ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО

ПО ТЕХНИЧЕСКОМУ РЕГУЛИРОВАНИЮ И МЕТРОЛОГИИ

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ГОСТ Р 58085— 2018

Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы

ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ

Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем

Нормы и требования

Издание официальное

Москва
Стандартинформ
2018

gost.e-ecolog.ru

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН Акционерным обществом «Системный оператор Единой энергетической системы» (АО «СО ЕЭС»)

2 ВНЕСЕН Техническим комитетом по стандартизации ТК 016 «Электроэнергетика»

3 УТВЕРЖДЕН И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 13 марта 2018 г. № 129-ст

4 ВВЕДЕН ВПЕРВЫЕ

*Правила применения настоящего стандарта установлены в статье 26 Федерального закона от 29 июня 2015 г. № 162-ФЗ «О стандартизации в Российской Федерации». Информация об изменениях к настоящему стандарту публикуется в ежегодном (по состоянию на 1 января текущего года) информационном указателе «Национальные стандарты», а официальный текст изменений и поправок — в ежемесячном информационном указателе «Национальные стандарты». В случае пересмотра (замены) или отмены настоящего стандарта соответствующее уведомление будет опубликовано в ближайшем выпуске информационного указателя «Национальные стандарты». Соответствующая информация, уведомление и тексты размещаются также в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет (*gost.e-ecolog.ru

© Стандартинформ, 2018

Настоящий стандарт не может быть полностью или частично воспроизведен, тиражирован и распространен в качестве официального издания без разрешения Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии

Содержание

1 Область применения 1
2 Нормативные ссылки 1
3 Термины, определения и сокращения 2
4 Общие положения 4
5 Требования к инструкциям по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима 5
6 Предотвращение развития и ликвидация характерных нарушений нормального режима электрической части энергосистем 6
6.1 Предотвращение и ликвидация недопустимых отклонений частоты электрического тока 6
6.1.1 Общие положения 6
6.1.2 Предотвращение и ликвидация снижения частоты электрического тока 7
6.1.3 Предотвращение и ликвидация недопустимого повышения частоты электрического тока 8
6.2 Предотвращение и ликвидация недопустимых отклонений напряжения 8
6.2.1 Общие положения 8
6.2.2 Предотвращение и ликвидация недопустимого снижения напряжения 9
6.2.3 Предотвращение и ликвидация недопустимого повышения напряжения 10
6.3 Предотвращение и ликвидация перегрузки линий электропередачи, электросетевого оборудования и контролируемых сечений 12
6.3.1 Общие положения 12
6.3.2 Предотвращение и ликвидация перегрузки контролируемых сечений, линий электропередачи и электросетевого оборудования 12
6.4 Ликвидация неполнофазных режимов в электрической сети 14
6.5 Ликвидация асинхронных режимов в электрической сети 14
6.6 Ликвидация режимов синхронных качаний в электрической сети 14
6.7 Восстановление нормального режима после разделения энергосистемы 14
6.8 Ликвидация нарушений нормального режима при отключении линий электропередачи 16
7 Предотвращение развития и ликвидация нарушений нормального режима на объектах электроэнергетики 18
7.1 Общие положения 18
7.2 Ликвидация нарушений в главных схемах электрических станций и подстанций 18
7.2.1 Повреждение силовых трансформаторов (автотрансформаторов), шунтирующих реакторов 18
7.2.2 Обесточивание сборных шин 19
7.2.3 Повреждение выключателей 20
7.2.4 Повреждение разъединителей 22
7.2.5 Неисправности измерительных трансформаторов 22
7.2.6 Возникновение недопустимой разницы токов в фазах генераторов 23
7.2.7 Потеря возбуждения генератора 23
7.3 Предотвращение и ликвидация аварий в схемах собственных нужд подстанций и электрических станций 23
7.3.1 Отключение источников питания собственных нужд 23
7.3.2 Отыскание замыканий на землю в сети постоянного тока электростанций и подстанций 24

7.4 Предотвращение и ликвидация нарушений в распределительных электрических сетях 25
7.4.1 Ликвидация нарушений нормального режима при отключении линий электропередачи . 25
7.4.2 Ликвидация нарушений нормального режима, связанных с возникновением замыканий на землю в электрических сетях 25
8 Особенности ликвидации нарушений нормального режима при отказах средств связи 26
Библиография 28

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

**Единая энергетическая система
и изолированно работающие энергосистемы**

ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ

Правила предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем

Нормы и требования

United power system and isolated power systems. Operative-dispatch management.
Guidance for prevention of development and remedying the emergencies
of normal regime of electrical part of power systems. Norms and requirements

Дата введения — 2018—09—01

1 Область применения

Настоящий стандарт устанавливает основные принципы, нормы и правила, регламентирующие организацию и порядок предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части Единой энергетической системы России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем, а также технологических нарушений в работе электрических сетей, объектов электроэнергетики (далее, при совместном упоминании — ликвидация нарушений нормального режима).

Настоящий стандарт регламентирует порядок действий диспетчерского и оперативного персонала по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем.

Настоящий стандарт распространяется на субъекты оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, собственников и иных владельцев объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, работающих в составе Единой энергетической системы и технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем.

Настоящий стандарт не устанавливает требования по ликвидации нарушений нормального режима в тепловой части объектов по производству электрической энергии. Указанные требования должны устанавливаться правилами технической эксплуатации объектов теплоснабжения и инструкциями по ликвидации нарушений в работе объектов по производству электрической энергии, утверждаемыми собственниками или иными законными владельцами таких объектов, и не должны противоречить требованиям настоящего стандарта и (или) препятствовать их выполнению.

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы нормативные ссылки на следующие стандарты:

ГОСТ 11677—85 Трансформаторы силовые. Общие технические условия

ГОСТ 12450 Выключатели переменного тока на номинальные напряжения от 110 до 750 кВ. Технические требования к отключению ненагруженных воздушных линий и методы испытаний

ГОСТ Р 52565 Выключатели переменного тока на напряжения от 3 до 750 кВ. Общие технические условия

Издание официальное

ГОСТ Р 55608 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Переключения в электроустановках. Общие требования

ГОСТ Р 55890 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Регулирование частоты и перетоков активной мощности. Нормы и требования

ГОСТ Р 57114 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике и оперативно-технологическое управление. Термины и определения

ГОСТ Р 57382 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Электроэнергетические системы. Стандартный ряд номинальных и наибольших рабочих напряжений

Примечание — При пользовании настоящим стандартом целесообразно проверить действие ссылочных стандартов в информационной системе общего пользования — на официальном сайте Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии в сети Интернет или по ежегодному информационному указателю «Национальные стандарты», который опубликован по состоянию на 1 января текущего года, и по выпускам ежемесячного информационного указателя «Национальные стандарты» за текущий год. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана недатированная ссылка, то рекомендуется использовать действующую версию этого стандарта с учетом всех внесенных в данную версию изменений. Если заменен ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, то рекомендуется использовать версию этого стандарта с указанным выше годом утверждения (принятия). Если после утверждения настоящего стандарта в ссылочный стандарт, на который дана датированная ссылка, внесено изменение, затрагивающее положение, на которое дана ссылка, то это положение рекомендуется применять без учета данного изменения. Если ссылочный стандарт отменен без замены, то положение, в котором дана ссылка на него, рекомендуется применять в части, не затрагивающей эту ссылку.

3 Термины, определения и сокращения

В настоящем стандарте применены термины по ГОСТ Р 57114, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1 **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.

3.2 **команда:** Диспетчерская команда, содержащая указание совершить (воздержаться от совершения) конкретное действие (действия), связанное с управлением технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, оборудования и устройств, выдаваемая диспетчерским персоналом по каналам связи диспетчерскому персоналу другого диспетчерского центра или оперативному персоналу субъекта электроэнергетики (потребителю электрической энергии), либо указание совершить (воздержаться от совершения) конкретное действие (действия), связанное с управлением технологическими режимами работы и эксплуатационным состоянием объектов электроэнергетики или энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, оборудования и устройств, выдаваемое оперативным персоналом субъекта электроэнергетики (потребителя электрической энергии) по каналам связи другому оперативному персоналу субъекта электроэнергетики (потребителя электрической энергии).

3.3 **местная инструкция:** Инструкция диспетчерского центра, центра управления сетями, объекта электроэнергетики.

3.4 **перегрузка контролируемого сечения:** Работа с перетоком активной мощности в контролируемом сечении, превышающим максимально допустимый переток активной мощности в контролируемом сечении, увеличенный на величину амплитуды нерегулярных колебаний активной мощности, в течение менее 20 мин.

3.5 **превышение максимально допустимого перетока активной мощности в контролируемом сечении (превышение МДП):** Работа с перетоком активной мощности в контролируемом сечении, превышающим максимально допустимый переток активной мощности в контролируемом сечении, увеличенный на величину амплитуды нерегулярных колебаний активной мощности, в течение 20 мин и более непрерывно или интегрально.

3.6 **распределительная электрическая сеть:** Совокупность линий электропередачи и электросетевого оборудования напряжением 35 кВ и ниже.

В настоящем стандарте применены следующие сокращения:

АВР — автоматический ввод резерва;

АЛАР — автоматическая ликвидация асинхронного режима;

АПВ — автоматическое повторное включение;

АЧР — автоматическая частотная разгрузка;

АЭС — атомная электростанция;

ВЛ — воздушная линия электропередачи;

ГАЭС — гидроаккумулирующая электростанция;

ГВО — график временного отключения потребления;

ГЭС — гидроэлектростанция;

ДЗШ — дифференциальная защита шин;

ДЦ — диспетчерский центр;

ЕЭС России — Единая энергетическая система России;

КВЛ — кабельно-воздушная линия электропередачи;

КЗ — короткое замыкание;

КИВ — контроль изоляции вводов;

КЛ — кабельная линия электропередачи;

КРУЭ — комплектное распределительное устройство элегазовое;

ЛЭП — линия электропередачи;

МДП — максимально допустимый переток активной мощности;

ПА — противоаварийная автоматика;

потребитель — потребитель электрической энергии;

РАСП — регистратор аварийных событий и процессов

РЗ — релейная защита;

РЗА — релейная защита и автоматика;

РПН — регулирование напряжения под нагрузкой;

РУ — распределительное устройство;

СКРМ — средство компенсации реактивной мощности;

СН — собственные нужды;

СШ — секция (система) шин;

ТСН — трансформатор собственных нужд;

УРОВ — устройство резервирования отказа выключателя;

ЦУС — центр управления сетями;

ЧАПВ — частотная автоматика повторного включения;

ЧДА — частотная делительная автоматика;

ШСВ — шиносоединительный выключатель.

4 Общие положения

4.1 Ликвидация нарушений нормального режима осуществляется совместными действиями диспетчерского и оперативного персонала, направленными на изменение технологического режима работы и эксплуатационного состояния ЛЭП, оборудования и устройств объектов электроэнергетики.

4.2 В зависимости от нарушения нормального режима, распределения ЛЭП, оборудования и устройств РЗА по способу управления (ведения), действия по ликвидации нарушения нормального режима осуществляются персоналом, руководящим ликвидацией нарушения нормального режима, к которому относится:

- диспетчерский персонал, осуществляющий во время ликвидации нарушения нормального режима координацию действий оперативно подчиненного ему диспетчерского и (или) оперативного персонала;
- оперативный персонал, осуществляющий во время ликвидации нарушения нормального режима координацию действий подчиненного ему оперативного персонала.

4.3 При ликвидации нарушений нормального режима диспетчерский и оперативный персонал должен действовать в соответствии с требованиями местных инструкций по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима, а также руководствоваться знаниями и опытом управления режимами работы энергосистем и объектов электроэнергетики.

4.4 Действия диспетчерского и оперативного персонала по ликвидации нарушений нормального режима должны быть направлены на (в порядке снижения приоритетности):

- обеспечение безопасности персонала объектов электроэнергетики и энергопринимающих установок потребителей;
- исключение повреждения ЛЭП и оборудования объектов электроэнергетики;
- предотвращение развития и локализацию нарушения нормального режима;
- обеспечение допустимых значений параметров электроэнергетического режима;
- восстановление электроснабжения потребителей;
- создание наиболее надежной послеаварийной схемы энергосистемы (объектов электроэнергетики).

4.5 При выборе способа ликвидации нарушений нормального режима необходимо учитывать доступный объем, эффективность и время реализации мероприятий по ликвидации нарушений нормального режима.

4.6 При ликвидации нарушений нормального режима допускается:

- использовать допустимую по величине и длительности перегрузочную способность ЛЭП и оборудования;
- осуществлять управление электроэнергетическим режимом без учета требований к приоритетности изменения нагрузки электрических станций, установленных [1].

4.7 В целях координации действий по ликвидации нарушений нормального режима диспетчерский персонал имеет право корректировать действия подчиненного диспетчерского и/или оперативного персонала, в том числе при действиях с ЛЭП и оборудованием, не являющимися объектами диспетчеризации.

4.8 При ликвидации нарушений нормального режима диспетчерский и оперативный персонал, не задерживая процесс ликвидации нарушений, должен незамедлительно информировать:

- обо всех изменениях технологического режима и эксплуатационного состояния ЛЭП, оборудования и устройств, связанных с ликвидацией нарушений нормального режима, диспетчерский и оперативный персонал, в диспетчерском и технологическом (соответственно) управлении или ведении которого оно находится;
- о ходе ликвидации нарушений нормального режима вышестоящий диспетчерский и оперативный персонал соответственно.

4.9 Диспетчерский и/или оперативный персонал обязан самостоятельно, в пределах своих функций и ответственности, выполнять действия по ликвидации нарушений нормального режима. Все самостоятельные действия диспетчерского и оперативного персонала не должны приводить к развитию и/или препятствовать ликвидации нарушения нормального режима. Самостоятельные действия диспетчерского и/или оперативного персонала, выполнение которых допускается (запрещается), должны быть определены в местных инструкциях по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима.

4.10 Диспетчерский и/или оперативный персонал при принятии решений должен учитывать самостоятельные действия диспетчерского персонала другого диспетчерского центра и оперативного персонала субъекта электроэнергетики, потребителя.

4.11 Диспетчерский и/или оперативный персонал, осуществляющий ликвидацию нарушения нормального режима, несет ответственность за правильность действий при ликвидации нарушения нормального режима независимо от указаний административно-технического персонала.

4.12 Административно-технический персонал имеет право отстранить от ликвидации нарушения нормального режима непосредственно административно подчиненный себе диспетчерский или оперативный персонал, приняв руководство ликвидацией нарушения нормального режима на себя или поручив его другому работнику. Отстранение диспетчерского или оперативного персонала от ликвидации нарушения нормального режима оформляется записью в оперативном журнале с последующим уведомлением соответствующего диспетчерского или оперативного персонала.

4.13 Команды на изменение эксплуатационного состояния или технологического режима работы не подлежат исполнению, если их исполнение создает угрозу жизни людей, угрозу повреждения оборудования объектов электроэнергетики или может привести к нарушению условий безопасной эксплуатации атомных электростанций.

О своем отказе выполнить команду персонал, получивший команду, докладывает персоналу, отдавшему команду, и своему руководящему административно-техническому персоналу, с оформлением записи в оперативном журнале с указанием причины.

Примечание — Команда на изменение эксплуатационного состояния или технологического режима работы, выдаваемая оперативным персоналом центра управления сетями (ЦУС) или начальником смены объекта (НСО), не является диспетчерской командой в соответствии с [2] и [3].

4.14 Все переключения в электроустановках при ликвидации нарушений нормального режима должны проводиться в соответствии с требованиями местных инструкций по производству переключений, разработанных в соответствии с ГОСТ Р 55608.

4.15 Приемка и сдача смены диспетчерским и/или оперативным персоналом во время ликвидации нарушения нормального режима запрещается. Пришедший на смену диспетчерский и (или) оперативный персонал может использоваться по усмотрению персонала, руководящего ликвидацией нарушения нормального режима, в пределах его должностных обязанностей.

При ликвидации нарушения нормального режима, требующей длительного времени, сдача смены допускается:

- диспетчерского персонала — только по разрешению диспетчера ДЦ, руководящего ликвидацией нарушения нормального режима;
- оперативного персонала — только по разрешению диспетчера ДЦ или вышестоящего оперативного персонала, руководящих ликвидацией нарушения нормального режима;
- при ликвидации нарушений нормального режима без участия диспетчерского и вышестоящего оперативного персонала — с разрешения руководящего административно-технического персонала объекта электроэнергетики.

4.16 Все оперативные переговоры диспетчерского и оперативного персонала при ликвидации нарушений нормального режима должны автоматически фиксироваться.

4.17 В разделах 7, 8 настоящего стандарта приведены требования к ликвидации характерных нарушений нормального режима. Местными инструкциями могут устанавливаться требования к ликвидации иных нарушений нормального режима, учитывающие местные особенности, не противоречащие требованиям настоящего стандарта.

5 Требования к инструкциям по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима

5.1 Инструкции по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима должны разрабатываться для каждого ДЦ, ЦУС, а также для каждой электрической станции, подстанции, в том числе принадлежащих потребителям.

Допускается разрабатывать инструкции по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима для каскадов (групп) электрических станций (групп подстанций).

Инструкции по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима должны учитывать местные особенности, в том числе особенности электроэнергетического режима, конфигура-

ции электрической сети, нормальных и ремонтных схем электрических соединений электроустановок, конструкцию и состав оборудования, исполнение устройств РЗА, а также распределение ЛЭП, оборудования и устройств РЗА по способу управления и ведения.

5.2 ДЦ должны разрабатывать и утверждать инструкции по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима для своих операционных зон в соответствии с требованиями настоящего стандарта и инструкций по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима вышестоящего ДЦ. Указанные инструкции являются обязательными для субъектов электроэнергетики и потребителей, на объектах электроэнергетики которых имеются объекты диспетчеризации.

5.3 ЦУС должны разрабатывать и утверждать инструкции по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима в электроустановках, находящихся в технологическом управлении или ведении ЦУС. Указанные инструкции должны разрабатываться в соответствии с требованиями настоящего стандарта и учитывать требования инструкций по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима всех ДЦ, объекты диспетчеризации которых находятся на объектах электросетевого хозяйства, в отношении которых ЦУС осуществляет функции технологического управления и ведения, и инструкций по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима вышестоящих ЦУС.

5.4 Инструкция по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической станции (подстанции) должна разрабатываться в соответствии с требованиями настоящего стандарта, с учетом местных особенностей, требований инструкций по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима всех ДЦ, в диспетчерском управлении или ведении которых находятся оборудование, устройства РЗА электрической станции (подстанции) или отходящие от нее ЛЭП, а также требований инструкций по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима ЦУС, в технологическом управлении или ведении которого находятся оборудование, устройства РЗА подстанции или отходящие от нее ЛЭП.

5.5 Инструкции по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима, разрабатываемые субъектами электроэнергетики и потребителями, подлежат согласованию с соответствующим ДЦ в части самостоятельных действий оперативного персонала субъектов электроэнергетики и потребителей по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима в электрической части энергосистем (объектов электроэнергетики), в состав которых входят объекты диспетчеризации, в том числе в случае отсутствия (потери) связи с ДЦ.

6 Предотвращение развития и ликвидация характерных нарушений нормального режима электрической части энергосистем

6.1 Предотвращение и ликвидация недопустимых отклонений частоты электрического тока

6.1.1 Общие положения

6.1.1.1 Регулирование частоты должно осуществляться в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55890.

6.1.1.2 При управлении электроэнергетическим режимом диспетчерский персонал, ответственный за регулирование частоты, должен производить оценку текущего и прогнозируемого баланса мощности с учетом потребления электрической мощности, состава и режима работы генерирующего оборудования, а также пропускной способности электрической сети.

6.1.1.3 При разделении энергосистемы (отделении части синхронной зоны на изолированную работу или электрической станции (генерирующего оборудования) на изолированный район) в части синхронной зоны или изолированном районе должны быть определены:

- диспетчерский персонал, ответственный за регулирование частоты;
- электрическая станция, осуществляющая регулирование частоты.

Определение диспетчерского персонала, ответственного за регулирование частоты в изолированном районе (части синхронной зоны), осуществляется диспетчерским персоналом, руководящим ликвидацией нарушения нормального режима.

Определение электрической станции, осуществляющей регулирование частоты, осуществляется ДЦ, ответственным за регулирование частоты в изолированном районе (части синхронной зоны).

6.1.1.4 Выполняемые диспетчерским персоналом действия, связанные с регулированием частоты, не должны приводить к недопустимому изменению перетоков активной мощности в контролируемых сечениях, токовых нагрузок ЛЭП и электросетевого оборудования, уровней напряжения в электрической сети.

6.1.1.5 Оперативному персоналу электрических станций не допускается выполнять самостоятельные действия, направленные на противодействие первичному регулированию частоты генерирующим оборудованием, при мощности генерирующего оборудования, находящейся в пределах регулировочного диапазона.

6.1.2 Предотвращение и ликвидация снижения частоты электрического тока

6.1.2.1 При прогнозировании недопустимого снижения частоты электрического тока диспетчерский персонал, ответственный за регулирование частоты в синхронной зоне, заблаговременно отдает команды на:

- подготовку ГАЭС к работе в генераторном режиме;
- изменение режима работы ГЭС с целью обеспечения возможности их максимальной загрузки на период прогнозируемого недопустимого снижения частоты;
- запрет вывода в ремонт (резерв) ЛЭП, оборудования и устройств РЗА, отключенное состояние которых ограничивает выдачу активной мощности из избыточных районов;
- включение в работу генерирующего оборудования, находящегося в холодном резерве;
- ввод в работу ЛЭП, оборудования и устройств РЗА, отключенное состояние которых ограничивает выдачу активной мощности из избыточных районов;
- ввод графиков ограничения режима потребления.

6.1.2.2 При снижении частоты ниже 49,95 Гц в первой синхронной зоне (ниже 49,80 Гц во второй синхронной зоне или временно выделенных на изолированную работу частях энергосистем) диспетчерский персонал, ответственный за регулирование частоты, должен на основании данных информационных систем, опроса диспетчерского и оперативного персонала выяснить причины снижения частоты и принять меры к восстановлению частоты до нормально допустимого уровня посредством:

- реализации резервов активной мощности генерирующего оборудования электростанций на загрузку;
- использования разрешенных аварийных перегрузок генерирующего оборудования электростанций;
- запрета отключения находящегося в работе генерирующего оборудования электростанций;
- дополнительной загрузки генерирующего оборудования электростанций за счет изменения температуры теплосети и (или) расхода пара из производственных отборов паровых турбин;
- запрета вывода в ремонт ЛЭП, оборудования и устройств РЗА, отключение которых ограничивает выдачу активной мощности из избыточных районов;
- ввода в работу ЛЭП, оборудования и устройств РЗА, отключенное состояние которых ограничивает выдачу активной мощности из избыточных районов;
- изменения сальдо перетоков мощности электроэнергетических систем иностранных государств, работающих параллельно с Единой энергетической системой России;
- перевода нагрузки из синхронной зоны (временно выделенной на изолированную работу части энергосистемы) со сниженной частотой в смежную синхронную зону;
- перевода генерирующего оборудования электростанций в синхронную зону (временно выделенную на изолированную работу часть энергосистемы) со сниженной частотой из смежной синхронной зоны.

6.1.2.3 При снижении частоты ниже 49,80 Гц дополнительно к мероприятиям по 6.1.2.2 с учетом их достаточности и времени реализации диспетчерский персонал, ответственный за регулирование частоты, отдает команды на ввод ГВО.

6.1.2.4 При определении требуемого объема ГВО необходимо использовать информацию о крутизне статической частотной характеристики синхронной зоны. При отсутствии иных данных объем ГВО определяется как 1 % мощности нагрузки на 0,05 Гц изменения частоты.

6.1.2.5 При снижении частоты ниже 49,0 Гц диспетчерским персоналом должна учитываться разгрузка (отключение) генерирующего оборудования АЭС.

6.1.2.6 При снижении частоты ниже 48,00 Гц диспетчерским персоналом и оперативным персоналом электростанций должна учитываться возможность выделения электростанций (генерирующего оборудования) на работу со сбалансированной нагрузкой действием ЧДА.

При отказе ЧДА оперативный персонал электростанции должен самостоятельно или совместно с диспетчерским персоналом провести мероприятия по выделению электростанции (генерирующего оборудования) на работу со сбалансированной нагрузкой. Указанные действия должны проводиться в соответствии с местной инструкцией по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима.

После выделения электростанции (генерирующего оборудования) на работу со сбалансированной нагрузкой оперативный персонал должен обеспечить надежную работу основного и вспомогательного оборудования, в том числе механизмов собственных нужд.

6.1.2.7 При восстановлении частоты после ее снижения, сопровождавшегося действием АЧР, диспетчерский персонал должен учитывать настройки и объемы ЧАПВ.

6.1.2.8 Включение отключенной нагрузки потребителей должно производиться с контролем частоты, перетоков активной мощности в контролируемых сечениях и токовой нагрузки ЛЭП и оборудования.

6.1.2.9 При работе с частотой ниже 49,80 Гц на объектах электроэнергетики запрещается проведение переключений, за исключением переключений, необходимых для ликвидации нарушения нормального режима.

6.1.3 Предотвращение и ликвидация недопустимого повышения частоты электрического тока

6.1.3.1 При прогнозировании недопустимого повышения частоты электрического тока диспетчерский персонал, ответственный за регулирование частоты в синхронной зоне, заблаговременно отдает команды на:

- подготовку ГАЭС к работе в двигательном режиме;
- запрет вывода в ремонт ЛЭП, оборудования и устройств РЗА, отключенное состояние которых приводит к необходимости загрузки или невозможности разгрузки генерирующего оборудования электростанций;
- ввод в работу ЛЭП, оборудования и устройств РЗА, включение которых обеспечивает возможность разгрузки генерирующего оборудования электростанций;
- отключение в резерв генерирующего оборудования, находящегося в работе;
- разгрузку атомных электростанций.

6.1.3.2 При повышении частоты выше 50,05 Гц в первой синхронной зоне (выше 50,20 Гц во второй синхронной зоне или временно выделенных на изолированную работу частях энергосистем) диспетчерский персонал, ответственный за регулирование частоты в синхронной зоне, должен на основании данных информационных систем, опроса диспетчерского и оперативного персонала выяснить причины повышения частоты и принять меры к восстановлению частоты до нормально допустимого уровня посредством:

- реализации резервов активной мощности генерирующего оборудования электростанций на разгрузку;
- перевода ГАЭС в двигательный режим;
- запрета вывода в ремонт ЛЭП, оборудования и устройств РЗА, отключение которых приводит к необходимости загрузки или невозможности разгрузки генерирующего оборудования электростанций;
- ввода в работу ЛЭП, оборудования и устройств РЗА, включение которых обеспечивает возможность разгрузки генерирующего оборудования электростанций;
- разгрузки генерирующего оборудования электростанций до технического минимума, в том числе отключением котлов на дубль — блоках, газовых (паровых) турбин в составе парогазовых установок;
- разгрузки атомных электростанций;
- отключения в резерв генерирующего оборудования, находящегося в работе.

6.1.3.3 При повышении частоты выше 50,50 Гц диспетчерским персоналом и оперативным персоналом электростанций должно учитываться действие устройств автоматики ограничения повышения частоты.

6.2 Предотвращение и ликвидация недопустимых отклонений напряжения

6.2.1 Общие положения

6.2.1.1 Регулирование и контроль напряжения осуществляется в электрической сети, в том числе в контрольных пунктах, определяемых субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и сетевыми организациями.

6.2.1.2 Наибольшие рабочие напряжения для ЛЭП и электросетевого оборудования в условиях эксплуатации определяются ГОСТ Р 57382 и информацией производителей оборудования.

6.2.1.3 В местных инструкциях должны указываться:

- допустимые по величине и длительности повышения напряжения для различного вида оборудования, учитывающие требования, указанные в таблицах 1 и 2 настоящего стандарта, а также информацию производителей оборудования;
- минимально допустимые и аварийно допустимые напряжения в контрольных пунктах.

6.2.1.4 Персонал, осуществляющий регулирование напряжения, должен с учетом прогнозируемого изменения потребления, топологии электрической сети, перетоков активной и реактивной мощности, а также состава генерирующего оборудования на электростанциях и средств компенсации реактивной мощности, выполнять оценку прогнозируемого недопустимого снижения или повышения напряжения.

6.2.2 Предотвращение и ликвидация недопустимого снижения напряжения

6.2.2.1 При прогнозировании недопустимого снижения напряжения диспетчерский и оперативный персонал, осуществляющий регулирование напряжения, заблаговременно отдает команды на:

- отключение шунтирующих реакторов и СКРМ, работающих только в режиме потребления реактивной мощности;
- включение находящихся в резерве и запрет вывода в ремонт СКРМ, работающих в режиме выдачи реактивной мощности;
- изменение коэффициентов трансформации трансформаторного оборудования, оснащенного устройствами РПН;
- запрет вывода в ремонт ЛЭП, отключение которых приводит к недопустимому снижению напряжения;
- ввод в работу ЛЭП, включение которых приводит к повышению напряжения;
- изменение состава включенного генерирующего оборудования электростанций с целью обеспечения увеличения выдачи реактивной мощности и/или повышения напряжения за счет перераспределения перетоков активной мощности.

6.2.2.2 При снижении напряжения в контрольных пунктах ниже нижней границы графика напряжения персонал, осуществляющий регулирование напряжения, на основании данных информационных систем, опроса диспетчерского и оперативного персонала должен выяснить причины снижения напряжения и принять меры к повышению напряжения посредством:

- увеличения загрузки по реактивной мощности генерирующего оборудования и СКРМ;
- отключения шунтирующих реакторов и СКРМ, работающих только в режиме потребления реактивной мощности;
- включения находящихся в резерве СКРМ, работающих в режиме выдачи реактивной мощности;
- изменения коэффициентов трансформации трансформаторного оборудования, оснащенного устройствами РПН.

6.2.2.3 При снижении напряжения ниже минимально допустимого дополнительно к мероприятиям, указанным в 6.2.2.2, персонал, осуществляющий регулирование напряжения, должен:

- увеличить загрузку генерирующего оборудования и СКРМ по реактивной мощности до уровня разрешенных аварийных перегрузок с реализацией мероприятий, предотвращающих отключение генерирующего оборудования защитами от перегрузки тока ротора и (или) статора и отключение СКРМ технологическими защитами;
- снизить перетоки активной мощности по ЛЭП;
- разгрузить генерирующее оборудование по активной мощности и дополнительно загрузить его по реактивной мощности.

6.2.2.4 Если проведение мероприятий в соответствии с 6.2.2.3 не обеспечило повышения напряжения до минимально допустимого, персоналом, осуществляющим регулирование напряжения, должны вводиться ГВО.

6.2.2.5 При использовании перегрузочной способности генерирующего оборудования (СКРМ) необходимо учитывать разгрузку оперативным персоналом электростанций (подстанций) генерирующего оборудования (СКРМ) до номинальных токов статора и ротора (оборудования) при истечении допустимой длительности перегрузки.

6.2.2.6 Если действия, предусмотренные 6.2.2.2—6.2.2.4, не привели к повышению напряжения на шинах собственных нужд электростанции выше аварийно допустимого, для предотвращения нарушения нормального режима работы механизмов СН и полного останова генерирующего оборудования электростанции необходимо осуществить выделение электростанции (генерирующего оборудования) на работу со сбалансированной нагрузкой.

При отсутствии или отказе системы автоматического выделения электростанции (генерирующего оборудования) на работу со сбалансированной нагрузкой при снижении напряжения оперативный персонал электростанции должен самостоятельно или совместно с диспетчерским персоналом провести мероприятия по выделению электростанции (генерирующего оборудования) на работу со сбалансированной нагрузкой. Указанные действия должны проводиться в соответствии с местной инструкцией по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима.

После выделения электростанции (генерирующего оборудования) на работу со сбалансированной нагрузкой оперативный персонал должен обеспечить надежную работу основного и вспомогательного оборудования, а так же механизмов собственных нужд.

6.2.3 Предотвращение и ликвидация недопустимого повышения напряжения

6.2.3.1 При прогнозировании недопустимого повышения напряжения диспетчерский и оперативный персонал, осуществляющий регулирование напряжения, заблаговременно отдает команды на:

- включение находящихся в резерве и запрет вывода в ремонт шунтирующих реакторов и СКРМ, работающих в режиме потребления реактивной мощности;
- отключение СКРМ, работающих только в режиме выдачи реактивной мощности;
- запрет вывода в ремонт ЛЭП, отключение которых приводит к недопустимому повышению напряжения;
- перевод генерирующего оборудования в режим синхронного компенсатора;
- изменение коэффициентов трансформации трансформаторного оборудования, оснащенного устройствами РПН;
- изменение состава включенного генерирующего оборудования электростанций с целью обеспечения увеличения потребления реактивной мощности и/или снижения напряжения за счет перераспределения перетоков активной мощности.

6.2.3.2 При повышении напряжения в контрольных пунктах выше верхней границы графика напряжения или на оборудовании объектов электроэнергетики выше наибольшего рабочего напряжения персонал, осуществляющий регулирование напряжения, на основе данных информационных систем, опроса диспетчерского и оперативного персонала, должен выяснить причины повышения напряжения и принять меры к снижению напряжения посредством:

- снижения загрузки по реактивной мощности СКРМ, в том числе с переводом СКРМ, работающих в режиме выдачи реактивной мощности, в режим потребления реактивной мощности;
- снижения загрузки по реактивной мощности генерирующего оборудования, работающего в режиме выдачи реактивной мощности, или увеличения потребления реактивной мощности генерирующего оборудования, работающего в режиме потребления реактивной мощности;
- включения находящихся в резерве шунтирующих реакторов и СКРМ, работающих в режиме потребления реактивной мощности;
- отключения СКРМ, работающих только в режиме выдачи реактивной мощности;
- перевода генерирующего оборудования, работающего в режиме выдачи реактивной мощности, в режим потребления реактивной мощности;
- перевода генерирующего оборудования в режим синхронного компенсатора с потреблением реактивной мощности;
- изменения коэффициентов трансформации трансформаторов, оснащенных устройствами РПН.

6.2.3.3 При угрозе превышения допустимой длительности работы с напряжением, превышающим наибольшее рабочее значение, персонал, осуществляющий регулирование напряжения, обязан принять дополнительные меры (с учетом времени их реализации) к снижению напряжения посредством:

- разгрузки генерирующего оборудования по активной мощности и дополнительной разгрузки по реактивной мощности;
- перераспределения перетоков активной мощности по ЛЭП;
- вывода в резерв ЛЭП (только выключателями), отключение которых приводит к наибольшему снижению напряжения.

6.2.3.4 При управлении электроэнергетическими режимами для объектов электроэнергетики напряжением от 110 кВ до 330 (400) кВ включительно необходимо, в случае отсутствия данных производителя оборудования, руководствоваться представленными в таблице 1, а для объектов электроэнергетики напряжением 500 кВ и 750 кВ — представленными в таблице 2 значениями допустимой кратности повышения напряжения промышленной частоты (линейного и фазного) по отношению к наибольшему рабочему напряжению и их продолжительности.

Таблица 1 — Допустимые в условиях эксплуатации кратковременные повышения напряжения частотой 50 Гц для электрооборудования классов напряжения от 110 кВ 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 кВ и 750 кВ

Класс напряжения, кВ	Вид электрооборудования	Допустимое повышение напряжения, 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

Примечания

1 Значения в таблицах 1 и 2 приведены относительно наибольшего рабочего напряжения.

2 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—85, раздел 9.

3 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 Р 52565 и ГОСТ 12450.

4 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.

5 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.

6 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).

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

6.3 Предотвращение и ликвидация перегрузки линий электропередачи, электросетевого оборудования и контролируемых сечений

6.3.1 Общие положения

6.3.1.1 Работа с токовой нагрузкой ЛЭП и электросетевого оборудования, превышающей длительно допустимую токовую нагрузку, допускается по разрешению собственника или иного законного владельца оборудования.

6.3.1.2 При вынужденном сочетании плановых и аварийных ремонтов линий электропередачи, электросетевого и генерирующего оборудования и/или снижении запасов топлива на тепловых электростанциях или гидроресурсов на ГЭС, приводящих к увеличению риска выхода параметров электроэнергетического режима за пределы допустимых значений, а также для снижения объема аварийных ограничений режима потребления электрической энергии (мощности) или предотвращения их ввода, возможна длительная работа с превышением МДП, оформленная в порядке, определенном субъектом оперативно-диспетчерского управления.

При работе в вынужденном режиме допускается нарушение устойчивости при нормативных возмущениях с возникновением асинхронного режима, разделением энергосистем, отключением генерирующего оборудования, ЛЭП и электросетевого оборудования, нагрузки потребителей и полное погашение энергосистем.

6.3.1.3 Работа в вынужденном режиме не является нарушением нормального режима. Порядок действий диспетчерского персонала при работе в вынужденном режиме определяется субъектом оперативно-диспетчерского управления.

6.3.1.4 Диспетчерский персонал, осуществляющий регулирование перетоков активной мощности в контролируемых сечениях, диспетчерский и (или) оперативный персонал, осуществляющий регулирование токовой нагрузки ЛЭП и электросетевого оборудования, должен с учетом прогнозируемого изменения потребления, топологии электрической сети, перетоков активной и реактивной мощности, а также состава и режима работы генерирующего оборудования на электростанциях и СКРМ выполнять анализ прогнозируемого изменения перетоков активной мощности в контролируемых сечениях, токовой нагрузки ЛЭП и электросетевого оборудования для оценки возможной перегрузки контролируемых сечений, ЛЭП и электросетевого оборудования.

6.3.2 Предотвращение и ликвидация перегрузки контролируемых сечений, линий электропередачи и электросетевого оборудования

6.3.2.1 Диспетчерский и (или) оперативный персонал при прогнозировании перегрузки ЛЭП и электросетевого оборудования свыше длительно допустимой токовой нагрузки, диспетчерский персонал при прогнозировании перегрузки контролируемых сечений заблаговременно:

- отдает команды на подготовку ГАЭС к работе в генераторном режиме;
- отдает команды на изменение режима работы ГЭС, участвующих в суточном регулировании, с целью обеспечения возможности их максимальной загрузки в период прогнозируемой перегрузки;
- отдает команды на ввод в работу находящегося в холодном резерве, запрет вывода в ремонт (резерв) генерирующего оборудования, включенное состояние которого приводит к увеличению МДП в контролируемых сечениях с ожидаемой перегрузкой, и/или к снижению перетоков активной мощности в контролируемых сечениях, токовой нагрузки ЛЭП и электросетевого оборудования с ожидаемой перегрузкой;

- отдает команды на ввод в работу, запрет вывода в ремонт (резерв) ЛЭП, оборудования и устройств РЗА, отключенное состояние которых приводит к снижению МДП в контролируемых сечениях с ожидаемой перегрузкой, а также к увеличению перетока активной мощности в контролируемых сечениях, токовой нагрузки ЛЭП и электросетевого оборудования с ожидаемой перегрузкой;

- согласовывает возможность изменения графиков сальдо перетоков мощности энергосистем зарубежных государств, работающих параллельно с ЕЭС России;

- в случае недостаточности указанных выше мероприятий и/или невозможности изменения графиков сальдо перетоков мощности энергосистем зарубежных государств, работающих параллельно с ЕЭС России, — отдает команды на ввод графиков ограничения режима потребления.

6.3.2.2 При возникновении перегрузки ЛЭП и электросетевого оборудования свыше длительно допустимой токовой нагрузки, контролируемых сечений диспетчерский персонал, осуществляющий регулирование перетоков активной мощности в контролируемых сечениях, диспетчерский и (или) оперативный персонал, осуществляющий регулирование токовой нагрузки ЛЭП и электросетевого оборудования, на основании данных информационных систем, опроса диспетчерского и оперативного персонала должен выяснить причины возникновения перегрузки и принять меры к ее устранению посредством:

- загрузки генерирующего оборудования электростанций в приемной части энергосистемы;

- разгрузки генерирующего оборудования электростанций в передающей части энергосистемы;

- изменения топологии электрической сети, приводящей к увеличению МДП в контролируемых сечениях и/или к снижению перетоков активной мощности в контролируемых сечениях, токовой нагрузки ЛЭП и электросетевого оборудования с перегрузкой;

- включения аварийно отключившихся или находящихся в ремонте (резерве) ЛЭП, электросетевого и/или генерирующего оборудования, включенное состояние которых приводит к увеличению МДП и/или к снижению перетоков активной мощности в контролируемых сечениях с перегрузкой, токовой нагрузки ЛЭП и электросетевого оборудования с перегрузкой;

- использования допустимых аварийных перегрузок генерирующего оборудования электростанций в приемной части энергосистемы;

- разгрузки генерирующего оборудования электростанций до технического минимума в передающей части энергосистемы, с последующим его отключением в случае необходимости;

- перевода нагрузки из приемной части энергосистемы в смежные энергорайоны;

- изменения графиков сальдо перетоков мощности энергосистем зарубежных государств, работающих параллельно с ЕЭС России, в согласованном объеме.

При недостаточности указанных выше мероприятий для устранения перегрузки ЛЭП и электросетевого оборудования свыше длительно допустимой токовой нагрузки, перегрузки контролируемых сечений, и невозможности перехода на работу в вынужденном режиме в контролируемых сечениях, вводятся ГВО в приемной части энергосистемы.

6.3.2.3 Работа с перетоками активной мощности в контролируемых сечениях свыше аварийно допустимых значений, ЛЭП и электросетевого оборудования свыше аварийно допустимой токовой нагрузки не допустима и должна устраняться незамедлительно посредством использования дистанционного отключения нагрузки потребителей в объеме, необходимом для снижения перетоков активной мощности в контролируемых сечениях, токовой нагрузки ЛЭП и электросетевого оборудования ниже аварийно допустимых значений.

Дальнейшие действия по снижению перетоков активной мощности в контролируемых сечениях, токовой нагрузки ЛЭП и электросетевого оборудования выполняются в соответствии с требованиями 6.3.2.2.

6.3.2.4 Устранение перегрузки ЛЭП и электросетевого оборудования свыше длительно допустимой токовой нагрузки, контролируемых сечений является приоритетным по отношению к регулированию частоты.

6.3.2.5 При необходимости включения нагрузки потребителей, отключенных действием устройств (комплексов) ПА, для восстановления объема противоаварийного управления и прогнозируемой при этом перегрузке ЛЭП и электросетевого оборудования свыше длительно допустимой токовой нагрузки, перегрузки контролируемых сечений их включение выполняется после ввода ГВО в необходимом объеме.

6.3.2.6 При наличии технической возможности оперативный персонал электростанций должен в кратчайший срок самостоятельно восстановить объем управляющих воздействий за счет подключения под действие устройств (комплексов) ПА находящегося в работе генерирующего оборудования с последующим уведомлением диспетчерского персонала. Данные действия оперативного персонала электростанций должны быть указаны в местных инструкциях.

6.4 Ликвидация неполнофазных режимов в электрической сети

6.4.1 При выявлении неполнофазного режима оперативный персонал объекта электроэнергетики должен немедленно сообщить об этом соответствующему диспетчерскому персоналу ДЦ и/или оперативному персоналу ЦУС.

6.4.2 При возникновении неполнофазного режима в результате повреждения элемента электрической сети, через который осуществляется параллельная работа двух частей синхронной зоны, в том числе если он зашунтирован связями, параллельная работа по которым при его отключении не допускается, диспетчерский персонал должен:

а) подготовить электроэнергетический режим, исключающий при отключении поврежденного элемента электрической сети:

1) срабатывание устройств (комплексов) ПА с реализацией управляющих воздействий на отключение нагрузки или генерирующего оборудования;

2) недопустимые изменения параметров электроэнергетического режима в разделяемых частях синхронной зоны;

б) отключить поврежденный элемент электрической сети.

После отключения поврежденного элемента электрической сети допускается автоматическое отключение шунтирующих связей действием устройств ПА. Если после отключения поврежденного элемента электрической сети параллельная работа по шунтирующим связям сохранилась, необходимо выполнить их деление, при этом последними должны отключаться элементы электрической сети более высокого класса напряжения.

6.4.3 При возникновении неполнофазного режима в результате повреждения элемента электрической сети, через который осуществляется параллельная работа двух частей синхронной зоны, если поврежденный элемент электрической сети зашунтирован связями, параллельная работа по которым при его отключении допускается, диспетчерский персонал должен:

- подготовить электроэнергетический режим для проведения операций по выводу в ремонт поврежденного элемента электрической сети;
- отключить поврежденный элемент электрической сети.

6.4.4 Допускается длительная работа в неполнофазном режиме по элементам электрической сети, по которым осуществляется передача мощности в узел нагрузки в тупиковом режиме.

6.5 Ликвидация асинхронных режимов в электрической сети

6.5.1 Ликвидация асинхронного режима должна выполняться путем разделения энергосистемы.

6.5.2 Асинхронный режим нормально должен ликвидироваться устройствами автоматической ликвидации асинхронного режима.

6.5.3 При возникновении непрекращающегося асинхронного режима (в том числе из-за отказа устройств АЛАР) он должен быть ликвидирован в минимальное время по команде диспетчерского персонала путем отключения элементов электрической сети, связывающих несинхронно работающие части энергосистемы, в местах установки устройств АЛАР, при этом в первую очередь должны отключаться элементы электрической сети более высокого класса напряжения.

6.6 Ликвидация режимов синхронных качаний в электрической сети

6.6.1 При возникновении синхронных качаний в энергосистеме диспетчерский персонал должен принять меры к их устранению посредством одновременного:

- повышения напряжения на шинах объектов электроэнергетики;
- загрузки генерирующего оборудования электростанций в приемной части энергосистемы:
- разгрузки (отключения) генерирующего оборудования электростанций в передающей части энергосистемы.

6.6.2 Для исключения перехода синхронных качаний в асинхронный режим при недостаточности или неэффективности указанных в 6.6.1 мероприятий для ликвидации синхронных качаний используется дистанционное отключение нагрузки потребителей.

6.7 Восстановление нормального режима после разделения энергосистемы

6.7.1 При разделении энергосистемы (отделении части синхронной зоны на изолированную работу или электрической станции (генерирующего оборудования) на изолированный район) диспетчерским персоналом должно быть обеспечено регулирование частоты в отделившейся части синхронной

зоны, изолированном районе путем отдачи команд на загрузку/разгрузку генерирующего оборудования электростанций или назначения электрической станции, осуществляющей регулирование частоты.

6.7.2 При назначении электрической станции, осуществляющей регулирование частоты, диспетчерским персоналом, ответственным за регулирование частоты, в части синхронной зоны или изолированном районе, должно быть:

- определено значение частоты, которое должна поддерживать электрическая станция, осуществляющая регулирование частоты;
- создан регулировочный диапазон по активной мощности для электрической станции, осуществляющей регулирование частоты, посредством изменения нагрузки других электростанций.

При выделении электростанции или генерирующего оборудования на собственные нужды регулирование частоты и напряжения должно осуществляться оперативным персоналом электростанции самостоятельно без дополнительных указаний диспетчерского персонала.

6.7.3 При разделении энергосистемы диспетчерский персонал, руководящий ликвидацией нарушения нормального режима, на основании данных информационных систем, опроса диспетчерского и оперативного персонала, анализа действий устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики должен:

- определить точки разделения энергосистемы;
- определить уровни частоты и напряжения в раздельно работающих частях энергосистемы;
- определить загрузку контролируемых сечений, ЛЭП и электросетевого оборудования;
- выявить причины разделения энергосистемы.

6.7.4 При разделении энергосистемы диспетчерский и оперативный персонал обязан обеспечить передачу вышестоящему диспетчерскому и оперативному персоналу информации о:

- произошедших отключениях;
- значении частоты;
- недопустимых уровнях напряжения на объектах электроэнергетики с указанием их величины и длительности;
- недопустимых перетоках активной мощности в контролируемых сечениях;
- недопустимой токовой нагрузке ЛЭП и электросетевого оборудования;
- объеме нагрузки отключенных потребителей.

6.7.5 При выделении электростанции на собственные нужды оперативный персонал должен обеспечить надежную работу механизмов собственных нужд электростанций вплоть до их перевода на электроснабжение от энергосистемы. Генерирующее оборудование электростанций, отключившееся при выделении электростанции на собственные нужды, должно поддерживаться в состоянии готовности к быстрому включению в сеть с набором нагрузки.

6.7.6 Для синхронизации после разделения энергосистемы диспетчерский и оперативный персонал скоординированными действиями обязаны принять меры по:

- ликвидации перегрузки контролируемых сечений, ЛЭП и электросетевого оборудования;
- восстановлению частоты;
- обеспечению допустимых уровней напряжения;
- синхронизации отделившихся во время разделения энергосистемы отдельных единиц генерирующего оборудования и электростанций.

При этом должны быть запрещены:

- вывод в ремонт ЛЭП, электросетевого и/или генерирующего оборудования, отключение которого приводит к задержке восстановления нормального режима;
- производство переключений, при которых отказ коммутационных аппаратов может привести к развитию аварии или к задержке синхронизации.

6.7.7 Синхронизация разделившихся частей энергосистем как правило должна проводиться при разности частот не более 0,10 Гц. Для частей энергосистем и контролируемых сечений, синхронизация которых возможна с большей разностью частот, могут быть установлены другие значения допустимой для синхронизации разности частот. Допустимая разница частот должна определяться с учетом обеспечения допустимых режимов работы оборудования и параметров электроэнергетического режима после синхронизации.

Перечень электростанций и подстанций, на которых имеются устройства синхронизации, с указанием допустимых разностей частот синхронизации должен быть указан в местных инструкциях.

6.7.8 В процессе восстановления нормального режима после разделения энергосистемы диспетчерский персонал, руководящий ликвидацией нарушения нормального режима, должен определить

частоту для каждой из несинхронно работающих частей, при которой будет производиться синхронизация.

6.7.9 При невозможности повысить частоту в дефицитной части энергосистемы до необходимого для синхронизации уровня при полном использовании резервов активной мощности дальнейшее увеличение частоты может осуществляться посредством:

- ввода ГВО;
- перевода, с кратковременным перерывом электроснабжения, участка электрической сети с несколькими подстанциями, находящегося в дефицитной части энергосистемы, на электроснабжение от избыточной части энергосистемы;
- отделения от избыточной части энергосистемы отдельных единиц генерирующего оборудования или электростанций и синхронизации их с дефицитной частью энергосистемы.

6.7.10 При наличии одновременной возможности синхронизации разделившихся частей энергосистем на элементах электрической сети разного класса напряжения синхронизация должна проводиться на элементе электрической сети высшего класса напряжения.

6.7.11 Включение отключенной в результате разделения энергосистем нагрузки потребителей осуществляется при наличии резервов активной мощности, если это не приводит к увеличению времени синхронизации разделившихся частей энергосистем.

6.7.12 При обесточении частей энергосистем, на территории которых находятся электростанции, необходимо в первую очередь обеспечить восстановление электроснабжения собственных нужд электростанций с крупными энергоблоками посредством подачи напряжения от смежных частей энергосистемы, если это допустимо по режиму их работы, или от электростанций, выделившихся на изолированную работу действием ЧДА.

6.7.13 Напряжение на обесточенные участки электрической сети должно подаваться таким образом, чтобы исключить недопустимое снижение частоты, напряжения и перегрузку контролируемых сечений, ЛЭП и электросетевого оборудования.

6.8 Ликвидация нарушений нормального режима при отключении линий электропередачи

6.8.1 При отключении ЛЭП действием устройств РЗ ее необходимо опробовать напряжением с соблюдением требований данного раздела.

6.8.2 Диспетчерский и оперативный персонал должен определить порядок включения отключившейся ЛЭП под напряжение, с учетом фактической схемы распределительных устройств объектов электроэнергетики и возможности отключения оборудования в результате отказов коммутационных аппаратов при включении ЛЭП и требований местных инструкций.

6.8.3 После отключения ЛЭП на основе анализа действия устройств РЗА, информации РАСП диспетчерским персоналом, оперативным персоналом ЦУС должно быть определено расчетное место повреждения и участок ЛЭП, подлежащий осмотру. Осмотр должен быть произведен также в случае успешного включения ЛЭП под нагрузку, в том числе действием АПВ.

6.8.4 Если отключение ВЛ привело к:

- отключению нагрузки потребителей;
- перегрузке контролируемых сечений;
- перегрузке ЛЭП, электросетевого оборудования свыше допустимой токовой нагрузки;
- снижению напряжения ниже минимально допустимого;
- угрозе нарушения устойчивой работы АЭС,

при отсутствии признаков работы УРОВ (по информации центральной сигнализации объекта, информационных систем ДЦ, ЦУС, объекта электроэнергетики) или информации от персонала объектов электроэнергетики о повреждении оборудования, препятствующего опробованию, первое ручное опробование ВЛ должно производиться без осмотра оборудования и без выяснения причины отключения путем осмотра панелей РЗА.

6.8.5 Допускается неоднократное ручное опробование ВЛ, если ее отключение привело к последствиям, указанным в 6.8.4.

Перед повторными опробованиями ВЛ должны быть:

- уточнено и проанализировано возможное расчетное место повреждения по информации РАСП;
- произведен осмотр панелей РЗА, оборудования и коммутационных аппаратов ВЛ в пределах распределительных устройств объектов электроэнергетики, к которым она подключена.

6.8.6 При отсутствии последствий отключения ВЛ, указанных в 6.8.4:

- первое ручное опробование напряжением ВЛ должно производиться после выяснения причин ее отключения путем осмотра панелей РЗА, оборудования и коммутационных аппаратов ВЛ в пределах распределительных устройств объектов электроэнергетики, к которым она подключена;
- решение о повторном ручном опробовании напряжением ВЛ после неуспешного первого опробования принимается с учетом дополнительной информации о наличии опасных и неблагоприятных гидрометеорологических явлений по трассе прохождения ВЛ.

6.8.7 В случае трехкратного отключения ЛЭП с успешным АПВ в течение 60 мин АПВ данной ЛЭП может быть выведено по запросу эксплуатирующей организации или по инициативе ДЦ, если отключение ЛЭП не приводит к превышению фактического перетока активной мощности в контролируемых сечениях значения МДП, отключению нагрузки потребителей или к превышению длительно допустимой токовой нагрузки оставшихся в работе ЛЭП и электросетевого оборудования, в том числе при возможных отключениях других ЛЭП при опасных и неблагоприятных гидрометеорологических явлениях по трассам прохождения ЛЭП.

6.8.8 Если одностороннее отключение ЛЭП действием РЗ привело к:

- отключению нагрузки потребителей;
- перегрузке контролируемых сечений;
- перегрузке ЛЭП, электросетевого оборудования свыше допустимой токовой нагрузки;
- снижению напряжения ниже минимально допустимого;
- угрозе нарушения устойчивой работы АЭС;
- превышению напряжений выше наибольших рабочих значений,

необходимо немедленно включить ЛЭП в транзит.

В случае неуспешного включения ЛЭП в транзит, повторного одностороннего отключения действием РЗ, а также одностороннего отключения действием ПА или одностороннего отключения и отсутствии вышеуказанных последствий решение о возможности дальнейшей работы ЛЭП принимается после осмотра отключившегося оборудования, анализа работы устройств РЗА, а также выяснения причин его отключения и принятия мер, исключающих повторное одностороннее отключение ЛЭП.

6.8.9 Включение отключенной действием РЗ КЛ производится только по результатам необходимых осмотров и испытаний КЛ.

6.8.10 При отключении КВЛ действием РЗ, за исключением отключения, указанного в 6.8.11, необходимо определить расчетное место повреждения, произвести анализ действия РЗ, которыми была отключена КВЛ.

6.8.10.1 Если расчетное место повреждения не включает в себя кабельный участок и не работала защита кабельного участка с абсолютной селективностью, дальнейшие действия с КВЛ должны выполняться в соответствии с требованиями, установленными для ВЛ.

6.8.10.2 Если расчетное место повреждения включает в себя кабельный участок КВЛ или работала защита кабельного участка с абсолютной селективностью, необходимо произвести осмотр кабельного участка, соединительных муфт, оборудования КРУЭ и примыкающего к кабельному участку воздушного участка КВЛ. При обнаружении повреждения на воздушном участке и отсутствии видимых повреждений на кабельном участке КВЛ, оборудовании КРУЭ и соединительных муфтах, решение о возможности опробования должно приниматься с учетом работоспособности воздушного участка КВЛ.

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

6.8.11 Если отключение КВЛ привело к последствиям, указанным в 6.8.4, при условии

- применения АПВ на КВЛ;
- отсутствия работы защиты кабельного участка с абсолютной селективностью;
- отсутствия признаков работы УРОВ (по информации центральной сигнализации, информационных систем ДЦ, ЦУС, объекта электроэнергетики);
- отсутствия информации от персонала объектов электроэнергетики о повреждении оборудования, препятствующего опробованию,

необходимо произвести опробование отключившейся КВЛ без осмотра оборудования и без выяснения причины отключения путем осмотра панелей РЗА.

Решение о повторном ручном опробовании КВЛ после неуспешного первого опробования принимается с учетом результата анализа действия РЗ и определения расчетного места повреждения.

7 Предотвращение развития и ликвидация нарушений нормального режима на объектах электроэнергетики

7.1 Общие положения

7.1.1 Действия по предотвращению развития и ликвидации нарушения нормального режима работы на объектах электроэнергетики, указанные в разделе 7, выполняются диспетчерским и/или оперативным персоналом.

7.1.2 Распределение между диспетчерским и оперативным персоналом функций по выполнению указанных действий осуществляется в соответствии с распределением ЛЭП, оборудования и устройств РЗА по способу управления (ведения).

7.2 Ликвидация нарушений в главных схемах электрических станций и подстанций

7.2.1 Повреждение силовых трансформаторов (автотрансформаторов), шунтирующих реакторов

7.2.1.1 В случае отключения трансформатора (автотрансформатора) действием защит, сопровождающегося отключением нагрузки потребителей, нарушением энергоснабжения собственных нужд электростанции или подстанции, перегрузкой ЛЭП, электросетевого оборудования свыше длительно допустимой токовой нагрузки, перегрузкой контролируемых сечений, должен быть незамедлительно введен в работу находящийся в резерве трансформатор (автотрансформатор).

7.2.1.2 При отключении трансформатора (автотрансформатора, шунтирующего реактора) действием защит от внутренних повреждений (газовой, газовой РПН, дифференциальной) запрещается его включение в работу без анализа газа, масла, устранения выявленных нарушений и проведения испытаний.

7.2.1.3 При срабатывании газовой защиты на сигнал, трансформатор (автотрансформатор, шунтирующий реактор) должен быть отключен 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 проб масла необходимо производить после его отключения. Возможность ввода в работу трансформатора (автотрансформатора, шунтирующего реактора) должна определяться эксплуатирующей организацией на основании анализа работы устройств РЗА, результатов внешнего осмотра, анализа газа, масла, измерений и испытаний.

7.2.1.4 При отключении трансформатора (автотрансформатора) действием только дифференциальной защиты ошиновки необходимо произвести внешний осмотр трансформатора (автотрансформатора) и оборудования в пределах зоны действия защиты. Если в процессе осмотра повреждений не обнаружено, трансформатор (автотрансформатор) должен быть опробован напряжением и включен в работу.

7.2.1.5 При отключении трансформатора (автотрансформатора) действием резервных защит (защиты от внутренних повреждений не действовали), повторное включение отключившегося трансформатора (автотрансформатора) должно производиться после его осмотра и анализа работы защит.

Если отключение трансформатора 110 кВ и ниже, привело к отключению нагрузки потребителей, недопустимой перегрузке ЛЭП, электросетевого оборудования, его включение выполняется без осмотра.

7.2.1.6 При появлении сигнала устройства КИВ должны быть незамедлительно проверены показания прибора контроля тока утечки. Дальнейшие действия оперативного персонала должны определяться местными инструкциями.

7.2.1.7 При отключении трансформатора (автотрансформатора) действием КИВ запрещается его включение в работу без проведения испытаний и устранения выявленных нарушений.

7.2.1.8 При отказе переключающего устройства РПН дальнейшие переключения не допускаются до устранения выявленных нарушений.

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

Если при изменении положения контактов устройства РПН произошло рассогласование контактов устройства РПН, необходимость отключения трансформатора (автотрансформатора) должна определяться местной инструкцией.

7.2.2 Обесточивание сборных шин

7.2.2.1 Если отключение СШ действием ДЗШ привело к отключению нагрузки потребителей, перегрузке ЛЭП, электросетевого оборудования свыше длительно допустимой токовой нагрузки, перегрузке контролируемых сечений при отсутствии АПВ СШ или его отказе, необходимо немедленно опробовать напряжением обесточенные СШ (кроме СШ ЗРУ или КРУЭ, АПВ СШ которых отсутствует) от любой транзитной ЛЭП (предпочтительно без отпаечных подстанций) или от другого присоединения с учетом фактической схемы распределительных устройств объектов электроэнергетики и возможности отключения оборудования в результате отказов коммутационных аппаратов при включении.

7.2.2.2 В случае успешного опробования СШ необходимо:

- восстановить электроснабжение собственных нужд электростанции или подстанции;
- восстановить электроснабжение потребителей;
- синхронизировать генераторы, отключенные вследствие отключения СШ;
- восстановить схему объекта электроэнергетики.

7.2.2.3 В случае неуспешной работы АПВ СШ, неуспешном опробовании СШ или если отключение СШ не привело к отключению нагрузки потребителей, к перегрузке ЛЭП, электросетевого оборудования свыше длительно допустимой токовой нагрузки, перегрузке контролируемых сечений, а также при отключении СШ ЗРУ или КРУЭ, АПВ СШ которых отсутствует, необходимо:

- принять меры к обеспечению устойчивой работы генерирующего оборудования до синхронизации и подъема нагрузки;
- осмотреть оборудование, входящее в зону действия ДЗШ;
- выявить и отделить от СШ поврежденное оборудование;
- опробовать напряжением СШ от любой транзитной ЛЭП (предпочтительно без отпаечных подстанций) или от другого присоединения с учетом фактической схемы распределительных устройств объектов электроэнергетики и возможности отключения оборудования в результате отказов коммутационных аппаратов при включении;
- восстановить электроснабжение собственных нужд электростанции или подстанции;
- восстановить электроснабжение потребителей (при наличии отключенных потребителей);
- синхронизировать генераторы, отключенные вследствие отключения СШ;
- восстановить схему объекта электроэнергетики.

7.2.2.4 При отключении СШ защитой трансформатора (автотрансформатора) от внутренних повреждений необходимо:

- отключить разъединитель трансформатора;
- опробовать напряжением СШ от любой транзитной ЛЭП (предпочтительно без отпаечных подстанций) или от другого присоединения с учетом фактической схемы распределительных устройств объектов электроэнергетики и возможности отключения оборудования в результате отказов коммутационных аппаратов при включении;
- восстановить электроснабжение собственных нужд электростанции или подстанции;
- восстановить электроснабжение потребителей;
- синхронизировать генераторы, отключенные вследствие отключения СШ;
- восстановить схему объекта электроэнергетики.

7.2.2.5 При отключении СШ действием УРОВ вследствие отказа в отключении выключателя одного из присоединений необходимо подать импульс от ключа управления на отключение отказавшего выключателя.

Если отключить отказавший выключатель невозможно, необходимо:

- отключить разъединители отказавшего выключателя с выводом из работы оперативной блокировки в порядке, установленном местными инструкциями;
- опробовать напряжением СШ от любой транзитной ЛЭП (предпочтительно без отпаечных подстанций) или от другого присоединения с учетом фактической схемы распределительных устройств объектов электроэнергетики и возможности отключения оборудования в результате отказов коммутационных аппаратов при включении;
- восстановить электроснабжение собственных нужд электростанции или подстанции;
- восстановить электроснабжение потребителей;
- синхронизировать генераторы, отключенные вследствие отключения СШ;
- восстановить схему объекта электроэнергетики.

Ввод в работу выключателя, в результате отказа в отключении которого произошло отключение СШ действием УРОВ, производится после получения подтверждения о его исправности от оперативного персонала объекта электроэнергетики.

7.2.2.6 Если обесточение СШ действием резервных защит трансформаторов (автотрансформаторов), генераторов на этом объекте электроэнергетики и ЛЭП со стороны смежных объектов электроэнергетики привело к отключению нагрузки потребителей, к перегрузке ЛЭП, электросетевого оборудования свыше длительно допустимой токовой нагрузки, перегрузке контролируемых сечений, при отсутствии информации от персонала объектов электроэнергетики о повреждении оборудования, препятствующего опробованию, необходимо:

а) проверить отключенное положение выключателей (по информации центральной сигнализации объекта, информационных систем ДЦ, ЦУС, объекта электроэнергетики):

1) генераторов;

2) со стороны высшего, среднего напряжения трансформаторов (автотрансформаторов);

3) ЛЭП со стороны смежных объектов электроэнергетики;

б) разделить СШ отключением шиносоединительного (секционного) выключателя;

в) поочередно опробовать напряжением СШ от транзитных ЛЭП;

г) восстановить электроснабжение собственных нужд электростанции или подстанции от неповрежденной СШ;

д) восстановить электроснабжение потребителей, в том числе посредством перевода нагрузки с поврежденной СШ;

е) синхронизировать генераторы, в том числе посредством перевода с поврежденной СШ;

ж) после определения причин отключения СШ восстановить схему объекта электроэнергетики.

7.2.2.7 Если обесточение обеих СШ действием резервных защит трансформаторов (автотрансформаторов), генераторов на этом объекте электроэнергетики и ЛЭП со стороны смежных объектов электроэнергетики не привело к отключению нагрузки потребителей, перегрузке ЛЭП, электросетевого оборудования свыше длительно допустимой токовой нагрузки, перегрузке контролируемых сечений:

а) принять меры к обеспечению устойчивой работы генерирующего оборудования до синхронизации и подъема нагрузки;

б) осмотреть оборудование, входящее в зону действия ДЗШ;

в) при обнаружении отделить от СШ поврежденное оборудование;

г) при отсутствии поврежденного оборудования:

1) отключить все выключатели СШ;

2) опробовать напряжением ЛЭП, на которой отсутствует повреждение исходя из анализа работы устройств РЗА;

3) от опробованной ЛЭП опробовать СШ;

д) восстановить электроснабжение собственных нужд электростанции или подстанции;

е) синхронизировать генераторы, отключенные вследствие отключения СШ;

ж) после определения причин отключения СШ восстановить схему объекта электроэнергетики.

7.2.2.8 Запрещается без выяснения причины отключения опробовать напряжением СШ распределительного устройства, в котором находится персонал.

7.2.3 Повреждение выключателей

7.2.3.1 В случае отказа в отключении (включении) фаз выключателя необходимо произвести осмотр отказавшего выключателя.

7.2.3.2 В случае отсутствия признаков зависания контактов необходимо подать импульс на отключение выключателя от ключа управления.

7.2.3.3 В случае отказа в отключении от ключа управления отказавший выключатель необходимо отделить от схемы распределительного устройства:

а) в схеме с двумя системами шин и более одного выключателя на присоединение (в том числе в схемах «трансформаторы-шины с присоединением линии через два выключателя», «трансформаторы-шины с полуторным присоединением линий», «полуторная схема»):

1) в случае раздельной работы шин необходимо объединить системы шин (если это допустимо по условиям обеспечения соответствия отключающей способности выключателя токам короткого замыкания, обеспечения селективности защит, режимным условиям);

2) отключить разъединители отказавшего выключателя;

б) в схемах многоугольников (в том числе в схемах «треугольник», «четырехугольник» и т. д.):

1) собрать полную схему многоугольника;

2) отключить разъединители отказавшего выключателя;

в) в схеме с двумя системами шин, без обходной системы шин, одним выключателем на присоединение и включенным шиносоединительным выключателем:

1) все присоединения, за исключением присоединения с отказавшим выключателем, переключить шинными разъединителями на другие шины;

2) присоединение с отказавшим выключателем отключить шиносоединительным выключателем;

3) отключить разъединители отказавшего выключателя;

г) в схемах с обходной системой шин:

1) включить присоединение с отказавшим выключателем на опробованную напряжением обходную систему шин разъединителем;

2) включить обходной выключатель;

3) отключить разъединители отказавшего выключателя;

д) в схемах без шиносоединительного (обходного) выключателя (в том числе в схемах «мостик», «одна рабочая секционированная система шин»):

1) выполнить перевод нагрузки потребителей на другой источник питания;

2) отключить шины;

3) отключить разъединители отказавшего выключателя.

Операции по отключению разъединителями отказавшего выключателя должны выполняться с предварительным выводом оперативной блокировки.

7.2.3.4 В местных инструкциях должны быть указаны неисправности выключателей, требующие снятия с него напряжения другими выключателями для обеспечения безопасности оперативного персонала при отключении разъединителями отказавшего выключателя.

7.2.3.5 Запрещается проводить операции с выключателем, имеющим признаки зависания контактов. При выявлении признаков зависания контактов необходимо разгрузить присоединение, выключатель которого имеет признаки зависания контактов (снизить токовую нагрузку, зашунтировать обходным выключателем или вторым выключателем в схеме с двумя выключателями на присоединение, отключить присоединение с противоположной стороны).

После выполнения разгрузки присоединения необходимо подготовить схему, позволяющую выполнить отключение отказавшего выключателя шиносоединительным выключателем, обходным выключателем, другими выключателями данной системы шин, смежным в схеме с двумя выключателями на присоединение, смежными выключателями в схеме многоугольника и любым другим доступным выключателем. В случаях, определенных местными инструкциями, отключение отказавшего выключателя производится его разъединителями, имеющими дистанционный привод.

7.2.3.6 Запрещается проводить операции масляным выключателем с недопустимым уровнем масла. С выключателя должен быть снят оперативный ток с последующим незамедлительным выводом его из работы, в соответствии с указаниями 7.2.3.3.

7.2.3.7 При возникновении неисправности воздушной системы выключателя должны быть приняты меры по локализации повреждения и устранению неисправности. Поврежденный выключатель должен быть выведен из работы в соответствии с указаниями 7.2.3.3.

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

- вывести АПВ и АВР выключателей, к которым прекратилась подача сжатого воздуха;
- проверить включенное состояние всех резервных защит на противоположных концах ЛЭП, подключенных к распределительному устройству с неисправной системой воздухоснабжения;
- проверить включенное состояние всех резервных защит на противоположных концах ЛЭП другого класса напряжения, связанных с распределительным устройством с неисправной системой воздухоснабжения через трансформатор (автотрансформатор);
- проверить включенное состояние резервных защит на трансформаторах (автотрансформаторах);
- проверить включенное состояние резервных защит на блочном оборудовании (генераторах) электростанции;
- ввести в работу резервные защиты ЛЭП и оборудования в случае их отключенного состояния;
- не производить операции с воздушными выключателями в распределительном устройстве с неисправной системой воздухоснабжения, не связанные с ликвидацией аварии;
- принять меры для восстановления подачи воздуха в ресиверы системы воздухоснабжения.

7.2.3.9 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 в соответствии с указаниями 7.2.3.3.

7.2.3.10 При потере постоянного оперативного тока в цепях управления и цепях защит на всех присоединениях распределительного устройства необходимо определить и устранить повреждение.

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

- проверить включенное состояние всех резервных защит на противоположных концах ЛЭП, подключенных к распределительному устройству, и ввести их в работу в случае их отключенного состояния;
- проверить включенное состояние всех резервных защит на противоположных концах ЛЭП другого класса напряжения, связанных с распределительным устройством через трансформатор (автотрансформатор), и ввести их в работу в случае их отключенного состояния;
- проверить включенное состояние резервных защит на блочном оборудовании электростанции и ввести их в работу в случае их отключенного состояния;
- не производить операции с выключателями и линейными разъединителями в распределительных устройствах объектов электроэнергетики на противоположных концах ЛЭП, в распределительных устройствах отпаечных подстанций, а также в распределительных устройствах, связанных с данным распределительным устройством через трансформатор (автотрансформатор).

7.2.3.11 При срабатывании предупредительной сигнализации снижения давления (плотности) элегаза в выключателе, в отсеке КРУЭ с выключателем, необходимо организовать наблюдение за ним, при этом выполнение операций с выключателем допускается. При сохранении тенденции снижения давления (плотности) элегаза неисправный выключатель необходимо отключить с последующим его выводом в ремонт.

При достижении величины аварийной уставки снижения давления (плотности) элегаза цепи управления выключателем автоматически блокируются, выполнять операции с этим выключателем запрещается. Выключатель должен быть отделен от схемы распределительного устройства в минимально возможный срок в соответствии с указаниями 7.2.3.3.

7.2.4 Повреждение разъединителей

7.2.4.1 Устранение нагрева разъединителя должно производиться разгрузкой присоединения посредством:

- изменения тока через разъединитель выполнением схемно-режимных мероприятий;
- отключения выключателя присоединения.

Допустимость отключения разъединителя под напряжением (под нагрузкой) определяется местными инструкциями.

Запрещается производить операции с разъединителями при обнаружении дефектов и повреждений, препятствующих производству переключений. Характер дефектов и повреждений, при которых запрещается выполнение операций с разъединителями, должен определяться местными инструкциями.

7.2.4.2 При срабатывании предупредительной сигнализации снижения давления (плотности) элегаза в отсеке КРУЭ с разъединителем необходимо организовать наблюдение за ним. При сохранении тенденции снижения давления (плотности) элегаза присоединение с неисправным разъединителем необходимо отключить, с последующим выводом в ремонт.

При достижении величины аварийной уставки снижения давления (плотности) элегаза, в минимально возможный срок должны быть приняты меры по снятию напряжения с неисправного разъединителя отключением соответствующего присоединения, с последующим выводом в ремонт присоединения с неисправным разъединителем.

7.2.5 Неисправности измерительных трансформаторов

7.2.5.1 В случае возникновения неисправности трансформатора напряжения необходимо:

- выполнить операции по переводу цепей напряжения устройств РЗА на резервный трансформатор напряжения в соответствии с местной инструкцией по обслуживанию устройств РЗА;
- отключить трансформатор напряжения с низкой стороны;
- снять напряжение с трансформатора напряжения отключением разъединителя или присоединения (при отсутствии разъединителя).

В местной инструкции должны быть указаны признаки неисправностей трансформаторов напряжения, когда снятие напряжения с него отключением разъединителя запрещено. В этом случае напряжение с неисправного трансформатора напряжения снимается отключением выключателями шин или присоединения.

При снятии напряжения с неисправного трансформатора напряжения отключением выключателя, в случае создания условий для возникновения феррорезонанса между электромагнитным трансформатором напряжения и емкостями выключателей, необходимо выполнить мероприятия по расстройке колебательного контура в соответствии с требованиями местных инструкций.

7.2.5.2 В случае возникновения неисправности трансформатора тока необходимо выполнить операции, направленные на снятие напряжения с неисправного трансформатора тока.

7.2.5.3 При срабатывании предупредительной сигнализации снижения давления (плотности) элегаза в измерительных трансформаторах тока или напряжения, в отсеке КРУЭ с измерительными трансформаторами тока или напряжения, необходимо организовать наблюдение за ним, при этом незамедлительное снятие напряжения с измерительного трансформатора тока или напряжения не требуется. При сохранении тенденции снижения давления (плотности) элегаза измерительный трансформатор тока или напряжения необходимо вывести в ремонт.

При достижении величины аварийной уставки снижения давления (плотности) элегаза в минимально возможный срок должны быть приняты меры по снятию напряжения с неисправного измерительного трансформатора тока или напряжения с последующим его выводом в ремонт.

7.2.6 Возникновение недопустимой разницы токов в фазах генераторов

7.2.6.1 При возникновении недопустимой разницы токов в фазах генератора необходимо разгрузить генератор по активной и реактивной мощности до исчезновения недопустимой разницы токов в фазах. При сохранении недопустимой разницы токов в фазах при разгрузке генератора до нуля по активной мощности он должен быть отключен.

7.2.6.2 Допустимость отключения генератора с разностью токов в фазах, не превышающей допустимых значений, определяется по режиму работы энергосистемы.

7.2.7 Потеря возбуждения генератора

7.2.7.1 На каждой электростанции должны быть определены турбогенераторы, допускающие работу без возбуждения, с указанием допустимой активной мощности и длительности работы без возбуждения, определенные на основании требований завода-изготовителя и/или по результатам испытаний.

7.2.7.2 При потере возбуждения генератора одновременно с принятием мер к его восстановлению или переводу генератора на резервное возбуждение (при наличии) необходимо:

- снизить активную мощность генератора до величины, при которой обеспечивается допустимый ток статора;
- повысить напряжение посредством увеличения реактивной мощности других работающих генераторов электростанции, в том числе с использованием допустимых перегрузок;
- при электроснабжении собственных нужд отпайкой от блока генератор-трансформатор установить допустимое напряжение на шинах собственных нужд посредством регулирования напряжения на трансформаторах СН или перевести электроснабжение собственных нужд на резервный трансформатор с использованием АВР.

7.2.7.3 При работе турбогенератора в асинхронном режиме необходимо контролировать нагрузку остальных включенных турбогенераторов на электростанции, не допуская их перегрузки по току статора и/или ротора по величине и длительности свыше допустимых значений. При невозможности восстановления возбуждения такого турбогенератора или перевода его на резервное возбуждение в течение допустимого времени он должен быть отключен.

7.2.7.4 Работа гидрогенераторов в асинхронном режиме без возбуждения не допускается.

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

7.3.1 Отключение источников питания собственных нужд

7.3.1.1 В случае отключения рабочего ТСН необходимо проверить восстановление напряжения на секции (полусекции) СН в результате действия устройства АВР.

Если напряжение на секции (полусекции) СН отсутствует, необходимо подать напряжение на обесточенную секцию (полусекцию) СН от резервного ТСН или другой находящейся в работе секции (полусекции) СН с контролем отключенного положения выключателя рабочего ввода ТСН.

7.3.1.2 При отсутствии возможности подачи напряжения на обесточенную секцию (полусекцию) СН электростанции по 7.3.1.1 и невозможности включения отключившегося рабочего ТСН необходимо подать напряжение на обесточенную секцию (полусекцию) СН электростанции от рабочих ТСН других блоков (генераторов), если это допустимо по схеме и по условиям самозапуска электродвигателей.

При подаче напряжения на обесточенную секцию (полусекцию) СН электростанции от рабочего ТСН других блоков (генераторов) для предотвращения его перегрузки необходимо отключить электродвигатели неответственных механизмов СН, запитанных от данного ТСН.

7.3.1.3 Если анализ действия защит при отключении выключателя рабочего ввода секции (полусекции) СН и неуспешного АВР указывает на повреждения секции (полусекции) СН или неотключившееся КЗ на присоединении этой секции (полусекции) СН, то необходимо:

- выяснить действие защит на всех присоединениях секции (полусекции) СН. В случае обнаружения сработавшей защиты на отходящем присоединении с неотключившимся выключателем необходимо отключить его вручную и опробовать напряжением секцию (полусекцию) СН;
- при отсутствии работы защит (кроме защит, действующих на вводной или секционный выключатель) и признаков повреждения секции (полусекции) СН необходимо произвести отключение выключателей всех ее присоединений, осмотреть отключившуюся секцию (полусекцию) СН, замерить сопротивление изоляции секции (полусекции) СН. При отсутствии замечаний опробовать секцию (полусекцию) СН подачей напряжения от резервного ввода и поочередно включить присоединения. При обнаружении дефекта на секции (полусекцию) СН перевести питание присоединений поврежденной секции (полусекцию) СН на другую секцию (полусекцию) СН.

7.3.1.4 При отключении ТСН из-за перегрузки, внешнего КЗ и отсутствии резерва допускается повторное включение ТСН без внешнего осмотра.

7.3.1.5 При появлении сигнала о замыкании на землю в схеме СН необходимо по приборам контроля изоляции убедиться в наличии замыкания.

7.3.1.6 В случае появления сигнала о замыкании на землю в схеме СН при переключениях присоединение, с которым производились операции, необходимо отключить и убедиться в исчезновении замыкания на землю в схеме СН.

В случае неустранения замыкания на землю после отключения присоединения, с которым производились операции, или в случае отсутствия переключений в схеме СН, необходимо приступить к отысканию замыкания на землю.

7.3.1.7 Определение места замыкания на землю на секции должно проводиться посредством поочередного отключения всех присоединений этой секции с контролем исчезновения замыкания на землю. В последнюю очередь должен отключаться ТН, перед отключением которого необходимо отключить защиту минимального напряжения, подключенную к данному ТН. При невозможности выявления повреждения секция должна быть выведена в ремонт.

7.3.1.8 В случае исчезновения напряжения на щите постоянного тока аккумуляторной батареи необходимо:

- при повреждении одной секции постоянного тока перевести нагрузку на неповрежденную секцию шин постоянного тока;
- при повреждении аккумуляторной батареи перевести щит постоянного тока на питание от другой аккумуляторной батареи по схеме взаимного резервирования.

При невозможности перевода необходимо подать напряжение на щит постоянного тока от зарядно-подзарядного агрегата, установить и устранить причину отключения аккумуляторной батареи. При этом следует вывести АПВ и АВР выключателей с электромагнитным приводом, получающим питание от данной секции щита постоянного тока.

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

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

В зависимости от типа установленного устройства контроля изоляции поиск присоединения с замыканием на землю может быть выполнен:

- автоматически по информации с устройства контроля изоляции;
- вручную поочередным отключением присоединений.

7.3.2.2 При определении присоединения с замыканием на землю автоматически по информации с устройства контроля изоляции отыскание места замыкания на землю должно выполняться в соответствии с требованиями местных инструкций.

7.3.2.3 Ручной метод отыскания места замыкания на землю выполняется разделением сети постоянного тока на части, питающиеся от разных источников (батарей, зарядно-подзарядных агрегатов, выпрямителей), с последующим кратковременным поочередным отключением присоединений. При этом необходимо после каждого отключения контролировать показания устройства контроля изоляции для определения поврежденного присоединения. Порядок операций должен быть определен местными инструкциями с учетом следующих требований:

- если появление замыкания на землю совпало с включением присоединения, необходимо немедленно отключить данное присоединение и убедиться в исчезновении замыкания на землю;

- кольцевые схемы предварительно необходимо разомкнуть;
- при наличии двух секций постоянного тока на резервную секцию должен включаться резервный источник питания. Присоединение с замыканием на землю должно определяться поочередным переводом присоединений на эту секцию;
- при наличии двух секций постоянного тока, которые могут питаться от отдельных батарей, следует их разделить секционными разъединителями и выполнять кратковременное отключение присоединений на той секции, где обнаружено место замыкания на землю;
- если место замыкания на землю не обнаружено, то оно находится на источнике питания или на шинах постоянного тока. В этом случае к шинам должен подключаться резервный источник питания, основной источник питания должен отключаться для отыскания и устранения неисправности.

7.3.2.4 После отыскания присоединения с замыканием на землю ручным способом или при его автоматическом определении необходимо:

- при невозможности отключения присоединения, на котором обнаружено место замыкания на землю, перевести питание на резервный источник;
- выполнить мероприятия, определенные местными инструкциями, для исключения нарушения функционирования устройств, подключенных к поврежденному присоединению;
- отключить неисправное присоединение;
- проверить отсутствие сигнализации о снижении сопротивления изоляции сети оперативного постоянного тока.

7.4 Предотвращение и ликвидация нарушений в распределительных электрических сетях

7.4.1 Ликвидация нарушений нормального режима при отключении линий электропередачи

7.4.1.1 Отключившуюся (в том числе и после неуспешного АПВ) ЛЭП необходимо опробовать напряжением, если к моменту опробования не выявлено повреждений, препятствующих ее опробованию, за исключением ЛЭП:

- выключатели, которых не имеют дистанционного управления и не допускают включения на месте после автоматического отключения;
- подача напряжения на которую после ее отключения производится по согласованию с потребителем.

7.4.1.2 Перед ручным опробованием, производимым оперативным персоналом, необходимо вывести АПВ, если цепь АПВ не блокируется при включении выключателя ключом управления.

7.4.1.3 В случае неуспешного ручного опробования допускается неоднократное опробование напряжением отключившейся ЛЭП, если ее отключение привело к:

- отключению нагрузки потребителей;
- недопустимой токовой перегрузке ЛЭП, электросетевого оборудования;
- недопустимому снижению напряжения в электрической сети.

7.4.1.4 ЛЭП, проходящие в черте населенного пункта, при отсутствии последствий, указанных в 7.4.1.3, включаются только после осмотра ЛЭП, проверки состояния оборудования на подстанциях и устранения выявленных повреждений.

7.4.2 Ликвидация нарушений нормального режима, связанных с возникновением замыканий на землю в электрических сетях

7.4.2.1 Определение места замыкания на землю в случае отсутствия специальных приборов, позволяющих определить участок электрической сети с замыканием на землю, проводится методом последовательного деления электрической сети, до определения замыкания на землю на участке, состоящем из секции питающей подстанции (электростанции) и отходящих от нее ЛЭП, питающих тупиковые подстанции.

После определения участка электрической сети с замыканием на землю необходимо провести кратковременное (на время, минимально необходимое для контроля изоляции сети) поочередное отключение ЛЭП, питающих тупиковые подстанции, с контролем показаний приборов контроля изоляции. Одновременно необходимо организовать осмотр РУ питающей подстанции (электростанции). Если после отключения ЛЭП замыкание на землю исчезло, то данная ЛЭП имеет повреждение.

Если поочередным отключением ЛЭП, питающих тупиковые подстанции, и осмотром РУ питающей подстанции (электростанции) не определен участок электрической сети с замыканием на землю, то необходимо произвести отключение всех присоединений секции с замыканием на землю, с контролем показаний приборов контроля изоляции.

Если при отключении всех тупиковых присоединений замыкание на землю исчезло, произвести поочередное включение присоединений, запитанных от данной секции, с контролем показаний приборов контроля изоляции. В случае появления сигнала о замыкании на землю при включении присоединения его необходимо отключить и продолжить включение ранее отключенных присоединений.

Если после отключения всех тупиковых присоединений секции с замыканием на землю замыкание на землю не устранилось, то необходимо отключить питающую секцию для отыскания повреждения на оборудовании подстанции (электростанции).

Кратковременное отключение энергопринимающих установок потребителей, перерыв электроснабжения которых не допускается, производится по согласованию с ними.

Поврежденный элемент может быть выявлен путем поочередного перевода присоединений на резервную секцию (СШ), с последующим отключением шиносоединительного выключателя и контролем показаний приборов контроля изоляции.

7.4.2.2 Перед делением электрической сети на части необходимо проверить в каждой отделяемой части:

- наличие источников питания;
- отсутствие перегрузок ЛЭП и электросетевого оборудования;
- отсутствие недопустимых изменений напряжения;
- настройку дугогасящих реакторов.

Метод последовательного деления электрической сети и точки деления электрической сети должны быть определены для каждой сети, электростанции и подстанции и указаны в местных инструкциях.

7.4.2.3 Если на основании результатов анализа работы защиты от замыканий на землю или показаний приборов контроля изоляции в сети генераторного напряжения электростанций будет установлено наличие замыкания на землю на отходящей ЛЭП, то не позже чем через 2 ч после возникновения замыкания на землю поврежденная ЛЭП должна быть отключена.

7.4.2.4 Если появление замыкания на землю совпало с включением выключателя присоединения, необходимо немедленно отключить выключатель данного присоединения и убедиться в исчезновении замыкания на землю.

7.4.2.5 При обнаружении замыкания на землю на присоединении генератора генератор должен быть разгружен и отключен.

8 Особенности ликвидации нарушений нормального режима при отказах средств связи

8.1 Под отказом средств связи понимается нарушение всех видов связи, а также невозможность связаться с оперативным и диспетчерским персоналом более 3 мин из-за плохой слышимости и/или 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 диспетчерские центры, ЦУС, объекты электроэнергетики.

8.3 При восстановлении связи с диспетчерским персоналом оперативный персонал и диспетчерский персонал нижестоящего ДЦ должен доложить о самостоятельно выполненных действиях.

8.4 При отсутствии связи все разрешенные самостоятельные действия оперативный и диспетчерский персонал осуществляет при условии, что эти действия не приводят к развитию нарушений нормального режима из-за возможных перегрузок контролируемых сечений, ЛЭП и электросетевого оборудования, отключения межсистемных ЛЭП, срабатывания противоаварийной автоматики, отключения нагрузки потребителей.

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

Оперативный персонал объектов электроэнергетики:

- включение тупиковых ЛЭП за исключением ЛЭП, отключенных действием противоаварийной автоматики, и ЛЭП, включение которых запрещено местными инструкциями;
- включение в транзит с контролем синхронизма транзитных ЛЭП, трансформаторов (автотрансформаторов) за исключением ЛЭП, трансформаторов (автотрансформаторов), недопустимость включения в транзит с контролем синхронизма которых определена местными инструкциями;

- регулирование напряжения в допустимых пределах путем загрузки/разгрузки синхронных компенсаторов и генераторов по реактивной мощности, включения/отключения СКРМ, изменения коэффициентов трансформации трансформаторов (автотрансформаторов), оснащенных устройствами РПН;
- подача напряжения на собственные нужды, системы шин, трансформаторы (автотрансформаторы) с принятием мер, исключающих подачу напряжения на транзитные ЛЭП;
- отделение от обесточившихся шин поврежденного участка коммутационными аппаратами (с выполнением необходимых действий по обеспечению безопасности оперативного персонала при операциях с коммутационными аппаратами);
- отключение ЛЭП, отключение которых осуществляется действием устройств АЛАР, при выявлении по ним непрекращающегося асинхронного режима;
- регулирование нагрузки электростанций, работающих в синхронной зоне, в соответствии с утвержденным диспетчерским графиком или последней диспетчерской командой, отданной до потери связи;
- синхронизация с энергосистемой электростанций или отдельных генераторов, выделившихся на сбалансированную нагрузку, без набора активной нагрузки;
- синхронизация с энергосистемой генераторов электростанций, выделившихся на нагрузку собственных нужд, с несением минимальной активной нагрузки, необходимой для устойчивой работы генерирующего оборудования;
- выделение электростанции (энергоблока) на сбалансированную нагрузку или нагрузку собственных нужд в соответствии с 6.1.2.6, 6.2.2.6.

Диспетчерский персонал (при потере связи с вышестоящим диспетчерским персоналом):

- регулирование перетоков активной мощности 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 диспетчерской командой вышестоящего диспетчера, отданной до потери связи;
- отдача команд на изменение генерации электростанций с целью регулирования частоты в выделившейся на изолированную работу от синхронной зоны энергосистеме (энергорайоне).

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

- выполнение переключений, не связанных с предотвращением развития и ликвидации нарушений нормального режима;
- включение без проверки синхронизма транзитных ЛЭП, трансформаторов (автотрансформаторов);
- подача напряжения на транзитные ЛЭП;
- отключение коммутационных аппаратов транзитных ЛЭП и трансформаторов (автотрансформаторов) при исчезновении напряжения на шинах энергообъекта за исключением случаев угрозы жизни людей, повреждения оборудования, случаев когда анализ работы устройств РЗА показывает отказ выключателя или устройств РЗА, а также при самостоятельной подаче напряжения на собственные нужды, системы шин, трансформаторы (автотрансформаторы) с принятием мер, исключающих подачу напряжения на транзитные ЛЭП;
- включение нагрузки потребителей, отключенных по графикам аварийного ограничения режима потребления, устройствами (комплексами) ПА, загрузка, разгрузка, включение генераторов, автоматически разгруженных, загруженных, отключенных действием устройств (комплексов) ПА.

8.7 При отсутствии связи и исчезновения напряжения на ЛЭП, присоединенных к шинам РУ, оперативный персонал объекта электроэнергетики должен быть готов к подаче рабочего напряжения по любой из ЛЭП без предупреждения.

8.8 В местных инструкциях по ликвидации аварий субъектов электроэнергетики должен быть определен перечень действий в условиях отказа средств связи, которые может выполнять оперативный персонал самостоятельно, и перечень действий, выполнение которых недопустимо.

Библиография

[1] Правила оптового рынка электрической энергии и мощности (утверждены Постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2010 г. № 1172)

[2] Федеральный закон Российской Федерации от 26 марта 2003 г. № 35-ФЗ «Об электроэнергетике»

[3] Правила оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике (утверждены постановлением Правительства Российской Федерации от 27 декабря 2004 г. № 854)

УДК 621.311:006.354 ОКС 27.010

Ключевые слова: ликвидация нарушений, нормальный режим, электроэнергетическая система, электрическая сеть, объект электроэнергетики, главная схема, снижение частоты, повышение частоты, отклонение напряжения, перегрузка, неполнофазный режим, асинхронный режим, синхронные качания, повреждение, отказ средств связи

БЗ 3—2018/37

Редактор *Н.А. Аргунова*
Технический редактор *И.Е. Черепкова*
Корректор *Е.Ю. Митрофанова*
Компьютерная верстка *Е.А. Кондрашовой*

Сдано в набор 14.03.2018. Подписано в печать 26.03.2018. Формат 60×84⅛. Гарнитура Ариал.
Усл. печ. л. 3,72. Уч.-изд. л. 3,34. Тираж 24 экз. Зак. 470.

Подготовлено на основе электронной версии, предоставленной разработчиком стандарта

Издано и отпечатано во ФГУП «СТАНДАРТИНФОРМ», 123001 Москва, Гранатный пер., 4.

gost.e-ecolog.ru gost.e-ecolog.ru

gost.e-ecolog.ru