Российское открытое акционерное общество энергетики и электрификации
"ЕЭС России"

СТАНДАРТ
ОРГАНИЗАЦИИ
ОАО РАО «ЕЭС РОССИИ»

СТО

17330282.29.240.004-2008

Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем

Издание официальное

Москва
2008

gost.e-ecolog.ru

Стандарт ОАО РАО «ЕЭС России»

Предисловие

Задачи, основные принципы организации предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем, а также стандартизации соответствующих правил установлены Федеральными законами от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике», от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании», Постановлением Правительства РФ от 27.12.2004 № 854 «Об утверждении Правил оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике».

Сведения о стандарте

1. РАЗРАБОТАН: ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы», ОАО «Энергетический институт им. Г.М. Кржижановского».

2. ВНЕСЕН: ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы».

3. УТВЕРЖДЕН и ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ: Приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 30.06.08 № 321 взамен СТО 17330282. 29.240. 001-2005

4. Настоящий Стандарт ОАО РАО «ЕЭС России» (*далее по тексту – Стандарт*) содержит основные правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части Единой энергетической системы (ЕЭС) России, а также технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем. По основным понятиям и технологии он согласован с правилами работы объединения европейских энергосистем UCTE (The Union for the Coordination of Transmission of Electricity), представленными в UCTE Operation Handbook.

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения ОАО РАО «ЕЭС России»

Содержание

1 Введение 4
2 Область применения 4
3 Нормативные ссылки 4
4 Термины, определения и сокращения 5
5 Общие положения 12
6 Предотвращение развития и ликвидация нарушений режима Единой энергетической системы России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем 13
6.1 Предотвращение и ликвидация аварийных небалансов активной мощности 13
6.2 Предотвращение и ликвидация недопустимых отклонений напряжения 17
6.3 Ликвидация перегрузки линий электропередачи, электросетевого оборудования и контролируемых сечений 23
6.4 Предотвращение и ликвидация асинхронных режимов 24
6.5 Ликвидация режимов синхронных качаний 25
6.6 Восстановление нормального режима после разделения энергосистемы 25
7 Предотвращение развития и ликвидация нарушений нормального режима на энергообъектах 27
7.1 Ликвидация аварийных последствий при технологических нарушениях на линиях электропередачи 27
7.2 Ликвидация нарушений в главных схемах электрических станций и подстанций 29
7.3 Предотвращение и ликвидация аварий в схемах собственных нужд подстанций и электрических станций 37
7.4 Предотвращение и ликвидация нарушений на ЛЭП распределительных электрических сетей 39
7.5 Предотвращение и ликвидация нарушений, связанных с возникновением замыканий на землю в электрических сетях 41
8 Особенности ликвидации аварий при отказах средств связи и возникновении чрезвычайных ситуаций 45
9 Подтверждение соответствия Стандарту 46
10 Библиография. 46

1 Введение

Настоящий стандарт разработан в соответствии с требованиями Федерального закона №184-ФЗ «О техническом регулировании», гармонизирован с основными понятиями, принятыми в европейских энергосистемах и представленными в правилах работы UCTE (The Union for the Coordination of Transmission of Electricity).

Стандарт направлен на обеспечение безопасного функционирования электроэнергетики.

Настоящая редакция Стандарта содержит действующие правила и рекомендации.

2 Область применения

Стандарт регламентирует порядок действий диспетчерского и оперативного персонала в электроэнергетике по предотвращению развития и ликвидации наиболее характерных аварийных нарушений нормального режима электрической части Единой энергетической системы России, а также технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем, расположенных на территории Российской Федерации.

Стандарт регламентирует действия диспетчерского персонала Системного оператора и оперативного персонала сетевых организаций, электростанций оптовых и территориальных генерирующих компаний, электростанций концерна "Росэнергоатом", потребителей электрической энергии и иных субъектов оперативно-диспетчерского управления в пределах технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима энергосистем.

При ликвидации нарушений нормального режима, не отраженных в настоящем Стандарте, диспетчерский и оперативный персонал должен действовать в соответствии с инструкциями (нормативно-техническими документами), разработанными на основе этих правил и с учетом реальной обстановки.

Стандарт определяет только технические вопросы и не рассматривает правила ведения коммерческой деятельности на рынке электроэнергии.

Стандарт определяет правила и порядок действий по предотвращению развития и ликвидациям нарушений нормального режима энергосистем в общем виде, не учитывая особенностей их выполнения на конкретном оборудовании, поэтому в развитие данного стандарта субъектами электроэнергетики могут быть разработаны собственные стандарты организаций, учитывающие эти особенности.

3 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы ссылки на следующие стандарты, законодательные акты и нормативные документы (ссылки в тексте соответствуют номеру документа):

1. Федеральный закон от 26.03.2003 № 35-ФЗ «Об электроэнергетике».
2. Постановление Правительства РФ от 27.12.2004 № 854 «Об утверждении Правил оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике».
3. Нормы качества электроэнергии в системах электроснабжения общего назначения. ГОСТ 13109-97.
4. Федеральный закон от 27.12.2002 № 184-ФЗ «О техническом регулировании».

5. Федеральный закон «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» от 21.12.1994 № 68.
6. Постановление Правительства РФ № 530 от 31.08.2006 «Об утверждении Правил функционирования розничных рынков электрической энергии в переходный период реформирования электроэнергетики».
7. Постановление Правительства РФ № 86 от 16.02.2008 «О штабах по обеспечению безопасности электроснабжения».
8. Электрооборудование переменного тока на напряжения от 1 до 750 кВ. Требования к электрической прочности изоляции. ГОСТ 1516.3-96.
9. Системы электроснабжения, сети, источники, преобразователи и приемники электрической энергии. Номинальные напряжения свыше 1000 В. ГОСТ 721-77.

4 Термины, определения и сокращения

Авария в энергосистеме - нарушение нормального режима всей или значительной части энергетической системы, связанное с недопустимыми режимами ее работы или режимами работы оборудования, повреждением оборудования, временным недопустимым ухудшением качества электрической энергии или перерывом в электроснабжении потребителей.

Баланс мощности энергосистемы *(Capacity balance)* - система показателей, характеризующая соответствие между рабочей мощностью электростанций и нагрузкой потребителей энергосистемы, с учетом расходов на собственные нужды, потерь при передаче, распределении и преобразовании, обмена мощностью с другими энергосистемами и нормированных резервов мощности.

Баланс энергии *(Energy balance)* - соотношение между располагаемым производством электрической или тепловой энергии системы и энергопотреблением (нагрузкой) с учетом расходов на собственные нужды, потерь при передаче, распределении и преобразовании, а также необходимого резерва энергии.

Дефицит мощности в энергосистеме (в области регулирования) - недостаток генерирующей мощности, равный разности между требуемой генерирующей мощностью при нормативных показателях качества электрической энергии и рабочей мощностью в определенный момент времени с учетом ограничений по пропускной способности сети, задаваемых максимально допустимыми перетоками мощности.

Надежность электроснабжения - способность энергосистемы, в составе которой работают энергопринимающие установки потребителей, обеспечить им поставку электрической энергии (мощности) в соответствии с заявленными величинами и договорными обязательствами при соблюдении установленных норм качества электроэнергии.

Объекты электроэнергетики - имущественные объекты, непосредственно используемые в процессе производства, передачи электрической энергии, оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и сбыта электрической энергии, в том числе объекты электросетевого хозяйства.

Область регулирования - *(Control Area)* – синхронная зона целиком (изолированно работающие энергосистемы) или ее часть, в которой централизованное оперативно-диспетчерское управление осуществляется одним диспетчером, ответственным за ее режим, включая баланс мощности. Если область регулирования является частью синхронной зоны, то физически она ограничена расположением точек измерения мощности и учета электроэнергии, импорт-экспорт которых осуществляется с остальными частями синхронной зоны. ЕЭС России является областью регулирования в синхронной зоне, объединяющей ЕЭС России и параллельно работающие с ней энергосистемы

зарубежных стран.

Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике – комплекс мер по централизованному управлению технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, если эти объекты и устройства влияют на электроэнергетический режим работы энергетической системы и включены соответствующим субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в перечень объектов, подлежащих такому управлению.

Диспетчерское ведение – организация управления технологическими режимами и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой, при которой указанные технологические режимы или эксплуатационное состояние изменяются только по согласованию с соответствующим диспетчерским центром.

Диспетчерское управление - организация управления технологическими режимами и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой, при которой указанные технологические режимы или эксплуатационное состояние изменяются только по оперативной диспетчерской команде диспетчера соответствующего диспетчерского центра.

Диспетчерская команда - указание совершить (воздержаться от совершения) конкретное действие (действия) по управлению технологическими режимами и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой, выдаваемое диспетчером вышестоящего диспетчерского центра по каналам связи диспетчеру нижестоящего диспетчерского центра или оперативному персоналу.

Диспетчерское распоряжение - документ, определяющий содержание, порядок и сроки осуществления конкретных действий, связанных с управлением технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой, выдаваемый вышестоящим диспетчерским центром нижестоящему диспетчерскому центру, субъекту электроэнергетики или потребителю электрической энергии с управляемой нагрузкой

Диспетчерский центр - структурное подразделение организации-субъекта оперативно-диспетчерского управления, осуществляющее в пределах закрепленной за ним операционной зоны управление режимом энергосистемы.

Операционная зона (Зона диспетчерского управления) - территория, в границах которой расположены объекты электроэнергетики и энергопринимающие установки потребителей, управление взаимосвязанными технологическими режимами которых осуществляет соответствующий диспетчерский центр.

Отказ - самопроизвольные запуск или прекращение функционирования технического устройства, а также выход параметров функционирования за допустимые границы.

Режим энергосистемы (Электроэнергетический режим энергосистемы) - единый процесс производства, преобразования, передачи и потребления электрической энергии в энергосистеме и состояние объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии (включая схемы электрических соединений объектов электроэнергетики).

Нормальный режим энергосистемы – режим энергосистемы, при котором

потребители снабжаются электрической энергией, а значения технических параметров режима энергосистемы и оборудования находятся в пределах длительно допустимых значений, имеются нормативные оперативные резервы мощности и топлива на электростанциях.

Аварийный режим энергосистемы (аварийный электроэнергетический режим) – режим энергосистемы с параметрами, выходящими за пределы требований технических регламентов, возникновение и длительное существование которого представляют недопустимую угрозу жизни людей, повреждения оборудования и ведут к ограничению подачи электрической и тепловой энергии в значительном объеме.

Послеаварийный режим энергосистемы – режим, в котором энергосистема находится после локализации аварии до установления нормального или вынужденного режима. Послеаварийный режим характеризуется сниженными требованиями к параметрам режима, по сравнению с требованиями к нормальному режиму. Продолжительность нормализации послеаварийного режима ограничена 20 мин. Превышение указанного времени означает переход к работе в вынужденном режиме.

Вынужденный режим энергосистемы – режим энергосистемы, при котором загрузка некоторых контролируемых сечений выше максимально допустимой, но не превышает аварийно допустимой. Вынужденный режим может быть разрешен на высшем уровне диспетчерского управления для послеаварийных режимов на время прохождения максимума или минимума нагрузки, но не более 40 мин (дополнительно к 20 мин, разрешенным для нормализации послеаварийного режима), или на время, необходимое для ввода ограничений и/или мобилизации резерва, а также при невозможности выполнения требований к нормальным режимам энергосистемы.

Режим синхронных качаний – режим энергосистемы, характеризующийся низкочастотными периодическими изменениями токов, напряжений и мощности при сохранении синхронности параллельной работы генераторов.

Асинхронный режим – режим энергосистемы, характеризующийся устойчивыми глубокими периодическими колебаниями напряжений, токов и мощностей, периодическим изменением взаимного угла ЭДС генераторов электростанций и наличием разности частот между частями синхронной зоны при сохранении электрической связи между ними.

Технологический режим объекта электроэнергетики или энергопринимающей установки потребителя - процесс, протекающий в технических устройствах объекта электроэнергетики или энергопринимающей установки потребителя электрической энергии, и состояние этого объекта или установки (включая параметры настройки системной и противоаварийной автоматики).

Резервы генерирующей мощности

Резерв генерирующей мощности на увеличение (на загрузку) агрегата (энергоблока) электростанции (вращающийся резерв) – определяемая в реальном времени часть регулировочного диапазона включенного в работу агрегата (энергоблока) электростанции от его текущей нагрузки до располагаемой мощности, достижимая в течение заданного интервала времени исходя из его маневренных характеристик. Под ***резервом генерирующей мощности на увеличение*** также понимаются все остановленные и отключенные от сети агрегаты (энергоблоки), включение в сеть которых для последующего набора нагрузки возможна в течении 20 мин. Резерв на электростанции считается ***резервом генерирующей мощности на увеличение*** в случае его обеспеченности энергоресурсами не менее чем на три часа.

Резерв генерирующей мощности на увеличение (на загрузку) энергосистемы –

сумма резервов генерирующей мощности на увеличение (на загрузку) всех включенных в работу агрегатов (энергоблоков) электростанций, входящих в данную энергосистему.

Резерв генерирующей мощности на снижение (на разгрузку) агрегата электростанции (энергоблока) – определяемая в реальном времени часть регулировочного диапазона включенного в работу агрегата (энергоблока) электростанции от текущей нагрузки до **технологического** минимума, достижимая в течение заданного интервала времени исходя из его маневренных характеристик.

Резерв генерирующей мощности на снижение (на разгрузку) энергосистемы – сумма резервов генерирующей мощности на снижение (на разгрузку) всех включенных в работу агрегатов (энергоблоков) электростанций, входящих в данную энергосистему.

Холодный резерв генерирующей мощности энергосистемы – суммарная располагаемая мощность всех **не находящихся в работе** агрегатов (энергоблоков) электростанций, входящих в данную энергосистему, обеспеченных топливом и готовых к пуску в срок определенный нормативом, а **для турбоагрегатов дополнительно – обеспеченных производительностью котельного оборудования**.

Потребители электрической энергии с управляемой нагрузкой - категория потребителей электрической энергии, которые в силу режимов работы (потребления электрической энергии) влияют на качество электрической энергии, надежность работы Единой энергетической системы России и оказывают в связи с этим на возмездной договорной основе услуги по обеспечению вывода Единой энергетической системы России из аварийных ситуаций. Указанные потребители могут оказывать и иные согласованные с ними услуги на условиях договора.

Синхронная зона *(Synchronous Area)* – совокупность всех параллельно работающих энергосистем, имеющих общую системную частоту электрического тока.

Субъекты оперативно-диспетчерского управления:

Системный оператор Единой энергетической системы России (далее - системный оператор *(System Operator)*) - специализированная организация, осуществляющая единоличное управление технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и уполномоченная на выдачу оперативных диспетчерских команд и распоряжений, обязательных для всех субъектов оперативно-диспетчерского управления, субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой;

Иные субъекты оперативно-диспетчерского управления - организации, осуществляющие оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике в пределах технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем и уполномоченные на выдачу оперативных диспетчерских команд и распоряжений, обязательных для субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии с управляемой нагрузкой в пределах зон диспетчерской ответственности соответствующих субъектов оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

Диспетчер – работник диспетчерского центра, осуществляющий управление взаимосвязанными технологическими режимами и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии в операционной зоне этого диспетчерского центра.

Оперативный персонал – дежурные работники, уполномоченные субъектом электроэнергетики или потребителем электрической энергии на осуществление в отношении принадлежащего ему оборудования объекта электроэнергетики мероприятий, обеспечивающих его эксплуатацию *(оперативный персонал энергообъекта* -

электрической станции, подстанции, энергопринимающей установки потребителя), а так же дежурные работники, уполномоченные от имени сетевой организации отдавать команды оперативно подчиненному персоналу подстанций на осуществление в отношении подведомственных объектов электрических сетей мероприятий, обеспечивающих их эксплуатацию (оперативный персонал центров управления сетями сетевых организаций).

Устойчивость режима энергосистемы

Статическая устойчивость энергосистемы – способность энергосистемы возвращаться к исходному или близкому к нему установившемуся режиму после малых возмущений. Под малым возмущением режима энергосистемы понимается такое возмущение, при котором изменения параметров несоизмеримо малы по сравнению со значениями этих параметров.

Динамическая устойчивость энергосистемы – способность энергосистемы возвращаться к установившемуся режиму после значительных возмущений без перехода в асинхронный режим.

Запас устойчивости - показатель, количественно характеризующий "удаленность" значений параметров режима энергосистемы от их значений в предельном по устойчивости режиме.

Электрическая сеть – совокупность технических устройств, состоящая из высоковольтных линий электропередачи и подстанций, предназначенная для передачи и распределения электрической энергии.

Единая национальная (общероссийская) электрическая сеть - комплекс электрических сетей и иных объектов электросетевого хозяйства, принадлежащих на праве собственности или на ином предусмотренном федеральными законами основании субъектам электроэнергетики, обеспечивающих устойчивое снабжение электрической энергией потребителей, функционирование оптового рынка, а также параллельную работу российской электроэнергетической системы и электроэнергетических систем иностранных государств.

Связь (в электрической сети) - последовательность элементов сети, соединяющих две части энергосистемы. Данная последовательность может включать в себя кроме линий электропередачи трансформаторы, системы (секции) шин, коммутационные аппараты.

Сечение (в электрической сети) - совокупность таких сетевых элементов одной или нескольких связей, отключение которых приводит к полному разделению энергосистемы на две изолированные части.

Частичное сечение (в электрической сети) - совокупность сетевых элементов (часть сечения), отключение которых не приводит к делению энергосистемы на две изолированные части.

Контролируемое сечение – сечение или частичное сечение, перетоки мощности в котором контролируются и/или регулируются диспетчером соответствующего диспетчерского центра и максимально допустимые перетоки в котором заданы соответствующим диспетчерским центром.

Максимально допустимый переток мощности в сечении сети – наибольший переток в сечении, удовлетворяющий всем требованиям к нормальным режимам.

При эксплуатации энергосистем превышение максимально допустимого перетока, возникающее без воздействия аварийного возмущения, является недопустимым. Превышение максимально допустимого перетока в послеаварийном режиме, но не выше аварийно допустимого, ограничено по продолжительности допустимым временем

ликвидации аварийных нарушений режима (20 мин). Превышение указанной продолжительности считается переходом к вынужденному режиму (перетоку), оно должно быть разрешено на высшем уровне диспетчерского управления и оформлено в установленном порядке.

Аварийно допустимый переток мощности в сечении сети - наибольший допустимый в послеаварийном или вынужденном режимах переток.

Вынужденный переток мощности в сечении сети - загрузка сечения выше максимально допустимого, но не превышающая аварийно допустимого перетока мощности в вынужденном режиме.

Контрольные пункты сети – выделенные в каждой операционной зоне подстанции и электростанции, на шинах которых напряжение должно поддерживаться в соответствии с утвержденными графиками в функции времени или в зависимости от параметров режима и состава включенного оборудования. В группу Контрольных пунктов должны включаться подстанции и электростанции с наибольшим влиянием на устойчивость нагрузки, параллельной работы электростанций, частей синхронной зоны и на потери электроэнергии в операционной зоне.

Энергетическая система (Энергосистема, *Power System,* ***ЭС)*** – совокупность электростанций, электрических и тепловых сетей, соединенных между собой и связанных общностью режима в непрерывном процессе производства, преобразования и распределения электрической энергии и тепла при общем управлении этим режимом.

Единая энергетическая система России (ЕЭС России) - совокупность производственных и иных имущественных объектов электроэнергетики, связанных единым процессом производства (в том числе производства в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии) и передачи электрической энергии в условиях централизованного оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

Изолированная энергосистема *(Island – Остров)* – энергосистема, электрически отделенная от единой энергосистемы на заданной территории.

Расчетные (нормативные) условия функционирования энергосистемы – условия, принимаемые при планировании развития и функционирования энергосистем в соответствии с действующими нормами, по отношению к которым должны быть обеспечены требуемые параметры и показатели функционирования, включая параметры и показатели безопасности энергосистем, качества электроэнергии и надежности электроснабжения потребителей.

Обеспечение функционирования энергосистемы - сочетание всех технических и организационных действий, направленных на то, чтобы энергосистема могла выполнять функцию по энергоснабжению с учетом необходимой адаптации к изменяющимся условиям.

Безопасное функционирование (функциональная безопасность) энергосистемы – функционирование энергосистемы, при котором отсутствует недопустимый риск, связанный с причинением вреда здоровью людей, имуществу физических или юридических лиц, государственному или муниципальному имуществу, окружающей среде, гибелью животных и растений. При этом учитывается, что вред может быть причинен непосредственно или косвенно в результате перерыва электроснабжения или нарушения иных установленных норм качества электроэнергии.

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – ситуация, при которой существует высокая вероятность нарушения или уже нарушены нормальные условия жизни и деятельности людей, связанная с аварией, катастрофой, стихийным или экологическим бедствием, эпидемией, применением возможным противником современных средств поражения и

приведшая или могущая привести к людским и материальным потерям.

Эксплуатационное состояние оборудования и устройств – оперативное состояние оборудования и устройств: работа, резерв, ремонт, консервация.

Виды режимов работы и состояний энергосистемы

Режимы работы энергосистемы

Нормальный режим, Вынужденный режим, Аварийный режим, Послеаварийный режим.

Состояния энергосистемы

Нормальное состояние, Контролируемое аварийное состояние.

Нормальное состояние энергосистемы – состояние энергосистемы, при котором условия ее функционирования соответствуют нормативным, отсутствуют нарушения в работе основных устройств и оборудования, параметры режима удовлетворяют всем требованиям по безопасности, надежности функционирования и качеству электроэнергии.

Контролируемое аварийное состояние энергосистемы – состояние энергосистемы, при котором она находится под воздействием возмущения или после него с отклонениями параметров функционирования от нормальных значений, однако обладает необходимыми запасами энергоресурсов, пропускной способности сети, резервами генерирующих мощностей и является управляемым.

Резерв мощности

Первичный резерв – (с автоматическим вводом не более 30 с)

Вторичный резерв (с автоматическим или ручным вводом не более 15 мин (на загрузку и на разгрузку))

Третичный резерв – оперативный и холодный резерв, обеспеченный энергоресурсами и вводимый персоналом.

Используемые сокращения

АГП	автомат гашения поля	ЛЭП	линия электропередачи
АПВ	автоматическое повторное включение	КИВ	контроль изоляции вводов
АВСН	автоматическое выделение на собственные нужды	ПА	противоаварийная автоматика
АОПН	автоматическое ограничение повышения напряжения	РЗА	релейная защита и автоматика
АОСН	автоматическое ограничение снижения напряжения	РУ	распределительное устройство
АЧР	автоматическая частотная разгрузка	РПН	устройство регулирования напряжения под нагрузкой
АЛАР	автоматическая ликвидация асинхронного режима	УРОВ	устройство резервирования отказа выключателей
АРО	автоматическая разгрузка оборудования	СШ	система шин
АРПМ	автоматическая разгрузка при перегрузке по мощности	СК	синхронный компенсатор
АЭС	атомная электростанция	СН	собственные нужды

АВР	автоматический ввод резерва	САОН	Специальная автоматика отключения нагрузки
ВЛ	воздушная линия	ТСН	трансформатор собственных нужд
ГЭС	гидроэлектростанция	ТЭС	тепловая электростанция
ГАЭС	Гидроаккумулирующая электростанция	ТЭЦ	тепловая электроцентраль
ДЗШ	дифференциальная защита шин	ЧАПВ	частотная автоматика повторного включения
ЕЭС	Единая энергосистема России	ЧДА	частотная делительная автоматика
КЗ	короткое замыкание	ЭС	энергетическая система
КРУ	Комплектное распределительное устройство		

5 Общие положения

5.1 Руководство ликвидацией нарушений нормального режима электрической части энергосистем осуществляется путем управления технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики (оборудования, устройств) и энергопринимающих установок потребителей, направленного на:

- устранение опасности для обслуживающего персонала и оборудования, не затронутого нарушением;
- предотвращение развития и локализацию нарушения;
- восстановление в кратчайший срок электроснабжения потребителей и качества электроэнергии;
- создание наиболее надежной послеаварийной схемы энергосистемы, отдельных ее частей или энергообъектов.

При ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем должна быть обеспечена координация действий подчиненного оперативного и диспетчерского персонала. Оперативный и диспетчерский персонал при принятии решений обязан учитывать самостоятельные действия оперативного и диспетчерского персонала нижестоящего уровня.

5.2 Распределение функций и ответственности между персоналом различных уровней оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления при ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем производится на основании следующих основных положений:

- соблюдение требований действующей нормативно-технической доку-ментации;
- оперативный и диспетчерский персонал обязан самостоятельно, в пределах своей ответственности, выполнять действия по ликвидации нарушений нормального режима, если такие действия не требуют координации и не вызовут развития нарушения нормального режима или задержку в его ликвидации. Действия, самостоятельное выполнение которых допускается, а также действия, требующие координации их выполнения, должны быть определены в местных инструкциях по ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем;
- оперативный и диспетчерский персонал во время ликвидации нарушений нормального режима обязан поддерживать связь с вышестоящим оперативным и диспетчерским персоналом, незамедлительно информировать его обо всех изменениях технологических режимов и эксплуатационного состоянии оборудования, находящегося в его управлении или ведении и информировать его о ходе ликвидации нарушений нормального режима.

5.3 Приемка и сдача смены оперативного и диспетчерского персонала во время ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем

запрещается. Пришедший на смену персонал используется по усмотрению лица, руководящего ликвидацией нарушения нормального режима. При затянувшейся ликвидации нарушения нормального режима или при ликвидации нарушения нормального режима, требующей длительного времени, сдача смены допускается по разрешению вышестоящего оперативного и диспетчерского персонала.

Все переговоры оперативного и диспетчерского персонала при ликвидации нарушений нормального режима должны автоматически фиксироваться устройствами регистрации переговоров.

5.4 В рамках координации действий по ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем вышестоящий диспетчерский и оперативный персонал имеет право корректировать действия подчиненного диспетчерского и оперативного персонала, в том числе при его действиях с оборудованием, не находящимся в управлении или ведении вышестоящего диспетчерского и оперативного персонала.

5.5 В случае возникновения или угрозы возникновения нарушения нормального режима электрической части энергосистем по причинам, не зависящим от действий субъектов электроэнергетики решение о созыве штаба по обеспечению безопасности электроснабжения производится в соответствии с [7].

5.6 Местные нормативные документы, регламентирующие действия диспетчерского и оперативного персонала при ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем, должны учитывать особенности схем электрических соединений энергосистем, объектов, конструктивные особенности оборудования и устройств, допустимые режимы их работы и другие требования инструкций по эксплуатации оборудования и устройств, а также предусматривать порядок ликвидации наиболее вероятных нарушений нормального режима и не противоречить требованиям настоящего Стандарта.

5.7 Команды диспетчерского и оперативного персонала не подлежат исполнению в случае, если это создает угрозу жизни и здоровью людей, угрозу повреждения оборудования или может привести к нарушению условий безопасной эксплуатации атомных электростанций.

6 Предотвращение развития и ликвидация нарушений режима Единой энергетической системы России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем

6.1 Предотвращение и ликвидация аварийных небалансов активной мощности

Общие положения

При управлении технологическими режимами энергосистем в нормальных режимах и при нарушениях нормального режима частота в энергосистеме поддерживается системой регулирования частоты, состоящей из подсистем первичного, вторичного и третичного регулирования.

Первичное регулирование частоты (время мобилизации не более 30 с) является основным средством ограничения отклонений частоты. Первичное регулирование частоты осуществляется регуляторами скорости, которые инициируют быстрое изменение моментов турбин энергоблоков на электростанциях в зависимости от направления и величины отклонения скорости вращения турбин от заданной.

Вторичное регулирование частоты (время мобилизации не более 15 мин) корректирует действие регуляторов скорости на электростанциях, выделенных для астатического регулирования частоты и внешних перетоков в зоне регулирования. Вторичное регулирование частоты обеспечивает восстановление частоты в энергосистеме

и реализованных при действии первичного регулирования резервов первичного регулирования.

Третичное регулирование частоты восстанавливает резервы вторичного регулирования, оптимизирует распределение возникшего в зоне регулирования небаланса между электростанциями с использованием расчетов, основанных на измерениях, проводимых в режиме реального времени.

При внезапном возникновении больших небалансов мощности, как правило, связанных с разделением энергосистемы на несбалансированные части, для предотвращения недопустимого изменения и восстановления частоты предусматривается и используется противоаварийная автоматика (автоматика ограничения снижения частоты и автоматика ограничения повышения частоты). Указанная автоматика ограничивает отклонения частоты при нарушениях баланса активной мощности, обеспечивая требуемые условия для работы электрических станций и предотвращая развитие нарушений баланса активной мощности.

Значительное снижение или повышение частоты недопустимо по режимам работы электрических станций.

Для тепловых электростанций снижение частоты ниже 49,00 Гц недопустимо по режиму работы котлов, имеющих питательные электронасосы. При длительном, более 1 мин, снижении частоты ниже 48,00 Гц возникает угроза срыва режимов питательных насосов и останова энергоблоков от технологических защит. Работа на пониженной частоте может приводить к разрушению лопаточного аппарата паровых турбин.

Для атомных электрических станций установлены следующие допустимые по величине и длительности отклонения частоты от номинального значения:

Частота, Гц	ВВЭР-1000	РБМК-1000
Выше 51,00	Эксплуатация запрещается	Эксплуатация запрещается
50,50 – 51,00	Не более 10 с (суммарно не более 60 с в год и 10 случаев за срок службы реактора)	Не более 10 с (суммарно не более 60 с в год)
49,00 – 50,50	Эксплуатация без ограничений	Эксплуатация без ограничений
49,00 – 48,40	Не более 5 мин (суммарно не более 20 мин в год и 20 случаев за срок службы реактора)	Не более 5 мин (суммарно не более 25 мин в год)
48,40 – 48,00		Не более 10 с (суммарно не более 25 мин в год)
48,00 – 47,00	Не более 1 мин, но не более 6 мин в год (суммарно 15 раз за срок службы реактора)	Эксплуатация запрещается
47,00 – 46,00	Не более 10 с (суммарно не более 60 с за год и 10 случаев за срок службы реактора)	Эксплуатация запрещается
Ниже 46,00	Эксплуатация запрещается	Эксплуатация запрещается

Для скорейшего восстановления электроснабжения потребителей, энергопринимающие установки которых были отключены действием автоматики частотной разгрузки (АЧР), предусматривается автоматика их частотного повторного включения (ЧАПВ). ЧАПВ обеспечивает включение потребителей по мере восстановления частоты.

В нормальных режимах ЕЭС частота нормируется в диапазонах:

– 50,00±0.05 Гц – нормальное значение (для длительных отклонений);

– для отклонений длительностью не более 15 мин: 50,00±0.20 Гц.

При невозможности поддержания в ЕЭС частоты в этих пределах в послеаварийных и вынужденных режимах, а также в изолированно работающих энергосистемах и в энергорайонах (энергоузлах), выделившихся на изолированную работу, применяются нормы отклонения частоты [3], которые составляют для двадцатисекундных средних значений:

– 0,20 Гц – нормально допустимое значение отклонения частоты;

– 0,40 Гц – предельно допустимое значение отклонения частоты,

причем допустимое время работы энергосистемы с отклонением частоты в диапазоне от 0,20 до 0,40 Гц не должно превышать 72 мин в сутки.

Ограничение электроснабжения потребителей, в том числе путем отключения их энергопринимающих установок, может применяться при возникновении нарушений нормального режима, связанных с дефицитом активной мощности, после исчерпания резервов генерирующей мощности, при снижении частоты электрического тока в ЕЭС России или изолированно работающих энергосистемах ниже 49,80 Гц.

6.1.1 Предотвращение и ликвидация снижения частоты электрического тока

6.1.1.1 В поддержании нормального уровня частоты участвуют все области регулирования, выполняя заданный суточный график сальдо перетоков мощности с коррекцией по частоте.

6.1.1.2 После разработки и анализа ожидаемого баланса мощности и при выявленной необходимости для предотвращения возможного снижения частоты в энергосистеме, перегрузки сечений, связей и электротехнического оборудования, с необходимой заблаговременностью до предстоящего прохождения максимума нагрузки (утреннего или вечернего):

- даются команды на подготовку гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС) к работе в генераторном режиме;
- даются команды на пуск энергоблоков, находящихся в холодном резерве;
- запрещается вывод в ремонт генерирующего и электросетевого оборудования, снижающего пропускную способность сечений с ожидаемой перегрузкой (независимо от наличия разрешенных заявок);
- даются команды на ввод в работу и приостановление вывода в ремонт энергетического и электросетевого оборудования, ограничивающего выдачу мощности из избыточных районов.

6.1.1.3 При снижении частоты в синхронной зоне, в области регулирования, в которой произошла потеря генерирующей мощности, для ее компенсации используются все имеющиеся собственные резервы мощности и резервы мощности других областей регулирования с учетом пропускной способности контролируемых сечений, линий электропередачи и электротехнического оборудования.

6.1.1.4 При внезапном снижении частоты ниже 49,80 Гц, диспетчер, ответственный за регулирование частоты в синхронной зоне, производит следующие действия:

- на основании данных информационных систем, опроса оперативного и диспетчерского персонала выясняет причины снижения частоты, состояние и режим контролируемых сечений и связей;
- в зависимости от причин снижения частоты принимает меры к восстановлению частоты до уровня, не выходящего за пределы нормальных значений, путем использования имеющихся резервов мощности, не допуская при этом превышения допустимых перетоков мощности по контролируемым сечениям и

длительно допустимых нагрузок линий электропередачи и электросетевого оборудования.

Если, несмотря на принятые меры, снижение частоты продолжается, то дополнительно:

- используются разрешенные аварийные перегрузки генерирующего оборудования с контролем загрузки контролируемых сечений, линий электропередачи и электросетевого оборудования;
- повышается электрическая нагрузка на ТЭЦ за счет снижения расхода пара на промышленные и тепловые отборы путем понижения температуры сетевой воды.

6.1.1.5 Если проведение мероприятий по предыдущему пункту не обеспечило повышения частоты до 49,80 Гц включительно, то вводятся аварийные ограничения с контролем перетоков мощности по контролируемым сечениям и нагрузок линий электропередачи и электросетевого оборудования.

Объем отключений энергопринимающих установок потребителей определяется крутизной статической частотной характеристики (СЧХ) энергосистемы. При отсутствии иных данных объем необходимых отключений определяется как 1% мощности нагрузки потребления синхронной зоны на 0,05 Гц восстанавливаемой частоты.

6.1.1.6 При больших дефицитах мощности, недостаточности АЧР, отказе АЧР вследствие глубокого снижения напряжения, как правило, связанных с разделением энергосистемы на несбалансированные части, вероятно снижение частоты ниже 48,00 Гц, при этом оперативным и диспетчерским персоналом должно учитываться автоматическое выделение электростанций (энергоблоков) на работу со сбалансированной нагрузкой.

При отказе системы автоматического выделения электростанции (энергоблока) на работу со сбалансированной нагрузкой оперативный персонал электростанции должен самостоятельно или совместно с диспетчерским персоналом провести мероприятия по выделению электростанции (энергоблока) и обеспечить надежную работу механизмов собственных нужд, вплоть до их выделения на резервное питание при снижении частоты ниже уровня, допустимого для оборудования собственных нужд. Указанные действия производятся в соответствии с местной инструкцией, согласованной с соответствующим диспетчерским центром.

6.1.1.7 При ликвидации нарушений нормального режима, связанных с глубоким снижением частоты, сопровождающимся работой АЧР, при реализации мероприятий по п.6.1.1.4 необходимо учитывать автоматическое включение потребителей действием ЧАПВ.

6.1.1.8 Включение отключенных энергопринимающих установок потребителей проводится с контролем частоты и перетоков мощности по контролируемым сечениям, линиям электропередачи и электросетевому оборудованию.

6.1.1.9 При работе энергосистемы с частотой ниже 49,80 Гц в электрических сетях и на электростанциях запрещается проведение плановых переключений в РУ, устройствах релейной защиты и противоаварийной автоматики, устройствах технологической автоматики энергоблоков, кроме необходимых для ликвидации нарушения нормального режима.

6.1.2 Предотвращение и ликвидация недопустимого повышения частоты электрического тока

6.1.2.1 При повышении частоты выше 50,05 Гц, диспетчер, ответственный за регулирование частоты в синхронной зоне, производит следующие действия:

- на основании данных информационных систем, опроса диспетчерского и оперативного персонала выясняет причины повышения частоты, состояние и режим контролируемых сечений и связей;
- в зависимости от причин повышения частоты принимает меры к восстановлению частоты до уровня, не выходящего за пределы нормальных значений, путем разгрузки электростанций (ГЭС, ТЭС, ГТУ, ТЭЦ), перевода агрегатов ГАЭС в двигательный режим.

6.1.2.2 В случае возникновения превышения максимально допустимых перетоков мощности по контролируемым сечениям и длительно допустимых нагрузок линий электропередачи и электросетевого оборудования принимаются меры к их разгрузке путем разгрузки электростанций в избыточной части энергосистемы, обеспечивающей снижение перетоков активной мощности до допустимых значений.

6.1.2.3 При сохранении тенденции повышения частоты выше 50,20 Гц, разгружается генерирующее оборудование вплоть до технического минимума с контролем частоты и перетоков мощности по контролируемым сечениям, линиям электропередачи и электросетевому оборудованию.

6.1.2.4 При ликвидации нарушений нормального режима, связанных со значительным повышением частоты, необходимо учитывать возможное отключение генерирующего оборудования действием АОПЧ.

6.1.2.5 При исчерпании регулировочных возможностей на ГЭС и ТЭС производится разгрузка энергоблоков АЭС или (и) отключение котлов на дубль – боках, а также энергоблоков тепловых электростанций.

6.2 Предотвращение и ликвидация недопустимых отклонений напряжения

Общие положения

При управлении технологическими режимами энергосистем в нормальных режимах и при нарушениях нормального режима напряжение в энергосистеме поддерживается системой регулирования напряжения, состоящей из подсистем первичного, вторичного и третичного регулирования.

Первичное регулирование напряжения является основным средством ограничения отклонений напряжения. Первичное регулирование напряжения осуществляется автоматическими регуляторами возбуждения (генерирующих установок, синхронных компенсаторов, синхронных двигателей) и автома-тическими устройствами управления режимами СКРМ (статических компенсаторов реактивной мощности, управляемых шунтирующих реакторов, устройств СТАТКОМ и др.) при изменении напряжения на выводах генератора, трансформатора или в других контролируемых узлах синхронной зоны.

Вторичное регулирование напряжения координирует работу СКРМ и устройств регулирования напряжения и потоков реактивной мощности в пределах области регулирования для поддержания требуемого уровня напряжения в контрольных пунктах и обеспечивает восстановление диапазонов первичного регулирования напряжения. Вторичное регулирование напряжения может осуществляться действиями диспетчерского и оперативного персонала или автоматически.

Третичное регулирование напряжения восстанавливает возможности вторичного регулирования напряжения, оптимизирует уровни напряжения в контрольных пунктах с использованием расчетов, основанных на данных системы измерения, проводимых в режиме реального времени, и обеспечивает соответствующую настройку устройств управления СКРМ и устройств регули-рования напряжения и потоков реактивной мощности.

Обеспечение резервов реактивной мощности.

При планировании электроэнергетических режимов должен быть обеспечен необходимый резерв реактивной мощности для осуществления управления режимом работы энергосистем по напряжению и реактивной мощности.

Регулирование напряжения в сети 110 кВ и выше должно осуществляться в контрольных пунктах, установленных в зависимости от степени влияния уровней напряжения в контрольном пункте на устойчивость и потери электроэнергии.

Регулирование напряжения в контрольных пунктах сети осуществляется в соответствии с утвержденными графиками напряжений в контрольных пунктах или графиками реактивной мощности объектов генерации. Графики напряжений должны содержать верхние и нижние границы диапазона регулирования.

Допустимые уровни напряжения в контрольных пунктах обеспечиваются за счет управления электроэнергетическим режимом по напряжению и реактивной мощности.

Допустимые отклонения напряжения

Наибольшими рабочими напряжениями (наибольшими длительно допускаемыми рабочими напряжениями) для электрических сетей и оборудования различных номинальных напряжений являются:

Класс напряжения электрооборудования, кВ	Наибольшее рабочее напряжение электрооборудования, кВ	Номинальное напряжение электрической сети, кВ	Наибольшее длительно допускаемое рабочее напряжение в электрической сети, кВ
1	1,1	1,0	1,1
3	3,6	3,0	3,5
		3,15	3,5
		3,3	3,6
6	7,2	6,0	6,9
		6,6	7,2
10	12,0	10,0	11,5
		11,0	12,0
15	17,5	13,8	15,2
		15,0	17,5
		15,75	17,5
20	24,0	18,0	19,8
		20,0	23,0
		22,0	24,0
24	26,5	24,0	26,5
27	30,0	27,0	30,0
35	40,5	35,0	40,5
110	126,0	110,0	126,0
150	172,0	150,0	172,0
220	252,0	220,0	252,0
330	363,0	330,0	363,0
500	525,0	500,0	525,0
750	787,0	750,0	787,0

Для электрических сетей и оборудования номинальным напряжением 1150 кВ наибольшим рабочим напряжением (наибольшим длительно допускаемыми рабочим напряжением) является 1200 кВ.

В узлах электрической сети 110 кВ и выше допустимые отклонения напряжения определяются параметрами установленного оборудования электрических станций и сетей с учетом допустимых эксплуатационных повышений напряжения промышленной частоты на электрооборудовании (в соответствии с данными заводов-изготовителей),

требованиями по устойчивости параллельной работы генераторов, частей синхронной зоны, устойчивости работы электродвигательной нагрузки.

Минимально допустимые и аварийно допустимые напряжения в узлах с мощными электродвигателями или с высокой долей электродвигательной нагрузки определяются нормируемыми коэффициенты запаса (Кзап) и критическими напряжениями (Uкр). Критическое напряжение в узлах электрической сети 110 кВ и выше с мощными электродвигателями или с высокой долей электродвигательной нагрузки при отсутствии более точных данных следует принимать равным:

$U_{кр} = 0,7 \cdot U_{ном}$

Коэффициенты запаса по напряжению в узлах электрической сети должны быть не менее:

- в нормальном режиме: Кзап.норм = 1,15;
- в послеаварийном режиме: Кзап.пав = 1,1.

При этом допустимые уровни напряжения составляют:

- минимально допустимое: Uм.д. = 1,15*Uкр;
- аварийно допустимое: Uав.д. = 1,1*Uкр

6.2.1 Предотвращение и ликвидация недопустимых снижений напряжений

6.2.1.1 При снижении напряжения на энергообъектах одной из областей регулирования для его нормализации используются собственные резервы реактивной мощности, средства управления ее потоками и резервы реактивной мощности, средства управления ее потоками смежных областей регулирования.

6.2.1.2 В случае снижения напряжения в контрольных пунктах ниже минимальной границы графика напряжения диспетчер, ответственный за регулирование напряжения в области регулирования, на основании данных информационных систем, опроса оперативного и диспетчерского персонала выясняет причины снижения напряжения и принимает меры к восстановлению напряжения путем:

- использования резервов реактивной мощности генерирующего оборудования и СКРМ;
- отключения (вывода в резерв) шунтирующих реакторов;
- включения находящихся в резерве СКРМ;
- изменения коэффициентов трансформации трансформаторного оборудования, оснащенного устройствами РПН.

6.2.1.3 При снижении напряжения на энергообъектах ниже минимально допустимого уровня дополнительно к мероприятиям по п. 6.2.1.2, диспетчер, ответственный за регулирование напряжения в области регулирования, принимает следующие меры:

- увеличение загрузки генерирующего оборудования и СКРМ по реактивной мощности до уровня разрешенных аварийных перегрузок. При этом предусматриваются меры, предотвращающие отключение генерирующего оборудования защитами от перегрузки тока ротора и отключение СКРМ технологическими защитами;
- снижение перетоков активной мощности по линиям электропередачи;
- разгрузка генерирующего оборудования по активной мощности и дополнительная загрузка по реактивной мощности с контролем частоты и перетоков активной мощности по контролируемым сечениям и электросетевому оборудованию.

При этом напряжения в узлах электрической сети не должны превышать длительно допустимых значений.

6.2.1.4 Если проведение мероприятий по предыдущему пункту не обеспечило повышения напряжения до минимально допустимого значения, вводятся аварийные ограничения режима потребления с контролем частоты и перетоков мощности по контролируемым сечениям и электросетевому оборудованию.

6.2.1.5 При ликвидации нарушений нормального режима, связанных с глубоким снижением напряжения, с использованием перегрузочной способности генерирующего оборудования и СКРМ, необходимо учитывать разгрузку оперативным персоналом электростанций (подстанций), генераторов (СКРМ) до номинальных токов статора и ротора (оборудования) при истечении допустимой длительности перегрузки, что может привести к дальнейшему снижению напряжения и возможному разделению энергосистемы с отключением энергопринимающих установок потребителей, в том числе устройствами АОСН.

6.2.1.6 При глубоком снижении напряжения в узлах с крупными электродвигателями или с высокой долей электродвигательной нагрузки необходимо учитывать возможность отключения электродвигателей с последующим увеличением напряжения и работой автоматики ограничения повышения напряжения.

6.2.1.7 Снижение напряжения на шинах собственных нужд электростанций может привести к снижению производительности механизмов собственных нужд электростанции, выдаваемой активной и реактивной мощности и дополнительному снижению уровней напряжения в энергосистеме.

6.2.1.8 Если действия по пунктам 6.2.1.2, 6.2.1.3. не привели к повышению напряжения на шинах собственных нужд электростанции выше аварийно допустимых величин, то для предотвращения нарушения нормального режима механизмов СН и полного останова агрегатов электростанции осуществляется выделение электростанции (энергоблока) на нагрузку собственных нужд или на работу со сбалансированной нагрузкой.

При отсутствии или отказе системы автоматического выделения электростанции (энергоблока) на нагрузку собственных нужд или на работу со сбалансированной нагрузкой оперативный персонал электростанции должен самостоятельно или совместно с диспетчерским персоналом провести мероприятия по выделению электростанции (энергоблока) и обеспечить надежную работу механизмов собственных нужд, вплоть до их выделения на резервное питание или на питание от выделенного генератора. Указанные действия производятся в соответствии с местной инструкцией оперативному персоналу, согласованной с диспетчером операционной зоны, в которой находится электростанция.

6.2.1.9 При снижении напряжения, вызванном неотключившимся КЗ в электрической сети, на основании анализа уровней напряжения, перетоков мощности, действия устройств релейной защиты и автоматики, опроса оперативно персонала определяется место КЗ и производится его отключение.

6.2.1.10 Следует учитывать, что, при снижении напряжения в узлах энергосистемы происходит снижение предела передаваемой мощности в контролируемых сечениях и увеличение токовой загрузки электротехнического оборудования.

6.2.2 Предотвращение и ликвидация недопустимых повышений напряжений

6.2.2.1 Напряжения в контрольных пунктах сети должны поддерживаться в соответствии с заданными графиками. При этом напряжения в контрольных пунктах не должны превышать длительно допустимых значений, установленных нормативными документами, а на оборудовании – не должны превышать длительно допустимых значений, установленных ГОСТ и нормами заводов-изготовителей.

6.2.2.2 В случае повышения напряжения на оборудовании энергообъектов сверх допустимых значений, на основе данных информационных систем, опроса оперативного и

диспетчерского персонала, диспетчер, ответственный за регулирование напряжения в области регулирования, выявляет причины повышения напряжения (односторонне отключены или разгружены линии электропередачи, отключены шунтирующие реакторы) и принимает меры к его снижению путем:

- снижения загрузки по реактивной мощности генерирующего оборудования и СК, работающих в режиме ее выдачи, или увеличения потребления реактивной мощности генерирующего оборудования и СК, работающих в режиме потребления реактивной мощности;
- включения шунтирующих реакторов, находящихся в резерве;
- отключения (изменение режима работы) СКРМ, работающих в режиме выдачи реактивной мощности;
- изменения коэффициентов трансформации трансформаторов, оснащенных устройствами РПН;
- перевода генерирующего оборудования и СК, работающих в режиме выдачи реактивной мощности, в режим потребления реактивной мощности;
- разгрузки генерирующего оборудования по активной мощности и дополнительной разгрузки по реактивной мощности с контролем частоты и перетоков активной мощности по контролируемым сечениям и электросетевому оборудованию;
- перераспределения перетоков активной мощности по линиям электропередачи с контролем перетоков активной мощности по контролируемым сечениям и электросетевому оборудованию;
- вывода в резерв линий электропередачи в районе повышенного напряжения (только выключателями), дающих наибольший эффект снижения напряжения, определяемый по стоку реактивной мощности, с контролем напряжения и перетоков мощности по контролируемым сечениям и электросетевому оборудованию.

6.2.2.3 При одностороннем отключении линии электропередачи и повышении напряжения сверх допустимого значения эта линия включается в транзит, а при отсутствии такой возможности отключается.

6.2.2.4 При управлении электроэнергетическими режимами для энергообъектов 110-330 кВ необходимо, в случае отсутствия иных данных завода-изготовителя оборудования, руководствоваться представленными в таблице 1, а для энергообъектов 500-750кВ представленными в таблице 2 значениями кратности повышения напряжения промышленной частоты (линейного и фазного) по отношению к наибольшему рабочему напряжению и их продолжительностями.

Таблица 1.

Допустимые в условиях эксплуатации кратковременные повышения напряжения частотой 50 Гц для электрооборудования классов напряжения от 110 до 330 (400) кВ включительно.

Вид электрооборудования	Допустимое повышение напряжения, относительное значение, не более, при длительности *t*							
	20 мин[1)]		20 с[2)]		1 с		0,1 с	
	ф-ф	ф-з	ф-ф	ф-з	ф-ф	ф-з	ф-ф	ф-з
Силовые трансформаторы (автотрансформаторы)	1,10		1,25		1,50	1,90	1,58	2,00
Шунтирующие реакторы и электромагнитные трансформаторы напряжения	1,15		1,35		1,50	2,00	1,58	2,10
Аппараты, емкостные трансформаторы напряжения, трансформаторы тока, конденсаторы связи, шинные опоры	1,15		1,60		1,70	2,20	1,80	2,40

[1] Количество повышений напряжения длительностью 20 мин не должно быть более 50 в течение одного года.

[2] Количество повышений напряжения длительностью 20 с не должно быть более 100 за срок службы электрооборудования, указанный в стандартах на отдельные виды электрооборудования, или за 25 лет, если срок службы не указан. При этом количество повышений напряжения не должно быть более 15 в течение одного года и более двух в течение суток.

Таблица 2.

Допустимые в условиях эксплуатации кратковременные повышения напряжения частотой 50 Гц для электрооборудования классов напряжения 500 и 750 кВ

Класс напряжения, кВ	Вид электрооборудования	Допустимое повышение напряжения[1], относительное значение, не более, при длительности t и количестве повышений в год n								
		t	8 ч	3 ч	1 ч	20 мин	5 мин	1 мин	20 с	1 с	0,1 с
		n	≤ 200	≤ 125	≤ 75	≤ 50	≤ 7	≤ 5	≤ 4	-	-
500	Силовые трансформаторы		1,025 1,025	1,05 1,05	1,075 1,075	1,10 1,10	1,15 1,15	1,20 1,20	1,25 1,25	1,90 1,50	2,00 1,58
	Шунтирующие реакторы и электромагнитные трансформаторы напряжения		1,025	1,05	1,075	1,15	1,15	1,20	1,35	2,00	2,08
	Аппараты, емкостные трансформаторы напряжения, трансформаторы тока, конденсаторы связи, шинные опоры		1,025	1,05	1,075	1,15	1,15	1,20	1,60	2,20	2,40
750	Силовые трансформаторы		1,025 1,025	1,05 1,05	1,075 1,075	1,10 1,10	1,15 1,15	1,20 1,20	1,25 1,25	1,67 1,50	1,76 1,58
	Шунтирующие реакторы, аппараты, трансформаторы напряжения и тока, конденсаторы связи, шинные опоры		1,025	1,05	1,075	1,10	1,15	1,20	1,30	1,88	1,98

[1] В числителе указаны значения допустимого повышения напряжения относительно земли, в знаменателе - между фазами.

Примечания:

1. Для силовых трансформаторов при длительности воздействия напряжения 20 с и выше, независимо от приведенных в таблицах 1 и 2 значений, повышенные напряжения не должны иметь кратность по отношению к номинальному напряжению ответвления обмотки трансформатора более указанной в ГОСТ 11677, раздел 9.

2. Для выключателей, независимо от приведенных в таблицах 1 и 2 значений, повышенные напряжения должны быть ограничены пределами, при которых собственное восстанавливающееся напряжение на контактах выключателя не превышает значений, указанных в ГОСТ 687 и ГОСТ 12450.

3. При длительности повышения напряжения t, промежуточной между двумя значениями длительности, приведенными в таблицах 1 и 2, допустимое повышение напряжения должно быть равно указанному для большего из этих значений длительности.

При 0,1 с < t ≤ 0,5 с допускается повышение напряжения, равное $U_{1с} + 0{,}3(U_{0{,}1с} - U_{1с})$, где $U_{0{,}1с}$ и $U_{1с}$ - допустимые повышения напряжения при длительностях t, равных соответственно 1 и 0,1 с.

4. Промежуток времени между двумя повышениями напряжения длительностью 20 с; 1; 5 и 20 мин должен быть не менее 1 ч, длительностью 1, 3 и 8 ч - не менее 12 ч. Если повышение напряжения длительностью 20 мин имело место два раза (с часовым интервалом), то в течение ближайших 24 ч повышение напряжения в третий раз допускается лишь в случае, если это требуется ввиду аварийной ситуации, но не ранее чем через 4 ч.

5. Количество допускаемых в течение года повышений напряжения указано в таблицах 1 и 2 (для длительностей 0,1 и 1 с количество повышений напряжения не регламентировано).

6. Значения, продолжительность и количество повышений напряжения длительностью 20 мин и более подлежат обязательной регистрации оперативным персоналом или автоматически.

6.3 Ликвидация перегрузки линий электропередачи, электросетевого оборудования и контролируемых сечений

Перегрузка линий электропередачи, электросетевого оборудования (трансформаторов, автотрансформаторов), контролируемых сечений области регулирования может возникать при потере генерирующей мощности, повышении потребляемой мощности при отсутствии резерва в дефицитной части энергосистемы, отключении отдельных линий электропередачи (или иного электросетевого оборудования) и сохранении в работе шунтирующих связей.

Перетоки мощности по контролируемым сечениям не должны превышать максимально допустимых значений, а по линиям электропередачи и электросетевому оборудованию – длительно допустимых значений во всех режимах. Длительная работа с перетоками мощности по контролируемым сечениям, превышающими максимально допустимые значения – вплоть до аварийно допустимых значений, допускается по специальному решению, оформленному в установленном порядке, с указанием величины разрешенного перетока, утвержденному на высшем уровне диспетчерского управления. Длительная работа с перетоками (токами) по линиям электропередачи и электросетевому оборудованию, превышающими длительно допустимые значения, допускается по разрешению завода-изготовителя или собственника оборудования.

6.3.1 При возникновении перегрузки контролируемых сечений свыше максимально допустимых значений и линий электропередачи и электросетевого оборудования свыше длительно допустимых значений должны приниматься меры по их разгрузке. Для этого используют резервы активной мощности, перераспределение перетоков активной мощности (за счет изменения топологии электрической сети, использования продольно-поперечного регулирования и др.), скорейшее включение аварийно отключившихся линий электропередачи или электросетевого или генерирующего оборудования, а также отключение энергопринимающих установок потребителей в соответствующих дефицитных частях энергосистемы.

6.3.2 Превышения максимально допустимых значений перетоков мощности в контролируемых сечениях и длительно допустимых перетоков мощности (токов) по линиям электропередачи и электросетевому оборудованию устраняются:

- немедленной загрузкой электростанций в приемной части энергосистемы и разгрузкой в передающей части энергосистемы;
- использованием допустимых аварийных перегрузок генерирующего оборудования;
- аварийных ограничений в приемной части энергосистемы.

6.3.3 Перегрузки сверх аварийно допустимых значений перетоков мощности в контролируемых сечениях и аварийно допустимых перетоков мощности (токов) по линиям электропередачи и электросетевому оборудованию устраняются незамедлительно за счет использования дистанционного отключения потребителей по каналам противоаварийной автоматики.

6.3.4 При выборе способа ликвидации недопустимой перегрузки контролируемых сечений, линий электропередачи и электросетевого оборудования необходимо учитывать доступный объем, эффективность и время реализации управляющих воздействий.

6.3.5 Энергопринимающие установки потребителей, отключенные устройствами ПА или дистанционно по каналам ПА, включаются повторно, если при этом перетоки активной мощности по контролируемым связям не превысят максимально допустимых значений, а по линиям электропередачи и электросетевому оборудованию – длительно допустимых значений. Если энергопринимающие установки потребителей не могут быть включены по указанной причине, то включить их можно после ограничения электроснабжения других потребителей и дополнительного снижения перетоков мощности по соответствующим контролируемым сечениям, линиям электропередачи и электросетевому оборудованию.

6.4 Предотвращение и ликвидация асинхронных режимов

6.4.1 Для асинхронного режима электроэнергетической системы характерно наличие знакопостоянного скольжения взаимных электрических углов роторов синхронных машин.

Асинхронные режимы могут возникать вследствие:

- перегрузки линий электропередачи по условиям статической устойчивости;
- нарушений динамической устойчивости в результате аварийных возмущений, отказа в действии защит, устройств противоаварийной автоматики;
- несинхронного включения линий электропередачи, генераторов;
- потери возбуждения генератора.

Основными признаками асинхронного режима являются:

- устойчивые глубокие периодические колебания напряжений, токов и мощностей. Напряжения на энергообъектах вблизи электрического центра качаний (ЭЦК) могут снижаться до нулевых значений.
- периодическое изменение взаимного угла ЭДС генераторов хотя бы одной электростанции по отношению к ЭДС генераторов любой другой электростанции энергосистемы на угол, больший 360^0;
- возникновение разности частот между частями синхронной зоны, вышедшими из синхронизма, при сохранении электрической связи между ними.

В результате снижения напряжения вблизи ЭЦК ниже аварийно допустимых значений возможно нарушение работы механизмов собственных нужд электростанций.

6.4.2 Ликвидация асинхронного режима может быть выполнена путем:

- разделения энергосистемы,
- ресинхронизации частей энергосистемы, вышедших из синхронизма.

6.4.3 Асинхронный режим нормально должен ликвидироваться устройствами автоматической ликвидации асинхронного режима, устанавливаемыми в местах возможного возникновения асинхронного режима. Устройства АЛАР должны нормально находиться в работе. Вывод из работы устройств АЛАР допустим только при введенных в работу резервных устройствах АЛАР.

6.4.4 В случае возникновения непрекращающегося асинхронного режима (в том числе из-за отказа в работе устройств АЛАР), он должен быть ликвидирован диспетчером вручную путем отключения линий электропередачи, связывающих асинхронно работающие части энергосистемы, в местах установки устройств АЛАР.

6.4.5 При ликвидации асинхронного режима путем ресинхронизации рекомендуется предусматривать выполнение мероприятий, улучшающих условия втягивания в синхронизм (например, разгрузку генераторов электростанций в избыточной части энергосистемы и отключение нагрузки в дефицитной), сразу же после его выявления.

6.5 Ликвидация режимов синхронных качаний

6.5.1 Синхронные качания обычно являются затухающими, в связи с чем, ликвидация режима синхронных качаний путем разделения энергосистемы, как правило, не производится.

6.5.2 Ликвидация режима синхронных качаний в области регулирования производится путем изменения электроэнергетического режима имеющимися устройствами регулирования (в частности, активной, реактивной мощности, напряжения и др.).

6.5.3 Для ликвидации возникшего режима синхронных качаний генераторов необходимо выполнять разгрузку генераторов по активной мощности и увеличение загрузки по реактивной мощности в пределах установленных для них ограничений. При этом необходимо осуществлять контроль загрузки контролируемых сечений, линий электропередачи и электросетевого оборудования, не допуская их перегрузки выше максимально допустимых или длительно допустимых значений.

6.5.4 При возникновении качаний в синхронной зоне по контролируемым сечениям необходимо выполнить мероприятия по повышению напряжения в приемной части синхронной зоны, а также по уменьшению перетока активной мощности по контролируемым сечениям, в которых наблюдаются синхронные качания. Снижение перетока активной мощности по контролируемым сечениям производится за счет использования резервов активной мощности генераторов электростанций на разгрузку в избыточной части и на загрузку в приемной части области регулирования или отключения энергопринимающих установок потребителей в приемной части области регулирования.

6.6 Восстановление нормального режима после разделения энергосистемы

6.6.1 При разделении энергосистемы диспетчер диспетчерского центра, в операционную зону которого входят разделившиеся энергосистемы, должен определить на какие несинхронные части разделилась синхронная зона и назначить ответственных за регулирование частоты диспетчеров в каждой из несинхронно работающих частей синхронной зоны с указанием требуемого для поддержания уровня частоты.

6.6.2 На основании данных информационных систем, опроса оперативного и диспетчерского персонала, анализа действий устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики диспетчер обязан:

- выявить характер нарушения и причины его возникновения;
- определить точки разделения энергосистемы;
- установить место повреждения;
- определить уровни частоты и напряжения в раздельно работающих частях энергосистемы;
- определить состояние и загрузку контролируемых сечений, линий электропередачи и электротехнического оборудования;
- запретить производство плановых переключений и иных работ, которые могут привести к отключению генерирующего и электросетевого оборудования.

6.6.3 При разделении синхронной зоны оперативный и диспетчерский персонал обязан обеспечить передачу вышестоящему оперативному и диспетчерскому персоналу следующей информации:

- о произошедших отключениях;
- о значении частоты;
- об уровнях напряжения на энергообъектах;
- о фактической загрузке и наличии перегрузок контролируемых сечений, линий электропередачи и электротехнического оборудования.

6.6.4 При регулировании частоты должен осуществляться контроль загрузки контролируемых сечений, линий электропередачи и электросетевого оборудования с целью недопущения превышения максимально допустимых перетоков активной мощности в контролируемых сечениях и длительно допустимых токовых нагрузок линий электропередачи и электросетевого оборудования, а также контроль уровней напряжения в контрольных пунктах.

6.6.5 При выделении электростанции на изолированную работу из-за отключения связей с энергосистемой оперативному персоналу электростанции необходимо обеспечить работу генераторов на холостом ходу. Крупные энергоблоки электростанций, не допускающие работы на холостом ходу, должны поддерживаться в состоянии готовности к быстрому развороту и включению в сеть с набором нагрузки.

6.6.6 При восстановлении синхронной зоны диспетчерский и оперативный персонал скоординированными действиями обязан:

- принять меры к восстановлению частоты и напряжения;
- ликвидировать перегрузки контролируемых сечений, линий электропередачи и электросетевого оборудования;
- обеспечить надежную работу механизмов собственных нужд электростанций, вплоть до их выделения на резервное питание при снижении частоты ниже допустимого для оборудования уровня;
- синхронизировать отделившиеся во время разделения зоны отдельные генераторы и электростанции.

6.6.7 Синхронизация, как правило, должна производиться при разности частот не более 0,10 Гц. Для частей синхронной зоны и контролируемых сечений, технологически позволяющих осуществлять синхронизацию с большей разностью частот, могут быть установлены другие значения максимальной разности частот с учетом допустимости увеличения передаваемой мощности по контролируемым сечениям после успешной синхронизации. В соответствующих местных инструкциях должен быть указан перечень энергообъектов (электростанций и подстанций), на которых имеются устройства синхронизации с указанием допустимых разностей частот синхронизации. При этом в процессе синхронизации не должна допускаться работа устройств противоаварийной автоматики.

6.6.8 Допустимость несинхронного включения должна быть обоснована. Перечень элементов электрической сети и энергообъектов, на которых допускается несинхронное включение, должен быть определен в соответствующих инструктивных материалах.

6.6.9 В процессе восстановления синхронной зоны диспетчер вышестоящего диспетчерского центра осуществляет руководство действиями диспетчеров, ответственных за регулирование частоты в разделившихся частях синхронной зоны.

6.6.10 В процессе восстановления синхронной зоны диспетчер вышестоящего диспетчерского центра должен определить частоту для несинхронно работающих частей, при которой будет производиться синхронизация, и осуществлять руководство действиями диспетчеров, ответственных за регулирование частоты в этих частях по созданию условий для синхронизации.

6.6.11 При невозможности повысить частоту в дефицитной части до необходимого для осуществления синхронизации уровня при полном использовании резервов, дальнейший ее подъем может осуществляться за счет:

- отключения энергопринимающих установок потребителей (при этом необходимо учитывать действие ЧАПВ, если предварительно потребители были отключены от АЧР);
- перевода, с кратковременным перерывом питания, участка электрической сети с несколькими подстанциями, находящиеся в дефицитной по мощности области, на питание от смежной области, если это допустимо по режиму работы;

- отделения от избыточной области отдельных генераторов или электростанций и синхронизации их с дефицитной областью.

6.6.12 Для максимального снижения мощности отключаемых энергопринимающих установок в дефицитной области и ускорения процесса синхронизации допускается производить синхронизацию несинхронно работающих частей при сниженной (не ниже 49,80 Гц) частоте;

6.6.13 При погашении значительных участков энергосистемы с электростанциями, необходимо в первую очередь обеспечить восстановление питания собственных нужд электростанций с крупными энергоблоками, а затем подстанций путем подачи напряжения от смежных областей, если это допустимо по режиму их работы или от электростанций, оставшихся в работе за счёт действия ЧДА или АВСН. Для подачи напряжения на обесточенные электростанции должны применяться заранее разработанные схемы подачи напряжения для «разворота с нуля», обеспечивающие допустимые уровни напряжения на шинах принимающей электростанции.

6.6.14 По мере набора нагрузки генераторами электростанций, необходимо обеспечивать подачу напряжения на обесточенные участки электрической сети.

6.6.15 Напряжение на обесточенные участки электрической сети должно подаваться таким образом, чтобы исключить недопустимое снижение частоты и перегрузку контролируемых сечений, линий электропередачи и электросетевого оборудования.

6.6.16 Включение энергопринимающих установок потребителей после восстановления целостности синхронной зоны при наличии резервов мощности и запасов пропускной способности в контролируемых сечениях и токовой загрузки линий электропередачи и электротехнического оборудования может быть осуществлено с помощью ЧАПВ. Для этого необходимо кратковременно повысить частоту на 0,10 – 0,20 Гц выше верхней уставки срабатывания ЧАПВ.

6.6.17 В случае невозможности включения энергопринимающих установок потребителей в соответствии с п.6.6.16, диспетчерскому и оперативному персоналу необходимо обеспечить их ручное включение с контролем частоты и перетоков мощности по контролируемым сечениям, токовой загрузки линий электропередачи и электросетевого оборудования.

7 Предотвращение развития и ликвидация нарушений нормального режима на энергообъектах

7.1 Ликвидация аварийных последствий при технологических нарушениях на линиях электропередачи

7.1.1 Повреждения линий электропередачи напряжением 110 кВ и выше приводят к снижению пропускной способности электрической сети, надёжности энергосистемы, возникновению угрозы развития аварии, поэтому они должны ликвидироваться в кратчайший срок с последующим вводом линии электропередачи в работу.

7.1.2 Протяженные линии электропередачи напряжением 220 кВ и выше при включении под напряжение выдают в сеть большую зарядную реактивную мощность, что может привести к повышению напряжения сверх допустимого для оборудования, вследствие которого возможно его повреждение, а также срабатыванию устройств автоматики ограничения повышения напряжения (АОПН). При включении таких линий электропередачи необходимо контролировать:

- уровни напряжения в сети;
- наличие подключенных к линии шунтирующих реакторов;
- схему прилегающей сети.

7.1.3 При автоматическом отключении линии электропередачи линейными защитами независимо от работы устройств автоматического повторного включения

(АПВ), отключившуюся линию необходимо опробовать напряжением, если к моменту опробования не выявлено повреждения линий или ее оборудования в пределах распределительных устройств, к которым она подключена.

7.1.4 После создания режима, допустимого для отключенного состояния линии электропередачи (для ремонтной схемы сети при отключении линии), должен быть определён порядок её включения под напряжение с учётом допустимых режимных параметров (перетоков мощности в контролируемых сечениях, по линиям электропередачи и электросетевому оборудованию, уровней напряжения, нагрузок электростанций), состояния схемы присоединений линии на объектах и прилегающей сети (наличие в ремонте выключателей, систем шин, количество подключаемых шунтирующих реакторов, состояние устройств ПА).

7.1.5 Порядок включения линии электропередачи под напряжение должен определяться исходя из схемы распределительного устройства с учетом возможности отключения смежного оборудования в результате отказов коммутационных аппаратов при включении линии электропередачи

7.1.6 Включение автоматически отключившейся линии под напряжение, как правило, производится со стороны подстанции с нормальной схемой распределительного устройства. В регламентированных случаях (например, при выводе в ремонт шунтирующих реакторов) допускается включение под напряжение отказавшей линии со стороны электростанции.

7.1.7 На основе анализа действия защит, показаний фиксирующих измерительных устройств, регистраторов аварийных событий должно быть определено расчётное место повреждения и участок отказавшей линии, подлежащий осмотру. Осмотр расчётного места повреждения отказавшей линии должен быть произведён и в случае успешного её включения под нагрузку (в том числе устройствами АПВ). При обнаружении повреждения принимается решение о выводе линии в ремонт.

Если по результатам обхода не выявлены причины и место повреждения, допускается повторное ручное опробование отказавшей линии напряжением.

7.1.8 Если отключение линии электропередачи привело к превышению перетоками активной мощности по контролируемым сечениям максимально допустимых значений или по линиям электропередачи и электросетевому оборудованию длительно допустимых значений, к необходимости ввода ограничения режима электропотребления или к нарушению электроснабжения энергопринимающих установок потребителей, допускается неоднократное опробование линии электропередачи.

После однократного опробования, перед последующим, должны быть уточнены и проанализированы возможное место повреждения и вид КЗ по данным регистраторов аварийных событий и фиксирующих приборов.

В случае принятия решения о дальнейшем опробовании после двух неуспешных опробований диспетчер, в диспетчерском управлении которого находится линия электропередачи, предварительно уведомляет о принятом решении ЦУС сетевой организации, эксплуатирующей данную линию электропередачи.

7.1.9 Если отключение линии электропередачи не привело к нарушениям режима, указанным в п. 7.1.8, то решение о повторном опробовании после неуспешного первого опробования, может быть принято на основе дополнительной достоверной информации о наличии опасных природных и техногенных явлений в районе прохождения линии электропередачи (сильный ветер, мокрый снег, гололед, грозы, пожары).

7.1.10 Для линий электропередачи, находящихся в районах, подверженных интенсивному гололедообразованию, налипанию мокрого снега на провода и грозозащитные тросы должны быть разработаны схемы и режимы плавки гололеда.

При получении сообщения от гидрометеорологических служб и контрольных точек по наблюдению за гололедом (метеопостов) о возможности образования гололеда, налипания мокрого снега необходимо:

- реализовать режимные мероприятия для повышения надежности схемы электрической сети;
- обеспечить готовность схемы и устройств плавки гололеда на проводах, грозозащитных тросах;
- установить контроль интенсивности гололедообразования, в том числе по информации датчиков гололедообразования.

При достижении толщиной (диаметром, весом) гололеда величины, установленной для данного класса линий, должна быть произведена плавка гололёда.

7.1.11 В случае многократных отключений линии электропередачи при гололедообразовании её включение под нагрузку производится через один выключатель независимо от количества выключателей в схеме включения линии электропередачи. Включение линии электропередачи по нормальной схеме осуществляется после устранение факторов, являвшихся причиной многократных отключений.

7.1.12 При отключении кабельно-воздушной линии электропередачи производится анализ защит, которыми была отключена линия. В случае, если работали только стандартные защиты линии и не работала дополнительная защита кабельного участка и предполагаемая зона короткого замыкания (расчетная или по показаниям фиксирующих приборов) не включает в себя кабельный участок, дальнейшие действия с линией определяются в соответствии с требованиями данного стандарта к воздушным линиям электропередач.

В случае, если предполагаемая зона короткого замыкания (расчетная или по показаниям фиксирующих приборов) включает в себя в том числе кабельный участок, или работала дополнительная защита кабельного участка с запретом АПВ, производится осмотр кабельного участка, соединительных муфт, оборудования КРУЭ и примыкающего к кабельному воздушного участка. При обнаружении повреждения на воздушном участке и отсутствии видимых повреждений на кабельном участке, оборудовании КРУЭ и соединительных муфтах, решение о возможности опробования напряжением принимается исходя из работоспособности воздушного участка.

При отсутствии видимых повреждений в зоне осмотра, включающей в себя только кабельный участок или кабельный и воздушный участки, необходимо произвести испытание кабельного участка. По результатам испытаний принимается решение о возможности опробования напряжением кабельно-воздушной линии электропередачи.

7.2 Ликвидация нарушений в главных схемах электрических станций и подстанций

7.2.1 Повреждение силовых трансформаторов (автотрансформаторов), шунтирующих реакторов, генераторов

7.2.1.1 В случае отключения трансформатора (автотрансформатора) действием защит с нарушением энергоснабжения потребителей, собственных нужд электростанции или подстанции, должен быть незамедлительно введён в работу трансформатор (автотрансформатор), находящийся в резерве.

7.2.1.2 При автоматическом отключении трансформатора (автотрансформатора) действием резервных защит (защиты от внутренних повреждений не действовали), вызвавшем нарушение электроснабжения энергопринимающих установок потребителей или недопустимую перегрузку оставшегося в работе трансформаторного оборудования допускается повторное включение отключившегося трансформатора (автотрансформатора) без осмотра.

7.2.1.3 При автоматическом отключении трансформатора (автотрансформатора) действием резервных защит (защиты от внутренних повреждений не действовали), в случае отсутствия недопустимой по величине и длительности перегрузки оставшегося в

работе трансформаторного оборудования и отключения энергопринимающих установок потребителей повторное включение отключившегося трансформатора (автотрансформатора) производится только после его осмотра.

7.2.1.4 Запрещается включение трансформатора (автотрансформатора) без установления причины отключения, если в распределительных устройствах, к которым он присоединен, производятся ремонтные работы или оперативные переключения.

7.2.1.5 Включение трансформатора (автотрансформатора) отпаечной подстанции, отключившегося действием резервной защиты, допускается после определения и устранения причины отключения. Включение под напряжение производится разъединителем (отделителем с предварительным отключением короткозамыкателя), если такое включение регламентировано инструкцией.

Если причина отключения не выявлена, то необходимо:

- отключить линию электропередачи (снять напряжение);
- включить разъединитель (отделитель);
- опробовать трансформатор напряжением включением линии электропередачи.

Допускается опробование трансформатора напряжением со стороны низкого напряжения при наличии защит.

7.2.1.6 Запрещается включение в работу трансформатора (автотрансформатора, шунтирующего реактора), отключившегося действием защит от внутренних повреждений (газовой, дифференциальной или отсечки), без анализа газа, масла, устранения выявленных нарушений и испытаний.

7.2.1.7 При отключении трансформатора (автотрансформатора) действием дифференциальной защиты ошиновки необходимо произвести его внешний осмотр, обращая особое внимание на целостность высоковольтных вводов, а также выключателей, проводов и гирлянд изоляторов. Если в процессе осмотра повреждений не обнаружено, трансформатор опробуется напряжением и включается в работу.

7.2.1.8 В случае срабатывания газовой защиты на сигнал, трансформатор (автотрансформатор, шунтирующий реактор) должен быть отключён для выявления причин срабатывания газовой защиты. Время выполнения мероприятий по разгрузке и отключению должно быть минимальным.

Внешний осмотр трансформатора (автотрансформатора, шунтирующего реактора), отбор проб газа из газового реле и масла необходимо производить после его отключения. Возможность ввода в работу трансформатора (автотрансформатора, шунтирующего реактора) определяется на основании результатов анализа газа, масла, измерений и испытаний.

7.2.1.9 Для предотвращения повреждения высоковольтных маслонаполненных вводов напряжением 500 кВ и выше устанавливаются устройства контроля изоляции вводов (КИВ), действующие на сигнал и отключение трансформаторов (автотрансформаторов, шунтирующих реакторов).

При появлении сигнала устройства КИВ показания прибора должны быть проверены. Дальнейшие действия дежурного персонала определяются соответствующими инструкциями.

7.2.1.10 В случае отключения трансформатора (автотрансформатора) при переключении устройства РПН, включение трансформатора (автотрансформатора) допускается только при отсутствии рассогласования контактов устройства РПН.

7.2.1.11 При отказе переключающего устройства РПН дальнейшие переключения не допускаются до выявления и устранения причины нарушения нормального функционирования устройства РПН.

7.2.2 Обесточивание сборных шин

7.2.2.1 Если отключение шин действием защит вызвало нарушение электроснабжения потребителей, обесточивание собственных нужд электростанции (или их части), превышение максимально допустимых перетоков в контролируемых сечениях или длительно допустимых перетоков по линиям электропередачи и электросетевому оборудованию, значительную потерю генерирующей мощности, при отсутствии устройства автоматического повторного включения шин или его отказе необходимо немедленно опробовать напряжением обесточенные шины от любой транзитной линии (желательно без отпаечных подстанций), трансформатора, трансформатора или генератора энергоблока, работающего в режиме холостого хода. При неуспешном АПВ опробование шин допускается производить только после осмотра оборудования, входящего в зону действия дифференциальной защиты шин.

7.2.2.2 При обесточивании обеих систем шин необходимо отключить шиносоединительный выключатель и произвести поочередное опробование напряжением каждой системы шин.

Запрещается подача напряжения на отключившиеся шины без выяснения причины отключения при нахождении персонала в распределительном устройстве или если не обеспечена безопасность оперативного персонала при операциях с выключателями КРУ, которыми производится опробование.

7.2.2.3 В случае успешного опробования шин напряжением необходимо:

- восстановить питание собственных нужд электростанции или подстанции;
- восстановить электроснабжение потребителей;
- синхронизировать генераторы, выделившиеся на нагрузку собственных нужд или находящиеся на холостом ходу;
- включить в сеть генераторы, остановленные вследствие причин, не препятствующих их включению в сеть.

Для ускорения подачи напряжения потребителям, питающимся по тупиковым схемам, в первую очередь необходимо переключить на неповрежденные шины тупиковые линии электропередачи, подать напряжение потребителям, а затем приступить к переключениям остальных линий электропередачи и оборудования.

7.2.2.4 Если отключение шин действием защит не вызвало нарушения электроснабжения потребителей, обесточивания собственных нужд электростанции (или их части) и при неуспешной работе устройств АПВ, необходимо:

- принять меры к обеспечению устойчивой работы генерирующего оборудования до синхронизации и подъёма нагрузки;
- осмотреть оборудование, входящее в зону действия дифференциальной защиты шин (ДЗШ);
- выявить и отделить от шин поврежденный участок;
- подать напряжение на шины от любой транзитной линии электропередачи (желательно без отпаечных подстанций) или от трансформатора (автотрансформатора);
- включить на неповрежденные шины линии электропередачи и оборудование;
- синхронизировать отключившиеся генераторы с последующим набором нагрузки.

7.2.2.5 При обесточивании шин в результате действия устройства резервирования отказа выключателя (УРОВ) при отказе в отключении выключателя одного из присоединений необходимо сделать попытку отключить отказавший выключатель.

Если невозможно отключить отказавший выключатель необходимо:

- отключить его разъединители (с выводом из работы блокировки от неправильных операций с разъединителями в порядке, установленном правилами переключений в электроустановках);
- подать напряжение на шины;

- подать напряжение на собственные нужды электростанции или подстанции;
- подать напряжение потребителям, питающимся по тупиковым схемам;
- включить с проверкой синхронизма отключившиеся линии и трансформаторы;
- синхронизировать отключившиеся генераторы, работающие в режиме холостого хода;
- подготовить к пуску и по команде диспетчера приступить к пусковым операциям по включению в сеть энергоблоков, остановленных в результате потери питания собственных нужд.

7.2.2.6 Исчезновение напряжения на шинах при отсутствии или отказе ДЗШ или УРОВ или отказа защит присоединения может быть вызвано коротким замыканием, как на самих шинах, так и на одном из присоединений.

Если по анализу работы защит и другим признакам установлено наличие не отключившегося КЗ на одном из присоединений, необходимо отключить выключатель поврежденного присоединения. Если выключатель поврежденного присоединения отключить невозможно, необходимо:

- отключить разъединители выключателя поврежденного присоединения с выводом из работы блокировки от неправильных операций с разъединителями и с контролем отсутствия возможности подачи напряжения;
- подать напряжение на шины от транзитной линии или других шин (секции);
- подать напряжения на собственные нужды электростанции или подстанции;
- восстановить электроснабжение потребителей;
- синхронизировать отключившиеся генераторы.

Если из анализа работы защит неясен характер повреждения, то необходимо произвести:

- осмотр шин;
- разделение систем (секций) шин отключением шиносоединительного (секционного) выключателя (при необходимости);
- разделение параллельно работающих линий (трансформаторов), включенных на разные шины;
- отключение всех выключателей шин;
- поочередное опробование напряжением каждых шин.

7.2.2.7 При обесточивании шин защитой трансформатора от внутренних повреждений (схема с двумя системами шин, двумя выключателями на линиях и двумя трансформаторами, каждый из которых включен на соответствующие шины через разъединитель) необходимо:

- отключить разъединитель трансформатора;
- подать напряжение на шины выключателем линии;
- включить остальные выключатели присоединений.

7.2.2.8 При выводе из работы защиты шин необходимо ввести оперативное ускорение резервных защит автотрансформатора и линий электропередачи (с противоположных сторон), подключенных к данным шинам. Операции с устройствами РЗА производятся в соответствии с местной инструкцией.

7.2.2.9 Допускается опробование напряжением обесточенной секции 6 или10 кВ от соседней секции без предварительного отключения от обесточенной секции отходящих линий.

7.2.3 Повреждение выключателей

7.2.3.1 В случае отказа в отключении одной или двух фаз выключателя на присоединении необходимо произвести осмотр отказавшего выключателя. В случае отсутствия признаков зависания (недоотключения) контактов необходимо повторно

подать импульс на отключение выключателя от ключа управления. В случае сохранения неполнофазного режима, он должен быть ликвидирован:

- включением второго выключателя присоединения, который был отключен ранее в схемах с двумя и более выключателями на присоединение;
- отключением присоединения (линии) с другой стороны.

При невозможности включить (отключить) фазы отказавшего выключателя при отсутствии второго выключателя на присоединении генератора, для ликвидации неполнофазного режима необходимо разгрузить генератор до нуля по активной мощности и до холостого хода по току ротора.

7.2.3.2 В случае невозможности отключения отказавшего выключателя его необходимо отделить от схемы распределительного устройства:

В схеме с двумя системами шин и одним и более выключателем на цепь:

- в случае раздельной работы шин необходимо объединить системы шин (если позволяют токи короткого замыкания, селективность защит, режимные условия);
- отключить дистанционно шинные и линейные разъединители отказавшего выключателя с выводом из работы блокировки от неправильных операций с его разъединителями.

В схемах многоугольников:

- собрать полную схему многоугольника;
- дистанционно отключить разъединителями отказавший выключатель с выводом из работы блокировки отказавшего выключателя.

В схеме с двумя системами шин, одним выключателем на присоединение и включенным шиносоединительным выключателем:

- все неповрежденные присоединения переключить шинными разъединителями на другие шины;
- присоединение с отказавшим выключателем отключить шиносоединительным выключателем.

В схемах с обходным выключателем:

- включить присоединение с отказавшим выключателем на опробованные напряжением обходные системы шин разъединителями;
- включить обходной выключатель;
- отключить линейные и шинные разъединители отказавшего выключателя с выводом из работы блокировки отказавшего выключателя.

Операции разъединителями, не имеющими дистанционного управления при разборке схемы отказавшего выключателя, допускается производить только при наличии металлического защитного козырька над приводом.

В местных инструкциях должны быть указаны неисправности выключателей, требующие снятия с него напряжения другими выключателями для обеспечения безопасности оперативного персонала при разборке схемы неисправного выключателя разъединителями с ручным управлением.

В схемах без шиносоединительного (обходного) выключателя:

- выполнить перевод потребителей на другой источник питания;
- отключить шины;

- отключить линейные и шинные разъединители отказавшего выключателя с выводом из работы блокировки отказавшего выключателя с его разъединителями.

7.2.3.3 Запрещается проводить операции с выключателем, имеющим признаки зависания контактов.

Присоединение, выключатель которого имеет признаки зависания контактов, необходимо разгрузить для того, чтобы ослабить или погасить дугу (разгрузка присоединения, отключение присоединения с противоположного конца, шунтирование вторым выключателем в схеме с двумя выключателями на присоединение и т.д.).

Должна быть подготовлена схема, дающая возможность отключить отказавший выключатель шиносоединительным выключателем, другими выключателями данной системы шин и смежным в схеме с двумя выключателями на присоединение, смежными выключателями в схеме многоугольника и т.д. Запрещается производить операции с воздушным выключателем кнопкой местного управления, используемой только при наладке, ремонте.

7.2.3.4 Запрещаются операции масляным выключателем с пониженным уровнем масла. С выключателя должен быть снят оперативный ток с последующим незамедлительным выводом его из работы.

7.2.3.5 Выключатель с неисправной воздушной системой, при необходимости, должен быть выведен из работы и приняты меры по локализации повреждения (устранению неисправности).

7.2.3.6 При прекращении подачи воздуха в ресиверы системы воздухоснабжения воздушных выключателей необходимо:

- осуществить запрет действия всех видов устройств автоматического повторного включения (АПВ) на включение выключателей, к которым прекратилась подача сжатого воздуха;
- проверить включенное состояние всех резервных защит на противоположных концах линий электропередачи, подключенных к распределительному устройству с неисправной системой воздухоснабжения;
- при допустимости раздельной работы распределительных устройств – принять меры к их заблаговременному разделению.
- проверить включенное состояние всех резервных защит на противоположных концах линий электропередачи другого класса напряжения, связанных с распределительным устройством с неисправной системой воздухоснабжения через трансформатор (автотрансформатор);
- проверить включенное состояние резервных защит на автотрансформаторах и ввести их в работу в случае их отключенного состояния;
- ввести в работу отключенные резервные защиты линий электропередачи;
- проверить включенное состояние резервных защит на блочном оборудовании (генераторах) электростанции;
- не производить без крайней необходимости операции с воздушными выключателями в распределительном устройстве с неисправной системой воздухоснабжения;
- принять меры для восстановления подачи воздуха в ресиверы системы воздухоснабжения воздушных выключателей.

Необходимо учитывать, что при коротком замыкании на оборудовании или линии электропередачи возможно полное погашение распределительного устройства с неисправной системой воздухоснабжения дальним резервированием защит.

7.2.3.7 При потере постоянного оперативного тока в цепях управления одного из выключателей незамедлительно должны быть приняты меры к отысканию и устранению повреждения.

Выключатель с неисправными цепями управления должен быть выведен из работы, руководствуясь указаниями пункта 7.2.3.2.

7.2.3.8 При потере постоянного оперативного тока на всех присоединениях распределительного устройства необходимо определить и устранить повреждение.

Если определить и устранить повреждение в кратчайший срок невозможно, то:

- проверить включенное состояние всех резервных защит на противоположных концах линий электропередачи, подключенных к распределительному устройству;
- проверить включенное состояние всех резервных защит на противоположных концах линий электропередач другого класса напряжения, связанных с распределительным устройством через трансформатор (автотрансформатор);
- ввести в работу отключенные резервные защиты линий электропередачи;
- проверить включенное состояние резервных защит на блочном оборудовании электростанции;
- не производить без крайней необходимости операции с выключателями и линейными разъединителями в распределительных устройствах на противоположных концах линий электропередачи объектов.

Необходимо учитывать, что при коротком замыкании на оборудовании или линии электропередачи возможно полное погашение распределительного устройства дальним резервированием защит.

7.2.3.9 При появлении предупредительной сигнализации о снижении давления элегаза (газовой смеси) в камере элегазового выключателя (отсеке КРУЭ с выключателем), необходимо установить постоянный контроль за скоростью снижения давления элегаза. Если скорость снижения давления такова, что есть угроза достижения аварийной уставки по снижению давления (при которой блокируются цепи управления приводом выключателя), необходимо принять меры по его отключению с последующей разборкой схемы разъединителями. В случае срабатывания аварийной сигнализации по снижению давления элегаза выключатель становится неоперативным (цепи управления приводом выключателя заблокированы) и его необходимо вывести в порядке, указанном в п.7.2.3.2.

7.2.4 Отказы разъединителей

7.2.4.1 Устранение нагрева разъединителя производится разгрузкой присоединения путём:

- изменения величины электрического тока через разъединитель путем выполнения соответствующих режимных мероприятий;
- отключения выключателя.

Допустимость отключения разъединителя под напряжением (под нагрузкой) определяется действующими правилами переключений в электроустановках.

7.2.4.2 Для устранения нагрева разъединителя в схемах с обходным выключателем необходимо:

- перевести присоединение на работу через обходной выключатель;
- отключить выключатель в цепи с неисправными разъединителями.

7.2.4.3 Повреждения разъединителей при производстве операций по их включению и отключению происходит главным образом вследствие поломки опорных изоляторов.

Перед производством операций с разъединителями необходимо произвести внешний осмотр целости изоляторов, состояния контактов, шлейфов и механизма привода.

Запрещается производство операций неисправными разъединителями. Присоединение с неисправным разъединителем необходимо вывести из работы.

7.2.4.4 При появлении предупредительной сигнализации о снижении давления элегаза в отсеке КРУЭ с разъединителем необходимо учитывать, что в ряде модификаций КРУЭ при достижении аварийной уставки по снижению давления блокируются цепи управления приводом разъединителя. При достижении аварийной уставки по снижению давления элегаза в отсеке КРУЭ с разъединителем принимается решение о выводе его в ремонт.

7.2.5 Возникновение неисправностей измерительных трансформаторов

7.2.5.1 Возникновение неисправностей измерительных трансформаторов тока и напряжения и их цепей приводят к отказам или ложным срабатываниям устройств РЗА, недостоверным показаниям измерительных приборов.

Измерительный трансформатор, у которого обнаружены признаки начальной стадии повреждения, должен быть немедленно отключен.

7.2.5.2 В случае возникновения неисправности трансформатора напряже-ния необходимо:

- выполнить операции в цепях напряжения устройств РЗА в соответствии с инструкцией;
- отключить трансформатор напряжения с низкой стороны;
- отключить разъединитель трансформатора или присоединение (при отсутствии разъединителя).

7.2.5.3 В случае возникновения неисправности трансформатора тока, необходимо отключить присоединение или выключатель, в цепи которого находится неисправный трансформатор тока.

7.2.6 Выход генератора из синхронизма

7.2.6.1 Выход генератора из синхронизма сопровождается изменением значений (качаниями) токов, напряжения, активной и реактивной мощности.

При выходе генератора из синхронизма он должен быть отключён от сети. После отключения генератора необходимо:

- определить и устранить причину нарушения синхронизма;
- синхронизировать генератор, включить в сеть и набрать на нем нагрузку.

7.2.6.2 Отключение устройства АРВ генератора должно производиться с предварительным переводом его возбуждения на ручное регулирование.

7.2.6.3 При потере возбуждения турбогенератор может быть оставлен в работе и нести активную нагрузку, если это разрешено нормативно-технической документацией и заводом-изготовителем. На каждой электростанции должен быть определен перечень турбогенераторов, допускающих работу без возбуждения, с указанием допустимой активной мощности и длительности работы без возбуждения.

7.2.6.4 При потере возбуждения генератора, одновременно с принятием мер к его восстановлению или переводу генератора на резервное возбуждение, выполняются следующие мероприятия:

- снижается активная мощность генератора до установления допустимого тока статора;
- повышается напряжение за счет увеличения реактивной мощности других работающих генераторов, вплоть до достижения допустимых перегрузок;
- при питании собственных нужд отпайкой от блока генератор-трансформатор устанавливается нормальное напряжение на его шинах использованием

регулирования напряжения на трансформаторах СН или переводом питания с помощью устройства АВР на резервный трансформатор.

7.2.6.5 Если в течение регламентированного времени восстановить возбуждение не удается, то генератор следует разгрузить и отключить от сети.

7.3 Предотвращение и ликвидация аварий в схемах собственных нужд подстанций и электрических станций

Обесточение секции СН может быть вызвано:

- Отключением трансформатора СН,
- Коротким замыканием на секции (полусекции) СН,
- Отказом выключателя или защит при КЗ на присоединении секции (полусекции) СН.

7.3.1 Отключение источников питания СН

7.3.1.1 В случае отключения рабочего трансформатора СН по причине:

- отключения СШ, к которой подключен ТСН (энергоблок с ТСН), действием защит,
- отключения ТСН (энергоблока с ТСН) защитами от внутренних повреждений, а также технологическими защитами энергоблока,

необходимо проверить восстановление напряжения на секции (полусекциях) СН в результате действия устройства АВР.

Если напряжения на секции (полусекциях) нет, необходимо подать напряжение на обесточенные секцию (полусекции) от резервного трансформатора или секции с контролем отключенного положения выключателя рабочего ввода ТСН.

7.3.1.2 При невозможности включения отключившегося рабочего трансформатора и отсутствии резерва необходимо подать напряжение на обесточенные секции (полусекции) от рабочих трансформаторов других блоков (генераторов), если это допустимо по схеме и по условиям самозапуска электродвигателей. При необходимости следует отключить электродвигатели неответственных механизмов СН.

7.3.2 Короткое замыкание на секции (полусекции) СН или неотключившееся короткое замыкание на ее присоединении

7.3.2.1 В случае отключения выключателя рабочего питания секции (полусекции) СН, отсутствии факта срабатывания технологических защит блока, защит шин (см. п. 7.3.1.1) и неуспешного АВР следует предположить существование КЗ на шинах секции (полусекции) или неотключившееся КЗ на присоединении этой секции (полусекции).

В этом случае необходимо:

- проверить по указателям действие защит (работа дуговой защиты свидетельствует о наличии КЗ на секции (полусекции) или непосредственно за выключателем в ячейке КРУ). В случае обнаружения сработавшей защиты на отходящем присоединении с неотключившимся выключателем, необходимо отключить его вручную и запитать секцию (полусекцию);
- осмотреть отключившуюся секцию (полусекцию);
- при отсутствии сработавших указателей защит (кроме защит, действующих на вводной или секционный выключатель) и признаков повреждения секции (полусекции), необходимо произвести отключение выключателей всех ее присоединений ключом управления, опробовать секцию (полусекцию) подачей

напряжения от резервного трансформатора, предварительно замерив ее изоляцию, и поочередно включить присоединения после проверки сопротивления изоляции.

Аналогичные действия по подаче напряжения на собственные нужды производятся при работе защит, воздействующих на рабочий ввод и отказе в отключении выключателя рабочего ввода, после разборки его схемы.

7.3.2.2 При отсутствии резерва, если проверка показала, что отключение произошло не от внутренних повреждений, а вследствие перегрузки, внешнего КЗ, от токов небаланса или неисправностей в цепях защиты, допускается повторное включение трансформатора без внешнего осмотра.

7.3.3 Короткое замыкание на шинах 0.4 кВ щита СН

В случае отключения рабочего ввода трансформатора и неуспешного АВР, предполагается возможность возникновения КЗ на секции или неотключившееся КЗ на присоединении этой секции.

В этом случае необходимо:

- осмотреть защиты трансформатора;
- осмотреть отключившуюся секцию;
- при обнаружении дефекта на секции перевести питание присоединений поврежденной секции на другую секцию и принять меры по ремонту поврежденной;
- если дефект не обнаружен, необходимо отключить все присоединения секции автоматами, а на тех присоединениях, где их нет рубильниками, и проверить сопротивление изоляции секции и, если оно соответствует норме, подать напряжение на шины от резервного трансформатора. При успешной подаче напряжения необходимо, поочередно измерять сопротивление изоляции присоединений и вводить в работу присоединения этой секции. При обнаружении дефектного присоединения должны быть приняты меры по его ремонту.

7.3.4 Исчезновение напряжения на щите постоянного тока аккумуляторной батареи

Исчезновение напряжения на щите постоянного тока аккумуляторной батареи может произойти в результате неселективного действия вводного автомата или КЗ на шинах. В этом случае необходимо:

- при повреждении одной секции шин постоянного тока всю нагрузку перевести на неповрежденную секцию шин;
- при повреждении аккумуляторной батареи, перевести щит постоянного тока на питание от другой аккумуляторной батареи по схеме взаимного резервирования с помощью специального автомата. Если другой аккумуляторной батареи нет или она в ремонте, включить на шины зарядный двигатель-генератор, после чего установить причину отключения батареи и принять меры к устранению этой причины.
- При отсутствии зарядного двигатель-генератора (находится в ремонте), включить подзарядный агрегат и принять меры для ускорения ремонта аккумуляторной батареи и зарядного двигатель-генератора.

7.3.5 Отыскание замыкания на землю в электросети СН

7.3.5.1 При появлении сигнала о замыкании на землю в электросети СН необходимо по приборам контроля изоляции убедиться в наличии замыкания. При подтверждении наличия замыкания необходимо проанализировать отсутствие включения присоединений перед появлением замыкания. В случае отсутствия операций по включению необходимо на основании имеющейся информации определить причину замыкания.

Установив наличие замыкания, необходимо выяснить, не проводилось ли включение какого-либо высоковольтного электродвигателя, подключенного к секции, имеющей замыкание на землю, непосредственно перед появлением замыкания на землю. Если какой-либо высоковольтный двигатель поврежденной секции включался, то его надо отключить и вывести в ремонт.

При обнаружении оторванных элементов гибкой связи, их следует отрезать и включить электродвигатель в работу.

7.3.5.2 Если непосредственно перед появлением замыкания на землю, включений присоединений к поврежденной секции не производилось, определение места повреждения производится путем поочередного перевода питания присоединений с контролем наличия замыкания на землю.

7.3.5.3 Отыскание места замыкания на землю на секции следует вести поочередным отключением всех присоединений этой секции. Питание секции следует перевести на резервный трансформатор.

В последнюю очередь отключается трансформатор напряжения, при этом замыкание контролируется индикатором напряжения. Перед отключением трансформатора напряжения необходимо отключить защиту минимального напряжения электродвигателей и работающего трансформатора.

Если повреждение осталось, следует вывести секцию в ремонт.

7.4 Предотвращение и ликвидация нарушений на ЛЭП распределительных электрических сетей

Все ЛЭП, с точки зрения питания потребителей, делятся на две категории:

- тупиковые;
- транзитные.

Тупиковыми линиями электропередачи считаются:

- линии, получающие напряжение с одной стороны и питающие подстанции, к шинам которых не подключены электростанции;
- линии, получающие напряжение с одной стороны и питающие подстанции, к шинам которых подключены мелкие электростанции, оборудованные делительной автоматикой.

Транзитными считаются линии электропередачи, получающие напряжение с двух сторон.

7.4.1 При автоматическом отключении тупиковой ВЛ, вызвавшем обесточение энергопринимающих установок потребителей, выключатель отключившейся линии должен быть немедленно включен один раз вручную, в том числе и после неуспешного действия однократного АПВ. Перед включением необходимо вывести из действия устройство АПВ, если последнее не выводится автоматически.

Данные требования не распространяются на тупиковые ВЛ:

- оборудованные двукратными АПВ (целесообразность повторного включения таких линий определяется исходя из конкретной обстановки и местных условий);

- по которым возможно недопустимое несинхронное включение в случае отказа делительной автоматики на приемном конце, где подсоединена электростанция небольшой мощности;
- выключатели которых не имеют дистанционного управления и не допускают включения на месте после автоматического отключения (привод не отделен от выключателя прочной защитной стеной, а выключатель имеет недостаточную разрывную мощность);
- подача напряжения по которым после их автоматического отключения производится по согласованию с потребителем.

7.4.2 Если тупиковая линия отключалась после однократного АПВ, а также при последующем ее опробовании, то, как правило, она включается под напряжение после осмотра.

7.4.3 При отключении двух параллельных тупиковых линий с обесточиванием энергопринимающих установок потребителей обе линии включаются с соблюдением указаний пунктов 7.4.1 и 7.4.2 настоящего стандарта.

7.4.4 Если при выводе в ремонт одной из транзитных ВЛ подстанции переходят на питание от тупиковых ВЛ, то на питающем центре и на всех промежуточных подстанциях на ключах управления выключателями должны быть вывешены плакаты "Транзит разомкнут".

В этом случае на указанные ВЛ распространяются действия, предусмотренные для тупиковых линий.

7.4.5 Если на телеуправляемой подстанции в момент отключения линий нет обслуживающего персонала, то операции по включению линий производятся по телеуправлению персоналом района электрической сети или опорной подстанции.

7.4.6 Автоматически отключившаяся (в том числе и после неуспешного действия устройства АПВ) транзитная ВЛ опробуется напряжением и включается при:

- обесточивании энергопринимающих установок или ограничении электроснабжения потребителей;
- недопустимой перегрузке одной или нескольких транзитных линий;
- недопустимой перегрузке одного или нескольких трансформаторов, связывающих сети разных напряжений;
- ограничении мощности электростанции, если это недопустимо по режиму работы энергосистемы;
- недопустимом снижении напряжения в сети или ее части.

Если при опробовании такая транзитная линия отключится вновь, то через некоторое время допускается вторично включить линию под напряжение, если другими мерами восстановить питание потребителей, снять недопустимые перегрузки и повысить напряжение до приемлемого значения не удается.

При неуспешном двукратном АПВ допускается включить отключившуюся ВЛ еще один раз.

7.4.7 Опробуются напряжением транзитные линии, устройство АПВ на которых отключено или не установлено, за исключением коротких линий (длиной не более нескольких километров), проходящих в черте города, если их отключение не связано со случаями, перечисленными в п. 7.4.6 настоящего документа. Отключившиеся короткие транзитные ВЛ, проходящие в черте города, на которые не распространяются указания п. 7.4.6 настоящего стандарта, в случае неуспешного АПВ опробуются напряжением и включаются в транзит только после выяснения их состояния при обходе.

7.4.8 Транзитные ВЛ, отключение которых существенно снижает надежность питания энергопринимающих установок потребителей или ограничивает мощность электростанций, также опробуются напряжением, в том числе и после неуспешного АПВ.

7.4.9 Транзитные ВЛ, на которые не распространяются указания пунктов 7.4.6 и 7.4.8 настоящего стандарта, после неуспешного АПВ, как правило опробуются по результатам осмотра.

7.4.10 На ВЛ, оборудованных фиксирующими измерительными приборами, осмотр следует начинать с места повреждения, указанного фиксирующим измерительным прибором.

7.4.11 Для определения места КЗ и в целях организации обхода отключившейся ВЛ должны регистрироваться показания фиксирующих приборов.

В случае неуспешного опробования линии, наряду с проверкой линии импульсным измерителем и регистрацией показаний фиксирующих приборов, используются данные автоматических осциллографов и регистраторов для уточнения места повреждения.

7.5 Предотвращение и ликвидация нарушений, связанных с возникновением замыканий на землю в электрических сетях

7.5.1 Предотвращение и ликвидация нарушений в электрических сетях с изолированной нейтралью или с компенсацией емкостных токов

7.5.1.1 При возникновении замыкания на землю необходимо немедленно приступить к отысканию места повреждения и устранить его в кратчайший срок. Задержка в определении места повреждения увеличивает вероятность перехода однофазного замыкания в двойное замыкание на землю.

При замыкании на землю в сети генераторного напряжения турбогенераторы мощностью 150 МВт и более, гидрогенераторы и СК, мощностью соответственно 50 МВт и 50 Мвар и более, автоматически отключаются от сети, а при отказе защит необходимо немедленно их разгрузить и отключить от сети.

Работа генераторов и СК меньшей мощности при замыкании на землю с токами замыкания в сети не более 5 А, допускается в течение не более 2 ч.

Если известно, что место замыкания не в обмотках генератора, а в сети, то, при необходимости по согласованию с техническим руководителем объекта, принимается решение о работе генератора, СК в сети с замыканием на землю в течение 6 ч.

В электрических сетях, нейтраль которых заземлена через заземляющие дугогасящие реакторы, время работы с замыканием на землю может также определяться и условиями работы этих реакторов (температурой верхних слоев масла).

7.5.1.2 Появление замыкания на землю в сети с изолированной нейтралью определяется по приборам контроля изоляции, подключенным к трансформаторам напряжения шин РУ, приборам, действующим на основании измерений токов в цепи дугогасящих реакторов, высших гармонических составляющих тока и др.

Необходимо учитывать, что в некоторых случаях приборы контроля изоляции могут давать разные по фазам показания и при отсутствии замыкания на землю:

- при переключениях в сети (работе АВР), связанных с подключением к компенсированному участку сети некомпенсированного (недокомпенсированного) участка;
- в случаях, когда емкости фаз по отношению к земле значительно отличаются одна от другой;
- в сетях с резонансной настройкой дугогасящих реакторов при заземлении в соседней сети, электрически не связанной с первой, при наличии линий в двухцепном исполнении, каждая из которых включена в соответствующую сеть;
- при неотключении одной фазы радиальной линии, включенной на отдельный трансформатор;

- в случае обрыва фазы на стороне высокого напряжения силового трансформатора, обмотки которого соединены по схеме "звезда-треугольник". При этом приборы контроля изоляции на стороне низкого напряжения будут иметь искаженные показания: на одной фазе напряжение будет вдвое больше, чем на двух других;
- при перегорании плавких предохранителей на стороне высокого или низкого напряжения в случае использования в качестве устройств сигнализации реле минимального напряжения.

7.5.1.3 Если появление замыкания на землю совпало по времени с включением выключателя какого-либо присоединения, необходимо немедленно отключить этот выключатель и убедиться в исчезновении замыкания на землю.

Автоматическое отключение какой-либо ВЛ с успешным АПВ и появление замыкания на землю в этот момент в большинстве случаев являются признаком наличия такого замыкания на этой линии.

7.5.1.4 Отыскание замыкания на землю в замкнутой сети, если нет специальных приборов, указывающих на какой линии имеется замыкание на землю, производится, как правило, методом последовательного деления:

- замкнутая сеть делится на две части, электрически не связанные между собой. По приборам контроля изоляции определяется часть, в которой замыкание на землю сохранилось. Затем обе части электросети замыкаются на параллельную работу;
- часть электросети с замыканием на землю делится снова на две части, электрически не связанные между собой;
- деление сети производится до тех пор, пока заземление не будет найдено на ограниченном участке, т.е. на участке, состоящем из шин питающей подстанции (электростанции) с отходящими от них параллельными и одиночными тупиковыми линиями. Затем параллельные тупиковые линии поочередно отключаются с двух сторон: если заземление не пропадает, то производится осмотр РУ питающей подстанции и тупиковых подстанций;
- если заземление в РУ подстанций не обнаружено, то необходимо произвести кратковременное (1-2 с), согласованное с потребителем, поочередное погашение тупиковых подстанций, следя за показаниями приборов контроля изоляции.

Исчезновение замыкания на землю показывает, что данная тупиковая линия имеет повреждение;

- при невозможности получить согласие потребителей на обесточивание и при наличии на электростанции (подстанции) свободной СШ, нескольких трансформаторов и шиносоединительного выключателя, поврежденный элемент выявляется переводом на резервную СШ трансформатора с поочередным переводом на эту СШ тупиковых линий с последующим отключением ШСВ. После каждого перевода наличие замыкания на землю проверяется по показаниям приборов контроля изоляции;
- если выполнение операций согласно двух предыдущих методов не представляется возможным, необходимо, предупредив абонента, кратковременно (на 1-2 с) отключить тупиковую линию, если от нее не питаются потребители первой категории. Исчезновение замыкания на землю показывает, что данная линия имеет повреждение.
- Кратковременное (на 1-2 с) отключение энергопринимающих установок потребителя первой категории производится только после получения согласия абонента.

7.5.1.5 Перед делением сети на части необходимо проверить наличие источников питания в каждой части, возможность перегрузок транзитных элементов сети, ожидаемые

уровни напряжения и значение настройки дугогасящих реакторов в каждой отделяемой части.

Метод последовательного деления сети на части должен быть разработан индивидуально для каждой сети, электростанции и подстанции. Указания по делению на части должны быть изложены в местных инструкциях. Там же должны быть указаны и примерные точки деления сети.

Деление сети производится кратковременным отключением выключателя с последующим его включением.

В зависимости от схемы сети, наличия дугогасящих реакторов и источников питания при делении сети на части допускается в некоторых случаях не замыкать на параллельную работу разделенные части.

Если поочередным отключением линий замыкание на землю не найдено, место замыкания на землю выявляется осмотром РУ электростанций (подстанций).

7.5.1.6 Последовательность действий при появлении замыкания на землю в сети генераторного напряжения электростанций:

- необходимо осмотреть панели защит от замыканий на землю (если таковые имеются) или использовать стационарный (переносный) прибор по отысканию однофазных замыканий, сообщить диспетчеру о появлении замыканий на землю и результатах осмотра защит или о показаниях прибора;
- если на основании анализа работы защиты или показаний прибора установлено наличие замыкания на землю на какой-либо линии, то необходимо не позже чем через 2 ч (в крайнем случае, через 6 ч с соответствующего разрешения) после возникновения замыкания на землю перевести нагрузку с поврежденной линии на неповрежденную.

После перевода нагрузки на неповрежденную линию, поврежденная линия, по согласованию с потребителем, должна быть отключена и выведена в ремонт.

При задержке в переводе или снятии нагрузки с линии, отходящей от РУ с секционированными шинами, секция (СШ) с линией с замыканием на землю электрически отделяется от остальной части электростанции или подстанции. При отделении не должны допускаться перегрузки оборудования и понижение напряжения. На отделяемой секции должен иметься источник питания (трансформатор) и, соответственно, настроенный дугогасящий реактор. Присоединение линии с замыканием на землю и РУ электрически отделенной секции должны быть осмотрены.

Допускается (по режиму работы и схеме электростанции) перевод питания линии с замыканием на землю от резервной СШ через выделенный трансформатор.

При отсутствии такой возможности впредь до отключения линии с замыканием на землю рекомендуется перевести питание собственных нужд электростанции, подключенных к секции с линией с замыканием на землю, на резервный источник питания.

Если появилось замыкание на землю в сети генераторного напряжения, при отсутствии защит от замыкания на землю на линиях и прибора по отысканию однофазных замыканий на землю при секционированных шинах, следует путем разделения секций определить, на какой из них произошло замыкание на землю.

После этого необходимо перевести питание собственных нужд электростанции с секции (СШ) с замыканием на землю на резервный источник питания.

Затем производится осмотр секции (СШ), на которой появилось замыкание на землю, при этом обращается внимание на внешнее состояние аппаратуры, треск, ненормальное гудение оборудования, разряды (перекрытия) на кабельных воронках.

Если замыкание на землю обнаружено на шинах, спусках к шинным разъединителям и т.д., необходимо перейти на резервную СШ и отключить поврежденную. Если замыкание на землю в РУ не обнаружено, необходимо приступить к последовательному переводу линий на резервную СШ с включенным на нее

трансформатором. При этом после каждого перевода линии на резервную СШ отключать ШСВ.

При отсутствии резервной СШ необходимо, путем поочередного кратковременного (1-2 с) отключения линий, определить поврежденную линию.

Этот метод эффективен только при радиальной сети.

7.5.1.7 После обнаружения поврежденной линии, если нагрузка этой линии не может быть немедленно снята без ущерба для потребителей, поврежденная линия по возможности изолируется от основной сети для предотвращения перехода замыкания в междуфазное у потребителя, на кабельных линиях, обмотках высоковольтных электродвигателей собственных нужд электростанций.

Если замыкание на землю обнаружено на присоединении генератора, последний должен быть разгружен и отключен.

7.5.1.8 В случае обнаружения замыкания на землю между выключателем и губками шинных разъединителей присоединение переводится на резервную СШ с последующим отключением собственного, а затем шиносоединительного выключателя.

7.5.2 Отыскание замыканий на землю в сети постоянного тока электростанций и подстанций

7.5.2.1 На каждой установке постоянного тока должно быть устройство, сигнализирующее о понижении сопротивления изоляции электросети ниже допустимого значения и позволяющее определить значение этого сопротивления.

7.5.2.2 При возникновении замыкания на землю в сети постоянного тока следует немедленно приступить к его отысканию.

Основным методом отыскания места замыкания на землю является разделение сети постоянного тока на части, питающиеся от разных источников (батарей, двигатель-генераторов, выпрямителей), с последующим кратко-временным поочередным отключением отходящих линий.

Поиски должны вестись двумя лицами. Одно лицо отключает, а другое ведет наблюдение за показаниями устройства контроля.

Порядок операций должен быть определен местными инструкциями с соблюдением следующих положений:

- если замыкание на землю появится в момент включения какой-либо цепи, то необходимо отключить эту цепь и проверить, не исчезло ли замыкание;
- кольцевые и параллельные цепи предварительно размыкаются;
- при наличии двух СШ постоянного тока, на резервную СШ включается резервный источник питания. Поочередным переводом присоединений на эту СШ, определяется присоединение, на котором имеется замыкание на землю;
- при наличии двух секций постоянного тока, которые могут питаться от отдельных батарей, следует их разделить секционными разъединителями и вести поиски кратковременным отключением присоединений на той секции, где обнаружено место замыкания на землю;
- присоединение, на котором обнаружено место замыкания на землю, переводится на питание от резервного источника, если такая возможность имеется. Дальнейшие поиски места замыкания на землю следует продолжать на сборках или щитах методом кратковременного отключения отходящих линий, присоединенных к этим сборкам;
- если место замыкания на землю не обнаружено ни на одной из линий постоянного тока, то оно находится или на источнике питания, или на шинах постоянного тока. В этом случае к шинам подключается резервный источник питания, а основной отключается.

7.5.2.3 Поиски присоединения с замыканием на землю в сети постоянного тока питателей пыли производятся с кратковременным отключением сначала линий, питающих электродвигатели, а затем, после обнаружения линии, имеющей замыкание на землю, поочередным отключением каждого электродвигателя, присоединенного к этой линии.

7.5.2.4 Для оборудования, на котором установлены микроэлектронные или микропроцессорные устройства РЗА, использовать метод обнаружения места снижения сопротивления изоляции путем поочередного отключения отходящих линий постоянного тока не рекомендуется. Предпочтительно применение специальных устройств, позволяющих определить место снижения сопротивления изоляции в сети постоянного тока без отключения линий. Все действия при этом определяются стандартом организации, учитывающим указания руководства изготовителя по эксплуатации применяемого устройства.

8 Особенности ликвидации аварий при отказах средств связи и возникновении чрезвычайных ситуаций

8.1 Под отказом средств связи понимается не только нарушение всех видов связи, но и невозможность связаться с оперативным и диспетчерским персоналом более 2-3 мин из-за плохой слышимости и перебоев в работе связи.

8.2 При отсутствии связи, наряду с производством операций, указанных в настоящем разделе, принимаются все меры к восстановлению связи. При этом используются любые виды связи (междугородная, сотовая, ведомственная и т. д.), а также передача сообщений через другие энергообъекты.

8.3 При отсутствии связи все разрешенные самостоятельные действия оперативно – диспетчерский персонал осуществляет при условии, что эти действия не приводят к развитию нарушений нормального режима из-за возможных перегрузок транзитных связей, отключения межсистемных линий, срабатывания противоаварийной автоматики, перегрузок оборудования, отключения потребителей.

8.4 Полный перечень действий, которые может выполнять и выполнение которых недопустимо оперативному и диспетчерскому персоналу при отказе средств связи, должен быть определен местными инструкциями, учитывающими объектный состав, особенности электроэнергетического режима и конфигурации электрической сети.

8.5 При отсутствии связи оперативный и диспетчерский персонал может выполнять следующие самостоятельные действия:

Оперативный персонал энергообъектов

- регулирование нагрузки электростанций в соответствии с утвержденным диспетчерским графиком;
- включение тупиковых линий электропередачи, если их отключение не вызвано действием противоаварийной автоматики;
- включение транзитных линий электропередачи, трансформаторов (автотрансформаторов), систем шин при появлении напряжения;
- выделение электростанции (энергоблока) на нагрузку собственных нужд в соответствии с пунктом 6.2.1.8.

Диспетчерский персонал (при потере связи с вышестоящим диспетчерским персоналом)

- регулирование перетоков в контролируемых сечениях в своей области регулирования;
- регулирование напряжения в контрольных пунктах своей операционной зоны;
- регулирование сальдированного перетока своей области регулирования в соответствии с утвержденным диспетчерским графиком или в соответствии с последней командой вышестоящего диспетчера, отданной до потери связи.

8.6 При отсутствии связи оперативному персоналу энергообъектов не допускается выполнять следующие самостоятельные действия:

- выполнение плановых переключений.
- включение без проверки синхронизма транзитных линий электропередачи и трансформаторов,
- отключение коммутационных аппаратов транзитных линий электропередач и трансформаторов при исчезновении напряжения на шинах энергообъекта, за исключением случаев повреждения оборудования;
- включение потребителей, отключенных по графикам аварийного ограничения потребления, устройствами АЧР, загрузка, разгрузка, включение генераторов, автоматически разгруженных, загруженных, отключенных действием противоаварийной автоматики.

8.7 Включение в транзит отключившихся транзитных линий электропередачи производится только с проверкой синхронизма.

8.8 При исчезновении нагрузки по одной или нескольким транзитным линиям электропередачи, выключатели которых остались включенными, никаких операций с ними не производится, а только контролируется появление нагрузки на транзитных линиях электропередачи. Данное требование не распространяется на случаи повреждения шин, оборудования или отказа (повреждения) выключателя одного из присоединений. В этом случае поврежденное оборудование отделяется от схемы путем отключения его коммутационных аппаратов.

8.9 Местными инструкциями должны быть предусмотрены действия оперативного персонала электростанций, выделившихся на изолированную работу с частью нагрузки прилегающей электрической сети. Действия, в том числе, должны предусматривать мероприятия, выполняемые оперативным персоналом самостоятельно в части возможности отключения потребителей прилегающей сети в случае понижении частоты до опасного по работе СН уровня, а также при недопустимой перегрузке генераторов.

8.10 Действия персонала при возникновении или угрозе возникновения ЧС должны быть направлены на обеспечение бесперебойного электроснабжения потребителей, не затронутых ЧС, предотвращения угрозы жизни и здоровью людей и минимизации потерь материальных ресурсов.

9 Подтверждение соответствия Стандарту

9.1 Выполнение норм настоящего стандарта субъектами электроэнергетики, потребителями электроэнергии, добровольно принявшими на себя обязательства по его применению, контролируется при проведении проверок состояния эксплуатации оборудования, расследовании технологических аварий и инцидентов комиссиями, сформированными в установленном порядке. В составе комиссий, проверяющих в т.ч. выполнение норм настоящего стандарта, должны быть представители субъекта оперативно-диспетчерского управления.

9.2 При проверках выявляются нарушения местных инструкций, несоответствие местных инструкций требованиям настоящего стандарта.

9.3 Знание норм настоящего стандарта, использованных при подготовке местных инструкций, проверяется при проверках знаний по правилам технической эксплуатации и аттестации персонала.

10 Библиография.

1 Методические указания по устойчивости энергосистем (утверждены Приказом Минэнерго России № 277 от 30.06.2003).
2 Правила устройства электроустановок. Раздел 1 (утверждены Приказом Минэнерго РФ №264 от 30.06.2003).
3 Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей РФ (утверждены Приказом Минэнерго России № 229 от 19.06.2003. Зарегистрированы Минюстом РФ № 4799 20.06.2003).
4 Руководящие указания по противоаварийной автоматике энергосистем (основные положения) (утверждены Минэнерго СССР 23.09.1986).
5 Правила разработки и применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии и использования противоаварийной автоматики (утверждены Приказом Минпромэнерго России № 124 от 18.03.08).
6 UCTE Operation Handbook, June, 2004.
7 О повышении качества первичного и вторичного регулирования частоты электрического тока в ЕЭС России. Приказ ОАО РАО «ЕЭС России» от 18.09.2002, № 524.
8 Стандарт ОАО РАО «ЕЭС России» Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике. Регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС и изолированно работающих энергосистемах России. Требования к организации и осуществлению процесса, техническим средствам, утвержден приказом ОАО РАО «ЕЭС России» от 31.08.2007 № 535.
9 Инструкция по предотвращению и ликвидации аварий в электрической части энергосистем. Утв. Приказом Минэнерго РФ № 289 от 30.06.2003.
10 Инструкция по переключениям в электроустановках. Утв. Приказом Минэнерго РФ № 266 от 30.06.2003.
11 Инструкция по предупреждению и ликвидации аварий на тепловых электростанциях. Утв. Приказом Минэнерго РФ № 265 от 30.06.2003.
12 «Основные правила обеспечения эксплуатации атомных станций», СТО 1.1.1.01.0678-2007.
13 Межотраслевые правила по охране труда (правила безопасности) при эксплуатации электроустановок: ПОТ РМ-016-2001. РД 153-34.0-03.150-00. Утв. Приказом Минэнерго РФ № 163 от 27.12.2000.
14 Методические рекомендации по проектированию развития энергосистем. Утв. Приказом Минэнерго РФ № 281 от 30.06.2003.
15 Методика определения и установления величины технологической и аварийной брони электроснабжения потребителей электрической энергии. Утв. Приказом Минтопэнерго РФ № 262 от 4.08.1999.
16 Инструкция по расследованию и учету технологических нарушений в работе энергосистем, электростанций, котельных, электрических и тепловых сетей. РД 34.20.801-2000. Утв. Минэнерго РФ, РАО «ЕЭС России» 29.12.2000.
17 Сборник распорядительных материалов по эксплуатации энергосистем. Электротехническая часть.2002г. СПО ОРГРЭС, 2002

СТО
обозначение стандарта

УДК 17330282 ОКС 29.240

код продукции

Ключевые слова: электроэнергетическая система, нарушение нормального режима, оперативно-диспетчерское управление

Руководитель организации-разработчика:

ОАО «Системный оператор Единой энергетической системы»
наименование организации

Председатель Правления		Б.И. Аюев
должность	личная подпись	инициалы, фамилия

Руководитель
Разработки: Зам. Председателя Правления _____ Н.Г. Шульгинов
должность личная подпись инициалы, фамилия

Исполнитель: Начальник службы _____ В.А.Дьячков
должность личная подпись инициалы, фамилия

Соисполнитель:

Руководитель организации-соисполнителя:

ОАО «Энергетический институт им. Г.М. Кржижановского»
наименование организации

Исполнительный директор		Э.П. Волков
должность	личная подпись	инициалы, фамилия

Руководитель
Разработки: Зав. отделением _____ В.А. Баринов
должность личная подпись инициалы, фамилия

Исполнитель: Зам. зав. отделением _____ А.С. Маневич
должность личная подпись инициалы, фамилия

Исполнитель: Ст. научный сотрудник _____ В.Ф. Лачугин
должность личная подпись инициалы, фамилия

gost.e-ecolog.ru