
а — с двумя системами и избытком мощности в менее крупной системе; *б* — с двумя системами и избытком мощности в более крупной системе; *в* — с двумя системами с реверсом мощности; *г* — с тремя системами; *д* — цепочечная; *е* — радиальная; *ж* — кольцевая; *з* — многоконтурная

Если поток мощности направлен из большей системы в меньшую (рис. 3.45, *б*), то наиболее опасным режимом может быть режим с потерей генерирующей мощности в меньшей системе. При этом возможно нарушение синхронизма между системами. Аналогичная картина может наблюдаться и в схемах, приведенных на рис. 3.45, *в*, *г*.

В цепочечной схеме (рис. 3.45, *д*) некоторые участки могут работать с одним направлением мощности, а другие — в режиме реверса. В радиальной схеме (рис. 3.45, *е*) центральная система С1 обычно имеет бóльшую мощность, чем другие системы, примыкающие к ней по периферии. Особенностью кольцевой схемы (рис. 3.45, *ж*) является то, что разрыв одного из участков может приводить к значительному изменению потокораспределения по другим участкам. При этом общий баланс мощности по энергообъединению не изменяется. С точки зрения устойчивости работы отдельных систем лучшей является многоконтурная схема (рис. 3.45, *з*). Вместе с тем в силу большого многообразия возможных аварийных режимов в ней усложняются принципы настройки системной автоматики.

Схемы соединений оказывают непосредственное влияние на надежность выдачи мощности электростанций. Поясним это влияние на примере некоторых схем (рис. 3.46). Если станция работает на выделенную нагрузку (рис. 3.46, *а*), то в принципе линия Л1 влияет на выдачу мощности станции лишь в том смысле, что приходится снижать ее мощность из-за погашения потребителя. При повреждении одной цепи линии Л2 ограничение в выдаче мощности станции может наступить лишь в том случае, если пропускная способность одной цепи меньше мощности станции. Случай с избыточным по нагрузке местным районом, содержащим станции *1* и *2*, показан на рис. 3.46, *б*. Здесь шины станции *1* являются транзитными, а по линии между станцией *1* и системой С передается избыток мощности. В схеме, приведенной на рис. 3.46, *в*, мощность станции выдается в систему по одной линии и работа станции непосредственно связана с работой линии. В связи с тем что вероятность повреждения линий существенно выше, чем генераторов электростанций, такая схема допустима только для станций малой мощности, не влияющих на режим работы системы, например для малых ГЭС и ТЭС.

Выдача мощности станциями, удаленными от системы, может быть осуществлена на одни шины системы по двухцепной

линии, по двум и более параллельным линиям, проходящим по одной трассе (рис. 3.46, *г*). В этом случае надежность выдачи мощности повышается, однако риск потери одновременно всех цепей остается (например, при гололеде, скорости ветра, превышающей расчетную, и т.п.). И, наконец, наиболее надежными являются схемы, в которых мощность станции выдается по нескольким линиям на различные системные подстанции (рис. 3.46, *д*). Эти линии могут быть как одного номинального напряжения, так и различных напряжений. Крупные станции, играющие заметную роль в системе, должны подключаться только по таким схемам.

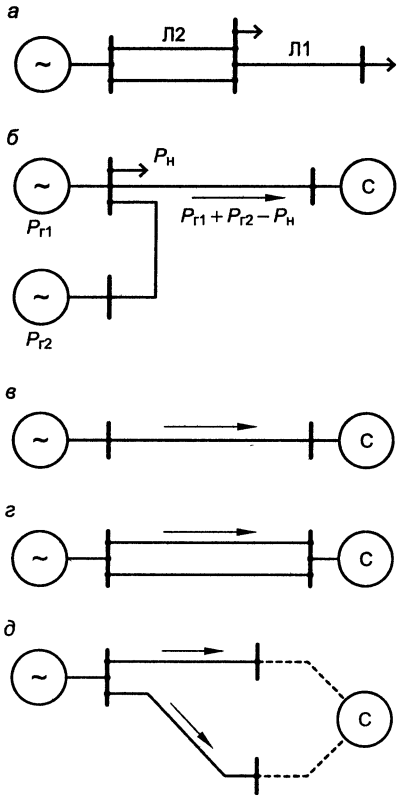


Рис. 3.46. Варианты схем выдачи мощности электростанций:
а – для питания местного района; *б* – с транзитными шинами станции; *в* – с одной цепью; *г* – с двумя параллельными цепями; *д* – с несколькими опорными подстанциями

При развитии сетей высшего напряжения изменяется значение сетей низшего напряжения. Они постепенно начинают играть роль распределительных сетей. Так, применительно к Белорусской энергосистеме развитие сетей напряжением 330 кВ и появление линий 750 кВ привело к тому, что во многих районах сети напряжением 110 кВ, а тем более 35 кВ, стали выполнять функции распределительных сетей. В этих условиях схемы сетей НН приходится изменять. Одно из направлений такого изменения заключается в секционировании сетей НН [19]. Принципиальные варианты секционирования показаны на рис. 3.47. Секция сети НН может питаться

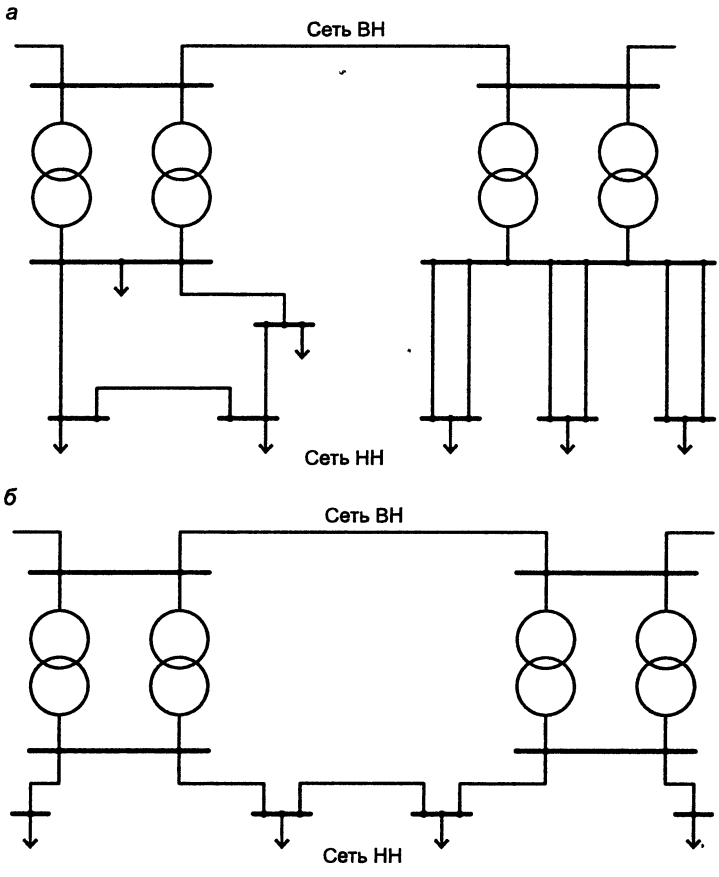


Рис. 3.47. Схемы секционирования сети НН:
а – с питанием секции НН от одной подстанции; *б* – с питанием секции НН от двух подстанций

только от одной подстанции ВН (рис. 3.47, *а*); при этом сеть может быть замкнутой либо в виде радиальных двухцепных линий. Другим вариантом питания секции сети НН является схема с двумя (и более) опорными подстанциями ВН (рис. 3.47, *б*). В этом случае замкнутая сеть НН может работать как в замкнутом режиме, так и в разомкнутом. Целесообразность того или иного режима определяется при оперативном управлении с учетом экономичного распределения мощностей в замкнутой

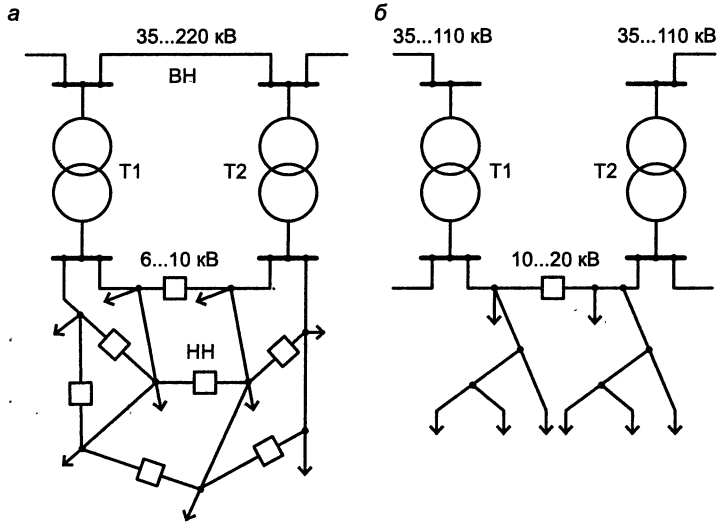


Рис. 3.48. Схемы распределительных сетей напряжением 6...20 кВ: *а* – городская сложнозамкнутая сеть; *б* – сельская сеть с питанием от двух подстанций

сети, содержащей линии как высшего, так и низшего напряжения, уровней токов короткого замыкания, требований надежности электроснабжения и т.д.

Городские и сельские распределительные сети напряжением 6...20 кВ выполняют обычно замкнутыми и сложнозамкнутыми (рис. 3.48). Они могут питаться от подстанций, подключенных как к одной линии (рис. 3.48, *а*), так и к разным линиям (рис. 3.48, *б*). Естественно, во втором случае надежность питания, связанная с работой сети напряжением 35...220 кВ, будет выше. При оперативном ведении режима всегда предусматривается работа таких распределительных сетей по разомкнутым схемам. Требование разомкнутого режима связано с нижеследующими причинами.

1. В замкнутой сети, содержащей линии напряжением 35...220 кВ и 6 ... 20 кВ, потокораспределение в нормальном режиме может сильно отличаться от экономичного. Это связано с тем, что такая сеть очень неоднородная (на участках отношение индуктивного сопротивления к активному $x_{ij}/R_{ij} \neq \text{const}$) и, как следствие, в ней возникают циркулирующие по контурам урав-

нительные мощности. Кроме того, дополнительные уравнительные мощности могут возникать из-за неуравновешенности коэффициентов трансформации трансформаторов на питающих подстанциях.

2. При повреждении линии ВН между двумя соседними подстанциями (рис. 3.48, *а*) вся транзитная мощность начнет проходить из сети ВН через трансформатор Т1 и сеть НН, а затем через трансформатор Т2 — снова в сеть ВН. Поскольку пропускная способность сети НН в несколько раз ниже, чем сети ВН, то произойдет ее перегрузка.

3. Если предусматривать работу распределительной сети в замкнутом режиме, придется иметь по концам каждого ее участка выключатели для отключения его при возникновении коротких замыканий, что чрезвычайно удорожает распределительную сеть.

4. В сложнозамкнутой распределительной сети с относительно малыми сопротивлениями отдельных ее участков трудно выполнить защиту от коротких замыканий, работающую селективно.

Для управления режимами энергосистемы важна оперативная маневренность схем электрических соединений, используемая, в частности, при ремонтах оборудования. Поясним это на примере схем подстанций (рис. 3.49). В схеме с двумя секциями шин и обходной системой шин (рис. 3.49, *а*) каждое присоединение (Л1, Л2) может подключаться только к одной из секций (I или II). Обходной выключатель (ОВ) может выполнять функции межсекционного выключателя, если включены разъединители Р1, Р2, Р3 и Р4. Одновременно для проведения ремонта любого из выключателей присоединений он может быть заменен обходным выключателем. Так, при выводе в ремонт линейного выключателя В1 линии Л1 собирается схема из следующих включенных аппаратов: Р1, ОВ, Р2, Р5. При этом разъединители Р3 и Р4 отключены. По такому же принципу может быть выведен в ремонт выключатель В2 линии Л2.

Недостаточная маневренность схемы с двумя секциями шин проявляется в том, что все присоединения одной из секций шин не могут быть одновременно переведены на другую секцию шин. В результате для проведения ремонта секции шин необходимо отключить (погасить) все питающиеся от нее присоединения, кроме одного, которое можно при этом запитать с помощью обходного выключателя от другой секции шин.

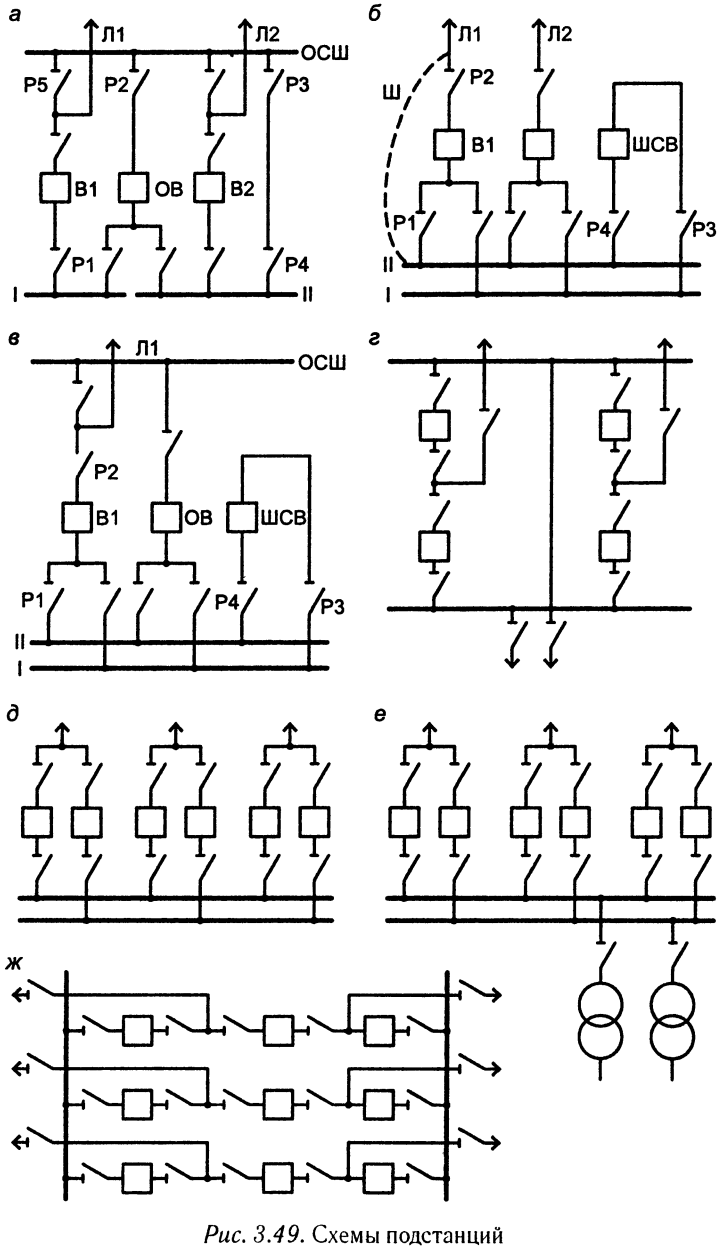


Рис. 3.49. Схемы подстанций

В схеме с двумя системами шин (рис. 3.49, *б*) каждое присоединение может быть подключено с помощью развилки разъединителей к системе шин I или II. Такая возможность позволяет создавать различные режимы подстанции и сети: все присоединения переведены на одну из систем шин, а другая выведена в ремонт; присоединения распределены между системами шин I или II, при этом в зависимости от требований режима сети шиносоединительный выключатель ШСВ может быть как включен, так и отключен. Кроме того, он может быть использован для поочередной замены выводимого в ремонт выключателя любого присоединения. Так, например, для ремонта выключателя В1 все присоединения, кроме Л1, переводятся на систему шин II, после чего линия Л1 и шиносоединительный выключатель ШСВ отключаются на непродолжительное время; при этом система шин I оказывается без напряжения. Между разъединителем Р1 со стороны шин и разъединителем Р2 со стороны линии монтируется ремонтный шлейф Ш, после чего собирается схема из аппаратов Р3, ШСВ, Р4 для питания линии Л1 с системы шин II. Очевидно, что такой прием целесообразен только при проведении капитального ремонта или реконструкции, когда требуется отключение выключателя на длительное время.

Значительно большей оперативной маневренностью обладает схема с двумя основными системами шин и обходной системой шин (рис. 3.49, *в*). Она сочетает положительные свойства первых двух схем. Благодаря наличию одновременно обходного и шиносоединительного выключателей без погашения присоединения можно выводить в ремонт любой из выключателей. Эта схема, однако, имеет недостаток. Так, при ремонте одной из систем шин все присоединения переводятся на другую систему шин. Если в этом режиме происходит повреждение какого-либо присоединения и отказывает его релейная защита или выключатель, то автоматическое устройство резервирования отказа выключателей (УРОВ) отключит все присоединения, по которым на шины подается напряжение от других источников. В результате произойдет полное погашение шин. Однако такой случай маловероятен, поскольку предполагает наложение трех событий — ремонта одной из систем шин, повреждения присоединения и отказа выключателя.

Схема четырехугольника (рис. 3.49, *г*) характерна тем, что в ней нет выключателей присоединений. При этом отключение

каждого из присоединений осуществляется двумя выключателями, связанными с шинами, что является недостатком схемы, так как требуется более частая ревизия выключателей. Если отключается одно из присоединений, то четырехугольник разрывается, и замкнуть его можно только после отключения линейного разъединителя (если таковой предусмотрен в схеме) отключившегося присоединения. Для вывода в ремонт любого выключателя требуется минимум оперативных переключений. Еще одним преимуществом схемы является то, что даже тяжелая авария с выключателем локализуется погашением только двух присоединений. Вместе с тем при ремонте одного из выключателей возникшее короткое замыкание может привести к разрыву схемы на несвязанные части и, как следствие, к небалансу мощности в какой-либо части сети.

Рядом положительных свойств при оперативном управлении обладает схема подстанции с двумя выключателями на присоединение (рис. 3.49, *д*), в которой каждое присоединение подключается к двум системам шин через отдельные выключатели. Здесь имеется возможность вывода в ремонт любого выключателя без перевода присоединений на другую систему шин. Не представляет затруднений ремонт любой системы шин. В случае повреждения шин не происходит погашение потребителей. К недостаткам данной схемы относится необходимость более частых ревизий выключателей, поскольку присоединения отключаются сразу двумя выключателями. Если одна из систем шин находится в ремонте, а на второй возникает короткое замыкание, то происходит погашение всех присоединений. Существенным недостатком схемы является ее дороговизна из-за большого числа выключателей.

Разновидностью схемы с двумя выключателями на присоединение является схема с фиксированными присоединениями «трансформатор — шины» (рис. 3.49, *е*). Здесь, как и в схеме, приведенной на рис. 3.49, *д*, вывод в ремонт какого-либо выключателя требует малого числа переключений и производится без нарушения работы присоединений. Однако эта схема обладает существенными недостатками: при повреждении трансформатор отключается всеми выключателями, присоединенными к данной системе шин; повреждение системы шин или ее ремонт приводит к погашению трансформатора.

К преимуществам полуторной схемы (рис. 3.49, *ж*) относятся возможность ремонта любого выключателя или системы

шин без погашения присоединений, малое число переключений при выводе в ремонт выключателя или системы шин, а также то, что работа присоединений не нарушается при отключении обеих систем шин. Недостаток схемы заключается в относительной дороговизне из-за большого числа выключателей (1,5 выключателя на одно присоединение).

В ряде случаев система предусматривает особые (специальные) схемы. Так, на электростанции может быть предусмотрена схема, в которой при системной аварии, связанной со снижением частоты и напряжения, группа генераторов автоматически выделяется из системы для питания собственной нагрузки. В схеме, приведенной на рис. 3.50, при аварии в системе С отключаются выключатели В1 и В2, после чего генератор Г1 оказывается выделенным на собственную нагрузку Н. Таким образом могут обеспечиваться питанием ответственные потребители и собственные нужды станции. Очевидно, что такое управление схемой целесообразно в случае, когда мощность выделяемых из системы генераторов достаточна для покрытия местной нагрузки. При этом на них не должно быть значительного избытка мощности, так как в противном случае это приведет к усугублению системной аварии, связанной со снижением частоты.

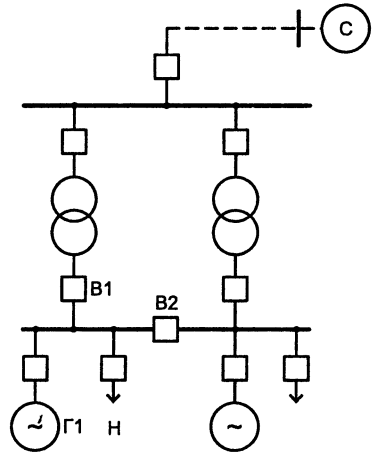


Рис. 3.50. Схема электростанции с возможностью выделения генераторов на собственную нагрузку

Схемные способы ограничения токов короткого замыкания. Развитие энергетических систем, увеличение количества и мощности генерирующих источников приводит к повышению уровней токов короткого замыкания в сетях. При этом должны соблюдаться требования в части коммутационной способности электрических аппаратов, электродинамической и термической стойкости различных электротехнических устройств (шины подстанций, кабели, трансформаторы, генераторы и т.п.). Для ограничения токов короткого замыкания и согласования

их с параметрами установленного в системе электрооборудования используются различные способы как на стадии проектирования, так и в условиях эксплуатации системы. Рассмотрим кратко основные из них.

1. *Секционирование основных сетей энергосистемы.* Его суть заключается в том, что создают систему, в которой между отдельными частями сети НН связь сохраняется только через трансформаторы (см. рис. 3.47, *а*). В этом случае токи короткого замыкания в сети низшего напряжения уменьшаются вследствие увеличения реактивных сопротивлений от источников питания до точки короткого замыкания. Следует отметить, что секционирование сетей имеет ряд недостатков: ухудшаются условия регулирования напряжения и послеаварийные режимы из-за снижения резервирования в сети НН, могут увеличиться потери активной мощности вследствие изменения потокораспределения в нормальных режимах и др. Поэтому секционирование сети обычно осуществляют лишь в том случае, когда уровень токов короткого замыкания в данном узле системы превышает допустимый по параметрам установленного оборудования.

2. *Опережающее деление сети в режиме короткого замыкания.* Его назначение заключается в том, чтобы облегчить работу выключателей при отключении присоединения, на котором возникло короткое замыкание [20]. При этом отключается значительно меньший ток. Автоматическое деление сети обычно осуществляют на межсекционных либо шиносоединительных выключателях. В результате происходит каскадное отключение короткого замыкания: сначала отключается выключатель, предназначенный для деления сети, после чего результирующее сопротивление до точки короткого замыкания увеличивается и аварийный ток уменьшается, затем отключается выключатель поврежденной цепи. К недостаткам автоматического опережающего деления сети относится возможное появление небаланса генерирующих источников и потребителей в разделившихся частях сети, что может отрицательно повлиять на устойчивость системы. Кроме того, увеличивается время восстановления нормального режима системы.

3. *Секционирование шин электростанций и подстанций.* Примеры секционирования шин станций показаны на рис. 3.51. При отключенном в нормальном режиме межсекци-

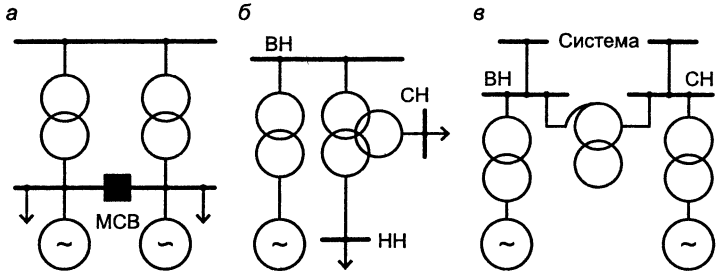


Рис. 3.51. Схемы секционирования шин электростанций:
а – на генераторном напряжении; *б* – с выдачей мощности на одном напряжении; *в* – с выдачей мощности на двух напряжениях

онном выключателе (МСВ) на шинах генераторного напряжения (рис. 3.51, *а*) ток короткого замыкания, возникшего на присоединениях или шинах одной из секций, будет меньше вследствие того, что подпитка со стороны генераторов, подключенных на другую секцию, будет осуществляться через два трансформатора с большими реактивными сопротивлениями, а не напрямую от секции к секции.

На крупных станциях обычно применяется блочная схема (рис. 3.51, *б*). При этом сети среднего и низшего напряжения питаются через трансформаторы с шин ВН, вследствие чего уровни токов короткого замыкания в сетях СН и НН снижаются.

Весьма распространены блочные схемы с выдачей мощности на двух напряжениях (рис. 3.51, *в*), связанных между собой автотрансформаторами. Такими напряжениями могут быть, например, 750 и 330 кВ, 500 и 330 кВ, 330 и 110 кВ. Токи короткого замыкания в сети одного из напряжений уменьшаются из-за снижения токов подпитки от генераторов, работающих на шины другого напряжения, вследствие наличия сопротивления автотрансформаторов между сетями ВН и СН.

На подстанциях секционирование осуществляют с помощью МСВ на шинах НН (рис. 3.52, *а*, *б*). В результате при возникновении повреждений в сети НН снижаются токи короткого замыкания, так как сопротивление одного трансформатора больше, чем двух параллельно включенных трансформаторов. К недостаткам режима подстанции с отключенным МСВ следует отнести то, что при неравномерной загруз-

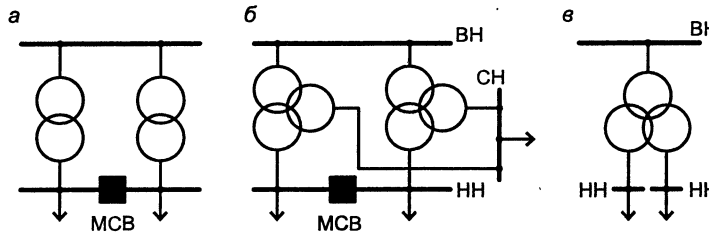


Рис. 3.52. Схемы секционирования шин подстанций:
а — с двухобмоточными трансформаторами; *б* — с трехобмоточными трансформаторами; *в* — с расщепленной обмоткой НН трансформатора

ке трансформаторов, работающих раздельно, повышаются суммарные потери активной мощности в них.

Существенного снижения токов короткого замыкания можно добиться также за счет применения трансформаторов с расщепленной обмоткой НН (рис. 3.52, *в*), в которых сопротивление между шинами ВН и НН больше, чем в случае трансформаторов с нерасщепленной обмоткой.

4. *Применение токоограничивающих реакторов.* Включение в любую цепь дополнительных реактивных сопротивлений токоограничивающих реакторов позволяет снизить токи короткого замыкания, возникающие за ними. Наиболее характерные схемы включения реакторов приведены на рис. 3.53.

5. *Выбор режимов заземления нейтралей трансформаторов.* Эта мера относится к сетям, работающим с заземленной нейтралью (110 кВ и выше). Минимальное число заземленных нейтралей определяется надежной работой релейной защиты при однофазных коротких замыканиях в любой точке сети. Увеличение количества заземленных нейтралей трансформаторов будет приводить к уменьшению эквивалентного сопротивления нулевой последовательности относительно точки короткого замыкания, что нежелательно.

6. *Включение в нейтрали трансформаторов и автотрансформаторов токоограничивающих реакторов или резисторов.* Эта мера ограничивает ток короткого замыкания на землю. Если реакторы включены во все нейтрали трансформаторов узла системы, то ток однофазного короткого замыкания может быть снижен до 15% [12]. При одинаковых сопротивлениях резистора и реактора последний существеннее ограничивает ток короткого замыкания и снижает напряжение на нейтрали трансформатора, возникающее при однофазном

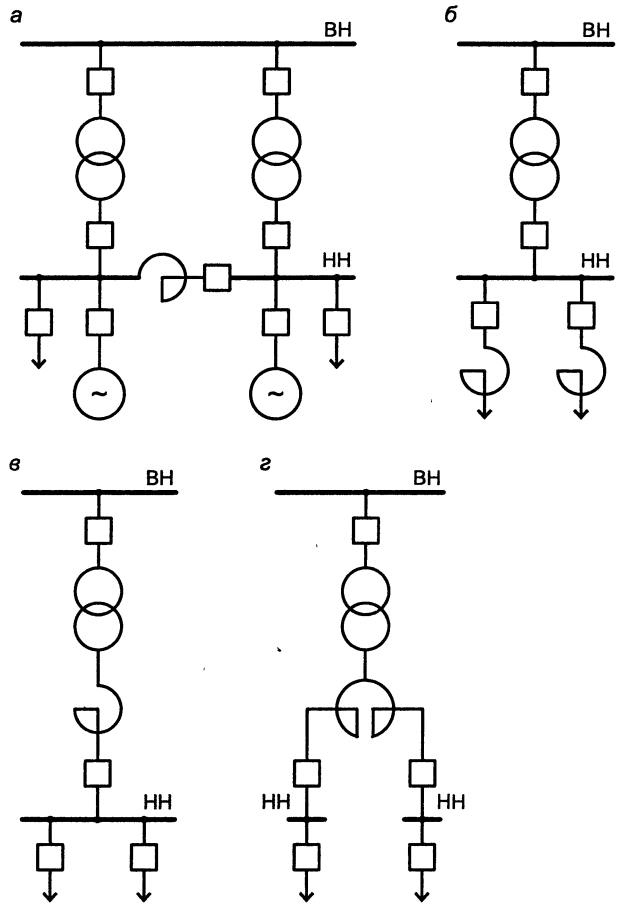


Рис. 3.53. Схемы включения токоограничивающих реакторов: *а* — между секциями шин станции; *б* — в цепи присоединений; *в* — в цепь трансформатора; *г* — сдвоенного реактора

коротком замыкании. Вместе с тем условия работы изоляции нейтрали при перенапряжениях становятся тяжелее [20].

Нейтрали в нормальном режиме могут быть постоянно заземлены либо заземляться при возникновении в сети короткого замыкания на землю. На рис. 3.54, *а* показана схема, в которой нейтраль может быть глухо заземлена либо разземлена с помощью однофазного заземляющего разъединителя. По схе-

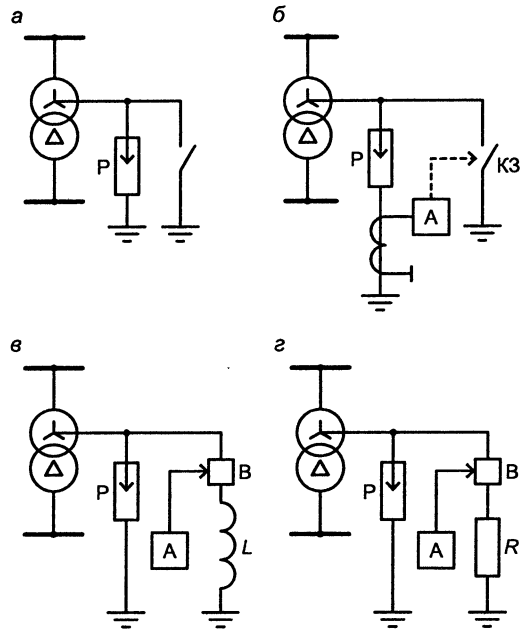


Рис. 3.54. Способы заземления нейтралей трансформаторов:
а — через разъединитель; *б* — через короткозамыкатель; *в* — через реактор; *г* — через резистор

ме, приведенной на рис. 3.54, *б*, нейтраль заземляется короткозамыкателем КЗ при срабатывании автоматики А в случае прохождения через разрядник Р сопровождающего тока короткого замыкания. В схемах, приведенных на рис. 3.54, *в*, *г*, нейтраль нормально разземлена. При появлении короткого замыкания на землю автоматически включается выключатель В и нейтраль трансформатора оказывается заземленной через реактор L либо резистор R.

Во всех случаях разрядник служит для защиты нейтрали трансформатора от перенапряжений. Вместо разрядников могут использоваться ограничители перенапряжений.

Управление настройкой релейной защиты и противоаварийной автоматики. Достоинства релейной защиты оцениваются, как известно, ***селективностью*** (***избирательностью***) ***действия*** и ***быстродействием***, т.е. способностью

предотвращать нарушения устойчивости, разрушение оборудования и не допускать развития аварий.

При оперативном управлении релейная защита должна быть настроена применительно к соответствующей схеме соединений. С точки зрения настройки релейной защиты на соответствующую схему можно выделить два типа защит [11]:

1) неизменно селективные, срабатывающие при возникновении аварий на данном элементе независимо от схемы сети в данный момент;

2) условно селективные, правильная работа которых зависит от схемы сети.

К ***неизменно селективным*** относятся все защиты генераторов, синхронных компенсаторов, дифференциальная и газовая защиты трансформаторов, дифференциальная защита блоков «генератор — трансформатор», дифференциальная защита шин с нефиксированным распределением присоединений, защиты линий — дифференциальная поперечная (на параллельных линиях), дифференциальная продольная (на коротких линиях), защиты с высокочастотной блокировкой (направленная, дифференциально-фазная).

К ***условно селективным*** относятся максимальная токовая защита, токовая отсечка, максимальная направленная защита, защита от однофазных коротких замыканий, дистанционная защита, дифференциальная защита шин с фиксацией распределения присоединений.

Все устройства релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики должны находиться в работе, а их уставки и настройка должны соответствовать заданному режиму работы электростанций, подстанций, узлов сети или всей энергосистемы.

Рассмотрим принципы управления противоаварийной автоматикой на примерах.

Как уже отмечалось, возможны схемы, в которых узлы с определенной генерирующей мощностью отделяются от системы при снижении в ней частоты. Так, в схеме, приведенной на рис. 3.55, устройство автоматического частотного деления (АЧД) может быть выполнено таким образом, что при снижении частоты в системе выключатели В1 и В2 отключаются, на выключатель В4 действует запрет на включение, генераторы Г1 и Г2 выделяются на отдельный район. При этом если на присоединении, питающемся через выключатель В3, имеется

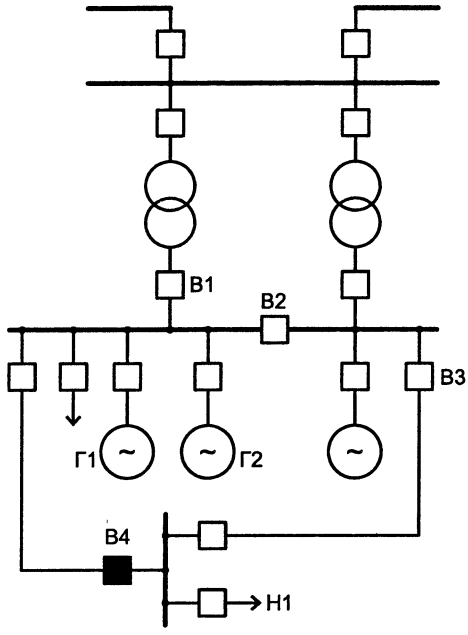


Рис. 3.55. Схема сети с устройством АЧД

устройство АЧР, то при его срабатывании в случае снижения частоты должно быть исключено включение выключателя В4. В противном случае действие устройства АЧД может оказаться неэффективным, так как к отделенным от системы генераторам Г1, Г2 окажется подключенной дополнительная нагрузка Н1.

В энергосистемах распространена специальная автоматика отключения нагрузки, назначение которой заключается в следующем:

- сохранение устойчивости параллельной работы дефицитных частей системы с остальной системой в послеаварийных режимах;
- сохранение устойчивости узла нагрузки в послеаварийных режимах после отключения одной из основных питающих линий;
- ликвидация перегрузки оставшихся связей (линий, трансформаторов) при аварийном отключении одной из линий сечения сети.

Пуск САОН обычно осуществляется:

- при отключении линии сечения сети и перегрузке других линий или трансформаторов;
- по изменению угла δ между векторами напряжения электропередачи;
- при отключении линий и существенном снижении напряжения.

Основной противоаварийной автоматикой для предотвращения и ликвидации системных аварий при возникновении внезапного дефицита активной мощности является автоматическая частотная разгрузка потребителей. Для обеспечения самонастраивающейся разгрузки применяют две категории АЧР. Первая категория (АЧР-I) выполняется в виде 12 очередей со ступенью по частоте $\Delta f = 0{,}2$ Гц от 48,8 до 46,6 Гц с выдержкой времени $t \le 0{,}5$ с. Вторая категория (АЧР-II), не совмещенная с АЧР-I, имеет уставку по частоте 49,1 Гц и очереди с выдержками по времени 5, 10, 15, 20, 25, 40, 45 и 50 с. Кроме того, в системах предусматривается категория АЧР-II, совмещенная с АЧР-I. Она имеет следующие уставки по частоте и времени: 49 Гц и 5, 10, 15, 20 с; 48,9 Гц и 20, 25, 30, 35 с; 48,8 Гц и 35, 40, 45, 50 с; 48,7 Гц и 50, 55, 60, 65, 70 с.

Кроме указанных категорий АЧР в энергосистемах может предусматриваться спецочередь с уставками выше, чем уставки АЧР-II (например, с уставками 49,2 Гц и 0,5 с). Она предназначена для предотвращения снижения частоты до верхних уставок АЧР-II, когда оперативные ограничения и отключения потребителей при медленных изменениях частоты не обеспечивают поддержание частоты на номинальном уровне.

Выбор потребителей, подключенных к АЧР, осуществляется с учетом режима их работы. Так, к первым очередям нельзя подключать только предприятия с односменным режимом работы, так как в вечерние, ночные часы суток и в выходные дни эти очереди будут бесполезны.

При возможности возникновения местного дефицита мощности (45% и более) следует применять устройства дополнительной разгрузки, например по факторам скорости изменения частоты $\partial f / \partial t$, отключения основной питающей линии, существенного снижения напряжения.

При отключении линии от АЧР должна исключаться возможность автоматического перевода нагрузки на другую ли-

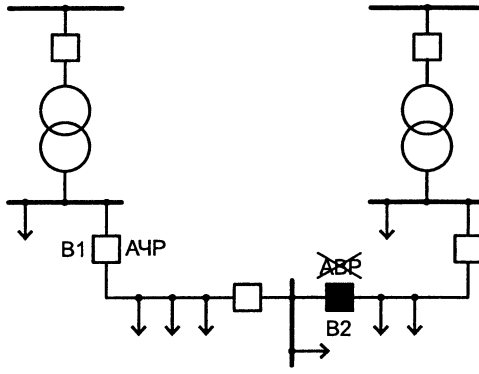


Рис. 3.56. Схема сети с устройством АЧР

нию, не подключенную к АЧР или подключенную к АЧР с более низкой уставкой срабатывания. Так, в схеме сети, приведенной на рис. 3.56, в случае отключения выключателя В1 от АЧР должно быть исключено включение выключателя В2 от АВР, поскольку в противном случае действие АЧР на выключателе В1 не имеет смысла.

После восстановления баланса активной мощности и подъема частоты отключенные от АЧР потребители подключаются к системе с помощью ЧАПВ (частотного автоматического повторного включения), уставки по частоте которого выбираются равными: 49,6 Гц для потребителей, отключаемых от спецочереди АЧР, 49,4 Гц для остальных потребителей. Уставки по времени принимают равными 20, 30, 40, 50, 60, 80, 90 с.

Учитывая важность устройств АЧР для функционирования системы, допускают их вывод в ремонт, если суммарная мощность, подключенная к этим устройствам, не превышает 5% от суммарной мощности АЧР данного узла.

Управление режимом нейтрали трансформаторов. Как уже отмечалось, количество заземленных нейтралей в сетях с глухозаземленной нейтралью влияет на ток однофазного короткого замыкания. При большом их количестве ток будет большой, что отрицательно сказывается на работе электрооборудования, а при малом возможна нечувствительность релейной защиты. Вместе с тем изменение режима заземления нейтрали приводит к изменению функционирования изоляции трансформаторов в случае возникновения короткого замыка-

ния на землю, грозовых и коммутационных перенапряжений. Это объясняется, в частности, тем, что при возникновении в сети однофазного короткого замыкания вплоть до его отключения на незаземленных нейтралях трансформаторов появляются напряжения, которые могут быть опасны для изоляции в зоне обмотки, примыкающей к нейтрали. При незаземленных нейтралях трансформаторов и набегании волн перенапряжений со стороны линий в обмотках могут появляться перенапряжения, опасные для импульсной прочности изоляции. В большей степени указанные явления наблюдаются в автотрансформаторах из-за наличия электрической связи между обмотками.

Трансформаторы могут быть выполнены с полной и неполной изоляцией нулевого вывода (нейтрали). Целесообразность изготовления трансформаторов с неполной изоляцией нейтрали диктуется экономическими соображениями. Все автотрансформаторы имеют неполную изоляцию нейтрали. Для защиты изоляции нейтрали от возможных перенапряжений устанавливаются разрядники, которые выбираются по максимальному напряжению рабочей частоты в нейтрали при однофазном коротком замыкании. При этом приемлемые параметры разрядников удается обеспечить только на трансформаторах напряжением 110...220 кВ, а трансформаторы напряжением 330 кВ и выше и автотрансформаторы должны иметь глухозаземленную нейтраль. С учетом сказанного при оперативном управлении режимами системы руководствуются следующим [12]. Обязательно должны быть заземлены:

- нейтрали всех автотрансформаторов и трансформаторов напряжением 330 кВ и выше;
- нейтрали трансформаторов напряжением 110 кВ с неполной изоляцией нулевого вывода, к шинам вторичного напряжения которого присоединены электростанции небольшой мощности (рис. 3.57, *а*);
- нейтрали по крайней мере одного из трансформаторов, подключенных к различным системам сборных шин напряжением 110 кВ и выше всех электростанций и крупных подстанций (рис. 3.57, *б*);
- нейтраль по крайней мере одного из трансформаторов, подключенных к линии, которая работает в радиальном (разомкнутом) режиме; при этом заземление нейтрали желательно в конце линии (рис. 3.57, *в*);

❐ нейтраль по крайней мере одного из трансформаторов, подключенных к транзитной линии отпайками (рис. 3.57, *г*).

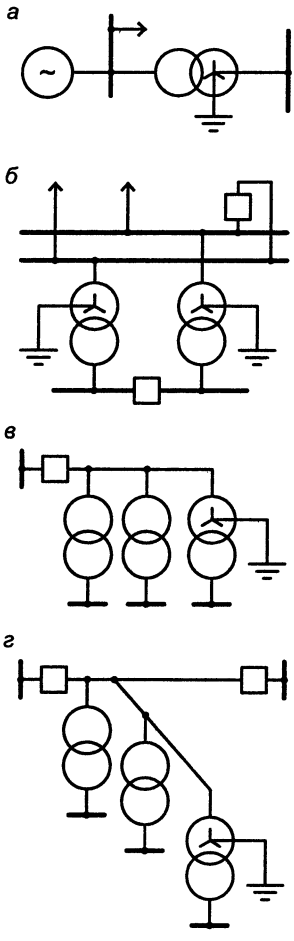


Рис. 3.57. Варианты заземления нейтралей трансформаторов:
а – на электростанции; *б* – на подстанции со сборными шинами; *в* – на радиальной линии; *г* – на транзитной линии с отпайками

Важным условием при управлении режимами системы является то, что во время оперативных переключений не должны выделяться участки сети без трансформаторов с заземленными нейтралями.

С целью ограничения токов однофазного короткого замыкания часть нейтралей трансформаторов напряжением 110...220 кВ разземляется. При этом устанавливают следующую очередность разземления нейтралей:

1) на трансформаторах, имеющих полную изоляцию нулевого вывода;

2) на трансформаторах, имеющих неполную изоляцию нулевого вывода с защитой нейтрали разрядниками (см. рис. 3.54), если напряжение на нейтрали при однофазном коротком замыкании не превышает 50 кВ в сети напряжением 110 кВ и 125 кВ в сети 220 кВ.

Работа трансформаторов напряжением 110 кВ с неполной изоляцией нейтрали разрешается с фазным напряжением на нейтрали на время срабатывания релейной защиты, но не более 5 с.

Рассмотрим теперь принципы управления режимом нейтрали трансформаторов в сетях, работающих с изолированной нейтралью. К таким сетям относятся сети напряжением 6...35 кВ. В них замыкание на землю одной из фаз не является коротким замыканием, поэтому немедленное его отключение не требуется. Вместе с тем при таком

замыкании напряжения неповрежденных фаз возрастают (вплоть до линейных). Эти повышенные напряжения не представляют опасности для изоляции, так как она нормально рассчитывается на линейное напряжение. Тем не менее длительная работа сети с замыканием на землю не допускается из-за возможности возникновения перемежающейся дуги, вызывающей опасные напряжения, и угрозы для лиц, в том числе и посторонних, оказавшихся вблизи замыкания.

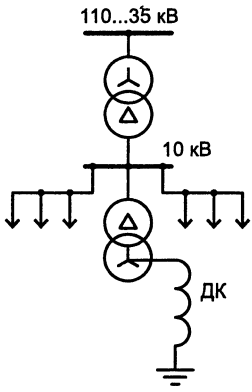


Рис. 3.58. Схема подключения дугогасящей катушки

Вероятность появления перемежающейся дуги зависит от тока замыкания на землю, который в свою очередь связан со значением емкости сети. Поэтому при большом емкостном токе замыкания на землю ПТЭ [26] предписывают осуществлять его компенсацию путем включения в нейтраль трансформатора заземляющих дугогасящих аппаратов, в качестве которых могут использоваться реактивные дугогасящие катушки ДК (рис. 3.58) либо активные сопротивления (резисторы). Компенсация емкостного тока должна применяться при допустимых емкостных токах $I_{з.доп}$ замыкания на землю, превышающих следующие значения:

$U_{ном}$, кВ	6	10	20	35
$I_{з.доп}$, А	30	20	15	10

В сетях напряжением 6...35 кВ с воздушными линиями на железобетонных и металлических опорах применение дугогасящих аппаратов обязательно при $I_{з.доп} > 10$ А.

При металлическом замыкании фазы на землю (без переходного сопротивления) ток замыкания

$$\underline{I}_з = 3\underline{U} j\omega C,$$

где $\underline{U}$ – фазное напряжение; C – емкость фазы относительно земли.

Емкость C зависит от конструкции линий и протяженности сети. При частоте переменного тока 50 Гц ток замыкания на землю ориентировочно можно оценить по формуле

$$I_з \approx Ul / M,$$

где U – линейное напряжение кВ; l – длина сети, км; M – коэффициент, который для воздушных сетей равен 350, а для кабельных – 8...12.

Таким образом, ПУЭ требуют осуществлять компенсацию емкостных токов, если длина сети, электрически связанная с точкой замыкания, $l \geq \frac{I_{з.доп} M}{U}$. Подставив сюда значения $I_{з.доп}$ можно получить:

Кабельные линии напряжением 35 кВ ..... $l \approx 2{,}8$ км
10 кВ ..... $l \approx 20$ км
6 кВ ..... $l \approx 50$ км

Воздушные линии напряжением 35 кВ ..... $l \approx 100$ км

Воздушные линии напряжением 10 кВ на деревянных опорах ..... $l \approx 700$ км

Воздушные линии напряжением 10 кВ на металлических и железобетонных опорах ..... $l \approx 350$ км

Отсюда следует, что проблема компенсации емкостных токов наиболее актуальна для кабельных сетей.

Для того чтобы при металлическом замыкании на землю ток полностью компенсировался индуктивным током через дугогасящую катушку, должно выполняться условие резонансной настройки:

$$\omega L = 1/(3\omega C),$$

где L – индуктивность дугогасящей катушки.

Поскольку емкость C сети зависит от режима сети (количества и протяженности линий, подключенных к подстанции), то соответствующим образом должна настраиваться индуктивность дугогасящей катушки. Для этого катушка имеет ряд ответвлений, позволяющих изменять ее индуктивность и соответственно индуктивный ток.

Таким образом, задача дежурного диспетчера электрической сети заключается в том, чтобы при изменении схемы сети с изолированной нейтралью (изменении длины сети, подключенной к данной подстанции) перенастроить дугогасящую ка-

тушку таким образом, чтобы она соответствовала резонансной настройке или была близкой к ней.

Как уже отмечалось, электрические сети напряжением 6...35 кВ могут быть выполнены также с заземлением нейтрали через резистор. По одному из вариантов резистивного заземления нейтрали выбирается такое сопротивление резистора, чтобы только снизить уровень дуговых перенапряжений. При этом сеть продолжает работать в режиме однофазного замыкания на землю. Однако предпочтение отдается варианту, при котором параметры резистора позволяют быстрее (в течение 2,0...2,5 с) осуществить автоматическое отключение однофазного замыкания на землю. При этом последовательность действий автоматики такова:

1) определяется секция шин подстанции, к которой подключена линия с возникшим однофазным замыканием на землю;

2) выявляется линия с замыканием на землю;

3) подается сигнал на отключение поврежденной линии.

К достоинствам электрической сети с заземлением нейтрали через резистор можно отнести:

- повышение уровня электробезопасности посторонних людей, животных и обслуживающего персонала, выражающееся в снижении вероятности поражения электрическим током при появлении их вблизи замыкания на землю, благодаря быстрому автоматическому отключению поврежденной линии;
- увеличение срока службы изоляции электротехнических устройств из-за меньших по величине и продолжительности перенапряжений, возникающих при однофазных замыканиях на землю и воздействующих на нее;
- практическое исключение возможности развития повреждения из-за перехода однофазного замыкания на землю в двойное замыкание на землю или междуфазное короткое замыкание.

К недостаткам электрических сетей с нейтралью, заземленной через резистор, относятся дополнительные затраты, усложнение релейной защиты, увеличение числа отключений выключателей. Из-за малого опыта эксплуатации таких сетей пока еще не могут быть сделаны окончательные выводы о надежности их функционирования, других положительных и отрицательных сторонах.

Вопросы, связанные с выбором параметров резисторов и настройкой релейной защиты сети, изложены в специальной литературе.

3.13. Управление оборудованием энергосистем

Оборудование энергосистем (котлы, турбогенераторы, трансформаторы, линии электропередачи и т.п.) может находиться в одном из следующих оперативных состояний: в работе в соответствии с его эксплуатационными характеристиками, работе с ограничениями, работе в испытательном режиме, резерве, ремонте, на консервации, вне резерва (когда не может быть включено в работу из-за соответствующего технологического состояния) [12]. Вывод в ремонт энергооборудования, устройств релейной защиты, противоаварийной автоматики, информационно-вычислительных систем оперативного управления, средств диспетчерского и технологического управления должен быть оформлен оперативной заявкой, даже если он предусмотрен утвержденными планами. Заявки на ремонт подаются на оборудование, находящееся не только в работе, но и в резерве. Заявки подаются в диспетчерскую службу в соответствии с оперативной подчиненностью оборудования. Они должны быть подписаны главным инженером электростанции или электрической сети. Разрешение на вывод в ремонт должно быть дано соответствующей диспетчерской службой.

Заявки на срочные (неотложные) ремонты подаются в любое время суток дежурному диспетчеру. Такие заявки называются ***аварийными***. Дежурный диспетчер имеет право разрешить аварийный ремонт в пределах своей смены или разрешить начало аварийного ремонта согласно поданной заявке [12].

Если оборудование требует немедленного отключения, то оно производится оперативным персоналом объекта (электростанции, подстанции) с последующим уведомлением диспетчера. Например, такая ситуация может возникнуть в случае попадания постороннего лица под напряжение на опоре линии в пределах видимости с подстанции. Если аварийная ситуация позволяет (например, обнаружен пожар на крышке трансформатора), то персонал объекта перед отключением должен предварительно уведомить дежурного диспетчера. В случаях, когда после отключения оборудования требуется ремонт, оформляется оперативная заявка.

Время оперативных переключений, связанное с выводом оборудования и линий в ремонт и вводом их в работу, время растопки котлов и пуска турбин должно быть включено в срок ремонта, который разрешен по заявке.

В случае отключения оборудования позже намеченного срока по каким-либо причинам длительность ремонта сокращается, т.е. срок включения оборудования в работу остается прежним. Срок ремонта при необходимости продлевается только с разрешения соответствующей диспетчерской службы. Аналогично поступают и тогда, когда оборудование отключено для ремонта в намеченный срок, но по условиям ремонта (обнаружены дополнительные дефекты и т.п.) срок завершения недостаточен. Естественно, просьба от объекта на продление ремонта должна поступать в диспетчерскую службу заблаговременно (за несколько часов), чтобы дежурный диспетчер мог перестроить режим работы энергосистемы или сети.

Вывод в ремонт оборудования из работы или резерва по разрешенной заявке может быть произведен только с разрешения соответствующего оперативного руководителя (дежурного диспетчера энергосистемы, электрической сети, дежурного инженера электростанции), которое дается непосредственно перед выводом оборудования из работы или резерва.

В том случае, когда в период между моментом разрешения заявки и моментом вывода оборудования в ремонт в системе или в сети произошли какие-то непредвиденные события (аварийное отключение турбогенератора, линии электропередачи, внеплановое отключение линии из-за предаварийной ситуации и т.п.), разрешение по заявке может быть отменено. Так, если была разрешена заявка на проведение ремонта линии Л1 (рис. 3.59, *а*), а до начала ремонта отключилась линия Л2 или Л3, то ремонт линии Л1 должен быть отменен, чтобы исклю-

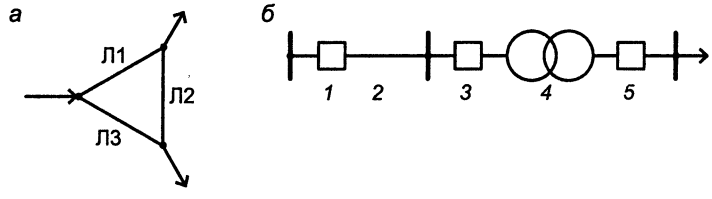


Рис. 3.59. Схемы сетей:
а — замкнутой; *б* — из последовательных элементов

чить погашение потребителей. Если на одной из ТЭС производился ремонт котла и аварийно отключился турбогенератор на другой станции, то для восстановления баланса активной мощности в системе ремонт котла может быть свернут.

В заявке обязательно должен быть указан срок аварийного восстановления объекта в случае необходимости. Так, если линия Л1 (рис. 3.59, *а*) выведена в ремонт, а линия Л2 затем аварийно отключилась и не может быть быстро восстановлена, то ремонт линии Л1 должен быть прерван и она должна быть включена в работу не позднее заявленного времени аварийного восстановления.

Оперативный персонал электростанций, подстанций не имеет права отключать и включать оборудование, средства диспетчерского и технологического управления, проводить на них испытания, изменять уставки релейной защиты и средств автоматики на объектах, находящихся в оперативном подчинении соответствующего вышестоящего дежурного диспетчера.

Ремонты должны производиться одновременно на всех элементах последовательной цепи, которая отключается для проведения ремонта какого-либо конкретного оборудования. Так, в схеме сети, приведенной на рис. 3.59, *б*, ремонты выключателей *1*, *3*, *5*, линии *2* и трансформатора *4* должны выполняться в одно и то же время. Разрешаемое по заявке время для отключения данной линии определяется из условия

$$t_{\text{рем}} = \max\left\{t_{\text{рем}\,i}\right\},$$

где $t_{\text{рем}\,i}$ — время, запрашиваемое для ремонта i-го элемента.

Если выводимое в ремонт оборудование находится в пределах одного объекта (электростанции, подстанции), то дежурный диспетчер дает разрешение на его отключение и вывод в ремонт непосредственно оперативному персоналу этого объекта (дежурному инженеру станции, дежурному подстанции и т.п.). При выводе линии в ремонт она должна быть подготовлена путем проведения оперативных переключений на нескольких объектах. Подготовка осуществляется под непосредственным руководством дежурного диспетчера, который должен дать команду на отключение, разборку схемы (отключение линейных разъединителей) и заземление линии. Так, в схеме линии, приведенной на рис. 3.60, предварительно должны быть отключены выключатели В1, В2, В3. Команда на раз-

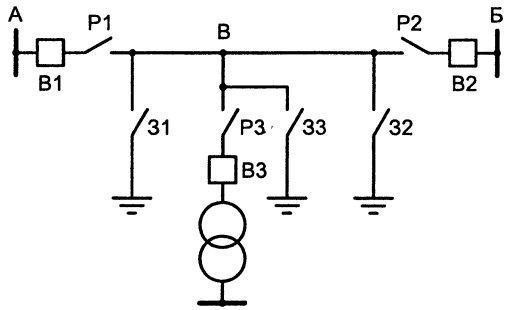


Рис. 3.60. Схема подготовки линии для производства работ

борку схемы разъединителями Р1, Р2, Р3 подается только после получения сообщения об отключении выключателей со всех объектов, а команда на заземление с помощью заземляющих ножей З1, З2, З3 – только после получения всех сообщений о разборке схемы. Заметим, что даже на линии с односторонним питанием заземление должно производиться на всех концах во избежание попадания на линию во время проведения ремонтных работ напряжения от какого-либо постороннего (хотя, возможно, и маломощного) источника питания. После заземления линии дежурный диспетчер дает допуск производителю работ (бригадиру, мастеру). Списки лиц, которым разрешено выдавать допуск, оформляются за подписью главного инженера предприятия электрических сетей. Допуск может осуществляться по телефону или лично. Для этого имеются специальные формы допуска. Например: «Время 7.30. Дежурный диспетчер Петров П.П. Производителю работ Иванову И.И. разрешается приступить к работе на линии А–Б–В, линия отключена и заземлена со стороны подстанций А, Б, В. Срок окончания работ – 18.30. Пароль – "Гомель"». В сроке окончания работ указывается время, разрешенное по заявке, за вычетом времени, необходимого на производство переключений по вводу линии в работу. Пароль указывается в том случае, если допуск дается по телефону или если разрешение дается лично, но сдача линии диспетчеру после окончания ремонта будет осуществляться по телефону. При выдаче разрешения лично дежурный диспетчер должен знать производителя работ в лицо. Переговоры о подготовке линии к проведению ремонта и допуске к производству работ записываются на магнитофон.

Сдача линии после ремонта производителем работ осуществляется по следующей форме: «Производитель работ Иванов И.И. Работы на линии А–Б–В закончены. Заземления на месте производства работ сняты. Линия может быть включена в работу. Пароль – "Гомель"». Ответ дежурного диспетчера: «Дежурный диспетчер Петров П.П. Линия принята. Время 18.20».

После сдачи линии всеми производителями работ, допущенными к ремонту, диспетчер осуществляет оперативные переключения по вводу линии в работу. Сначала по команде диспетчера отключаются заземляющие ножи З1, З2, З3 (рис. 3.60) на всех концах линии, затем включаются линейные разъединители Р1, Р2, Р3 и только после получения сообщений об их включении подается команда на включение выключателей В1, В2, В3. Последовательность включения выключателей устанавливается в зависимости от места и роли линии в схеме системы. На транзитных, магистральных и межсистемных линиях при этом должен осуществляться контроль синхронизма.

Оборудование считается введенным в работу из ремонта после уведомления диспетчера оперативными лицами (в схеме, приведенной на рис. 3.60, – с подстанций А, Б, В) о его включении и закрытия заявки.

3.14. Пусковые режимы основного оборудования электростанций и подстанций

С точки зрения оперативного управления энергосистемой существенное значение имеют следующие характеристики пусковых режимов электростанций:

- ❒ длительность пуска котлов, турбин с момента начала операции до готовности к набору нагрузки;
- ❒ длительность набора нагрузки от нуля до номинальной;
- ❒ порядок повторного пуска после останова;
- ❒ расход энергоносителей в процессе пуска.

Время пуска котла от холодного состояния до обеспечения номинальных параметров пара (температуры и давления) зависит от вида топлива, конструкции топки, характера циркуляции питательной воды, параметров пара, производительности. Предельная минимальная длительность пуска ограничивается тепловыми напряжениями в металлических элементах котла. При большой скорости разогрева в металлических элементах возникает вследствие тепловой инерции разность температур,

которая может привести к термическим напряжениям, превышающим напряжения, предельно допустимые по условию прочности металла. В результате в металле могут появиться трещины и котел окажется неработоспособным.

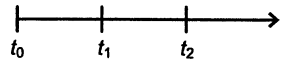


Рис. 3.61. Режимы пуска котла

Для котлов среднего давления время пуска составляет 3...4 ч, а для котлов высокого давления — 4...5 ч. Длительность пуска после непродолжительного останова котла меньше, чем длительность пуска из полностью охлажденного состояния. Набор нагрузки после пуска не может быть произведен мгновенно, он продолжается около 1 ч.

При повторном пуске котлов имеются временные ограничения (мертвая зона), также связанные с температурными напряжениями в металлических элементах. Если котел остановлен в момент времени t_0 (рис. 3.61), то в интервале времени $t_0 - t_1$ после останова он может быть вновь пущен, так как еще не успел остыть в достаточной степени. После момента времени t_2 он также может быть пущен, поскольку уже произошло достаточное остывание. В интервале времени $t_1 - t_2$ пуск котла не разрешается, так как из-за температурных напряжений может произойти его повреждение. Интервал времени $t_1 - t_2$ оговаривается заводами — изготовителями котлов либо устанавливается на основании специальных испытаний. При кратковременных остановах в интервале времени $t_0 - t_1$ для большей оперативной готовности котла на нем может оказываться целесообразным поддержание параметров пара, близких к номинальным.

Пуск турбины состоит из прогрева паропровода и турбины в неподвижном состоянии и прогрева при медленном вращении вала. На это требуется 1,5...3 ч, а иногда и больше. Скорость пуска ограничивается температурными напряжениями в элементах цилиндра и ротора турбины.

Возможны различные способы прогрева турбины. По первому из них пуск осуществляют паром номинальных параметров, по второму — разворот турбины производят при пониженном давлении пара с последующим его повышением (***пуск на скользящих параметрах***).

При повторном пуске турбин также имеются ограничения, связанные с неравномерным охлаждением и прогибом вала после останова из-за влияния конденсатора в нижней части

турбины. Поэтому турбогенератор можно пускать в течение 2 ч после останова либо после 6...12 ч, когда он окончательно охладился. Чтобы снять это ограничение, турбогенераторы снабжают валоповоротным устройством, при наличии которого можно осуществить их запуск без ограничения времени на охлаждение вала.

Время набора нагрузки после включения турбогенератора в систему составляет 0,75...1,25 ч и связано с продолжением прогрева турбины. Оно регламентируется заводом-изготовителем и на основании специальных испытаний.

Ускорение пуска котлов и турбин может быть достигнуто совмещением растопки котла с прогревом турбины. Такой способ пуска наиболее эффективен на станциях, работающих по блочной схеме «котел — турбина».

Как уже отмечалось, время пуска в значительной степени зависит от мощности агрегатов и времени, прошедшего с момента останова. Так, для блоков мощностью 300 МВт продолжительность пуска характеризуется следующим временем [32]:

Длительность простоя, ч	6 ... 8	16 ... 18	55 ... 60	90
Продолжительность пуска, мин	200	310	390	550

Расход энергоносителя на пуск котлов и турбогенераторов зависит от их параметров и производительности. Так, для пуска блока мощностью 300 МВт из холодного состояния требуется 150 т условного топлива. Поэтому диспетчеру системы приходится решать вопрос: остановить котел или турбогенератор и затем затратить топливо для их пуска либо держать их в работе с минимальной нагрузкой. Целесообразность того или иного варианта определяется на основании оптимизационных расчетов. Приближенно можно сравнить затраты топлива на пуск с затратами при работе в режиме холостого хода. В результате такого сравнения можно определить минимальную длительность, при которой целесообразны останов и повторный пуск. Для котлов минимальный перерыв составляет обычно 4...8 ч. Очевидно, что наибольший расход топлива на пуск будет при полностью охлажденном котле.

Пуск гидрогенераторов ГЭС заключается в открытии направляющего аппарата, развороте вала до номинальной частоты вращения за счет напора воды на лопасти турбины и включении генератора в систему. Для пуска гидроагрегата необхо-

димо незначительное время (1,5...3 мин), включая разворот, синхронизацию генератора с системой и полный набор нагрузки. Скорость набора нагрузки гидрогенератора практически не ограничивается. Процессы пуска, останова и набора нагрузки хорошо поддаются автоматизации. Время двух соседних пусков и остановов не имеет технических ограничений. Расход энергоносителя (воды) на пуск гидрогенератора незначителен и при оптимизации режимов пуска и останова существенного значения не имеет.

Пуск синхронных генераторов состоит в их включении на параллельную работу с системой. Известны различные способы подключения генераторов к системе.

1. *Точная синхронизация*. Она заключается в том, что за счет подачи энергоносителя в турбину генератор разворачивают до частоты вращения, близкой к синхронной, и подают возбуждение, после чего включают генератор в систему. При этом до включения выключателя, на котором производится синхронизация, должны быть выполнены следующие условия: равенство модулей напряжений генератора и сети; равенство частот генератора и сети; совпадение фаз напряжений генератора и сети. Равенство модулей напряжений обеспечивается регулированием тока возбуждения генератора, а равенство частот и совпадение фаз — регулированием количества энергоносителя, подаваемого в турбину. Точная синхронизация может выполняться автоматически либо вручную. К недостаткам ручного включения относится трудность обеспечения условий синхронизации при авариях в системе и возможность механических повреждений генератора и турбины, если вектор напряжения генератора заметно опережает вектор напряжения сети.

2. *Самосинхронизация*. Ее суть заключается в том, что генератор разворачивают до подсинхронной частоты вращения и без возбуждения включают в систему. После этого сразу подают возбуждение. При включении генератора имеют место бросок тока статора и снижение напряжения, которые, однако, оказываются допустимыми, и генератор втягивается в синхронизм.

Для пуска синхронных компенсаторов обычно применяется прямой асинхронный либо реакторный пуск. При прямом пуске включается выключатель, компенсатор разворачивается и постепенно возбуждается. Такой способ можно использовать, если напряжение на зажимах компенсатора не превышает 0,6 номинального. В случае реакторного пуска напряжение подается на компенсатор путем включения выключателя через ре-

актор, который после втягивания компенсатора в синхронизм шунтируется специальным выключателем. Оба способа пуска синхронных компенсаторов можно использовать и для генераторов небольшой мощности.

Генераторы электростанций при необходимости могут выполнять функции синхронного компенсатора в следующих режимах:

1) без отсоединения генератора от паровой турбины;

2) с отсоединением генератора от паровой турбины;

3) без отсоединения генератора от гидротурбины с освобождением от воды камеры рабочего колеса.

В первом режиме для перевода генератора в режим синхронного компенсатора достаточно прекратить подачу энергоносителя в турбину. Однако в таком режиме возникают опасные перегревы лопаток турбины. Для охлаждения лопаток в турбину пропускают небольшое количество пара. Второй режим используется тогда, когда требуется непрерывная работа генератора в режиме синхронного компенсатора длительное время. Генератор отсоединяют от турбины расцеплением соединительной муфты. Включение такого генератора осуществляют путем асинхронного либо частотного пуска от другого турбогенератора, специально выделенного для этих целей и собранного вместе с пусковым генератором на выделенную систему шин. Третий режим применяют на ГЭС. При этом с целью уменьшения затрат активной мощности на вращение гидрогенераторов вместе с водой в рабочем колесе воду из рабочего колеса отжимают сжатым воздухом.

Пуск силовых трансформаторов, линий электропередачи, батарей конденсаторов, шунтирующих реакторов состоит в их включении на полное рабочее напряжение, после чего они сразу принимают необходимую нагрузку. При вводе в работу трансформаторов понижающих подстанций напряжение на них подают обычно со стороны ВН, а затем включают выключатели со стороны СН и НН. На радиальных разомкнутых линиях напряжение сначала подают на линию путем включения выключателя *1* (см. рис. 3.59), далее — на трансформатор выключателем *3*, а затем — на шины НН выключателем *5*. Такой порядок включения обеспечивает последовательную проверку работоспособности каждого из элементов сети. Линии с двусторонним питанием включают сначала с одной стороны, а затем с другой после проверки синхронизма. В отдельных случа-

ях, особенно в аварийных режимах, допускается несинхронное включение. Однако такие случаи должны быть заранее оговорены на основании проведения специальных испытаний.

На подстанциях с двумя рабочими системами шин после окончания ремонта одной из них производится ее опробование путем подачи напряжения включением шиносоединительного выключателя. После того как станет ясно, что на этой системе шин нет короткого замыкания, на нее переводятся соответствующие присоединения для создания нормальной схемы.

3.15. Оперативная организация проведения испытаний оборудования и управление ими

Испытания оборудования должны проводиться по утвержденным программам. Если испытание проводится на одном объекте и не влияет на режим системы, то программа утверждается главным инженером этого объекта (электростанции, электрической сети). В случаях, когда при выполнении испытаний может измениться режим энергосистемы или когда они связаны с несколькими объектами, программы утверждаются главным инженером энергосистемы.

Испытания могут проводиться на отключенном оборудовании либо на оборудовании, включенном в работу. В качестве примера испытаний первого вида можно привести испытания кабельной линии повышенным напряжением. В таком случае диспетчеру подается заявка на вывод оборудования в ремонт . Функции дежурного диспетчера заключаются в проведении оперативных переключений по выводу в ремонт и последующему вводу в работу соответствующего элемента сети.

Испытания, проводимые на включенном оборудовании, подразделяются на следующие группы:

- ❒ испытания, связанные с вновь вводимым оборудованием или объектом;
- ❒ специальные испытания оборудования, находящегося в эксплуатации;
- ❒ системные испытания;
- ❒ местные испытания на нескольких объектах сети одновременно.

Такие работы выполняются по заявкам на проведение испытаний в соответствующую диспетчерскую службу.

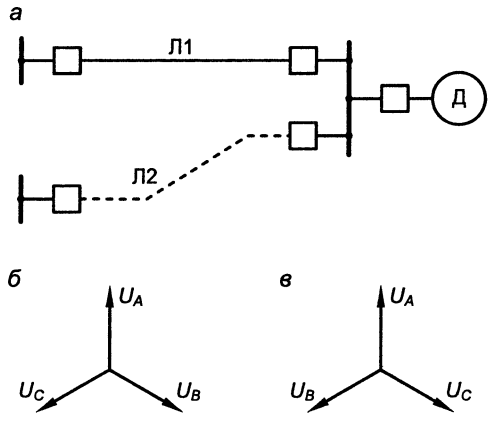


Рис. 3.62. Условная схема сети для проверки чередования фаз (*а*) и векторные диаграммы прямого (*б*) и обратного (*в*) чередования напряжений

Рассмотрим примеры различных испытаний, которые периодически проводят в электрических системах на оборудовании, включенном в работу.

1. Проверка чередования фаз. Пусть потребитель питался по линии Л1 (рис. 3.62), которая из-за физического износа подлежит демонтажу. Взамен ее сооружена линия Л2. Для того чтобы электродвигатель Д потребителя после замены линии Л1 линией Л2 вращался в ту же сторону, должен быть сохранен порядок чередования фаз напряжений. Если же вместо напряжения прежней фазы *B* будет подано напряжение фазы *C* и наоборот: вместо напряжения фазы *C* — напряжение фазы *B*, то двигатель не сможет работать в прежнем режиме. Оперативное управление, связанное с проверкой чередования фаз на шинах потребителя, заключается в производстве переключений и подаче напряжения потребителю поочередно от Л1 и Л2.

Проверка чередования фаз должна проводиться во всех случаях, когда включаются на параллельную работу несинхронно работающие части и элементы системы (например, при включении нового генератора), а также после ремонта трансформаторов, линий, при котором мог измениться порядок чередования фаз.

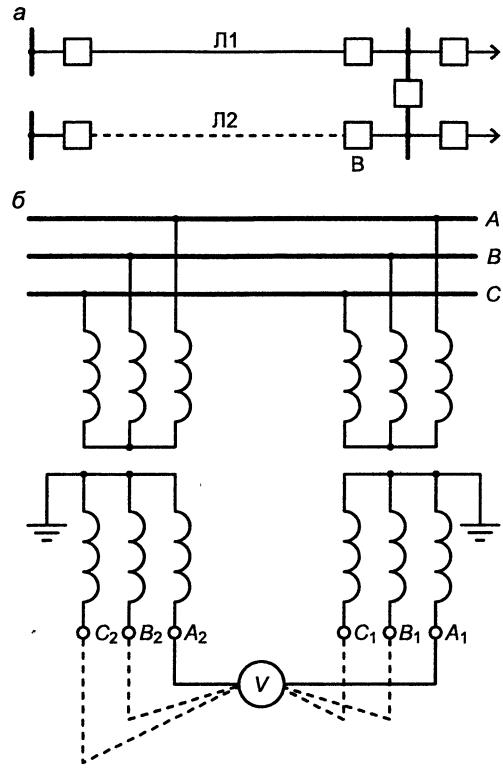


Рис. 3.63. Схема фазировки:
а – линий; *б* – трансформаторов

2. Проверка фазировки трансформаторов и линий. Она должна осуществляться в случаях, когда при включении нового оборудования фазируемые напряжения синхронны. Так, при подключении новой линии Л2 (рис. 3.63, *а*) к приемной подстанции должно быть проверено совпадение одноименных фаз линии Л2 и действующей линии Л1. Если при измерении напряжений фазы не совпали, производят пересоединение концов на новой линии Л2, после чего снова проверяют фазировку. Обычно такая фазировка выполняется на выключателе В. Если фазировку не произвести, то фаза A_1 от линии Л1 может попасть, например, на фазу B_2 от линии Л2, что фактически будет соответствовать короткому замыканию на

шинах подстанции. Аналогичные работы производят и на вновь включаемом трансформаторе, который должен будет работать параллельно с действующим трансформатором (рис. 3.63, *б*).

3. Определение частотных характеристик генераторов, узлов нагрузки и системы. Нахождение частотных характеристик генераторов, узлов нагрузки, системы расчетным путем представляет собой сложную задачу, поэтому на практике в условиях эксплуатации энергосистемы их определяют с помощью специальных экспериментальных измерений.

Для вычисления крутизны характеристики регулятора скорости отдельного генератора необходимо изменить частоту в системе и наблюдать при этом за изменением нагрузки данного генератора. Отношение приращения нагрузки к отклонению частоты даст величину крутизны. Этот опыт практических затруднений не представляет.

Определение средней крутизны характеристики всей генерирующей части системы $k_{г.с}$ — сложная задача. Для ее измерения при отклонении частоты необходимо фиксировать изменение мощностей всех генераторов строго в одно и то же время. Поскольку в системе десятки или даже сотни генераторов, осуществить такие замеры с приемлемой для практики точностью невозможно. Поэтому экспериментально находят крутизну характеристик нагрузки $k_н$ и всей системы $k_с$ и по ним вычисляют $k_{г.с}$.

Величину $k_н$ измеряют следующим образом. Всем станциям системы, кроме одной, при частоте f_1 задают определенную фиксированную нагрузку $P_ф$. Для того чтобы она не изменялась под действием регуляторов скорости при снижении частоты, устанавливают ограничители открытия энергоносителя (рис. 3.64). Уменьшая мощность одной выбранной крупной станции, ступенями снижают частоту; при этом для каждой ступени фиксируют изменение мощности станции. Поскольку в опыте мощности всех остальных станций остаются неизменными, то изменение мощности регулирующей станции будет показывать изменение мощности нагрузки. В результате может быть построена частотная статическая характеристика активной нагрузки $P_н = \varphi(f)$.

Описанный опыт занимает определенное время, в течение которого происходит изменение нагрузки потребителей в соответствии с суточным графиком нагрузки. Поэтому эксперимент целесообразно повторить несколько раз. Частоту в системе изменяют обычно от 51 до 49 Гц.

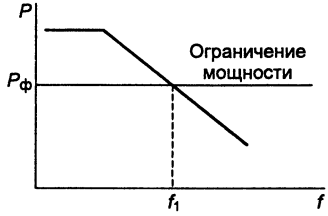


Рис. 3.64. Зависимость мощности генераторов от частоты

Если во время опыта регуляторы напряжения оставлены введенными, что соответствует реальным условиям работы энергосистемы, то полученная крутизна статической характеристики будет учитывать изменение нагрузки в зависимости от изменения как частоты, так и напряжения:

$$k_н = \frac{\Delta P_н\,\%}{\Delta f\,\%} = \frac{\Delta P_f\,\%}{\Delta f\,\%} + \frac{\Delta P_u\,\%}{\Delta f\,\%}.$$

Важно знать крутизну статической характеристики нагрузки не только для энергосистемы в целом, но и для отдельных узлов нагрузки, чтобы предвидеть возможное изменение частоты в данном узле нагрузки при отделении его от основной части системы. Крутизну характеристики узла нагрузки определяют по результатам контроля за изменением перетока активной мощности между основной системой и этим узлом при снижении частоты в системе и установке ограничителей мощности на всех станциях, кроме одной (рис. 3.65).

Следует отметить, что экспериментальное определение частотных характеристик связано с некоторым риском и требует осторожности. Если во время опыта произойдет аварийный выход некоторой генерирующей мощности, то частота может резко снизиться, так как не будет происходить первичное

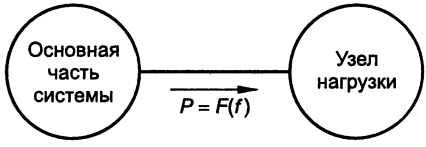


Рис. 3.65. Поясняющая схема для определения статической характеристики узла нагрузки

регулирование частоты на генераторах из-за установки ограничителей мощности. Это равносильно отсутствию резерва на всех генераторах станций, когда крутизна их характеристик равна нулю.

При определении крутизны k_c совмещенной характеристики системы всем станциям, кроме одной, задают определенную мощность, но ограничители мощности не устанавливают. Затем снижают частоту путем регулирования мощности одной крупной станции. При этом потребители изменяют нагрузку в соответствии со своими статическими характеристиками, а генераторы, которым задана постоянная мощность, — в соответствии с настройкой регуляторов скорости. Таким образом, измеряя мощность регулирующей станции при различной частоте, можно получить совмещенную частотную характеристику системы.

Очевидно, что крутизна k_c изменяется в зависимости от состава включенного в систему оборудования, наличия резерва мощности на генераторах, периода суток (величины и состава нагрузок).

4. Определение статических характеристик нагрузки по напряжению. Определение статических характеристик расчетным путем связано с большими трудностями, поскольку на них влияет много факторов: процентный состав потребителей, степень загрузки механизмов, конструктивные параметры двигателей и др. Поэтому на практике обычно применяют экспериментальные характеристики. Так как напряжения в различных точках энергосистемы различны, статические характеристики по напряжению находят для отдельных узлов нагрузки.

Наиболее просто статические характеристики определяются на шинах вторичного напряжения подстанций, имеющих трансформаторы с регулированием напряжения под нагрузкой (рис. 3.66, *а*) или синхронные компенсаторы (рис. 3.66, *б*). Для этого регулированием ответвлений трансформаторов или тока возбуждения синхронного компенсатора изменяют напряжение на вторичных шинах независимо от напряжения на шинах ВН и фиксируют изменения активной и реактивной мощностей.

Несколько труднее получить статические характеристики на шинах ВН узла нагрузки (например, для узла *1* на рис. 3.66, *в*). В этом случае напряжение изменяют путем регулирования на

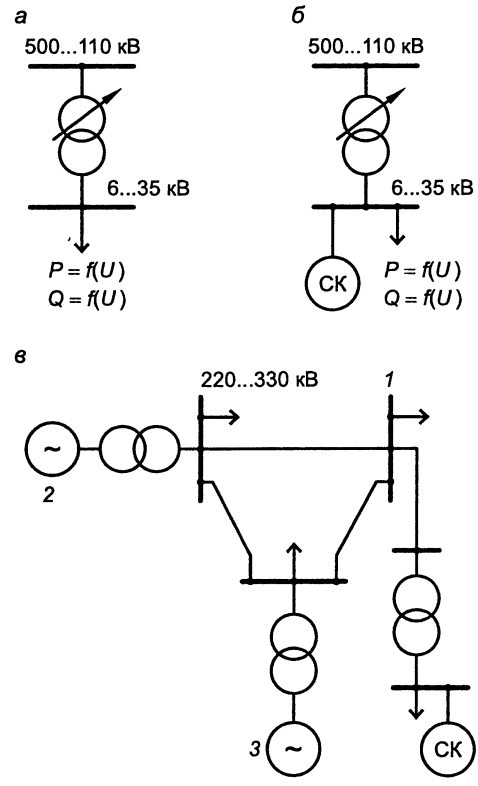


Рис. 3.66. Определение статических характеристик нагрузок по напряжению:
а — с помощью трансформаторов с РПН; *б* — с помощью синхронного компенсатора; *в* — на шинах высшего напряжения подстанции

ближайших мощных станциях *2* и *3* или подстанциях с мощными синхронными компенсаторами. В ходе эксперимента необходимо следить за значениями напряжений на всех подстанциях системы, так как они могут выйти за допустимые пределы. Экспериментально статические характеристики могут быть определены при изменении напряжения от 0,9 до 1,15 номинального напряжения сети. Для получения достоверных результатов мощности измеряют при изменении напряжения от 1,15 до 0,9 номинального напряжения и затем в обратную сторону, от 0,9 до 1,15.

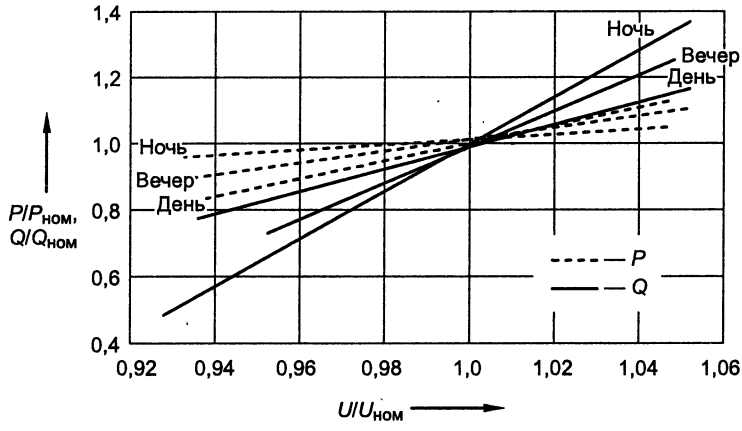


Рис. 3.67. Статические характеристики узла нагрузки, питающегося с шин напряжением 110 кВ

Статические характеристики нагрузки по напряжению в общем случае существенно зависят от времени года и времени суток. Это объясняется в основном изменением состава потребителей.

При чисто промышленной нагрузке с равномерным суточным графиком различия в статических характеристиках для ночного минимума, дневной нагрузки и вечернего максимума незначительны. Если узел нагрузки характеризуется смешанным составом потребителей (табл. 3.11), то статические характеристики реактивной мощности для разного времени суток могут сильно различаться. Так, в приведенном примере характеристика для ночного минимума оказалась наиболее крутой (рис. 3.67). Это объясняется тем, что в ночное время механизмы малых и средних предприятий работают с меньшей нагрузкой, поэтому изменение намагничивающей мощности асинхронных двигателей преобладает над изменением мощности рассеяния. Кроме того, потери на намагничивание в трансформаторах, пропорциональные примерно четвертой степени напряжения, также относительно велики, поскольку загрузка трансформаторов меньше, чем в дневное и вечернее время.

Таким образом, необходимое количество статических характеристик узла нагрузки, используемых для расчета и анали-

за электрических систем, должно выбираться в зависимости от состава потребителей.

Таблица 3.11

Состав потребителей узла нагрузки

Характеристика потребителя	Нагрузка отдельных потребителей, % общей нагрузки узла		
	Ночь	День	Вечер
Смешанная промышленная нагрузка	76	76	50
Сельскохозяйственная и городская бытовая нагрузка	24	24	50

5. Проверка устройств АПВ с улавливанием синхронизма. Такие устройства устанавливают обычно на магистральных, транзитных и межсистемных линиях, на концы которых может быть подано напряжение от различных источников питания (рис. 3.68). Оперативная процедура испытаний состоит в том, что линию отключают с введенным устройством АПВ, после чего она должна автоматически включиться при выполнении условий синхронизма. Проверка синхронизма на линии Л1 (рис. 3.68, *а*) необходима несмотря на то, что между подстанциями ПС1 и ПС2 имеются параллельные сети. Это связано с тем, что в аварийной ситуации при отключении линии Л1 может одновременно отключиться линия Л2 или Л3, в результате чего повторное включение линии Л1 может оказаться несинхронным. Если при отключе-

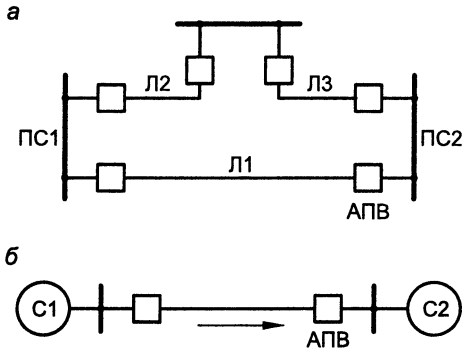


Рис. 3.68. Схемы системы с устройствами АПВ:
а – замкнутая сеть; *б* – межсистемная линия

нии линии возникает несинхронная работа частей С1 и С2 системы (рис. 3.68, *б*), то, возможно, для включения линии от АПВ потребуется подрегулирование частот и напряжений в этих частях системы.

6. Проверка устойчивости системы при АПВ без проверки синхронизма. Если при отключении линии Л1 (рис. 3.68, *б*) в системе С2 возникает большой дефицит активной мощности и быстро снижается частота, а АПВ с одного конца успешное, то иногда допустимо ее включение с другого конца без проверки синхронизма. Это возможно в случаях, когда частоты и напряжения в разных системах не успели сильно разойтись. Естественно, такие испытания представляют определенную опасность для системы, должны быть тщательно подготовлены, а возможность несинхронного включения должна быть доказана расчетным путем.

7. Тепловые испытания генератора. Процедура испытаний заключается в том, что генератор нагружают токами ротора и статора и следят за нагревом различных частей генератора и работой устройств охлаждения. Поскольку изменение активной и реактивной мощности генератора влияет на режим системы, то при проведении таких испытаний необходимо оперативное управление ими диспетчером системы.

8. Испытания регуляторов скорости турбин со сбросом нагрузки. Генератор нагружают до полной активной нагрузки, после чего отключают его от сети. При этом проверяют выбег ротора и работу системы подачи энергоносителя в турбину.

9. Опыты короткого замыкания на радиальных линиях и в системообразующей сети. Такие эксперименты на радиальных линиях могут проводиться с целью проверки релейной защиты, в том числе ее новых образцов. Схему линии собирают через ее собственный выключатель, на котором испытывается защита, и дополнительно через какой-либо другой выключатель, например шиносоединительный, с надежной, заранее проверенной защитой. В отключенном состоянии линии на ней устраивают короткое замыкание, после чего включают оба выключателя. Если испытуемая защита на линейном выключателе не сработала, короткое замыкание будет отключено резервным выключателем.

В системообразующей сети эксперименты с искусственным коротким замыканием могут проводиться с целью проверки динамической устойчивости. В этом случае также собираются специальные схемы, в которых обеспечивается резервирование работы релейной защиты. При экспериментах регистрируются характерные параметры переходного режима — токи, напряжения, мощности, углы.

10. Опыты однофазного замыкания на землю в сети с изолированной нейтралью. При этих экспериментах на отключенной линии поочередно в различных местах устраивают замыкание на землю, соблюдая соответствующие меры предосторожности, после чего подают на линию напряжение. Целью работ могут быть испытания новых методов и средств определения места замыкания на землю.

Вопросы для самопроверки

1. Что понимается под нормальным режимом энергосистемы?
2. Каков характер суточных графиков нагрузки различных потребителей: одно-, двух- и трехсменных предприятий, коммунально-бытовой нагрузки, наружного освещения?
3. Как влияет температура окружающей среды и освещенность на характер суточного графика нагрузки энергосистемы?
4. Что представляет собой годовой график нагрузки по продолжительности?
5. Как определить коэффициент заполнения суточного графика нагрузки?
6. Какие известны методы выравнивания графика нагрузки энергосистемы?
7. В чем проявляется эффект от совмещения графиков нагрузки при объединении энергосистем?
8. Что понимается под долгосрочным и краткосрочным планированием режимов?
9. Какие работы выполняются при долгосрочном и краткосрочном планировании режимов на уровне ОДУ, ЦДС, ОДС?
10. Как осуществляется прогнозирование электропотребления и его режимов (графиков нагрузки)?
11. Какие принципы используются при покрытии суточных графиков нагрузки электростанциями?
12. Какие известны способы и средства регулирования режимов?
13. Что включает ведение заданного режима на уровне ОДУ, ЦДС, ОДС?
14. Как осуществляется управление оборудованием, находящимся в оперативном управлении и оперативном ведении диспетчера?

15. Какое оборудование находится в оперативном управлении диспетчера ОДУ, ЦДС, ОДС, РДС РЭС?

16. Каким показателем оценивается качество частоты?

17. Что понимается под первичным и вторичным регулированием частоты?

18. От чего зависит баланс активной мощности в системе?

19. По каким формулам определяется крутизна характеристики регулятора скорости турбин и крутизна статической характеристики нагрузки по частоте?

20. Как учитывается отклонение частоты при контроле за межсистемными перетоками активной мощности?

21. Каково назначение первичного и вторичного регулирования частоты?

22. Какие станции наиболее удобно привлекать к вторичному регулированию частоты?

23. Что понимают под лавиной частоты? При каких условиях она может возникнуть?

24. Какие известны виды резервов активной мощности в системе?

25. Что понимается под резервом энергии?

26. Каково назначение оперативного резерва мощности? Из каких частей он должен состоять?

27. В чем суть баланса реактивной мощности в системе?

28. Что понимается под лавиной напряжения? При каких условиях она может произойти?

29. Может ли произойти лавина напряжения в отдельном узле, а не во всей системе сразу?

30. Какие факторы ограничивают выдачу и потребление реактивной мощности генераторами электростанций?

31. Каково может быть соотношение зарядной мощности линии и потерь реактивной мощности в ней и от чего это соотношение зависит?

32. От чего зависит выдаваемая в сеть реактивная мощность батареи конденсаторов и потребляемая из сети реактивная мощность шунтирующих реакторов?

33. В каких режимах может работать синхронный компенсатор?

34. Каковы ограничивающие факторы при работе генераторов в режиме недовозбуждения?

35. Какие условия должны соблюдаться при переводе генераторов в режим недовозбуждения?

36. Каковы задачи регулирования напряжения в системе?

37. По какому критерию должно осуществляться регулирование напряжения в системообразующих и питающих сетях?

38. Как отражается состояние погоды на выборе оптимальных режимных напряжений?

39. Что понимается под контрольными точками по напряжению? В каких узлах системы они устанавливаются?

40. Как выбирается режим напряжений в центре питания распределительной сети?

41. Из каких соображений выбираются ответвления трансформаторов напряжением 6...10/0,38 кВ в распределительных сетях?

42. Что такое зона нечувствительности регулятора напряжения?

43. Каковы длительно допустимые рабочие напряжения в сетях напряжением 750...6 кВ?

44. Какие средства используют в системах для регулирования напряжения?

45. Каков принцип воздействия на режим напряжений генераторов электростанций?

46. На что надо воздействовать, чтобы изменить на генераторе активную и реактивную мощность?

47. От чего зависит соотношение напряжений по концам линии? Какое оно может быть?

48. Каковы особенности регулирования напряжения в узле нагрузки с дефицитом реактивной мощности?

49. Каковы требования к оперативным схемам электрических соединений?

50. Что понимается под пропускной способностью линии и сечения электрической сети? Какими факторами она может ограничиваться?

51. Что характеризует показатель надежности $n-1$?

52. Почему распределительные сети напряжением 6...20 кВ работают обычно в разомкнутом режиме?

53. Как используется оперативная маневренность схем электрических соединений при ремонтах оборудования?

54. Какие известны способы ограничения токов короткого замыкания?

55. Каковы принципы управления настройкой релейной защиты и противоаварийной автоматики при управлении режимами?

56. Каково назначение специальной автоматики отключения нагрузки?

57. Как обеспечивается самонастройка устройств автоматической частотной разгрузки?

58. Каковы задачи управления режимом нейтрали трансформаторов в сетях с глухозаземленной нейтралью?

59. Как осуществляется управление режимом нейтрали трансформаторов в сетях с изолированной нейтралью?

60. Каков порядок вывода оборудования системы в ремонт?

61. Как осуществляется допуск к ремонтным работам на линиях электропередачи?

62. Какие параметры характеризуют пусковые режимы котлов и турбин электростанций?

63. В чем заключается пуск синхронных генераторов?

64. Какие бывают виды испытаний оборудования?

65. В чем заключается проверка чередования фаз и фазировки линий и трансформаторов? В каких случаях ее следует проводить?

66. Как определяются экспериментально статические характеристики нагрузки по частоте и напряжению?

4

ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ И ЛИКВИДАЦИЯ АВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ

4.1. Нормальные и аварийные режимы энергосистем

Совокупность процессов, происходящих в энергосистеме и определяющих ее состояние в любой момент времени или на некотором его интервале, называется ***режимом системы***.

Режим энергосистемы зависит от схемы соединения ее элементов и характеризуется показателями, называемыми ***параметрами режима***. К ним относятся частота, напряжение, мощность, ток, углы сдвига векторов ЭДС, напряжений, токов и т.д.

Режим энергосистемы может быть установившимся или переходным, нормальным или аварийным. Различают следующие основные виды режимов электрических систем (рис. 4.1):

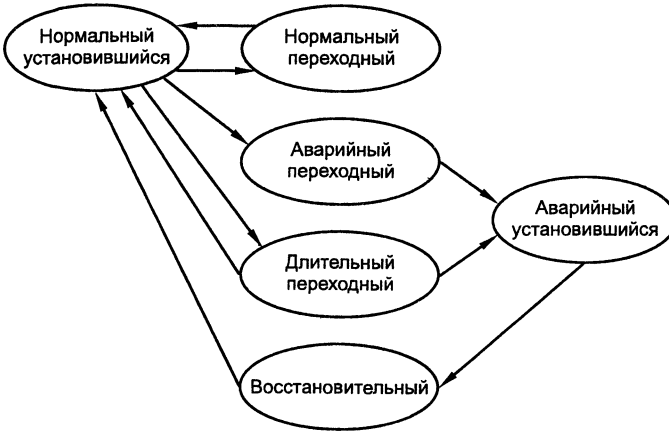


Рис. 4.1. Режимы энергосистемы

❒ *нормальный установившийся режим*, при котором обеспечивается снабжение всех потребителей электроэнергией надлежащего качества, а параметры режима могут приниматься неизменными;

❒ *нормальный переходный режим*, во время которого энергосистема переходит из одного нормального рабочего состояния в другое;

❒ *аварийный переходный режим*, обусловленный возникновением аварийных или не предусмотренных при проектировании систем ситуаций, при котором скорости изменения параметров настолько значительны, что должны учитываться при эксплуатации энергосистем;

❒ *аварийный установившийся режим*, при котором не обеспечивается снабжение электроэнергией всех потребителей и (или) параметры режима не находятся в установленных допустимых пределах; в таких режимах требуется устранение аварийных условий;

❒ *длительный переходный режим*, обусловленный возмущениями, при котором вступает в действие автоматика турбин, котлов электростанций, противоаварийная автоматика энергосистем, диспетчер принимает меры по предотвращению развития аварии;

❒ *восстановительный режим*, при котором обеспечивается возврат системы к нормальному функционированию.

Режимы энергосистем можно назвать установившимися только условно, поскольку в силу своих особенностей энергосистема подвержена воздействию непрерывного потока возмущений. Поэтому нормальные переходные процессы в энергосистеме происходят в любой момент времени и сопровождают текущую эксплуатацию системы. Они связаны в первую очередь с изменениями нагрузки системы и реакцией на них регулирующих органов электростанций. Нормальные переходные процессы возникают при обычных операциях, проводимых оперативным персоналом (включение и отключение линий электропередачи, трансформаторов, отдельных генераторов и нагрузок, изменения схемы коммутации системы).

Аварийные переходные процессы происходят вследствие резких и существенных изменений параметров и режима системы: при коротких замыканиях в электрических сетях, аварийном отключении агрегатов электростанций или линий электропередачи и т.д. Процесс нарушения нормального режима в каждом конкретном случае имеет свои отличительные особенности, но можно выделить и наиболее характерные этапы развития аварийного процесса (рис. 4.2):

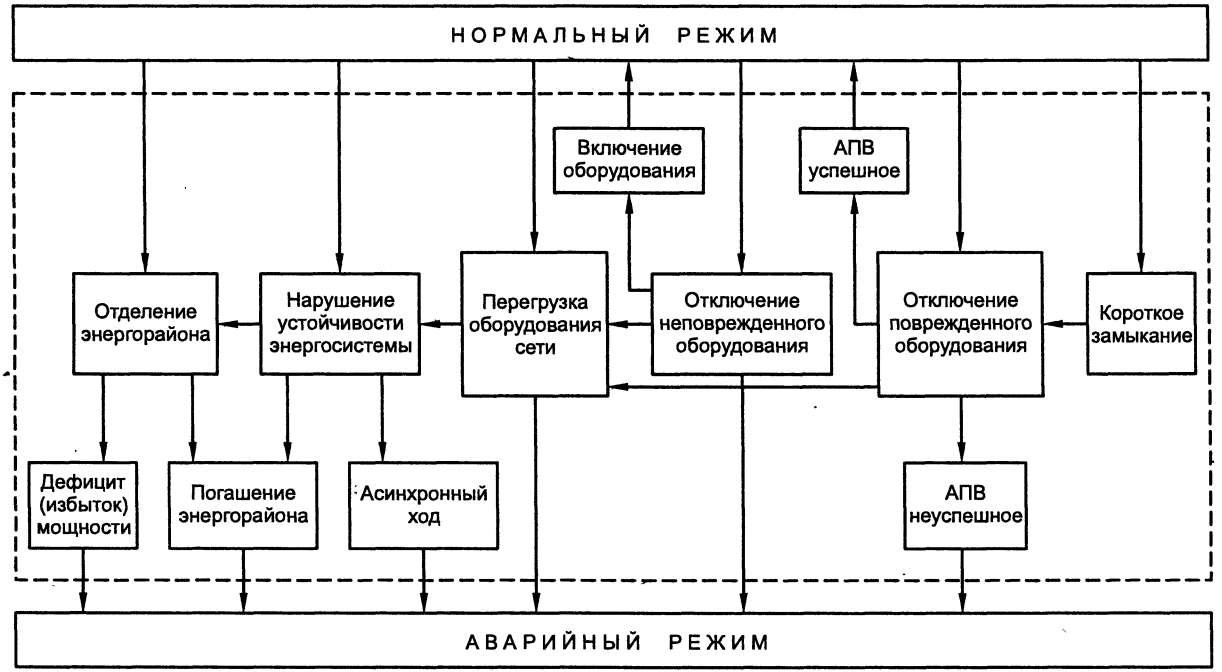


Рис. 4.2. Обобщенная схема аварийных процессов в энергосистемах

❒ возникновение короткого замыкания на оборудовании энергосистемы (на линии электропередачи, трансформаторе, генераторе, распределительном устройстве подстанции или электростанции);

❒ отделение неповрежденного оборудования от основной сети энергосистемы (вследствие ошибок оперативного персонала или неправильных действий релейной защиты и автоматики);

❒ нарушение баланса мощностей в энергосистеме либо в отдельных ее энергорайонах из-за отключения нагрузки, оборудования сети, электростанций или отдельных генераторов;

❒ перегрузка оборудования электростанций или электрической сети;

❒ нарушение синхронной работы отдельных энергосистем или районов энергообъединения;

❒ отделение энергорайона с дефицитом (или избытком) активной (или реактивной) мощности.

Процессы, происходящие в энергосистемах при авариях, могут быть разделены по скорости их протекания на три категории (рис. 4.3). К первой категории относятся короткие замыкания, коммутации в электрической сети и вызываемые ими быстрые (доли секунды) электромагнитные процессы. Если наряду с электромагнитными процессами в энергосистеме происходят и механические процессы, например в турбинах и их автоматических регуляторах, в двигателях нагрузки, где электрическая энергия преобразуется в механическую, то в системе происходят электромеханические процессы (вторая категория), которые продолжа-

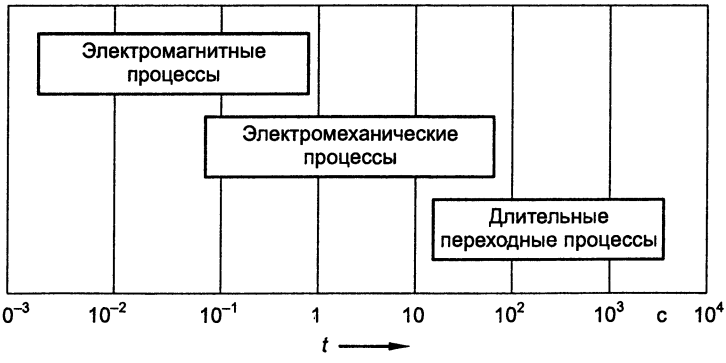


Рис. 4.3. Процессы при авариях в энергосистеме

ются, как правило, уже несколько секунд. К третьей категории относятся длительные переходные процессы, обусловленные возникновением дефицитов и избытков мощности, когда изменяются основные параметры режима системы: частота, напряжение и перетоки мощности по линиям электропередачи. Длительность таких процессов может достигать нескольких десятков минут.

Если процесс изменения параметров режима и системы достаточно медленный, то управление энергосистемой по вводу параметров в допустимую область может осуществляться оперативным персоналом. При быстро развивающихся процессах ликвидация или предотвращение аварий осуществляется комплексом устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики, в состав которого входят:

- релейная защита, выявляющая и отключающая поврежденное оборудование;
- устройства АПВ, восстанавливающие нормальную схему сети в случае, если повреждение было неустойчивым;
- устройства АВР, включающие резервные источники питания потребителей;
- автоматика управления активной мощностью, предотвращающая нарушение устойчивости (АПНУ); к ней относятся также автоматика разгрузки электростанций, автоматика загрузки генераторов, САОН, селективная автоматика предотвращения асинхронного хода (САПАХ);
- автоматика, устраняющая перегрузки линий по допустимому току нагрева проводов;
- автоматика, ликвидирующая асинхронный режим (АЛАР, АПАХ), осуществляющая деление энергосистемы на несинхронно работающие части;
- автоматика, восстанавливающая баланс активной или реактивной мощности в отделившейся части энергосистемы; в ее состав входят АЧР, автоматика частотного пуска агрегатов, дополнительная аварийная разгрузка по напряжению (ДАРН), АЧД, отделяющая от системы электростанции или генераторы с собственными нуждами на сбалансированную нагрузку при понижении частоты и напряжения;
- автоматика ограничения повышения частоты (АОЧ);
- автоматика ограничения повышения напряжения и др.

После срабатывания релейной защиты и автоматики система возвращается в исходное состояние или наступает аварий-

ный установившийся режим, в котором ликвидацию последствий аварии осуществляет оперативно-диспетчерский и ремонтный персонал энергосистемы. К таким аварийным режимам следует отнести:

- ❒ аварийное снижение или повышение частоты;
- ❒ аварийное снижение или повышение напряжения;
- ❒ перегрузку линий электропередачи;
- ❒ перегрузку генераторов, автотрансформаторов и трансформаторов;
- ❒ погашение электростанций;
- ❒ нарушение устойчивости;
- ❒ асинхронный режим в энергосистеме;
- ❒ аварийное разделение энергосистемы на части;
- ❒ погашение энергосистемы или энергоузла;
- ❒ несимметричный режим в электрической сети.

Начальным возмущением энергосистемы могут быть простое повреждение (в большинстве случаев — короткое замыкание на линии), сложное повреждение (несколько одновременных или последовательных коротких замыканий, повреждение ряда линий в результате сильного снегопада, гололеда, стихийного бедствия), потеря генерирующей мощности или отключение линий в результате отказа основного оборудования, а также неправильные действия релейной защиты и автоматики и ошибки персонала. Ликвидация этих начальных возмущений может оказаться неуспешной, в частности из-за наложения на первое событие неправильных действий оперативного персонала, релейной защиты и автоматики, и тогда, как правило, происходит нарушение устойчивости или перегрузка линий электропередачи. Кроме того, сложное повреждение, даже без наложения других аварийных событий, может вызвать перегрузку линий и нарушение устойчивости энергосистемы.

Перегрузка линий и потеря устойчивости могут приводить к дальнейшему развитию аварийного процесса: разделению энергосистемы, потере большой генерирующей мощности и отключению значительной части нагрузки. Если аварийная ситуация сопровождается возникновением дефицита реактивной мощности и снижением напряжения, это значительно усугубляет тяжесть последствий для энергосистемы и потребителей.

4.2. Общий подход к ликвидации аварийных режимов

При возникновении аварий в энергосистеме (сети) оперативный персонал должен прежде всего распознать аварию и оценить ее последствия (рис. 4.4), т.е. составить общее представление о том, что произошло, и установить следующее: какое оборудование отключилось и какие части системы (сети) остались без напряжения, место, характер и объем повреждений, какую опасность это представляет для персонала и оборудования, произошло ли погашение электростанций, в какой мере нарушилось электроснабжение потребителей и т.д. Это можно сделать на основании показаний приборов, сигнализации о срабатывании устройств защиты и автоматики, информации оперативно-информационного комплекса (ОИК), сообщений оперативного персонала. Данная информация должна немедленно сообщаться



Рис. 4.4. Этапы ликвидации аварийных режимов

вышестоящему оперативному персоналу. При этом весьма важен ее анализ. Практика оперативной работы показывает, что без логического анализа информации истинное понимание аварии и поиск путей ее быстрой ликвидации невозможны. Анализ ценен прежде всего тем, что в процессе его не только распознается авария, но и зарождается идея о путях ее устранения. От того, насколько хорошо оперативному персоналу удался анализ возникшей аварии, зависит ее успешная ликвидация.

Дальнейшим шагом (а возможно, и одновременным с распознаванием аварии) является немедленное принятие мер по устранению возникшей опасности для персонала и оборудования. Это может быть сделано путем вывода работающего персонала в безопасное место или отключения оборудования при несчастных случаях, наличии угрозы безопасности людей. Оперативный персонал обязан отключить любое оборудование в случае непосредственной угрозы его повреждения или принять срочные меры по его разгрузке, если опасность повреждения не устраняется. Дежурный персонал не вмешивается в работу автоматических устройств, если это не предусмотрено инструкцией.

Далее диспетчер составляет план действий по ликвидации аварии, который должен отвечать трем основным требованиям: безопасность персонала, сохранность оборудования, скорейшее восстановление электроснабжения потребителей. Качество такого плана является важнейшим показателем профессионализма и подготовленности оперативного персонала. Усилия диспетчера должны быть направлены прежде всего на предотвращение развития аварии путем воздействий (рис. 4.5), обеспечивающих (по возможности) минимальный ущерб в

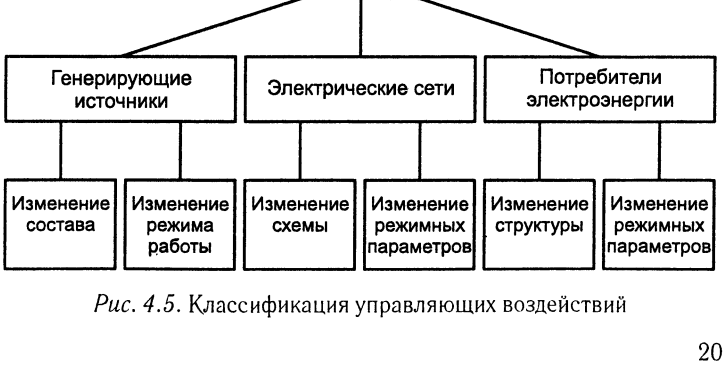


Рис. 4.5. Классификация управляющих воздействий

энергосистеме и у потребителей. При этом требования экономичности и качества режима уступают место требованиям надежности и устойчивости. Для предотвращения развития аварии необходимо в первую очередь восстановить напряжение и частоту в основной сети, ликвидировать опасные перегрузки электрооборудования, включить генераторы и транзитные линии.

Управляющие воздействия диспетчера на электростанциях:

- разворот (подача напряжения) собственных нужд отключенных генераторов или электростанций в целом;
- включение в работу и загрузка резервных генераторов, а при отсутствии в энергосистеме необходимых резервов — осуществление аварийной перегрузки агрегатов электростанций при значительных снижениях частоты;
- синхронизация с энергосистемой отключенных во время аварии генераторов (при отсутствии у них повреждений);
- назначение частоторегулирующей электростанции в отделившемся энергорайоне;
- отделение генераторов или полностью электростанций с собственными нуждами и сбалансированной нагрузкой от энергосистемы при угрожающем снижении частоты и отказе устройств АЧД;
- использование всех резервов по реактивной мощности генераторов и других источников для восстановления напряжения в случае его снижения ниже допустимого уровня;
- снижение генерации активной мощности или даже отключение части генераторов при угрожающем повышении частоты;
- перевод генераторов и синхронных компенсаторов в режим недовозбуждения (потребления реактивной мощности) при увеличении напряжения выше допустимого уровня.

Управляющие воздействия диспетчера в электрической сети:

- включение резервных линий, трансформаторов, автотрансформаторов;
- отключение или включение шунтирующих реакторов, конденсаторных батарей;
- включение отключенных во время аварии неповрежденных линий электропередачи, трансформаторов и автотрансформаторов;

❒ ликвидация перегрузки линий электропередачи, трансформаторов и автотрансформаторов;

❒ регулирование потоков мощности, напряжения в основной сети;

❒ подача напряжения на обесточенные участки электрической сети и распределительные устройства.

Управляющие воздействия диспетчера на потребителей электроэнергии:

❒ снижение напряжения у потребителей при возникновении дефицита активной мощности;

❒ отключение части потребителей при резком и глубоком снижении напряжения для предотвращения лавины напряжения;

❒ ввод графиков аварийных или экстренных отключений при дефиците мощности и снижении частоты или напряжения в системе;

❒ подача напряжения на обесточенные энергоузлы.

При ликвидации аварии необходимо действовать быстро и точно, следуя намеченному плану. Поспешные, необдуманные действия могут привести к ее развитию. Оперативный персонал должен производить ликвидацию аварии, не отвлекаясь на операции, связанные с решением второстепенных задач, сосредоточив внимание на решении главных вопросов (подача напряжения на собственные нужды, в погашенные энергорайоны, восстановление напряжения и частоты в основной сети, включение транзитных линий, включение генераторов в сеть и т.д.).

Оперативный персонал при ликвидации аварии обеспечивается связью в первую очередь, в случае необходимости прерываются остальные переговоры; другим лицам запрещается использовать оперативно-диспетчерские каналы связи.

Все переключения в аварийных условиях производятся персоналом в полном соответствии с ПТЭ, ПТБ и инструкциями при обязательном применении всех защитных средств без специального напоминания об этом со стороны вышестоящего оперативного работника.

4.3. Взаимодействие оперативного персонала при ликвидации аварии

Обязанности, взаимоотношения и ответственность оперативного персонала энергосистем, электрических сетей и электростанций при ликвидации аварий в значительной степени за-

висят от принятой структуры оперативного управления, причин и характера возникшей аварийной ситуации. Различают четыре характерные структуры оперативного управления:

1) иерархическую (рис. 4.6, *а*);

2) строго централизованную (рис. 4.6, *б*);

3) централизованную (рис. 4.6, *в*);

4) смешанную (рис. 4.6, *г*).

Эффективность каждой из структур зависит от уровня развития энергосистемы и характера функциональных задач. Обоснование и выбор структуры — всегда технико-экономическая задача. Каждая из указанных структур имеет свои достоинства и недостатки. Так, например, иерархическая структура характеризуется наименьшей потребностью в каналах информации, а смешанная структура является наименее уязвимой и может быть введена поэтапно. Следует отметить, что Белорусская энергосистема в своем развитии прошла практически через все указанные структуры диспетчерского управления. Приведенные на рис. 4.6 обозначения являются условными (нет, например, ГДС — главной диспетчерской службы, долго существовавшей в системе диспетчерского управления Белорусской энергосистемы).

При возникновении аварии каждый оперативный работник самостоятельно ведет ликвидацию аварии на оборудовании, находящемся в его непосредственном оперативном управлении, привлекая весь подчиненный ему персонал. При необходимости к ликвидации аварии по требованию диспетчера может быть привлечен любой работник, в том числе руководящий персонал энергосистемы, сетей или электростанций.

Вышестоящий оперативный персонал должен быть информирован о факте возникновения и ходе ликвидации аварии.

Оперативный персонал низшего уровня, получив от вышестоящего диспетчера распоряжение, обязан его повторить. Последующие указания даются вышестоящим оперативным персоналом только после подтверждения выполнения предыдущего распоряжения. Для предварительной информации об выполнении распоряжения в ходе аварии должны служить показания измерительных приборов, устройства сигнализации, телесигнализации, телеизмерения и ЭВМ.

Руководство ликвидацией общесистемных аварий осуществляется диспетчером ОДУ (ЦДУ). Он также координирует действия подчиненного ему персонала при ликвидации локальных аварийных режимов, возникших на основном оборудовании системы, которое находится в его оперативном управлении.

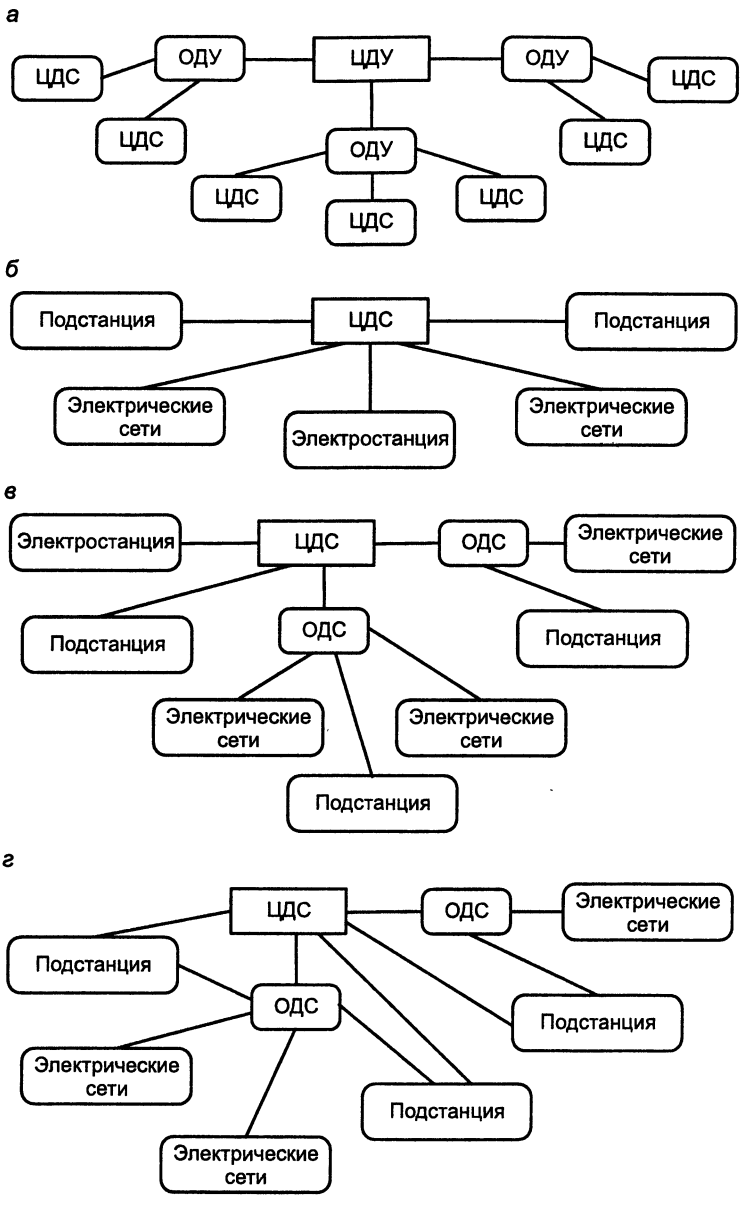


Рис. 4.6. Структуры систем диспетчерского управления

Ликвидация аварии, затрагивающей одну энергосистему, производится под руководством диспетчера ЦДС этой энергосистемы. При этом диспетчер ЦДС контролирует основные действия подчиненных ему диспетчеров, начальников смен электростанций и дежурных подстанций при ликвидации ими аварий на оборудовании, находящемся в его оперативном ведении.

Аварии в электрических сетях, имеющие местное значение и не сильно отражающиеся на работе энергосистемы, ликвидируются под руководством диспетчера электрических сетей или диспетчера (дежурного) опорной подстанции.

Ликвидацией аварии на электростанции руководит начальник смены станции.

Все распоряжения дежурного диспетчера по вопросам, входящим в его компетенцию, обязательны к исполнению подчиненным оперативным персоналом. Если распоряжение диспетчера представляется подчиненному оперативному персоналу неверным, он обязан указать на это диспетчеру. При подтверждении диспетчером своего распоряжения оперативный работник обязан его выполнить.

Запрещается выполнять распоряжения вышестоящего оперативного персонала, которые могут угрожать жизни людей, сохранности оборудования, привести к потере питания собственных нужд электростанции, подстанции или погашениям особо ответственных потребителей. О своем отказе выполнять неправильное распоряжение дежурный персонал обязан сообщать диспетчеру, отдавшему такое распоряжение, и главному инженеру предприятия.

Все оперативные переговоры и распоряжения на уровне энергосистемы, электрических сетей и электростанций во время ликвидации аварии должны записываться на магнитофон, что позволяет в последующем оценить правильность действий оперативного персонала разного уровня.

При возникновении аварийной ситуации дежурный диспетчер независимо от присутствия на диспетчерском пункте (центре) лиц высшей технической администрации несет полную ответственность за ликвидацию аварии, единолично принимая решения и осуществляя мероприятия по восстановлению нормального режима. При этом распоряжения указанных лиц, не соответствующие намеченному диспетчером пути ликвидации аварии, являются для него только рекомендациями, которые

он имеет право не выполнять, если считает их неправильными. Однако находящееся на диспетчерском пункте лицо высшей технической администрации имеет право взять руководство ликвидацией аварии на себя или поручить его другому лицу, если считает действия диспетчера неправильными и если последний не согласен с его указаниями. Передача руководства ликвидацией аварии оформляется в оперативном журнале или в другом, заменяющем его. С этого момента диспетчер безоговорочно выполняет все распоряжения и указания лица, принявшего на себя руководство ликвидацией аварии. Диспетчер, отстраненный от руководства ликвидацией аварии, может оставаться на своем рабочем месте, вести с подчиненным персоналом все оперативные переговоры и отдавать распоряжения, подтвержденные лицом, руководящим ликвидацией аварии.

Лицо, заменившее дежурного диспетчера, независимо от должности принимает на себя все его обязанности, всецело подчиняясь вышестоящему оперативному персоналу.

Распределение функций между оперативным персоналом различных уровней регламентируется инструкциями по ликвидации аварий, в которых используются следующие положения:

- нижестоящему оперативному персоналу может быть предоставлено право самостоятельно производить все операции по ликвидации аварий и предупреждению их развития, если такие операции не требуют координации действий оперативного персонала объектов и не вызовут развития аварии или задержку ее ликвидации;
- нижестоящий оперативный персонал обязан во время ликвидации аварии в энергосистеме (ОЭС) поддерживать связь с диспетчером ЦДУ (ОДУ) в зависимости от характера подчинения и принадлежности оборудования, информировать его о положении дел в энергосистеме, на предприятии (в районе) электрических сетей, на электростанции (подстанции), своевременно предоставлять необходимую информацию и строго выполнять распоряжения вышестоящего диспетчера;
- диспетчеру ЦДУ (ОДУ) предоставляется право вмешиваться в ход ликвидации аварии на оборудовании, не находящемся в его оперативном управлении или ведении, если это вызывается необходимостью.

Нижестоящий оперативный персонал должен поставить в известность вышестоящий оперативный персонал о следующих нарушениях режима на своем объекте в соответствии с

принадлежностью оборудования: об автоматических отключениях, включениях, исчезновении напряжения, перегрузках и резких изменениях режима работы транзитных линий электропередачи и трансформаторов, по которым осуществляется связь электросетей различных напряжений, о возникновении несимметричных режимов на генераторах, линиях электропередачи, трансформаторах, снижении напряжения в контрольных точках, недопустимом повышении напряжения на оборудовании, перегрузке генераторов, синхронных компенсаторов, работе устройств АРВ, АЧР, возникновении качаний, внешних признаках короткого замыкания как на электростанции (подстанции), так и вблизи ее, о работе защит на отключение или на сигнал, о работе устройств АПВ, ЧАПВ, АВР, режимной автоматики, об уровне частоты электрического тока, о причинах отключения оборудования.

Местному оперативному персоналу электростанций и предприятий электрических сетей предоставляется право и вменяется в обязанность производить ряд самостоятельных действий по ликвидации аварий. Под ***самостоятельными действиями*** понимаются такие оперативные действия с оборудованием, которые выполняются персоналом в соответствии с требованиями инструкций на основании анализа поступившей информации и без предварительного получения распоряжения или разрешения диспетчера. Действительно, в случае угрозы для жизни людей или стихийных бедствий нет необходимости тратить время на установление связи и переговоры с диспетчером. Надо действовать в зависимости от обстоятельств, проявляя при этом максимум инициативы и находчивости. Однако следует помнить, что сообщения вышестоящему диспетчеру о выполненных действиях и операциях должны передаваться при первой же возможности.

Самостоятельные действия оперативного персонала подразделяются на две категории:

1) действия независимо от наличия или потери связи с соответствующим диспетчером;

2) действия только при отсутствии связи с соответствующим диспетчером.

Под отсутствием связи понимается не только нарушение всех видов связи, но и невозможность связаться с вышестоящим оперативным персоналом длительное время из-за плохой слышимости и перебоев в работе связи.

Диапазон самостоятельных действий персонала не безграничен, он установлен инструкциями, где указаны те действия, которые разрешается выполнять персоналу самостоятельно при ликвидации аварий.

Диспетчер энергосистемы, электрических сетей при ликвидации аварии координирует действия непосредственно подчиненного ему персонала и отдает распоряжения о выполнении операций, требующих согласованных действий подчиненного оперативного персонала двух или более объектов, на оборудовании, находящемся в его оперативном управлении или ведении.

Сдача-приемка смены во время ликвидации аварии запрещается. Пришедший на смену диспетчер используется по усмотрению диспетчера, руководящего ликвидацией аварии. При затянувшейся ликвидации аварии в зависимости от характера аварии допускается сдача смены по разрешению лица высшей технической администрации (главного инженера, начальника диспетчерской службы).

4.4. Перегрузка линий электропередачи

Перетоки мощности и токовые нагрузки по линиям электропередачи не должны превышать максимальных и аварийно-допустимых значений. Перегрузки линий электропередачи в условиях эксплуатации неизбежны и возникают в основном в результате:

- изменения схемы сети (отключения линий или трансформаторов);
- аварийного снижения генерирующей мощности в приемной части энергосистемы;
- аварийного снижения электропотребления в избыточной части энергосистемы;
- разделения энергосистемы на части.

Перегрузка линий электропередачи может быть опасна вследствие:

- нарушения статической устойчивости;
- превышения допустимой температуры нагрева провода (токовая перегрузка линии);
- токовой перегрузки выключателей, разъединителей, трансформаторов тока и другого оборудования, входящего в состав линий электропередачи.

Вопросы обеспечения устойчивости энергосистемы будут подробно рассмотрены в § 4.11. Здесь более детально изучим токовую перегрузку линии.

Известно, что под воздействием тока, проходящего по проводам, происходят следующие явления:

- изменяются механические характеристики материала провода и его способность нести механическую нагрузку;
- провод удлиняется, вследствие чего увеличивается стрела провеса, уменьшаются габариты провода до земли и находящихся на ней предметов;
- увеличивается нагрев соединительных зажимов проводов, что приводит к снижению их прочности;
- изменяются температура и сопротивление провода и как следствие этого — количество теплоты, выделяемое проводом в окружающую среду.

Для аналитического исследования нагрева проводов можно использовать известное уравнение теплового баланса проводника

$$I^2 r_0 l(1+\alpha_c \Theta) = k_т F(\Theta - \Theta_в), \qquad (4.1)$$

где I — значение тока, проходящего по проводнику, А; r_0 — удельное сопротивление провода переменному току при $\Theta = 0\ ^\circ C$, Ом/м; l — длина провода, м; α_c — температурный коэффициент сопротивления, $1/^\circ C$; Θ — температура провода, $^\circ C$; $k_т$ — коэффициент теплоотдачи, $Вт/(см^2 \cdot ^\circ C)$; F — площадь поверхности охлаждения проводника, $см^2$; $\Theta_в$ — температура воздуха, $^\circ C$.

Коэффициент теплоотдачи определяет условия теплообмена между поверхностью провода и средой и представляет собой количество теплоты, отдаваемое единицей площади поверхности при разности температур между поверхностью провода и средой в один градус. Таким образом, он характеризует интенсивность теплоотдачи и зависит от среды, скорости движения воздуха, состояния поверхности провода, величины перегрева и т.д. В практических расчетах обычно учитывают отдельные виды теплопередачи и определяют коэффициент теплоотдачи по формуле

$$k_т = k_л + k_к,$$

где $k_л$ — коэффициент, учитывающий теплоотдачу лучеиспусканием с помощью электромагнитных волн при наличии разности температур, Вт/(см^2·°С); $k_к$ — коэффициент, учитывающий теплоотдачу конвекцией с помощью частиц окружающей среды, уносящих некоторое количество теплоты с проводов, Вт/(см^2·°С).

Коэффициент лучеиспускания определяется, как правило, по формуле Стефана — Больцмана:

$$k_л = 5{,}7 \cdot 10^{-3} \varepsilon \frac{T^4 - T_в^4}{T - T_в},$$

где ε — степень черноты провода; T, $T_в$ — температура провода и воздуха, К.

С точностью, достаточной для практических расчетов нагрева провода, при $\Theta > \Theta_в$ формулу Стефана — Больцмана можно представить зависимостью [16]

$$k_л = 5{,}7 \cdot 10^{-3} \varepsilon (0{,}75 + 0{,}00625(\Theta + \Theta_в)). \qquad (4.2)$$

Степень черноты провода зависит от состояния поверхности провода и в расчетах принимается различной. Для окисленного алюминия в общих расчетах можно рекомендовать ε = 0,25.

Для расчета коэффициента теплоотдачи конвекцией существует много формул. В общем виде коэффициент теплоотдачи конвекцией можно представить аналитической зависимостью

$$k_к = \Phi (v/d)^{\beta}, \qquad (4.3)$$

где Ф, β — постоянные коэффициенты; v — скорость ветра, м/с; d — диаметр провода, мм.

Исследования, проведенные на экспериментальной воздушной линии электропередачи в Белорусской энергосистеме, показали [16], что $\Phi = 10{,}2 \cdot 10^{-3}$, $\beta = 0{,}5$.

Подставив формулы (4.2) и (4.3) в (4.1) и решив полученное уравнение относительно Θ, получим выражение для расчета температуры провода:

$$\Theta = D - C + \sqrt{(D - C)^2 + (C\Theta_в + D\alpha_c^{-1} + \Theta_в^2)},$$

где $D = 4{,}52 \cdot 10^3 \dfrac{I^2 r_0 \alpha_c}{\varepsilon d}$; $\quad C = \dfrac{1{,}43 \cdot 10^3}{\varepsilon} \sqrt{\dfrac{v}{d}} + 60$.

По известным параметрам окружающей среды (температура и скорость ветра), расчетному диаметру и допустимой температуре провода ($\Theta_д$) находят допустимую токовую нагрузку линии:

$$I_д = \frac{1}{10}\sqrt{\frac{\pi d\left(10{,}2(v/d)^{0,5} + 5{,}7\cdot 10^{-2}\varepsilon\left(7{,}5 + 0{,}0625(\Theta_д + \Theta_в)\right)\right)(\Theta_д - \Theta_в)}{r_0(1+\alpha_c\Theta_д)}}. \quad (4.4)$$

В настоящее время допустимую токовую нагрузку определяют исходя из допустимой температуры нагрева провода 70 °С при температуре окружающего воздуха 25 °С и скорости ветра 0,6 м/с. Такая допустимая температура принята с учетом условий работы контактных соединений.

Полученные таким образом данные используются во всех странах СНГ вне зависимости от реального сочетания температуры воздуха и скорости ветра. Однако многочисленные исследования показывают, что по условиям механической прочности и сохранения работоспособности контактных соединений можно принять в качестве допустимой температуры для медных проводов 90 °С, а для сталеалюминиевых 100 °С. В книге [2] рекомендуется при работе провода в течение суток считать допустимой температуру 100...125 °С. Как показывает практика эксплуатации энергосистем, такое повышение температуры нагрева провода в аварийных режимах следует считать допустимым при условии сохранения заданного габарита провода.

На рис. 4.7 приведены зависимости токовых нагрузок, допустимых по условиям нагрева проводов трех марок в аварийных условиях, от температуры окружающего воздуха и средней скорости ветра.

Следует отметить, что в формуле (4.1) и последующих выкладках поглощение проводом солнечного тепла в явном виде не учитывается. Это обусловлено тем, что величина нагрева провода солнечной радиацией является весьма сложной функцией физических и геометрических параметров и ее влияние учитывается в неявном виде в коэффициенте теплоотдачи. При расчете зимних допустимых токовых нагрузок солнечную радиацию вообще учитывать не следует. Это связано с тем, что зимняя максимальная радиация в пять раз меньше летней, а в момент прохождения зимнего максимума нагрузок практически равна нулю.

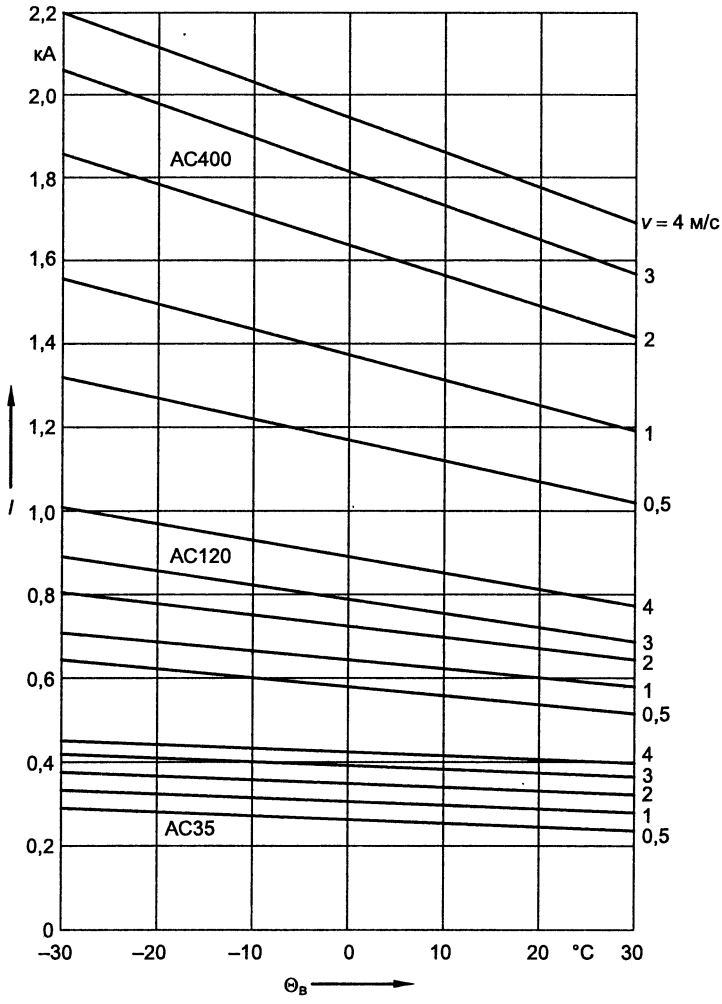


Рис. 4.7. Допустимые токовые нагрузки на провода в аварийных условиях при $\Theta_д = 120$ °C

Аварийная перегрузка воздушных линий разрешается на время, необходимое для пуска резервных агрегатов, ввода резерва, восстановления поврежденных линий и оборудования станций и подстанций, но не более одних суток. Если же нагрузка линии выше максимально допустимой на 10...15%, то

диспетчер обязан разгрузить транзитную линию в течение 3...5 мин. На наш взгляд, такое допустимое время перегрузки не очень обоснованно и реально невыполнимо. А если возникла перегрузка более 15% от допустимой, то каково же в этой ситуации время устранения перегрузки? В нормативных документах, инструкциях ответа на этот вопрос нет. Вместе с тем теоретически, а при проведении соответствующих исследований — и практически, по условию предельной температуры нагрева провода возможны кратковременные перегрузки выше значений, полученных по формуле (4.4) или аналогичным ей, с учетом изменения процесса нагрева во времени.

Уравнение процесса изменения температуры во времени примем в следующем виде:

$$\Theta = (\Theta_к - \Theta_н)(1 - e^{-t/\tau_н}), \qquad (4.5)$$

где $\Theta_н$ — начальная температура провода; $\Theta_к$ — конечная установившаяся температура провода; $\tau_н$ — постоянная времени нагрева, с: $\tau_н = cG/(k_т F)$; c — удельная теплоемкость провода, Вт · с/(°С · кг); G — масса провода, кг.

Подставив в формулу (4.5) $\Theta = \Theta_д$ (допустимое значение температуры провода), $\Theta_н$ (значение температуры провода в доаварийном режиме) и $\Theta_к$ (установившееся значение температуры провода в аварийном режиме без устранения перегрузки), получим допустимое время перегрузки:

$$t_д = \frac{cG}{k_т F} \ln \frac{\Theta_к - \Theta_н}{\Theta_к - \Theta_д}.$$

На рис. 4.8 показаны зависимости допустимого времени перегрузки воздушной линии электропередачи от кратности токовой нагрузки линии в аварийных режимах. Графики построены при значении доаварийного тока, равном допустимому по ПУЭ в нормальных режимах, и кратности перегрузки $k_п = I/I_д$.

Увеличение температуры провода вызывает увеличение его длины, стрелы провеса и соответственно уменьшение габаритов провода до земли или пересекаемых объектов, что необходимо учитывать в процессе эксплуатации воздушных линий. Неучет этого явления в ряде случаев приводит к системным авариям, вызванным отключением воздушных линий. Чтобы

не нарушать габариты, следует определить допустимую температуру нагрева провода по условию габарита

$$\Theta_{\text{д}}^{\text{г}} = \frac{1}{\alpha L_0}\left(\frac{8h_{\text{д}}^2}{3l} + l - L_0\right) + \Theta_0,$$

где α – коэффициент линейного расширения провода; L_0 – длина провода при температуре провода $\Theta = \Theta_0$; $h_{\text{д}}$ – допустимая стрела провеса; l – длина пролета.

Зная $\Theta_{\text{д}}^{\text{г}}$, по формуле (4.4) можно рассчитать ток, предельно допустимый по условиям сохранения требуемого габарита. В тех случаях, когда допустимая токовая нагрузка ограничивается габаритами в некоторых пролетах линии, целесообразно провести в этих пролетах мероприятия по увеличению габаритов и тем самым снять данные ограничения.

Ограничивающими факторами допустимых токовых нагрузок на воздушные линии электропередачи кроме нагрева проводов являются также допустимые перегрузки выключателей, разъединителей, трансформаторов тока и заградителей. Предельная перегрузка определяется наименьшей допустимой нагрузкой одного из этих элементов.

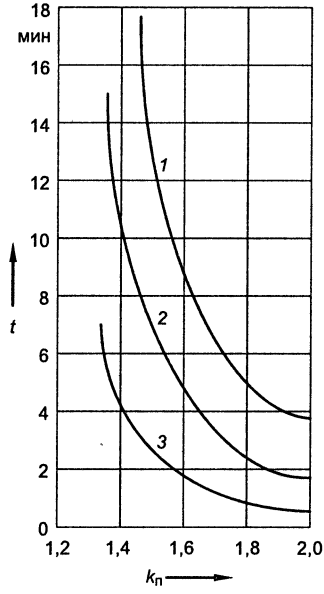


Рис. 4.8. Диаграмма перегрузочной способности проводов при $\Theta_{\text{в}} = 30\ ^{\circ}\text{C}$, $v = 0{,}5$ м/с, $\Theta_{\text{д}} = 120\ ^{\circ}\text{C}$: *1* – АС400; *2* – АС120; *3* – АС35

При возникновении перегрузки линии диспетчер обязан выяснить и устранить ее причину, осуществить одно (или несколько) из следующих мероприятий:

- ввод в работу резервных линий электропередачи;
- изменение потокораспределения в сети с помощью различных средств;
- загрузка электростанций в приемной части энергосистемы и разгрузка их в передающей части;

❒ использование аварийных перегрузок генерирующего оборудования;

❒ снижение электропотребления путем снижения напряжения в приемной части энергосистемы;

❒ ввод графиков аварийных отключений;

❒ диспетчерское отключение потребителей по каналам противоаварийной автоматики.

4.5. Перегрузка трансформаторов, автотрансформаторов, генераторов

При включении трансформатора под нагрузку в нем происходят потери мощности на нагрев обмоток. С этого момента превышение температуры обмоток трансформатора над температурой окружающей среды растет, приближаясь к некоторому установившемуся значению.

В любой момент времени количество выделившейся в трансформаторе теплоты должно равняться сумме количеств отведенной и аккумулированной теплоты:

$$\Delta P dt = k\Theta_т dt + C d\Theta_т, \qquad (4.6)$$

где ΔP — потери мощности в трансформаторе; k — коэффициент теплоотдачи; $\Theta_т$ — превышение температуры трансформатора над температурой окружающей среды; C — теплоемкость трансформатора.

Физический смысл уравнения (4.6) состоит в том, что часть энергии потерь в трансформаторе отдается в окружающую среду (первый член правой части уравнения), а часть поглощается самим трансформатором за счет его теплоемкости (второй член). При этом превышение температуры $\Theta_т$ обмоток трансформатора увеличивается до тех пор, пока не наступит установившееся состояние, при котором $d\Theta_т = 0$, а ее значение остается постоянным и равным $\Theta_у = \Delta P / k$.

Интегрируя выражение (4.6), можно получить зависимость изменения превышения температуры $\Theta_т$ от времени t в процессе изменения нагрузки трансформатора от начального значения температуры $\Theta_н$ до конечного установившегося значения $\Theta_к$:

$$\Theta_т = \Theta_н + (\Theta_к - \Theta_н)(1 - e^{-t/\tau}),$$

где τ — постоянная времени нагрева.

Постоянная времени нагрева масляного трансформатора обычно находится в пределах 2...4 ч и может быть вычислена по формуле

$$\tau = C\Theta_м / (P_{х.х} + P_{к.з}),$$

где $\Theta_м$ – превышение температуры масла в верхних слоях над температурой окружающей среды; $P_{х.х}$, $P_{к.з}$ – потери мощности соответственно холостого хода и короткого замыкания.

Для трансформатора с обмотками из меди теплоемкость

$$C_{Cu} = 132G_{обм} + 108G_{б.р} + 545G_м + 133G_{маг},$$

с обмотками из алюминия

$$C_{Al} = 288G_{обм} + 108G_{б.р} + 545G_м + 133G_{маг}.$$

Здесь $G_{обм}$, $G_{б.р}$, $G_м$, $G_{маг}$ – массы соответственно обмоток, бака с радиаторами и охладителями, масла и магнитопровода.

Превышение температурой допустимых пределов вызывает необратимые изменения в изоляции, ее ускоренное старение, т.е. понижение механической и электрической прочности.

Следует четко различать понятия номинальной мощности и нагрузочной способности трансформатора.

Номинальная мощность трансформатора – это его полная мощность на основном ответвлении, гарантированная заводом-изготовителем в номинальных условиях охлаждающей среды при номинальных напряжении и частоте.

Под ***нагрузочной способностью*** понимают способность трансформатора нести нагрузку, превышающую номинальную. В условиях эксплуатации она определяется графиком нагрузки и температурой охлаждающей среды.

Работа трансформатора (автотрансформатора) в условиях перегрузки может потребоваться как в аварийных, так и в нормальных режимах энергосистемы. Как показывает опыт эксплуатации, отказ от перегрузки влечет за собой ограничение электропотребления и недоотпуск электроэнергии. Но если при выборе трансформатора и его эксплуатации руководствоваться только номинальной мощностью, то ресурсы трансформатора будут недоиспользованы.

За технические критерии допустимости перегрузки могут быть приняты предельные температуры масла и обмоток трансформатора или заданный износ его изоляции.

Срок службы электрической машины, и прежде всего трансформатора, зависит преимущественно от срока службы изоляционного материала.

Согласно правилу Монтзингера срок службы изоляции класса А определяется зависимостью [7]

$$D_\Theta = A_0 \cdot 2^{-\Theta/\Delta\Theta},$$

где D_Θ — срок службы при неизменной температуре Θ; A_0 — срок службы, соответствующий постоянной температуре 0 °С; $\Delta\Theta$ — приращение температуры, при которой срок службы уменьшается вдвое.

Согласно различным источникам $A_0 \approx (1{,}5...7{,}5)\cdot 10^4$ лет. Международная электротехническая комиссия (МЭК) рекомендует применять так называемое шестиградусное правило старения изоляции, которое гласит: срок службы изоляции изменяется вдвое при изменении ее температуры на шесть градусов ($\Delta\Theta = 6$ °С).

Длительная работа трансформаторов гарантируется при соблюдении нормированных условий эксплуатации. Для витковой изоляции класса А при неизменной температуре проводника обмотки $\Theta_{обм} = 98$ °С расчетный износ изоляции соответствует нормативному сроку службы трансформатора.

Если температура обмотки больше 98 °С, то срок службы трансформатора уменьшается; при меньшей температуре трансформатор может работать дольше нормативного срока службы. Основная причина превышения температуры трансформатора — его токовая нагрузка сверх номинального значения.

Основными причинами перегрузки трансформаторов (автотрансформаторов) являются:

- ❒ отключение параллельно работающего трансформатора (автотрансформатора);
- ❒ изменение схемы сети;
- ❒ увеличение нагрузки потребителей.

В условиях эксплуатации различают два вида перегрузок трансформаторов: систематические и аварийные.

Величина и длительность *систематических перегрузок* трансформаторов определяются износом изоляции и максимально допустимыми температурами в наиболее нагретой части обмотки ($\Theta^{д}_{обм} = 140\,^{\circ}C$) и масла в верхних слоях ($\Theta^{д}_{м} = 95\,^{\circ}C$). Допустимость *аварийных перегрузок* лимитируется не износом изоляции, а только предельно допустимыми температурами для обмотки и масла: для трансформаторов напряжения 110 кВ и ниже $\Theta^{д}_{обм} = 160\,^{\circ}C$; для трансформаторов напряжением выше 110 кВ $\Theta^{д}_{обм} = 140\,^{\circ}C$; для трансформаторов всех классов напряжения $\Theta^{д}_{м} = 115\,^{\circ}C$.

Рассмотрим общий подход к определению продолжительности перегрузки $t_п$ для условий, когда предшествующая токовая нагрузка была I_1, нагрузка в условиях перегрузки I_2, допустимая температура обмоток $\Theta^{д}_{обм}$, масла $\Theta^{д}_{м}$. На рис. 4.9 показаны кривые изменения нагрузки и температуры в переходном режиме.

Постоянная времени нагрева обмотки трансформатора невелика: 5...10 мин, а масла – 1,5...3 ч. Поэтому в расчетах обычно допускается, что при изменении нагрузки превышение температуры обмотки над температурой масла сразу принима-

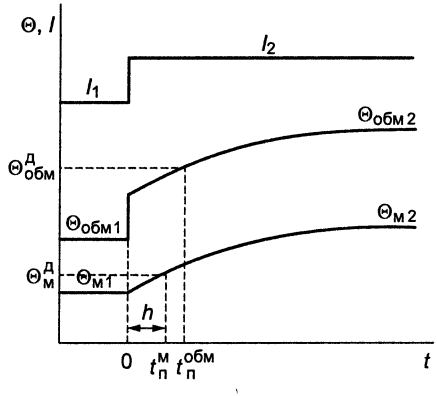


Рис. 4.9. Определение допустимой продолжительности данной перегрузки трансформатора

ет установившееся значение, а далее изменяется с изменением температуры масла.

Предельная продолжительность ($t_п$) перегрузки трансформатора с током I_2 определяется наименьшим временем, в течение которого будет достигнута допустимая температура масла ($t_п^м$) или температура обмотки ($t_п^{обм}$).

Выполнение расчетов по определению длительности перегрузок, как правило, не входит в компетенцию оперативного персонала. Для определения допустимости и длительности перегрузок диспетчер использует соответствующие инструкции и стандарты [12].

Допустимая продолжительность ($t_п$) перегрузки трансформатора зависит от предшествующей нагрузки, величины перегрузки и температуры окружающей (охлаждающей) среды. В табл. 4.1—4.7 приведены нормы допустимых нагрузок трансформаторов с системами охлаждения типа М и Д. В таблицах приняты следующие обозначения: $k_1 = S_1 / S_{ном} = I_1 / I_{ном}$ — начальная нагрузка трансформатора, предшествовавшая перегрузке, в долях номинальной мощности или номинального тока; $k_2 = S_2 / S_{ном} = I_2 / I_{ном}$ — нагрузка или перегрузка, следующая за начальной нагрузкой k_1, в долях номинальной мощности или номинального тока. Знак «+» указывает на то, что для данного режима нагрузки расчетное значение перегрузки $k_2 > 2{,}0$, но допускается любое его значение в интервале $1{,}5 < k_2 \le 2{,}0$ по согласованию с изготовителем трансформатора; подчеркнутые значения k_2 допускаются при этом же условии; прочерк указывает на недопустимость увеличения нагрузки выше начальной нагрузки трансформатора.

Из приведенных таблиц следует, что систематические перегрузки всегда допустимы при малых начальных нагрузках и необходимых длительностях перегрузок. В то же время использование систематической перегрузки весьма проблематично жарким летом (табл. 4.3), особенно при значительных нагрузках трансформатора. При нагрузке трансформатора в нормальном режиме более 90% дальнейший набор нагрузки на трансформаторе вообще недопустим.

Таблица 4.1

Допустимые систематические перегрузки трансформаторов при $\Theta_{охл} = -10$ °С

$t_п$, ч	k_2 при значениях k_1, равных							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
0,5	+	+	+	+	+	+	+	+
1,0	+	+	+	+	+	+	+	1,95
2,0	1,95	1,92	1,90	1,87	1,83	1,79	1,75	1,69
4,0	1,62	1,61	1,60	1,58	1,56	1,54	1,52	1,48
6,0	1,49	1,48	1,47	1,46	1,45	1,44	1,42	1,40
8,0	1,41	1,41	1,40	1,40	1,39	1,38	1,37	1,35
12,0	1,34	1,34	1,33	1,33	1,33	1,32	1,31	1,31
24,0	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23	1,23

Таблица 4.2

Допустимые систематические перегрузки трансформаторов при $\Theta_{охл} = 20$ °С

$t_п$, ч	k_2 при значениях k_1, равных							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
0,5	+	+	+	+	+	1,98	1,81	1,00
1,0	+	1,97	1,92	1,87	1,80	1,71	1,57	1,00
2,0	1,66	1,63	1,60	1,56	1,51	1,45	1,35	1,00
4,0	1,37	1,35	1,34	1,32	1,29	1,25	1,19	1,00
6,0	1,25	1,24	1,23	1,21	1,20	1,17	1,13	1,00
8,0	1,18	1,17	1,17	1,16	1,15	1,13	1,09	1,00
12,0	1,11	1,10	1,10	1,09	1,09	1,08	1,06	1,00
24,0	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00

Таблица 4.3

Допустимые систематические перегрузки трансформаторов при $\Theta_{охл} = 40$ °С

$t_п$, ч	k_2 при значениях k_1, равных							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
0,5	+	+	1,94	1,84	1,69	1,25	–	–
1,0	1,75	1,70	1,64	1,56	1,44	1,08	–	–
2,0	1,43	1,39	1,35	1,30	1,21	0,96	–	–
4,0	1,17	1,15	1,13	1,09	1,04	0,89	–	–
6,0	1,06	1,05	1,03	1,01	0,97	0,86	–	–
8,0	1,00	0,99	0,98	0,96	0,93	0,85	–	–
12,0	0,93	0,92	0,91	0,90	0,88	0,84	–	–
24,0	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	0,82	–	–

Аварийные перегрузки трансформаторов делятся на два типа:

1) *кратковременные* вне зависимости от предшествующей нагрузки, температуры охлаждающей среды и места установки трансформатора;

2) *длительные* в зависимости от предшествующей нагрузки, введенные в стандарты с учетом нужд и требований энергосистем.

Значения и длительность кратковременных аварийных перегрузок для трансформаторов с системами охлаждения типа М, Д, ДЦ и Ц приведены в табл. 4.4.

Таблица 4.4

Допустимые аварийные перегрузки трансформаторов

Кратность перегрузки	1,3	1,45	1,6	1,75	2,0	3,0
Длительность перегрузки, мин	120	80	45	20	10	1,5

Для систем охлаждения типа М, Д в табл. 4.5, 4.6 приведены нормы допустимых аварийных перегрузок трансформаторов в зависимости от температуры охлаждающего воздуха и начальной нагрузки. В инструкциях, стандартах приведены, как правило, значения температуры воздуха с дискретностью 10 °С, а предшествующей нагрузки – 10%. Для промежуточных значений температур $\Theta_{охл}$ и начальных нагрузок k_1 трансформаторов в интервале между их значениями, указанными в таблицах, допустимую величину и время перегрузки следует определять линейной интерполяцией.

Допустимые аварийные перегрузки трансформаторов с системами охлаждения типа М, Д без учета начальной нагрузки приведены в табл. 4.7.

Таблица 4.5

Допустимые аварийные перегрузки трансформаторов при $\Theta_{охл} = -20$ °С

$t_п$, ч	k_2 при значениях k_1, равных							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
0,5	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
1,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0
4,0	1,9	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8
6,0	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
8,0	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7	1,7
12,0	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6
24,0	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6	1,6

Таблица 4.6

Допустимые аварийные перегрузки трансформаторов при $\Theta_{охл} = 40$ °С

$t_п$, ч	k_2 при значениях k_1, равных							
	0,25	0,4	0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
0,5	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,7
1,0	2,0	1,9	1,9	1,9	1,8	1,7	1,6	1,4
2,0	1,6	1,6	1,6	1,5	1,5	1,4	1,3	1,3
4,0	1,3	1,3	1,3	1,3	1,2	1,2	1,2	1,2
6,0	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,2	1,1	1,1
8,0	1,2	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
12,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1
24,0	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1	1,1

Таблица 4.7

Допустимые аварийные перегрузки трансформаторов без учета начальной (предшествующей) нагрузки

$t_п$, ч	Перегрузка (в долях номинального тока) в зависимости от температуры охлаждающего воздуха (в °С)						
	-20 и ниже	-10	0	10	20	30	40
0,5	2,0	2,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,7
1,0	2,0	2,0	2,0	1,9	1,8	1,7	1,4
2,0	2,0	1,9	1,8	1,7	1,6	1,4	1,3
4,0	1,8	1,7	1,6	1,5	1,4	1,3	1,2
6,0	1,7	1,6	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1
8,0	1,7	1,6	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1
12,0	1,6	1,5	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1
24,0	1,6	1,5	1,5	1,4	1,3	1,2	1,1

При возникновении перегрузки оперативный персонал должен достаточно точно оценить ее величину и сопоставить с номинальным током соответствующей обмотки трансформатора, а также определить, относится ли данная перегрузка к систематическим или аварийным, установить ее предельно допустимую длительность. О возникновении перегрузки следует сообщить диспетчеру, в оперативном ведении и управлении которого находится трансформатор, если только последний не передан полностью в управление и ведение оперативному персоналу энергообъекта. Необходимо установить усиленное на-

блюдение за состоянием как самого трансформатора, так и его ошиновки и оборудования присоединения трансформатора (выключатели, разъединители, трансформаторы тока), обращая особое внимание на отсутствие недопустимого нагрева.

При перегрузке целесообразно усилить охлаждение трансформатора (если есть такая возможность) включением дополнительных охлаждающих устройств, применить форсирование охлаждения.

Диспетчер, в ведении которого находится перегруженный трансформатор, немедленно принимает меры по устранению перегрузки путем:

- принятия срочных мер для включения отключившегося оборудования;
- включения резервного электрооборудования;
- загрузки генераторов в дефицитной части энергосистемы вплоть до использования допустимых аварийных перегрузок;
- использования продольно-поперечного регулирования;
- перевода части нагрузки на питание от других энергосистем (энергоузлов);
- понижения напряжения у потребителей для уменьшения электропотребления;
- деления сети в точках, обеспечивающих необходимую разгрузку;
- отключения потребителей по графикам аварийных отключений.

Если принятые меры не обеспечивают разгрузку трансформатора в допустимые по его перегрузочной способности сроки, диспетчер имеет право отключить тупиковые линии электропередачи.

Следует помнить, что главный инженер энергопредприятия имеет право допустить и бóльшие систематические перегрузки, чем разрешают стандарты. Дело в том, что, как уже отмечалось, регламентированные директивными документами предельные систематические перегрузки не сокращают срок службы трансформатора по сравнению с нормативным. Если же пойти на ускоренный износ изоляции, можно повысить предел допустимых перегрузок. На практике повышенные систематические перегрузки допускаются, например, на трансформаторах временных подстанций или при предполагаемой в ближайшее время замене трансформатора.

В аварийных режимах энергосистемы допускаются кратковременные перегрузки генераторов и синхронных компенсаторов по току статора и ротора в соответствии с заводскими данными. Время аварийной перегрузки зависит от отношения (кратности) тока обмоток к номинальному току. При отсутствии данных заводов-изготовителей можно ориентироваться на значения, приведенные в виде графиков [5] или таблиц (табл. 4.8).

Таблица 4.8

Допустимые длительность и кратность аварийной перегрузки генераторов и синхронных компенсаторов

Допустимая длительность перегрузки $t_п$, мин	Допустимая кратность перегрузки $I/I_{ном}$		
	Генераторы с косвенным охлаждением и синхронные компенсаторы	Генераторы с непосредственным охлаждением	
		водой	водородом
1	2,00	1,50	1,50
2	1,50	1,40	1,30
3	1,40	1,35	1,25
4	1,30	1,30	1,20
5	1,25	1,25	–
6	1,20	1,20	1,15
10	–	–	1,10
15	1,15	1,15	–
60	1,10	1,10	–

Большие кратковременные перегрузки в аварийных режимах используют в основном для резкого повышения напряжения с целью предотвращения лавины напряжения.

Перегрузка генераторов и синхронных компенсаторов приводит к перегреву обмоток возбуждения и статора, что вызывает дополнительный износ изоляции. Поэтому в нормальных режимах запрещается использовать перегрузочные способности генераторов и синхронных компенсаторов.

По истечении допустимого времени перегрузки генераторов и синхронных компенсаторов она должна быть устранена автоматически или персоналом электростанций и подстанций.

4.6. Аварийное снижение и повышение частоты

Нормальный установившийся режим характеризуется соблюдением баланса активной мощности, когда мощность, генерируемая электростанциями, равна потребляемой мощности:

$P_г = P_п$, где $P_г$ – мощность генерирующих источников; $P_п$ – мощность электроприемников, включая потери в элементах энергосистемы.

На рис. 4.10, *а* приведены статические характеристики генерации (кривая $P_{г0}$) и нагрузки (кривая $P_п$). Частота электрической сети определяется точкой O пересечения статических характеристик, ее установившееся значение характеризуется

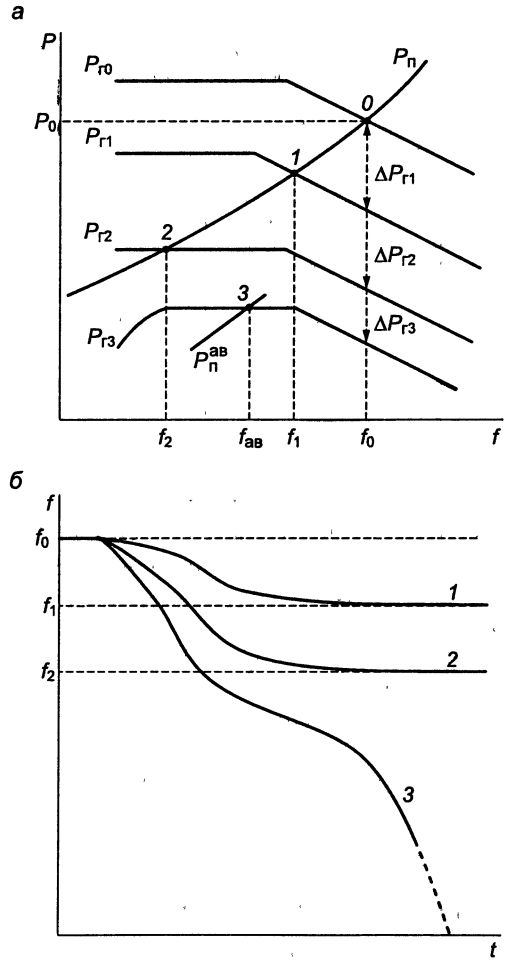


Рис. 4.10. Изменения частоты в аварийных режимах энергосистем: *а* – статические характеристики; *б* – динамические характеристики

значением f_0. В соответствии с требованиями стандартов ответственным за поддержание частоты электрического тока является диспетчер энергообъединения или диспетчер энергосистемы (в изолированно работающей энергосистеме). Кроме того, в поддержании нормального уровня частоты участвуют все работающие параллельно энергосистемы путем регулирования согласованных сальдо перетоков мощности. Однако аварийные ситуации, сопровождающиеся дефицитами активной мощности, приводят к понижению частоты в энергосистеме. Основные причины аварийного снижения частоты — отключение части генерирующей мощности; отделение части системы с дефицитом генерирующей мощности из-за аварийного отключения линий электропередачи; нарушение устойчивости электростанций с последующим отключением линий электропередачи и генераторов.

Изменение частоты во времени при возникновении небаланса мощности определяется дифференциальным уравнением

$$\frac{df}{dt} = \frac{P_г - P_п}{T_j},$$

где f — частота системы; T_j — постоянная механической инерции системы.

Мощность генераторов складывается из мощностей генераторов электростанций различных типов:

$$P_г = P_{ТЭС} + P_{ГЭС} + P_{АЭС},$$

где $P_{ТЭС}$, $P_{ГЭС}$, $P_{АЭС}$ — мощности генераторов соответственно ТЭС, ГЭС и АЭС.

В свою очередь, мощность генераторов ТЭС является суммой мощностей различных агрегатов ТЭС:

$$P_{ТЭС} = P_к + P_{о.п} + P_{пд},$$

где $P_к$ — мощность конденсационных агрегатов государственной районной электростанции (ГРЭС); $P_{о.п}$ — мощность агрегатов ТЭЦ, оснащенных турбинами с промышленными и теплофикационными отборами пара; $P_{пд}$ — мощность агрегатов ТЭЦ, имеющих турбины с противодавлением.

Мощность на конденсационном агрегате ГРЭС с учетом действия автоматических регуляторов скорости (АРС) может быть представлена двумя составляющими:

$$P_{\text{к}} = P_{\text{ЧВД}} + P_{\text{ЧНД}},$$

где $P_{\text{ЧВД}}$ – мощность части высокого давления (ЧВД) турбины; $P_{\text{ЧНД}}$ – мощность части среднего и низкого давления (ЧНД) турбины.

Изменение мощности на конденсационных агрегатах ГРЭС под действием АРС описывается двумя дифференциальными уравнениями первого порядка:

$$\frac{dP_{\text{ЧВД}}}{dt} = \frac{k_{\text{ЧВД}}}{T_{\text{с}}}\left(\frac{\Delta f}{\sigma}P_{\text{ном.к}} - P_{\text{к}} + P_{0\text{к}}\right);$$

$$\frac{dP_{\text{ЧНД}}}{dt} = \frac{(1-k_{\text{ЧВД}})}{T_{\text{пп}}}\left(\frac{\Delta f}{\sigma}P_{\text{ном.к}} - P_{\text{к}} + P_{0\text{к}}\right);$$

при этом

$$P_{\min\text{к}}k_{\text{ЧВД}} \le P_{\text{ЧВД}} \le P_{\max\text{к}}k_{\text{ЧВД}};$$

$$P_{\min\text{к}}(1-k_{\text{ЧВД}}) \le P_{\text{ЧНД}} \le P_{\max\text{к}}(1-k_{\text{ЧВД}}),$$

где $k_{\text{ЧВД}}$ – коэффициент, равный доле мощности ЧВД турбины в общей мощности агрегата в установившемся режиме; $T_{\text{с}}$ – постоянная времени системы регулирования скорости турбины; $\Delta f = (f_0 - f)/f_0$ – относительное изменение частоты в системе; f_0 – исходное значение частоты в системе; σ – статизм системы регулирования скорости турбины; $P_{0\text{к}}$, $P_{\text{к}}$, $P_{\text{ном.к}}$ – соответственно начальная, текущая и номинальная мощности конденсационного турбогенератора; $T_{\text{пп}}$ – постоянная времени промперегрева; $P_{\min\text{к}}$, $P_{\max\text{к}}$ – минимальное и максимальное допустимые значения мощности генератора.

Изменение мощности на турбогенераторе ТЭЦ с промышленными и теплофикационными отборами пара при действии АРС может быть описано уравнением

$$\frac{dP_{\text{о.п}}}{dt} = \frac{1}{T_{\text{с}}}\left(\frac{\Delta f}{\sigma}P_{\text{ном.о.п}} - P_{\text{о.п}} + P_{0\,\text{о.п}}\right);$$

при этом $P_{\min\,\text{о.п}} \le P_{\text{о.п}} \le P_{\max\,\text{о.п}}$, где $P_{0\,\text{о.п}}$, $P_{\text{ном.о.п}}$, $P_{\text{о.п}}$ – соответственно начальная, номинальная и текущая мощности генератора ТЭЦ с отборами пара; $P_{\min\,\text{о.п}}$, $P_{\max\,\text{о.п}}$ – мини-

мальное и максимальное допустимые значения мощности генератора ТЭЦ с отборами пара.

Автоматический регулятор скорости на турбинах с противодавлением при снижении частоты, как правило, не вступает в действие, поскольку основной его задачей является регулирование давления пара перед турбиной и в коллекторе. Поэтому мощность турбины с противодавлением при снижении частоты остается практически неизменной: $P_{пд} = \text{const}$.

При изменении частоты в энергосистеме изменяется и мощность потребителей. Наиболее часто электроприемники представляются статическими частотными характеристиками отдельных потребителей, узлов нагрузки или нагрузки энергосистемы в целом:

$$P_п = P_{п0} K_f,$$

где $P_{п0}$ – мощность электроприемников в нормальном режиме при $f = f_0$; K_f – коэффициент, учитывающий влияние частоты на мощность нагрузки.

В настоящее время предложено несколько подходов к определению значения коэффициента K_f. На наш взгляд, наиболее подходящим вариантом является нахождение его значения из полинома третьей степени по частоте:

$$K_f = a_0 + a_1 f_* + a_2 f_*^2 + a_3 f_*^3,$$

где a_0, a_1, a_2, a_3 – коэффициенты, определяющие долевое участие нагрузок соответственно нулевой, первой, второй и третьей групп потребителей в суммарной нагрузке $P_{п0}$ при исходной частоте f_0; $f_* = f/f_0$.

К нулевой группе относятся электроприемники, на потребляемую мощность которых изменение частоты не оказывает непосредственного влияния (осветительная нагрузка, электропечи, выпрямительная и значительная часть бытовой нагрузки).

К первой группе относятся электроприемники, потребляемая мощность которых изменяется пропорционально первой степени частоты (привод синхронных двигателей, металлорежущие станки, поршневые насосы, компрессоры и т.д.).

Ко второй группе относится нагрузка, мощность которой зависит от частоты в квадрате. Механизмов, момент со-

противления которых линейно зависит от частоты, как правило, нет. Своеобразным потребителем такого типа во многих случаях являются потери в электрических сетях.

К третьей группе относятся механизмы с вентиляторным моментом, потребляемая мощность которых пропорциональна кубу частоты (центробежные вентиляторы и насосы). Потребителями с такой частотной характеристикой являются собственные нужды тепловых электрических станций.

Возникновение аварийного дефицита активной мощности сопровождается снижением не только частоты, но и напряжения. Это связано с потерей зарядной мощности отключаемых линий электропередачи, потерей выдачи реактивной мощности отключенных генераторов, с увеличением потребляемой реактивной мощности нагрузки некоторых видов. Поэтому при снижении частоты необходимо учитывать и возникающее при этом снижение напряжения.

Постоянная механической инерции энергосистемы определяется как сумма постоянных инерций отдельных агрегатов электростанций (генераторов с турбинами) и нагрузки (двигателей с приводными механизмами):

$$T_j = \tau_{г\Sigma} + \tau_н,$$

где $\tau_{г\Sigma}$ – суммарная постоянная механической инерции агрегатов электростанций; $\tau_н$ – постоянная механической инерции нагрузки.

Постоянная механической инерции отдельного агрегата электростанции определяется по формуле

$$\tau_г = \frac{2{,}74GD^2n^2 \cdot 10^{-6}}{P_{г.ном}} \text{ (с)},$$

где GD^2 – момент инерции турбины и генератора, т·м^2; n – частота вращения ротора, об/мин; $P_{г.ном}$ – номинальная активная мощность агрегата (генератора), МВт.

Постоянная механической инерции всех агрегатов электростанции, отнесенных к базовой мощности,

$$\tau_{г\Sigma} = \frac{\sum \tau_г P_{г.ном}}{P_{п0}},$$

где $P_{п0}$ – мощность нагрузки в исходном нормальном режиме.

Постоянная механической инерции нагрузки определяется по известной формуле

$$\tau_{н} = \frac{\Sigma(\tau_{дв} + \tau_{мех}) P_{дв.ном}}{P_{п0}},$$

где $\tau_{дв}$, $\tau_{мех}$ — постоянные механической инерции соответственно двигателя и приводного механизма; $P_{дв.ном}$ — номинальная активная мощность двигателя.

При возникновении аварийного дефицита мощности, например $\Delta P_{г1}$ (рис. 4.10, *а*), частота в энергосистеме начнет снижаться, активная нагрузка $P_{п}$ потребителей в соответствии со своими характеристиками будет уменьшаться, а мощность генерации электростанций — увеличиваться под действием АРС. В точке *1* наступает равенство потребляемой и генерируемой мощностей, устанавливается новое значение частоты f_1, которое ниже номинального. Аналогичные процессы происходят при аварийном дефиците мощности $\Delta P_{г2}$ с новым установившимся значением частоты f_2 (рис. 4.10, *а*).

Динамические переходные процессы в энергосистеме с установлением частот f_1 и f_2 показаны на рис. 4.10, *б* (кривые *1* и *2* соответственно).

Работа энергосистемы при пониженной частоте отрицательно сказывается на работе как электростанций, так и потребителей электроэнергии. Наиболее опасно снижение частоты для электроприемников, обеспечивающих технологический процесс на электростанциях. Это механизмы подготовки и подачи топлива, питания котлов водой, обеспечивающие процесс горения топлива в топках котлов (вентиляторы), удаляющие дымовые газы, образующиеся в процессе сгорания топлива (дымососы), и т.д.

Производительность механизмов собственных нужд электростанций зависит от частоты энергосистемы f, определяющей скорости вращения электродвигателей (рис. 4.11). При глубоких снижениях частоты производительность их снижается. При этом производительность питающих насосов (кривая *2*), работающих на противодавлении, резко

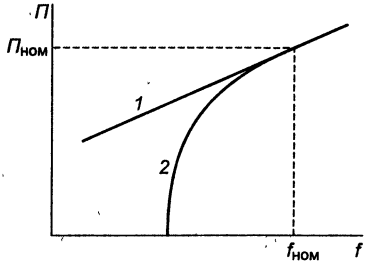


Рис. 4.11. Характеристики производительности технологического оборудования электростанций

снижается, стремясь к нулю. Существенно снижается производительность и остальных механизмов (кривая *1*). Следствием снижения производительности механизмов собственных нужд электростанций является уменьшение механической мощности турбин и электрической мощности генераторов. При больших дефицитах мощности, например $\Delta P_{г3}$ (см. рис. 4.10, *а*), вызывающих глубокое снижение частоты, характеристика генерации деформируется (кривая $P_{г3}$) из-за снижения производительности или расстройства работы механизмов собственных нужд и уже не имеет точки пересечения с характеристикой нагрузки. В этом случае снижение частоты приобретает лавинообразный характер (кривая *3* на рис. 4.10, *б*), что приводит к полной остановке электростанций и отключению всех потребителей дефицитной части энергосистемы.

Таким образом, значительное снижение частоты может вызвать крупную аварию — ***лавину частоты*** — вплоть до полного погашения электростанций и электроприемников на больших территориях. Восстановление работы электростанций требует подачи на каждую из них электроэнергии от непогашенной части энергосистемы, что является при большом числе полностью остановившихся электростанций весьма трудоемкой задачей и занимает, как правило, несколько часов.

Лавина частоты возникает в условиях, когда полностью исчерпана мощность электростанций. Поэтому единственная возможность удержать частоту на допустимом уровне — это снижение мощности потребителей электроэнергии, т.е. переход с характеристики $P_{п}$ на характеристику $P_{п}^{ав}$ (см. рис. 4.10, *а*). В этом случае характеристики мощности генерации и нагрузки пересекаются (точка *3*), возникает баланс мощности при аварийном установившемся значении частоты $f_{ав}$.

Процесс аварийного снижения частоты протекает весьма быстро, и диспетчер энергосистемы, как правило, не успевает вмешаться в ход его развития. Поэтому для предотвращения и ограничения развития аварий со снижением частоты в энергосистемах применяется комплекс средств противоаварийной автоматики. Одним из них является АЧР, основное назначение которой — отключением части менее ответственных потребителей сохранить электрические станции в работе и обеспечить питание наиболее ответственных потребителей [28]. Сохранение электростанций в работе дает возможность достаточно

быстро восстановить питание потребителей после ликвидации аварийной ситуации.

Автоматическая частотная разгрузка имеет несколько категорий:

- АЧР I — быстродействующая разгрузка, имеющая различные по частоте уставки и минимальные выдержки времени, близкие к нулю; цель АЧР I — прекращение снижения частоты после возникновения дефицита мощности;
- АЧР II — медленнодействующая разгрузка с уставками, близкими по частоте и разными по времени; на АЧР II возлагается функция подъема частоты до допустимого уровня;
- дополнительная АЧР, действующая при больших дефицитах мощности и предназначенная для ускорения отключения потребителей и увеличения объема отключаемой нагрузки;
- спецочереди АЧР, предназначенные для предотвращения снижения частоты в энергообъединении до верхних уставок АЧР II в случаях, когда в напряженных режимах не удается реализовать оперативные ограничения и отключения потребителей при возникновении дефицита мощности.

Для минимизации ущерба от действия АЧР в комплектах частотной автоматики используют иногда совмещение АЧР I и АЧР II. Поэтому в качестве АЧР II в аварийных режимах используют по мере необходимости комплекты, не сработавшие как АЧР I. Исключение составляют лишь первые очереди АЧР I, которые срабатывают всегда, поэтому не могут быть использованы в качестве АЧР II.

Недостатком совмещенных АЧР является холостая работа (выпадение) очередей с меньшими выдержками времени АЧР II при тяжелых авариях, когда бо́льшая часть комплектов АЧР I срабатывает. Это приводит к сравнительно медленному восстановлению частоты до допустимого уровня. Для ускорения повышения частоты обычно предусматривается несколько отдельных устройств АЧР II со сравнительно небольшими выдержками времени. Это уменьшает зависимость скорости восстановления частоты от величины аварийного дефицита мощности.

На рис. 4.12 приведены характерные изменения частоты в аварийных режимах при работе устройств АЧР. Уровень снижения частоты зависит, как правило, от величины дефицита мощности: чем он больше, тем ниже значение частоты в переходном режиме. При этом могут иметь место две очень опасные ситуации. Одна из них возникает при недостаточном объ-

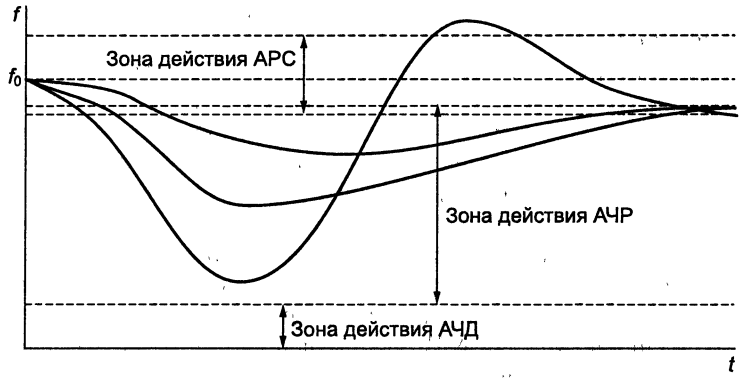


Рис. 4.12. Изменения частоты в аварийных режимах при действии автоматической частотной разгрузки

еме отключаемых потребителей, когда частота снижается до уровня срабатывания АЧД. При этом электростанции отделяются от энергосистемы, что усугубляет аварию. Во втором случае, при излишнем отключении нагрузки, что имеет место при больших дефицитах мощности, частота в энергосистеме кратковременно, но стремительно повышается вплоть до срабатывания автоматов безопасности (АБ) на электростанциях.

При успешном действии АЧР в аварийных режимах частота восстанавливается, как правило, до значений 48,6...49,2 Гц. В любом случае при снижении частоты диспетчер обязан выяснить причину и немедленно принять меры по ее восстановлению. Если причиной снижения частоты является дефицит или потеря генерирующей мощности в энергообъединении, то данную аварию ликвидирует его диспетчер, например ЦДУ. При этом диспетчеры ОДУ, ЦДС, начальники смен станций выжидают и без указания вышестоящего оперативного персонала не увеличивают нагрузку электростанций, так как это может привести к перегрузке межсистемных транзитов и нарушению устойчивости. Мобилизация резерва генерирующей мощности выполняется по распоряжению вышестоящего оперативного персонала.

При автоматическом увеличении нагрузки электростанций за счет действия устройств АРС диспетчер и персонал электростанций обязаны принять меры к поддержанию данной мощности путем регулирования параметров котлоагрегатов.

В том случае, когда снижение частоты обусловлено потерей генерирующей мощности в энергосистеме, ее диспетчер может самостоятельно принять решение о мобилизации резервов мощности, будучи уверенным, что такие действия не могут привести к опасной перегрузке межсистемных и внутрисистемных транзитных линий электропередачи.

При аварийном снижении частоты диспетчеры энергосистем не должны своими действиями отрицательно влиять на режим работы энергообъединения. Так, например, диспетчеры избыточных энергосистем не должны разгружать электростанции для сохранения своего сальдо перетоков мощности, а дефицитных энергосистем — увеличивать прием своего сальдо перетоков мощности. При недопустимо низком уровне частоты или дальнейшем ее снижении по команде диспетчера, регулирующего частоту, оперативный персонал энергосистем должен увеличить генерацию путем использования резервов.

При отделении энергосистемы или энергорайона от энергообъединения диспетчер ОДУ (ЦДС) обязан немедленно принять меры по восстановлению частоты и назначить электростанцию, регулирующую частоту.

Основные действия диспетчера для повышения частоты:

- ❒ запустить резервные гидрогенераторы;
- ❒ перевести генераторы, работающие в режиме синхронного компенсатора, в режим выдачи активной мощности;
- ❒ использовать (запустить, перевести) агрегаты гидроаккумулирующих электростанций в режиме генерации активной мощности;
- ❒ взять разрешенные аварийные перегрузки на генераторах электростанций;
- ❒ задержать вывод в ремонт или резерв агрегатов электростанций;
- ❒ принять меры к включению отключенных, но еще вращающихся турбогенераторов, а также котлоагрегатов, находящихся под давлением, и загрузить их;
- ❒ повысить нагрузку на ТЭЦ за счет изменения температуры сетевой воды;
- ❒ снизить электропотребление путем снижения напряжения у потребителей;
- ❒ перевести питание части потребителей на другие энергосистемы;
- ❒ отключить часть потребителей путем ввода графика экстренных или аварийных отключений.

Следует помнить, что при снижении частоты ниже 48 Гц, сопровождающемся глубоким снижением напряжения, могут создаться условия, которые вызовут отказ в работе АЧР и, как результат, еще более глубокое снижение частоты и напряжения, нарушение работы собственных нужд электростанций и закрытие регулирующих и стопорных клапанов турбин с посадкой электростанций на нуль. В такой аварийной ситуации диспетчер должен обеспечить экстренную мобилизацию всех резервов мощности и оперативно отключить часть потребителей.

В ходе ликвидации аварии с глубокими снижениями частоты оперативный персонал энергосистемы должен учитывать, что в диапазоне частот 48...46 Гц происходит автоматическое частотное деление электростанций с выделением некоторых генераторов или всей электростанции на изолированную от энергосистемы работу с собственными нуждами и частью нагрузки. При выведенной из работы АЧД или ее отсутствии оперативный персонал электростанции при снижении частоты до 47...46 Гц должен самостоятельно провести мероприятия по выделению собственных нужд на несинхронное питание. Если выделение питания собственных нужд связано с выполнением большого количества операций, то их следует начинать заблаговременно при частоте, которая на 0,5...1,0 Гц выше уставок АЧД.

Выделение собственных нужд электростанций на несинхронное питание, как правило, приводит к увеличению дефицита активной и реактивной мощности в энергосистеме и ухудшению условий ликвидации аварии. Это связано с тем, что выделить генератор или электростанцию со сбалансированной нагрузкой в большинстве случаев не удается и отделение происходит с избытком мощности. Поэтому диспетчер при снижении частоты должен действовать быстро и решительно, чтобы предупредить выделение собственных нужд на электростанциях.

При возникновении аварийного избытка генерирующей мощности частота в энергосистеме повышается (рис. 4.13). При этом повышение частоты в системе приносит не меньше неприятностей, чем ее понижение. Наибольшую опасность аварийное увеличение частоты представляет для лопаточных аппаратов паровых турбин ТЭС. Скорость и степень повышения частоты определяются действиями регуляторов турбин. В отделившейся энергосистеме или энергорайоне с избытком активной мощности может происходить весьма быстрое и зна-

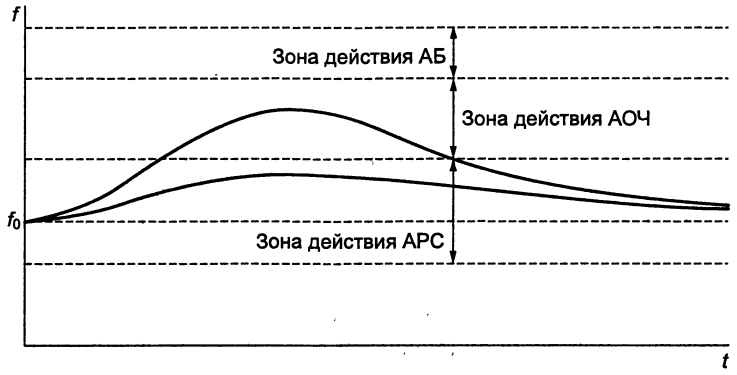


Рис. 4.13. Повышение частоты энергосистемы в аварийных режимах

чительное повышение частоты. Это вызвано медленным действием АРС гидротурбин, а также неэффективностью регулирования некоторых типов АРС паровых турбин.

При частоте на 10% выше номинальной срабатывают автоматы безопасности паровых турбин, отключая генераторы от энергосистемы и тем самым усугубляя аварию. Для предотвращения большого повышения частоты служит АОЧ. При успешной работе АРС и АОЧ частота в аварийном режиме стабилизируется на уровне 51...52 Гц.

При внезапном повышении частоты диспетчер энергосистемы должен на основании показаний устройств телесигнализации на диспетчерском пункте, опроса и сообщений подчиненного оперативного персонала определить, является это следствием отделения энергорайона или энергосистемы либо частота повысилась во всем энергообъединении. В первом случае действия диспетчера должны быть направлены на восстановление нормальной частоты в отделившемся районе или энергосистеме и подключение его (ее) на параллельную работу.

Для снижения частоты и успешной синхронизации отделившегося энергорайона с энергосистемой диспетчер может использовать следующие меры:

- ❒ разгрузка электростанций;
- ❒ перевод агрегатов гидроаккумулирующих электростанций в двигательный режим;
- ❒ отключение части генераторов на электростанциях;
- ❒ повышение напряжения у потребителей для увеличения электропотребления.

Если частота повысилась во всем энергообъединении и энергосистема работает параллельно с ним, диспетчер энергосистемы, персонал электростанций самостоятельных мер к снижению частоты не предпринимают, а информируют вышестоящий оперативный персонал и действуют по его указанию. Однако во всех случаях диспетчер энергосистемы обязан координировать действия оперативного персонала электростанций по экстренному снижению генерирующей мощности, контролируя при этом перетоки по внутрисистемным и межсистемным транзитным линиям электропередачи.

Для предотвращения развития аварии при работе энергосистемы с пониженной (менее 49,5 Гц) или повышенной (более 50,5 Гц) частотой в электрических сетях и на электростанциях не должно производиться плановых переключений в распределительных устройствах, устройствах релейной защиты и противоаварийной автоматики и устройствах технологической автоматики энергоблоков, кроме переключений, связанных с ликвидацией аварийных ситуаций.

4.7. Аварийное снижение и повышение напряжения

Уровни напряжения в узлах энергосистемы связаны с балансом реактивной мощности, который определяется соотношением характеристик генерирующих источников и потребителей. Для правильного понимания и оценки процессов, происходящих при аварийных снижениях напряжения, весьма важно знание статических характеристик асинхронных двигателей (АД) как наиболее массового потребителя реактивной мощности. При небольших изменениях напряжения эти характеристики достаточно хорошо изучены и представлены в литературных источниках, однако при глубоких снижениях напряжения ощущается пробел в знаниях таких характеристик. Исходя из этого получим зависимости реактивной мощности асинхронного двигателя в полном диапазоне изменения напряжения на его зажимах.

Как известно, реактивная мощность асинхронного двигателя в соответствии с упрощенной Г-образной схемой замещения (рис. 4.14) состоит из мощности рассеяния Q_s, поглощаемой в сопротивлении x_s, и мощности намагничивания Q_μ:

$$Q_{АД} = Q_s + Q_\mu.$$

Реактивная мощность рассеяния может быть определена из выражения [15]

$$Q_s = \frac{2P^2 x_s}{U^2 + \sqrt{U^4 - (2Px_s)^2}}, \quad (4.7)$$

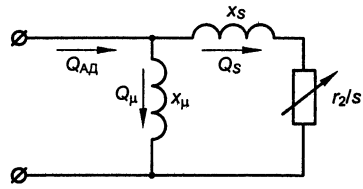


Рис. 4.14. Упрощенная схема замещения асинхронного двигателя

где P – активная мощность, потребляемая двигателем; x_s – реактивное сопротивление рассеяния асинхронного двигателя; U – напряжение на зажимах двигателя.

Выражение (4.7) справедливо для работающего двигателя при напряжении выше критического. Под ***критическим напряжением*** $U_{кр}$ понимают минимальный уровень напряжения, допустимый по условию сохранения устойчивости работы двигателя или всего узла нагрузки. Для остановившегося двигателя при нарушении устойчивости, когда $U < U_{кр}$, мощность рассеяния определяется следующим уравнением:

$$Q_s = U^2 / x_s.$$

Потребляемая ветвью намагничивания реактивная мощность

$$Q_\mu = U^2 / x_\mu,$$

где x_μ – реактивное сопротивление ветви намагничивания.

На рис. 4.15 показаны наиболее типичные характеристики реактивных мощностей рассеяния Q_s, намагничивания Q_μ и суммарной мощности $Q_{АД}$ двигателя.

При снижении напряжения реактивная мощность намагничивания монотонно уменьшается, а мощность рассеяния вначале увеличивается, а затем, после нарушения устойчивости, уменьшается.

При небольших снижениях напряжения в реактивной

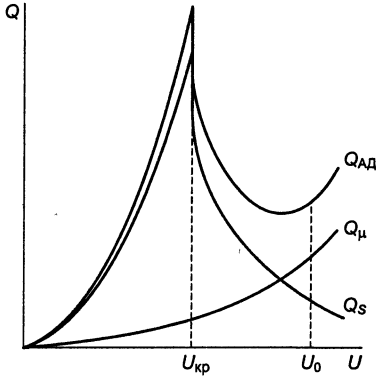


Рис. 4.15. Зависимость реактивной мощности асинхронного двигателя от напряжения

мощности двигателя, как правило, преобладает мощность намагничивания, а при глубоких – мощность рассеяния. Если исходить из предположения независимости напряжения на зажимах двигателя от режима его работы, т.е. не учитывать параметры внешней питающей системы, то его критическое напряжение определяется по формуле

$$U_{кр} = \sqrt{2Px_s}\,.$$

В состав комплексного узла нагрузки кроме асинхронных двигателей входят также синхронные двигатели и статические потребители (освещение, печи, выпрямители и т.д.). Однако именно асинхронные двигатели в большинстве случаев определяют вид статической характеристики реактивной мощности по напряжению узлов нагрузки (рис. 4.16, кривая $Q_н$). При уменьшении напряжения потребляемая реактивная мощность нагрузки снижается. Однако при больших снижениях напряжения (в зоне критических значений) реактивная мощность увеличивается из-за останова не отключившихся от сети асинхронных двигателей. Практически это увеличение ограничивается отключением части потребителей из-за самопроизвольного «отпадения» магнитных пускателей при низких напряже-

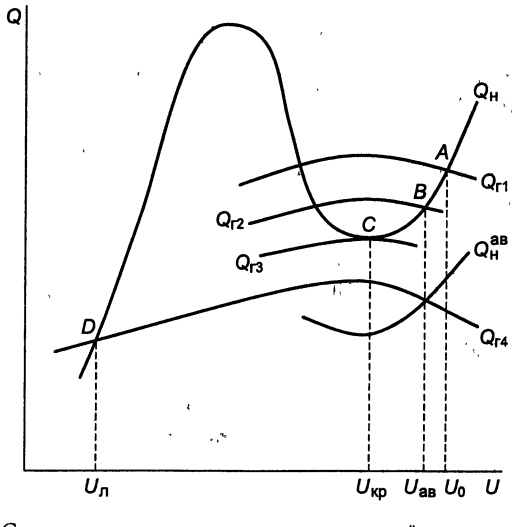


Рис. 4.16. Статические характеристики реактивной мощности нагрузки и генерации при аварийных снижениях напряжения

ниях. Это снижает нагрузку и соответственно характеристику реактивной мощности.

Для оценки устойчивости комплексного узла нагрузки весьма удобно и наглядно использовать практический критерий в виде

$$d\Delta Q / dU < 0,$$

где $\Delta Q = Q_г - Q_н$; $Q_г$ – генерируемая реактивная мощность; $Q_н$ – реактивная мощность нагрузки.

Зависимость генерируемой реактивной мощности от напряжения может быть построена в соответствии с выражением

$$Q_г = \frac{EU}{x_c}\cos\delta - \frac{U^2}{x_c}, \qquad (4.8)$$

где E – эквивалентная ЭДС питающей системы; x_c – эквивалентное реактивное сопротивление системы; δ – угол между ЭДС и напряжением.

На рис. 4.16 представлены наиболее типичные характеристики $Q_г$ генерируемой реактивной мощности. Вначале, при снижении напряжения, характеристика мощности возрастает. Это обусловлено уменьшением второй составляющей мощности в выражении (4.8) и увеличением первой из-за возрастания ЭДС, обусловленной действием АРВ. При дальнейшем снижении напряжения ток возбуждения генерирующих источников достигает потолочных значений, и затем их реактивная мощность уменьшается.

В нормальных режимах баланс реактивных мощностей характеризуется точкой A пересечения характеристик нагрузки и генерации в области допустимых значений напряжения (рис. 4.16, зависимости $Q_н$ и $Q_{г1}$). В аварийных режимах характеристика генерации, как правило, резко смещается из-за отключения части питающих линий электропередачи или генерирующих источников. В этом случае характеристики нагрузки и генерации пересекаются в точке B (зависимости $Q_н$ и $Q_{г2}$) с аварийным уровнем напряжения $U_{ав}$. Критический режим по напряжению $U_{кр}$ наступает в точке C, где реактивные мощности генерации и нагрузки еще балансируются, однако их характеристики только соприкасаются (зависимости $Q_н$ и $Q_{г3}$). При дальнейшем смещении характеристики генерации ($Q_{г4}$) она

уже не имеет точки пересечения с характеристикой нагрузки и возникает лавина напряжения (рис. 4.17). Аналогичное явление может иметь место и при резком увеличении нагрузки. При этом происходит торможение двигателей, что вызывает резкое увеличение реактивной мощности и, как следствие, прогрессирующее снижение напряжения из-за нарушения баланса мощностей (реактивная мощность нагрузки $Q_н$ больше мощности генерации $Q_{г4}$). Лавина напряжения заканчивается полным обесточиванием всего энергоузла ($Q_г = 0$, $U = 0$) из-за нарушения работы собственных нужд электростанций или установлением весьма низких уровней напряжения $U_л$ (точка D на рис. 4.16), когда у потребителей произошло нарушение устойчивости двигателей и самоотключение части нагрузки (рис. 4.17).

Лавина напряжения может возникать как при номинальной частоте, так и при ее аварийном снижении. Так, сопутствующая лавина напряжения возникает одновременно с лавиной частоты вследствие разделения энергосистемы и потери при этом части генерирующей реактивной мощности и зарядной мощности отключенных линий электропередачи. Снижение частоты в энергосистеме приводит к уменьшению критического напряжения [12]. Этот фактор повышает устойчивость нагрузки. Однако снижение напряжения в узлах нагрузки как следствие роста реактивной мощности при снижении частоты может быть настолько глубоким, что вызывает нарушения питания значительной части потребителей. Главная опасность сопутствующей лавины напряжения со стороны энергосистемы заключается в том, что большие снижения напряжения могут вызвать отказы устройств АЧР и привести к нарушению устойчивости потребителей собственных нужд электростанций. Несрабатывание АЧР и погашение электростанций еще в

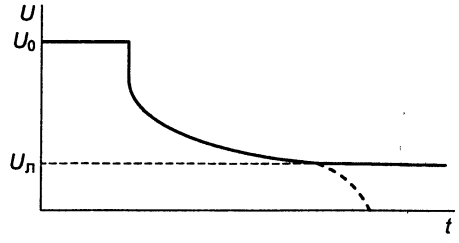


Рис. 4.17. Развитие лавины напряжения

большей степени способствуют развитию аварии. В то же время успешная работа АЧР ликвидирует дефицит как активной, так и реактивной мощности.

При нормальной частоте лавина напряжения возникает в большинстве случаев в результате аварийного отключения основных питающих линий электропередачи. При этом напряжение у потребителей может снизиться до значений, вызывающих нарушение устойчивости двигательной нагрузки и развитие вследствие этого лавины напряжения. Фактором, способствующим развитию лавины напряжения в узле нагрузки, является несоразмерно большая мощность конденсаторных батарей, которые в большинстве случаев увеличивают критические напряжения [8]. В таких условиях для развития лавины напряжения бывает достаточно относительно небольшого аварийного снижения напряжения.

Важную роль в предотвращении лавины напряжения играет форсировка возбуждения синхронных машин. Резкое увеличение напряжения возбуждения приводит к росту ЭДС и напряжения на выводах генератора и в питающей сети. Если действие форсировки не приводит к повышению напряжения до допустимого уровня, а это происходит, как правило, в удаленных от источников питания точках сети, необходимо отключить часть потребителей для обеспечения аварийного баланса реактивных мощностей. Характеристики нагрузки $Q_{\text{н}}^{\text{ав}}$ и генерации $Q_{\text{г4}}$ в этом случае пересекаются (см. рис. 4.16), и возникает аварийный режим с допустимым в этой ситуации уровнем напряжения $U_{\text{ав}}$. Поскольку процесс лавины напряжения происходит довольно быстро (несколько секунд) и диспетчер практически не успевает предотвратить нарушение устойчивости нагрузки, то функция по предотвращению глубокого снижения напряжения в аварийных режимах возлагается на автоматику разгрузки по напряжению. В Белорусской энергосистеме решение такой задачи возлагается на устройства дополнительной аварийной разгрузки по напряжению, которые при снижении напряжения ниже заданного уровня с выдержкой времени отключают потребителей очередями до восстановления напряжения на допустимом аварийном уровне.

Лавины напряжения довольно часто происходили в период становления энергосистем СССР, в том числе и Белорусской энергосистемы. По мере их развития, строительства новых

электростанций и линий электропередачи вероятность лавинных процессов уменьшалась, однако возникновение их не исключено. Анализ последних аварий с лавинами напряжения показывает, что они происходят как в бурно развивающихся энергосистемах (Китай, Индия), так и в мощных энергосистемах (Япония, США). Следует отметить, что глубокие аварийные снижения напряжения часто приводят только к частичной лавине напряжения [15], когда происходит нарушение устойчивости не всех потребителей, а части двигателей, или к саморазгрузке потребителей из-за самопроизвольного их отключения вследствие «отпадания» магнитных пускателей и действия защит минимального напряжения.

Для обеспечения устойчивости нагрузки энергосистем вводится запас статической устойчивости по напряжению. Для определения запаса по напряжению какого-либо узла нагрузки в данном режиме действительное значение напряжение U сравнивается с критическим $U_{кр}$ в том же узле. Коэффициент запаса по напряжению K_U рассчитывается по формуле

$$K_U = (U - U_{кр})/U.$$

Значение критического напряжения, как уже отмечалось, определяется свойствами нагрузки и параметрами питающей сети. Если неизвестно точное его значение, то критическое напряжение в узле нагрузки 110 кВ и выше, как правило, следует принимать не менее $0{,}7U_{ном}$ и $0{,}75U_{норм}$ ($U_{норм}$ – напряжение в рассматриваемом узле нагрузки при нормальном режиме энергосистемы) [29]. Однако следует помнить, что в промышленных узлах нагрузки с большими группами синхронных двигателей, работающих без АРВ и выдачи реактивной мощности, критическое напряжение может быть очень высоким ($0{,}9U_{ном}$ и даже выше) [10].

Коэффициент запаса по напряжению должен быть не менее 0,15 в нормальных и 0,10 в аварийных режимах энергосистемы. Соблюдение нормативных запасов по напряжению диспетчер может контролировать по значениям напряжения в любых узлах энергосистемы при условии, что изменения напряжения в них в достаточной степени характеризуют изменения напряжения на подстанциях потребителей.

Основная причина аварийного снижения напряжения, вызывающего лавину напряжения, – отключение генерирующих

источников (генераторов, синхронных компенсаторов, конденсаторных установок) или питающих линий электропередачи узлов нагрузки.

В случае снижения напряжения ниже аварийно-допустимого уровня диспетчер энергосистемы или электрических сетей, а также персонал электростанций обязаны на основании опроса подчиненного персонала, сообщений с мест, показаний устройств телеизмерений и телесигнализации определить вызвавшие его причины и срочно принять меры по повышению напряжения путем:

- ❒ увеличения загрузки синхронных компенсаторов и генераторов по реактивной мощности вплоть до взятия аварийных перегрузок;
- ❒ включения батарей статических конденсаторов;
- ❒ отключения шунтирующих реакторов;
- ❒ включения резервных линий электропередачи;
- ❒ изменения коэффициентов трансформации трансформаторов, оснащенных устройствами РПН;
- ❒ снижения перетоков мощности по линиям;
- ❒ изменения схемы сети.

Для повышения напряжения в энергосистемах с достаточным резервом активной мощности допускается также разгрузка генераторов по активной мощности и их дополнительная загрузка по реактивной мощности в дефицитных энергоузлах. Однако делать этого нельзя в том случае, если может произойти увеличение перетоков по связям выше максимально допустимых значений.

Диспетчеры смежных энергосистем могут оказать помощь в повышении напряжения путем использования резервов реактивной мощности на своих электростанциях с увеличением напряжения в пределах длительно допустимых значений.

Если принятые диспетчером меры не позволили восстановить напряжение до аварийно-допустимых значений, необходимо отключить потребителей согласно графикам аварийных отключений. Наибольший эффект дает отключение потребителей именно в узлах с наиболее низкими уровнями напряжения.

Если в результате глубокого понижения напряжения на какой-либо электростанции произойдет отключение генераторов, то оперативный персонал должен принять меры к немедленному включению отключившихся генераторов в сеть и набору на них полной реактивной нагрузки, а затем они загружаются по активной мощности.

Аварийно-допустимые уровни напряжения устанавливаются на основании экспериментальных исследований и расчетов. При отсутствии таких данных за аварийный уровень принимается примерно 90% от напряжения, заданного по графику, или от уровня напряжения в предшествующем аварии режиме.

Нормативное время, которое дается диспетчеру для восстановления условий нормального режима, составляет, как правило, 15...20 мин, а в сложных аварийных ситуациях — до 40 мин. Однако в условиях срабатывания форсировки возбуждения и взятия аварийных перегрузок генераторами и синхронными компенсаторами от диспетчера требуется быстрота действий. Он должен помнить, что по истечении допустимого времени перегрузок (см. табл. 4.8) генераторов (синхронных компенсаторов) они будут разгружены автоматически или оперативным персоналом электростанций и подстанций. Промедление диспетчера при проведении различных мероприятий по повышению напряжения и снятие перегрузок до номинальных токов статора и ротора может привести к дальнейшему глубокому снижению напряжения и развитию аварии.

При понижении напряжения, вызванном неотключившимся коротким замыканием в электрической сети, диспетчер соответствующего уровня должен до истечения допустимого времени взятых перегрузок генераторов и синхронных компенсаторов определить и отключить место короткого замыкания. Место короткого замыкания определяется на основании анализа уровней напряжения, перетоков активной и реактивной мощностей, действия релейной защиты, сообщений с мест и опроса оперативного персонала.

Повышение напряжения сверх аварийно-допустимых значений, приведенных в табл. 3.9, представляет для энергосистемы не меньшую опасность, чем его снижение. Основными причинами аварийного повышения напряжения являются:

- ❒ отключение шунтирующих реакторов;
- ❒ отключение синхронных компенсаторов и генераторов, работающих в режимах потребления реактивной мощности;
- ❒ одностороннее отключение протяженных линий электропередачи высокого и сверхвысокого напряжения;
- ❒ отключение потребителей или резкое снижение электропотребления.

Повышение напряжения сверх допустимых значений в аварийных режимах представляет опасность для электрооборудо-

вания энергосистемы из-за возможного повреждения его изоляции; оно может вызвать выход из строя потребительских установок (осветительных приборов, телерадиоаппаратуры, электродвигателей и т.д.), лавину повышения напряжения. Последнее явление пока весьма редкое, но может возникнуть при резком увеличении нерегулируемой составляющей генерируемой реактивной мощности [5]. Обычно это связано с избыточной зарядной мощностью сети сверхвысокого напряжения в условиях пониженного потребления реактивной мощности.

При возникновении аварийного режима с повышением напряжения сверх допустимых значений диспетчер энергосистемы должен выявить причины этого и незамедлительно принять меры по снижению напряжения путем:

- ❒ отключения батарей статических конденсаторов;
- ❒ включения шунтирующих реакторов, находящихся в резерве;
- ❒ снижения нагрузки генераторов электростанций и синхронных компенсаторов по реактивной мощности, работающих в режиме ее выдачи;
- ❒ увеличения потребления реактивной мощности генераторами и синхронными компенсаторами, работающими в режиме недовозбуждения;
- ❒ перевода генераторов и синхронных компенсаторов в режим потребления реактивной мощности;
- ❒ увеличения загрузки линий электропередачи перетоками мощности;
- ❒ изменения коэффициентов трансформации трансформаторов, оснащенных устройствами РПН;
- ❒ включения линии электропередачи в транзит при ее одностороннем отключении;
- ❒ отключения части малозагруженных линий электропередачи.

Время, которым располагает диспетчер для снижения напряжения до уровня, допустимого в аварийном режиме, определяется длительностью допустимого воздействия повышенным напряжением, установленной ПТЭ [26] и приведенной в табл. 3.9. В любом случае это время не превышает 20 мин.

При одностороннем отключении линии и повышении напряжения сверх допустимого значения необходимо включить эту линию в транзит, а при невозможности такого включения — снять с нее напряжение путем двустороннего отключения.

4.8. Ликвидация аварий на подстанциях

4.8.1. Основные понятия

Электрические подстанции предназначены для приема, преобразования и распределения электроэнергии. Различают следующие их виды:

- ❒ *тупиковые* (концевые);
- ❒ *промежуточные*, служащие для электроснабжения своих потребителей;
- ❒ *транзитные* (в основном узловые), предназначенные для передачи потоков мощности в смежные сети своей и соседних энергосистем, а также для питания потребителей;
- ❒ *ответвительные*, присоединенные к проходящим вблизи воздушным линиям электропередачи;
- ❒ *преобразовательные*, предназначенные для преобразования тока одного рода в другой (например, постоянного в переменный);
- ❒ *тяговые*, служащие для питания электротяговых сетей.

В энергосистемах применяются следующие формы оперативного обслуживания электрооборудования подстанций: дежурным персоналом, постоянно находящимся на подстанции; ОВБ; дежурным на дому; эксплуатационными электромонтерами.

Аварии на подстанциях могут возникнуть в результате:

- ❒ повреждений основного или вспомогательного электрооборудования;
- ❒ нарушений в работе электрооборудования вследствие грозовых или коммутационных перенапряжений и воздействия электрической дуги;
- ❒ отказов в работе устройств релейной защиты, автоматики, аппаратов вторичной коммутации;
- ❒ ошибочных действий оперативного или ремонтного персонала.

Причины повреждения оборудования — его недоброкачественный монтаж и ремонт, неудовлетворительная эксплуатация, естественное старение и форсированные износы изоляции (например, при перегрузках оборудования), заводские дефекты.

Грозовые и коммутационные перенапряжения могут приводить к повреждению изоляции силовых и измерительных трансформаторов, разъединителей, выключателей, заградителей. Перекрытию и пробою изоляции способствуют ее значительные загрязнение и увлажнение.

Возникновение электрической дуги при однофазных замыканиях на землю в сети напряжением 6...35 кВ также приводит к перенапряжениям и пробоям изоляции, а при горении дуги в ячейках подстанции — к расплавлению шин, выгоранию цепей вторичной коммутации, разрушению изоляторов в комплектных электрических устройствах.

Отказы в работе устройств релейной защиты и автоматики происходят по следующим причинам:

- неисправности реле, пробои полупроводниковых устройств, нарушения контактных соединений и обрывы жил соединительных кабелей и проводов;
- неправильный выбор или несвоевременное изменение уставок реле и автоматики;
- ошибки монтажа и дефекты в схемах защиты и автоматики;
- нарушения сроков и объема очередных и профилактических проверок.

Ошибочные действия персонала происходят при выполнении переключений в электроустановках, отключении и включении разъединителей под нагрузкой, подаче напряжения на установленные переносные заземления или включенные заземляющие разъединители, обслуживании устройств защиты и автоматики. В подавляющем большинстве случаев причины таких действий персонала — нарушение оперативной дисциплины, недостаточное знание инструкций, пренебрежительное отношение к требованиям ПТЭ, невнимательность.

Крупные аварии на подстанциях происходят сравнительно редко, но приводят к значительному материальному и социальному ущербу. Аварии ликвидируются действием специальных автоматических устройств или оперативным персоналом.

Возникновение аварий на подстанции в большинстве случаев происходит не на глазах оперативного персонала. Исключение составляют пожары в помещениях подстанций и кабельных каналах. Поэтому о случившейся аварии оперативный персонал узнает по срабатыванию устройств автоматической сигнализации или указательных реле защит и автоматики.

Автоматическая сигнализация по назначению делится на три группы: сигнализация положения, предупредительная и аварийная.

Сигнализация положения дает информацию о действительных положениях выключателей, разъединителей, устройств РПН трансформаторов и другой коммутационной и регулирующей аппаратуры.

Предупредительная сигнализация извещает об отклонении от заданного режима работы оборудования, появлении неисправностей, требующих принятия мер по их быстрому устранению. Примеры такой сигнализации — звуковой сигнал и зажигание светового табло с надписями при возникновении перегрузки трансформаторов или линий электропередачи.

Аварийная сигнализация информирует персонал звуковыми и световыми сигналами об автоматических отключениях оборудования подстанции. Так, при автоматическом отключении линий электропередачи раздается звуковой сигнал, загорается сигнальная лампа положения выключателя, вспыхивает световое табло, указывающее на срабатывание той или иной релейной защиты.

Основные источники информации о возникновении аварийной ситуации находятся на щитах управлений подстанции. Начало аварии может застать оперативный персонал не только на щите управления, но и в любом другом месте на территории подстанции. Во всех случаях при срабатывании аварийной сигнализации персонал обязан срочно явиться на щит управления, так как только там можно получить наиболее полную информацию, оценить создавшуюся аварийную ситуацию и принять необходимые меры.

При возникновении аварийной ситуации оперативному персоналу необходимо прежде всего:

- прекратить действие звукового сигнала, выполнившего свою полезную роль информатора, но в дальнейшем мешающего сосредоточиться и действующего как раздражитель;
- записать в оперативном журнале время начала аварии;
- установить место аварии;
- привести в положение соответствия ключи управления коммутационных аппаратов, изменивших свое первоначальное положение;
- сообщить диспетчеру, в оперативном управлении (или ведении) которого находится, о возникновении аварии на подстанции. При этом независимо от полноты оценки аварийной ситуации такие сообщения должны быть краткими и точными (например: «Обесточены шины 330 кВ, обстановка уточняется»).

Далее оперативный персонал действует по распоряжению вышестоящего диспетчера или по его указанию самостоятельно.

Ликвидация аварий на подстанциях оперативным персоналом заключается:

❒ в устранении опасности для персонала;

❒ локализации и ликвидации пожаров;

❒ отделении поврежденного оборудования от сохранившего работоспособность;

❒ предупреждении развития аварий;

❒ принятии мер по включению в работу отключившегося оборудования или выводу его в ремонт;

❒ восстановлении электроснабжения потребителей.

Ниже рассмотрены основные действия оперативного персонала при возникновении наиболее типичных аварийных ситуаций на подстанциях.

4.8.2. Аварийное отключение линий электропередачи

По функциональному назначению воздушные и кабельные линии электропередачи, отходящие от подстанции, подразделяются на тупиковые (получающие питание с одной стороны) и транзитные (с двусторонним питанием). Транзитные линии соединяют электростанции и подстанции, образуя замкнутые электрические сети, повышающие надежность работы энергосистем.

Наиболее характерные причины аварийного отключения линий — обрывы провода, грозозащитного троса, гирлянды изоляторов, перекрытие на молодую поросль деревьев и кустов, падение деревьев на провода, перекрытие изоляции во время грозы, повреждение коммутационных аппаратов линии, пожар на трассе линии, прохождение под линией негабаритного транспортного средства, образование гололеда с возникновением «пляски» проводов.

При отсутствии источников резервного питания отключение тупиковых линий приводит к погашению потребителей электроэнергии. В этом случае главной задачей оперативного персонала является быстрое включение в работу отключившихся линий электропередачи, для того чтобы уменьшить перерыв питания нагрузки и соответственно ущерб от нарушения технологических процессов на предприятиях. Поэтому при автоматическом отключении тупиковой линии после неуспешного АПВ оперативный персонал, как правило, самостоятельно, без внешнего осмотра оборудования и предупреждения потребителей подает на нее напряжение путем включения со-

ответствующего выключателя. При этом персонал должен быть готов отключить линию вручную при ее включении на неустранившееся короткое замыкание и отказе действия релейной защиты. Признак короткого замыкания — одновременное снижение напряжения на шинах подстанции и значительный «бросок» тока на включенной линии электропередачи.

Следует отметить, что включение линий электропередачи без осмотра оборудования еще не означает, что оно должно выполняться оперативным персоналом всегда, даже если имеются сведения о его явном повреждении (например, возникшем пожаре, падении опоры, обрыве провода и т.п.).

Отключение одной транзитной линии обычно не приводит к погашению потребителей и серьезной аварии в энергосистеме. Однако отключение нескольких таких линий на узловых подстанциях может вызвать перегрузку автотрансформаторов, других транзитных линий, глубокое снижение напряжения, ограничение мощности электростанций и разделение энергосистемы на части. Чтобы избежать развития аварии, автоматически отключившиеся транзитные линии должны также опробоваться напряжением и включаться под нагрузку. Эти действия оперативный персонал подстанции выполняет как можно быстрее и, как правило, по распоряжению вышестоящего диспетчера, поскольку включение транзитной линии требует координации действий персонала нескольких подстанций и знания ситуации в целом по энергосистеме или в электрической сети.

При опробовании линии напряжением оперативный персонал должен учитывать, что протяженные линии электропередачи напряжением 330 кВ и выше при включении под напряжение генерируют в сеть большую зарядную мощность, что может вызвать повышение напряжения, срабатывание автоматики по его ограничению и развитие аварии. Поэтому оперативный персонал при включении отключившейся линии под напряжение должен обратить внимание на уровень напряжения в сети, наличие включенных шунтирующих реакторов, схемы подстанции, системообразующей и распределительной сетей.

Если при опробовании линии напряжением короткое замыкание не самоустранилось и линия повторно отключается, то оперативный персонал подстанции, используя различные методы и средства, определяет расстояние до места повреждения и по согласованию с вышестоящим диспетчером выводит линию в ремонт.

4.8.3. Аварийное отключение силовых трансформаторов (автотрансформаторов)

Наиболее частые причины аварий трансформаторов — систематические и аварийные перегрузки, прохождение больших токов из-за коротких замыканий в распределительных сетях, попадание влаги в трансформатор из-за неудовлетворительного уплотнения вводов, повреждение переключателей ответвлений и т.д. Все это приводит к повреждениям изоляции токоведущих частей и магнитопроводов трансформаторов, что вызывает межвитковые замыкания в обмотках, замыкания фазы на землю и даже замыкания между фазами. Повреждение магнитопроводов приводит к местному нагреву стали, разложению масла и выделению газов. В качестве основных защит, автоматически отключающих трансформатор при возникновении в нем повреждений, применяются токовые отсечки, дифференциальные и газовые защиты.

Аварийный и весьма опасный для трансформатора режим работы может возникнуть при прохождении по его обмоткам токов, значительно превышающих номинальные из-за неотключенного короткого замыкания во внешней сети. Это может случиться при отказе защит или выключателя во время короткого замыкания на сборных шинах или отходящих от шин подстанции линий электропередачи (рис. 4.18, точки короткого замыкания K_4 и K_5). В этом случае защита трансформаторов осуществляется с помощью максимальной токовой защиты или токовой защиты обратной последовательности. Кроме того, они являются резервными защитами от повреждений в трансформаторе.

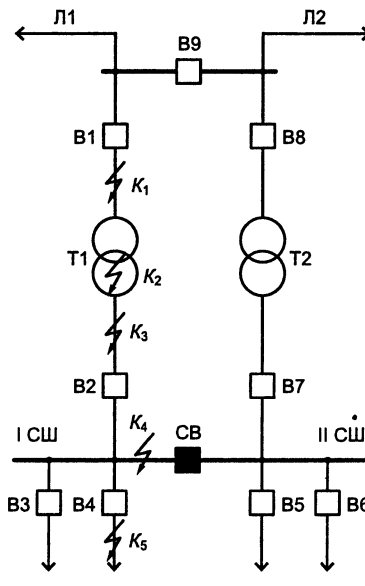


Рис. 4.18. Характерные места повреждений, вызывающих аварийные отключения трансформатора

Отключение защитой одного из трансформаторов и отсутствие или отказ в действии АВР на стороне низкого напряжения приводит, как правило, к прекращению электроснабжения потребителей, собственных нужд подстанции, получавших питание от отключенного трансформатора, и возникновению аварийной перегрузки других трансформаторов (автотрансформаторов). Задачей оперативного персонала в такой аварийной ситуации является быстрое восстановление питания электроприемников, обеспечение сохранности отключившегося трансформатора и устранение перегрузки трансформаторов, оставшихся в работе. Решение данной задачи зависит от схемы и режима работы подстанции, работы той или иной релейной защиты и автоматики.

Предположим, что на подстанции (рис. 4.18) произошло отключение трансформатора Т1 выключателем В2 от максимальной токовой защиты. При этом исчезло напряжение на первой секции шин (I СШ) и устройствами АВР и АПВ трансформатора напряжение на шины не подавалось. Трансформатор остался включенным со стороны высокого напряжения, что указывает на отсутствие в нем повреждений. Полученной информации достаточно, чтобы дежурный персонал смог немедленно, без согласования и осмотра, произвести обратное включение отключившегося трансформатора или включить в работу резервный трансформатор. Однако этого делать нельзя, если в распределительном устройстве низшего напряжения производятся ремонтные работы или переключения.

В случае неуспешного автоматического включения трансформатора повторная подача напряжения на обесточенные шины без осмотра оборудования, как правило, не производится, поскольку это может привести к развитию аварии с повреждением электрической дугой большого числа ячеек. Рекомендуется вначале осмотреть оборудование, обращая особое внимание на положение указателей срабатывания защит отходящих линий, так как наиболее вероятной причиной аварийного отключения трансформатора может быть именно отказ выключателя при коротком замыкании в электрической распределительной сети. Обнаруженное поврежденное оборудование выводится в ремонт, после чего трансформатор включается в работу.

При автоматическом отключении трансформатора действием защит от внутренних повреждений (газовой, диффе-

ренциальной или отсечки) он может быть включен в работу только после осмотра, испытаний, анализа масла и устранения выявленных повреждений. Это связано с тем, что повреждения внутри трансформатора обычно имеют устойчивый характер и подача напряжения на трансформатор без его осмотра в данном случае может привести к усугублению уже имеющегося повреждения.

Обеспечение электроснабжения потребителей, получавших питание от отключившегося трансформатора, осуществляется, как правило, путем включения секционного выключателя СВ (рис. 4.18) действиями АВР или персоналом вручную без предварительного осмотра оборудования распределительных устройств.

Аварийное отключение трансформатора может произойти в результате действия не всех, а лишь одной из основных защит, например дифференциальной. Часто это связано не с повреждением самого трансформатора, а с возникновением коротких замыканий в зоне действия дифференциальной защиты (точки K_1 и K_3 на рис. 4.18). Такие нарушения изоляции, как правило, неустойчивы и самоустраняются при отключении трансформатора. Однако и в этом случае оперативный персонал обязан произвести внешний осмотр отключившегося трансформатора, обращая особое внимание на целость высоковольтных вводов, выключателей, проводов, гирлянд изоляторов и заполнение маслом газового реле. Если повреждений не обнаружено, то трансформатор опробуется напряжением и включается в работу. При автоматическом отключении автотрансформатора (трансформатора), связывающего сети разных напряжений, резервной защитой без погашения потребителей и возникновения перегрузки транзитного трансформатора дежурный подстанции должен сообщить об этом вышестоящему оперативному персоналу и действовать по его указанию.

4.8.4. Аварийное исчезновение напряжения на шинах подстанции

На подстанциях электрическая энергия принимается из энергосистемы и передается в электрическую сеть через шины распределительного устройства высокого напряжения. Полученная электроэнергия трансформируется и распределяется между потребителями в распределительном устройстве низ-

шего напряжения, а в ряде случаев передается на шины распределительного устройства среднего напряжения. В зависимости от функционального назначения, номинальных напряжений, количества трансформаторов и линий электропередачи на подстанциях используется много видов схем распределительных устройств, особенно на высоком напряжении: одна или две системы сборных шин, две основные и третья обходная системы шин, многоугольник, мостик и т.д. Однако несмотря на их большое разнообразие, сборные шины подстанции или одна из секций этих шин могут оказаться без напряжения по следующим причинам:

- из-за короткого замыкания на самих шинах или на присоединениях к ним до выключателя;
- при коротком замыкании на одной из линий и отказе ее релейной защиты или выключателя;
- при отказе или неправильной работе защиты шин;
- из-за отключения питающих линий электропередачи;
- из-за аварии с погашением части энергосистемы, действия противоаварийной автоматики.

На рис. 4.19 показаны типичные случаи повреждений и отключений сборных шин подстанций. На подстанциях напряжением 110 кВ и выше для защиты сборных шин и их оборудования при коротких замыканиях применяются дифференциальные токовые или более чувствительные и надежные дифференциально-фазные защиты. При возникновении повреждения на оборудовании подстанции или отходящих линиях электропередачи не исключены отказы выключателей и релейной защиты. Случаи таких отказов весьма редки, однако, учитывая их тяжелые последствия, с ними необходимо считаться. Для резервирования при отказе в отключении выключателя используется специальное устройство – УРОВ. Оно запускается от защит оборудования, выключатель которого отказал в отключении, и действует на отключение выключателей всех остальных присоединений, продолжающих питать неотключившееся короткое замыкание. Поэтому главной задачей оперативного персонала при обесточивании сборных шин является выяснение причины исчезновения на них напряжения, так как от этого зависят его действия в данной аварийной ситуации. При этом, как правило, требуется установить следующее:

- отключились ли сборные шины дифференциальной защитой шин или УРОВ;

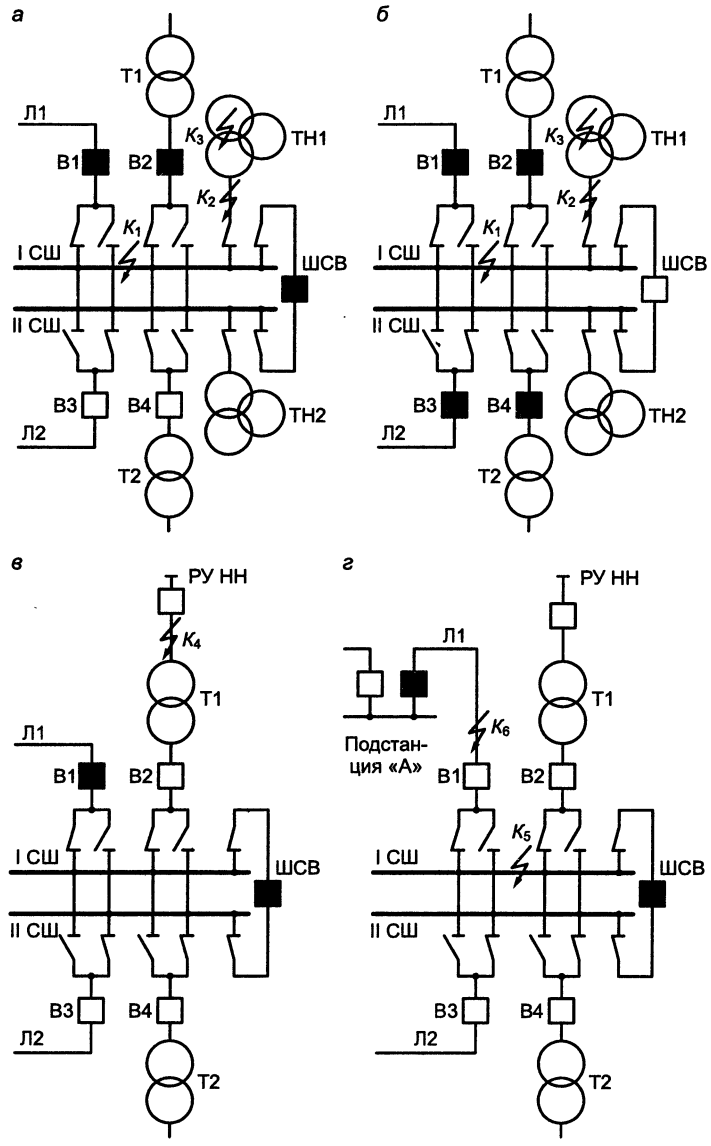


Рис. 4.19. Типичные случаи повреждений и обесточивания сборных шин подстанций:
а – действием дифференциальной защиты; *б* – действием защиты шин, УРОВ; *в* – действием УРОВ; *г* – при отказе защиты шин, УРОВ

- напряжение на шинах исчезло вследствие отказа релейной защиты или УРОВ;
- шины обесточились из-за аварии в системе или действия противоаварийной автоматики.

В случае короткого замыкания, например на первой системе шин (I СШ), изоляторе шинного разъединителя или в трансформаторе напряжения (рис. 4.19, *а*), *действием дифференциальной защиты* отключатся выключатели ШСВ, В1 и В2. Произойдет обесточивание первой системы шин подстанции с возможным нарушением электроснабжения потребителей, получавших питание от трансформатора Т1. Основным методом ликвидации такой аварии является подача напряжения на сборные шины устройствами АПВ или АВР шин. При отсутствии АПВ (АВР) шин или его отказе оперативный персонал должен немедленно подать напряжение на сборные шины вручную путем дистанционного включения соответствующего выключателя. Напряжение подается по любой транзитной линии (например, Л1 на рис. 4.19, *а*) или от любого присоединения, имеющего напряжение. Эти действия персонал выполняет, не осматривая сборные шины и не дожидаясь распоряжения вышестоящего диспетчера, с целью быстрейшего восстановления питания потребителей по схеме тупикового питания. Однако при подаче напряжения на сборные шины необходимо быть уверенным в том, что в распределительном устройстве нет ремонтного и обслуживающего персонала, чтобы не подвергать людей опасности поражения электрическим током. Такую быструю подачу напряжения на сборные шины позволяет большая вероятность самоликвидации повреждений на них благодаря значительному расстоянию между фазными проводами в распределительных устройствах.

При возникновении рассмотренных выше повреждений и отказе шиносоединительного выключателя *действиями защиты шин*, *УРОВ* отключатся выключатели как поврежденной, так и неповрежденной системы шин (рис. 4.19, *б*). В такой аварийной ситуации напряжение исчезнет на обеих системах сборных шин. В этом случае оперативный персонал должен попытаться отключить шиносоединительный выключатель дистанционно или с места его установки и произвести поочередно опробование каждой системы шин. Если шиносоединительный выключатель не отключается, необходимо отключить его шинные разъединители, проверив предварительно отключенное положение всех выключателей транзитных линий.

При неуспешной работе АПВ (АВР) или ручной подаче напряжения оперативный персонал обязан по согласованию с соответствующим диспетчером осмотреть оборудование, входящее в зону дифференциальной защиты шин. Выявленное поврежденное оборудование отделяется со всех сторон сначала выключателями, затем разъединителями, а на неповрежденные шины подается напряжение от любой транзитной линии, трансформатора, шиносоединительного выключателя, имеющих напряжение, а далее — его потребителям, питаемым по тупиковым линиям или трансформаторам. В случае невозможности отделения поврежденного участка необходимо использовать резервную систему шин. О своих действиях следует доложить вышестоящему оперативному диспетчеру и с его разрешения заняться переключением на рабочую систему шин транзитных линий и трансформаторов, связывающих сети различных напряжений.

При коротком замыкании на одном из присоединений подстанции и отказе его выключателя *действием УРОВ* отключаются выключатели всех присоединений, продолжающих питать короткое замыкание (K_4 на рис. 4.19, *в*). В этой аварийной ситуации оперативный персонал должен попытаться отключить неотключившийся выключатель (В2 на рис. 4.19, *в*). Если он не отключается, то с разрешения вышестоящего оперативного диспетчера необходимо отключить линейные и шинные разъединители отказавшего в отключении выключателя с нарушением блокировки, подать напряжение на сборные шины и потребителям, питающимся по тупиковым схемам, и затем включить в транзит отключившиеся линии и трансформаторы.

При коротком замыкании на сборных шинах и *отказе защиты шин* повреждение будет отключаться выключателями, установленными на противоположных концах присоединений (рис. 4.19, *г*, точка K_5). Аналогичная аварийная ситуация возникает при коротком замыкании на любом отходящем от шин присоединении и отказе его выключателя (выключатель В1 на рис. 4.19, *г*, точка K_6), когда *УРОВ отказало в действии или отсутствует*. На подстанции при этом может не отключиться ни один линейный выключатель. По приборам можно наблюдать только снижение напряжения и «броски» тока, характерные для возникновения короткого замыкания или включения присоединений действиями АПВ на неустраненное короткое замыкание.

В таких аварийных ситуациях оперативный персонал должен осмотреть указательные реле в панелях релейных защит и устройств автоматики. Если по работе защит и другим признакам будет установлено неотключение выключателя какого-либо присоединения, необходимо попытаться отключить отказавший выключатель ключом или аварийной кнопкой с места. Возможно, анализ работы защит не прояснит причину исчезновения напряжения и характер повреждения, однако в любом случае оперативный персонал подстанции сообщает о своих действиях диспетчеру и далее выполняет его указания. Следует отметить, что в таких аварийных ситуациях оперативному персоналу дается мало рекомендаций по самостоятельным действиям, поскольку авария выходит за пределы одной подстанции и для ее ликвидации необходимо получение сетевой или системной информации.

При *системной аварии* может исчезнуть напряжение на ряде подстанций. В этом случае на обслуживаемой подстанции может не отключиться ни один выключатель, не сработает ни одна защита и автоматика. Об исчезновении напряжения на шинах подстанции и отсутствии на ней повреждений необходимо сообщить диспетчеру и действовать по его указанию, ожидая появления напряжения. Любые выключатели, в том числе транзитных и потребительских линий, отключать самостоятельно запрещается, чтобы обеспечить быстрое восстановление напряжения на погашенной части энергосистемы ее диспетчером и подачу питания электроприемникам. При появлении напряжения необходимо проверить нагрузку транзитных линий, трансформаторов и доложить об этом вышестоящему диспетчеру.

4.8.5. Аварийное отключение синхронного компенсатора

Синхронные компенсаторы на подстанциях генерируют или потребляют реактивную мощность, обеспечивая необходимый ее баланс в данном районе энергосистемы. Автоматическое отключение синхронных компенсаторов от сети происходит при внутренних повреждениях, глубоких снижениях или исчезновении напряжения на шинах подстанции. Защита от внутренних повреждений выполняется обычно дифференциальной токовой защитой и защитой от однофазных замыканий на зем-

лю. Защита синхронных компенсаторов от возможных повреждений при глубоких снижениях (менее $0{,}5U_{ном}$) или внезапного исчезновения напряжения осуществляется защитой минимального напряжения. При отключении синхронного компенсатора гасится его магнитное поле; при этом используется специальный автомат гашения поля (АГП).

При автоматическом отключении синхронного компенсатора защитой от внутренних повреждений включение его в сеть возможно только после осмотра, проведения испытаний изоляции, выявления и устранения причины отключения.

Если синхронный компенсатор отключился действием защит минимального напряжения при глубоком снижении напряжения во время аварии на подстанции или в энергосистеме, оперативный персонал должен самостоятельно и быстро включить его в сеть. Осмотр синхронного компенсатора в этом случае выполняется, как правило, после его включения в сеть и установления требуемого режима реактивной мощности.

4.9. Ликвидация аварий на электростанциях

4.9.1. Общий подход к ликвидации аварий

Последствия аварий на электростанциях бывают, как правило, более тяжелыми, чем на подстанциях, так как могут привести к большим дефицитам активной и реактивной мощности, нарушению устойчивости и погашению энергосистемы. Рассмотренные выше типичные аварийные ситуации на подстанциях (автоматическое отключение линий, трансформаторов и обесточивание сборных шин) характерны в полной мере и для электростанций [33]. Поэтому задачи, действия оперативного персонала электростанций при возникновении таких аварий почти идентичны действиям на подстанциях, но имеют некоторые особенности. Так, при автоматическом отключении межсистемных, транзитных линий и линий электропередачи, обеспечивающих выдачу мощности от АЭС, ГРЭС, ТЭЦ и ГЭС, начальники смен электростанций обязаны в случае необходимости самостоятельно и немедленно произвести разгрузку электростанций до значения мощности, установленного для аварийной и ремонтной схем сети. Разгрузка электростанций в большинстве случаев необходима для обеспечения требуемого запаса устойчивости, устранения перегрузки оставшихся линий электропередачи.

В случае обесточивания сборных шин электростанций и успешного их опробования напряжением надо синхронизировать генераторы, отделившиеся с собственными нуждами или на холостой ход, а также приступить к развороту генераторов, остановленных вследствие аварии, но не поврежденных.

Ниже рассмотрены некоторые типичные аварийные ситуации, возникающие только на электростанциях, и действия оперативного персонала по их ликвидации.

4.9.2. Аварийное отключение генератора

Синхронный генератор на электростанции относится к сложному оборудованию. Наиболее серьезные повреждения происходят чаще всего именно с его основными частями: статором, ротором, системой возбуждения. Причинами повреждения статора могут быть дефекты изоляции стержней и отдельных проводников обмотки, недоброкачественная сборка и плохое состояние изоляции между листами стали, что приводит к сильным местным нагревам, обугливанию и пробою изоляции в обмотке. Относительно частые повреждения ротора – замыкание его обмотки на корпус и межвитковые замыкания, возникновение вибраций. К числу повреждений в системе возбуждения относятся сильное искрение на коллекторе, переходящее в круговой огонь, и снижение сопротивления изоляции якоря. Ряд аварий происходит при переводе возбуждения с основной системы на резервную, и наоборот.

Аварийное отключение генератора может произойти:

- при возникновении повреждений в обмотках статора и ротора;
- превышении допустимого времени перегрузки тока ротора, вызванного, как правило, работой устройств форсировки возбуждения;
- несвоевременном устранении коротких замыканий в питающей или распределительной сети;
- действии основных технологических защит турбины (при осевом сдвиге ротора турбины, снижении давлений пара или масла в системе смазки и т.д.).

В любом случае автоматическое отключение генератора означает потерю генерирующей мощности и возникновение в той или иной степени аварийного дефицита мощности в энергосистеме. Поэтому при аварийных отключениях генератора

персонал электростанции, не дожидаясь распоряжения диспетчера и не выясняя пока причину отключения, должен в первую очередь:

❒ убедиться в том, что на секции шин, питающей механизмы собственных нужд отключившегося генератора, имеется напряжение; в противном случае следует немедленно подать напряжение на эту секцию вручную от резервного источника, обеспечивая тем самым электроснабжение собственных нужд;

❒ загрузить насколько возможно оставшиеся генераторы вплоть до пределов, допустимых нормами аварийной перегрузки, для поддержания заданного графика нагрузки и напряжения на шинах электростанции;

❒ сообщить диспетчеру энергосистемы об отключении генератора и принятых мерах по восстановлению нормального режима работы станции.

После этого устанавливается причина отключения генератора. Прежде всего осматриваются указатели срабатывания его защит и автоматики. Если указательные реле не отмечают действие защиты, можно предположить отсутствие повреждения генератора, хотя не исключена и неисправность указательных реле. Одновременно производится осмотр генератора, опрашивается персонал на рабочих местах (не были ли замечены какие-либо ненормальные явления, например дым, шум, предшествующие отключению генератора).

Если отключение связано с повреждением самого генератора или оборудования в его цепи, то он выводится в аварийный ремонт, о чем докладывается вышестоящему оперативному персоналу. Если причина отключения генератора заключается в повреждении или неисправности вспомогательного оборудования, то следует их устранить либо включить резервное оборудование, а затем вновь включить в сеть отключившийся генератор и восстановить нормальный режим его работы.

При отключении генератора защитой вследствие короткого замыкания в сети или на сборных шинах станции он может быть включен обратно в сеть без предварительного осмотра, если это необходимо по режиму энергосистемы.

В случае отключения генератора защитой от внутренних повреждений следует измерить сопротивление изоляции обмоток статора и ротора, тщательно осмотреть генератор и все оборудование, входящее в зону действия защиты. Если никаких признаков повреждения не обнаружено, то напряжение на

генераторе медленно поднимается с нуля. При этом ведется наблюдение за самим генератором и действием его защит. При обнаружении повреждений во время подъема напряжения генератор должен быть остановлен и выведен в ремонт.

Если при подъеме напряжения признаков повреждения не обнаружено, то генератор может быть (при необходимости) включен в сеть энергосистемы. После этого можно продолжать выяснение причин отключения генератора или назначить проверку устройств защиты и автоматики.

Включение генератора в сеть выполняется, как правило, способом точной синхронизации с помощью автосинхронизаторов или вручную. При этом разность частот генератора и сети должна быть не более 0,1 Гц, напряжений — не более 10%, а угол сдвига векторов напряжения — не более 15°. Соблюдение данных условий обеспечивает плавное втягивание генератора в синхронизм без значительных «бросков» тока и снижения напряжения в момент включения генератора в сеть.

Для ускорения включения генератора в сеть в аварийных режимах энергосистем, особенно при значительных колебаниях частоты, иногда разрешается использовать способ самосинхронизации для турбогенераторов мощностью до 200 МВт. При этом скорость вращения ротора должна быть близка к синхронной, скольжение — не более ± 2%. Сразу же после включения генератора в сеть на него подается возбуждение.

После включения генератора в сеть скорость набора активной мощности определяется условиями работы котлоагрегата и турбины. Скорость увеличения реактивной мощности генератора в аварийных режимах энергосистемы, как правило, не ограничивается, а определяется уровнем напряжения.

4.9.3. Аварийное отключение блочных агрегатов

На мощных электростанциях широкое применение получили блочные установки, где в единый агрегат соединяют генератор, повышающий трансформатор, а также турбину и котел (рис. 4.20). В результате повреждений отдельных элементов электротехнического, тепломеханического оборудования или нарушения нормальных режимов их работы возникает необходимость в отключении всей блочной установки, т.е. в отключении генератора от сети, прекращении подачи пара в турбину и погашении котла. Эти функции выполняются технологически-

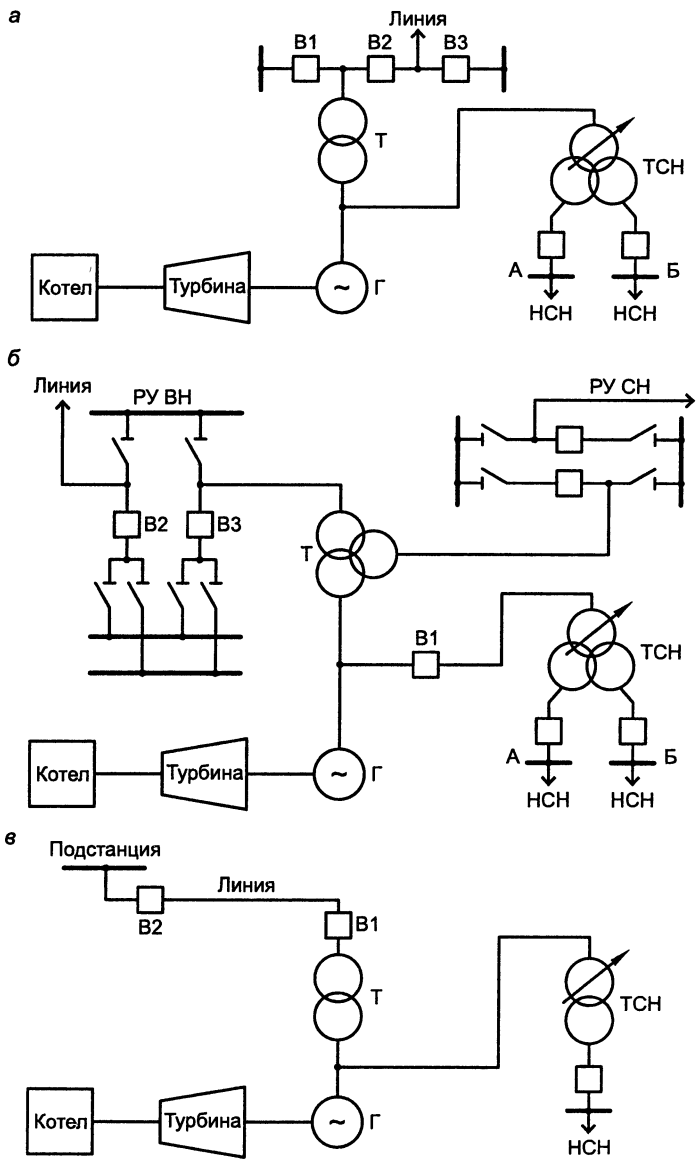


Рис. 4.20. Типовые схемы блочных агрегатов:
а, *б* – генератор – трансформатор; *в* – генератор – трансформатор – линия;
ТСН – трансформатор собственных нужд

ми защитами блока. К числу таких защит, автоматически отключающих блок, относятся, например, дифференциальная защита, охватывающая генератор и повышающий трансформатор; защиты при недопустимом понижении давления масла в системе смазки турбины и рабочей жидкости в системах регулирования, прекращении работы питательных насосов; защита от превышения частоты вращения ротора, снижения давления пара в котле, снижения уровня воды в барабане котла и т.д.

В зависимости от характера повреждения отключение блока от сети его технологическими защитами может быть мгновенным или с задержкой до нескольких минут (4 мин), в течение которых в заданной последовательности выполняются технологические операции по прекращению подачи топлива и воды, погашению котла, закрытию стопорных клапанов турбины. При отключении блок в зависимости от типа действия защит и вида повреждения может быть полностью остановлен с погашением котла или сохранен в работе на холостом ходу либо с нагрузкой собственных нужд (НСН). Все зависит от причины отключения блока.

Вследствие многообразия и сложности защит блока персонал электростанции в большинстве случаев не в состоянии быстро установить причину аварийного отключения блока от сети. Поэтому его действия должны быть направлены в первую очередь на обеспечение питания электродвигателей и других ответственных механизмов собственных нужд блока. Наличие напряжения на шинах собственных нужд дает возможность нормального останова блока без дополнительных повреждений или подготовки его к включению в сеть при его отключении из-за аварий в энергосистеме, ложном срабатывании защит.

Особое внимание следует обратить на наличие напряжения на шинах 0,38 кВ собственных нужд, от которых питаются электродвигатели рабочих механизмов, обеспечивающих сохранность основного оборудования блоков (валоповоротных устройств, дымососов, маслонасосов и др.), а также приводы задвижек и контрольно-измерительные приборы. Промедление с подачей напряжения на шины 0,38 кВ может нарушить последовательность технологических операций по останову блока и привести к подплавлению подшипников, прогибу вала ротора турбины и другим повреждениям.

При выполнении работ по обеспечению надежного питания собственных нужд персоналу станции необходимо помнить, что блок, отключенный от сети, работает несинхронно. В этом случае питание собственных нужд может быть переведено при необходимости с рабочего на резервный трансформатор только с кратковременным перерывом питания.

Причина отключения блока устанавливается путем анализа работы его защит и по результатам осмотра оборудования. Вследствие отключения блока из-за аварий в энергосистеме (внешнее короткое замыкание, повышение частоты, нарушение устойчивости и т.д.) или ошибочных действий персонала без повреждения оборудования начальник смены электростанции должен обеспечить возможность быстрого его включения в сеть. Для этого после отключения блока от электросети, если имеется возможность, генератор должен оставаться в работе с нагрузкой собственных нужд или в процессе остановки готовиться к развороту из горячего состояния.

Если от действия защиты сборных шин отключились выключатель блока и другие его присоединения, то срабатывают технологические защиты и блок переводится на режим холостого хода или гасится топка котла и блок идет на останов. В этом случае персонал электростанции должен поставить обесточенную систему шин под напряжение от любой транзитной линии, находящейся под напряжением. Далее по распоряжению соответствующего диспетчера восстанавливается схема повышающей подстанции и одновременно блок готовится к синхронизации и включению в сеть. Если опробование шин было неуспешным, то с разрешения диспетчера оборудование сборных шин осматривается, поврежденный участок отделяется и на шины вновь подается напряжение от транзитной линии или от другой (неповрежденной) системы сборных шин.

Возникновение аварийной ситуации на электростанции возможно при закрытии стопорных клапанов турбин ее технологическими защитами и неотключении выключателя блока. Это может произойти в результате отказа выключателя или действия защиты на отключение выключателя блока при закрытии стопорных клапанов с выдержкой от 2 до 4 мин. В этом случае генератор переходит в режим работы двигателя, характеризуемый небольшим потреблением активной мощности из сети (1,5...1,0% от $P_{ном}$). При этом напряжение генератора и реактивная мощность могут не претерпеть существенных

изменений. Дежурный персонал блочного щита управления должен немедленно перевести питание собственных нужд на резервный источник и отключить генератор от сети, предварительно убедившись в отсутствии на нем нагрузки.

В процессе ликвидации аварии блоков персонал электростанции должен контролировать величину и длительность перегрузки резервных трансформаторов собственных нужд и не допускать превышения аварийно-допустимых значений, чтобы не усугублять аварию. При включении блока в сеть питание его собственных нужд должно быть переведено на рабочий трансформатор для разгрузки резервного трансформатора.

При срабатывании технологических защит котла, турбины, защит от внутренних повреждений генератора и повышающего трансформатора необходимы тщательный осмотр оборудования блока, выяснение причин его отключения. В зависимости от этого блок выводится в ремонт или готовится к включению в сеть.

4.9.4. Выход генератора из синхронизма

Основные причины нарушения синхронной работы генераторов электростанций — потеря возбуждения генератора, нарушение статической или динамической устойчивости энергосистемы либо отдельных генераторов электростанции.

Потеря возбуждения генератора возникает из-за неисправности возбудителя, обрыва в цепи ротора, ошибочного отключения АГП и т.д. Поскольку при этом исчезает ток возбуждения, то магнитное поле ротора довольно быстро уменьшается, а следовательно, снижается и синхронная активная мощность генератора $P_{г.с}$ (рис. 4.21, *а*). Баланс мощности турбины и генератора нарушается, и под воздействием избыточной мощности $P_т$ турбины ротор генератора начинает ускоряться и частота его скольжения становится выше синхронной. При этом ротор пересекает магнитное поле статора и в нем появляются переменные токи, имеющие частоту, численно равную скольжению. Взаимодействие магнитных полей этих токов с магнитным полем статора приводит к появлению асинхронной мощности $P_{ас}$, возрастающей на первых порах по мере увеличения скольжения (рис. 4.21, *б*) и тормозящей ротор генератора. При увеличении частоты вращения ротора автоматический регулятор скорости турбины, стремясь сохранить ее номиналь-

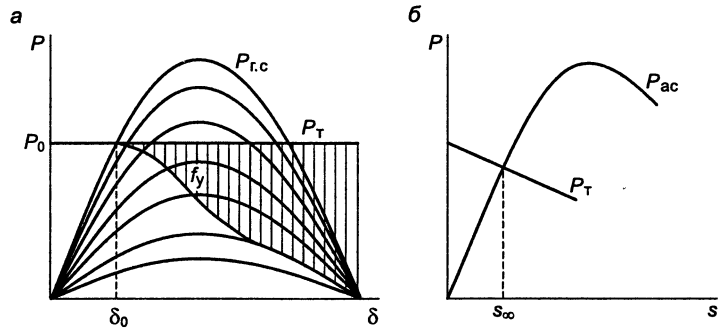


Рис. 4.21. Нарушение синхронизма (*а*) и переход в асинхронный режим (*б*) генератора при потере возбуждения

ной, прикрывает регулирующие клапаны, уменьшает пуск пара в турбину и тем самым уменьшает механическую мощность $P_т$ турбины. Таким образом, при увеличении скольжения мощность турбины уменьшается, а асинхронная мощность генератора увеличивается, и при некотором значении скольжения s_∞ устанавливается равновесие этих мощностей ($P_т = P_{ас}$), их характеристики пересекаются и возникает установившийся асинхронный режим (рис. 4.21, *б*). При этом генератор выдает в сеть асинхронную активную мощность и потребляет реактивную мощность. Эти мощности из-за наличия несимметрии не являются постоянными величинами, а колеблются около некоторого среднего значения.

При потере возбуждения генератор может быть оставлен в работе и нести активную нагрузку. Длительность работы и нагрузка генераторов в асинхронном режиме без возбуждения ограничиваются различными факторами: потерями и нагревом ротора, допустимым током статора, нагревом элементов торцевых зон статора (особенно крайних пакетов активной стали) из-за резкого возрастания магнитных полей рассеяния в зоне лобовых частей обмоток.

У диспетчера энергосистемы и на каждой электростанции должен быть перечень всех генераторов, допускающих работу без возбуждения, с указанием допустимой активной мощности и длительности работы без возбуждения. Согласно ПТЭ [26] работа в асинхронном режиме генераторов серии ТВФ разрешается не более 30 мин, а генераторов серии ТВВ и ТГВ — 15 мин. Активная нагрузка при этом должна быть снижена до

60% от номинальной для турбогенераторов с косвенным охлаждением обмоток и до 40% от номинальной для генераторов с непосредственным охлаждением обмотки ротора.

Внешние признаки перехода генератора в асинхронный режим работы из-за потери возбуждения следующие:

- потребление генератором из сети большой реактивной мощности, на что указывает варметр;
- снижение напряжения на шинах генератора и электростанции; при этом показания вольтметров периодически немного изменяются;
- снижение выдачи генератором активной мощности; по ваттметру наблюдаются ее значительные качания;
- существенное увеличение тока статора, который колеблется с двойной частотой скольжения около некоторого среднего значения;
- исчезновение тока в роторе при обрыве в цепи возбуждения или появление в нем переменного тока с частотой скольжения при замыкании обмотки ротора на возбудитель либо резистор самосинхронизации. В первом случае показания амперметра будут равны нулю, во втором — колеблются в обе стороны от нуля;
- появление характерного гула генератора из-за его неравномерного ускорения и изменяющегося магнитного поля.

Оперативный персонал электростанции, убедившись по показаниям приборов и характерным признакам в том, что генератор вышел из синхронизации, обязан:

- снизить активную мощность генератора до установления нормального тока статора или значений, определяемых ПТЭ либо инструкциями;
- выяснить и устранить причину потери возбуждения или перейти на резервное возбуждение;
- поднять напряжение на сборных шинах электростанции за счет увеличения реактивной мощности других параллельно работающих генераторов вплоть до достижения допустимых перегрузок;
- проверить напряжение на шинах собственных нужд и обеспечить его нормальное значение путем регулирования напряжения на трансформаторе собственных нужд или перевода питания с помощью АВР на резервный трансформатор.

Указанные мероприятия желательно проводить одновременно. Если в течение времени, допустимого для работы генератора в

асинхронном режиме, восстановить возбуждение не удается, то генератор необходимо разгрузить и отключить от сети.

Практика эксплуатации показывает, что после восстановления напряжения возбуждения и снижения активной нагрузки на 40% от номинальной и более ресинхронизация проходит успешно с втягиванием в синхронизм без значительных колебаний мощности и напряжения. При нагрузках, близких к номинальным, генераторы с трудом втягиваются в синхронизм (и то при значительном увеличении тока возбуждения).

При выходе одного из генераторов из синхронизма из-за нарушения устойчивости начальник смены электростанции обязан (в зависимости от требований местной инструкции) отключить его от сети или принять меры к его ресинхронизации.

Нарушение устойчивости отдельного генератора при наличии возбуждения может быть вызвано внешними короткими замыканиями при неблагоприятных его параметрах (большое индуктивное сопротивление, малая постоянная механическая инерция или работа в режиме большого потребления реактивной мощности). Асинхронный режим работы генератора может возникнуть при уменьшении тока возбуждения, например вследствие неправильного поворота штурвала реостата возбуждения или ошибочных действий с автоматическим регулятором возбуждения. Такой режим сопровождается гулом генератора, изменениями (качаниями) токов, напряжения, активной и реактивной мощности.

Если генератор вышел из синхронизма в результате потери возбуждения или нарушения устойчивости, то установить действительную причину по показаниям щитовых измерительных приборов весьма сложно. Это возможно только при наличии большого практического опыта. Наиболее характерным отличительным признаком нарушения устойчивости является наличие тока возбуждения, который согласно показаниям амперметра колеблется около некоторого среднего значения, а не около нуля, как в случае потери возбуждения.

Для ресинхронизации генератора оперативный персонал электростанции обязан полностью поднять его возбуждение, если это не было обеспечено действиями АРВ. Если при этом колебания токов, мощности и напряжения не будут затухать, следует разгрузить генератор по активной мощности вплоть до появления признаков втягивания его в синхронизм. Если в течение нескольких минут генератор не втянулся в синхронизм, то его необходимо отключить от сети.

После отключения генератора, вышедшего из синхронизма, оперативный персонал электростанции обязан доложить об этом диспетчеру энергосистемы, отрегулировать режим работы электростанции, определить и устранить причину нарушения синхронизма. При исправном состоянии оборудования и устройств автоматики генератор синхронизируется, включается в сеть и производится подъем активной и реактивной мощности.

При появлении качаний токов, мощности и напряжения на всех генераторах электростанции, что является признаком выхода станции в целом из синхронизма, следует предположить, что причиной асинхронного режима является нарушение статической или динамической устойчивости. Ликвидация такого режима осуществляется совместными действиями диспетчера энергосистемы и персонала электростанции, если он не ликвидируется самопроизвольно или действиями автоматических устройств. Более подробно эти вопросы изложены в § 4.12.

4.9.5. Несимметричные режимы работы генераторов

Синхронные генераторы электростанции рассчитаны для работы с симметричными нагрузками, когда напряжения и токи в фазах практически равны между собой. В условиях эксплуатации неизбежно возникают кратковременные несимметричные режимы работы, вызванные короткими замыканиями как в самом генераторе, так и в трансформаторе, на линиях электропередачи (рис. 4.22). Длительные несимметричные режимы могут иметь место при обрыве проводов на опорах линий и подстанциях, при отказе в отключении или включении отдельных фаз выключателей.

При возникновении несимметричного режима работы синхронного генератора ток, проходящий в его статорной обмот-

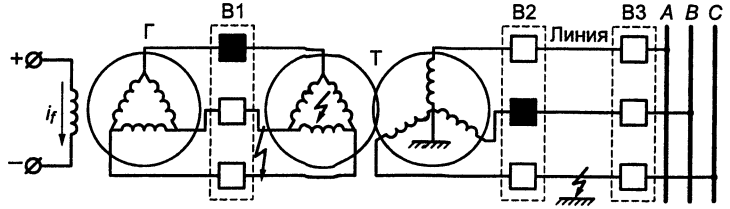


Рис. 4.22. Несимметричные режимы работы синхронного генератора

ке, можно представить двумя составляющими: прямой и обратной последовательности. Магнитное поле, создаваемое токами прямой последовательности, вращается с той же частотой и в ту же сторону, что и ротор генератора, поэтому не оказывает на него практически никакого воздействия. Такой режим имеет место в нормальных условиях работы генератора. Токи обратной последовательности создают магнитное поле, которое вращается в сторону, противоположную вращению ротора. Частота его вращения относительно ротора достигает двойного значения частоты сети. Поэтому магнитное поле токов обратной последовательности, пересекающее обмотку и металлические части ротора, индуцирует в них токи двойной частоты. Эти токи, проходя в обмотке и поверхностном слое металла ротора, бандажных кольцах и других деталях, вызывают в них дополнительные потери энергии и повышение вследствие этого температуры нагрева. Токи обратной последовательности вызывают появление электромагнитного момента, изменяющегося также с двойной частотой. Среднее значение этого момента за период равно нулю, но он увеличивает вибрацию машины и повышает ее шум.

Длительная работа турбогенераторов с несимметричными нагрузками не допускается, если разность токов в фазах более 10% от номинального значения; при этом ток в наиболее нагруженной фазе не должен превышать номинального. Это позволяет избежать нежелательных воздействий токов обратной последовательности на ротор и гарантирует меньшие потери в статорной обмотке, чем при прохождении в ней номинальных токов.

Для защиты ротора от недопустимого нагрева при работе в несимметричном режиме используется токовая защита обратной последовательности. Выдержка времени такой защиты зависит от длительности прохождения тока обратной последовательности. Чем больше ток, тем меньше время срабатывания защиты.

Наиболее часто несимметричные режимы мощных турбогенераторов, работающих в блоках с трансформаторами, возникают при неполнофазной коммутации их выключателями, имеющими приводы с фазным управлением. Для предотвращения повреждения генераторов при возникновении больших токов несимметрии на турбогенераторах мощностью 150 МВт и выше, а также на турбогенераторах меньшей мощности с непосредственным охлаждением обмоток предусматриваются

автоматические устройства резервирования при отказе выключателей блоков, действующие на отключение выключателей всех остальных присоединений той же секции или системы сборных шин, на которую остался включенным отдельными фазами блок электростанции. При отказе УРОВ, его отсутствии или выведении в ремонт действия оперативного персонала электростанции по ликвидации неполнофазного режима во многом зависят от причин его возникновения. Рассмотрим несколько наиболее типичных аварийных ситуаций с несимметричным режимом работы генератора.

Неполнофазное отключение выключателя блока, находящегося под нагрузкой. Такая аварийная ситуация может возникнуть при срабатывании релейной защиты или противоаварийной автоматики, действующей на отключение блока (выключатель В2 на рис. 4.22). Неполнофазное отключение выключателя, как правило, вызывает большую несимметрию токов в фазах статора генератора. Эта несимметрия допустима несколько секунд, и этого явно недостаточно для полной ориентации персонала в сложившейся аварийной ситуации и получения соответствующего распоряжения диспетчера. Поэтому ликвидация такого неполнофазного режима должна выполняться незамедлительно персоналом электростанции путем:

- быстрого отключения вручную генераторного выключателя (В1 на рис. 4.22);
- дистанционного отключения не отключившегося всеми фазами выключателя (В2 на рис. 4.22) при отсутствии генераторного выключателя;
- быстрого отключения всех смежных выключателей и обесточивания секции или системы шин, к которой присоединен блок, при неуспешной однократной попытке дистанционно отключить блочный выключатель. Секция или система сборных шин вводится в работу после вывода в ремонт отказавшего выключателя.

Неполнофазное отключение выключателя при выводе блока в резерв или ремонт. К моменту отключения выключателя блока для вывода его в резерв или ремонт генератор, как правило, разгружается по активной и реактивной мощности, прекращается подача пара в турбину. При неполнофазном отключении выключателя в такой ситуации генератор перейдет в режим синхронного двигателя. Этот режим для генератора не представляет опасности, поскольку ток нулевой последова-

тельности весьма мал и генератор может длительно оставаться неполнофазно включенным в сеть. Из-за незначительных токов соответствующие защиты и УРОВ могут не сработать. Допустимая длительность работы блока в данном режиме определяется только турбиной, длительность работы которой без подачи свежего пара по условию нагрева лопаток обычно не превышает 4 мин. Поэтому, обнаружив неотключение какой-либо фазы выключателя блока по срабатыванию сигнализации неполнофазного отключения и показаниям амперметров в цепи статора генератора, персонал электростанции обязан попытаться ликвидировать несимметричный режим путем повторного дистанционного отключения выключателя. Если такая попытка окажется неуспешной, а котел еще не погашен, надо восстановить подачу пара в турбину и перевести генератор из двигательного в генераторный режим холостого хода. При таком режиме в течение получаса следует собрать схему блока через обходной или шиносоединительный выключатель и отключить его. В тех случаях, когда сделать это невозможно, а также когда котел уже не может подать пар в турбину (котел погашен), несимметричный режим должен быть ликвидирован путем обесточивания соответствующей секции или системы шин.

Неполнофазное включение выключателя при вводе блока в работу. При включении не всех фаз выключателя блока в момент его синхронизации генератор может втянуться в синхронизм и работать синхронно с системой. В данном случае несимметричный режим работы генератора обнаруживается по срабатыванию сигнализации неполнофазного включения или по показаниям амперметров в цепи статора при наборе нагрузки. Обнаружив неполнофазное включение выключателя, персонал электростанции должен полностью ликвидировать такой режим путем дистанционного отключения выключателя блока. В случае неудачной попытки отключения блока от сети следует подготовить схему работы блока через обходной или шиносоединительный выключатель, а при отсутствии такой возможности — отключить выключатели всех других присоединений данной секции или системы шин.

При нормальных эксплуатационных включениях и отключениях блоков электростанций для предотвращения повреждений генераторов и трансформаторов в случае неполнофазной работы выключателей рекомендуется:

❒ производить включение и отключение генератора блока генераторным выключателем (при его наличии);

❒ отключать АГП генератора при останове блока только после того, как персонал по сигнализации и приборам убедится в отключении выключателя всеми тремя фазами.

Если в последнем случае не проконтролировать положение всех трех фаз выключателя и отключить АГП, то генератор перейдет в неполнофазный режим асинхронного двигателя со значительным потреблением реактивной мощности. При этом ток обратной последовательности резко возрастает до 0,5 минимального тока статора. В таком режиме требуются весьма быстрые действия персонала для предотвращения повреждения генератора.

4.9.6. Отключение источников питания собственных нужд

Весь комплекс механизмов и оборудования, обеспечивающих подачу топлива и воды в котлы, вентиляцию и отсос дыма, смазку и охлаждение подшипников турбин и генераторов, а также многое другое в технологическом процессе электростанции, называют ***собственными нуждами***. Основным приводом агрегатов собственных нужд являются электродвигатели, поэтому длительное отсутствие напряжения на электроприводе собственных нужд приводит к останову как отдельных генераторов, так и электростанции в целом, что является весьма крупной аварией в энергосистеме. Вследствие этого основные потребители собственных нужд являются самыми ответственными потребителя энергосистемы и более значимы, чем электроприемники первой категории.

Основные источники питания — генераторы, к выводам которых присоединяются трансформаторы собственных нужд (например, ТСН1, ТСН2 на рис. 4.23). От них питается распределительное устройство собственных нужд, выполненное в виде секционированной системы шин. От этих секций через понижающие трансформаторы питаются секции шин низкого напряжения 380 и 220 В. Для предупреждения аварий важно правильно распределить между секциями отдельные механизмы собственных нужд. Распределение их выполняется таким образом, чтобы при повреждении одной из секций основное оборудование агрегата электростанции могло продолжать

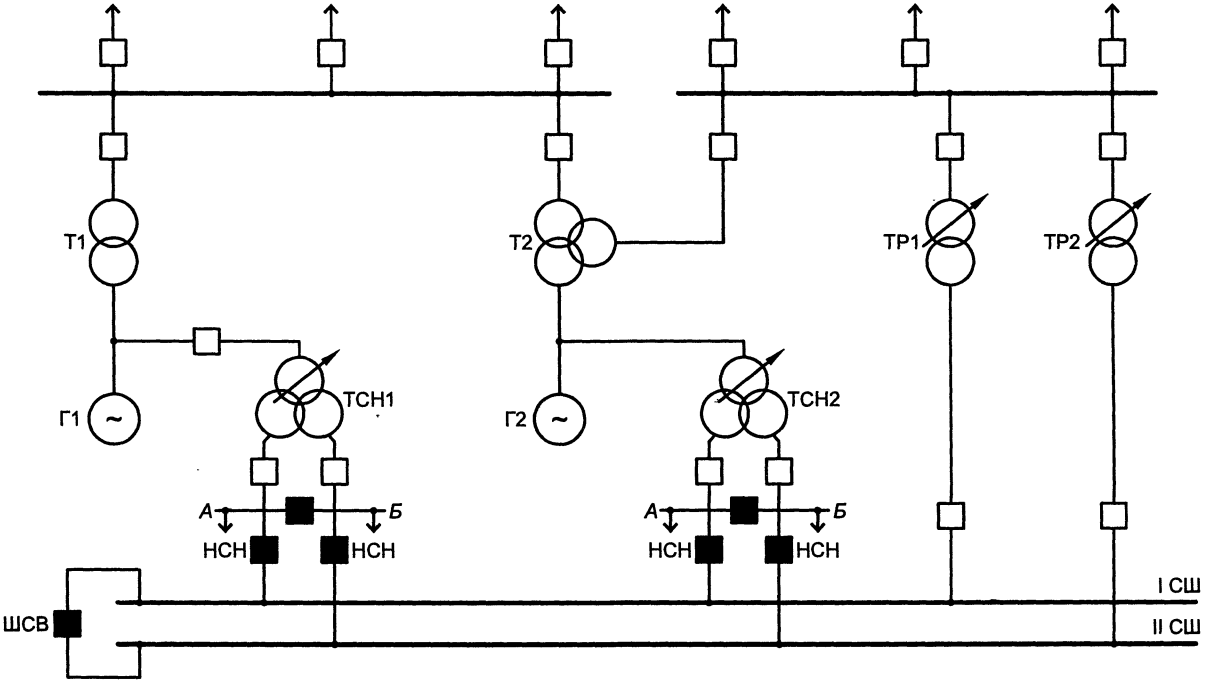


Рис. 4.23. Схема питания собственных нужд электростанции

функционировать благодаря работе механизмов, получающих питание от другой смежной секции. При этом оборудование, находящееся в резерве, но необходимое для обеспечения технологического процесса в аварийных условиях, вводится в работу (как правило, с использованием устройств АВР) при снижении давления или изменении другого характерного параметра.

При обесточивании собственных нужд, питающихся от основного источника, предусматривается их перевод на резервный источник, в качестве которого используются резервные трансформаторы, подключенные к сборным шинам одного из распределительных устройств электростанции (например, ТР1 и ТР2 на рис. 4.23). Резервная система шин связана с основными секциями шин собственных нужд выключателями, находящимися в нормальном режиме в отключенном состоянии. При исчезновении напряжения на шинах собственных нужд эти выключатели включаются от устройства АВР, обеспечивая тем самым питание собственных нужд от резервных трансформаторов. Использование режима самозапуска двигателей в таких аварийных ситуациях позволяет обеспечить непрерывную работу основных механизмов собственных нужд, что предотвращает останов турбогенераторов.

При аварийном отключении рабочего трансформатора собственных нужд персоналу электростанции необходимо прежде всего проверить наличие напряжения на секциях в результате действия устройств АВР. Если напряжения на секциях нет, можно предположить отказ этих устройств. В таком случае дежурный персонал обязан вручную подать напряжение на секции шин собственных нужд. Если напряжения нет только на одной секции, что возможно из-за отказа выключателя во включении от устройств АВР, дежурному следует включить его ключом управления.

После восстановления напряжения на секциях собственных нужд дежурный персонал электростанции обязан определить, действиями какой защиты отключился трансформатор, и осмотреть его и соответствующие присоединения. Если проверка показала, что отключение произошло не от внутренних повреждений, а вследствие внешних коротких замыканий, перегрузки или неисправностей релейной защиты, то при отсутствии резерва трансформатор может быть включен повторно даже без внешнего осмотра.

При невозможности включения отключившегося рабочего трансформатора и отсутствии резерва дежурный персонал должен подать напряжение на обесточенные секции от рабочих трансформаторов других генераторов , если это возможно по схеме и по условиям пуска или самозапуска электродвигателей. При необходимости следует отключить электродвигатели неответственных механизмов собственных нужд.

При потере электростанцией собственных нужд и отсутствии напряжения на транзитных линиях от энергосистемы дежурный персонал обязан в кратчайшие сроки определить, по каким линиям электростанция может принять напряжение от энергосистемы, и немедленно сообщить об этом соответствующему диспетчеру. После этого необходимо подготовить схему электростанции для подачи на нее напряжения по указанной линии и осуществить разворот агрегатов в такой последовательности, чтобы мощность, потребляемая на собственные нужды электростанции, не превышала предельно допустимых значений в таких режимах. Необходимо помнить, что максимальное время, в течение которого должно быть подано напряжение на собственные нужды электростанций, не превышает 5...15 мин.

4.10. Ликвидация неполнофазных режимов на линиях электропередачи

Неполнофазный режим в сети с глухозаземленной нейтралью трансформаторов может возникнуть вследствие неполнофазного включения или отключения выключателя, разъединителя, обрыва провода без соединения с землей, перегорания аппаратных зажимов ошиновки оборудования и т.д. (рис. 4.24, *а*). Такой режим сопровождается значительной несимметрией токов и напряжений и представляет опасность для работающих генераторов и электродвигателей. Для другого оборудования энергосистемы и потребителей неполнофазный режим сети, как правило, опасности не представляет (кроме влияния на проводные средства связи и возможных перегрузок силовых трансформаторов с заземленной нейтралью). Дело в том, что располагаемая мощность трансформаторов в неполнофазном режиме снижается до 0,6...0,7 от номинальной.

В неполнофазном режиме линии электропередачи, например при невключении одной фазы выключателя, ее схема замещения включает сопротивления не только прямой последо-

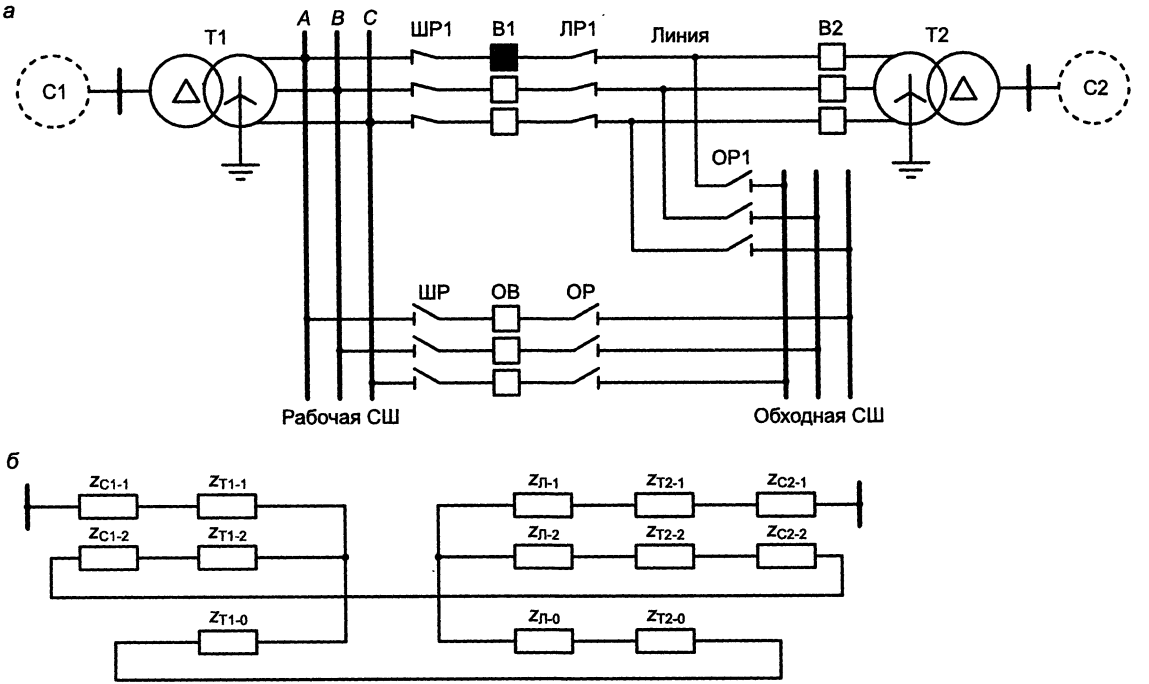


Рис. 4.24. Схемы системы электропередачи при отказе выключателя:
а – принципиальная схема; *б* – комплексная схема замещения

вательности, но также обратной и нулевой (рис. 4.24, *б*). Поэтому общее сопротивление увеличивается, что приводит к снижению пропускной способности линии. В утяжеленных режимах энергосистемы это может вызвать нарушение устойчивости.

Оперативный персонал может определить неполнофазный режим сети по следующим признакам [12]:

- работает сигнал «непереключение фаз» — сигнализация о появлении тока обратной последовательности на генераторах электростанций; иногда возникает вибрация генераторов;
- наблюдаются разные показания амперметрами фаз линий электропередачи, тока статора электрических машин;
- появляется значительная несимметрия напряжений на тупиковых подстанциях с разземленной нейтралью;
- запускаются устройства релейной защиты, высокочастотные передатчики защит, имеющие пусковые органы нулевой или обратной последовательности. Посадки напряжения при этом не наблюдается, указательные реле «Пуск защиты», «Вызов» в исходное положение не возвращаются;
- наблюдается беспрерывный периодический запуск и работа всех реле схемы блокировки от качаний в комплектах дистанционных защит;
- происходит запуск автоматических осциллографов, имеющих пусковые органы от фильтров обратной и нулевой последовательности;
- при включении отключившейся линии она остается под напряжением, но с набором нагрузки отключается;
- практически все направления проводной связи и железнодорожной сигнализации, попадающие в зону влияния неполнофазного режима, выходят из строя, а на высокочастотных каналах связи усиливаются помехи.

Работа линии или трансформатора в неполнофазном режиме более 1 ч, как правило, не допускается. Более длительное сохранение неполнофазного режима может быть разрешено диспетчером по согласованию с техническим руководством энергосистемы или сетей (в зависимости от того, в чьем оперативном ведении находятся линии или трансформатор).

При появлении неполнофазного режима на тупиковой линии с ответвлениями диспетчер, в ведении которого она находится, обязан проверить величину несимметрии на генерато-

рах ближайших электростанций, токовую нагрузку трансформаторов с заземленной нейтралью, уровни и симметрию напряжений низкой стороны трансформаторов. По этим данным определяется оборудование или участок линии, на которых произошел разрыв фазы, и принимается решение о вводе параметров несимметричного режима в допустимую область. Так, недопустимая асимметрия токов при необходимости устраняется путем разгрузки линии, а выравнивание уровней напряжения и его симметричность, снижение нагрузки трансформаторов с заземленной нейтралью осуществляются включением заземления нейтралей других трансформаторов, работающих нормально с изолированной нейтралью, но питающихся от этой линии. Затем диспетчер принимает меры для отыскания повреждения и вывода в ремонт участка или всей линии электропередачи.

Если несимметричный режим возник в результате разрыва фазы непосредственно на ответвлении, следует заземлить нейтраль трансформатора этого ответвления путем включения заземляющего ножа.

При появлении неполнофазного режима на транзитной линии без ответвлений диспетчер, в ведении которого находится данная линия, обязан разгрузить ее, отключить, определить место повреждения и вывести в ремонт. Это связано с тем, что недопустим длительный неполнофазный режим сильно загруженной транзитной линии, так как из-за увеличения общего сопротивления линии, как уже отмечалось, снижается ее пропускная способность, что может привести к нарушению устойчивости, срабатыванию защит, появлению значительной несимметрии напряжения на генераторах электростанций.

Если неполнофазный режим возник на транзитной линии электропередачи с ответвлением, то диспетчеру необходимо перевести ее в тупиковый режим и ликвидировать аварийный режим так же, как и на тупиковой линии.

В том случае, когда несимметричный режим на линии вызван неполнофазным отключением или включением выключателя линии (рис. 4.24, *а*), диспетчер должен попытаться отключить выключатель. Если выключатель все же не отключается, дежурный персонал должен принять экстренные меры по разгрузке генераторов в том случае, когда несимметричный режим вызывает угрозу их отключения защитами обратной последовательности, и ускорить ликвидацию неполнофазного

режима за счет отключения выключателя кнопкой местного управления. Если и эти действия не привели к отключению выключателя, то линия с неисправным выключателем включается (например, обходным разъединителем ОР1) на опробованную напряжением обходную систему шин, затем включается обходной выключатель ОВ и с нарушением блокировки отключаются линейные (ЛР) и шинные (ШР) разъединители поврежденного выключателя (рис. 4.24, *а*). При нахождении обходного выключателя в ремонте его может заменить выключатель любого другого менее ответственного присоединения.

В схемах с двумя системами шин и одним выключателем на цепь все присоединения, кроме линии с исправным выключателем, переводятся на одну из систем шин, а затем отключается шиносоединительный выключатель. Если обходной или шиносоединительный выключатель отсутствует, оперативный персонал обязан перевести потребителей на другой источник питания, а если нет такой возможности — кратковременно их отключить, затем обесточить систему шин или секцию и с нарушением блокировки отключить разъединители неисправного выключателя.

Такие действия диспетчер предпринимает в схемах распределительных устройств с одним выключателем на присоединение. В схемах с двумя выключателями на присоединение ликвидировать возникший несимметричный режим диспетчер может путем включения второго выключателя присоединения, который был ранее отключен.

4.11. Обеспечение устойчивости энергосистем

Основные определения. Применительно к энергосистемам часто используется термин «установившийся режим», хотя такого строго неизменного режима в системе практически не существует. Всегда имеют место случайные изменения нагрузки, генерации и параметров сети. Все эти возмущения создают небаланс между генерирующей мощностью и мощностью, потребляемой нагрузкой, что сопровождается возникновением в энергосистеме переходного процесса. Если через определенное время переходный процесс заканчивается и в энергосистеме наступает исходный или новый установившийся режим, то такую систему принято считать ***устойчивой***. В противном случае система ***неустойчивая***. Основной пока-

затель устойчивости — сохранение синхронной работы всех синхронных машин по окончании переходного процесса. Это простейшее, весьма нестрогое в математическом отношении определение устойчивости. В общепринятом смысле ***устойчивость энергосистемы*** — это ее способность возвращаться к установившемуся режиму работы после различного рода возмущений.

Возмущения могут быть малыми (например, случайные изменения нагрузки, возникающие в нормальном установившемся режиме). Такие возмущения не должны вызывать нарушение устойчивости системы. Применительно к малым возмущениям введено понятие статической устойчивости.

Статическая устойчивость энергосистемы — это ее способность самостоятельно восстанавливать исходный установившийся режим при малых возмущениях или режим, весьма близкий к исходному, если возмущение не снято.

Возмущения в энергосистеме могут быть и большими (например, короткие замыкания на электрооборудовании с последующим отключением линий, трансформаторов и генераторов). По отношению к большим возмущениям введено понятие динамической устойчивости.

Динамическая устойчивость энергосистемы — это ее способность восстанавливать после большого возмущения исходное состояние или практически близкое к нему.

Если после возмущения синхронная работа генераторов системы нарушается, но затем, по прошествии определенного времени, допустимого по условиям эксплуатации, восстанавливается, то принято считать, что такая система обладает ***результирующей устойчивостью***.

Следует отметить, что понятие «энергосистема устойчива» не определено до тех пор, пока не установлены условия, при которых обеспечивается устойчивость энергосистемы. К ним относятся прежде всего параметры сети и исходного режима, а также вид и характер возмущения, возникающего в энергосистеме. Ведь практически всегда можно найти такие возмущения (иногда очень тяжелые и крайне редкие), которые вызовут нарушение устойчивости энергосистемы. Поэтому часто под устойчивостью энергосистемы понимают сохранение синхронной работы генераторов при нормативных требованиях в части возмущений.

Диспетчер энергосистемы должен не только понимать, но и хорошо знать физическую суть устойчивости энергосистем, а

также уметь оценить и предвидеть последствия своих действий или бездействия с точки зрения устойчивости при управлении энергосистемой в аварийных или нормальных режимах.

Основные понятия статической устойчивости. Для общей качественной оценки статической устойчивости достаточно рассмотреть схему, в которой синхронный генератор подключен через трансформатор и линию электропередачи к шинам мощной энергосистемы (рис. 4.25, *а*). Если мощность электростанций энергосистемы намного больше мощности рассматриваемого генератора, то напряжение и частота в системе являются величинами постоянными и не зависящими от любых процессов в рассматриваемой части схемы. Такие шины мощных энергосистем обычно называют шинами «бесконечной» мощности. Если синхронную машину представить реактансом x_d и ЭДС E_q, а трансформаторы и линии — только их индуктивными сопротивлениями, то схема замещения системы будет иметь вид, показанный на рис. 4.25, *б*, *в*. Сумма индуктивных сопротивлений синхронной машины, трансформаторов и линий дает результирующее индуктивное сопротивление:

$$x_\Sigma = x_d + x_{T1} + 0{,}5x_л + x_{T2}.$$

Электрическая мощность генератора для такой схемы описывается выражением

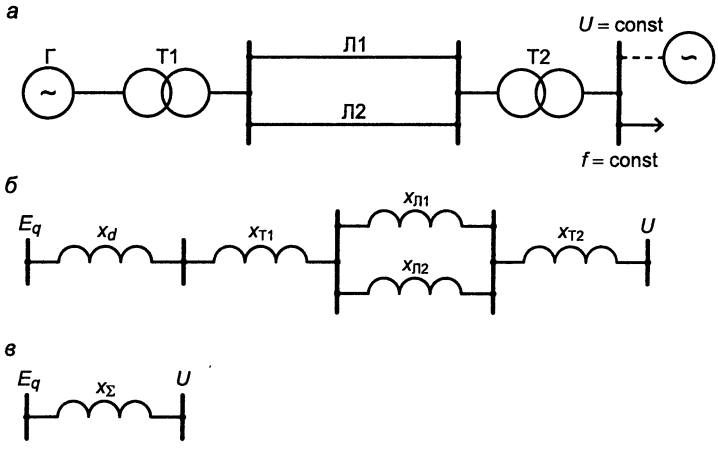


Рис. 4.25. Схемы электропередачи:
а — принципиальная схема; *б* — схема замещения; *в* — упрощенная схема замещения

$$P_{\text{г}} = \frac{E_q U}{x_{\Sigma}} \sin\delta, \qquad (4.9)$$

где U – напряжение на шинах приемной энергосистемы; δ – угол сдвига вектора $\underline{E}_q$ относительно вектора напряжения системы.

Поскольку принято постоянство напряжения U на шинах системы, а при отсутствии АРВ синхронной машины E_q будет также постоянной величиной, то при таких условиях изменение активной мощности $P_{\text{г}}$ генератора зависит от изменения только величины угла δ (рис. 4.26). Поэтому формулу (4.9) принято называть ***угловой характеристикой мощности***.

Установившийся режим работы генератора наступает, когда развиваемая турбиной механическая мощность $P_{\text{т}}$ уравновешивается его электрической активной мощностью:

$$P_{\text{г}} = P_{\text{т}}. \qquad (4.10)$$

В большинстве практических случаев при исследовании устойчивости можно считать, что мощность турбины не зависит от угла δ и на графических зависимостях изображается прямой линией.

В нормальном режиме мощность турбины и мощность генератора уравновешивают друг друга, т.е. $P_{\text{т}} = P_{\text{г}} = P_0$, и установившийся режим характеризуется углом δ_0 (рис. 4.26).

Если возникает необходимость в увеличении мощности, выдаваемой в сеть, то увеличивают впуск энергоносителя в

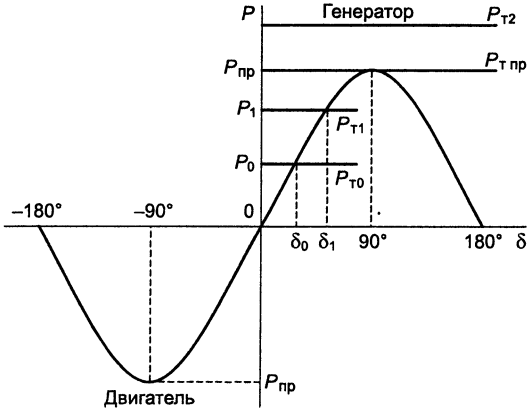


Рис. 4.26. Угловая характеристика мощности

турбину, тем самым изменяя мощность с $P_{т0}$ до $P_{т1}$. Новый установившийся режим наступает при угле δ_1 и мощности генератора P_1.

Предположим, что мощность турбины увеличилась до $P_{т2}$ (рис. 4.26). При этом не найдется такого значения активной мощности генератора, при котором выполнялось бы равенство (4.10). Следовательно, генератор не сможет создать момента, уравновешивающего момент турбины, ротор генератора будет ускоряться под действием избыточного вращающего момента и выйдет из синхронизма. Предельная мощность, которую можно передать по данной системе электропередачи без нарушения синхронизма генераторов, определяется по формуле

$$P_{пр} = E_q U / x_{\Sigma}.$$

При передаче по линиям предельной мощности или близкой к ней возникает опасность перехода в неустойчивую область и нарушения устойчивости параллельной работы.

Процесс нарушения статической устойчивости характеризуется постепенным нарастанием тока и реактивной мощности по линии, снижением напряжения на подстанциях с последующим лавинообразным протеканием процесса и периодическими колебаниями тока, мощности, напряжения.

В качестве критерия статической устойчивости наиболее часто используется условие $dP/d\delta > 0$.

Величина $dP/d\delta = P_{синхр}$ называется ***синхронизирующей мощностью***, и ее можно рассматривать как показатель устойчивости. В случае приближения к пределу устойчивости синхронизирующая мощность уменьшается, а при достижении его становится равной нулю. Однако на практике степень устойчивости определяется путем расчета коэффициента запаса статической устойчивости, который более подробно будет рассмотрен ниже.

Основные понятия динамической устойчивости. Рассмотрим динамическую устойчивость генератора (электростанции), работающего через повышающий трансформатор и две линии на шины мощной энергосистемы (рис. 4.27, *а*). Для упрощенного анализа динамической устойчивости генератор может быть представлен переходной ЭДС E', приложенной за

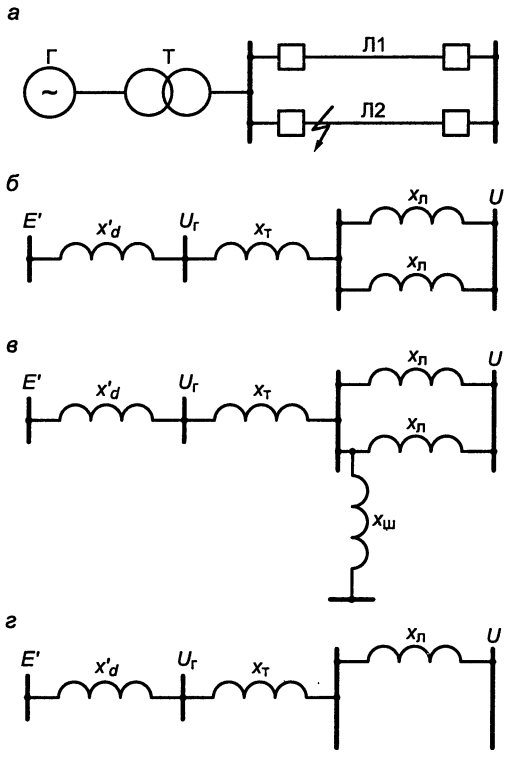


Рис. 4.27. Схемы простейшей электрической системы:
а – принципиальная схема; *б* – схема замещения в исходном режиме; *в* – схема замещения при коротком замыкании; *г* – схема замещения после отключения поврежденной линии Л2

переходным индуктивным сопротивлением x'_d. В этом случае динамическая угловая характеристика мощности имеет вид [17]

$$P_{\Gamma} = \frac{E'U}{x'_{\Sigma}} \sin\delta' ,$$

где δ' – угол сдвига между векторами $\underline{E'}$ и $\underline{U}$. (В дальнейшем для упрощения вместо δ' будем писать δ.)

В схеме, приведенной на рис. 4.27, сопротивление x'_{Σ} имеет следующие значения:

для нормального исходного режима

$$x'_{\text{ир}} = x'_d + x_{\text{т}} + 0{,}5x_{\text{л}};$$

для аварийного режима с коротким замыканием

$$x'_{\text{ав}} = x'_d + x_{\text{т}} + 0{,}5x_{\text{л}} + \frac{(x'_d + x_{\text{т}})0{,}5x_{\text{л}}}{x_{\text{ш}}};$$

для режима с отключенной линией с коротким замыканием

$$x'_{\text{от}} = x'_d + x_{\text{т}} + x_{\text{л}},$$

где $x_{\text{т}}$ — индуктивное сопротивление трансформатора; $x_{\text{ш}}$ — эквивалентное реактивное сопротивление ветви короткого замыкания, называемое ***аварийным шунтом***. Значение $x_{\text{ш}}$ зависит от вида короткого замыкания: при однофазном коротком замыкании $x_{\text{ш}} = x_2 + x_0$; при двухфазных коротких замыканиях $x_{\text{ш}} = x_2$; при двухфазных коротких замыканиях на землю $x_{\text{ш}} = x_2 x_0 / (x_2 + x_0)$; при трехфазном коротком замыкании $x_{\text{ш}} = 0$ (здесь x_2, x_0 — эквивалентные сопротивления схем соответственно обратной и нулевой последовательности, приведенные к месту короткого замыкания).

На рис. 4.28, *а—в* представлены угловые характеристики мощности для различных режимов: исходного нормального ($P_{\text{и}}$); аварийного с коротким замыканием ($P_{\text{ав}}$); после отключения поврежденной линии ($P_{\text{п.о}}$).

Предположим, что исходный режим работы характеризуется передаваемой мощностью P_0, что соответствует углу δ_0. При возникновении короткого замыкания угол δ мгновенно измениться не может из-за наличия механической инерции у ротора генератора. Однако электрический режим работы генератора практически мгновенно переходит с характеристики $P_{\text{и}}$ на характеристику $P_{\text{ав}}$ с уменьшением активной мощности. Нарушение равенства значений $P_{\text{г}}$ и $P_{\text{т}}$ приводит к ускорению вращения ротора.

Кинетическая энергия ротора, приобретаемая им во время ускорения, графически выражается в виде прямо заштрихованной площадки ускорения $f_{\text{у}}$ (рис. 4.28, *а—в*). При отключении поврежденной линии, например при угле $\delta_{\text{откл}}$, электри-

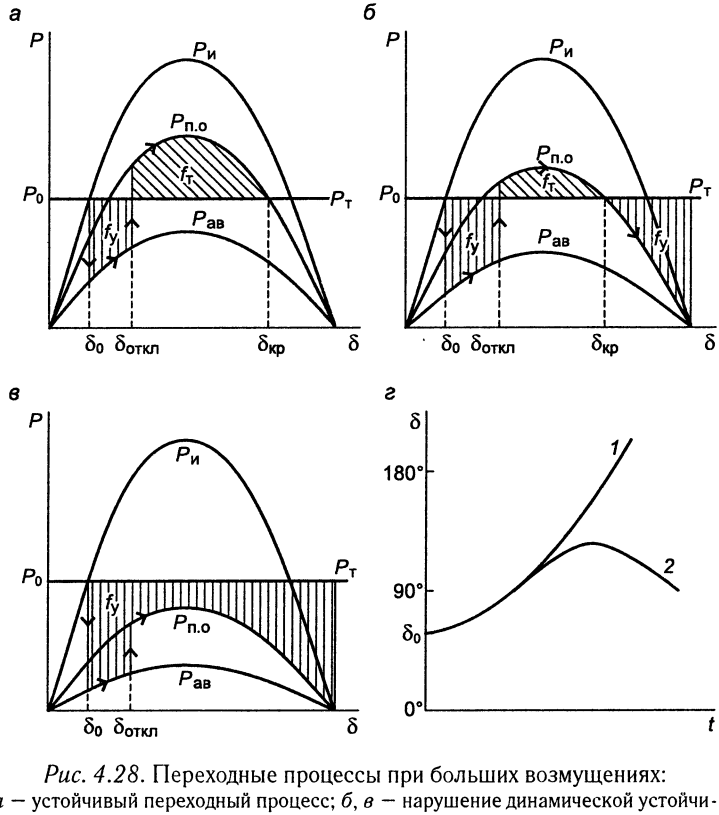


Рис. 4.28. Переходные процессы при больших возмущениях: *а* – устойчивый переходный процесс; *б*, *в* – нарушение динамической устойчивости; *г* – изменение угла во времени

ческая мощность становится больше механической и ротор начинает затормаживаться. При этом кинетическая энергия, полученная при ускорении, расходуется, т.е. переходит в потенциальную, которая графически отображается в виде заштрихованной площадки торможения $f_т$. Если эта площадка будет меньше, чем площадка ускорения, то ротор не сумеет затормозиться. Его скорость будет расти, а угол δ – неограниченно увеличиваться (кривая *1* на рис. 4.28, *г*). Это приведет к выпадению генератора из синхронизма и нарушению динамической устойчивости (рис. 4.28, *б*, *в*). Если устойчивость сохраняется, то угол δ в начале переходного процесса увеличивается, а затем начинает уменьшаться (кривая *2* на рис. 4.28, *г*).

Следовательно, условие сохранения динамической устойчивости может иметь вид $f_y \le f_т$.

В случае, показанном на рис. 4.28, *в*, площадка торможения вообще отсутствует и все значения $P_г$ по угловой характеристике мощности для режима с отключением поврежденной линии находятся ниже мощности турбины. Следовательно, устойчивость нарушается при любом возмущении, вызывающем такое ослабление связи. Это весьма существенно с точки зрения выбора противоаварийных мероприятий для сохранения устойчивости.

Причина нарушения устойчивости энергосистем в условиях эксплуатации – несоответствие режима и области устойчивости или несоответствие возникшего и расчетного возмущений. В энергосистемах, как правило, не ведется учет нарушений устойчивости и причин, их вызывающих. Однако анализ собранных данных [22] показывает, что наибольшее количество нарушений устойчивости приходится на дефицитные и сложные энергосистемы. При этом первичными причинами, вызвавшими возникновение и развитие аварийной ситуации, сопровождавшейся нарушением устойчивости, являются:

- ❒ отключение линий электропередачи из-за короткого замыкания при грозе, дожде, сильном ветре, пожаре, в результате наброса постороннего предмета, перекрытия изоляции на посторонний предмет, из-за обрыва провода (≈ 40%);
- ❒ повреждения или отказ оборудования из-за разрушения опор, изоляторов, обрыва гирлянд изоляторов, повреждения выключателей (≈ 17%);
- ❒ отказ или неправильные действия релейной защиты и автоматики (≈ 14%);
- ❒ отключение или снижение мощности блока, котла, собственных нужд электростанций (≈ 9%);
- ❒ отключение трансформаторов и автотрансформаторов (≈ 8%);
- ❒ превышение предела передаваемой мощности из-за нарастания нагрузки (≈ 5%);
- ❒ неправильные действия оперативного и ремонтного персонала энергосистем (≈ 4%);
- ❒ потеря возбуждения генераторами (≈ 2%);
- ❒ прочие причины (≈ 1%).

Нарушение устойчивости возникает чаще всего в начальный момент эксплуатации новых линий, электростанций и под-

станций, когда не введены все запроектированные элементы системы, не полностью введена автоматика, происходит освоение нового оборудования, недостаточно исследованы и изучены все возможные режимы работы. После стабилизации схем и режимов, ввода в действие основных быстродействующих релейных защит и противоаварийной автоматики количество нарушений устойчивости резко снижается.

Нарушения устойчивости наносят, как правило, значительный ущерб, связанный с погашением части или всех потребителей и электростанций. При ликвидации аварии автоматикой длительность отключения потребителей составляет несколько секунд или десятки секунд. В худшем случае, когда авария ликвидируется оперативным персоналом, происходит обесточивание потребителей на несколько минут и даже часов.

Нормативные требования к устойчивости энергосистем. Исходя из требований к устойчивости схемы энергосистемы подразделяются на нормальные и ремонтные [29].

Ремонтная схема отличается от нормальной тем, что из-за отключенного состояния одного или нескольких элементов электрической сети, устройств послеаварийной автоматики существенно (более чем на 10%) уменьшен предельный по статической устойчивости переток по линии или в каком-либо сечении непосредственно в данной ремонтной схеме и в возможных аварийных установившихся режимах.

Исходя из требований устойчивости перетоки в сетях энергосистемы подразделяют на нормальные, утяжеленные и вынужденные.

При проектировании *утяжеленным* считается переток, характеризующийся неблагоприятным сочетанием ремонтов основного оборудования электростанций в режимах наибольших и наименьших нагрузок, если общая длительность существования таких режимов в течение года не превышает 10%.

Вынужденные перетоки допускаются только в эксплуатации для предотвращения или уменьшения ограничения потребителей, потери гидроресурсов, при необходимости строгой экономии отдельных видов энергоресурсов, неблагоприятном наложении плановых и аварийных ремонтов основного оборудования электростанций и сети, а также в режимах минимума нагрузки при невозможности уменьшения перетока из-за недостаточной маневренности АЭС.

Для надежного функционирования энергосистема должна иметь запас статической устойчивости, который определяется путем расчета так называемого ***коэффициента запаса статической устойчивости по активной мощности***:

$$k_P = \frac{P_{\text{пр}} - P_0 - P_{\text{н.к}}}{P_0},$$

где P_0 — переток мощности в исходном режиме: $P_{\text{пр}} > P > 0$; $P_{\text{н.к}}$ — амплитуда нерегулярных колебаний потока активной мощности.

По условиям устойчивости энергосистем нормируются минимальные значения коэффициента запаса статической устойчивости по активной мощности, которые должны быть не ниже 0,2 в нормальных или утяжеленных режимах и 0,08 в аварийных и вынужденных режимах.

Значение максимально допустимого перетока $P_{\text{доп}}$, при котором обеспечивается требуемый минимальный запас статической устойчивости $k_P^{\min}$, определяется по формуле

$$P_{\text{доп}} = \left(P_{\text{пр}} - P_{\text{н.к}}\right) / \left(1 + k_P^{\min}\right).$$

Наибольший допустимый переток в нормальном режиме называется минимально допустимым, в вынужденном — аварийно-допустимым.

Нерегулярные колебания потоков мощности $P_{\text{н.к}}$ по линиям электропередачи связаны с динамическим процессом производства и потребления энергии, имеют случайный характер, и значения их устанавливаются по результатам измерений. При отсутствии таких данных расчетная амплитуда нерегулярных колебаний перетока активной мощности по связи между двумя частями энергосистемы может быть определена по формуле [29]

$$P_{\text{н.к}} = k\sqrt{\frac{P_{\text{н1}} P_{\text{н2}}}{P_{\text{н1}} + P_{\text{н2}}}},$$

где k — коэффициент, значение которого находят из ряда натурных измерений или принимают равным 1,5 при ручном ре-

гулировании и 0,75 при автоматическом регулировании или при ограничении перетоков мощности; $P_{н1}$, $P_{н2}$ – суммарные мощности нагрузки первой и второй частей энергосистемы, МВт.

Для энергосистем со сложной архитектурой сети и большим количеством связей между узлами или энергорайонами предел статической устойчивости по отдельным линиям недостаточно характеризует пропускную способность сети в целом. Поэтому для сложной сети характеристикой пропускной способности является предел статической устойчивости по сечению, т.е. по всем линиям электропередачи, связывающим две части системы. Предел передаваемой мощности по сечению всегда меньше суммы пределов, рассчитанных (либо измеренных) для каждой линии электропередачи в отдельности. Места, в которых возможны наиболее частые нарушения устойчивости, называют ***опасными сечениями***.

Для обеспечения статической устойчивости нагрузки нормативами [29] вводится запас статической устойчивости по напряжению. Причины, требующие введения запаса по напряжению, те же, что и при введении запаса по активной мощности: возможность самопроизвольного утяжеления режима, наличие множества трудно учитываемых в расчетах факторов, влияющих в той или иной степени на границы области устойчивости, и неизбежные погрешности в исходных данных и расчетах. Более подробно этот вопрос рассмотрен в § 4.7.

Нормирование динамической устойчивости энергосистем осуществляется заданием перечня таких возмущений, при которых динамическая устойчивость не должна нарушаться. При более тяжелых возмущениях, когда возможно нарушение устойчивости, необходимо принимать как технические, так и оперативные меры по быстрейшей ликвидации аварийных последствий с наименьшим ущербом для потребителей и энергосистемы.

Нормативные возмущения разделяются на три группы.

I группа:

- отключения любых элементов сети напряжением 500 кВ и ниже (для схемы связи АЭС с энергосистемой – 750 кВ);
- однофазные короткие замыкания на линиях электропередачи напряжением 500 кВ и ниже (для схемы связи АЭС с энергосистемой – 750 кВ) при работе основной защиты с успешным и неуспешным однофазным АПВ (ОАПВ);

❒ однофазные короткие замыкания на линиях электропередачи напряжением выше 500 кВ (для схемы связи АЭС с энергосистемой — 750 кВ) при работе основной защиты с успешным ОАПВ;

❒ отключение одного генератора (или блока генераторов, имеющих общий выключатель на стороне высшего напряжения), кроме наиболее мощных, уникальных для данной ОЭС;

❒ возникновение такого же или меньшего аварийного небаланса мощности по любым другим причинам (отключение нагрузки, элемента передачи постоянного тока и т.п.).

II группа:

❒ отключение любых элементов сети напряжением выше 500 кВ (для схемы связи АЭС с энергосистемой — 750 кВ);

❒ однофазные короткие замыкания на линиях электропередачи выше 500 кВ (для схемы связи АЭС с энергосистемой — 750 кВ) при работе основной защиты с неуспешным ОАПВ;

❒ многофазные, кроме трехфазных, короткие замыкания на линиях электропередачи всех классов напряжения при работе основной защиты с успешным и неуспешным АПВ;

❒ отключение генератора или блока генераторов, наибольших по мощности в данной ОЭС, отключение двух генераторов АЭС, относящихся к одному реакторному блоку;

❒ возникновение такого же или меньшего аварийного небаланса мощности по другим причинам.

III группа:

❒ одновременное отключение двух цепей или двух линий, идущих по одной трассе более чем на половине длины более короткой линии;

❒ возмущения I и II групп с отключением элемента сети или генератора (блока генераторов), которые вследствие ремонта одного из выключателей приводят к отключению второго элемента сети, подключенного к этому же распределительному устройству;

❒ однофазные короткие замыкания на линиях электропередачи или присоединениях шин всех классов напряжения при отказе одного из выключателей и действии УРОВ;

❒ отключение части генераторов электростанции, связанное с полным отключением одной секции (системы) шин или РУ одного напряжения суммарной мощностью не более 50% от мощности электростанции либо возникновение такого же или меньшего аварийного небаланса мощности по другим причинам.

Наиболее легкими в плане устойчивости являются возмущения I группы, наиболее тяжелыми — III группы. Возмущения, входящие в I группу, являются и наиболее частыми; это однофазные короткие замыкания на линиях напряжением до 500 кВ включительно с успешными и неуспешными ОАПВ, а также отключения этих линий без коротких замыканий. На линиях напряжением 750 кВ и выше в этой группе возмущений учитываются только однофазные короткие замыкания с успешными ОАПВ.

Следует отметить, что нормативные коэффициенты запаса статической устойчивости и нормативные возмущения пока еще не имеют строгих обоснований и базируются на эксплуатационном опыте. Выбор слишком тяжелой и редкой аварии в качестве «расчетной» нежелателен, так как это может привести к излишним капитальным затратам, например для увеличения пропускной способности сети. В то же время выбор слишком легкой аварии в качестве «расчетной» может привести к частым нарушениям устойчивости при авариях, несколько более тяжелых, чем «расчетная». Поэтому при определении требований к сохранению динамической устойчивости для различных групп возмущений должна учитываться вероятная длительность существования режима. Требования к обеспечению устойчивости в более длительных режимах должны быть выше, чем в кратковременных. Так, по данным [10], работа одной из линий электропередачи в зоне аварийных, вынужденных перетоков мощности осуществляется в течение только 1,4% времени, в зоне утяжеленных перетоков — 5,6, а в зоне нормальных перетоков — в течение 93% времени. Такая продолжительность обменных перетоков мощности характерна и для других линий, что учтено при нормировании запасов устойчивости и возмущений [29]. Требования к устойчивости в нормальной схеме выше, чем в ремонтных, при нормальных перетоках — выше, чем при утяжеленных. В режимах вынужденных и аварийных перетоков допускается нарушение устойчивости даже при возмущениях I группы. Однако работа при пониженном запасе устойчивости должна быть экономически оправдана с учетом вероятности последствий возможных нарушений устойчивости. Экономический эффект от снижения уровня устойчивости должен быть значительно выше ожидаемого ущерба, вызванного нарушением устойчивости.

Пути и средства повышения или сохранения устойчивости. Их можно условно разделить на четыре группы [18].

1. *Конструктивное улучшение параметров основного оборудования энергосистем*:

- уменьшение индуктивных сопротивлений (x_d, x'_d) и увеличение механической инерции (T_j) генераторов, двигателей;
- расщепление фазы и использование других конструкций линий для уменьшения их индуктивного сопротивления;
- повышение номинальных напряжений сети энергосистемы;
- заземление нейтрали трансформаторов через активное или реактивное сопротивление;
- применение асинхронизированных или синхронных машин с продольно-поперечным возбуждением;
- использование быстродействующих коммутационных аппаратов;
- применение демпферных обмоток в синхронных машинах.

2. *Пути эксплуатационного характера*:

- выбор архитектуры сети с учетом условий устойчивости;
- отключение части синхронных машин в аварийном режиме;
- регулирование режима реактивной мощности синхронных машин;
- регулирование перетоков мощности по линиям электропередачи;
- отключение части потребителей в аварийных режимах;
- разделение энергосистемы;
- отделение электростанции или части ее генераторов в аварийных режимах.

3. *Дополнительные средства повышения устойчивости*:

- устройства поперечно-емкостной компенсации индуктивного сопротивления линий;
- синхронные компенсаторы или управляемые источники реактивной мощности на промежуточных подстанциях;
- шунтирующие реакторы;
- переключательные пункты на линиях электропередачи;
- устройства электрического торможения генераторов.

4. *Средства автоматики*:

- автоматические регуляторы возбуждения синхронных машин;
- быстродействующие релейные защиты и противоаварийная автоматика;
- устройства АПВ основного оборудования энергосистем;

- АВР;
- устройства форсировки возбуждения синхронных машин;
- устройства аварийного управления мощностью турбин электростанций.

Рассмотрим некоторые из перечисленных путей и средств (более подробно эти вопросы изложены в [8, 18]).

Форсировку возбуждения используют для поддержания напряжения в аварийных режимах энергосистемы. Это один из самых первых, простых и эффективных способов повышения устойчивости. Устройства форсировки обеспечивают быстрое повышение напряжения возбуждения до потолочного значения при существенных снижениях напряжения, вызванных в основном короткими замыканиями в сети. Поскольку к обмотке ротора синхронной машины прикладывается максимальное напряжение возбуждения, ток в ее обмотке, а следовательно, и ЭДС синхронной машины увеличиваются с наибольшей скоростью.

Увеличение ЭДС E_q синхронной машины при действии форсировки приводит к соответствующему увеличению амплитуд характеристик мощности в аварийном режиме (рис. 4.29). Это позволяет уменьшать площадку ускорения на величину Δf_y и увеличивать площадку торможения $\Delta f_т$, что приводит к повышению устойчивости. Устройства форсировки обычно входят в состав АРВ или выполняются отдельно. Они всегда обеспечивают определенную эффективность. Однако достигаемого быстродействия и интенсивности иногда недостаточно для сохранения устойчивости.

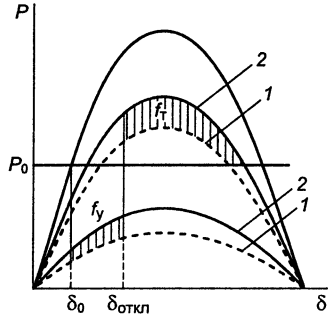


Рис. 4.29. Характеристики мощности:
1 — при отсутствии форсировки и возбуждения; *2* — при форсировке возбуждения

Отключение части генераторов — один из основных способов обеспечения устойчивости электростанций, у которых при коротких замыканиях на линиях электропередачи площадки ускорения больше площадок торможения ($f_y > f_т$). Если при этом одновременно с отключением короткого замыкания, а желательно

еще и раньше, отключить часть электрических машин, то произойдет снижение эквивалентной механической мощности турбины с $P_0^{мех}$ до $P_{откл}^{мех}$ и, естественно, увеличится площадка торможения, что улучшит устойчивость оставшихся синхронных машин (рис. 4.30).

Отключение части синхронных машин в аварийных режимах нашло широкое применение. Преимущество его заключается в простоте и быстродействии. Однако этот способ менее желателен, чем другие. Отключение генераторов приводит к снижению передаваемой мощности и необходимости набора мощности на других электростанциях или отключению части нагрузки. Кроме того, процесс отключения тепловых агрегатов не является «безболезненным» и может приводить к повреждению котлов и турбин. Поэтому на блоках ТЭС вместо отключения генераторов целесообразно применять автоматическую кратковременную разгрузку турбин.

Аварийное управление мощностью турбин — способ сохранения динамической устойчивости электростанций путем непосредственного изменения мощности турбин в аварийном режиме. Для обеспечения быстрого управления мощностью в систему регулирования турбины вводят электрогидравлический преобразователь (ЭГП), преобразующий электрический входной сигнал в форсированный гидравлический, который обеспечивает кратковременную глубокую разгрузку турбины. В качестве входного сигнала в ЭГП обычно используют управляющий импульс. Изменяя его параметры, можно получить различные изменения механической мощности во времени, которые называют импульсными характеристиками турбин (рис. 4.31, *а*). Если на диаграмме характеристики мощности нанести изменение механической мощности ($P_{мех}$) функции угла δ, это приведет к увеличению площадки торможения и критического угла, определяющего предел синхронной динамической устойчивости с $\delta_{кр}$ до $\delta_{кр}^{мех}$ (рис. 4.31, *б*).

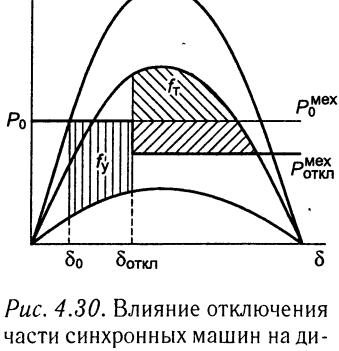


Рис. 4.30. Влияние отключения части синхронных машин на динамическую устойчивость

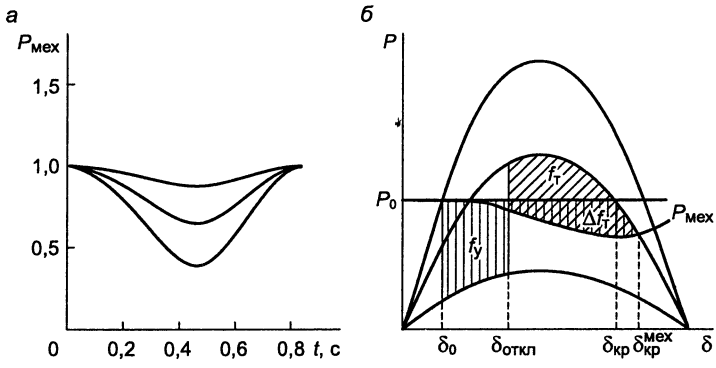


Рис. 4.31. Влияние аварийной разгрузки турбина на динамическую устойчивость:
а – импульсные характеристики турбины; *б* – характеристики мощности

Таким образом, применение аварийной разгрузки турбин позволяет повысить динамическую устойчивость и быстро восстановить режим электростанций, так как все генераторы остаются в работе. Это ее главное достоинство. К недостаткам следует отнести временну́ю задержку в ограничении механической мощности, что в ряде аварийных режимов снижает ее эффективность.

Электрическое торможение – способ сохранения динамической устойчивости энергосистем путем искусственного увеличения электрической (тормозящей) мощности за счет подключения в цепь генератора специальных нагрузочных резисторов (НР). Они бывают металлическими (нихромовыми) с воздушным или масляным охлаждением либо бетэловыми (электротехнический бетон) мощностью до 2000 МВт.

Нагрузочные резисторы могут включаться последовательно с генераторами или повышающими трансформаторами (рис. 4.32, *а*) или параллельно им (рис. 4.32, *б*). Включение резисторов осуществляется выключателями, к которым предъявляются особые требования, так как скорость подключения нагрузочных резисторов определяет качество переходного процесса и степень повышения устойчивости.

Эффект от применения НР достигается за счет увеличения энергии торможения, так как электрическая мощность генератора резко увеличивается (кривая $P_{НР}$ на рис. 4.32, *в*).

Поскольку мощность турбин остается неизменной, то площадь торможения увеличивается и динамическая устойчивость системы обеспечивается.

Электрическое торможение можно применять не только для сохранения динамической устойчивости, но и для демпфирования качаний в переходных процессах энергосистем. Для этого используется многократное кратковременное включение нагрузочных резисторов в соответствующие моменты переходного процесса.

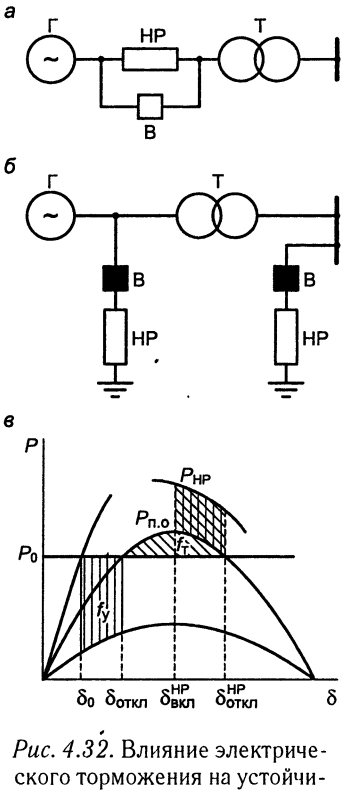


Рис. 4.32. Влияние электрического торможения на устойчивость

В энергосистемах часто применяется система АПНУ, которая использует, как правило, несколько технических мероприятий и включает целый ряд специальных видов автоматики [10]. Использование АПНУ для обеспечения устойчивости путем отключения части генераторов, разгрузки турбин, электрического торможения эффективно в тех случаях, когда в приемной части энергосистемы имеются резервные мощности, которые могут быть автоматически мобилизованы, а линии электропередачи в этой части энергосистемы допускают дополнительную загрузку. В противном случае управляющие воздействия на электростанцию должны сочетаться с отключением потребителей приемной части энергосистемы.

Устойчивость энергосистемы обеспечивается путем оперативно-диспетчерского управления; автоматического регулирования; действия противоаварийной автоматики.

Управление режимами в целях поддержания необходимого уровня устойчивости энергосистем включает:

- оценку ожидаемых ремонтных режимов и возможных аварийных ситуаций и принятие при необходимости мер по

корректировке режима, а также изменение схемы сети и состава включаемого оборудования для предотвращения возникновения недопустимых аварийных режимов;

- оперативный контроль параметров текущего режима (перетоков мощности и напряжений в основных узлах сети) и принятие мер по восстановлению нормальных параметров в случае их выхода за пределы, допустимые по условиям устойчивости;
- поддержание оперативных резервов активной и реактивной мощности.

Контроль схемы и параметров текущего режима оперативный персонал осуществляет с помощью установленных на диспетчерских пунктах приборов, ЭВМ и других средств отображения информации, передаваемой с помощью телемеханики. Во многих энергосистемах на базе ЭВМ реализован автоматический контроль основных параметров режима по условиям обеспечения устойчивости (активная мощность и ток по отдельным линиям электропередачи или сечениям, напряжение на шинах электростанций или подстанций, частота в энергосистеме). Если какой-либо контролируемый параметр достигает предельного значения, то ЭВМ предупреждает об этом диспетчера путем немедленного отображения такой информации на мнемоническом щите, аварийном табло, а также подает дополнительные световые и звуковые сигналы.

Диспетчерские ограничения на текущие параметры режима задаются в виде неравенств:

$$P \le P_{\text{доп}}; \quad \delta \le \delta_{\text{доп}}; \quad U_{\min} \le U \le U_{\max},$$

где $\delta_{\text{доп}}$ – максимально допустимая величина угла между векторами напряжений в контролируемых узлах межсистемных или внутрисистемных связей.

Приближение режима к предельно допустимым параметрам по условиям устойчивости требует особой бдительности оперативного персонала, который должен принять все меры во избежание дальнейшего ухудшения режима и нарушения устойчивости. Так, например, для обеспечения необходимого запаса статической устойчивости нормального и аварийного режимов сильно загруженных транзитных линий диспетчер не должен превышать их нагрузку сверх установленных предельных значений.

Если в результате аварии энергосистема пришла к новому установившемуся режиму, это еще не говорит о благополучном исходе аварии, так как данный режим может не обладать достаточным запасом устойчивости. Этот запас необходим в связи с возможностью ухудшения режима в первые несколько минут после аварии, когда оперативный персонал еще не успевает принять нужные меры по улучшению режима. Поэтому диспетчер немедленно должен принять меры по уходу с такого режима в область надежного функционирования системы.

Весьма эффективную помощь диспетчерам в регулировании режима оказывают автоматические ограничители перетоков, особенно вблизи зон устойчивости, на переменной части графика нагрузки и в часы, предшествующие ее подъему и спаду. В это время диспетчер вынужден загружать и разгружать ТЭС с некоторым опережением, обеспечивая поддержание частоты в энергосистеме изменением мощности ГЭС. В сложных энергообъединениях без участия автоматических ограничителей перетоков диспетчер практически не может обеспечить надежное ведение режима при наличии многих сильно загруженных или слабых связей. Следует отметить, что чем меньше участие человека в управлении режимом и чем больше управление автоматизировано, тем выше уровень устойчивости. Это положение справедливо только при условии, что быстрота, надежность и «разумность» действий автоматики не ниже, чем у опытного диспетчера.

Дежурный диспетчер энергосистемы, сети ни в коем случае не должен допускать даже кратковременного приближения контролируемого напряжения к критическому значению и обязан немедленно принимать все меры к увеличению этого напряжения.

Диспетчер располагает довольно ограниченным количеством воздействий на элементы систем для обеспечения устойчивости. Управлять он может фактически только активной и реактивной мощностью генерирующих источников, а включать и отключать — генераторы, синхронные компенсаторы, нагрузку, линии, шунтирующие реакторы и устройства продольной компенсации. Но в аварийных и вынужденных режимах он обязан умело и решительно их использовать.

При изменении схемы, режимов энергосистемы оперативный персонал должен осуществлять необходимые изменения в противоаварийной автоматике. Если он делает это неправиль-

но или допускает существование таких режимов, при которых автоматика заведомо не может обеспечить устойчивость энергосистемы, то значительно увеличивается вероятность нарушения устойчивости с серьезными социальными и экономическими последствиями.

В особых условиях работы энергосистемы (гроза, гололед, стихийные бедствия и т.д.) диспетчер может принять следующие меры по повышению устойчивости:

- ускорить ввод в работу быстродействующих защит, защит шин, делительных защит, устройств противоаварийной автоматики, если эти устройства по каким-либо причинам были выведены из работы;
- ввести в работу или принять меры по ускорению ввода в работу транзитных линий, выведенных в ремонт;
- разгрузить, если есть такая возможность, линии электропередачи, работающие с малым запасом статической устойчивости;
- увеличить реактивную нагрузку генераторов электростанций и повысить напряжение в энергосистеме. При этом разрешается повышение напряжения в контролируемых узлах до верхнего допустимого отклонения от заданного графика.

4.12. Прекращение асинхронных режимов

В нормальном режиме генераторы энергосистемы работают синхронно. Синхронный режим характеризуется тем, что ЭДС всех генераторов имеют одинаковую частоту и, следовательно, их векторы вращаются с одинаковой угловой скоростью. Однако нарушение статической или динамической устойчивости, потеря возбуждения генераторов приводит к тому, что машины перестают работать синхронно. В результате возникает так называемый ***асинхронный ход*** (или ***асинхронный режим***), при котором векторы ЭДС синхронных машин вращаются с разной угловой скоростью. Разность угловых скоростей вращения или электрических частот называется ***скольжением***:

$$\omega_s = \omega_1 - \omega_2;\ \ f_s = f_1 - f_2,$$

где ω_1, ω_2 – угловые скорости вращения векторов ЭДС частей энергосистемы; f_1, f_2 – частоты различных частей энергосистемы.

Обычно скольжение выражается в процентах от номинальной частоты

$$f_{s\%} = \frac{f_s}{f_{\text{ном}}} \cdot 100 = 2f_s,$$

где $f_{\text{ном}}$ – номинальная частота, равная 50 Гц.

Для асинхронного режима характерными являются следующие признаки:

- периодическое с частотой скольжения изменение угла между векторами ЭДС от 0 до 360°;
- периодическое с частотой скольжения изменение (качание) напряжения во всех точках электропередачи между двумя частями энергосистемы, работающими несинхронно;
- периодическое с частотой скольжения изменение (качание) тока во всех элементах, связывающих несинхронные ЭДС энергосистемы;
- периодическое с двойной частотой скольжения изменение активной мощности генератора.

Изменение напряжения на линии электропередачи, в которой возник асинхронный режим (рис. 4.33, *а*), будет определяться взаимным положением векторов $\underline{E}_1$ и $\underline{E}_2$ эквивалентных ЭДС групп генераторов. Один из векторов можно считать неподвижным, второй – вращающимся относительно его. На рис. 4.33, *б* показано изменение напряжения вдоль линии электропередачи при угле между векторами ЭДС $\delta = 0^\circ$, на рис. 4.33, *в* – при $\delta = 90^\circ$, на рис. 4.33, *г* – при $\delta = 180^\circ$. В одной из точек сети при угле $\delta = 180^\circ$ напряжение снижается до нуля. Эту точку называют ***электрическим центром качания*** (ЭЦК). На некотором расстоянии от этого центра напряжение при $\delta = 180^\circ$ значительно снижается. Напряжения вдоль линии электропередачи в асинхронном режиме при любом угле между векторами ЭДС групп генераторов отправной и приемной частей энергосистем могут быть определены с помощью рис. 4.33, *д*.

В качестве примера на рис. 4.34 показаны графики изменения напряжения в различных точках линий электропередачи за один цикл (период) асинхронного режима.

В асинхронном режиме электромагнитный момент синхронной машины имеет две составляющие – синхронную и асинхронную. Появление асинхронного момента (мощности)

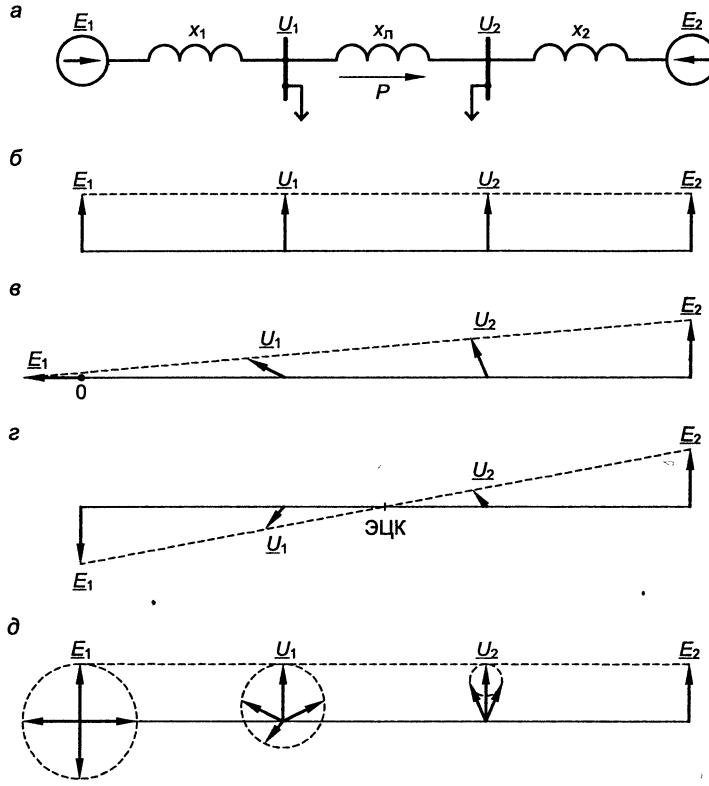


Рис. 4.33. Схема системы электропередачи (*а*) и векторные диаграммы напряжений при асинхронном ходе (*б* – *д*)

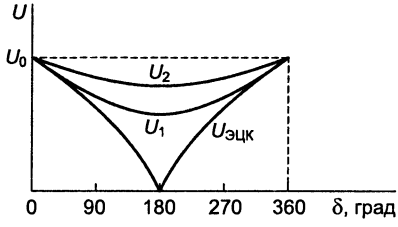


Рис. 4.34. Изменение напряжения в асинхронном режиме

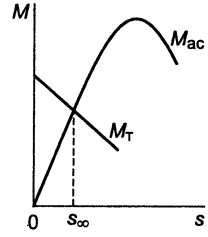


Рис. 4.35. Изменение асинхронного момента генератора и момента турбины при изменении скольжения

обусловлено наличием скольжения, значение которого и определяет его величину. С увеличением скольжения момент турбины ($M_т$) уменьшается под действием АРС. При некотором скольжении s_∞ момент турбины уравновешивается асинхронным моментом генератора и наступает установившийся режим асинхронного хода (рис. 4.35).

Если к обмотке ротора синхронной машины, выпавшей из синхронизма, подается напряжение возбуждения, то кроме уравновешивающих друг друга момента турбины и асинхронного момента ($M_т = M_{ас}$) на вал генератора действует также синхронный пульсирующий момент $M_{г.с}$, среднее значение которого равно нулю (рис. 4.36).

Зависимость синхронной активной мощности от величины угла характеризуется известной формулой (4.9). На рис. 4.37 приведена диаграмма изменения этой мощности в асинхронном режиме. Как видно из диаграммы, за один цикл асинхронного хода, в течение которого несинхронные ЭДС совершают относительно друг друга полный оборот на 360°, знак синхронной мощности $P_{г.с}$ изменяется дважды. Физически это означает, что генератор как синхронная машина в течение первой половины периода работает в генераторном режиме, а в течение второй половины — в двигательном. Поэтому средняя активная мощность за период асинхронного режима равна только ее асинхронной составляющей.

Проходящий по линии электропередачи при асинхронном режиме ток

$$\underline{I}_{а.р} = (\underline{E}_1 - \underline{E}_2)/x_\Sigma.$$

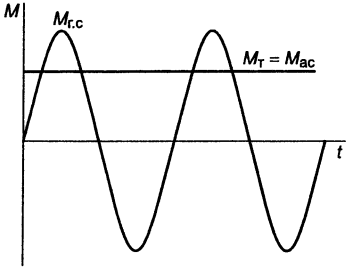


Рис. 4.36. Изменение моментов турбоагрегата в установившемся асинхронном режиме

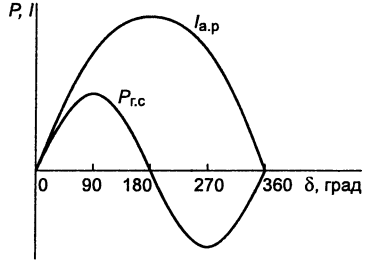


Рис. 4.37. Зависимости синхронной мощности $P_{г.с}$ и тока $I_{а.р}$ по линии электропередачи от угла δ

В случае равенства ЭДС $E_1 = E_2$ ток определяется по формуле

$$I_{a.p} = \frac{2E}{x_\Sigma} \sin\frac{\delta}{2}.$$

Следовательно, ток $I_{a.p}$ равен нулю при $\delta = 0^o$ и $\delta = 360^o$ и достигает максимального значения при $\delta = 180^o$ (см. рис. 4.37).

Таким образом, асинхронный режим сопровождается глубоким снижением напряжения, особенно вблизи ЭЦК, прохождением больших токов, которые могут превышать токи короткого замыкания, и колебаниями активной мощности. Поэтому асинхронный режим представляет в общем случае серьезную опасность для энергосистемы в плане возможного повреждения оборудования, развития аварий и нарушения электроснабжения большого числа потребителей. В практике эксплуатации энергосистем имело место много аварий, причиной которых являлся непрекращающийся или не ликвидированный достаточно быстро асинхронный режим [10].

Опасными последствиями асинхронного режима для энергосистемы являются:

- глубокие снижения напряжения в электрической сети, которые могут приводить к нарушению устойчивости двигателей, массовому отключению потребителей, нарушению технологических процессов и браку продукции на производстве;
- повреждения элементов сети из-за токовой перегрузки;
- повреждения генераторов из-за возникших больших электродинамических усилий, перегрева обмоток статора и ротора;
- глубокие снижения напряжения при двухчастотном асинхронном режиме, которые могут привести к его развитию в трех- и многочастотный асинхронный ход (это особенно вероятно в тех случаях, когда ЭЦК находится вблизи электростанций);
- глубокие колебания параметров электрического режима, которые могут вызвать ложную работу противоаварийной автоматики, что также может привести к развитию аварий.

Вследствие вышесказанного длительная работа энергосистем в асинхронном режиме является недопустимой.

При возникновении асинхронного режима оперативный персонал должен немедленно сообщить об этом вышестоящему оперативному персоналу. Внешними основными признака-

ми асинхронного хода, как указывалось ранее, являются устойчивые глубокие периодические колебания тока, мощности, напряжения на генераторах, трансформаторах и особенно на линиях электропередачи, связывающих части энергосистемы, вышедшие из синхронизма. Из-за появления скольжения возникает разность частот между частями энергосистемы, несмотря на сохранение электрической связи между ними.

Возникший асинхронный режим нормально должен ликвидироваться АЛАР или АПАХ. Если по какой-либо причине автоматика отказала и асинхронный режим продолжается, диспетчер должен его прекратить. Ликвидировать асинхронный режим можно следующими способами:

- ❒ отключением генераторов, вышедших из синхронизма;
- ❒ делением энергосистемы;
- ❒ ресинхронизацией частей энергосистемы, вышедших из синхронизма.

Первый способ применим только при нарушении синхронизма отдельных генераторов, в основном при потере возбуждения. Массовое отключение генераторов приводит к возникновению больших дефицитов мощности и развитию аварий.

Опыт эксплуатации показывает, что нередко синхронные машины, перешедшие в асинхронный режим, можно синхронизировать, не отключая их от сети. Восстановление синхронизма генераторов в процессе асинхронного режима называется ***ресинхронизацией***. Необходимым условием ресинхронизации является нулевое значение скольжения генератора. Если уменьшить мощность турбины и изменить ток возбуждения генератора, выпавшего из синхронизма, то мгновенное значение скольжения может пройти через нуль. Однако условие $s = 0$ может выполняться при разных величинах угла δ и различных соотношениях синхронного момента $M_{г.с}$ и момента турбины $M_т$. Ресинхронизация будет успешной при выполнении и второго условия: $M_{г.с} \geq M_т$. Это необходимо, так как при $s = 0$ асинхронный момент равен нулю.

Осуществимость ресинхронизации должна быть выявлена расчетами и, как правило, проверена натурными испытаниями в энергосистеме. Если ресинхронизация возможна, то при возникновении асинхронного хода диспетчер энергосистемы на основании показаний средств телесигнализации и телеизмерений, а также при необходимости и срочного опроса оперативного персонала электростанций, подстанций и электрических

сетей о происходящих отключениях и параметрах режима должен установить границу между асинхронно работающими частями энергосистемы. После этого он должен дать распоряжения [12]:

- электростанциям, находящимся в части системы с повышенной частотой, быстро снизить нагрузку до прекращения качаний и повысить напряжение; при этом допускается снижать частоту не более чем до 49,5 Гц;
- электростанциям, находящимся в части системы с пониженной частотой, быстро набрать нагрузку на генераторах до предела мощности или прекращения качаний и повысить напряжение.

Следует отметить, что при возникновении асинхронного хода, если он ликвидировался средствами автоматики, во многих энергосистемах персонал электростанций, на которых частота отклонялась от нормальной, обязан немедленно, не дожидаясь распоряжений диспетчера энергосистемы, принять аналогичные меры по восстановлению исходного значения частоты.

При отсутствии резерва мощности на электростанциях и снижении частоты ниже 49,0 Гц диспетчер энергосистемы обязан восстановить частоту в части системы с дефицитом мощности путем отключения потребителей по графикам аварийных отключений.

Если принятые меры не привели к восстановлению синхронизма в течение 2...3 мин и асинхронный режим продолжается, то диспетчер энергосистемы обязан дать команду на разделение асинхронно работающих частей энергосистемы. Разделение энергосистемы производится обычно персоналом электростанций и подстанций в местах установки автоматики ликвидации асинхронного режима. При этом диспетчер должен учитывать происшедшие аварийные отключения, место нахождения центра качаний и минимально возможный небаланс мощностей в отделяемых частях энергосистемы. Важным при этом является выбор места деления на подстанции, электростанции. В качестве примера рассмотрим узлы при отсутствии и наличии генерирующего источника на промежуточном присоединении (рис. 4.38, *а*, *б*). Положительными будем считать направления мощности, изображенные стрелками. Критерием выбора места деления может быть минимальный небаланс в разделившихся частях энергосистемы. Так, например, если $P_1 > P_2$, то лучшим окажется деление на выключателе В2. Диа-

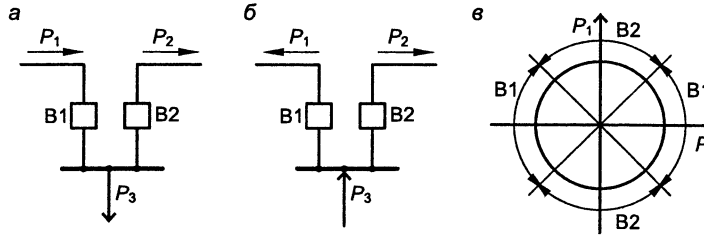


Рис. 4.38. Выбор места деления энергосистемы:
а — нагрузочный узел; *б* — узел с генерирующим источником; *в* — диаграмма выбора выключателя для деления

грамма выбора одного из двух сечений приведена на рис. 4.38, *в*. Однако следует отметить, что диспетчеру при принятии решения о месте деления в узле с генерирующим источником необходимо дополнительно учитывать мощности в разделяемых частях энергосистемы.

При появлении в энергосистеме качаний токов, мощностей и напряжений диспетчер должен уметь отличать синхронные качания от асинхронного режима. Ошибка диспетчера в этих случаях может привести к возникновению или развитию аварий.

При синхронных качаниях по линиям электропередачи мощность, как правило, не меняет свой знак и сохраняет среднее значение за период. Поэтому при синхронных качаниях не бывает устойчивой разности частот в соответствующих частях энергосистемы. Синхронные качания токов и напряжений на генераторах и синхронных компенсаторах обычно происходят также около средних значений, близких к нормальным. Синхронные качания, как правило, затухающие, поэтому деления энергосистемы не требуется.

4.13. Разделение энергосистемы

Разделение энергосистемы на части может произойти в результате:

- ❒ аварийного отключения линий электропередачи или автотрансформаторов;
- ❒ срабатывания автоматики предотвращения или прекращения асинхронного режима;
- ❒ действий оперативного персонала при ликвидации асинхронного режима;

❒ обесточивания основных распределительных устройств;

❒ потери большой генерирующей мощности, обусловливающие перегрузку и отключение линий;

❒ отключения линий электропередачи или трансформаторов оперативным персоналом при неполнофазном отключении выключателей;

❒ отказа или неправильной работы устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики;

❒ неправильных действий оперативного или ремонтного персонала.

При разделении энергосистемы на части ее диспетчер должен прежде всего на основании показаний приборов, данных телемеханики, сообщений с мест, краткого опроса подчиненного оперативного персонала, анализа работы устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики выявить характер аварии и причины ее возникновения, определить, на какие несинхронные части разделилась энергосистема, границы этого раздела, а также уровни частоты и напряжения в раздельно работающих частях. Одновременно диспетчер должен выяснить состояние и загрузку межсистемных и других контролируемых внутрисистемных связей.

Установив границы раздела энергосистемы, диспетчер должен поручить регулирование частоты в каждой отдельно работающей части энергосистемы соответствующему диспетчеру или принять регулирование на себя.

При разделении энергосистемы на части обычно возникает небаланс генерирующих мощностей и нагрузок в разделившихся частях системы: в одной части генерирующая мощность окажется выше мощности нагрузки и частота повысится, в другой, наоборот, генерирующей мощности будет недостаточно и частота снизится. Однако диспетчеру следует иметь в виду, что даже если в первый момент разделения энергосистемы в одной ее части не возник дефицит или избыток мощности либо не произошла перегрузка оборудования, то они могут возникнуть несколько позже в результате набора нагрузки потребителями, уменьшившими ее при аварии, естественного роста или снижения нагрузки в течение суток [12].

Оперативный персонал электростанций, подстанций и электрических сетей при возникновении рассматриваемых аварийных режимов обязан:

❒ немедленно сообщить диспетчеру энергосистемы о происшедших отключениях на объектах, об отклонении частоты и напряжения и наличии перегрузок по основным транзитным линиям электропередачи; при этом оперативный персонал не должен занимать время диспетчера сообщениями об отключении и перегрузке оборудования, не имеющего системного значения;

❒ принять все меры по восстановлению частоты и напряжения;

❒ устранить перегрузки транзитных линий электропередачи при угрозе нарушения статической устойчивости;

❒ обеспечить надежную работу собственных нужд вплоть до их выделения на несинхронное питание при снижении частоты до установленных для данной электростанции пределов;

❒ синхронизировать отделившиеся во время аварии генераторы или электростанцию при наличии напряжения от энергосистемы либо при появлении его после исчезновения.

При отсутствии напряжения на шинах высокого напряжения необходимо удержать отключенные генераторы, не входившие в схему выделения собственных нужд, на холостом ходу. Крупные блоки, для которых не разрешена работа на холостом ходу, должны быть в состоянии готовности к быстрому развороту и обратному включению в сеть с набором нагрузки.

Для синхронизации разделившихся частей энергосистемы не следует ожидать, пока частота в дефицитной части поднимется до номинального значения, для чего может потребоваться много времени. Достаточно поднять ее до 49,5 Гц и соответственно кратковременно снизить частоту в избыточной части энергосистемы. Известно, что снизить частоту в части энергосистемы с избытком мощности значительно проще и быстрее, чем повысить ее там, где частота низкая и генерирующей мощности недостаточно для ее подъема.

Для ускорения синхронизации разделившихся частей диспетчер имеет право:

❒ переводить с кратковременным перерывом питания участки электросети с несколькими подстанциями, питающиеся от части энергосистемы с дефицитом мощности, на питание от части энергосистемы, имеющей резерв, или на питание от смежных энергосистем, если это допустимо по режиму их работы;

❒ отделять генераторы или электростанции от части энергосистемы, имеющей резерв мощности, и синхронизировать их с дефицитной частью энергосистемы;

❐ отключать потребителей по графикам экстренных или аварийных отключений, если частоту в дефицитной части энергосистемы невозможно увеличить за счет других мероприятий до необходимого для синхронизации значения.

Синхронизация разделившихся частей энергосистемы на межсистемных линиях должна производиться при разности частот не более 0,1 Гц. При синхронизации на внутрисистемных линиях некоторые энергосистемы допускают разницу частот до 0,5 Гц. Однако в любом случае наряду с проведением синхронизации диспетчер энергосистемы должен проверить загрузку межсистемных и внутрисистемных линий, чтобы при синхронизации из-за имеющейся разности частот переток по ним не превысил допустимых значений. Ориентировочное увеличение мощности составляет 4...5% суммарной мощности меньшей части энергосистемы, подключаемой на параллельную работу, на каждые 0,1 Гц разности частот. Наброс мощности на линии происходит в части энергосистемы с более низкой частотой.

Если при разделении энергосистемы одновременно произошло погашение какой-либо ее части, диспетчер обязан подачей напряжения от частей энергосистемы с нормальной частотой восстановить питание собственных нужд электростанций, в первую очередь мощных блочных электростанций. В дальнейшем по мере разворота агрегатов электростанций и набора нагрузки диспетчер должен подавать напряжение на погашенные участки энергосистемы.

4.14. Погашение энергосистемы или энергоузла

Развитие современных энергосистем приводит к повышению вероятности возникновения тяжелых системных аварий, отличающихся каскадным характером развития аварийных процессов и охватывающих значительную часть энергообъединения с разделением его на изолированные подсистемы, погашением электростанций (с потерей питания их собственных нужд), потребителей и крупных энергорайонов.

Восстановление сложных энергосистем после таких аварий — трудоемкий и продолжительный процесс, плохо поддающийся типизации. Существующие инструктивные материалы и многосторонняя заблаговременная режимная проработка вопросов восстановления в условиях сложных энергосистем и спе-

цифичности конкретных аварийных ситуаций не гарантирует полностью рациональные действия персонала, исключение ошибочных действий и соответственно минимизацию последствий для потребителей и системы.

Рассмотрим общие принципы восстановления применительно к наиболее тяжелой аварии, вызвавшей полное или частичное погашение системы, учитывая, что восстановление из других состояний является частным случаем такого процесса.

При возникновении аварийного состояния системы диспетчер на основании текущей информации должен быстро составить общее представление об аварии, выяснить причины и место ее возникновения, характер и объем повреждений оборудования, уровень частоты и напряжения в отдельных частях энергосистемы, возможность и ориентировочные сроки включения оборудования. Затем по командам диспетчера оперативному персоналу необходимо выполнить ряд взаимоувязанных мероприятий, позволяющих обеспечить восстановление работы электростанций, восстановление схемы сети, включение нагрузки, объединение отдельных частей энергосистемы на параллельную работу (рис. 4.39).

Восстановление работы электростанций. Если не обеспечено автоматическое выделение части агрегатов на питание собственных нужд станции, то погашение энергосистемы или ее части сопровождается остановом агрегатов электростанций с потерей ими собственных нужд. Поэтому для предотвращения повреждений и длительного простоя агрегатов АЭС и ТЭС диспетчеры и оперативный персонал электростанций должны в первую очередь обеспечить питание установок их собственных нужд. Порядок подачи напряжения для разворота агрегатов при посадке станций «на нуль» с потерей собственных нужд определяется соответствующими инструкциями [12]. В кратчайшие сроки диспетчер должен определить, от каких источников и по каким линиям на электростанцию может быть подано напряжение.

Восстановление энергосистемы начинают с подачи напряжения от гидроагрегатов на линии электропередачи и по ним на шины АЭС или ТЭС. Далее подают напряжение от этих развернувшихся электростанций. Для подачи напряжения необходимо использовать также блок-станции и блоки ТЭС (выделившиеся по схемам автоматики частотного деления).



Рис. 4.39. Схема взаимосвязей, отражающая стратегию деятельности персонала по восстановлению энергосистемы после тяжелой аварии

Напряжение на шины остановленных АЭС и ТЭС может быть подано и через линии электропередачи основной сети от соседних энергосистем. При этом в тяжелых случаях может потребоваться специальное выделение участков линий, отключение от них промежуточных нагрузок, изменение уставок релейной защиты и автоматики.

После подачи напряжения на шины собственных нужд электростанций необходимо принять все меры по восстановлению их генерирующей мощности. Эта задача может быть успешно решена при восстановлении схемы сети, после чего начинается загрузка агрегатов.

Восстановление схемы сети. При полном или частичном погашении энергосистемы выключатели всех или части потребителей на подстанциях, потерявших питание, отключаются. Отключаются также выключатели на стороне низшего напряжения 6...10 кВ трансформаторов питающих подстанций. Секционные шиносоединительные выключатели остаются включенными. Выключатели высокого напряжения обычно не отключаются, это делается только по указанию диспетчера.

После пуска и включения генераторов электростанций на шины начинается сборка схемы основной сети. Для включения воздушных выключателей при необходимости должны быть использованы установленные на крупных подстанциях дизель-генераторы, чтобы обеспечить питание собственных нужд.

При восстановлении схемы основной сети диспетчер должен принимать особые меры по предотвращению опасного повышения напряжения или снижения частоты. Причиной опасного повышения напряжения может быть режим холостого хода воздушных и кабельных линий высокого и сверхвысокого напряжения. Поэтому включение их в сеть должно проводиться с включенными шунтирующими реакторами и только от достаточно мощных источников, способных потреблять избытки реактивной мощности. Если таковых нет, диспетчер энергосистемы может снижать напряжение на шинах подстанции перед подачей его на высоковольтную линию или участок сети, имеющие большую зарядную мощность. В этих случаях возможно также подключение нагрузки на промежуточных подстанциях дальних линий электропередачи. Для предотвращения опасного снижения напряжения в основной сети во время восстановления энергосистемы диспетчер может запретить работу

устройств регулирования под нагрузкой трансформаторов, установленных в питающих центрах распределительной сети.

Для ускорения восстановления схемы сети на необслуживаемых подстанциях необходимо предусмотреть специальные устройства автоматики, осуществляющие восстановление схемы нормального режима. Действия таких устройств резервируются посредством телеуправления с диспетчерских пунктов.

Восстановление питания потребителей. По мере восстановления схемы основной сети и подключения к ней генераторов электростанций, увеличения их рабочей мощности начинается этап подключения нагрузки. При этом оперативный персонал осуществляет подключение нагрузки последовательно, небольшими частями, чтобы не допустить нарушения балансов активной и реактивной мощностей, перегрузки трансформаторов и линий электропередачи.

Для повышения напряжения необходимо включать дополнительные источники реактивной мощности, отключать шунтирующие реакторы высоковольтных линий электропередачи.

При восстановлении нагрузки соблюдается определенный приоритет: в первую очередь подключаются потребители нулевой и первой категорий, а затем другая промышленная и бытовая нагрузка; включение потребителя, который может получать питание с нескольких сторон, должно производиться по возможности со стороны части энергосистемы, имеющей резерв, достаточный для покрытия нагрузки. При этом необходимо следить, чтобы такое включение не вызвало перегрузку транзитных линий или электростанций. С целью автоматизации восстановления питания потребителей целесообразно использовать ЧАПВ.

Восстановление питания потребителей осуществляют по возможности одновременно с синхронизацией отдельных частей энергосистемы и повышением генерирующей мощности источников.

Объединение частей энергосистемы на параллельную работу. Объединение несинхронно работающих электростанций или отдельных частей энергосистемы осуществляется путем автоматической либо ручной синхронизации, а также, если это допускается, несинхронным включением или самосинхронизацией.

В первую очередь на параллельную работу объединяются части энергосистемы, имеющие дефицит мощности, с частями, имеющими резерв мощности.

Разность частот при замыкании несинхронно работающих частей энергосистемы не должна превышать 0,5 Гц, а при включении межсистемных линий она должна быть указана в инструкциях и оперативных картах по эксплуатации линий. При несинхронном включении необходима проверка на допустимость такого метода объединения по кратностям тока включения.

Подгонку и регулирование частоты в каждой части системы диспетчер энергообъединения поручает соответствующему диспетчеру. При этом выравниваются и напряжения на соединяемых элементах.

Для ускорения синхронизации, а также уменьшения объемов и времени отключения потребителей диспетчер должен учитывать требования и принимать меры, рассмотренные в § 4.13.

При восстановлении энергосистемы необходимо четкое взаимодействие оперативно-диспетчерского персонала разных уровней, что достигается с помощью специальных инструкций, обучения, индивидуальных, региональных и общесистемных тренировок. В процессе тренировок необходима отработка как общей задачи восстановления, так и отдельных ее составляющих — восстановления в работе генерирующих источников, сборки схемы сети, синхронизации и др.

4.15. Определение мест повреждений на линиях электропередачи

Определение места повреждения (ОМП) является наиболее сложной, а часто и наиболее длительной технологической операцией по восстановлению поврежденного элемента сети. Это повседневная оперативная задача диспетчерских служб электрических сетей и систем.

Разнообразие видов и характера повреждений, а также структуры и условий функционирования электрических сетей не позволяет разработать универсальный метод ОМП. Еще сложнее создать универсальную аппаратуру для определения мест повреждения. Достаточно отметить, что необходимо находить повреждения как на мощных линиях электропередачи напряжением 750 кВ, так и в сетях напряжением 0,38 кВ.

На рис. 4.40 представлена классификация методов ОМП.

Для разного типа линий и сетей, а также видов повреждения к методам и устройствам ОМП предъявляются различные требования. Но общими требованиями к ОМП всех типов и

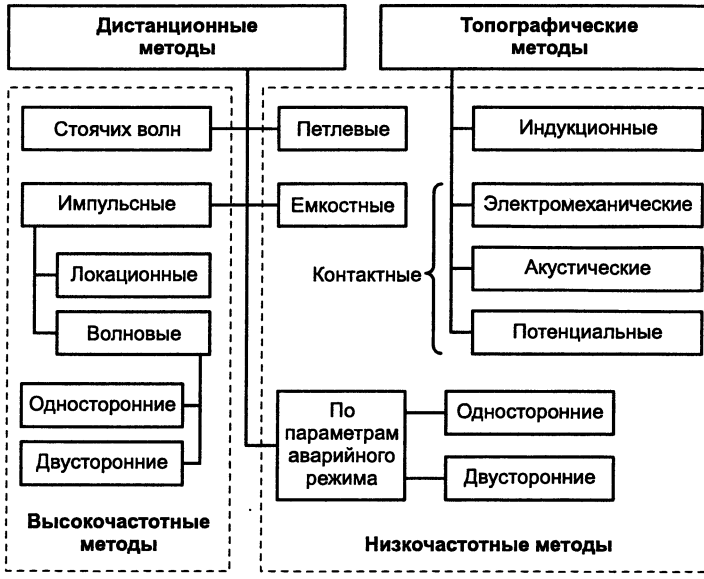


Рис. 4.40. Схема классификации методов ОМП

классов линий электропередачи являются быстрота и точность. Наиболее быстро можно произвести ***дистанционное ОМП***, заключающееся в измерении расстояния до места повреждения с питающих подстанций. Однако любое дистанционное ОМП обладает ограниченной точностью, позволяет указать только зону с местом повреждения, поэтому применяется еще один метод — топографический.

Топографическое ОМП — это определение искомого места на трассе, т.е. топографической точки расположения места повреждения.

Методы ОМП подразделяются на низкочастотные и высокочастотные. При низкочастотных методах используют частоты 0...10 кГц, при высокочастотных — 30...1000 кГц.

Топографические методы и средства нашли широкое распространение в кабельных линиях. Точность этих методов — не ниже $\pm$ 3 м. Определить место повреждения на воздушных линиях без топографических средств бывает очень трудно, поскольку иногда невозможно увидеть следы перекрытия изоляторов или следы неустойчивых повреждений.

Таким образом, каждое повреждение надо определять сначала дистанционно (найти зону), а затем топографически (найти место).

Рассмотрим некоторые методы и средства поиска мест повреждений в электрических сетях.

Локационный метод основан на посылке в поврежденную линию зондирующего электрического импульса и измерении промежутка времени между моментом подачи этого импульса и моментом прихода отраженного импульса. Трасса прохождения импульса изображена на рис. 4.41. Расстояние до места повреждения может быть определено по формуле

$$l = 0{,}5vt_{и},$$

где v — скорость распространения импульса; $t_{и}$ — время пробега импульса до места повреждения и обратно.

Скорость распространения импульса в линии является одной из главных величин, определяющих точность импульсных измерений. Каждая линия, имеющая определенные первичные параметры (сечения, материал провода, вид изоляции, расстояние между проводами и оболочкой кабеля), обладают собственной скоростью распространения импульсного сигнала, приближенно определяемой по формуле

$$v = c/\sqrt{\varepsilon},$$

где c — скорость света; ε — относительная диэлектрическая проницаемость изоляции.

Посылаемые и отраженные сигналы наблюдают на экране электронно-лучевой трубки, где по числу масштабных меток определяют расстояние до места повреждения. Примеры ха-

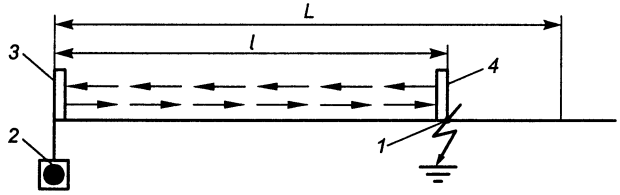


Рис. 4.41. Трасса прохождени высокочастотного импульса при измерении на линии:
1 — место повреждения; *2* — локационный искатель; *3* — зондирующий импульс; *4* — отражение импульса; *L* — общая длина линии

рактерных повреждений на линиях и их импульсные характеристики показаны на рис. 4.42.

Следует отметить, что именно обнаружение импульса, относящегося к месту повреждения, составляет главную трудность при локационном методе измерений. Это связано с тем, что волновые характеристики линий зависят от рельефа местности, транспозиции проводов, ответвлений на линии, мест перехода с одного сечения провода на другое и т.д. Поэтому на экране прибора помимо отражения от места повреждения просматриваются другие отражения. Во избежание ошибок в определении места повреждения персоналу рекомендуется иметь предварительно снятые характеристики каждой исправной линии. С этими характеристиками нормального состояния линии сопоставляются снятые импульсные характеристики линии с повреждениями. Точность определения мест повреждения локационными искателями находится в пределах 0,2...0,5% длины линии и зависит в основном от умения персо-

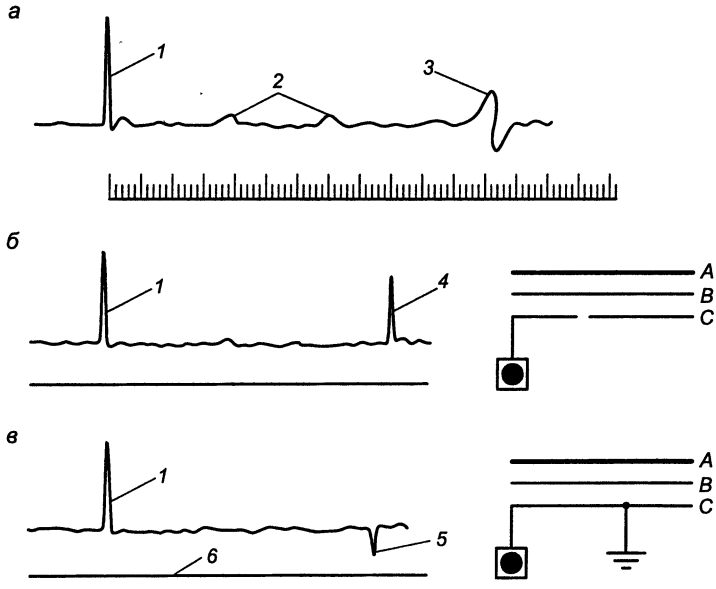


Рис. 4.42. Импульсные характеристики линии электропередачи:
а — изображение на экране при исправной линии; *б* — при обрыве провода в петле; *в* — при заземлении провода; *1* — зондирующий импульс; *2* — отражения при транспозиции и изменении рельфа местности; *3* — конец линии; *4* — обрыв провода; *5* — заземление провода; *6* — провод линии

нала работать с импульсными измерителями и соответствия паспортной длины линии ее фактической длине.

В энергосистемах используются неавтоматические и автоматические локационные искатели типа ИКЛ, Р5, «Рейс», ЛИДА и др. Для определения расстояния от шин подстанции до места повреждения неавтоматический локационный искатель подключают к проводам (жилам) отключенной и заземленной со всех сторон линии. Затем со стороны подстанции, на которой производится измерение, с линии снимают заземление, и прибор включается в работу. Измерение заключается в обнаружении на экране прибора импульса, отраженного от места повреждения линии, и измерении расстояния до него.

Недостатками неавтоматических локационных искателей являются невозможность определения ими неустойчивых повреждений на линии, а также некоторые сложности в подключении их к линии и проведении измерений оперативным персоналом. Эти недостатки устраняются в случае применения автоматических локационных искателей, которые в нормальном состоянии линии находятся в режиме ожидания. При возникновении повреждения на одной из линий устройство релейной защиты или собственный пусковой орган выбирает поврежденную линию и автоматически подключает к ней локационный искатель. Результаты измерения отраженных импульсов записываются в запоминающее устройство.

Локационные искатели используются для дистанционного определения мест повреждения в кабельных сетях и на линиях электропередачи напряжением 110 кВ и выше. В распределительных воздушных сетях напряжением 6...10 кВ данный метод не нашел применения из-за трудности выделения отраженного импульса, относящегося к месту повреждения. Это связано со сложной древовидной структурой таких сетей и присутствием при импульсных измерениях различных отражений от многочисленных неоднородностей линии, действием различного рода помех, «маскирующих» полезный импульсный сигнал, используемый для определения места повреждения.

Широкое распространение в энергосистемах получил ***метод определения повреждения по параметрам аварийного режима***. Чаще всего в качестве таких параметров используются токи и напряжения нулевой и обратной последовательности. Регистрация этих параметров производится фиксирующими приборами, установленными с двух сторон линий

напряжением 110 кВ и выше или только с одной стороны линий напряжением 6...35 кВ, во время короткого замыкания. К таким приборам относятся индикаторы типа ФИП, ФПТ, ФПН, ЛИФП, ФИС, МИР, МФИ, ИМФ и др.

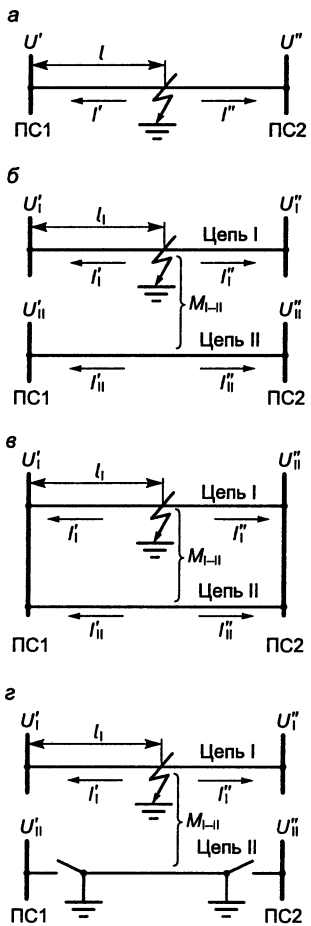


Рис. 4.43. Схемы линий без ответвлений:
а – одноцепная; *б* – двухцепная с раздельной работой по концам; *в* – двухцепная с работой на общие шины; *г* – двухцепная с одной отключенной цепью

Вычисление расстояния l до места повреждения и необходимой зоны обхода $\pm\Delta l$ осуществляется на основании постоянной информации о параметрах линий или сети и параметрах аварийного режима. При этом расчетные формулы для определения искомого расстояния до места повреждения зависят от вида повреждения, количества цепей линии, ответвлений, схем линий, имеющих сближение на части трассы, и учета распределенных параметров.

При однофазном коротком замыкания на линии без ответвлений (рис. 4.43, *а*) формула для вычисления расстояния до места повреждения имеет вид

$$l=\frac{U''-U'+z_{л}I''}{z_{л}(I'+I'')}L,$$

где U', U'' – напряжения нулевой последовательности, измеряемые по концам линии; I', I'' – токи нулевой последовательности, измеряемые там же; $z_{л}$ – полное сопротивление линии; L – протяженность линии.

Для двухцепной линии с раздельной работой по концам (рис. 4.43, *б*) расстояние до места короткого замыкания определяется по выражению

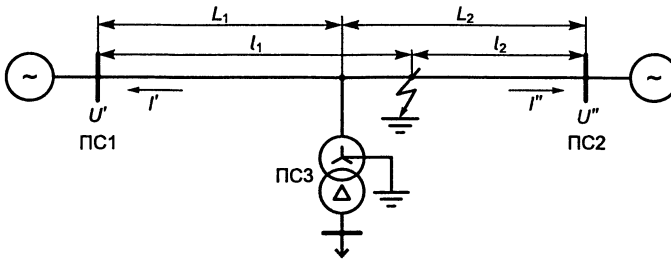


Рис. 4.44. Схема одноцепной транзитной линии с ответвлением

$$l_I = \frac{z_{II}(U_I'' - U_I') - z_{I-II}(U_{II}'' - U_{II}') + (z_I z_{II} - z_{I-II}^2) I_I''}{(z_I z_{II} - z_{I-II}^2)(I_I' + I_I'')} L_I, \quad (4.11)$$

где z_I, z_{II} — полные сопротивления нулевой последовательности цепей линии; $U_I', U_I'', U_{II}', U_{II}''$ — напряжения нулевой последовательности по концам цепей линии; z_{I-II} — сопротивление взаимоиндукции цепей линии; $I_I', I_I'', I_{II}', I_{II}''$ — токи нулевой последовательности по концам цепей линии; L_I — протяженность первой цепи линии с коротким замыканием.

Формула (4.11) является общей. На основании этой формулы в зависимости от схемы и режима работы двухцепной линии могут быть получены другие расчетные выражения. Например, для схемы, приведенной на рис. 4.43, *в*, необходимо принять $U_I' = U_{II}' = U'$, $U_I'' = U_{II}'' = U''$, для схемы на рис. 4.43, *г* $I_{II}' = I_{II}'' = 0$. Данные значения надо подставить в формулу (4.11) и получить расчетное расстояние до места повреждения.

Наличие ответвлений от линий усложняет определение расстояния до места повреждения. Так, для линии с одним ответвлением, показанной на рис. 4.44, расчетные формулы для ОМП на первом и втором участках имеют соответственно вид:

$$l_1 = \frac{(z_1 + z_в)U'' - z_в U' + (z_2 z_в + z_1(z_2 + z_в))I''}{z_л(U' + z_в I' + (z_2 + z_в)I'')};$$

$$l_2 = \frac{z_в(U'' - U') - z_1 z_в I' + z_2 z_в I''}{z_л(U' + (z_1 + z_в)I' + z_в I'')},$$

где z_1, z_2 — полные сопротивления первого и второго участков линии; $z_в$ — полное сопротивление ответвления.

Для линии с двумя и более ответвлениями расчетные формулы для ОМП не приводятся из-за их громоздкости.

Эффективность дистанционного определения мест повреждения линий по параметрам аварийного режима зависит от многих факторов, среди которых особое место занимает надежность работы фиксирующих приборов, а также достоверность их показаний и параметров системы, используемых при расчетах. Являясь датчиками оперативной информации о значениях параметров аварийного режима, фиксирующие приборы в значительной степени определяют результирующую погрешность расчета расстояния до места повреждения.

Причинами недостоверных измерений являются заводские дефекты, повышенная погрешность измерительных трансформаторов, сложные виды повреждений, каскадное срабатывание приборов, низкий уровень технического и оперативного обслуживания.

Параметры системы (полные, активные и реактивные сопротивления, проводимость элементов электрической сети, собственные и взаимные сопротивления и др.) относятся к неоперативной информации и определяются расчетным путем с той или иной погрешностью. На основании известных зависимостей между параметрами аварийного режима и параметрами систем производится оценка измеренных значений токов и напряжений при коротких замыканиях на линии.

При выполнении оперативным персоналом расчетов расстояния до места повреждения вручную проверка достоверности фиксирующих приборов является относительно трудоемкой операцией. При этом здесь также возможны ошибки, что, в свою очередь, может снизить точность ОМП. Поэтому проверку достоверности, как и расчет расстояния до мест коротких замыканий, следует, как правило, проводить с помощью ЭВМ по специальным программам.

Определение расстояний до мест повреждения на основании односторонних измерений осуществляется на тупиковых линиях и в распределительных сетях напряжением 6...35 кВ. При этом по параметрам аварийного режима фактически рассчитывается сопротивление, которое потом выражается расстоянием (в метрах) до места повреждения. Для определения расстояния до мест двухфазных коротких замыканий в

разветвленных воздушных сетях напряжением 10(6) кВ используются фиксирующие приборы токовые (ФПТ), которые устанавливаются на головных участках линий или на вводе напряжением 10(6) кВ подстанции (рис. 4.45). Этот способ впервые применен в Белорусской энергосистеме. При возникновении повреждения ФПТ измеряет и запоминает ток обратной последовательности. Для определения расстояния до места короткого замыкания используют три методических подхода: 1) эквитовых линий; 2) номограмм; 3) модели сети.

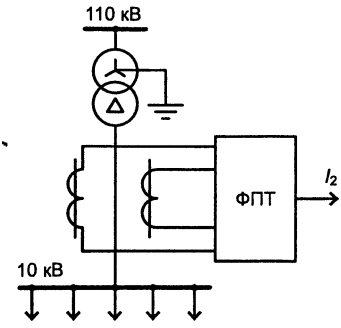


Рис. 4.45. Схема включения ФПТ на ввод напряжением 10 кВ подстанции

В первом случае предварительно рассчитываются токи двухфазного короткого замыкания для каждой линии, отходящей от подстанции. По результатам расчета на схему электросети напряжением 10(6) кВ наносятся эквитовые линии, соединяющие точки с одинаковыми токами короткого замыкания обратной последовательности (рис. 4.46). С помощью показаний ФПТ и схемы с эквитовыми линиями вследствие разветвленности сетей можно определить несколько вероятных мест повреждения или радиус зоны его расположения. Так, если, например, ФПТ показал $I_2 = 450$ А, можно утверждать, что повреждены участки линии *6 — 7*, или *6 — 8*, или *6 — 13*. Поэтому для уточнения поврежденной линии в местах ее разветвления устанавливают указатели короткого замыкания (УКЗ). Так, если УКЗ установлен в точке *6* и указывает направление короткого замыкания в сторону точки *7*, это означает, что участок линии *6 — 7* поврежден. Тем самым исключается необходимость поочередного деления отключенных направлений на части.

Для более эффективного использования ФПТ в сетях напряжением 10(6) кВ применяются номограммы зависимостей тока обратной последовательности от расстояния до места повреждения, построенные для конкретной подстанции (рис. 4.47). Номограмма строится следующим образом. Вначале

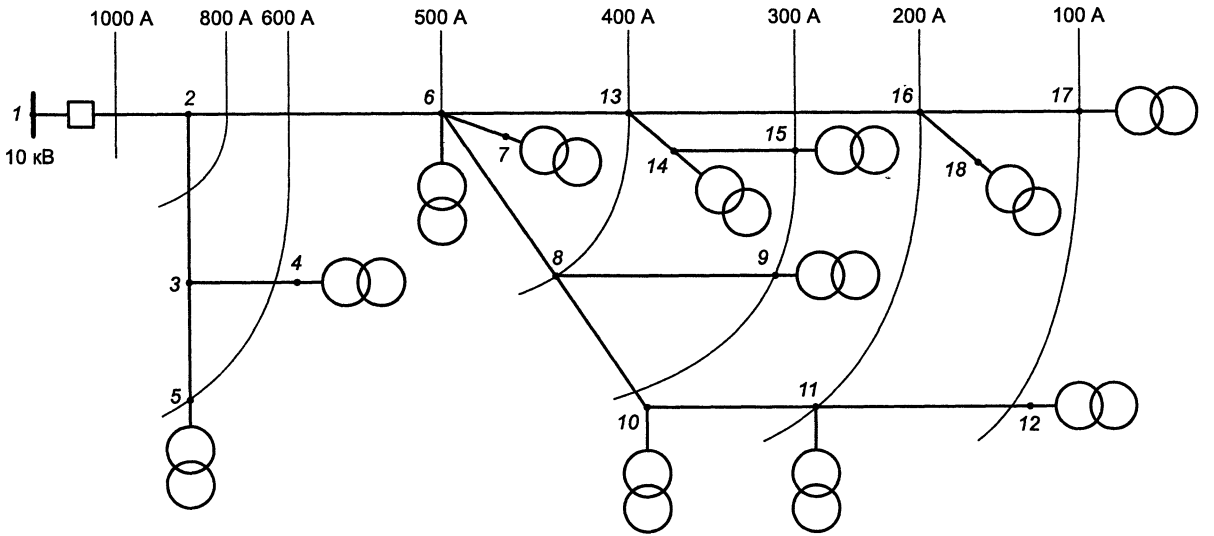


Рис. 4.46. Схема участка сети напряжением 10 кВ с эквитовыми линиями:
1 – 18 – точки начала и конца участков линии

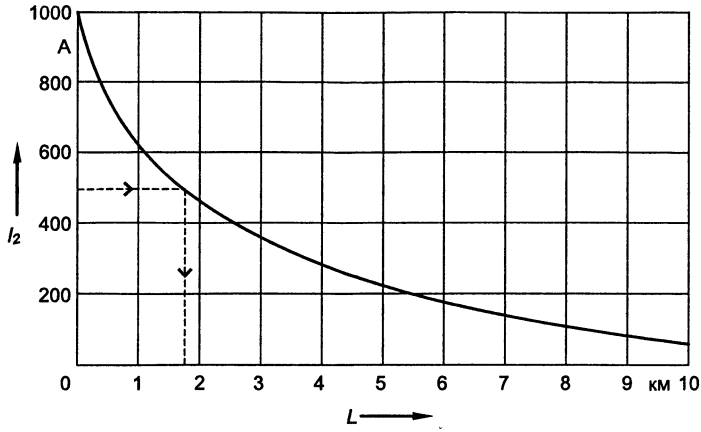


Рис. 4.47. Номограмма для определения расстояния до места повреждения

определяется максимальный ток обратной последовательности при коротком замыкании на шинах подстанции:

$$I_{2ш} = \frac{U_{ср}}{2\sqrt{R_с^2 + X_с^2}},$$

где $U_{ср}$ – среднее значение напряжения на шинах; $R_с$, $X_с$ – соответственно активное и индуктивное сопротивления системы с учетом питающего трансформатора подстанции.

Затем определяется минимальный ток короткого замыкания в конце линии с наибольшим сопротивлением:

$$I_{2л} = \frac{U_{ср}}{2\sqrt{(R_с + \sum L r_0)^2 + (X_с + \sum L x_0)}},$$

где L – длина участка линии; r_0, x_0 – удельные активное и реактивное сопротивления участков линии.

После этого для разных значений тока обратной последовательности в диапазоне от $I_{2л}$ до $I_{2ш}$ определяются расстояния до места повреждения:

$$l = \frac{\sqrt{U_{ср}^2 (x_0^2 + r_0^2)/\left(4I_2^2\right) - (R_с x_0 - X_с r_0)^2} - R_с r_0 + X_с x_0}{r_0^2 + x_0^2}.$$

Номограммы могут строиться в первичных либо вторичных значениях тока. С помощью такой номограммы персонал по показаниям фиксирующих приборов быстро определяет расстояние до места повреждения на любой линии подстанции. Так, при токе короткого замыкания $I_2 = 500$ А расстояние до места повреждения на линии составляет 1,8 км.

В последнее время в связи с широким внедрением ЭВМ и новых фиксирующих приборов получает распространение метод определения расстояния до места короткого замыкания, использующий модель сети. Суть его заключается в следующем. При коротком замыкании фиксируют значение тока, а затем на модели сети по специальным алгоритмам и программам находят одну или несколько точек, в которых расчетный ток равен показанию фиксирующего прибора. Эти точки и принимают в качестве наиболее вероятных мест повреждения. Междуфазные повреждения в воздушных распределительных сетях напряжением 6...35 кВ составляют 25...30% общего количества повреждений, а однофазные замыкания — 70...75%. Поскольку такие сети работают с изолированной или компенсированной нейтралью, то значения токов однофазного замыкания на землю в них невелики и во многих случаях значительно меньше токов нагрузки. Данная особенность сетей напряжением 6...35 кВ практически исключает возможность применения для них методов и средств определения мест однофазных замыканий на землю, используемых в сетях более высокого напряжения.

Промышленность не выпускает приборы для дистанционного определения расстояния до места однофазного замыкания на землю в сетях напряжением 6...35 кВ. Однако такие разработки ведутся. Например, в Белорусском национальном техническом университете предложен перспективный методический подход и разработано устройство для решения такой задачи [14]. Суть метода заключается в следующем. При возникновении однофазного замыкания на землю к поврежденной линии подключается специальный генератор повышенной частоты, фиксируются его параметры ($U_г$, $f_г$, $I_г$, $j_г$), а расстояние до места повреждения определяется по формуле

$$l = \frac{U_г(I_г \sin\varphi_г + I_c)}{2\pi f_г L_0 (I_г^2 \cos\varphi_г^2 + (I_г^2 \sin\varphi_г^2 + I_c)^2)},$$

где $U_г$ — напряжение генератора; $I_г$ — ток генератора; $\varphi_г$ — угол между векторами тока и напряжения генератора; I_c — емкостный ток линии; $f_г$ — частота генератора; L_0 — удельная индуктивность линии.

Устройство выполнено на современной микропроцессорной базе, имеется положительный опыт его применения в электрических сетях.

Однако в основном определение повреждений при однофазном замыкании на землю в воздушных сетях напряжением 6...35 кВ выполняется путем обхода линии персоналом ОВБ с использованием переносных топографических приборов.

4.16. Обучение оперативного персонала методам ликвидации аварий

Аварии в энергосистемах являются относительно редким явлением, причем весьма разнообразным. Поэтому оперативный персонал, даже обладая необходимыми знаниями, в условиях эксплуатации не имеет возможности приобрести требуемые умения и навыки ликвидации аварий. В практике энергосистем широкое распространение получили ***противоаварийные тренировки***, проводимые с оперативным персоналом подстанций, электростанций, электрических сетей и энергосистем. В настоящее время противоаварийные тренировки являются основной формой обучения методам и приемам предупреждения, локализации и ликвидации аварий. В ходе тренировок проявляется способность персонала самостоятельно, быстро и четко ориентироваться в аварийных ситуациях, принимать правильные решения, оперативно действовать в условиях ограниченного времени.

Каждая аварийная ситуация предъявляет высокие требования к эмоционально-волевым качествам оперативного персонала, таким как решительность, уверенность, быстрота принятия и реализации оперативных решений. Во время тренировок необходимо вырабатывать эти качества, так как при излишних, неоптимальных или ошибочных действиях персонал неизбежно подвергается воздействию неблагоприятных эмоциональных реакций, которые он учится преодолевать. Поэтому противоаварийные тренировки, при всей их условности, в какой-то мере воспитывают и развивают у персонала качества, необходимые при ликвидации аварии.

В течение года с каждым оперативным работником проводится не менее четырех тренировок. Для этого в соответствующих подразделениях составляются календарные и тематические планы. Проводятся также внеочередные тренировки, когда появляется необходимость более тщательной подготовки персонала или при неудовлетворительной ликвидации происшедших аварий.

Темы тренировок обычно выбирают с учетом наиболее возможных и типичных аварийных ситуаций. Иногда темы связывают с сезонными и стихийными явлениями (гроза, гололед, ветер), создающими аварийные ситуации, с ограничениями поставок топлива, а также с вводом в работу нового, еще не освоенного в эксплуатации оборудования, новых схем подстанций и сетей.

Как правило, противоаварийные тренировки проводятся по специально составленным программам, в каждой из которых указываются исходная схема и режим работы, показания приборов и телемеханических систем, работа устройств защиты и действия автоматики в период аварии. Опыт показывает, что успех тренировки зависит от того, насколько хорошо продумана ее программа.

Тренировки проводятся:

1) на рабочих местах, условно, с имитацией действий на оборудовании. Информация об аварии также носит условный характер и поступает не с действующих приборов, а с тренировочных пультов и плакатов, заранее развешиваемых на щитах управления, панелях релейной защиты и автоматики, распределительных устройствах;

2) на специализированных или компьютерных тренажерах.

В зависимости от темы и числа участников тренировки могут быть индивидуальными или групповыми. В них обычно принимает участие персонал, свободный от дежурства. Тренировки проводятся в достаточно быстром темпе, чтобы создать эффект «дефицита времени», что часто испытывает персонал при реальной аварии.

Заканчиваются тренировки подробным рассмотрением всех действий персонала: отмечаются правильные и неправильные оперативные действия, нарушения правил и инструкций, дается персональная оценка действий каждого работника. Ликвидацию аварии оценивают обычно по пятибалльной системе. Эта оценка связана прежде всего с программой, сцена-

рием, составленными экспертами или другими оперативными работниками. В ходе ликвидации аварии оперативный персонал зачастую отходит от предварительно составленного сценария, что является объективным фактором, так как оперативные решения могут быть неоднозначными, при этом ветвление решений происходит лавинообразно (например, при переводе энергосистемы из аварийного состояния в состояние, близкое к исходному). Поскольку оценка действий персонала во многом субъективна, она зачастую оспаривается тренирующимися. Поэтому с повышением роли тренажерной подготовки возрастает и ответственность за правильность оценки действий персонала в ходе тренировки. Один из таких, наиболее объективных, подходов, численно определяющий профессиональные и психологические характеристики диспетчера, изложен в [21].

Методика состоит в следующем. Берется подробный протокол действий участника противоаварийной тренировки и анализируется каждое его действие, которое относится к одному из следующих классов:

q_1 — правильно, своевременно выполненные действия;

q_2 — невыполненные действия;

q_3 — неправильные действия;

q_4 — действия, выполненные с опозданием;

q_5 — действия, выполненные ранее необходимого;

q_6 — излишние действия;

q_7 — неоптимальные действия.

Таким образом, оценивается каждое действие (в том числе и невыполненное, но необходимое).

Предложенная классификация действий позволяет получить следующий набор профессиональных и психологических характеристик диспетчера:

- *профессионализм* $\alpha = q_1/\Sigma q_i$ (где Σq_i — количество всех выполненных действий) — необходимое условие высококлассной работы;
- *надежность* $\rho = 1 - (q_2 + q_3 + q_4 + q_5 + q_6)/\Sigma q_i$;
- *подготовленность* $\beta = (q_3 + q_4)/\Sigma q_i$;
- *устойчивость работы* $\gamma = 1 - (q_5 + q_6)/\Sigma q_i$ — необходимое условие, исключающее суетливость;
- *оперативность* $\delta = 1 - (q_4 + q_7)/\Sigma q_i$ — необходимое условие четкой работы, исключающей заторможенность.

Предложенные показатели не имеют четко очерченных оптимальных границ. Они дают возможность количественно оце-

нить тенденции в подготовке персонала, определить тип поведения диспетчера и соответственно разработать план как коллективной, так и индивидуальной подготовки.

Исходя из предложенных показателей можно определить ведущий тип поведения диспетчера в аварийной ситуации. Всего выделяют девять таких типов.

1. Напряженный. Функции выполняются человеком замедленно, напряженно, наблюдается общая заторможенность. Внешние проявления: диспетчер судорожно сжимает трубку телефона, напряженно всматривается в пульт и т.п. Показатель решения задачи повышается при больших значениях q_4 и $(q_4 + q_7)/\Sigma q_i \to 1$.

2. Трусливый. Диспетчер избегает выполнения своих функций, «тянет» время, не вмешивается в ход событий. Показатель возрастает при $(q_2 + q_4 + q_6)/\Sigma q_i \to 1$.

3. Тормозной. В стрессовой ситуации возникает общая заторможенность и прекращается деятельность. Показатель растет при $q_2/\Sigma q_i \to 1$.

4. Агрессивно-бесконтрольный. Наблюдается потеря самоконтроля, напористость, агрессивность, отсутствие общей цели действий. Показатель возрастает при $(q_3 + q_6)/\Sigma q_i \to 1$.

5. Уходящий в мелочи. Диспетчер не видит общей цели, не выделяет общее направление, начинает заниматься второстепенными вопросами, которые не ведут к скорейшему решению ситуации. Показатель увеличивается при $q_7/\Sigma q_i \to 1$.

6. Суетливый. Диспетчер не может принять верное решение и мечется от одного решения к другому. Показатель возрастает при $(q_5 + q_6)/\Sigma q_i \to 1$.

7. Ложнопрогрессивный. Диспетчер действует активно и самоуверенно, зачастую по неправильному пути. Показатель растет при $(q_3 + q_7)/\Sigma q_i \to 1$.

8. Временно заторможенный. Вначале наблюдается заторможенность, затем диспетчер активно включается в работу и, как правило, справляется с ситуацией. Обычно наблюдаются показатели $(q_4 + q_7)/\Sigma q_i \to 1$ в начале работы и $q_1/\Sigma q_i \to 1$ в ходе деятельности.

9. Прогрессивный. В сложных ситуациях происходит мобилизация внутреннего состояния диспетчера (волевая, эмоциональная, интеллектуальная) и он находит оптимальное решение. Показатель решения задачи $q_1/\Sigma q_i \to 1$.

В соответствии с полученными характеристиками необходимо внести коррективы в подготовку или повышение квалификации оперативного персонала.

При 1-м и 2-м типах поведения целесообразно увеличить продолжительность отработки навыков в сложных аварийных ситуациях. Эта категория обучающихся нуждается в помощи и поддержке, более высокой оценке, чем они того реально заслуживают. При ошибках следует остановить тренировку и разобрать ситуацию. Необходимо внушить веру в собственные силы.

При 3-м и 4-м типах поведения может встать вопрос о соответствии выбранной деятельности, о слабой теоретической подготовке. Для улучшения саморегуляции можно рекомендовать овладение аутогенной тренировкой.

При 5-м и 6-м типах поведения требуется дополнительная теоретическая подготовка, особое внимание следует уделять планированию и определению цели.

В любом случае критика со стороны проводящего тренировку должна быть конкретной и корректной, ориентировать обучаемого на самоконтроль, повышение правильности и оперативности принятия решений в аварийных ситуациях.

В последнее время в энергосистемах отходят от проведения противоаварийных тренировок «условно» на оборудовании или «по схемам» сети и начинают интенсивно использовать тренажеры.

По функциональному назначению все тренажеры диспетчерского персонала можно разделить на три основных класса: 1) тренажеры оперативных переключений; 2) режимные тренажеры; 3) оперативно-режимные тренажеры.

Тренажеры оперативных переключений (ТОП) предназначены для обучения диспетчерского, оперативного и оперативно-ремонтного персонала электростанций, подстанций и электрических сетей правилам управления коммутационными аппаратами распределительных устройств в нормальных и аварийных режимах. Например, ТОП позволяют персоналу в совершенстве освоить такие операции, как вывод оборудования и присоединений в ремонт и ввод в работу, перевод присоединения с одной системы шин на другую, послеаварийное восстановление схемы при повреждении сборных шин, трансформаторов собственных нужд и др. ТОП могут использоваться для обучения персонала правилам оперативных переключе-

ний не только в главной схеме распределительных устройств, но и в цепях вторичной коммутации.

В ряде энергосистем эксплуатируются ТОП, выполненные на реле и полупроводниковых элементах (аппаратные тренажеры). В состав аппаратного ТОП, как правило, входит мнемосхема одной или нескольких подстанций с индикаторами положения коммутационных аппаратов. Для управления этими аппаратами на мнемосхеме или специальном пульте управления установлены ключи управления. Логический контроль правильности действий обучаемого осуществляет блок управления и контроля.

Аппаратные ТОП допускают только строгое соблюдение последовательности операций с коммутационными аппаратами при выполнении тех или иных заданий. При нарушении обучаемым очередности действий появляется соответствующий световой или звуковой сигнал.

Достоинства аппаратных тренажеров — простота изготовления и невысокая стоимость. Однако они имеют целый ряд недостатков, затрудняющих их массовое применение. К таким недостаткам относятся: возможность реализации в тренажере ограниченного числа схем распределительных устройств; сложность изменения тренажера при изменениях в первичной схеме сети; отсутствие удобного диалога между обучаемым и тренажером; «жесткий» сценарий тренировки, не допускающий никаких отклонений от заранее предусмотренной последовательности действий обучаемого; невозможность автоматического протоколирования действий диспетчера в ходе тренировки, оценивания его знаний и умений.

В настоящее время широкое распространение получают компьютерные тренажеры. Это дает возможность индивидуального обучения персонала, обучения персонала на предприятии без вызова в учебный центр, удобного и наглядного диалога пользователя с тренажером, использования большого числа схем объектов, использования для обучения любого свободного времени, в том числе ночных смен, во время которых персонал меньше загружен, автоматического оценивания уровня знаний и умений тренируемого персонала.

В основу компьютерных ТОП, которые иногда называют логическими, положены общие правила, которые делятся на три категории: правила-ограничения, правила-следствия и правила-цели. *Правила-ограничения* выражают разнообраз-

ные условия и требования по безаварийному, безопасному и эффективному выполнению операций, установленных в нормативных документах. К ним относятся также правила-требования проверки состояния устройств. *Правила-следствия* описывают логику срабатывания устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики. *Правила-цели* выражают условия, которым должно удовлетворять состояние схемы в результате успешного выполнения операций. Правила-ограничения и правила-цели — это в первую очередь правила работы тренируемого, а правила-следствия — это правила действия автоматических устройств.

Правила-ограничения переключений коммутационных аппаратов определяют условия, нарушение которых может вызвать немедленную аварию. Правила-требования операций проверки состояния устройств, а также правила-ограничения для переключений вторичных устройств выражают условия, нарушение которых не вызывает немедленную аварию, но создает предпосылки для ее возникновения или развития.

Уход разработчиков тренажеров от «жестких» сценариев тренировок привел к появлению логических тренажеров, где в принципе разрешено все, что не запрещено общими правилами переключений. Реализация этого принципа предоставляет тренируемому большую, иногда даже чрезмерную, свободу действий. Опыт показывает, что тренируемый диспетчер начинает выполнять ряд бесполезных операций, не ведущих к цели, хотя они и не противоречат общим правилам переключений. Но лишние операции на самом деле ошибочны, поскольку снижают надежность системы. Поэтому для учебных целей предпочтительны тренажеры, использующие принцип «разрешены все те операции, которые не противоречат общим правилам и необходимы для выполнения поставленной задачи переключений». При этом тренируемому легче найти оптимальные решения, а в качестве критериев оптимальности его действий можно использовать показатели минимума числа операций, минимума времени выполнения, максимума надежности.

Однако даже компьютерные универсальные ТОП не могут обеспечить освоение обучаемым всех навыков, необходимых диспетчеру энергосистемы. Ведь диспетчер кроме производства оперативных переключений должен уметь вести нормальный режим энергосистемы, быстро и точно анализировать любую аварийную ситуацию в основной сети, принимать и реали-

зовывать свои решения по локализации аварии и восстановлению нормального режима. Формированию и закреплению таких навыков способствуют режимные тренажеры.

Режимные тренажеры (РТ) предназначены для обучения диспетчерского персонала энергосистем умению поддерживать режимные параметры системы в заданной области при внеплановых и аварийных нарушениях баланса активной мощности и изменениях схемы сети. Основой режимного тренажера является математическая модель энергосистемы и средств автоматического управления. В общем случае режимные тренажеры можно подразделить на две группы: статические и динамические. *Статические РТ* обеспечивают моделирование установившегося режима энергосистемы, получившегося в результате какого-либо возмущения исходного режима (изменение баланса мощностей, отключение элементов сети и генераторов). В *динамических РТ* моделируется изменение параметров режима во времени путем использования систем дифференциальных уравнений, описывающих электромагнитные и электромеханические переходные процессы, происходящие в энергосистеме.

Первый диспетчерский тренажер на базе ЭВМ разработан за рубежом фирмой CDC в 1977 г. [30]. С середины 80-х годов XX в. в СССР также начали использовать режимные и противоаварийные тренажеры диспетчера. В дальнейшем они получили развитие и в настоящее время позволяют:

- моделировать действия релейной защиты и противоаварийной автоматики;
- автоматически контролировать основные режимные параметры энергосистемы;
- моделировать любые виды возмущений;
- использовать все возможные мероприятия по ликвидации аварии (изменять мощность электростанций, схему сети, включать или отключать генераторы, нагрузку, компенсирующие устройства и т.д.);
- моделировать быстрые процессы, происходящие в генераторах, и медленные переходные процессы в котлоагрегатах;
- отображать информацию диспетчера в виде, максимально приближенном к действительному;
- проводить тренировку в ускоренном или замедленном темпе;
- работать в различных режимах (индивидуальная или групповая тренировка; с инструктором или без него; обучение или экзамен);

- получать советы, помощь в ходе проведения тренировки;
- автоматически протоколировать и оценивать действия обучаемого или экзаменуемого оперативного персонала.

Для проведения регулярных противоаварийных тренировок диспетчерского персонала энергосистем целесообразно применять ***оперативно-режимные тренажеры***, в которых сочетаются основные функции ТОП и РТ. Такой полномасштабный тренажер удобно использовать для проверки знаний и подготовки персонала к действиям в аварийной обстановке при снижении или повышении частоты, напряжения, при перегрузке или отключении транзитных линий электропередачи, возникновении неполнофазных режимов, нарушении устойчивости, делении энергосистемы на части и потере напряжения электростанцией или частью энергосистемы. Кроме того, его можно применять для обучения диспетчера методам ликвидации аварий в энергосистеме при нарушении связи с выше- или нижестоящим по уровню управления оперативно-диспетчерским персоналом.

Практика применения тренажеров для обучения, повышения квалификации, переподготовки оперативного персонала энергосистем показывает их высокую эффективность. Это связано с тем, что оперативные решения принимаются диспетчером преимущественно на основании данных систем измерений и контроля, сообщений с мест, что позволяет достичь высокой степени правдоподобия в имитации рабочего места.

Необходимо отметить, что тренировки диспетчера должны опираться на игровые методики обучения. Следует помнить, что обучение наиболее эффективно тогда, когда обучаемый чувствует себя стратегом. Поэтому тренажер должен не столько копировать реальные щиты и происходящие в энергосистеме процессы, сколько обучать оперативно-диспетчерский персонал выбору общего направления решения той или иной задачи (стратегии) и применению конкретных приемов для достижения поставленной цели (тактике).

Вопросы для самопроверки

1. Что понимается под режимом энергосистемы?
2. Какие вы знаете основные виды режимов электрических систем?
3. Каковы наиболее характерные этапы развития аварийного процесса?
4. Какие категории переходных процессов вы знаете?

5. Какие устройства релейной защиты и автоматики предназначены для ликвидации и предотвращения аварий в энергосистемах?

6. Какие вы знаете аварийные режимы электрических систем?

7. Как диспетчер может распознать аварию и оценить ее последствия?

8. Каким требованиям должен отвечать план ликвидации аварий?

9. Какие вы знаете управляющие воздействия диспетчера на электростанцию, потребителей электроэнергии и электрическую сеть?

10. Какие вы знаете структуры оперативного управления?

11. Кто может быть привлечен к ликвидации аварии?

12. Как должен действовать оперативный персонал, если распоряжения диспетчера представляются ему неверными?

13. Кто имеет право взять руководство ликвидацией аварии на себя или поручить его другому лицу?

14. Когда возникают перегрузки линий электропередачи?

15. Чем опасна перегрузка линий электропередачи?

16. Какие явления происходят в линии при прохождении по ней тока?

17. Чем определяется допустимая токовая нагрузка линии?

18. Какова допустимая длительность перегрузки линии?

19. Какие основные мероприятия могут быть использованы для устранения перегрузки линии?

20. Что понимается под нагрузочной способностью трансформатора?

21. Какие различают виды перегрузки трансформаторов?

22. От чего зависит допустимая длительность перегрузки трансформатора?

23. Какие основные мероприятия могут быть использованы для устранения перегрузки трансформаторов?

24. Можно ли допустить бóльшие величину и длительность систематической перегрузки трансформатора, чем разрешает ГОСТ, инструкция?

25. Каковы причины аварийного снижения частоты?

26. Как действует автоматический регулятор скорости турбин при снижении или повышении частоты?

27. Когда возникает лавина частоты?

28. Каково основное назначение АЧР?

29. Какие категории имеет АЧР?

30. Каковы основные действия диспетчера для повышения частоты в аварийном режиме?

31. Какие меры предпринимает диспетчер для снижения частоты в аварийном режиме?

32. В чем заключается опасность повышения частоты?

33. Каков характер изменения реактивной мощности нагрузки при снижении напряжения?

34. Чем заканчивается лавина напряжения?

35. Каким должен быть коэффициент запаса по напряжению для обеспечения устойчивости энергосистемы?

36. Как диспетчер может повысить напряжение в аварийном режиме?

37. Каковы основные причины аварийного повышения напряжения?

38. Как диспетчер может снизить напряжение в аварийном режиме?

39. Какие бывают виды подстанций?

40. Какие применяются формы оперативного обслуживания подстанций?

41. Какими причинами обусловлено возникновение аварий на подстанциях?

42. Что должен прежде всего предпринять оперативный персонал при возникновении аварийной ситуации на подстанции?

43. В чем заключается ликвидация аварии на подстанции оперативным персоналом?

44. Как должен действовать оперативный персонал при аварийном отключении линии электропередачи на подстанции?

45. Как ликвидируется авария на подстанции при автоматическом отключении трансформатора?

46. Как должен действовать оперативный персонал при аварийном исчезновении напряжения на шинах подстанции?

47. Что должен предпринять диспетчер при аварийном отключении синхронного компенсатора?

48. Каковы основные действия оперативного персонала при аварийном отключении генератора на электростанции?

49. Как должен действовать оперативный персонал при аварийном отключении блочных агрегатов?

50. Что должен предпринять оперативный персонал при выходе генератора из синхронизма?

51. Как должен действовать оперативный персонал электростанции при возникновении несимметричного режима работы генераторов?

52. Что относится к собственным нуждам электростанций?

53. Как должен действовать персонал электростанции при отключении источников питания собственных нужд?

54. При каких условиях может возникнуть неполнофазный режим в сети с глухозаземленной нейтралью?

55. Как оперативным персоналом может быть определен неполнофазный режим сети?

56. Что должен предпринять диспетчер при возникновении неполнофазного режима на линии электропередачи?

57. Что понимается под статической и динамической устойчивостью энергосистем?

58. Какие критерии используются для оценки устойчивости энергосистемы?

59. Какие причины вызывают нарушение устойчивости энергосистем?

60. Как нормируются уровни устойчивости энергосистем?

61. Какие мероприятия могут быть использованы для повышения или сохранения устойчивости?

62. Какие признаки являются характерными для асинхронного режима?

63. Что такое электрический центр качания?

64. Как изменяются напряжение, ток, активная мощность при асинхронном режиме?

65. Какие последствия для энергосистемы может вызвать асинхронный режим?

66. Какими способами можно ликвидировать асинхронный режим?

67. По каким причинам может произойти разделение энергосистемы на части?

68. Что должен прежде всего сделать диспетчер при разделении энергосистемы?

69. Что обязан предпринять оперативный персонал электростанций, подстанций и электрических сетей при разделении энергосистемы?

70. Какие права имеет диспетчер для осуществления ускорения синхронизации разделившихся частей энергосистемы?

71. При какой разности частот должна выполняться синхронизация разделившихся частей энергосистемы?

72. Какие взаимоувязанные мероприятия должен проводить диспетчер при погашении энергосистемы?

73. Как восстановить работу электростанции при погашении энергосистемы?

74. Как восстанавливается схема сети при погашении энергосистемы?

75. Как восстановить питание потребителей при погашении энергосистемы?

76. Какие методы используются для определения мест повреждения на линиях электропередачи?

77. Как определяется место повреждения локационным методом?

78. Как определяется место повреждения по параметрам аварийного режима?

79. Какие методические подходы используются для определения расстояния до места короткого замыкания в распределительных электрических сетях?

80. Как определяется место однофазного замыкания в распределительных электрических сетях?

81. Где проводятся противоаварийные тренировки?

82. Как оценить действия оперативного персонала при проведении противоаварийных тренировок?

83. Какие тренажеры используются для подготовки диспетчерского персонала?

ЛИТЕРАТУРА

1. Автоматизация диспетчерского управления в электроэнергетике / В.А. Баринов [и др.]; под общ. ред. Ю.Н. Руденко, В.А. Семенова. М., 2000.

2. *Андриевский, В.Н.* Эксплуатация воздушных линий электропередачи / В.Н. Андриевский, А.Г. Голованов, А.С. Зеличенко. М., 1976.

3. *Баринов, В.А.* Режимы энергосистем. Методы анализа и управления / В.А Баринов, С.А. Совалов. М., 1990.

4. *Баркан, Я.Д.* Автоматизация энергосистем / Я.Д. Баркан, Л.И. Орехов. М., 1981.

5. *Баркан, Я.Д.* Эксплуатация электрических систем / Я.Д. Баркан. М., 1990.

6. *Берг, И.Г.* Ремонт воздушных линий электропередачи под напряжением / И.Г. Берг, С.В. Полевой. М.,.1989.

7. *Васильев, А.А.* Электрическая часть станций и подстанций / А.А. Васильев, И.П. Кричнов, Е.Ф. Наяшкова; под ред. А.А. Васильева. М., 1990.

8. *Веников, В.А.* Переходные электромеханические процессы в электрических системах / В.А. Веников. М., 1985.

9. *Грудинский, П.Г.* Техническая эксплуатация электрооборудования станций и подстанций / П.Г. Грудинский, С.А. Мандрыкин, М.С. Улецкий. М., 1974.

10. *Гуревич, Ю.Е.* Расчеты устойчивости и противоаварийной автоматики в энергосистемах / Ю.Е. Гуревич, Л.Е. Либова, А.А. Окин. М., 1990.

11. *Дарманчев, А.К.* Основы оперативного управления энергосистемами / А.К. Дарманчев. М.; Л., 1960.

12. Должностная инструкция дежурного диспетчера ОЭС Беларуси. Минск, 1997.

13. *Дьяков, А.Ф.* Диспетчерское управление мощными энергообъединениями / А.Ф. Дьяков, А.А. Окин, В.А. Семенов. М., 1996.

14. *Калентионок, Е.В.* Дистанционное определение расстояния до места однофазного замыкания на землю в воздушных распределительных сетях / Е.В. Калентионок, М.Ю. Лукьяненок // Наука – энергетике: сб. науч. тр. / Институт тепло- и массообмена НАН Беларуси. Минск, 2001. С. 36 – 44.

15. *Калентионок, Е.В.* Нарушение устойчивости в узле нагрузки с неидентичными параметрами двигателей / Е.В. Калентионок, В.А. Файбисович // Электричество. 1975. № 12. С. 58 – 59.

16. *Калентионок, Е.В.* Определение допустимой перегрузки воздушных линий электропередачи в аварийных условиях / Е.В. Калентионок, В.А. Файбисович // Электрические станции. 1979. № 3. С. 37 – 39.

17. *Калентионок, Е.В.* Основы статической и динамической устойчивости электрических систем / Е.В. Калентионок. Минск, 1998.

18. *Калентионок, Е.В.* Повышение устойчивости и управляемости систем электроснабжения / Е.В. Калентионок. Минск, 1989.

19. *Маркович, И.М.* Режимы энергетических систем / И.М. Маркович. М., 1969.

20. *Неклепаев, Б.Н.* Координация и оптимизация уровней токов короткого замыкания в электрических системах / Б.Н. Неклепаев. М., 1978.

21. Оценка противоаварийных тренировок оперативно-диспетчёрского персонала энергосистем / А.Ф. Дьяков [и др.] // Электрические станции. 1997. № 3. С. 2 – 7.

22. *Портной, М.Г.* Управление энергосистемами для обеспечения устойчивости / М.Г. Портной, Р.С. Рабинович. М., 1978.

23. *Поспелов, Г.Е.* Электрические системы и сети / Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин, П.В. Лычев. Минск, 2004.

24. *Поспелов, Г.Е.* Энергетические системы / Г.Е. Поспелов, В.Т. Федин. Минск, 1974.

25. Правила техники безопасности при эксплуатации электроустановок. М., 1987.

26. Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей. М., 1989.

27. Правила устройства электроустановок. М., 1985.

28. *Рабинович, Р.С.* Автоматическая частотная разгрузка энергосистем / Р.С. Рабинович. М., 1989.

29. Руководящие указания по устойчивости энергосистем. Минск, 2005.

30. *Совалов, С.А.* Противоаварийное управление в энергосистемах / С.А. Совалов, В.А. Семенов. М., 1988.

31. *Совалов, С.А.* Режимы Единой энергосистемы / С.А. Совалов. М., 1983.

32. Управление мощными энергообъединениями / Н.И. Воропай [и др.]; под. ред. С.А. Совалова. М., 1984.

33. *Филатов, А.А.* Ликвидация аварий в главных схемах электрических соединений станций и подстанций / А.А. Филатов. М., 1983.

34. *Чебан, В.М.* Управление режимами электроэнергетических систем в аварийных ситуациях / В.М. Чебан, А.К. Ландман, А.Г. Фишов. М., 1990.

35. *Шалыт, Г.М.* Определение мест повреждения в электрических сетях / Г.М. Шалыт. М., 1982.

36. Электрические системы. Автоматизированные системы управления режимами энергосистем / В.А. Богданов [и др.]; под общ. ред. В.А. Веникова. М., 1979.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Предисловие 3
Список основных сокращений 6

1. ОБЩИЕ ВОПРОСЫ ОПЕРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ 9

1.1. Цели и задачи оперативного управления в энергосистемах 9
1.2. Принципы и структура диспетчерского управления 10
1.3. Подготовка диспетчера 15
1.4. Должностные обязанности, права и ответственность диспетчера .. 17
1.5. Оперативные переговоры и ведение оперативного журнала 22
1.6. Технические средства диспетчерского управления 26
Вопросы для самопроверки 27

2. ОПЕРАТИВНЫЕ ПЕРЕКЛЮЧЕНИЯ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ 29

2.1. Основные положения о переключениях в электрических сетях 29
2.2. Бланки переключений и программы переключений 32
2.3. Переключения при ликвидации аварий 39
2.4. Производство оперативных переключений на объектах с разной формой дежурства и обслуживаемых ОВБ 40
2.5. Действия с оперативной блокировкой при производстве оперативных переключений 41
2.6. Операции с основными коммутационными аппаратами 43
2.7. Последовательность производства часто встречающихся переключений 48
2.8. Руководство отключениями для вывода линий электропередачи в ремонт, ввода их после ремонта и выдача разрешений на производство работ 55
2.9. Особенности организации ремонтных работ на линиях электропередачи 220...750 кВ под напряжением 57
2.10. Особенности вывода в ремонт воздушных линий электропередачи, находящихся под наведенным напряжением ... 59
Вопросы для самопроверки 63

3. РЕГУЛИРОВАНИЕ НОРМАЛЬНЫХ РЕЖИМОВ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ И ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ 65

3.1. Общие положения 65
3.2. Графики электрической нагрузки 66
3.3. Долгосрочное планирование режимов 85
3.4. Краткосрочное планирование режимов 88
3.5. Средства и способы регулирования режимов 94
3.6. Ведение заданного режима энергосистемы 96
3.7. Регулирование частоты и перетоков активной мощности 102
3.8. Резервы мощности в энергосистемах 112
3.9. Баланс реактивной мощности в энергосистемах 117
3.10. Режимы недовозбуждения синхронных генераторов и компенсаторов 126
3.11. Регулирование напряжения 130
3.12. Нормальные и ремонтные схемы соединений энергосистем и электрических сетей 145
3.13. Управление оборудованием энергосистем 176
3.14. Пусковые режимы основного оборудования электростанций и подстанций 180
3.15. Оперативная организация проведения испытаний оборудования и управление ими 185
Вопросы для самопроверки 195

4. ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ И ЛИКВИДАЦИЯ АВАРИЙНЫХ РЕЖИМОВ 198

4.1. Нормальные и аварийные режимы энергосистем 198
4.2. Общий подход к ликвидации аварийных режимов 204
4.3. Взаимодействие оперативного персонала при ликвидации аварии 207
4.4. Перегрузка линий электропередачи 213
4.5. Перегрузка трансформаторов, автотрансформаторов, генераторов 220
4.6. Аварийное снижение и повышение частоты 229
4.7. Аварийное снижение и повышение напряжения 242
4.8. Ликвидация аварий на подстанциях 252
4.8.1. Основные понятия 252
4.8.2. Аварийное отключение линий электропередачи 255
4.8.3. Аварийное отключение силовых трансформаторов (автотрансформаторов) 257
4.8.4. Аварийное исчезновение напряжения на шинах подстанции 259
4.8.5. Аварийное отключение синхронного компенсатора 264
4.9. Ликвидация аварий на электростанциях 265
4.9.1. Общий подход к ликвидации аварий 265

4.9.2. Аварийное отключение генератора 266
4.9.3. Аварийное отключение блочных агрегатов 268
4.9.4. Выход генератора из синхронизма 272
4.9.5. Несимметричные режимы работы генераторов 276
4.9.6. Отключение источников питания собственных нужд 280
4.10. Ликвидация неполнофазных режимов на линиях электропередачи 283
4.11. Обеспечение устойчивости энергосистем 287
4.12. Прекращение асинхронных режимов 308
4.13. Разделение энергосистемы 315
4.14. Погашение энергосистемы или энергоузла 318
4.15. Определение мест повреждений на линиях электропередачи 323
4.16. Обучение оперативного персонала методам ликвидации аварий 335
Вопросы для самопроверки 343

Литература 347

Учебное издание

Калентионок Евгений Васильевич
Прокопенко Владимир Григорьевич
Федин Виктор Тимофеевич

ОПЕРАТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ В ЭНЕРГОСИСТЕМАХ

Учебное пособие

Редактор *Е.В. Малышева*
Художественный редактор *В.А. Ярошевич*
Технический редактор *Н.А. Лебедевич*
Корректор *В.И. Аверкина*
Компьютерная верстка *Н.В. Шабуни*

Подписано в печать 18.01.2007. Формат 84×108/32. Бумага офсетная. Гарнитура «Литературная». Офсетная печать. Усл. печ. л. 18,48. Уч.-изд. л. 19,43. Тираж 2000 экз. **Заказ 265.**

Республиканское унитарное предприятие «Издательство "Вышэйшая школа"».
ЛИ № 02330/0131768 от 06.03.2006. 220048, Минск, проспект Победителей, 11.
www.vshph.com

Открытое акционерное общество «Полиграфический комбинат имени Я. Коласа». 220600, Минск, ул. Красная, 23.