

ПРАВИТЕЛЬСТВО РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

П О С Т А Н О В Л Е Н И Е

от " " 2013 г. №

МОСКВА

**О правилах технологического функционирования
электроэнергетических систем**

В соответствии со статьей 21 Федерального закона «Об электроэнергетике» Правительство Российской Федерации постановляет:

1. Утвердить прилагаемые:

Правила технологического функционирования электроэнергетических систем;

изменения, которые вносятся в акты Правительства Российской Федерации в связи с утверждением Правил технологического функционирования электроэнергетических систем.

2. Министерству энергетики Российской Федерации в ___ - месячный срок разработать и утвердить:

...

3. Настоящее постановление вступает в силу со дня официального опубликования.

Председатель Правительства
Российской Федерации

Д.А. Медведев

Правила технологического функционирования электроэнергетических систем

1. Общие положения

1.1 Настоящие Правила устанавливают правовые и технологические основы функционирования и развития Единой энергетической системы России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем (далее – электроэнергетические системы), определяют правила и условия обеспечения параллельной работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии в составе электроэнергетической системы, требования к планированию развития, планированию и управлению режимами работы электроэнергетических систем, к организации и осуществлению оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и оперативно-технологического управления, устанавливают порядок и условия взаимодействия субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии в целях обеспечения надежного и устойчивого функционирования электроэнергетической системы, качественного и надежного снабжения потребителей электрической энергией.

Правила устанавливают системные требования к линиям электропередачи, оборудованию электрических станций и сетей, электроустановкам потребителей электрической энергии, обеспечивающие возможность их работы в составе электроэнергетической системы, определяют требования к релейной защите и автоматике, информационно-технологической инфраструктуре, иным системам технологического управления, их созданию, модернизации и организации эксплуатации.

Правила также содержат требования к организации параллельной работы российской электроэнергетической системы с электроэнергетическими системами иностранных государств, требования по контролю функционирования электроэнергетических систем и технического состояния объектов электроэнергетики, требования к подготовке, поддержанию и повышению квалификации персонала организаций электроэнергетики.

1.2 Если иное не установлено настоящими Правилами, требования Правил распространяются на входящие в состав Единой энергетической системы России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем объекты электросетевого хозяйства классом

напряжения 35 кВ и выше, объекты по производству электрической энергии, их оборудование и устройства, а также энергопринимающие устройства потребителей электрической энергии.

1.3 Применение настоящих Правил является обязательным при проектировании, строительстве, реконструкции, модернизации, вводе в эксплуатацию, эксплуатации объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, осуществлении деятельности по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике, производству, передаче и потреблению электрической энергии.

1.4 В настоящих Правилах используются следующие основные понятия и сокращения:

электроэнергетическая система (энергосистема) – совокупность электрических станций, электрических сетей и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, связанных общностью режима в непрерывном процессе производства, передачи, распределения и потребления электрической энергии в условиях централизованного оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике;

объединенная энергосистема - совокупность нескольких территориальных энергосистем;

территориальная энергосистема – энергосистема в пределах территории одного или нескольких субъектов Российской Федерации;

энергорайон - часть одной или нескольких территориальных энергосистем;

электроэнергетический режим энергосистемы – совокупность технических параметров, характеризующих единый процесс производства, преобразования, передачи и потребления электрической энергии (мощности) в энергосистеме и состояние объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии (включая схемы электрических соединений объектов электроэнергетики);

нормальный режим энергосистемы – электроэнергетический режим энергосистемы, при котором значения технических параметров режима энергосистемы находятся в пределах длительно допустимых значений, имеются нормативные оперативные резервы мощности и запасы топлива на электростанциях, обеспечивается электроснабжение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии.

установившийся режим энергосистемы – электроэнергетический режим энергосистемы, характеризующийся незначительными изменениями значений технических параметров, позволяющими считать их неизменными;

переходный режим энергосистемы – переход от одного установившегося режима к другому установившемуся режиму, вызванный аварийными или иными возмущениями при изменении технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств;

доаварийный режим энергосистемы - установившийся электроэнергетический режим энергосистемы до возникновения аварийного возмущения;

послеаварийный режим энергосистемы - установившийся электроэнергетический режим энергосистемы, характеризующийся параметрами, сложившимися после завершения вызванного аварийным возмущением переходного процесса;

системная надежность (надежность энергосистемы) - комплексное свойство (способность) энергосистемы выполнять функции по производству, передаче, распределению и электроснабжению потребителей электрической энергией путем технологического взаимодействия генерирующих установок, электрических сетей и электроустановок потребителей, в том числе удовлетворять в любой момент времени (как текущий, так и на перспективу) спрос на электроэнергию; противостоять возмущениям, вызванным отказами элементов энергосистемы, включая каскадное развитие аварий и наступление форс-мажорных условий; восстанавливать свои функции после их нарушения.

балансовая надежность энергосистемы – способность обеспечивать совокупный спрос на электрическую энергию и мощность потребителей в пределах заданных значений и ограничений на поставки энергоресурса с учетом запланированных и обоснованно ожидаемых незапланированных отключений элементов ЭЭС и эксплуатационных ограничений.

живучесть - способность энергосистемы (объекта электроэнергетики) противостоять ненормативным возмущениям.

устойчивость энергосистемы – способность энергосистемы сохранять синхронную работу электрических станций после различного рода возмущений;

нормативное возмущение – аварийное возмущение, учет которого необходим при проведении расчетов устойчивости энергосистемы;

контролируемое сечение – совокупность линий электропередачи и других элементов сети, определяемых диспетчерским центром субъекта оперативно-диспетчерского управления, перетоки мощности по которым контролируются в целях обеспечения устойчивости энергосистемы и допустимых режимов работы линий электропередачи и оборудования;

максимально допустимый переток активной мощности – наибольший допустимый переток активной мощности в контролируемом сечении в нормальном режиме;

аварийно допустимый переток активной мощности – наибольший допустимый переток активной мощности в контролируемом сечении в вынужденном режиме;

аварийно допустимая токовая нагрузка – токовая нагрузка линии электропередачи, электросетевого или генерирующего оборудования, превышающая длительно допустимые значения с учетом разрешенной продолжительности превышения;

баланс мощности энергосистемы (энергорайона, области регулирования) - соотношение между потреблением и генерацией мощности энергосистемы (энергорайона, области регулирования).

баланс электрической энергии энергосистемы - система показателей, характеризующая соответствие потребления электроэнергии в энергосистеме, расхода ее на собственные нужды и потерь в электрических сетях величине выработки электроэнергии в энергосистеме с учетом перетоков мощности из других энергосистем.

оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике - комплекс мер по централизованному управлению технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, осуществляемый субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в отношении объектов и устройств, влияющих на электроэнергетический режим работы энергетической системы и включенных данным субъектом в перечень объектов диспетчеризации с распределением их по способу управления;

диспетчерское управление – организация управления электроэнергетическим режимом энергосистемы, при которой технологический режим работы или эксплуатационное состояние объектов электроэнергетики или энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии изменяются только по диспетчерской команде диспетчера соответствующего диспетчерского центра или путем непосредственного воздействия на технологический режим работы или эксплуатационное состояние указанных объектов с использованием средств дистанционного управления из диспетчерского центра;

диспетчерское ведение – организация управления электроэнергетическим режимом энергосистемы, при которой технологический режим работы или эксплуатационное состояние объектов электроэнергетики или энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии изменяются только по согласованию с соответствующим диспетчерским центром (с разрешения диспетчера соответствующего диспетчерского центра);

диспетчерский центр – совокупность структурных единиц и подразделений организации – субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, обеспечивающая в пределах закрепленной за ней операционной зоны выполнение задач и функций оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике;

операционная зона – территория, в границах которой расположены объекты электроэнергетики и энергопринимающие устройства потребителей электрической энергии, управление взаимосвязанными технологическими режимами работы которых осуществляет соответствующий диспетчерский центр;

объекты диспетчеризации – линии электропередачи, оборудование электрических станций и электрических сетей, устройства релейной защиты и автоматики, средства диспетчерского и технологического управления,

оперативно-информационные комплексы, иное оборудование объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, технологический режим работы и эксплуатационное состояние которых влияют или могут влиять на электроэнергетический режим энергосистемы в операционной зоне диспетчерского центра, а также параметры технологического режима работы оборудования в операционной зоне диспетчерского центра, включенные соответствующим диспетчерским центром в перечень таких объектов с распределением их по способу управления (ведения).

диспетчерский персонал – работники субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике (диспетчеры), уполномоченные при осуществлении оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике от имени субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике отдавать обязательные для исполнения диспетчерские команды и разрешения на изменение технологического режима работы и эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации или осуществлять такое изменение, непосредственно воздействуя на объекты диспетчеризации с использованием средств дистанционного управления, при управлении электроэнергетическим режимом энергосистемы;

оперативно-технологическое управление - комплекс мер по управлению технологическими режимами работы объектов электроэнергетики и (или) энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, осуществляемый собственниками или иными законными владельцами таких объектов и (или) устройств в соответствии с требованиями субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в отношении объектов диспетчеризации и самостоятельно в отношении объектов и устройств, не относящихся к объектам диспетчеризации;

технологическое управление – выполняемые оперативным персоналом координация действий по изменению технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов электроэнергетики или энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии и (или) сами действия с использованием средств дистанционного управления или непосредственно на объектах электроэнергетики или энергопринимающих устройствах потребителей электрической энергии, исключая случаи, когда эти действия выполняются по диспетчерской команде или координируются оперативным персоналом;

технологическое ведение – подтверждение возможности изменения технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов электроэнергетики или энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, осуществляемое оперативным персоналом;

зона эксплуатационной ответственности – состав объектов электроэнергетики, принадлежащих собственнику или иному законному владельцу, в отношении которых он осуществляет эксплуатационное

обслуживание, в том числе функции оперативно-технологического управления;

центр управления сетями – структурное подразделение сетевой организации, осуществляющее функции технологического управления и ведения в отношении объектов (части объектов) электросетевого хозяйства, находящихся в зоне эксплуатационной ответственности данной сетевой организации, или в установленных законодательством случаях – в отношении объектов электросетевого хозяйства и энергопринимающих устройств, принадлежащих третьим лицам;

оперативный персонал – работники субъектов электроэнергетики (потребителей электрической энергии), уполномоченные ими при осуществлении оперативно-технологического управления на осуществление в установленном порядке действий по изменению технологического режима работы и эксплуатационного состояния линий электропередачи, оборудования и устройств, в том числе с использованием средств дистанционного управления, на принадлежащих таким субъектам электроэнергетики (потребителям электрической энергии) на праве собственности или ином законном основании объектах электроэнергетики (энергопринимающих устройствах) либо в установленных законодательством случаях – на объектах электроэнергетики и энергопринимающих устройствах, принадлежащих третьим лицам, а также координации указанных действий;

технологический режим работы - процесс, протекающий в линиях электропередачи, оборудовании, устройствах объекта электроэнергетики или энергопринимающего устройства потребителя электрической энергии, и состояние этого объекта или устройства, включая параметры настройки режимной и противоаварийной автоматики;

эксплуатационное состояние линий электропередачи, оборудования – состояние линии электропередачи или оборудования: в работе (в том числе нахождение под напряжением), в резерве, ремонте, вынужденном простое или в консервации.

эксплуатационное состояние устройства релейной защиты и автоматики – состояние устройства релейной защиты и автоматики: введено в работу, оперативно выведено (не для производства работ), выведено для технического обслуживания.

основное энергетическое оборудование – паровая турбина, гидротурбина, газовая турбина, паровые котлы, котлы утилизаторы, гидрогенераторы, турбогенераторы, ветроэнергетические установки, солнечные батареи;

основное электротехническое оборудование – силовые (авто)трансформаторы, системы (секции) шин, выключатели, средства компенсации реактивной мощности, преобразовательные установки;

основное оборудование – основное энергетическое и основное электротехническое оборудование;

вспомогательное оборудование – оборудование, предназначенное

для обеспечения работоспособности основного оборудования;

установленная (номинальная) мощность – электрическая мощность, с которой электроустановка, оборудование может работать неограниченное время при номинальных параметрах.

располагаемая мощность – максимальная технически возможная мощность без учета кратковременной перегрузочной способности работы генерирующего оборудования, определяемая с учетом ограничений установленной мощности и длительно допустимого превышения над номинальной мощностью отдельных типов турбоагрегатов;

рабочая мощность электростанции – максимальная мощность, готовая к несению нагрузки, определяемая как располагаемая мощность электростанции, сниженная на величину располагаемой мощности генерирующего оборудования, выведенного в ремонт, консервацию и вынужденный простой;

ограничения мощности – величина вынужденного недоиспользования установленной мощности электростанции;

технический минимум – нижний предел регулировочного диапазона генерирующего оборудования, для достижения которого допускается изменение состава работающего оборудования и отключение отдельных автоматических регуляторов;

технологический минимум – нижний предел регулировочного диапазона, определяемый исходя из требований работы генерирующего оборудования при минимально допустимом составе вспомогательного оборудования и сохранении автоматического регулирования или отдельных регуляторов;

релейная защита и автоматика (РЗА) - релейная защита, сетевая автоматика, противоаварийная автоматика, режимная автоматика, регистраторы аварийных событий и процессов, технологическая автоматика объектов электроэнергетики;

устройство РЗА – техническое устройство (аппарат, терминал, блок, шкаф, панель), реализующее заданные функции РЗА и обслуживаемое (оперативно и технически) как единое целое;

комплекс РЗА – совокупность взаимодействующих между собой устройств РЗА, предназначенных для выполнения взаимосвязанных функций защиты и автоматики оборудования или линий электропередачи;

релейная защита – совокупность устройств, предназначенных для автоматического выявления коротких замыканий, замыканий на землю и других ненормальных режимов работы линий электропередачи и оборудования, которые могут привести к их повреждению и/или нарушению устойчивости энергосистемы, формирования управляющих воздействий на отключение коммутационных аппаратов с целью отключения этих линий электропередачи и оборудования от энергосистемы, формирования предупредительных сигналов;

сетевая автоматика – совокупность устройств, реализующих функции автоматического повторного включения, автоматического ввода резерва, автоматика опережающего деления сети;

противоаварийная автоматика – совокупность устройств, обеспечивающих измерение и обработку параметров электроэнергетического режима энергосистемы, передачу информации и команд управления и реализацию управляющих воздействий в соответствии с заданными алгоритмами и настройкой для выявления, предотвращения развития и ликвидации нарушения нормального режима энергосистемы;

режимная автоматика – совокупность устройств обеспечивающая измерение и обработку параметров электроэнергетического режима энергосистемы, передачу информации и команд управления и реализацию управляющих воздействий в соответствии с заданными алгоритмами и настройкой для регулирования параметров режима энергосистемы (частоты электрического тока, напряжения, активной и реактивной мощности);

сложное устройство РЗА – устройство РЗА со сложными внешними связями, для которого при выводе в проверку для технического обслуживания (вводе работу после технического обслуживания) требуется принятие мер, предотвращающих воздействия на оборудование и другие устройства РЗА;

первичное регулирование частоты – процесс автоматического изменения мощности генерирующего оборудования электростанций, вызванный изменением частоты и направленный на уменьшение этого изменения;

общее первичное регулирование частоты – первичное регулирование, осуществляемое всеми электростанциями (энергоблоками) в пределах имеющихся в данный момент времени резервов первичного регулирования с характеристиками (параметрами), заданными для общего первичного регулирования частоты;

нормированное первичное регулирование частоты – первичное регулирование, осуществляемое выделенными электростанциями (энергоблоками) с характеристиками (параметрами), заданными для нормированного первичного регулирования частоты, и на которых запланированы и постоянно поддерживаются резервы первичного регулирования;

вторичное регулирование частоты и перетоков активной мощности – процесс автоматического или оперативного изменения мощности электростанций (энергоблоков) для восстановления заданного значения частоты или плановых внешних перетоков областей регулирования;

третичное регулирование - процесс изменения мощности электростанций (энергоблоков) в целях восстановления резервов вторичного регулирования;

синхронная зона – совокупность всего синхронно работающего генерирующего оборудования и энергопринимающих установок потребителей, имеющих общую частоту электрического тока;

мегаполис – наиболее крупная форма расселения, образующаяся при срастании большого количества соседних городских агломераций, отличающаяся развитой транспортной системой, плотной застройкой и численностью населения превышающей 1 миллион человек.

2. Системные требования и условия работы электроэнергетических систем.

2.1. Характеристики и условия функционирования электроэнергетических систем.

2.1.1. Функционирование Единой энергетической системы России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем осуществляется в соответствии с настоящими Правилами и нормативно-правовыми актами Российской Федерации.

2.1.2. В составе Единой энергетической системы России выделяются:
территориальные энергосистемы, границы которых совпадают с территорией одного или нескольких субъектов Российской Федерации;
объединенные энергосистемы, являющиеся совокупностью нескольких территориальных энергосистем и соединенные с другими объединенными энергосистемами, а также электроэнергетическими системами иностранных государств электрическими связями, входящими в контролируемые сечения.

2.1.3. Единая энергетическая система России включает первую и вторую синхронные зоны. Первая синхронная зона включает в себя все объединенные энергосистемы, которые работают параллельно между собой и с электроэнергетическими системами иностранных государств, кроме объединенной энергосистемы Востока. Вторая синхронная зона включает объединенную энергосистему Востока, которая работает изолированно от первой синхронной зоны.

2.1.4. В составе технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем выделяются изолированно работающие энергорайоны.

2.1.5. Для обеспечения функционирования энергосистемы должно осуществляться планирование и управление электроэнергетическим режимом энергосистемы.

2.1.6. Целями планирования и управления электроэнергетическим режимом энергосистемы являются:

удовлетворение потребности потребителей в электрической энергии и мощности;

поддержание баланса между производством и потреблением электрической энергии и мощности;

поддержание частоты электрического тока в диапазоне допустимых значений;

поддержание допустимых уровней напряжения на электростанциях, подстанциях;

обеспечение статической и динамической устойчивости;

обеспечение надежности энергосистемы (системной надежности);

координация уровней токов короткого замыкания;

обеспечение проведения ремонтов линий электропередачи, электросетевого и генерирующего оборудования и технического

обслуживания устройств релейной защиты и автоматики и средств диспетчерского и технологического управления.

2.1.7. Для обеспечения функционирования энергосистемы, организации планирования и управления электроэнергетическим режимом в энергосистеме должно быть организовано централизованное непрерывное оперативно-диспетчерское управление, осуществляемое субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

2.1.8. Электроэнергетический режим энергосистемы характеризуется следующими параметрами:

частота электрического тока (далее – частота);

перетоки активной мощности в сечениях электрической сети;

токовая нагрузка линий электропередачи и электросетевого оборудования;

напряжение на шинах электростанций и подстанций.

2.1.9. В Единой энергетической системе России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах должно осуществляться непрерывное регулирование электроэнергетического режима по частоте и перетокам активной мощности с целью поддержания частоты и перетоков активной мощности в сечениях электрической сети в допустимых пределах.

2.1.10. В первой синхронной зоне Единой энергетической системы России должно быть обеспечено поддержание значений частоты, усредненных на 20-секундном временном интервале, в пределах $50,00 \pm 0,05$ Гц (нормальный уровень) при допустимости отклонений значений частоты в пределах $50,0 \pm 0,2$ Гц (допустимый уровень) с восстановлением нормального уровня частоты за время не более 15 минут.

Во второй синхронной зоне Единой энергетической системы России, технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах, в энергорайонах (энергоузлах), временно выделенных на изолированную работу от первой синхронной зоны Единой энергетической системы России, а также в первой синхронной зоне Единой энергетической системы России при ее работе в вынужденном режиме должно быть обеспечено поддержание значений частоты, усредненных на 20-секундном временном интервале; в пределах $50,0 \pm 0,2$ Гц не менее 95 % времени суток без выхода за величину $50,0 \pm 0,4$ Гц.

В энергорайонах (энергоузлах), аварийно выделенных на изолированную работу, восстановление частоты до указанных значений должно быть обеспечено за время, установленное правилами предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем.

2.1.11. Для поддержания в энергосистеме частоты в допустимом диапазоне используется:

первичное (общее и нормированное) регулирование частоты;

вторичное регулирование частоты и перетоков активной мощности, в том числе ограничение перетоков мощности по контролируемым сечениям электрической сети;

третичное регулирование активной мощности.

2.1.12. Для регулирования частоты и перетоков активной мощности в энергосистеме должны планироваться и постоянно поддерживаться резервы первичного, вторичного и третичного регулирования.

2.1.13. Регулирование напряжения и реактивной мощности осуществляется для обеспечения:

уровней напряжения на объектах электроэнергетики, допустимых для оборудования электрических станций и сетей;

устойчивости генерирующего оборудования, энергосистем и нагрузки потребителей электрической энергии;

качества электрической энергии в соответствии с обязательными требованиями.

2.1.14. В энергосистеме должно быть обеспечено соответствие отключающей способности, термической и электродинамической стойкости оборудования фактическим уровням токов короткого замыкания.

2.1.15. Для обеспечения функционирования объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии в составе энергосистемы субъектами электроэнергетики, осуществляющими деятельность по производству и передаче электрической энергии и потребителями электрической энергии должно быть организовано непрерывное оперативно-технологическое управление.

2.1.16. Субъекты электроэнергетики, владеющие на праве собственности или ином законном основании объектами электроэнергетики и потребители электрической энергии должны обеспечивать организацию эксплуатации, ремонт и техническое обслуживание линий электропередачи, оборудования и устройств с целью поддержания эксплуатационных характеристик и обеспечения надежной работы.

2.1.17. Для обеспечения надежного и устойчивого функционирования энергосистемы объекты электроэнергетики, энергопринимающие устройства потребителей, их оборудование и устройства должны обладать характеристиками и параметрами, обеспечивающими выполнение требований к параметрам электроэнергетического режима энергосистем.

2.2. Электроэнергетические режимы энергосистем

2.2.1. Функционирование энергосистемы должно обеспечиваться во всех режимах работы энергосистемы.

2.2.2. При планировании и управлении электроэнергетическим режимом энергосистемы должны рассматриваться, в том числе, установившиеся и переходные режимы, неполнофазные режимы, возможность возникновения резонансных явлений.

2.2.3. К установившимся режимам относятся электроэнергетические режимы энергосистемы, характеризующиеся незначительными изменениями значений технических параметров, позволяющими считать их неизменными.

2.2.4. В соответствии с требованиями к параметрам электроэнергетических режимов и к устойчивости энергосистем, установившиеся режимы работы энергосистем подразделяются на нормальные и вынужденные. Требования к нормальным и вынужденным режимам устанавливаются разделов 2.3 и 5.1 настоящих Правил.

2.2.5. К переходным режимам относятся электроэнергетические режимы, возникающие при переходе от одного установившегося режима к другому установившемуся режиму, вызванном аварийными или иными возмущениями при изменении технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств.

2.2.6. Расчеты установившихся и переходных режимов выполняются для проверки выполнения требований к устойчивости энергосистем в соответствии с разделом 2.3 настоящих Правил при планировании и управлении электроэнергетическим режимом, выборе принципов действия и параметров настройки устройств РЗА и планировании развития энергосистем.

2.2.7. При отказе во включении (отключении) отдельных фаз коммутационных аппаратов или нарушении целостности провода линии электропередачи или ошиновки электросетевого оборудования без короткого замыкания в энергосистеме возникают неполнофазные режимы работы.

2.2.8. Неполнофазные режимы работы энергосистем должны учитываться при определении принципов действия и выбора параметров настройки устройств РЗА.

2.2.9. При режимах, связанных с возникновением резонансных явлений между последовательно включенными емкостью делителей напряжения коммутационных аппаратов и индуктивностью измерительных трансформаторов напряжения может возникать длительное повышение напряжения выше допустимых значений (явление феррорезонанса).

2.2.10. Расчетная проверка возможности возникновения явления феррорезонанса должна проводиться для выбора параметров оборудования и состава мероприятий по его предотвращению.

2.2.11. Планирование и управление электроэнергетическим режимом энергосистемы осуществляется на основе фактических и прогнозируемых параметров режима работы с использованием математического моделирования режимов энергосистем.

2.2.12. Математическое моделирование режимов энергосистем осуществляется с использованием расчетных моделей энергосистем.

2.2.13. Расчетные методы, объем расчетных моделей энергосистем, математические модели линий электропередачи, электросетевого и генерирующего оборудования и нагрузки потребителей электрической энергии, комплексов и устройств релейной защиты и автоматики и должны

обеспечивать необходимую точность результатов математического моделирования режимов энергосистем.

2.2.14. Формирование и поддержание в актуальном состоянии расчетных моделей энергосистем осуществляется субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

2.2.15. В качестве исходных данных для создания и актуализации расчетных моделей энергосистем используются параметры и характеристики оборудования электростанций, электрических сетей, нагрузки потребителей электрической энергии, комплексов и устройств релейной защиты и автоматики, предоставляемые субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии.

2.3. Обеспечение устойчивости энергосистемы

2.3.1. Обеспечение устойчивости энергосистемы является необходимым условием управления электроэнергетическими режимами. Обеспечение устойчивости энергосистемы необходимо в целях недопущения возникновения асинхронных режимов, отключения электросетевого и генерирующего оборудования и нарушения условий электроснабжения потребителей на обширной территории.

2.3.2. Расчеты устойчивости и расчетная проверка мероприятий по ее обеспечению должны осуществляться при управлении электроэнергетическим режимом энергосистем и при проектировании развития энергосистем для нормальных и ремонтных схем.

2.3.3. На основании расчетов устойчивости (установившихся режимов, статической устойчивости, динамической устойчивости) должны определяться:

максимально допустимые и аварийно допустимые перетоки активной мощности в контролируемых сечениях;

структура и параметры настройки систем регулирования и управления, устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики;

мероприятия по повышению устойчивости энергосистем.

2.3.4. При проведении расчетов устойчивости должны учитываться нормативные возмущения, которые должны включать:

отключение электросетевого элемента действием основных защит при различных видах коротких замыканий с успешным автоматическим повторным включением;

отключение электросетевого элемента действием основных защит при различных видах коротких замыканий с неуспешным автоматическим повторным включением;

отключение электросетевого элемента действием резервных защит при однофазных коротких замыканиях с успешным автоматическим повторным включением;

отключение электросетевого элемента действием резервных защит при однофазных коротких замыканиях с неуспешным автоматическим повторным включением;

отключение электросетевого элемента действием устройства резервирования отказа выключателя при различных видах коротких замыканий;

отключение (разгрузка) генерирующего оборудования или энергопринимающего устройства;

отключение источников реактивной мощности;

отключение нескольких электросетевых элементов и (или) генерирующего оборудования вследствие ремонтной схемы распределительного устройства объекта электроэнергетики;

отключение двухцепной линии электропередачи.

2.3.5. В целях учета в требованиях к устойчивости нормативные возмущения подразделяются на группы (I, II, III). Распределение нормативных возмущений по группам нормативных возмущений определяется методическими указаниями по устойчивости энергосистем, утверждаемых федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в топливно-энергетическом комплексе.

2.3.6. При проведении расчетов устойчивости должны использоваться верифицированные расчетные модели энергосистем. Порядок и принципы верификации расчетных моделей определяются субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

2.3.7. Оценка выполнения требований к устойчивости энергосистем должна осуществляться на основании следующих показателей:

минимальный коэффициент запаса статической аperiodической устойчивости по активной мощности в контролируемых сечениях;

минимальный коэффициент запаса статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки.

2.3.8. Величины минимальных коэффициентов запаса статической аperiodической устойчивости по активной мощности и статической устойчивости по напряжению для различных электроэнергетических режимов должны соответствовать требованиям таблицы 1.

Таблица 1

Нормативные величины минимальных коэффициентов запаса устойчивости энергосистем

Электроэнергетический режим энергосистемы	Минимальный коэффициент запаса статической аperiodической устойчивости по активной мощности	Минимальный коэффициент запаса статической устойчивости по напряжению
---	---	---

Нормальный	0,20	0,15
Послеаварийный	0,08	0,10
Вынужденный	0,08	0,10

2.3.9. В дополнение к требованиям таблицы 1 после нормативных возмущений должно быть обеспечено:

отсутствие нарушения динамической устойчивости генерирующего оборудования электрических станций и крупной двигательной нагрузки;

отсутствие превышения аварийно допустимой (для длительности 20 минут) токовой нагрузки линий электропередачи, электросетевого и генерирующего оборудования.

2.3.10. Определение величин максимально допустимых и аварийно допустимых перетоков активной мощности должно осуществляться с учетом величины амплитуды нерегулярных отклонений активной мощности.

2.3.11. Максимально допустимый переток активной мощности в контролируемом сечении должен удовлетворять следующим требованиям к устойчивости энергосистем:

а) коэффициент запаса статической аperiodической устойчивости по активной мощности в контролируемом сечении в нормальной (ремонтной) схеме – не менее 0,20;

б) коэффициент запаса статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки в нормальной (ремонтной) схеме – не менее 0,15;

в) коэффициент запаса статической аperiodической устойчивости по активной мощности в контролируемом сечении в послеаварийных режимах при нормативных возмущениях – не менее 0,08;

г) коэффициент запаса статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки в послеаварийных режимах при нормативных возмущениях – не менее 0,10;

д) сохранение динамической устойчивости при нормативных возмущениях;

е) токовые нагрузки линий электропередачи, электросетевого и генерирующего оборудования не превышают длительно допустимых значений в нормальной (ремонтных) схемах и аварийно допустимых (для длительности 20 минут) значений в послеаварийных режимах при нормативных возмущениях.

2.3.12. Аварийно допустимый переток активной мощности в контролируемом сечении должен удовлетворять следующим требованиям к устойчивости энергосистем:

- коэффициент запаса статической аperiodической устойчивости по активной мощности в контролируемом сечении в нормальной (ремонтной) схеме – не менее 0,08;

- коэффициент запаса статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки в нормальной (ремонтной) схеме – не менее 0,10;

- токовые нагрузки электросетевого и генерирующего оборудования не превышают длительно допустимых значений;

- возникновение нормативных аварийных возмущений не должно приводить к каскадному развитию аварии.

2.3.13. Несохранение устойчивости при ненормативных возмущениях не должно приводить к каскадному развитию аварии, сопровождающемуся погашением энергосистем.

2.4. Обеспечение системной надежности

2.4.1. Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии в своей деятельности должны обеспечивать требуемую системную надежность как на этапе планирования (проектирования) развития энергосистемы, отдельных объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств, так и при планировании и управлении электроэнергетическими режимами энергосистемы и технологическими режимами работы входящих в ее состав объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств.

2.4.2. При присоединении объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств к электрическим сетям системная надежность не должна ухудшаться.

2.4.3. Системная надежность должна обеспечиваться в части:

балансовой надежности с оценкой текущего и перспективного общего спроса на электрическую энергию в энергосистеме;

режимной надежности с оценкой способности энергосистемы противостоять нормативным возмущениям;

живучести энергосистемы и объектов электроэнергетики с оценкой способности энергосистемы (объектов электроэнергетики) противостоять ненормативным возмущениям.

2.4.4. Оценка балансовой надежности осуществляется системным оператором (субъектами оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах) по каждой территориальной энергосистеме, объединенной энергосистеме, Единой энергетической системе России в целом, а также по отдельным энергорайонам.

2.4.5. Оценка балансовой надежности проводится при разработке схемы и программы развития Единой энергетической системы России.

2.4.6. Определение показателей балансовой надежности осуществляется в целях:

определения необходимых объемов резервов мощности и запасов пропускной способности электрических сетей для обеспечения потребности в электрической энергии в полном объеме;

оптимизации и определения планов перспективного развития генерирующих мощностей и электрической сети;

определения допустимых объемов демонтажей генерирующего и электросетевого оборудования;

оценки рисков функционирования энергосистемы.

2.4.7. При оценке балансовой надежности определяются следующие показатели:

интегральная вероятность бездефицитной работы энергосистемы;

ожидаемая длительность дефицита мощности в энергосистеме;

математическое ожидание годового объема недоотпуска электрической энергии потребителям.

2.4.8. Должен быть обеспечен нормативный уровень балансовой надежности электроэнергетической системы с интегральной вероятностью бездефицитной работы не менее 0,996 и ожидаемой длительностью дефицита мощности в энергосистеме не более 0,1 суток в год.

2.4.9. Оценка режимной надежности осуществляется системным оператором (субъектами оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах).

2.4.10. Оценка режимной надежности должна производиться при планировании и управлении электроэнергетическим режимом энергосистемы.

2.4.11. Оценка режимной надежности на этапе планирования электроэнергетического режима энергосистемы должна осуществляться с учетом следующих параметров:

максимально допустимые перетоки мощности в контролируемых сечениях;

напряжения в контрольных пунктах;

токовая нагрузка линий электропередачи, электросетевого и генерирующего оборудования;

величина резервов мощности;

уровни токов короткого замыкания.

2.4.12. При оценке режимной надежности на этапе управления электроэнергетическим режимом энергосистемы должны учитываться указанные в п. 2.4.11 настоящих Правил параметры, а также фактические схемно-режимные условия и значение частоты.

2.4.13. Оценка режимной надежности должна производиться:

в части частоты – с учетом требований разделов 5 и 9 настоящих Правил;

в части максимально допустимых перетоков мощности в контролируемых сечениях – с учетом требований подраздела 2.3 и раздела 5 настоящих Правил;

в части напряжения в контрольных пунктах – с учетом соответствия уровней напряжения значениям, допустимым для оборудования, обеспечения необходимых запасов устойчивости в контролируемых сечениях и устойчивости нагрузки;

в части токовой нагрузки линий электропередачи, электросетевого и генерирующего оборудования – с учетом допустимой величины и длительности токовой перегрузки линий электропередачи и оборудования;

в части обеспеченности резервами мощности – с учетом необходимости поддержания величин перетоков активной мощности в контролируемых сечениях на уровне, не превышающем максимально допустимых значений для возможных послеаварийных (ремонтных) режимов после возникновения нормативных возмущений в соответствии с требованиями раздела 4 настоящих Правил;

в части уровней токов короткого замыкания – с учетом отключающей способности коммутационного оборудования и состояния схемы электрической сети.

2.4.14. На объектах электроэнергетики и в электроэнергетической системе в целом должна обеспечиваться их живучесть.

Средствами обеспечения живучести электроэнергетической системы являются схемные решения и противоаварийное управление, в том числе автоматическое и использование технологической автоматики, автономных источников питания.

2.4.15. Средствами обеспечения режимной надежности и живучести являются схемные решения, комплекс мероприятий по предотвращению и ликвидации нарушений нормального режима в соответствии с требованиями подраздела 5.4 настоящих Правил.

2.5. Координация уровней токов короткого замыкания

2.5.1. Токи короткого замыкания не должны превышать значений отключающей способности выключателей и допустимых значений по термической и электродинамической стойкости линий электропередачи и оборудования электростанций, подстанций.

2.5.2. Предельные значения токов короткого замыкания в энергосистеме должны составлять:

- в электрической сети 110 кВ – 40 кА;
- в электрической сети 150 кВ – 40 кА;
- в электрической сети 220 кВ – 50 кА;
- в электрической сети 330 кВ – 50 кА;
- в электрической сети 500 кВ – 50 кА;
- в электрической сети 750 кВ – 40 кА.

Превышение указанных значений допускается только при наличии специального технического обоснования, согласованного с соответствующим субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

2.5.3. В энергосистеме должен быть организован мониторинг уровней токов короткого замыкания, позволяющий контролировать динамику их изменения во времени.

2.5.4. Токи короткого замыкания должны отключаться с минимально возможным временем, обеспечивающим термическую и электродинамическую стойкость оборудования и динамическую устойчивость генераторов электрических станций и нагрузки потребителей.

2.5.5. Оборудование объектов электроэнергетики и электроустановок потребителей электрической энергии по своим техническим характеристикам

должно соответствовать уровням токов короткого замыкания. При невыполнении указанного условия, а также невозможности реализации мероприятий по ограничению токов короткого замыкания, оборудование подлежит замене его собственником.

2.5.6. Организации, осуществляющие деятельность по производству электрической энергии, сетевые организации, иные собственники и законные владельцы электростанций и (или) объектов электросетевого хозяйства обязаны:

осуществлять проверку соответствия принадлежащего им на праве собственности или ином законном основании оборудования уровням токов короткого замыкания и обеспечивать соответствие параметров находящегося в их эксплуатации оборудования уровням токов короткого замыкания;

в целях проверки оборудования по отключающей способности, условиям термической и электродинамической стойкости ежегодно, а также при изменении схемы электрической сети и состава электросетевого и генерирующего оборудования выполнять расчеты токов короткого замыкания.

2.5.7. Для контроля обеспечения возможности отключения от энергосистемы повреждённых линий электропередачи или оборудования и сохранения в исправности остающихся в работе элементов энергосистемы, настройки устройств релейной защиты, противоаварийной автоматики и определения мероприятий по ограничению токов короткого замыкания при проектировании и в процессе эксплуатации объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии должны выполняться расчёты токов короткого замыкания.

2.5.8. Расчет токов короткого замыкания и выбор мероприятий по их ограничению необходимо выполнять с учетом перспективного развития электрической сети и генерирующих мощностей на перспективу до 7 лет, начиная от предполагаемого срока ввода объекта электроэнергетики в эксплуатацию.

2.5.9. Расчет токов короткого замыкания проводится для нормальных и ремонтных схем для максимальных и минимальных нагрузок предшествующих режимов. При выборе параметров оборудования и настройки релейной защиты и противоаварийной автоматики выполняются расчеты для всех возможных видов коротких замыканий.

2.5.10. Методы расчетов токов короткого замыкания и программно-вычислительные комплексы, реализующие эти методы, должны обеспечивать необходимую точность для выбора и проверки аппаратов и проводников на соответствие токам короткого замыкания, а также проектирования и эксплуатации релейной защиты и противоаварийной автоматики.

2.5.11. Проведение расчетов токов короткого замыкания должно осуществляться с использованием расчетных моделей, ежегодно верифицируемых на основе фактически зарегистрированных в электрической сети значений токов короткого замыкания. В качестве исходных данных для

создания и сопровождения расчетной модели электрической сети для определения токов короткого замыкания используются параметры и характеристики оборудования электростанций и электрических сетей. Качество и необходимый объем данных для расчетов токов короткого замыкания должны обеспечивать субъекты электроэнергетики

2.5.12. Ограничение токов короткого замыкания в электрических сетях переменного тока осуществляется путем оптимизации схемных решений по развитию энергосистемы, применения реакторно-резисторных установок в нейтральных трансформаторов и автотрансформаторов, оптимизации режима заземления нейтралей в электрических сетях, применения токоограничивающих устройств (токоограничивающих реакторов, управляемых реакторов, насыщающихся реакторов), применения трансформаторов с расщепленной вторичной обмоткой, перевода части электроустановок электрической сети на более высокий класс напряжения, применения вставок постоянного тока, автоматического опережающего деления электрической сети, стационарного деления электрической сети, а также применения других методов ограничения токов короткого замыкания.

2.5.13. При проектировании и в текущей эксплуатации необходимо решать задачу согласования и координации параметров электрооборудования с существующими и ожидаемыми в перспективе уровнями токов короткого замыкания.

3. Организация оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и оперативно-технологического управления

3.1. Оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике осуществляется субъектами оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике через свои диспетчерские центры, за каждым из которых закреплена соответствующая операционная зона. В Единой энергетической системе России единоличным субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике является системный оператор.

3.2. Каждый субъект оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике определяет линии электропередачи, оборудование электрических станций и электрических сетей, устройства релейной защиты и автоматики, средства диспетчерского и технологического управления, оперативно-информационные комплексы, иное оборудование, расположенное на объектах электроэнергетики и энергопринимающих устройствах, технологический режим работы и эксплуатационное состояние которых влияют или могут влиять на электроэнергетический режим энергосистемы в операционной зоне соответствующего диспетчерского центра и в отношении которых он осуществляет диспетчерское управление или диспетчерское ведение, и включает их в перечень объектов диспетчеризации диспетчерского центра с их распределением по способу управления.

При необходимости субъект оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике относит также к объектам диспетчеризации величину изменения объема управляющих воздействий противоаварийной или режимной автоматики, величину изменения максимальной (минимальной) мощности электрических станций, готовой к несению нагрузки, и иные параметры технологического режима работы оборудования в операционной зоне данного диспетчерского центра.

Информация о включении линий электропередачи, оборудования и устройств объектов электроэнергетики, отдельных параметров технологического режима работы оборудования в операционной зоне диспетчерского центра в перечень объектов диспетчеризации с распределением их по способу управления доводится субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в письменном виде до сведения соответствующих субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии.

3.3. В перечне объектов диспетчеризации диспетчерского центра указывается распределение объектов диспетчеризации по способу оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления. При этом конкретный объект диспетчеризации может находиться:

в диспетчерском управлении только одного диспетчерского центра или технологическом управлении только одного центра управления сетями или оперативного персонала одного объекта электроэнергетики (объекта потребителя электрической энергии);

в диспетчерском ведении одного или нескольких диспетчерских центров;

в технологическом ведении одного или нескольких центров управления сетями, оперативного персонала одного или нескольких объектов электроэнергетики (объектов потребителей электрической энергии).

3.4. Для каждого объекта диспетчеризации в перечне объектов диспетчеризации диспетчерского центра указываются диспетчерские центры осуществляющие диспетчерское управление и (или) диспетчерское ведение данным объектом диспетчеризации.

Распределение функций технологического управления и ведения в отношении объектов диспетчеризации определяется собственником или иным законным владельцем соответствующего объекта электроэнергетики (энергопринимающего устройства) по согласованию с субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике. Для линий электропередачи, оборудования и устройств, не отнесенных к объектам диспетчеризации, распределение функций технологического управления и ведения определяется их собственником или иным законным владельцем по согласованию с собственниками или иными законными владельцами смежных или иным образом технологически связанных объектов электроэнергетики в случае, если выполнение мероприятий по управлению технологическим режимом и эксплуатационным состоянием таких линий электропередачи, оборудования и устройств требует взаимной координации их действий, или самостоятельно в отношении иных линий электропередачи, оборудования и устройств.

3.5. Субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии, на праве собственности или на законном основании владеющими объектами по производству электрической энергии и (или) объектами электросетевого хозяйства, должна быть обеспечена возможность передачи диспетчерским персоналом диспетчерских команд на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации, находящихся в диспетчерском управлении диспетчерского центра, непосредственно оперативному персоналу объектов электроэнергетики (энергопринимающих устройств), на которых производятся действия по изменению технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации.

3.6. Оперативно-технологическое управление осуществляется сетевыми организациями, субъектами электроэнергетики, осуществляющими деятельность по производству электрической энергии (мощности), иными собственниками и законными владельцами объектов по производству электрической энергии и (или) объектов электросетевого хозяйства, в том числе потребителями электрической энергии.

Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии обязаны организовать оперативно-технологическое управление в отношении принадлежащих им на праве собственности или ином законном основании объектов по производству электрической энергии и объектов электросетевого хозяйства.

3.7. Оперативно-технологическое управление осуществляется с учетом необходимости безусловного выполнения диспетчерских команд,

распоряжений и разрешений субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в отношении объектов диспетчеризации.

Мероприятия по управлению технологическим режимом и эксплуатационным состоянием линий электропередачи, оборудования и устройств, не являющихся объектами диспетчеризации, осуществляются субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии самостоятельно или по согласованию с собственниками или иными законными владельцами смежных или иным образом технологически связанных объектов электроэнергетики – в случае, если выполнение вышеуказанных мероприятий требует взаимной координации их действий.

3.8. В рамках оперативно-технологического управления субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии должно быть обеспечено круглосуточное дежурство оперативного персонала, уполномоченного ими на осуществление технологического управления и ведения в отношении соответствующих линий электропередачи, оборудования и устройств объектов электроэнергетики.

Форма организации круглосуточного оперативного обслуживания объекта электроэнергетики (постоянное дежурство оперативного персонала на объекте, дежурство на дому, обслуживание объекта электроэнергетики персоналом оперативных выездных бригад, использование средств телеуправления) определяется собственником или иным законным владельцем объекта электроэнергетики.

При этом в случае организации оперативного обслуживания объекта электроэнергетики в форме, не предполагающей постоянного дежурства оперативного персонала на объекте, время прибытия оперативного персонала на объект электроэнергетики не должно превышать:

30 минут – для объектов электроэнергетики высшим классом напряжения 220 кВ и выше;

60 минут – для объектов электроэнергетики высшим классом напряжения 150 кВ и ниже.

При наличии на объекте электроэнергетики объектов диспетчеризации форма организации круглосуточного дежурства оперативного персонала для вновь вводимых в эксплуатацию объектов электроэнергетики, а также ее изменение на существующих объектах электроэнергетики должны быть согласованы собственником или иным законным владельцем объекта электроэнергетики с субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

3.9. Для организации оперативно-технологического управления объектами электросетевого хозяйства сетевые организации создают центры управления сетями и обеспечивают их функционирование.

Для каждого центра управления сетями сетевой организацией должна быть определена зона эксплуатационной ответственности, включающая объекты электросетевого хозяйства, в отношении которых данный центр управления сетями осуществляет функции оперативно-технологического управления.

3.10. Распределение функций технологического управления и ведения смежными объектами электросетевого хозяйства должно быть согласовано субъектами электроэнергетики – собственниками данных объектов электросетевого хозяйства. При этом в отношении объектов электросетевого хозяйства, относящихся к объектам диспетчеризации, это распределение должно быть согласовано с субъектом оперативно-диспетчерского управления.

3.11. В случае если субъект электроэнергетики определяет для оперативного персонала своего центра управления сетями или объекта электроэнергетики необходимость технологического ведения объектом диспетчеризации, не входящим в его зону эксплуатационной ответственности, то решение о возможности такого ведения принимается соответствующим диспетчерским центром.

3.12. Изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации может осуществляться по инициативе оперативного персонала субъекта электроэнергетики (потребителя электрической энергии), которому этот объект диспетчеризации принадлежит на праве собственности или ином законном основании, а также по диспетчерской команде диспетчерского центра, в диспетчерском управлении или диспетчерском ведении которого находится данный объект диспетчеризации.

Изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации, находящихся в диспетчерском управлении диспетчерского центра, должно осуществляться оперативным персоналом только по диспетчерской команде соответствующего диспетчерского центра, либо может осуществляться непосредственно диспетчерским персоналом диспетчерского центра с использованием средств дистанционного управления.

Изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации, находящихся в диспетчерском ведении диспетчерского центра, должно осуществляться с разрешения соответствующего диспетчерского центра.

Изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации, находящихся в технологическом ведении оперативного персонала, должно осуществляться после получения от данного оперативного персонала подтверждения возможности такого изменения.

3.13. Изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния линий электропередачи, оборудования, устройств, находящихся в диспетчерском управлении диспетчерского центра или технологическом управлении центра управления сетями, путем непосредственного воздействия на них соответственно из диспетчерского центра или из центра управления сетями с использованием средств дистанционного управления может осуществляться независимо от формы организации оперативного обслуживания объекта электроэнергетики.

Порядок осуществления непосредственного воздействия на объекты диспетчеризации с использованием средств дистанционного управления из диспетчерских центров определяется субъектом оперативно-диспетчерского

управления в электроэнергетике по согласованию с собственником или иным законным владельцем соответствующего объекта электроэнергетики.

3.14. Все переговоры диспетчерского персонала диспетчерских центров, оперативного персонала центров управления сетями, оперативного персонала объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, а также воздействия на оборудование и устройства объектов электроэнергетики и энергопринимающие устройства потребителей электрической энергии, осуществленные с использованием средств дистанционного управления из диспетчерских центров и центров управления сетями должны регистрироваться на специальных носителях. Сохранность данной информации должна, быть обеспечена соответствующими субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии в течение не менее чем трех месяцев.

3.15. Для организации оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и оперативно-технологического управления между субъектами электроэнергетики, осуществляющими производство электрической энергии, оказание услуг по передаче электрической энергии, потребителями электрической энергии, диспетчерскими центрами субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике должен осуществляться информационный обмен, в том числе посредством автоматических и автоматизированных систем и голосовой связи.

4. Планирование режимов работы электроэнергетической системы

4.1. Общие требования к планированию режимов работы энергосистемы

4.1.1. Планирование электроэнергетических режимов Единой энергетической системы России осуществляется системным оператором (технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем – соответствующими субъектами оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике).

Планирование технологических режимов работы генерирующего оборудования, линий электропередачи и электросетевого оборудования, энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии осуществляется субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии указанных объектов в соответствии с результатами планирования электроэнергетических режимов территориальных энергосистем.

4.1.2. При планировании электроэнергетических режимов должна обеспечиваться сбалансированность объемов производства и потребления электрической энергии и мощности энергосистемы при условии минимизации суммарных затрат покупателей электроэнергии с учетом экспортных (импортных) поставок (внешних перетоков) электрической энергии и мощности, ограничений пропускной способности электрической сети и обеспечения необходимых объемов резервов первичного, вторичного и третичного регулирования частоты и перетоков активной мощности, а также резервов реактивной мощности.

4.1.3. Планирование электроэнергетических режимов осуществляется на следующие временные интервалы: календарный год, календарный месяц, недельный период, сутки и менее.

4.1.4. Планирование электроэнергетических режимов осуществляется на основе расчетов электрических режимов и устойчивости с использованием расчетных моделей электроэнергетической системы и комплекса информационно-технического обеспечения. Формирование и поддержание в актуальном состоянии расчетных моделей для планирования электроэнергетических режимов Единой энергетической системы России осуществляется системным оператором (в технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах – соответствующими субъектами оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике).

4.1.5. Состав, форма и сроки предоставления информации, необходимой для планирования электроэнергетических режимов, определяется субъектом оперативно-диспетчерского управления с учетом установленных Правительством Российской Федерации правил работы оптового рынка электрической энергии и мощности и основных положений функционирования розничных рынков электрической энергии.

4.1.6. Информация о результатах планирования электроэнергетических режимов на предстоящий календарный год, предстоящий календарный месяц

и предстоящий недельный период подлежит опубликованию соответствующим субъектом оперативно-диспетчерского управления для всеобщего сведения в соответствии с действующими стандартами раскрытия информации, а сведения, относящиеся к конкретному субъекту электроэнергетики и потребителю электрической энергии, предоставляются непосредственно ему.

4.1.7. Плановые параметры режима работы электроэнергетической системы, формируемые при планировании электроэнергетического режима на предстоящие сутки и в течение суток, передаются диспетчерским центрам субъекта оперативно-диспетчерского управления, персоналу объектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии в части, относящейся к технологическим режимам работы соответствующих объектов.

Состав и порядок передачи диспетчерским центрам, персоналу объектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии плановых параметров электроэнергетического режима определяется субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

4.2. Планирование электроэнергетических режимов энергосистемы

4.2.1. Планирование электроэнергетических режимов на год

4.2.1.1. При планировании электроэнергетических режимов на год осуществляется взаимоувязанная разработка:

прогнозов потребления электрической энергии и максимального потребления мощности;

годовых графиков ремонтов линий электропередачи, генерирующего и электросетевого оборудования, технического обслуживания устройств релейной защиты и автоматики, средств диспетчерского и технологического управления;

прогнозных балансов электрической энергии и мощности.

4.2.1.2. Результаты планирования электроэнергетических режимов на год используются, в том числе, для:

планирования ремонтной кампании организациями, осуществляющими деятельность по производству электрической энергии (мощности), и сетевыми организациями;

разработки заданий по объемам и настройке противоаварийной автоматики, объемам графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности);

заключения договоров экспортно-импортных поставок электрической энергии и мощности;

разработки нормативов потерь электрической энергии в электрических сетях;

определения потребности в объемах поставки топлива электростанциям;

проведения долгосрочного отбора мощности на конкурентной основе на оптовом рынке электрической энергии (мощности);

определения потребности в видах и объемах оказания услуг по обеспечению системной надежности.

4.2.1.3. На этапе годового планирования по каждой территориальной энергосистеме, объединенной энергосистеме и по Единой энергетической системе России субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике разрабатываются:

прогнозный баланс электрической энергии на календарный год;

прогнозный баланс мощности на календарный год;

прогнозный баланс электрической энергии на период с октября текущего года по март следующего года включительно;

прогнозный баланс мощности на период с декабря текущего года по февраль следующего года включительно;

прогнозный баланс мощности на период экстремально высоких температур в летние месяцы календарного года.

4.2.1.4. Прогнозные балансы электрической энергии на календарный год разрабатываются с помесечной разбивкой на основании результатов расчетов электроэнергетических режимов для каждого часа характерных суток месяца.

Прогнозные балансы мощности на календарный год разрабатываются с помесечной разбивкой на час максимума потребления каждого месяца года.

Разработка прогнозных балансов электрической энергии и мощности на календарный год осуществляется для условий среднемноголетних температур наружного воздуха.

4.2.1.5. Прогнозные балансы электрической энергии на период с октября текущего года по март следующего года включительно разрабатываются для условий среднемноголетних температур наружного воздуха за исключением периода с декабря по февраль, для которого прогнозный баланс электрической энергии разрабатывается для условий среднесуточной температуры наружного воздуха, соответствующей температуре наиболее холодной пятидневки.

Прогнозные балансы мощности на период с декабря текущего года по февраль следующего года включительно разрабатываются на час максимума потребления при среднесуточной температуре наружного воздуха, соответствующей температуре наиболее холодной пятидневки.

4.2.1.6. Прогнозные балансы мощности на период экстремально высоких температур в летние месяцы разрабатываются на час максимума потребления при среднесуточной температуре наружного воздуха, соответствующей величине экстремально высокой температуры наружного воздуха.

4.2.1.7. При разработке прогнозных балансов электрической энергии в отношении каждого месяца планируемого периода проводятся расчеты по не менее чем двум характерным суткам: среднестатистическому рабочему и выходному дню.

4.2.1.8. Разработка прогнозных балансов электрической энергии и мощности осуществляется с учетом предложений по показателям балансов и

иных данных, представленных субъекту оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в соответствии с настоящими Правилами иными субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии.

4.2.1.9. Собственниками и иными законными владельцами генерирующего оборудования по каждой электростанции в отношении каждого месяца года должны планироваться:

величины выработки электрической энергии, потребления электрической энергии на собственные, производственные и хозяйственные нужды электростанции, отпуска электрической энергии с шин электростанции с учетом планов вывода оборудования электростанции в ремонт и из эксплуатации и ввода в эксплуатацию нового (реконструированного) оборудования;

значения установленной электрической мощности электростанции, ограничений и располагаемой мощности электростанции, ремонтного снижения, а также рабочей мощности электростанции.

Установленная мощность электростанции должна определяться на основании прогнозов на предстоящий год вводов нового, вывода из эксплуатации, а также изменения установленной мощности в результате проведения реконструкции или модернизации действующего генерирующего оборудования. Прогнозирование изменений установленной мощности электростанций в связи с вводом нового генерирующего оборудования должно осуществляться собственником или иным законным владельцем генерирующего оборудования на основании планов и сроков ввода нового генерирующего оборудования в соответствии с инвестиционными программами.

Прогнозируемое изменение установленной мощности действующего генерирующего оборудования в результате проведения его реконструкции или модернизации, а также в связи с наличием на генерирующем оборудовании неустранимых технических ограничений установленной электрической мощности должно определяться собственником или иным законным владельцем генерирующего оборудования на основании планов по проведению мероприятий, направленных на изменение мощности существующего генерирующего оборудования, информации о сроках окончания реконструкции и модернизации генерирующего оборудования в соответствии с планируемым графиком ремонтов, а также результатов оценки технической возможности и целесообразности устранения технических ограничений мощности, связанных с техническим состоянием основного и вспомогательного оборудования.

Предложения по вышеуказанным показателям балансов электрической энергии и мощности по каждой электростанции должны быть представлены собственниками и иными законными владельцами генерирующего оборудования соответствующему субъекту оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

4.2.1.10. При определении показателей выработки электрической энергии электростанций, за исключением гидроэлектростанций, в прогнозном балансе электрической энергии учитывается информация о фактических данных по выработке электрической энергии электростанциями в период, предшествующий планируемому, а также предложения по прогнозной выработке, представляемые в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике собственниками или иными законными владельцами генерирующего оборудования.

4.2.1.11. Прогнозная выработка электрической энергии действующих гидроэлектростанций определяется на основании предложений собственников или иных законных владельцев гидроэлектростанций с учетом данных о среднемноголетней за период нормальной эксплуатации электростанции величине выработки электрической энергии (в том числе проектной среднемноголетней выработки электрической энергии), а для гидроэлектростанций с водохранилищами годичного и многолетнего регулирования стока – дополнительно с учетом складывающейся на момент разработки прогнозного баланса водно-энергетической обстановки.

Прогнозная выработка электрической энергии строящихся гидроэлектростанций определяется с учетом планируемых сроков ввода в работу гидроагрегатов, проектных данных и диспетчерских графиков наполнения водохранилищ.

4.2.1.12. Прогнозные объемы выработки электрической энергии электростанций, работающих на нетрадиционных возобновляемых источниках энергии (ветровыми электростанциями, геотермальными электростанциями, приливными электростанциями), на соответствующий месяц определяются на основании данных о предполагаемом количестве работающих агрегатов, их конструкции, информации о среднемноголетней среднемесячной скорости ветра (для ветровых электростанций), данных об участии электростанций в покрытии суточной неравномерности графика нагрузок (для геотермальных электростанций).

4.2.1.13. Прогнозные объемы выработки электрической энергии атомных электростанций, а также электростанций хозяйствующих субъектов, осуществляющих деятельность по производству, передаче и купле-продаже электрической энергии с использованием принадлежащих им на праве собственности или на ином законном основании электростанций и иных объектов электроэнергетики, непосредственно связанных между собой и (или) с принадлежащими таким субъектам энергопринимающими устройствами, преимущественно для удовлетворения собственных производственных нужд, определяются на основании предложений их собственников и иных законных владельцев с учетом технической возможности работы генерирующего оборудования и возможных ограничений максимальной нагрузки, обусловленных режимами работы энергосистемы.

4.2.1.14. Прогнозные объемы выработки электрической энергии тепловых электростанций в балансах электрической энергии определяются

по результатам расчета электроэнергетических режимов на каждый час характерных суток месяца исходя из обеспечения покрытия прогнозного объема потребления в указанный час с учетом пропускной способности электрической сети.

4.2.1.15. Минимально допустимый состав оборудования и минимально допустимые электрические нагрузки тепловых электростанций определяются субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике на каждые характерные сутки с учетом предложений собственников или иных законных владельцев генерирующего оборудования исходя из обеспечения соблюдения качества электрической энергии и надежности энергоснабжения потребителей, поддержания нормального уровня напряжений в контрольных пунктах электрической сети, нормального функционирования устройств релейной защиты и автоматики, а для тепловых электростанций, работающих в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, – также с учетом ограничения на снижение нагрузки, связанного с отпуском тепла и пара внешним потребителям.

4.2.1.16. При разработке прогнозных балансов мощности должны быть определены прогнозные значения установленной электрической мощности электростанций, ограничений и располагаемой мощности электростанций, ремонтного снижения, а также рабочей мощности электростанций.

Прогнозирование изменений установленной мощности электростанций в связи с выводом генерирующего оборудования из эксплуатации в целях демонтажа или консервации осуществляется субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике на основании заявок на вывод объектов диспетчеризации из эксплуатации, поданных в соответствии с установленными Правительством Российской Федерации Правилами вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации, и с учетом предложений по показателям баланса, полученным от собственников и иных законных владельцев генерирующего оборудования.

4.2.1.17. Величина располагаемой мощности генерирующего оборудования, электрическая мощность которого зависит от внешних метеоусловий, в прогнозном балансе мощности на предстоящий год определяется для среднесезонной температуры соответствующего месяца на основании имеющихся характеристик оборудования.

При формировании прогнозных балансов мощности на период с декабря текущего года по февраль следующего года включительно величины располагаемой мощности генерирующего оборудования, электрическая мощность которого зависит от внешних метеоусловий, определяются при температуре наиболее холодной пятидневки.

При формировании прогнозных балансов мощности на период экстремально высоких температур в летние месяцы календарного года величины располагаемой мощности генерирующего оборудования, электрическая мощность которого зависит от внешних метеоусловий, определяются с учетом дополнительного снижения при экстремально высокой температуре наружного воздуха.

4.2.1.18. Величина располагаемой мощности ветровых электростанций при формировании прогнозных балансов мощности на предстоящий год определяется на основании данных о конструкции ветроагрегатов и среднемноголетней среднемесячной скорости ветра.

Величина располагаемой мощности ветровых электростанций при формировании прогнозных балансов мощности на период с декабря текущего года по февраль следующего года и на период экстремально высоких температур в летние месяцы календарного года в целях прогнозирования режимов работы энергосистем в условиях наиболее неблагоприятной режимно-балансовой ситуации должна приниматься равной нулю.

4.2.1.19. В целях прогнозирования режимов работы энергосистем в условиях наиболее неблагоприятной режимно-балансовой ситуации при разработке прогнозного баланса мощности на период с декабря текущего года по февраль следующего года должны учитываться сезонные ограничения мощности гидроэлектростанций, обусловленные процессами образования ледового подпора и ледовых заторов, процессами шугообразования (ледовые ограничения), определяемые как максимальная величина ограничений по указанным причинам, имевшая место в соответствующем месяце в течение последних 10 лет.

4.2.1.20. Генерирующее оборудование, выводимое в длительную реконструкцию, модернизацию (продолжительностью более 12 месяцев), консервацию, за исключением турбоагрегатов с турбинами типа «Р», должно учитываться в прогнозных балансах мощности с величиной ремонтного снижения, соответствующей установленной (номинальной) мощности данного оборудования.

4.2.1.21. Турбоагрегаты с турбинами типа «Р», выводимые в длительную реконструкцию, модернизацию (продолжительностью более 12 месяцев), консервацию учитываются в прогнозных балансах мощности с величиной ремонтного снижения, равной нулю.

4.2.1.22. При разработке балансов электрической энергии и мощности прогнозные показатели объемов экспорта (импорта) электрической энергии и мощности определяются на основании информации, представляемой организациями, осуществляющими экспортно-импортные операции по купле-продаже (поставке) электрической энергии (мощности).

4.2.2. Планирование электроэнергетических режимов на месяц

4.2.2.1. При планировании электроэнергетических режимов на предстоящий месяц осуществляется взаимоувязанная разработка:

прогнозов потребления электрической энергии и максимального потребления мощности;

месячных графиков ремонтов линий электропередачи, генерирующего и электросетевого оборудования, технического обслуживания устройств релейной защиты и автоматики, средств диспетчерского и технологического управления;

прогнозных балансов электрической энергии и мощности.

4.2.2.2. На этапе месячного планирования по каждой территориальной энергосистеме, объединенной энергосистеме и по Единой энергетической системе России субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике разрабатываются прогнозный баланс электрической энергии на месяц и прогнозный баланс мощности на месяц.

4.2.2.3. Прогнозные балансы электрической энергии на предстоящий месяц разрабатываются на основании результатов расчетов электроэнергетических режимов для каждого часа календарных суток месяца.

Прогнозные балансы мощности на месяц разрабатываются с разбивкой по неделям месяца на час максимума потребления энергосистемы каждой недели.

4.2.2.4. При разработке прогнозных балансов электрической энергии на предстоящий месяц прогнозная выработка электрической энергии гидроэлектростанций определяется на основании складывающейся на момент разработки прогнозного баланса водно-энергетической обстановки, фактического состояния наполнения водохранилищ и прогнозируемой динамики его изменения с учетом режимов работы гидроузлов в интересах всех водопользователей, а также прогнозов приточности, представляемых субъекту оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике органами по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды.

4.2.2.5. Прогнозная выработка электрической энергии ветровых и геотермальных электростанций определяется с учетом требований пункта 4.2.1.13 настоящих Правил.

4.2.2.6. Прогнозные объемы выработки электрической энергии атомных электростанций, а также электростанций хозяйствующих субъектов, осуществляющих деятельность по производству, передаче и купле-продаже электрической энергии с использованием принадлежащих им на праве собственности или на ином законном основании электростанций и иных объектов электроэнергетики, непосредственно связанных между собой и (или) с принадлежащими таким субъектам энергопринимающими устройствами, преимущественно для удовлетворения собственных производственных нужд, определяются на основании предложений их собственников и иных законных владельцев с учетом технической возможности работы генерирующего оборудования и возможных ограничений максимальной нагрузки, обусловленных режимами работы энергосистемы, а также сводных месячных графиков ремонтов и технического обслуживания, утверждаемых в соответствии с подразделом 4.3 настоящего раздела Правил.

4.2.2.7. Прогнозные объемы выработки электрической энергии тепловых электростанций определяются по результатам расчета электроэнергетических режимов на каждый час календарных суток месяца исходя из обеспечения покрытия прогнозного объема потребления в указанный час с учетом пропускной способности сети и требований пункта 4.2.1.16 настоящих Правил.

4.2.2.8. При формировании показателей баланса мощности установленная мощность электростанций определяется на основании данных об изменении установленной мощности генерирующего оборудования, подтвержденных актами о перемаркировке, вводе и выводе из эксплуатации генерирующего оборудования, представленных его собственниками или иными законными владельцами.

4.2.2.9. Располагаемая мощность электростанций определяется с учетом актуализированных прогнозов по величине отпуска тепловой энергии потребителям (для тепловых и атомных электростанций), складывающейся водно-энергетической обстановки и фактического состояния наполнения водохранилищ (для гидроэлектростанций), фактических объемов снижения ограничений по результатам выполнения мероприятий по их сокращению или устранению, а также за счет вывода генерирующего оборудования из эксплуатации в целях демонтажа или консервации.

4.2.2.10. Величина ремонтного снижения и рабочей мощности электростанций определяется с учетом сводных месячных графиков ремонтов и технического обслуживания, утверждаемых в соответствии с подразделом 4.3 настоящего раздела Правил.

4.2.2.11. Прогнозные показатели объемов экспорта (импорта) электрической энергии и мощности определяются на основании информации о заключенных договорах на поставку электрической энергии (мощности) из зарубежных энергосистем (в зарубежные энергосистемы), представляемой субъекту оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике организациями, осуществляющими экспортно-импортные операции по купле-продаже (поставке) электрической энергии (мощности).

4.2.3. Планирование электроэнергетических режимов на недельный период

4.2.3.1. При планировании электроэнергетических режимов на предстоящий недельный период субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике определяется состав включенного генерирующего оборудования электрических станций для каждого часа календарных суток.

Временной интервал в пределах недельного периода, на котором осуществляется выбор состава включенного генерирующего оборудования, определяется субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

4.2.3.2. Состав включенного генерирующего оборудования электрических станций должен обеспечивать минимизацию суммарных затрат покупателей электроэнергии с учетом стоимости производства электроэнергии и затрат на планируемые включения генерирующего оборудования при соблюдении допустимых параметров электроэнергетического режима (перетоки мощности в контролируемых сечениях, токовая загрузка линий электропередач и электросетевого оборудования, уровни напряжения в контрольных пунктах).

4.2.3.3. При планировании электроэнергетических режимов на предстоящий недельный период должны учитываться:

прогноз потребления электрической энергии и мощности, выполняемый с учетом фактических и прогнозных значений метеорологических параметров;

графики экспортных (импортных) поставок электрической энергии и мощности;

информация об эксплуатационном состоянии генерирующего оборудования электрических станций;

ограничения по выработке электроэнергии электрических станций, параметры генерирующего оборудования электростанций;

ограничения по минимально допустимому составу включенного генерирующего оборудования по режимным условиям;

стоимостные показатели производства электроэнергии и затраты на включение генерирующего оборудования, предоставляемые собственниками и иными законными владельцами генерирующего оборудования;

эксплуатационное состояние линий электропередач, электросетевого оборудования, устройств релейной защиты, режимной и противоаварийной автоматики;

максимально допустимые перетоки мощности в контролируемых сечениях, соответствующие планируемому эксплуатационному состоянию линий электропередач, электросетевого оборудования, устройств релейной защиты, режимной и противоаварийной автоматики;

параметры водного режима гидроэлектростанций (расходы и уровни воды), устанавливаемые решениями уполномоченного Правительством Российской Федерации федерального органа исполнительной власти и правилами использования (эксплуатации) водохранилищ;

фактические водно-энергетические показатели гидроэлектростанций, предоставляемые собственниками и иными законными владельцами генерирующего оборудования;

минимально необходимые объемы резервов мощности, определяемые в соответствии с подразделом 4.2.5 настоящего раздела Правил.

4.2.3.4. Исходное и планируемое эксплуатационное состояние генерирующего оборудования электрических станций определяется на основании диспетчерских заявок, уведомлений, полученных от собственников и иных законных владельцев электрических станций, и сводных месячных графиков ремонтов, утверждаемых в соответствии с подразделом 4.3 настоящего раздела Правил.

4.2.3.5. Ограничения по выработке электрической энергии электрических станций, параметры генерирующего оборудования (границы регулировочного диапазона, скорости набора (снижения) нагрузки, графики нагрузки в вынужденном режиме работы, минимально допустимые составы включенного генерирующего оборудования по условиям работы электростанции) определяются на основании данных, представляемых

собственниками и иными законными владельцами генерирующего оборудования.

4.2.3.6. Исходное и планируемое эксплуатационное состояние линий электропередачи, электросетевого оборудования, устройств релейной защиты, режимной и противоаварийной автоматики определяются на основании диспетчерских заявок и сводных месячных графиков ремонтов и технического обслуживания, утверждаемых в соответствии с подразделом 4.3 настоящего раздела Правил.

4.2.4. Планирование электроэнергетических режимов на сутки и менее

4.2.4.1. При планировании электроэнергетических режимов на предстоящие сутки субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике на основании диспетчерских заявок и уведомлений электрических станций, формируемых с учетом результатов планирования электроэнергетических режимов на недельный период, уточняется состав включенного генерирующего оборудования электрических станций на предстоящие сутки и формируются почасовые (получасовые) диспетчерские графики показателей режима работы энергосистемы, в том числе значения нагрузки электростанций, потребления, сальдо перетоков мощности по сечениям экспорта/импорта, уровней напряжения в контрольных пунктах и заданных резервов мощности (далее – диспетчерские графики).

4.2.4.2. Уточнение диспетчерских графиков осуществляется субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике при планировании электроэнергетических режимов в течение суток.

4.2.4.3. При формировании и уточнении диспетчерских графиков учитываются актуальные данные показателей, указанных в пункте 4.2.3.3 настоящих Правил.

4.2.4.4. При формировании и уточнении диспетчерских графиков должны обеспечиваться допустимые параметры электроэнергетического режима (перетоки мощности в контролируемых сечениях, токовая загрузка линий электропередач и электросетевого оборудования, уровни напряжения в контрольных пунктах), ограничения по выработке электрической энергии электростанций и параметры генерирующего оборудования (границы регулировочного диапазона, скорости набора (снижения) нагрузки, графики нагрузки в вынужденном режиме работы) с учетом стоимости производства электрической энергии и минимизации суммарных затрат покупателей электрической энергии.

4.2.5. Планирование и размещение первичного, вторичного и третичного резервов мощности

4.2.5.1. Резервы первичного, вторичного и третичного регулирования определяются для синхронной зоны, в которой осуществляется регулирование частоты, или части синхронной зоны, в которой осуществляется регулирование внешнего перетока мощности.

4.2.5.2. Минимально необходимый объем резерва первичного регулирования должен обеспечивать удержание текущих значений частоты в безопасных для потребителей, энергоблоков атомных электростанций и тепловых электростанций пределах при возникновении расчетного аварийного небаланса мощности.

При синхронной работе электроэнергетической системы (её частей) с электроэнергетическими системами иностранных государств, минимально необходимый объем резерва первичного регулирования определяется требованиями к параллельной работе этих электроэнергетических систем (их частей).

4.2.5.3. Минимально необходимый объем резерва вторичного регулирования на загрузку и разгрузку должен, с учетом ограничений пропускной способности электрической сети, обеспечивать компенсацию:

величины внезапного отключения наиболее крупной единицы генерирующего оборудования или наиболее крупного узла потребления (нагрузки);

нерегулярных отклонений мощности и динамической погрешности регулирования баланса мощности.

4.2.5.4. Минимально необходимый объем резерва третичного регулирования на загрузку и разгрузку определяется с учетом ограничений пропускной способности электрической сети, исходя из необходимости компенсации суммарной величины:

минимально необходимого объема резерва вторичного регулирования на загрузку и разгрузку;

статистической величины погрешности прогнозирования потребления электрической энергии.

4.2.5.5. Необходимые объемы резервов первичного, вторичного и третичного регулирования и их размещение на генерирующем оборудовании определяются субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в процессе планирования электроэнергетических режимов.

4.2.5.6. При планировании величин и мест размещения резервов вторичного и третичного регулирования должна учитываться пропускная способность контролируемых сечений.

4.3. Годовое и месячное планирование ремонтов и технического обслуживания

4.3.1. При годовом и месячном планировании электроэнергетических режимов энергосистемы субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике осуществляется планирование ремонтов и технического обслуживания относящихся к объектам диспетчеризации линий электропередачи, оборудования и устройств.

4.3.2. Планирование ремонтов и технического обслуживания объектов диспетчеризации осуществляется в порядке, установленном утверждаемыми

Правительством Российской Федерации правилами вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации, с соблюдением требований настоящего раздела Правил.

4.3.3. При планировании ремонтов и технического обслуживания объектов диспетчеризации субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике осуществляется формирование и утверждение следующих сводных годовых и месячных графиков ремонта и технического обслуживания объектов диспетчеризации:

графиков ремонтов основного и вспомогательного энергетического, общестанционного оборудования и сооружений электростанций;

графиков ремонтов линий электропередачи и электросетевого оборудования;

графиков технического обслуживания устройств релейной защиты и автоматики;

графиков технического обслуживания средств диспетчерского и технологического управления.

4.3.4. Формирование сводных годовых и месячных графиков ремонта и технического обслуживания осуществляется на основании результатов рассмотрения предложений о выводе в ремонт объектов диспетчеризации, подаваемых субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии в уполномоченные диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в соответствии с утверждаемыми Правительством Российской Федерации правилами вывода объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации.

При подготовке и подаче указанных в пункте 4.3.4 настоящих Правил предложений определение объемов и периодичности работ по ремонту и техническому обслуживанию, выбор вида организации ремонта осуществляется субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии в соответствии с требованиями раздела 15 настоящих Правил.

Вне зависимости от применяемого вида организации ремонта собственники и иные законные владельцы электростанций должны планировать ремонты основного, вспомогательного, общестанционного энергетического оборудования и сооружений электростанций с учетом необходимости выполнения критериев, указанных в пункте 4.3.5 настоящих Правил. При планировании технического обслуживания устройств релейной защиты и автоматики, средств диспетчерского и технологического управления собственниками и иными законными владельцами объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств должны соблюдаться требования пункта 4.3.10 – 4.3.13 настоящих Правил

4.3.5. При формировании сводного годового графика ремонтов основного, вспомогательного, общестанционного оборудования и сооружений электростанций субъект оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике осуществляет проведение оптимизации плановой ремонтной площадки в разрезе каждой объединенной энергосистемы и

Единой энергетической системы России в целом с учетом режимно-балансовых условий периода проведения ремонтов и необходимости выполнения следующих критериев

а) обеспечение минимально возможного суммарного годового ремонтного периода;

б) обеспечение планирования ремонтов в части объемов ремонтного снижения, состава и параметров оборудования с учетом особенностей различных периодов года: периода экстремально высоких температур наружного воздуха, осенне-зимнего периода, периода паводка;

в) обеспечение минимально возможного суммарного годового ремонтного снижения мощности, обусловленного ремонтами вспомогательного, общестанционного оборудования и сооружений в том числе, минимизации времени нахождения оборудования в вынужденном простое, путем совмещения проведения указанных ремонтов по времени с ремонтами соответствующего основного оборудования;

г) совмещение ремонтов котельного оборудования, работающего на главный паропровод очереди электростанции, с ремонтами единиц генерирующего оборудования той же очереди для тепловых электростанций с поперечными связями по пару;

д) совмещение краткосрочных ремонтов и технического обслуживания основного энергетического и вспомогательного оборудования с выходными и праздничными днями.

4.3.6. Формирование сводного годового (месячного) графика ремонтов основного, вспомогательного, общестанционного оборудования и сооружений электростанций осуществляется с учетом следующей приоритетности выполнения ремонтов (в порядке убывания):

вывод в ремонт оборудования атомных электростанций, обусловленный требованиями к обеспечению безопасной эксплуатации атомных электростанций, а также необходимостью проведения перегрузки топлива в соответствии с параметрами топливного цикла;

проведение реконструкции и модернизации;

вывод в ремонт оборудования, обусловленный необходимостью выполнения работ для продления ресурса;

проведение капитальных и средних ремонтов.

4.3.7. Формирование сводного годового (месячного) графика ремонтов линий электропередачи и электросетевого оборудования электрических станций и подстанций осуществляется с учетом сводного годового (месячного) графика ремонтов основного, вспомогательного, общестанционного энергетического оборудования и сооружений электростанций и следующей приоритетности выполнения ремонтов (в порядке убывания):

ввод (реконструкция, модернизация) объектов электроэнергетики (оборудования) и выполнение необходимых для ввода (реконструкции, модернизации) объектов электроэнергетики (оборудования) работ на смежных объектах электроэнергетики;

проведение капитальных ремонтов;

проведение ремонтов линий электропередачи и оборудования более высокого класса напряжения.

4.3.8. При формировании сводного месячного графика ремонтов и технического обслуживания приоритет должен отдаваться работам и объектам, предусмотренным сводным годовым графиком ремонтов и технического обслуживания.

4.3.9. При формировании сводных графиков ремонтов линий электропередачи и оборудования необходимо обеспечить возможное совмещение ремонтов линий электропередачи и оборудования, отключаемого для проведения ремонтных работ.

4.3.10. Формирование сводных годовых и месячных графиков технического обслуживания устройств релейной защиты и автоматики, средств диспетчерского и технологического управления (далее – графики технического обслуживания устройств РЗА, СДТУ) должно осуществляться в увязке со сроками ремонтов линий электропередачи и оборудования электростанций и подстанций. При формировании графиков технического обслуживания устройств РЗА должно быть обеспечено максимальное совмещение проведения работ по техническому обслуживанию устройств РЗА с ремонтом линий электропередачи и оборудования, на которых установлены эти устройства.

4.3.11. При формировании графиков технического обслуживания устройств РЗА и СДТУ не допускается совмещение вывода для технического обслуживания нескольких устройств РЗА и СДТУ, если при этом снижается надежность энергосистемы, в том числе из-за снижения быстродействия релейной защиты, нарушения селективности релейной защиты, нарушения взаимного резервирования устройств, потери информации, необходимой для функционирования устройств противоаварийной автоматики.

4.3.12. При формировании графиков технического обслуживания устройств РЗА и СДТУ, которые аппаратно или функционально связаны между собой (в том числе высокочастотных защит линий электропередачи, дифференциальных защит линий электропередачи, приемников и передатчиков высокочастотных каналов по линиям электропередачи и цифровых каналов по волоконно-оптическим линиям связи, устройств однофазного автоматического повторного включения линий электропередачи, устройств противоаварийной автоматики) или с другими устройствами систем технологического управления, необходимо предусматривать совмещение сроков выполнения технического обслуживания этих устройств.

4.3.13. Сроки проведения технического обслуживания устройств РЗА, средств диспетчерского и технологического управления, функционально связанных с соответствующими устройствами на смежных или иных технологически связанных объектах электроэнергетики, принадлежащих другим лицам, должны быть предварительно согласованы субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии со всеми

собственниками или иными законными владельцами таких объектов электроэнергетики. При формировании годовых и месячных графиков технического обслуживания устройств РЗА, СДТУ вышеуказанное предварительное согласование сроков проведения технического обслуживания устройств РЗА, СДТУ осуществляется до подачи в диспетчерский центр предложений в сводные годовые и месячные графики технического обслуживания устройств РЗА, СДТУ.

4.3.14. На основании сводных годовых и месячных графиков ремонта и технического обслуживания объектов диспетчеризации субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии разрабатывают и утверждают годовые и месячные графики ремонтов линий электропередачи, оборудования и технического обслуживания устройств релейной защиты и автоматики, средств диспетчерского и технологического управления на принадлежащих им на праве собственности или ином законном основании объектах. Сроки и объемы (виды) ремонта и технического обслуживания объектов диспетчеризации, указываемые субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии в таких графиках, определяются в соответствии со сводными годовыми и месячными графиками ремонта и технического обслуживания, утвержденными субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

4.4. Планирование графиков напряжения.

4.4.1. Контроль напряжения осуществляется в контрольных пунктах, определяемых субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и сетевыми организациями.

4.4.2. Для контрольных пунктов субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и сетевыми организациями разрабатываются графики напряжения. Графики напряжения в контрольных пунктах сетевых организаций разрабатываются с учетом графиков напряжения в контрольных пунктах субъектов оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

4.4.3. Графики напряжения в контрольных пунктах субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике разрабатывается на квартал с возможностью корректировки на этапе планирования электроэнергетических режимов на сутки и менее в соответствии с требованиями подраздела 4.2.4 настоящих Правил.

4.4.4. Контрольные пункты субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в электрической сети 110 кВ и выше и графики напряжения в них разрабатываются с учетом необходимости обеспечения:

нормативных коэффициентов запаса статической (апериодической) устойчивости по активной мощности в контролируемых сечениях;

нормативных коэффициентов запаса статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки в соответствии с требованиями раздела 2 настоящих Правил.

4.4.5. Контрольные пункты сетевой организации в электрической сети 110 кВ и ниже и графики напряжения в них разрабатываются с учетом:

необходимости обеспечения нормативных коэффициентов запаса статической устойчивости по напряжению в узлах нагрузки;

необходимости обеспечения нормативных показателей качества электрической энергии по отклонению напряжения;

влияния напряжения в контрольном пункте на потери активной мощности.

4.4.6. Графики напряжения в контрольных пунктах разрабатываются с учетом выполнения встречного регулирования напряжения.

5. Управление электроэнергетическим режимом работы энергосистемы

5.1. Общие требования к управлению электроэнергетическим режимом работы энергосистемы

5.1.1. При управлении электроэнергетическим режимом энергосистемы должны быть обеспечены:

баланс производства и потребления электрической мощности при соблюдении установленных параметров качества электрической энергии;

соответствие технологических режимов работы электростанций обязательным требованиям;

соответствие параметров технологических режимов работы линий электропередачи, оборудования допустимым значениям;

оптимизация электроэнергетических режимов работы Единой энергетической системы России и технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем по критерию минимизации суммарных затрат покупателей электрической энергии (за исключением аварийных ситуаций).

5.1.2. При управлении электроэнергетическим режимом энергосистемы осуществляется регулирование технологического режима работы объектов диспетчеризации по частоте и активной мощности, напряжению и реактивной мощности, обеспечивающее:

выполнение диспетчерских графиков показателей режима работы энергосистемы;

поддержание параметров электроэнергетического режима энергосистемы в допустимых пределах;

изменение заданных плановых диспетчерских графиков показателей режима работы энергосистемы при изменении фактического электроэнергетического режима энергосистемы.

5.1.3. Нормальный режим работы энергосистем должен соответствовать следующим требованиям:

перетоки активной мощности в контролируемых сечениях не должны превышать максимально допустимых значений;

напряжения в узлах электрической сети не должны превышать наибольших рабочих значений;

напряжения в узлах электрической сети должны быть выше минимально допустимых значений;

токовые нагрузки линий электропередачи, электросетевого и генерирующего оборудования не должны превышать длительно допустимых значений;

отклонения частоты не должны превышать допустимых значений;

объем резервов активной мощности на загрузку и разгрузку должен соответствовать требованиям, указанным в пункте 4.2.5 настоящих Правил и позволять обеспечить ввод режима в допустимую область после нормативных возмущений за допустимое время;

электроснабжение потребителей должно осуществляться в соответствии с условиями соответствующих договоров.

5.1.4. Вынужденный режим работы энергосистемы должен соответствовать следующим требованиям:

перетоки активной мощности в контролируемых сечениях не должны превышать аварийно допустимых значений;

напряжения в узлах электрической сети не должны превышать наибольших рабочих значений;

напряжения в узлах электрической сети должны быть выше аварийно допустимых значений;

токовые нагрузки линий электропередачи, электросетевого и генерирующего оборудования не должны превышать аварийно допустимых значений с учетом разрешенной длительности перегрузки;

отклонения частоты электрического тока от номинального значения не должны превышать аварийно допустимых значений (+/- 0,4 Гц).

5.1.5. Переход на работу в вынужденном режиме может осуществляться: для предотвращения или снижения объема аварийных ограничений режима потребления;

при неблагоприятном сочетании плановых и аварийных ремонтов линий электропередачи, электросетевого и генерирующего оборудования;

при необходимости экономии первичных энергоносителей.

5.1.6. Порядок перехода на работу в вынужденном режиме устанавливается субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

5.1.7. При работе в вынужденных режимах допускается нарушение устойчивости при нормативных аварийных возмущениях.

5.1.8. При работе в вынужденных режимах не допускается:

полный или частичный вывод из работы, а также снижение объема управляющих воздействий устройств противоаварийного управления в энергорайонах (контролируемых сечениях), работающих в вынужденных режимах;

вывод из работы устройств автоматики ликвидации асинхронного режима на линиях электропередачи, трансформаторном и генерирующему оборудовании, ликвидирующего асинхронный режим при нарушении устойчивости;

вывод из работы основных защит на линиях электропередачи и электросетевом оборудовании, отключение которых действием резервных защит может привести к нарушению устойчивости;

производство переключений в распределительных устройствах и вторичных цепях, выполнение которых может привести к отключению линий электропередачи и электросетевого оборудования, приводящему к нарушению устойчивости;

снижение объема потребителей, подключенных к устройствам автоматической частотной разгрузки, а также включенных в графики аварийного ограничения режима потребления в процентах от фактического

потребления ниже заданий, установленных субъектом оперативно-диспетчерского управления.

5.1.9. Управление электроэнергетическим режимом работы энергосистем в условиях низких температур окружающего воздуха, в условиях режима высоких рисков нарушения электроснабжения, в период паводка, в условиях высоких температур окружающего воздуха, в вынужденных режимах, а также предотвращение развития и ликвидация нарушений нормального режима работы электрической части энергосистем осуществляются с учетом особенностей, предусмотренных разделом 6 настоящих Правил.

5.2. Общие принципы режимного и противоаварийного управления

5.2.1. Противоаварийное управление осуществляется для предотвращения развития, локализации и ликвидации нарушений нормального режима работы электроэнергетической системы, в том числе:

нарушения устойчивости энергосистемы (генерирующего оборудования и нагрузки потребителей) при нормативных возмущениях;

недопустимой по величине и длительности перегрузки линий электропередачи, электросетевого и генерирующего оборудования;

недопустимого по величине и длительности изменения напряжения на электросетевом и генерирующем оборудовании;

недопустимого изменения частоты электрического тока.

5.2.2. Противоаварийное управление осуществляется действием противоаварийной автоматики.

5.2.3. Для поддержания параметров электроэнергетического режима в установившихся режимах работы электроэнергетической системы осуществляется режимное управление.

5.2.4. Режимное управление осуществляется автоматически действием режимной автоматики и (или) оперативно действиями диспетчерского персонала субъектов оперативно-диспетчерского управления и оперативного персонала других субъектов электроэнергетики.

5.2.5. Противоаварийное и автоматическое режимное управление осуществляется путем фиксации параметров режима энергосистемы, их анализа, формирования и реализации управляющего воздействия.

5.2.6. Оперативное режимное управление осуществляется путем:

выдачи диспетчерским персоналом диспетчерских команд, направленных на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния ЛЭП и оборудования;

воздействия диспетчерским и оперативным персоналом на технологический режим работы или эксплуатационное состояние объектов с использованием средств дистанционного управления из диспетчерского центра или центра управления сетями;

непосредственного воздействия оперативным персоналом на технологический режим работы или эксплуатационное состояние линий электропередачи и оборудования.

5.2.7. Технические средства режимной и противоаварийной автоматики должны выполняться на принципах аппаратного и (или) функционального резервирования.

5.2.8. Функционирование противоаварийного управления должно осуществляться на основе принципа минимизации управляющих воздействий, направленных на отключение потребителей.

5.2.9. Организация противоаварийного и режимного управления в электроэнергетической системе и использование указанных механизмов для целей управления электроэнергетическим режимом осуществляются в соответствии с требованиями настоящего раздела и раздела 8 настоящих Правил.

5.3. Предотвращение развития и ликвидация нарушений нормального режима работы в электрической части энергосистем

5.3.1. Общие положения

5.3.1.1. Ликвидация нарушений нормального режима работы электрической части энергосистем (далее – нарушения нормального режима работы) осуществляется путем совместных действий диспетчерского и оперативного персонала, направленных на изменение технологических режимов работы и эксплуатационного состояния объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств.

5.3.1.2. Действия диспетчерского и оперативного персонала должны быть направлены на обеспечение безопасности персонала и сохранность электрооборудования на объекте электроэнергетики, предотвращение развития и локализацию нарушения нормального режима работы, переход энергосистемы к послеаварийной схеме с допустимыми значениями параметров электроэнергетического режима, восстановление электроснабжения потребителей.

5.3.1.3. При предотвращении развития и ликвидации нарушений нормального режима работы положения настоящих Правил имеют приоритет перед выполнением правил оптового рынка электрической энергии (мощности) и основных положений функционирования розничных рынков электрической энергии, при этом изменение технологических режимов работы и эксплуатационного состояния объектов электроэнергетики осуществляется в соответствии с настоящими Правилами, в том числе с отклонением от требований вышеуказанных нормативных правовых актов.

5.3.1.4. Для каждого объекта электроэнергетики (объекта потребителя электрической энергии), центра управления сетями и диспетчерского центра должны быть разработаны инструкции по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима работы электрической части объекта (группы объектов) электроэнергетики (объекта потребителя электрической энергии) или энергосистемы соответственно.

Инструкции по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима работы электрической части энергосистем (объектов электроэнергетики, объекта потребителя электрической энергии) должны содержать как перечень нарушений нормального режима работы указанных

ниже, так и перечень нарушений нормального режима работы, характерных для энергосистемы (энергорайона), соответствующего объекта (группы объектов) электроэнергетики (объекта потребителя электрической энергии).

5.3.1.5. При ликвидации нарушений нормального режима работы диспетчерский и оперативный персонал должен действовать в соответствии со своей инструкцией по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима работы электрической части энергосистемы (объекта электроэнергетики).

Требования инструкции по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима работы электрической части энергосистем соответствующего диспетчерского центра обязательны для субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии, объекты электроэнергетики и энергопринимающие устройства которых входят в его операционную зону.

5.3.1.6. В целях предотвращения массового и неорганизованного отключения потребителей электрической энергии при возникновении или угрозе возникновения превышения параметра **миэв**— электроэнергетического режима допустимых значений должны разрабатываться и применяться графики аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности).

Разработка и применение графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) осуществляются в соответствии с правилами полного и (или) частичного ограничения режима потребления электрической энергии, утвержденными Правительством Российской Федерации, правилами разработки и применения графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) и использования противоаварийной автоматики, установленными федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке государственной политики в сфере топливно-энергетического комплекса, и с соблюдением требований настоящих Правил.

Состав, объем и последовательность выполнения действий по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима работы электрической части объекта (группы объектов) электроэнергетики (объекта потребителя электрической энергии) или энергосистемы соответственно определяются оперативным и диспетчерским персоналом с учетом распределения ЛЭП, оборудования и устройств по способу управления.

5.3.2. Предотвращение развития и ликвидация недопустимого изменения частоты электрического тока

5.3.2.1. При управлении электроэнергетическим режимом диспетчерский персонал, отвечающий за регулирование частоты электрического тока должен производить оценку текущего и прогнозируемого баланса мощности.

5.3.2.2. Для предотвращения прогнозируемого недопустимого изменения частоты электрического тока выполняются следующие действия:

подготовка и включение в генераторном (насосном) режиме гидроаккумулирующих электростанций;

включение в работу (отключение в резерв) генерирующего оборудования тепловых электростанций, находящихся в холодном резерве (в работе);

запрет на вывод в ремонт (резерв) генерирующего и электросетевого оборудования, снижающего пропускную способность контролируемых сечений;

ввод в работу и запрет на вывод в ремонт (резерв) энергетического и электросетевого оборудования, ограничивающего выдачу мощности из избыточных энергорайонов;

разгрузка (загрузка) по активной мощности энергоблоков атомных электростанций, не участвующих в суточном регулировании;

изменение сальдо перетоков мощности зарубежных электроэнергетических систем, работающих параллельно с Единой энергетической системой России;

ввод в действие графиков ограничения режима потребления электрической энергии (мощности) (далее – графики ограничения режима потребления), а при невозможности применения графиков ограничения режима потребления, если использование всех имеющихся резервов мощности и реализация других мероприятий не обеспечит поднятие частоты электрического тока выше 49,80 Гц – с упреждением введены в действие графики временного отключения потребления.

5.3.2.3. При снижении частоты электрического тока ниже 49,80 Гц помимо действий, предусмотренных пунктом 5.3.2.2 настоящих Правил, выполняются следующие действия:

реализация резервов активной мощности, в том числе с использованием разрешенных аварийных перегрузок генерирующего оборудования;

увеличение электрической нагрузки на теплоэлектроцентралях за счет снижения расхода пара на промышленные и тепловые отборы;

ввод в действие графиков временного отключения потребления.

5.3.2.4. Если снижение частоты достигло величины, при которой электростанция (энергоблоки) должна быть выделена на нагрузку собственных нужд или на работу со сбалансированной нагрузкой, оперативный персонал должен проконтролировать работу противоаварийной автоматики. В случае отказа противоаварийной автоматики выделение электростанции (энергоблока) на нагрузку собственных нужд или на работу со сбалансированной нагрузкой должно осуществляться самостоятельно оперативным персоналом или совместными действиями оперативного и диспетчерского персонала.

5.3.2.5. При повышении частоты электрического тока выше 50,20 Гц помимо действий, предусмотренных пунктом 5.3.2.2 настоящих Правил, выполняются следующие действия:

разгружается генерирующее оборудование вплоть до технического минимума;

производится глубокая разгрузка тепловых электростанций путем перевода энергоблоков с турбонасосами на скользящие параметры пара;

отключение котлов на дубль – блоках;
отключение энергоблоков на тепловых электростанциях.

5.3.3. Предотвращение развития и ликвидация недопустимого изменения напряжения

5.3.3.1. Для предотвращения прогнозируемого недопустимого изменения напряжения выполняются следующие действия:

реализация резервов на загрузку (разгрузку) по реактивной мощности генерирующего оборудования и других источников реактивной мощности;

ввод в работу (вывод в резерв) источников реактивной мощности и оборудования, влияющего на баланс реактивной мощности в энергорайоне (энергосистеме);

изменение коэффициентов трансформации трансформаторов (автотрансформаторов), оснащенных устройствами регулирования напряжения под нагрузкой;

изменение топологии электрической сети, в том числе деление и (или) замыкание шунтирующей электрической сети;

ввод в действие графиков ограничения режима потребления, а при невозможности применения графиков ограничения режима потребления, если использование всех имеющихся резервов и других мероприятий не обеспечит поднятие напряжения выше минимально допустимых значений – с упреждением введены в действие графики временного отключения потребления.

5.3.3.2. При снижении напряжения ниже минимально допустимых значений помимо действий, предусмотренных пунктом 5.3.3.1 настоящих Правил, выполняются следующие действия:

используются все резервы реактивной мощности генерирующего оборудования и других источников реактивной мощности, в том числе с использованием разрешенных аварийных перегрузок;

уменьшаются потери реактивной мощности в электрической сети, путем перераспределения потоков активной мощности;

разгрузка электростанций по активной мощности и загрузка по реактивной мощности.

ввод графиков временного отключения потребления.

5.3.3.3. Если снижение напряжения достигло величины, при которой электростанция (энергоблоки) должна быть выделена на нагрузку собственных нужд или на работу со сбалансированной нагрузкой, оперативный персонал должен проконтролировать работу противоаварийной автоматики. В случае отказа противоаварийной автоматики выделение электростанции (энергоблока) на нагрузку собственных нужд или на работу со сбалансированной нагрузкой должно осуществляться самостоятельно оперативным персоналом или совместными действиями оперативного и диспетчерского персонала.

5.3.3.4. При повышении (угрозе повышения) напряжения выше длительно допустимых значений, помимо действий предусмотренных пунктом 5.3.3.1 настоящих Правил выполняются:

перевод генерирующего оборудование и СК, работающего в режиме выдачи реактивной мощности, в режим потребления реактивной мощности;
перераспределение потоков активной мощности с целью загрузки элементов электрической сети.

5.3.4. Предотвращение развития и ликвидация недопустимого превышения максимально допустимых значений перетоков мощности в контролируемых сечениях и длительно допустимой токовой нагрузки по линиям электропередачи и электросетевому оборудованию

5.3.4.1. В случае если регулирование перетока мощности в контролируемом сечении осуществляется автоматически, превышение максимально допустимых значений перетоков должно ликвидироваться за время не более 5 минут.

В случае если регулирование перетока мощности в контролируемом сечении осуществляется оперативно, превышение максимально допустимых значений перетоков должно ликвидироваться в соответствии с требованиями правил предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима электрической части энергосистем.

5.3.4.2. Для ликвидации перегрузок контролируемых сечений, линий электропередачи и электросетевого оборудования, связанных с отключением линий электропередачи, электросетевого и генерирующего оборудования, выполняются следующие действия:

реализация резервов активной мощности, в том числе с использованием разрешенных аварийных перегрузок генерирующего оборудования;

включение аварийно отключившихся линий электропередачи, электросетевого и генерирующего оборудования;

ввод в работу находящихся в ремонте (резерве) линий электропередачи, электросетевого и генерирующего оборудования;

изменение топологии электрической сети, в том числе деление и/или замыкание шунтирующей электрической сети;

изменение коэффициентов трансформации трансформаторов (автотрансформаторов), оснащенных устройствами регулирования напряжения под нагрузкой;

изменение сальдо перетоков мощности зарубежных электроэнергетических систем, работающих параллельно с Единой энергетической системой России;

ввод в действие графиков временного отключения потребления.

5.3.4.3. Перегрузка контролируемых сечений и линий электропередачи, электросетевого оборудования сверх аварийно допустимых значений перетоков мощности (токов) должна устраняться незамедлительно за счет использования дистанционного отключения потребителей по каналам противоаварийной автоматики, или при отсутствии данной противоаварийной автоматики – путем ввода в действие графиков временного отключения потребления с минимальным временем их реализации (в том числе дистанционно).

5.3.4.4. Ликвидация перегрузки линий электропередачи, электросетевого оборудования и контролируемых сечений является приоритетным действием по отношению к поддержанию уровня частоты.

5.3.4.5. Превышение максимально допустимого значения, перетоков мощности в контролируемом сечении, в условиях отсутствия аварийных возмущений или в послеаварийном режиме означает работу энергосистемы в вынужденном режиме.

5.3.5. Предотвращение развития и ликвидация асинхронных режимов

5.3.5.1. Асинхронный режим в энергосистемах должен ликвидироваться автоматически устройствами автоматической ликвидации асинхронного режима.

5.3.5.2. При возникновении непрекращающегося асинхронного режима (в том числе из-за отказа в работе устройств автоматической ликвидации асинхронного режима), для его ликвидации выполняются одно из нижеперечисленных действия:

разделение энергосистемы на изолированно работающие части путем отключения соответствующего сетевого оборудования (в местах установки устройств автоматической ликвидации асинхронного режима);

ресинхронизация частей энергосистемы, вышедших из синхронизма.

5.3.5.3. Все возможные места разделения энергосистемы на части должны быть оборудованы устройствами синхронизации. Все устройства синхронизации должны поддерживаться в исправном состоянии и оперативный персонал объектов электроэнергетики должен быть обучен их использовать.

5.3.5.4. Ликвидация разделения энергосистемы на несинхронно работающие части производится путем синхронизации разделившихся частей.

5.3.5.5. В инструкции по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима работы электрической части энергосистем (объектов электроэнергетики, объекта потребителя электрической энергии) должны быть определены места синхронизации с указанием допустимых параметров электроэнергетического режима для ее производства (угол и величина напряжения, частота).

5.3.6. Предотвращение развития и ликвидация синхронных качаний

5.3.6.1. При управлении электроэнергетическим режимом ликвидация режима синхронных качаний производится путем изменения электроэнергетического режима.

5.3.6.2. Для ликвидации возникшего режима синхронных качаний по контролируемым сечениям выполняются действия:

повышение уровней напряжения в приемной части энергосистемы;

уменьшение перетоков активной мощности в контролируемых сечениях, по которым наблюдаются синхронные качания.

5.3.6.3. Для ликвидации возникшего режима синхронных качаний генераторов выполняются:

разгрузка генераторов по активной мощности;
загрузка генераторов по реактивной мощности.

5.3.7. Предотвращение развития и ликвидация нарушений нормального режима работы, связанных с аварийным отключением линий электропередачи и основного электросетевого оборудования

5.3.7.1. Автоматически отключившиеся действием релейной защиты воздушные линии электропередачи, независимо от работы устройств автоматического повторного включения, должны быть опробованы напряжением.

Диспетчерскому и оперативному персоналу, в диспетчерском или технологическом управлении которого находится воздушная линия электропередачи, автоматически отключившаяся действием релейной защиты разрешается неоднократное ручное опробование, если её отключение привело:

к превышению максимально допустимых перетоков активной мощности по контролируемым сечениям;

к превышению длительно допустимых значений токов по линиям электропередачи и электросетевому оборудованию;

к необходимости ввода ограничения режима электропотребления;

к нарушению электроснабжения энергопринимающих установок потребителей.

При этом первое ручное опробование воздушной линии электропередачи должно производиться до выяснения причины отключения воздушной линии электропередачи и осмотра устройств релейной защиты, при условии отсутствия косвенных или прямых признаков работы устройства резервирования отказа выключателя или информации от персонала объекта электроэнергетики о повреждении оборудования, препятствующего опробованию.

Вне зависимости от тяжести нарушения нормального режима работы, к которому привело отключение воздушной линии электропередачи запрещается её опробование, если в распределительном устройстве соответствующего класса напряжения находится персонал объекта электроэнергетики или производятся работы под напряжением на воздушной линии электропередачи.

На всех объектах электроэнергетики должен вестись накопительный учёт выработки отключающей способности выключателей в соответствии с инструкциями по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима работы электрической части энергосистем (объектов электроэнергетики, объекта потребителя электрической энергии), которые должны учитывать статистику количества и силы тока отключаемых коротких замыканий.

Второе и последующие опробования воздушной линии электропередачи при получении сообщения от оперативного персонала объекта электроэнергетики о выработке выключателем отключающей способности должно производиться по согласованию с техническим руководителем объекта электроэнергетики.

5.3.7.2. В случае если при автоматическом отключении кабельно-воздушной линии не работала защита или сигнализация повреждения кабельного участка или, при отсутствии защиты или сигнализации повреждения кабельного участка, определенная по показаниям устройств определения места повреждения предполагаемая зона повреждения не включает в себя кабельный участок, дальнейшие действия с кабельно-воздушной линией определяются пунктом 5.3.7.1 настоящих Правил.

В случае если предполагаемая зона повреждения, определенная по показаниям устройств определения места повреждения, включает в себя, в том числе, кабельный участок, или работала защита или сигнализация повреждения кабельного участка, включение кабельно-воздушной линии осуществляется после устранения повреждения (проведения испытаний).

Кабельные линии электропередачи после автоматического отключения опробуются рабочим напряжением только после проведения соответствующих испытаний.

5.3.7.3. Запрещается включение в работу трансформатора (автотрансформатора), отключившегося действием защит от внутренних повреждений без осмотра, испытаний, анализа газа, масла и устранения выявленных нарушений.

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

При автоматическом отключении трансформатора (автотрансформатора) действием только резервных защит, вызвавшем нарушение электроснабжения энергопринимающих установок потребителей или недопустимую перегрузку контролируемых сечений, линий электропередачи и электросетевого оборудования, допускается повторное включение отключившегося трансформатора (автотрансформатора), не имеющего видимых повреждений, без испытаний, анализа газа, масла.

5.3.7.4. Если отключение систем шин (секций шин) действием защит вызвало нарушение электроснабжения энергопринимающих установок потребителей, обесточивание собственных нужд электростанции, превышение максимально допустимых перетоков в контролируемых сечениях или длительно допустимых токов по линиям электропередачи и электросетевому оборудованию при отсутствии устройства автоматического повторного включения систем шин (секций шин) или его отказе необходимо немедленно опробовать рабочим напряжением обесточенные системы шин (секции шин).

5.3.8. Предотвращение и ликвидация неполнофазных режимов электрической сети

5.3.8.1. 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, необходимо:

- подготовить электроэнергетический режим, исключающий срабатывание устройств противоаварийной автоматики (за исключением устройств автоматической ликвидации асинхронного режима) с действием на отключение нагрузки или отключение генерации при отключении поврежденного элемента электрической сети. Отключение поврежденного элемента электрической сети не должно приводить к недопустимым отклонениям параметров электроэнергетического режима в разделяемых частях синхронной зоны;

- отключить поврежденный элемент электрической сети. После отключения поврежденного элемента электрической сети допускается работа устройств автоматической ликвидации асинхронного режима по шунтирующим связям.

Если после отключения поврежденного элемента электрической сети параллельная работа по шунтирующим связям сохранилась, должно быть выполнено их деление. При выполнении деления электрической сети последними должны отключаться элементы электрической сети высшего класса напряжения.

5.3.8.2. 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, необходимо:

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

- отключить поврежденный элемент электрической сети.

5.3.8.3. При возникновении неполнофазного режима в результате отказа в отключении (включении) фаз выключателя, через который как осуществляется параллельная работа двух частей синхронной зоны, так и зашунтированного связями, параллельная работа по которым допускается, после подготовки электроэнергетического режима в соответствии с требованиями п. 5.3.8.1 до проведения операций по его отключению или снятию с него нагрузки посредством отключения смежных выключателей, необходимо после осмотра выключателя на месте установки, в случае выявления отсутствия признаков зависания контактов подать импульс на отключение выключателя от ключа управления. При неуспешном отключении выключателя его необходимо вывести из схемы.

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

5.3.9. Пуск электростанций с нуля

5.3.9.1. Для всех тепловых электростанций, за исключением указанных в пункте 5.3.9.2 настоящих Правил, должны разрабатываться схемы подачи

напряжения для пуска электродвигателей собственных нужд и разворота энергоблоков или турбогенераторов после наиболее тяжелых нарушений нормального режима с прекращением электроснабжения энергорайона (далее – схемы подачи напряжения).

5.3.9.2.Схемы подачи напряжения могут не разрабатываться для тепловых электростанций, отвечающих одному из следующих условий:

- имеющих собственные автономные источники мощности, позволяющие производить пуск энергетического оборудования при отсутствии внешнего источника энергоснабжения;

- длительный перерыв в работе тепловых электростанций не приводит к повреждению оборудования и перерыву в энергоснабжении имеющих социальное значение потребителей.

5.3.9.3.Схемы подачи напряжения разрабатываются и утверждаются соответствующими диспетчерскими центрами в виде отдельного документа для каждой электростанции. Схемы подачи напряжения обязательны для исполнения всеми субъектами электроэнергетики, объекты электроэнергетики которых задействованы в реализации схемы подачи напряжения.

5.3.9.4.При разработке схем подачи напряжения в качестве внешних источников должны использоваться:

- подстанции в прилегающих энергорайонах, с которыми имеются электрические связи;

- гидроэлектростанции;

- другие электростанции оснащенные устройствами частотной делительной автоматики в случае, если их мощности достаточно для обеспечения разворота обесточенной электростанции при ее полном погашении с потерей собственных нужд;

- автономные источники мощности в случае, если их мощности достаточно для обеспечения разворота обесточенной электростанции при ее полном погашении с потерей собственных нужд.

Объекты электроэнергетики, определенные в качестве внешнего источника, и объекты электроэнергетики, участвующие в схеме подачи напряжения, должны иметь постоянный дежурный персонал и прямые каналы диспетчерской связи с соответствующим диспетчерским центром, осуществляющим управление подачей напряжения на электростанции.

5.3.9.5.Для каждой электростанции должно быть разработано не менее двух схем подачи напряжения от разных внешних источников.

5.3.9.6.При обесточении энергорайона, на территории которого располагаются несколько электростанций (в том числе атомная электростанция), с потерей собственных нужд электростанций, без прекращения действий по ликвидации нарушения нормального режима должны быть предприняты меры по подаче напряжения на собственные нужды атомной электростанции.

5.3.10. Особенности предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима работы в электрической части энергосистем при отказах средств связи

5.3.10.1. Под отказом средств связи понимается как полное или частичное нарушение работы всех видов связи, при котором невозможно связаться с оперативным и диспетчерским персоналом, так и недопустимое снижение качества связи, объективно затрудняющее ведение оперативных телефонных переговоров, в том числе: недоступность каналов связи ввиду их занятости, плохая слышимость, низкая разборчивость речи, искажения (неузнаваемость речи собеседника), прерывания и перебои в работе системы связи на время более 2-3 мин.

5.3.10.2. При потере связи, наряду с производством операций, указанных в пунктах 5.3.10.3 – 5.3.10.5 настоящих Правил, должны быть приняты все меры к восстановлению связи. До момента восстановления связи, оперативным и диспетчерским персоналом могут использоваться другие виды связи, в том числе каналы технологической телефонной связи, обходные соединения через другие объекты электроэнергетики, а также междугородная телефонная связь, сотовая телефонная связь.

5.3.10.3. При восстановлении связи оперативный и диспетчерский персонал должен доложить вышестоящему оперативному и диспетчерскому персоналу о всех самостоятельно выполненных действиях.

5.3.10.4. При отсутствии связи оперативному персоналу объектов электроэнергетики запрещается выполнять следующие самостоятельные действия:

- производить плановые переключения;
- включать без проверки синхронизма транзитные линии электропередачи и автотрансформаторы (трансформаторы);
- отключать коммутационные аппараты транзитных линий электропередачи и трансформаторов при исчезновении напряжения на системах (секциях) шин объекта электроэнергетики, за исключением случаев повреждения оборудования;
- включать потребителей, отключенных по графикам временного отключения потребления, устройствами автоматической частотной разгрузки;
- загружать, разгружать, включать генераторы, автоматически разгруженные, загруженные, отключенные действием противоаварийной автоматики.

5.3.10.5. Все разрешенные самостоятельные действия оперативный и диспетчерский персонал должен осуществлять только если эти действия не приводят к развитию нарушения нормального режима. Перечень разрешенных действий оперативного и диспетчерского персонала должен содержаться в соответствующих инструкциях по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима работы электрической части энергосистем (объектов электроэнергетики).

5.3.11. Действия диспетчерского и оперативного персонала при землетрясениях

5.3.11.1. Оперативный персонал объектов электроэнергетики должен знать уровень сейсмичности района, в котором расположен объект электроэнергетики, а также сейсмостойкость оборудования и помещений, в которых он работает.

5.3.11.2. Требования к действиям оперативного персонала объектов электроэнергетики при землетрясениях должны быть определены инструкциями по предотвращению развития и ликвидации нарушений нормального режима работы электрической части энергосистем (объектов электроэнергетики) с учетом имеющихся особенностей.

5.3.11.3. В каждом диспетчерском центре субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике должны быть определены требования к действиям диспетчерского персонала при землетрясениях в зависимости от силы землетрясения и сейсмостойкости здания диспетчерского центра.

6. Организация переключений в электроустановках

6.1. Диспетчерский и оперативный персонал должен выполнять переключения в соответствии требованиями инструкции по производству переключений.

6.2. Диспетчерские центры разрабатывают, утверждают инструкции по производству переключений в электроустановках своей операционной зоны и направляют их субъектам электроэнергетики и потребителям электрической энергии, имеющим объекты диспетчеризации.

Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии должны разработать и утвердить свои инструкции по производству переключений на основе требований инструкции диспетчерских центров.

6.3. Переключения в электроустановках, направленные на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния линий электропередачи, оборудования, устройств релейной защиты и автоматики (кроме переключений, выполняемых с целью предотвращения развития и ликвидации нарушений нормального режима), должны производиться при наличии разрешенных заявок в соответствии с указаниями к ним.

6.4. Независимо от наличия разрешенной заявки переключения в электроустановках, направленные на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния линий электропередачи, оборудования, устройств РЗА, находящихся в управлении диспетчерского (оперативного) персонала, должны производиться по его команде, а находящихся в его ведении – с его разрешения.

6.5. Линии электропередачи и оборудование могут находиться в следующих эксплуатационных состояниях: в работе (в том числе нахождение под напряжением), в резерве, ремонте, вынужденном простое или в консервации.

Линия электропередачи и оборудование считаются находящимися в работе, если коммутационные аппараты в его цепи включены и образована (может быть автоматически образована) замкнутая электрическая цепь между источником питания и приемником электроэнергии. Линия электропередачи и оборудование считаются находящимися под напряжением (охранным напряжением), если они подключены коммутационными аппаратами к одному источнику напряжения.

Линия электропередачи и оборудование считается находящимся в резерве, если с них снято напряжение отключением коммутационных аппаратов, и возможно включение его в работу с помощью этих коммутационных аппаратов. Линия электропередачи и оборудование считается находящимся в автоматическом резерве, если они отключены только выключателями или отделителями, имеющими автоматический привод на включение, и может быть введено в работу действием автоматических устройств – перенести как вид резерва.

Линия электропередачи и оборудование считается находящимся в вынужденном простое, если невозможно (нецелесообразно) включение их в работу, в связи с неготовностью технологически связанного оборудования.

6.6. Линия электропередачи и оборудование считается находящимся в ремонте, если оно со всех сторон отключено коммутационными аппаратами, снятыми предохранителями или расхинованы.

6.7. Устройство РЗА может находиться в следующих эксплуатационных состояниях: введено в работу, оперативно выведено (не для производства работ), выведено для технического обслуживания.

Устройство РЗА считается введенным в работу, если все входные и выходные цепи, в том числе контакты выходных реле этого устройства, с помощью переключающих устройств подключены к цепям управления включающих или отключающих электромагнитов управления коммутационных аппаратов.

Устройство РЗА считается оперативно выведенным, если все выходные цепи отключены переключающими устройствами.

Устройство РЗА считается выведенным для технического обслуживания, если все входные и выходные цепи, необходимые по условиям производства работ, отключены с помощью переключающих устройств или отсоединены на клеммах.

6.8. Право производить переключения предоставляется:

диспетчерскому персоналу субъектов оперативно-диспетчерского управления путем выдачи диспетчерских команд и разрешений диспетчерскому персоналу и оперативному персоналу объектов электроэнергетики или центров управления сетями, или путем использования специальных технических средств (средств телеуправления);

оперативному персоналу центров управления сетями путем выдачи команд и подтверждений оперативному персоналу центров управления сетями или объектов электроэнергетики (потребителей электрической энергии) или путем использования специальных технических средств (средств телеуправления);

оперативному и оперативно-ремонтному персоналу объектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии;

персоналу подразделений РЗА объектов электроэнергетики, в части выполнения отдельных операций в схемах РЗА (при переключениях в нескольких релейных залах или РУ), и операций с устройствами РЗА, не имеющих переключающих устройств оперативного вывода и ввода (закорачивание, отсоединение жил кабелей и т.д.).

6.9. Право контролировать переключения предоставляется:

оперативному и оперативно-ремонтному персоналу объектов электроэнергетики;

административно-техническому персоналу субъекта электроэнергетики – распорядительным документом субъекта электроэнергетики;

персоналу подразделения РЗА объектов электроэнергетики, допущенному к самостоятельному обслуживанию устройств РЗА данной электроустановки, при переключениях по выводу и вводу устройств РЗА.

6.10. Диспетчерский персонал субъектов оперативно-диспетчерского управления и оперативный персонал центров управления сетями сложные переключения должен выполнять по программам переключений.

6.11. Оперативный и оперативно-ремонтный персонал объекта электроэнергетики сложные переключения, а также переключения в распределительных устройствах, не оборудованных блокировочными устройствами или имеющих неисправные блокировочные устройства, должен выполнять по бланкам переключений. Все сложные переключения, кроме выполняемых дистанционно с автоматизированных рабочих мест, должны производиться не менее чем двумя лицами, из которых одно лицо выполняет обязанности контролирующего.

6.12. Повторяющиеся сложные переключения должны выполняться по типовым программам переключений, типовым бланкам переключений.

6.13. К сложным переключениям относятся:

в части основного электротехнического оборудования - переключения в электроустановках, требующие выполнения в строгой последовательности операций с коммутационными аппаратами, заземляющими разъединителями, устройствами РЗА, а также сложные переключения с устройствами РЗА;

в части устройств РЗА – переключения по изменению эксплуатационного состояния или технологического режима работы одного или нескольких устройств РЗА на одном или нескольких объектах электроэнергетики при вводе в работу или выводе из работы устройства РЗА, требующие строгого соблюдения последовательности операций и/или координации действий оперативного персонала объектов электроэнергетики во время этих переключений.

6.14. Переключения, выполняемые одним коммутационным аппаратом (включая все его фазы) или одним переключающим устройством, включая все требуемые проверочные операции, а также переключения с целью предотвращения развития и ликвидации технологических нарушений, предотвращения несчастного случая допускается выполнять единолично без программ переключений и (или) бланков переключений.

6.15. Программа (типовая программа) переключений должна содержать цель производства переключений, условия производства переключений (в том числе описание исходной схемы электроустановки), мероприятия по подготовке электроэнергетического режима, перечень операций (в том числе наиболее важных проверочных), выполняемых на объектах электроэнергетики, схему электрических соединений объекта (объектов) электроэнергетики в части оборудования, задействованного (влияющего) в переключениях и, при необходимости, организационные мероприятия по обеспечению безопасного производства работ.

6.16. Бланк (типовой бланк) переключений должен содержать цель производства переключений, условия производства переключений (в том числе описание исходной схемы электроустановки), перечень операций, выполняемых с коммутационными аппаратами, заземляющими разъединителями, оборудованием и устройствами РЗА, технологической автоматики, телемеханики, связи, сигнализации, операций по деблокированию, если такие операции необходимы для производства переключений, а также проверочных операций, обеспечивающих безопасность персонала и сохранность оборудования.

6.17. Бланк (типовой бланк) переключений для ЛЭП, оборудования, устройств, находящихся в диспетчерском управлении диспетчерского центра или технологическом управлении центра управления сетями должны содержать пункты соответствующей программы переключений, детализированные выполняемыми на объекте электроэнергетики операциями.

6.18. В программах (типовых программах) переключений и бланках (типовых бланках) переключений объекта электроэнергетики для обозначения оборудования и устройств электроустановки должны использоваться только диспетчерские наименования, принятые на объекте электроэнергетики.

6.19. Степень детализации программ переключений должна определяться лицом, утверждающим программы переключений.

6.20. Перечень типовых бланков переключений и типовые бланки переключений объекта электроэнергетики должны быть утверждены техническим руководителем соответствующего субъекта электроэнергетики.

6.21. Каждая программа (типовая программа) переключений, бланк (типовой бланк) переключений должны иметь уникальный порядковый номер в пределах одного диспетчерского центра, центра управления сетями, объекта электроэнергетики.

6.22. Переключения при вводе в работу новых (модернизированных, реконструированных) линий электропередачи, оборудования, устройств РЗА и при проведении испытаний должны производиться по комплексным программам. Комплексная программа – оперативный документ, определяющий порядок ввода в работу линий электропередачи, оборудования и устройств РЗА при новом строительстве, реконструкции, модернизации объектов электроэнергетики или проведения испытаний, в котором указывается (в том числе путем ссылки на подлежащие применению программы переключений, бланки переключений, программы производства работ) строгая последовательность операций при производстве переключений, а также действий персонала по организации и выполнению работ по монтажу и наладке оборудования, устройств РЗА, осуществляемых в процессе испытаний или ввода соответствующих линий электропередачи, оборудования и устройств РЗА в работу.

6.23. Комплексная программа разрабатывается и утверждается субъектом электроэнергетики или потребителем электрической энергии.

6.24. Комплексная программа должна быть согласована диспетчерским центром, субъектами электроэнергетики, в управлении или ведении которых находятся линии электропередачи, оборудование, устройства, операции с которыми предусмотрены при работе по программе.

6.25. Комплексная программа на проведение системных экспериментов должна разрабатываться диспетчерскими центрами и утверждаться главным диспетчером и согласовываться с другими диспетчерскими центрами, в том числе зарубежными, субъектами электроэнергетики, потребителями электрической энергии, принимающими участие в испытаниях.

6.26. На всех этапах производства переключений должна быть обеспечена защита линий электропередачи и оборудования от всех видов повреждений устройствами РЗА.

6.27. После выполнения переключений, состояние устройств РЗА должно соответствовать изменениям, произошедшим в первичной схеме электрических соединений.

6.28. Отключение и включение присоединения, имеющего в своей цепи выключатель, должно производиться выключателем.

6.29. При отсутствии в цепи присоединения выключателя, отключение и включение под напряжением трансформаторов напряжения, нейтралей силовых трансформаторов, заземляющих дугогасящих реакторов при отсутствии в сети тока замыкания на землю, намагничивающего тока силовых трансформаторов 6-500 кВ, зарядного тока и тока замыкания на землю воздушных и кабельных линий электропередачи, зарядного тока систем шин и присоединений (кроме конденсаторных батарей, шунтирующих реакторов) может производиться разъединителями (отделителями) без превышения установленных изготовителем величин коммутлируемых токов.

6.30. Вывод в ремонт неисправного выключателя должен производиться разъединителями, если с неисправного выключателя снято напряжение. Допускается вывод в ремонт разъединителями неисправного выключателя, находящегося под напряжением, если он зашунтирован одним или несколькими другими выключателями (разъединителями). При угрозе разрушения неисправного выключателя, находящегося под напряжением и зашунтированного одним или несколькими другими выключателями (разъединителями), вывод его в ремонт должен производиться разъединителями дистанционно.

6.31. Оперативному персоналу, выполняющему переключения, выводить из работы устройства блокировки безопасности без разрешения лица, уполномоченного на это распорядительным документом субъекта электроэнергетики (потребителя электрической энергии), запрещается.

6.32. Операции с коммутационными аппаратами, имеющими дистанционное управление, не связанные с предотвращением развития и ликвидацией нарушений нормального режима, должны выполняться с использованием дистанционного управления при отсутствии замыкания на землю в цепях оперативного тока.

6.33. Переключения, не связанные с предотвращением развития и ликвидации нарушений нормального режима, должны выполняться при освещенности на рабочих местах, достаточной для осуществления визуального контроля состояния оборудования, его диспетчерских наименований и при температуре окружающего воздуха не ниже величины установленной техническим руководителем объекта электроэнергетики с учетом типа распределительных устройств и климатического исполнения коммутационных аппаратов.

6.34. Все изменения в схеме электрических соединений объектов диспетчеризации (объектов технологического управления или ведения)

должны отображаться в информационном комплексе диспетчерского центра (центра управления сетями).

6.35. Все изменения в схеме электрических соединений объекта электроэнергетики должны быть отражены на мнемосхеме автоматизированного рабочего места или оперативной схеме объекта электроэнергетики.

6.36. На объектах электроэнергетики, оснащенных специальными техническими средствами – автоматизированными системами управления технологическими процессами, средствами телеуправления, переключения в электроустановках должны производиться с использованием автоматизированных рабочих мест оперативного персонала и средств телеуправления.

6.37. В автоматизированных системах управления технологическими процессами объекта электроэнергетики должно быть обеспечено функционирование логических блокировок, исключающих возможность ошибочных действий персонала, производящего переключения, приводящих к повреждению оборудования, отключению потребителей.

6.38. В автоматизированном рабочем месте должны отображаться сигналы телеизмерений и телесигнализации, обеспечивающие контроль за технологическим режимом работы и эксплуатационным состоянием электроустановок, в которых производятся переключения.

6.39. Во время производства переключений в электроустановках с использованием автоматизированного рабочего места и средств телеуправления проверочные операции должны выполняться по сигнализации автоматизированного рабочего места. Для контроля за состоянием оборудования допускается использование средств технологического видеонаблюдения.

6.40. При подготовке рабочего места в распределительном устройстве объекта электроэнергетики после выполнения переключений с использованием автоматизированного рабочего места, средств телеуправления должны быть выполнены проверочные операции положения коммутационных аппаратов на месте их установки, в том числе по механическим указателям положения.

6.41. Передача информации о выполненных с использованием автоматизированного рабочего места, средств телеуправления операциях с целью дальнейшей подготовки рабочих мест на линиях электропередачи должна осуществляться после подтверждения оперативным или оперативно-ремонтным персоналом выполнения проверочных операций положения коммутационных аппаратов по месту их установки, в том числе по механическим указателям положения.

6.42. Для объектов электроэнергетики, оснащенных средствами телеуправления коммутационными аппаратами, изменяющими технологический режим работы линии электропередачи, оборудования, устройств, находящихся в диспетчерском управлении диспетчерского центра, должна быть обеспечена техническая возможность перевода функций

управления между центром управления сетями собственника и диспетчерским центром и установлен порядок выполнения такого перевода.

6.43. Эксплуатирующие организации (собственники) посредством проведения замеров должны определять воздушные линии электропередачи и воздушные участки кабельно-воздушных линий электропередачи, которые проходят по всей длине или на отдельных участках вблизи действующих воздушных линий электропередачи или вблизи электрифицированной железной дороги переменного тока и на отключенных проводах которых при различных схемах их заземления и при наибольшем рабочем токе влияющих воздушных линиях электропередачи наводится напряжение более 25 (далее – воздушная линия электропередачи под наведенным напряжением) и включать их в перечень воздушных линий электропередачи под наведенным напряжением.

6.44. Информация о факте включения воздушной линии электропередачи, находящихся в диспетчерском или технологическом управлении, в перечень воздушных линий электропередачи под наведенным напряжением должна представляется эксплуатирующими организациями (собственниками) в виде выписки из своего перечня субъектам оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления.

6.45. Все виды работ на воздушных линиях электропередачи под наведенным напряжением, связанные с прикосновением к проводу без применения основных электрозащитных средств, должны выполняться по технологическим картам или проектам производства работ.

6.46. Если для работ на воздушная линия электропередачи под наведенным напряжением, технологическая карта или проект производства работ обеспечивает снижение наведенного потенциала на рабочих местах менее 25 В, то для проведения этих работ воздушная линия электропередачи выводится в ремонт с включением заземляющих разъединителей во всех распределительных устройствах, к которым подключена воздушная линия электропередачи в сторону линии электропередачи. Допускается организация работ одновременно на нескольких рабочих местах воздушной линии электропередачи и/или оборудовании подстанций/электростанции (обслуживаемых эксплуатирующей организацией, разработавшей технологическую карту или проект производства работ), подключенном к этой воздушной линии электропередачи без коммутационных аппаратов. Не допускается совмещать работы нескольких эксплуатирующих организаций.

6.47. В случаях когда технологическая карта или проект производства работ не обеспечивает снижение наведенного потенциала на рабочем месте менее 25 В, необходимо выполнять работы с заземлением проводов только на одной опоре или на двух смежных. При этом заземлять воздушную линию электропередач в распределительных устройствах не допускается. Для снятия статической составляющей наведенного напряжения на время установки и снятия переносного заземления на месте производства работ необходимо заземлить воздушную линию электропередач в одном распределительном устройстве. Распределительное устройство, в котором заземляется воздушная линия электропередач определяется

эксплуатирующей организацией исходя из условий безопасности персонала при установке переносного заземления на месте работ. Не допускается организация работ одновременно на нескольких рабочих местах воздушной линии электропередач и/или оборудовании подстанций/электростанции, подключенной к этой воздушной линии электропередач без коммутационных аппаратов. Для работ одновременно на нескольких рабочих местах воздушная линия электропередач должна быть разделена на электрически не связанные участки.

7. Управление энергосистемой и объектами электроэнергетики в характерные периоды года и в особых условиях

7.1. Требования к работе энергосистемы и объектов электроэнергетики в осенне-зимний период

7.1.1. При строительстве новых и реконструкции действующих объектов электроэнергетики запрещается планирование ввода в работу в осенне-зимний период линий электропередачи и электросетевого оборудования, в том числе обеспечивающего ввод генерирующего оборудования, если при операциях по включению указанного оборудования создаются условия, при которых:

снижается величина максимально допустимых перетоков в контролируемых сечениях;

снижается рабочая мощность генерирующего оборудования электростанций;

создается угроза возникновения нарушения электроснабжения потребителей электрической энергии или необходимо введение ограничения режима потребления электрической энергии в отношении потребителей.

Требование настоящего пункта не распространяется на линии электропередачи и электросетевое оборудование, ввод в работу которых по технологии производства работ возможен только в осенне-зимний период.

7.1.2. При планировании и управлении электроэнергетическим режимом энергосистемы в условиях осенне-зимнего периода должны учитываться:

возможное снижение располагаемой мощности и регулировочного диапазона гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций вследствие сработки водохранилищ, образования шуги, ледового подпора или ледовых заторов в условиях уменьшения притока воды к гидроэлектростанциям;

возможные ограничения по загрузке гидроэлектростанций, в соответствии с правилами использования водных ресурсов водохранилищ и решениями федерального органа исполнительной власти, осуществляющего функции по оказанию государственных услуг и управлению федеральным имуществом в сфере водных ресурсов, по ледовой обстановке в нижних бьефах гидроузлов во избежание подтопления сооружений, промышленных объектов и населенных пунктов.

7.1.3. В осенне-зимний период к суточному регулированию неравномерности графика нагрузки при необходимости должны привлекаться энергоблоки теплоэлектроцентралей. При этом величина возможной разгрузки энергоблока теплоэлектроцентрали должна определяться с учетом перевода тепловой нагрузки на пиковые или резервные источники тепла.

7.1.4. Планирование и управление электроэнергетическим режимом энергосистемы в осенне-зимний период должно осуществляться с учетом необходимости проведения в осенне-зимний период мероприятий по плавке гололеда на проводах и грозозащитных тросах линий электропередачи.

7.1.5. Организация и проведение плавки гололеда осуществляются на основе инструкций по плавке гололеда, разработанных и утвержденных

диспетчерскими центрами субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, собственниками и иными законными владельцами объектов электросетевого хозяйства и объектов по производству электрической энергии. В инструкциях должно быть определено время начала и окончания гололедного сезона.

7.1.6. Перед началом гололедного сезона сетевыми организациями и иными собственниками и законными владельцами воздушных линий электропередачи, а также субъектами электроэнергетики и потребители электрической энергии, на праве собственности или ином законном основании владеющие объектами электроэнергетики, участвующими в подготовке схем плавки гололеда и проведении плавки гололеда должны быть выполнены следующие организационно-технические мероприятия:

проверена исправность специальных автоматизированных информационных систем контроля гололедной нагрузки;

проведены пробные плавки гололеда для вновь разработанных (реконструированных) схем плавки гололеда на проводах воздушных линий электропередачи в соответствии с графиком проведения пробных плавок гололеда на проводах и грозозащитных тросах воздушных линий электропередачи, разработанным сетевыми организациями и иными собственниками и законными владельцами воздушных линий электропередачи;

проведены пробные плавки гололеда на всех грозозащитных тросах воздушных линий электропередачи;

опробованы под нагрузкой все трансформаторы (фазы трансформаторов) плавки гололеда, которые в нормальном режиме находятся без напряжения;

опробованы под нагрузкой все выпрямительные установки плавки гололеда для одной из схем плавки гололеда для создания максимальных токов плавки.

Перед началом гололедного сезона сетевыми организациями и иными собственниками и законными владельцами воздушных линий электропередачи должны быть также разработаны и утверждены программы плавки гололеда на проводах и грозозащитных тросах воздушных линий электропередачи. Программы плавки гололеда должны пересматриваться при изменении схемы электрических соединений объектов электроэнергетики, замене оборудования, изменении схемы плавки гололеда, изменении исходных условий разработки схемы и выбора метода плавки гололеда.

7.1.7. Сетевые организации и иные собственники и законные владельцы воздушных линий электропередачи, а также субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, на праве собственности или ином законном основании владеющие объектами электроэнергетики, участвующими в подготовке схем плавки гололеда и проведении плавки гололеда, должны письменно подтвердить субъекту оперативно-диспетчерского управления в части объектов диспетчеризации и центру управления электрическими сетями в части воздушных линий электропередачи, находящихся в его технологическом управлении или

ведении, исправность и готовность схем плавки гололеда на проводах и грозозащитных тросах воздушных линий электропередачи к гололедному сезону и отсутствие изменений в схемах плавки гололеда.

7.1.8. При прогнозе наступления погодных условий, способствующих гололедообразованию и отсутствию на воздушных линиях электропередачи и грозозащитных тросах приборов автоматического контроля и сигнализации гололедообразования сетевые организации и иные собственники и законные владельцы воздушных линий электропередачи должны с упреждением организовывать наблюдение за гололедообразованием в контрольных точках, подвергающихся наиболее сильному гололедообразованию.

7.1.9. Решение о необходимости проведения плавки гололеда на воздушных линиях электропередачи и грозозащитных тросах принимается эксплуатирующей их сетевой организацией (иным собственником или законным владельцем воздушных линий электропередачи).

Решение по очередности плавки гололеда на проводах или грозозащитных тросах нескольких воздушных линий электропередачи, осуществляемой от одной установки плавки гололеда, принимается эксплуатирующей их сетевой организацией (иным собственником или законным владельцем воздушных линий электропередачи), а в случае если являющиеся объектами диспетчеризации воздушные линии электропередачи принадлежат разным собственникам или иным законным владельцам – диспетчерским центром, в операционной зоне которого расположен объект электроэнергетики с установкой плавки гололеда.

7.1.10. При производстве плавки гололеда сетевой организацией (иным собственником или законным владельцем воздушной линии электропередачи) должен быть организован контроль за опадением гололеда с проводов воздушной линии электропередачи и грозозащитных тросов с целью своевременного прекращения плавки гололеда.

7.1.11. При исчезновении или резких колебаниях тока плавки гололеда плавка должна быть прекращена.

7.1.12. Если при истечении расчетного времени плавки гололеда гололед не проплавлен, момент прекращения плавки гололеда определяет эксплуатирующая воздушную линию электропередачи сетевая организация (иной собственник или законный владелец воздушной линии электропередачи) с последующей оценкой причин отклонения расчетного и фактического времени плавки гололеда.

7.1.13. При отсутствии или пропадании связи с линейным персоналом, осуществляющим наблюдение за ходом плавки гололеда или с объектом электроэнергетики, с которого осуществляется плавка гололеда, плавка должна быть прекращена по истечении расчетного времени плавки.

7.1.14. Для снижения отказов в работе электросетевого оборудования в инструкциях по производству переключений, утверждаемых субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии для своего оперативного персонала, должно быть ограничено выполнение плановых переключений в электроустановках при низких температурах окружающего

воздуха, а также при резких (в течение суток) колебаниях температуры окружающего воздуха (более 15 °С) с переходом через 0°С. Плановые переключения разрешается производить после внеочередного осмотра опорно-стержневой изоляции оборудования. Минимальная отрицательная температура окружающего воздуха, при которой возможно выполнение плановых переключений в электроустановках, расположенных в той или иной климатической зоне, определяется субъектами электроэнергетики (потребителями электрической энергии) в инструкциях по производству переключений.

7.1.15. В случае ожидаемого или фактического снижения температуры окружающего воздуха ниже границы расчетных климатических условий для данного региона субъектами электроэнергетики должны быть выполнены дополнительные мероприятия, исключающие снижение уровня масла и давления элегаза в оборудовании ниже минимально-допустимых значений.

7.2. Требования к работе энергосистемы и объектов электроэнергетики в условиях режима с высокими рисками нарушения электроснабжения

7.2.1. Режим с высокими рисками нарушения электроснабжения объявляется диспетчерским центром субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, на территории операционной зоны которого наступили обстоятельства, связанные с возникновением или угрозой возникновения нарушения электроснабжения и требующие разработки и выполнения дополнительных организационно-технических мероприятий, направленных на повышение надёжности работы энергосистемы.

7.2.2. При объявлении режима с высокими рисками электроснабжения в организациях, осуществляющих деятельность по производству электрической энергии (мощности), и сетевых организациях, действующих на территории возникновения или угрозы возникновения нарушения электроснабжения, создаются оперативные штабы.

7.2.3. В зависимости от оснований объявления режима с высокими рисками нарушения электроснабжения оперативными штабами принимаются следующие решения, направленные на повышение надёжности работы объектов электроэнергетики в условиях режима с высокими рисками нарушения электроснабжения:

об усилении контроля за работой объектов электроэнергетики, организации внеочередных осмотров линии электропередачи, электросетевого и генерирующего оборудования;

о введении запретов на выполнение оперативных переключений, если они не направлены на предотвращение развития или ликвидацию нарушения нормального режима;

о введении круглосуточного режима работы подразделений и ответственных должностных лиц на рабочих местах или на дому;

о приведении оперативно-выездных бригад, включая технику и специальные механизмы, в повышенную готовность к проведению аварийно-восстановительных работ;

о мобилизации, перераспределении сил и средств между подразделениями организации-субъекта электроэнергетики, в том числе осуществляющими деятельность на различных территориях;

о привлечении аварийного запаса материально-технических ресурсов, организации и координации действий подразделений организации – субъекта электроэнергетики и подрядных организаций;

об использовании оборудования и материалов из аварийного резерва, организации доставки крупногабаритного оборудования.

7.2.4. Сетевыми организациями, иными собственниками и законными владельцами объектов электросетевого хозяйства, организациями, осуществляющими деятельность по производству электрической энергии (мощности), должен быть урегулирован (в том числе путем заключения договоров и соглашений) порядок их взаимодействия с другими субъектами электроэнергетики и (или) подрядными организациями (исходя из их специализации и технической оснащённости) при предотвращении и ликвидации чрезвычайных ситуаций в работе линий электропередачи и электросетевого оборудования электростанций и подстанций.

7.3. Требования к работе энергосистемы и объектов электроэнергетики в период паводка

7.3.1. В период паводка в условиях повышенного притока воды в водохранилища водный режим работы гидроузлов гидроэлектростанций устанавливается решением уполномоченного Правительством Российской Федерации федерального органа исполнительной власти с учетом правил использования (эксплуатации) водохранилищ, межправительственных соглашений (при использовании гидроресурсов в водохозяйственных и энергетических целях в интересах нескольких государств) и складывающейся гидрометеорологической обстановки.

7.3.2. Для выполнения установленного водного режима работы гидроузлов осуществляется перевод гидроэлектростанций в базовый режим работы или в режим работы с ограниченным регулировочным диапазоном по активной мощности, с учетом возложенных на гидроэлектростанции функций при управлении режимами энергосистемы, характеристик генерирующего оборудования гидроэлектростанций и схемно-режимных условий энергосистемы. При необходимости установленный водный режим гидроузлов (расходы и уровни воды) должен обеспечиваться соответствующим регулированием холостыми сбросами воды, осуществляемым самостоятельно персоналом гидроэлектростанций.

7.3.3. При управлении режимами работы генерирующего оборудования и маневрировании затворами гидроэлектростанций должна обеспечиваться безопасность гидротехнических сооружений и оборудования с учетом:

предельных отметок наполнения и сработки водохранилища;
допустимой продолжительности поддержания уровней воды на предельных отметках;

допустимой интенсивности наполнения и сработки уровней водохранилища по условиям устойчивости береговых склонов;

максимальных допустимых напоров, действующих на гидротехнические сооружения, гидромеханическое и энергетическое оборудование;

минимальных допустимых напоров по условиям работы гидромеханического и энергетического оборудования гидроэлектростанции;

максимально допустимых отметок уровней воды в нижнем бьефе гидроузла по условиям незатопления систем вентиляции и энергоснабжения, помещений сооружений гидроузла.

7.3.4. При подготовке к режиму работы гидроэлектростанции в период паводка должны быть выполнены следующие режимные и технические мероприятия:

произведена сработка водохранилища гидроэлектростанции в течение осенне-зимнего периода для подготовки водохранилища к приему паводковых вод;

обеспечена готовность генерирующего и электросетевого оборудования гидроэлектростанции к работе с максимальной выдачей мощности;

обеспечена работоспособность в проектных параметрах сороудерживающих сооружений, затворов водосливной плотины и донных водосбросов гидроэлектростанции.

7.3.5. В период подготовки к паводку в целях эффективного использования гидроресурсов соответствующими субъектами электроэнергетики должны быть выполнены ремонты электросетевого оборудования, обеспечивающего схему выдачи мощности гидроэлектростанции.

7.3.6. При планировании электроэнергетического режима энергосистемы на период паводка субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в целях наиболее полного использования водных ресурсов гидроэлектростанций определяется минимально необходимый состав включенного генерирующего оборудования на тепловых электростанциях, обеспечивающий необходимые условия функционирования устройств релейной защиты и автоматики, а также необходимый регулировочный диапазон и резерв активной мощности, с разгрузкой тепловых электростанций в часы прохождения минимальных нагрузок энергосистемы до технологического минимума. Максимальная загрузка генерирующего оборудования атомных электростанций на период паводка определяется с учетом приоритетного использования водных ресурсов гидроэлектростанций.

7.3.7. В период паводка допускается снижение вращающегося резерва мощности в Единой энергетической системе России ниже нормативной величины, установленной системным оператором.

7.3.8. Планирование ремонтов генерирующего и электросетевого оборудования в период паводка должно осуществляться с учетом необходимости:

сохранения максимально возможного числа маневренных энергоблоков в состав включенного генерирующего оборудования тепловых электростанций;
обеспечения соблюдения требований безопасной эксплуатации гидроэлектростанций при планировании и проведении ремонтов линий электропередачи и электросетевого оборудования объектов электроэнергетики, ограничивающих выдачу мощности гидроэлектростанций.

7.4. Требования к работе энергосистемы и объектов электроэнергетики в условиях высоких температур окружающего воздуха

7.4.1. В период с апреля по сентябрь при превышении температурой окружающего воздуха в течение 5 дней и более значения среднесуточной температуры воздуха выше климатической нормы на 7 °С и более субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии, на праве собственности или ином законном основании владеющими объектами по производству электрической энергии и (или) объектами электросетевого хозяйства, должны быть:

проведены внеочередные инженерные осмотры просек воздушных линий электропередачи для выявления участков с ненормативной древесно-кустарниковой растительностью, наличием сухой растительности и приняты оперативные меры по устранению нарушений;

проведены осмотры оборудования объектов электроэнергетики с обязательным контролем температурных режимов его работы, исправности и правильности работы систем охлаждения синхронных компенсаторов, маслонаполненных силовых трансформаторов и шунтирующих реакторов, маслогазоохладителей, соответствия давления в маслонаполненных герметичных вводах, а также нормируемых уровней масла во всем маслонаполненном оборудовании; при необходимости приняты меры по приведению уровней масла в соответствие с температурой наружного воздуха;

усилен контроль за отметками водозаборов, обеспечивающих систему охлаждения тепловых электростанций;

приняты необходимые меры по обеспечению допустимых температурных режимов в помещениях релейных щитов, оборудования связи и телемеханики, автоматизированной системы управления технологическим процессом и аккумуляторных батарей;

обеспечен повышенный контроль за уровнями напряжения в контрольных пунктах энергосистемы с целью обеспечения допустимых уровней напряжения на электроприемниках потребителей в условиях повышенного потребления ими реактивной мощности;

организован мониторинг нагрузки силовых трансформаторов, значение нагрузки которых в нормальном или послеаварийном режиме достигает или может превысить номинальное значение; при необходимости оперативно

выполнены схемно-режимные мероприятия по перераспределению нагрузок силовых трансформаторов.

7.4.2. При планировании и управлении электроэнергетическим режимом работы энергосистемы в период высоких температур окружающего воздуха субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике должны учитываться:

изменение пропускной способности линий электропередачи и перегрузочной способности оборудования;

снижение диапазона реактивной мощности генерирующего оборудования по условиям режима работы маслогазоохладителей;

снижение максимальной активной мощности генерирующего оборудования тепловых электростанций вследствие снижения вакуума в конденсаторах;

необходимость увеличения вращающихся резервов мощности в энергосистеме выше нормативной величины в целях компенсации неучтенного снижения располагаемой мощности на включенном генерирующем оборудовании тепловых электростанций;

ограничение режима работы тепловых электростанций по условиям соблюдения санитарно-гигиенических нормативов (в целях снижения теплового загрязнения водоемов или выбросов вредных веществ в атмосферу).

7.4.3. Сетевые организации и иные собственники и законные владельцы объектов электросетевого хозяйства должны постоянно поддерживать в актуальном состоянии данные о длительно допустимой и аварийно допустимой токовой нагрузке линий электропередачи в зависимости от температуры окружающего воздуха.

7.5. Подготовка и проведение системных и локальных экспериментов

7.5.1. В целях исследования свойств Единой энергетической системы России (технологически изолированной территориальной электроэнергетической системы), отдельных территориальных или объединенных энергосистем, а также для проверки функционирования систем автоматического регулирования и управления электроэнергетическими режимами энергосистемы в соответствующих энергосистемах могут проводиться системные эксперименты.

7.5.2. В целях исследования параметров и характеристик оборудования, проверки работоспособности комплексов и устройств релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики отдельных объектов электроэнергетики в условиях эксплуатации на объектах электроэнергетики могут проводиться локальные эксперименты.

7.5.3. Инициатором проведения системного эксперимента выступает системный оператор (в технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе – соответствующий субъект оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике).

Инициатором проведения локального эксперимента может выступать любой субъект электроэнергетики, на объекте которого предполагается проведение исследований.

7.5.4. Инициатор эксперимента определяет необходимость проведения эксперимента, цели и задачи эксперимента, предполагаемый перечень участвующих в эксперименте субъектов электроэнергетики, технические условия и сроки проведения эксперимента, осуществляет функции координатора по организации и проведению эксперимента.

7.5.5. Инициатор эксперимента разрабатывает техническую программу эксперимента. Техническая программа эксперимента должна содержать цели и задачи эксперимента, методику, условия и порядок проведения эксперимента, меры по обеспечению безопасности и надежности, предусматривать ответственных исполнителей.

При проведении системного эксперимента техническая программа эксперимента должна быть согласована субъектами электроэнергетики, участвующими в эксперименте, и утверждена системным оператором (субъектом оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе).

При проведении локального эксперимента техническая программа эксперимента должна быть согласована субъектами электроэнергетики, участвующими в эксперименте, и утверждена субъектом электроэнергетики, на объекте которого предполагается проведение исследований.

Техническая программа эксперимента должна быть согласована с организациями, осуществляющими оперативно-диспетчерское управление в зарубежных электроэнергетических системах, работающих параллельно с Единой энергетической системой России, в случаях необходимости координации проведения эксперимента со стороны указанных организаций.

7.5.6. На основании технической программы эксперимента разрабатывается оперативная программа проведения эксперимента и согласовывается субъектами электроэнергетики, участвующими в эксперименте.

При проведении системного эксперимента оперативная программа эксперимента утверждается системным оператором (субъектом оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе).

При проведении локального эксперимента на объекте электросетевого хозяйства, входящем в единую национальную (общероссийскую) электрическую сеть, а также на ином объекте электроэнергетики, требующем координации и подготовки проведения эксперимента со стороны системного оператора, оперативная программа эксперимента согласовывается системным оператором и утверждается субъектом электроэнергетики, на объекте которого предполагается проведение исследований.

7.5.7. Субъекты электроэнергетики, участвующие в эксперименте, должны принимать участие в разработке технической и оперативной программы эксперимента, подготовке и проведении испытаний.

Работы по программе эксперимента, связанные с изменением состояния или режима работы линий электропередач, оборудования или устройств, относящихся к объектам диспетчеризации, должны быть оформлены диспетчерской заявкой.

7.5.8. Каждый субъект электроэнергетики, участвующий в испытаниях при проведении эксперимента, должен предпринять все необходимые меры для обеспечения надежного и безопасного проведения эксперимента, а также назначить ответственных за проведение эксперимента лиц.

7.5.9. Субъекты электроэнергетики, участвующие в эксперименте, должны официально уведомить инициатора эксперимента о готовности к участию в испытаниях.

Если при проведении эксперимента возникают ситуации, препятствующие выполнению испытаний, системный оператор (субъект оперативно-диспетчерского управления в технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе) совместно с инициатором эксперимента принимают решение о прерывании или прекращении работ и по согласованию с участниками эксперимента определяют дату и время продолжения эксперимента.

При проведении локальных экспериментов решение о прерывании или прекращении работ принимает субъект электроэнергетики, на объекте которого проводятся исследования, по согласованию с субъектами электроэнергетики, участвующими в эксперименте.

7.5.10. По завершению эксперимента участники эксперимента должны провести первичную обработку и анализ данных, собранных в ходе проведения испытаний, и направить указанную информацию инициатору эксперимента. По итогам эксперимента инициатор эксперимента должен подготовить технический отчет и направить его по запросу всем субъектам электроэнергетики. Отчет должен содержать описание объекта исследований, протокол проведения эксперимента, результаты анализа полученной в ходе эксперимента информации и рекомендации по применению результатов эксперимента.

7.5.11. Ни один из участников эксперимента не имеет право откладывать или отменять проведение эксперимента единолично по коммерческим причинам.

Отклонения выработки электроэнергии, связанные с проведением системных и локальных экспериментов, должны быть оформлены в установленном правилами рынка электроэнергии порядке.

8. Системные требования к линиям электропередачи, оборудованию электрических станций и сетей и электроустановкам потребителей электрической энергии

8.1. Общие требования к электрическим станциям и электрическим сетям

8.1.1. Все электростанции, подстанции, линии электропередачи, основное и вспомогательное оборудование, устройства релейной защиты и автоматики должны иметь диспетчерское наименование.

Диспетчерские наименования основного и вспомогательного оборудования, устройств релейной защиты и автоматики должны однозначно определять эти оборудование и устройства в пределах одного объекта электроэнергетики.

Диспетчерские наименования линий электропередачи номинальным классом напряжения 220 кВ и выше, электростанций и подстанций высшим классом напряжения 330 кВ и выше должны однозначно определять их в пределах Единой энергетической системы России. Диспетчерские наименования линий электропередачи 110 (150) кВ, электростанций и подстанций высшим классом напряжения 220 или 110 кВ должны однозначно определять их в пределах территориальной энергосистемы.

8.1.2. Для каждой электростанции, подстанции ее собственником или иным законным владельцем должна ежегодно утверждаться нормальная схема электрических соединений.

Нормальная схема электрических соединений объекта электроэнергетики подлежит согласованию с диспетчерским центром субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, если оборудование объекта электроэнергетики находится в диспетчерском управлении (ведении) диспетчерского центра, и центром управления сетями, если оборудование объекта электроэнергетики находится в его технологическом управлении (ведении).

8.1.3. На основное оборудование электрических станций и сетей должен оформляться технический паспорт, содержащий актуальные данные о технических параметрах и характеристиках оборудования, определенных по результатам проведения испытаний при его вводе в эксплуатацию, реконструкции, модернизации или перемаркировки, а также о комплектности, ресурсе и сроке службы оборудования.

В техническом паспорте на основное оборудование должны также отражаться сведения о его техническом обслуживании и ремонте за период эксплуатации.

8.1.4. Для каждой энергоустановки (энергоблока) электрической станции должны быть определены установленная (номинальная) мощность, величина максимальной допустимой мощности, технический минимум, технологический минимум, регулировочный диапазон по активной и реактивной мощности, паропроизводительность котла.

8.1.5. Величина установленной (номинальной) мощности

генерирующего оборудования определяется при нормальных условиях и номинальных основных параметрах.

8.1.6. Для газотурбинных установок величина установленной мощности определяется для следующих нормальных условий:

температура наружного (атмосферного) воздуха, подаваемого в компрессор, +15 °С;

атмосферное давление - 101,3 кПа;

относительная влажность воздуха 60%;

температура охлаждающей воды на входе (при ее использовании для охлаждения рабочего тела) +15 °С.

8.1.7. Величина установленной (номинальной) мощности теплофикационных и конденсационных паротурбинных установок определяется при нормальных условиях и номинальных основных параметрах, в том числе начальных параметрах пара, параметрах пара после промежуточного перегрева, температуре регенеративного подогрева питательной воды, давлении пара за турбиной, а также расходе и параметрах отбираемого пара для внешних потребителей тепла (при номинальной величине отборов) для теплофикационных паротурбинных установок.

8.1.8. Величина установленной мощности гидроагрегатов определяется как активная электрическая мощность, с которой гидроагрегат может работать при расчетном напоре.

8.1.9. Возможность перемаркировки генерирующего оборудования при изменении его типа и технических параметров и (или) увеличении его установленной мощности после реконструкции и модернизации, а также величина установленной мощности вновь вводимого генерирующего оборудования должны быть подтверждены результатами комплексного опробования (испытаний). При этом должно быть обеспечено несение максимальной нагрузки, обеспечивающей последующее определение предполагаемой установленной мощности, в течение периода продолжительностью не менее 72 часов подряд.

8.1.10. В случае перемаркировки генерирующего оборудования с увеличением установленной мощности, указанное увеличение должно быть обеспечено производительностью всех видов основного и вспомогательного энергетического оборудования.

8.1.11. Изменения установленной мощности генерирующего оборудования должны быть оформлены соответствующими актами, подписанными собственником или иным законным владельцем генерирующего оборудования.

8.1.12. Располагаемая мощность электростанции определяется для заданных внешних условий без учета кратковременной перегрузочной способности работы генерирующего оборудования с учетом технически возможного превышения над номинальной мощностью отдельных типов паротурбинных и газотурбинных установок.

8.1.13. Технический минимум определяется как нижний предел регулировочного диапазона генерирующего оборудования, для достижения

которого допускается изменение состава работающего оборудования и отключение отдельных автоматических регуляторов.

Технический минимум блочного генерирующего оборудования определяется как минимальная нагрузка генерирующего оборудования при работе турбины в конденсационном режиме, соответствующая минимально допустимой паропроизводительности котельного агрегата согласно его паспортным характеристикам (для дубль-блоков – при работе как одного, так и двух корпусов) и определяемая при минимальном составе вспомогательного оборудования и отключении отдельных автоматических регуляторов.

8.1.14. Технологический минимум определяется как нижний предел регулировочного диапазона исходя из требований работы генерирующего оборудования при минимально допустимом составе вспомогательного оборудования и сохранении автоматического регулирования или отдельных регуляторов.

Технологический минимум блочного генерирующего оборудования определяется как нижний предел регулировочного диапазона при работе турбины в конденсационном режиме исходя из требований устойчивости работы блочного оборудования при минимально допустимом составе вспомогательного оборудования и сохранении автоматического регулирования или отдельных регуляторов.

8.1.15. Генерирующее оборудование электрических станций, находящееся в работе или резерве должно быть готово к предоставлению регулировочного диапазона активной и реактивной мощности, к несению максимальной допустимой мощности и к разгрузке до технического минимума.

8.1.16. Генерирующее оборудование гидроэлектростанций и гидроаккумулирующих электростанций с установленной мощностью более 30 МВт и количеством гидроагрегатов более трех, должно быть оснащено устройствами группового регулирования активной мощности и готово к участию в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности.

8.1.17. Должна быть обеспечена работа генерирующего оборудования электрических станций, за исключением атомных электростанций, с использованием полного регулировочного диапазона:

а) длительно при изменении частоты электрического тока в диапазоне значений 49,0-50,5 Гц;

б) кратковременно в диапазоне частот электрического тока:

50,5 – 51,0 Гц – продолжительностью не менее 3 минут, при этом суммарная продолжительность работы за весь срок эксплуатации должна быть не более 500 минут;

49,0 – 48,0 Гц – продолжительностью не менее 5 минут, при этом суммарная продолжительность работы за весь срок эксплуатации должна быть не более 750 минут;

48,0 – 47,0 Гц – продолжительностью не менее 1 минуты, при этом суммарная продолжительность работы за весь срок эксплуатации должна быть не более 180 минут;

47,0 – 46,0 Гц – продолжительностью не менее 10 секунд, при этом суммарная продолжительность работы за весь срок эксплуатации должна быть не более 30 минут;

46,0 Гц – не менее 1 секунды, при этом суммарная продолжительность работы за весь срок эксплуатации должна быть не более 30 минут.

8.1.18. Оборудование электрических станций должно выдерживать без разрушения и остаточной деформации отклонение частоты в диапазоне 45 Гц – 55 Гц.

8.1.19. Энергоблок атомной электростанции должен обеспечивать непрерывный режим работы в диапазоне от 50 % до 100 % от установленной мощности энергоблока.

8.1.20. Нижний предел регулировочного диапазона вновь вводимых энергоблоков атомных электростанций должен быть не более 80% от установленной мощности энергоблока, технический минимум – не более 20% от установленной мощности.

8.1.21. Работа энергоблоков атомной электростанции должна быть обеспечена в регулировочном диапазоне с номинальными параметрами нагрузки:

а) длительно при изменении частоты электрического тока в диапазоне значений 49,0-50,5 Гц;

б) кратковременно в диапазоне частот электрического тока:

50,5 – 51,0 Гц – продолжительностью не менее 10 секунд, при этом суммарная продолжительность работы должна быть не более 60 секунд в год;

49,0 – 48,0 Гц – продолжительностью не менее 5 минут, при этом суммарная продолжительность работы за весь срок эксплуатации должна быть не более 20 минут в год;

48,0 – 47,0 Гц – продолжительностью не менее 1 минуты, при этом суммарная продолжительность работы за весь срок эксплуатации должна быть не более 6 минут в год;

47,0 – 46,0 Гц – продолжительностью не менее 10 секунд, при этом суммарная продолжительность работы за весь срок эксплуатации должна быть не более 60 секунд в год.

8.1.22. Энергоблок атомной электростанции должен иметь техническую возможность синхронизироваться с энергосистемой при снижении частоты до 49 Гц.

8.1.23. Энергоблок атомной электростанции должен обеспечивать сброс нагрузки при отключении от сети и дальнейшую работу на нагрузку собственных нужд в течение не менее 40 минут.

8.1.24. Нормативы пуска из различного теплового состояния генерирующего оборудования тепловых электростанций должны устанавливаться собственником или иным законным владельцем электростанции по согласованию с субъектом оперативно-диспетчерского

управления в электроэнергетике с учетом технических условий заводов-изготовителей оборудования.

8.1.25. На тепловой электростанции должна быть обеспечена возможность одновременного пуска не менее двух энергоблоков из различного теплового состояния, а на тепловой электростанции с поперечными связями по пару – не менее двух турбоагрегатов, а также необходимого количества энергетических котлов, обеспечивающих несение номинальной нагрузки пускаемыми турбоагрегатами, объединенными главным паропроводом.

8.1.26. При выделении генераторов тепловых электростанций на собственные нужды или сбалансированную нагрузку действием частотной делительной автоматики должна обеспечиваться устойчивая работа выделяемого генерирующего оборудования в течение не менее 30 минут.

8.1.27. Самозапуск электродвигателей собственных нужд тепловых электростанций должен обеспечиваться при кратковременных перерывах электроснабжения продолжительностью не более 2,5 секунд. В случае неуспешного самозапуска электродвигателей перерыв электроснабжения собственных нужд не должен приводить к повреждению оборудования электростанций.

8.1.28. При исчерпании регулировочного диапазона энергоблоков тепловых электростанций должна быть обеспечена возможность останова их в резерв на время до 8 часов без расхолаживания оборудования (с целью уменьшения времени включения его в работу после прохождения минимума нагрузки). Конденсационные энергоблоки тепловых электростанций должны быть рассчитаны на общее число пусков:

не менее 2000 – из горячего состояния (останов на 5-8 ч);

не менее 1000 – из неостывшего состояния (останов на 24-55 ч).

8.1.29. Скорость изменения нагрузки энергоблоков тепловых электростанций во всем регулировочном диапазоне должна быть не менее:

одного процента от установленной мощности энергоблока в минуту в условиях нормального режима;

четырёх процентов от установленной мощности энергоблока в минуту в условиях предотвращения развития и ликвидации нарушения нормального режима.

8.1.30. На тепловых электрических станциях должен быть обеспечен общий нормативный запас топлива (включая нормативный неснижаемый запас топлива, нормативный эксплуатационный запас топлива, нормативный аварийный запас топлива и нормативный вспомогательный запас топлива) в размере, определенном федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию в сфере топливно-энергетического комплекса.

8.1.31. Объем нормативного неснижаемого запаса топлива должен обеспечивать работу тепловой электростанции в течение не менее 7 суток в режиме работы тепловой электростанции с минимальной расчетной

электрической и тепловой нагрузками, обеспечивающими электроснабжение собственных нужд электрической станции, электроснабжение нерезервируемых от внешней электрической сети энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, присоединенных к шинам ГРУ электростанции, а также поддержание плюсовых температур во всех частях главного корпуса электростанции, вспомогательных зданиях и сооружениях в расчете на минимальную температуру самого холодного месяца года за предыдущие 5 лет (далее – режим выживания тепловой электростанции).

8.1.32. Собственником или иным законным владельцем тепловой электростанции должно быть принято решение о переходе тепловой электростанции в режим выживания при снижении фактически имеющихся запасов топлива на электростанции до уровня нормативного неснижаемого запаса топлива. Порядок действий персонала электростанции при снижении запасов топлива ниже нормативного неснижаемого запаса топлива и переходе тепловой электростанции в режим выживания, с предварительным информированием субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и подачей соответствующей диспетчерской заявки на изменение нагрузки, должен устанавливаться производственной инструкцией для персонала тепловой электростанции, согласованной с субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

8.1.33. Для электростанций, использующих парогазовые установки и газотурбинные установки, работающие на газе как основном виде топлива, должны создаваться запасы аварийного топлива (дизельного или газотурбинного) для обеспечения работы этого оборудования в аварийных ситуациях в течение 8 суток при отсутствии подачи газа по основным и резервным схемам при любых допустимых заводом-изготовителем нагрузках.

8.1.34. Твердое и жидкое топливо, включенное в общий нормативный запас топлива, должно быть доступно для использования в полном объеме во всем диапазоне температур наружного воздуха за всё время наблюдения, в соответствии с климатическими параметрами, предусмотренными действующими нормами проектирования.

8.1.35. Ветроэнергетические установки должны обеспечивать возможность разгрузки по активной мощности до величины, определяемой субъектом оперативно-диспетчерского управления, со скоростью 10 процентов в минуту от номинальной мощности ветроэнергетической установки.

Ветроэнергетические установки должны обеспечить снижение мгновенной активной мощности при частоте, превышающей 50,2 Гц с величиной статизма 5%.

При возврате частоты к значению менее 50,05 Гц выходная активная мощность ветроэнергетической установки может быть снова увеличена. Регулирование частоты должно быть реализовано в децентрализованном порядке (на каждом отдельном генераторе).

В диапазоне частот от 47,5 Гц до 51,5 Гц автоматическое отключение от электрической сети ветроэнергетической установки в результате отклонения частоты от 50 Гц не допускается.

8.1.36. Электрические шины и ошиновка распределительного устройства, измерительные трансформаторы и другие электросетевые элементы не должны ограничивать допустимые токовые нагрузки любых присоединенных к распределительному устройству линий электропередачи, автотрансформаторов (трансформаторов) и другого оборудования с учетом их перегрузочной способности.

8.1.37. Наибольшими рабочими напряжениями (наибольшими длительно допускаемыми рабочими напряжениями) для электрических сетей и оборудования различных номинальных напряжений являются напряжения, указанные в таблице 2.

Таблица 2

Наибольшие рабочие напряжения (наибольшие длительно допускаемые рабочие напряжения) для электрических сетей и оборудования

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

750	787,0	750,0	787,0
-----	-------	-------	-------

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

8.1.38. Все электрические сети должны работать со следующими режимами заземления нейтралей:

в электрической сети напряжением 3-35 кВ как с изолированной нейтралью, так и с нейтралью, заземлённой через дугогасящий реактор или резистор;

в электрической сети напряжением 110 кВ – 220 кВ как с глухозаземлённой, так и с эффективно заземлённой нейтралью;

в электрической сети напряжением 330 кВ и выше с глухозаземлённой нейтралью.

Трансформаторы 330 кВ и выше и автотрансформаторы должны всегда работать с глухозаземленной нейтралью.

8.1.39. Для ограничения несимметричных токов короткого замыкания на землю нейтрали автотрансформаторов (трансформаторов) допускается заземлять через специальные токоограничивающие реакторы или резисторные установки

8.1.40. На всех подстанциях должны устанавливаться не менее двух трансформаторов собственных нужд, при этом каждый из них должен обеспечивать электроснабжение полной нагрузки собственных нужд. На подстанциях 330 кВ и выше следует предусматривать резервирование питания собственных нужд от третьего независимого источника питания.

8.1.41. Схемы собственных нужд подстанций должны предусматривать присоединение трансформаторов собственных нужд к разным источникам питания (вводам разных трансформаторов, различным секциям РУ и др.).

8.2. Требования к энергетическим котлам

8.2.1. Динамические свойства энергетического котла и котла-утилизатора должны обеспечивать работу регулятора частоты вращения турбины с согласованным изменением нагрузки для поддержания нового заданного значения активной мощности в процессе регулирования частоты без отклонения параметров технологического процесса за допустимые пределы.

8.2.2. Котлы парогазовых установок со сбросом газов газотурбинной установкой в паровой котел должны обеспечивать возможность работы паросиловой части в автономном режиме (при остановленной газотурбинной установке).

8.2.3. Для снижения электрической мощности генерирующего оборудования, функционирующего в теплофикационном режиме в период минимальных нагрузок, должна быть обеспечена возможность перевода тепловой нагрузки на пиковые (резервные) источники или изменение не более чем на 3 часа температурного графика тепловой сети. При этом допускается понижение температуры теплоносителя не ниже значений,

определяемых обязательными требованиями к эксплуатации тепловых сетей.

8.2.4. Теплопроизводительность пиковых и водогрейных котлов тепловых электростанций должна обеспечивать не менее 40% максимальной тепловой нагрузки электростанции.

8.3. Требования к паротурбинным установкам

8.3.1. Система автоматического регулирования турбины должна обеспечивать:

нормальную частоту вращения ротора турбины на холостом ходу и плавное ее изменение (в пределах рабочего диапазона механизма управления турбиной) при номинальных и пусковых параметрах пара;

частоту вращения ротора турбины ниже уровня настройки срабатывания автомата безопасности при мгновенном сбросе до нуля мощности (в том числе при отключении генератора от сети), соответствующей максимальному расходу пара при номинальных его параметрах и максимальных пропусках пара в часть низкого давления турбины.

8.3.2. Паровые турбины энергоблоков с установленной мощностью 500 МВт и более должны обеспечивать возможность применения импульсной разгрузки по командам противоаварийной автоматики. Для обеспечения динамической устойчивости генерирующего оборудования скорость импульсной разгрузки должна быть максимальной в соответствии с техническими параметрами оборудования.

Необходимость оснащения турбин энергоблоков с установленной мощностью менее 500 МВт системой регулирования, допускающей импульсную разгрузку, определяется при проектировании.

8.3.3. Турбины должны допускать следующие режимы работы:

с нагрузкой собственных нужд после сброса электрической нагрузки – не менее 30 минут;

на холостом ходу после сброса электрической нагрузки – не менее 15 минут.

8.3.4. Нижний предел регулировочного диапазона вновь вводимых энергоблоков с паротурбинными установками в конденсационном режиме должен быть не более 40 % от установленной мощности для газомазутных энергоблоков и 50% для пылеугольных энергоблоков.

8.4. Требования к газотурбинным установкам

8.4.1. Пуск газотурбинной установки и изменение режимов ее работы под нагрузкой должны осуществляться дистанционно без постоянного присутствия обслуживающего персонала около газотурбинной установки.

8.4.2. Газотурбинная установка должна обеспечивать работу, как на газообразном, так и на жидком виде топлива. Перевод газотурбинной установки с одного вида топлива на другой должен осуществляться без ее останова.

8.4.3. Оборудование газотурбинной установки должно обеспечивать работу с максимальной нагрузкой при отрицательных температурах,

соответствующих абсолютным минимальным температурам наружного воздуха, определяемым в соответствии с климатическими параметрами, применяемыми согласно действующим строительными нормам и правилам при планировке и застройке городских и сельских поселений, проектировании зданий и сооружений.

8.4.4. Общее время нормального пуска, в том числе повторного, и набора нагрузки стационарной газотурбинной установки до максимальной при соответствующих климатических условиях не должно превышать 20 минут.

8.4.5. Системы и конструкция стационарной газотурбинной установки должны обеспечивать возможность ускоренных пусков и набора нагрузки до максимальной за время не превышающее пуска газотурбинной установки из горячего состояния (продолжительность простоя менее 72 часов).

8.4.6. Стационарная газотурбинная установка должна допускать возможность повторного пуска без ограничений на минимальный период времени после останова.

После включения в сеть время работы стационарной газотурбинной установки на промежуточных нагрузках ограничиваться не должно.

Стационарные газотурбинные установки с проектной продолжительностью работы свыше 6000 часов в год должны быть рассчитаны на возможность их привлечения к работе в пиковых режимах. При этом условия работы в таких режимах должны быть оговорены в технических условиях на газотурбинную установку.

8.4.7. Допустимая продолжительность работы на жидком топливе стационарной газотурбинной установки, для которой основным видом топлива является природный газ, должна составлять не менее трех суток подряд одновременно и суммарно не менее 10 суток в год.

8.4.8. Для вновь вводимых стационарных газотурбинных установок установленной мощностью 100 МВт и более с утилизацией выхлопных газов в котлах-утилизаторах и водогрейных котлах должна быть обеспечена возможность их работы при отсутствии теплового потребления, а также возможность регулирования отпуска тепла без снижения электрической нагрузки газотурбинной установки.

8.4.9. Мобильные (передвижные) газотурбинные установки должны применяться для работы без монтажа (непосредственно с платформы для транспортировки, без свайных работ и подготовки фундамента) в условиях ликвидации аварийных ситуаций в энергосистеме, а также для покрытия максимумов потребления мощности.

8.4.10. Мобильные (передвижные) газотурбинные установки должны обеспечивать возможность пуска при отсутствии возможности подачи напряжения на собственные нужды от сторонних источников.

8.4.11. Мобильные (передвижные) газотурбинные установки должны обеспечивать работу как на жидком, так и на газообразном топливе без ограничения по времени эксплуатации.

8.5. Требования к парогазовым установкам

8.5.1. Должна быть обеспечена возможность привлечения парогазовой установки к покрытию суточной неравномерности графика нагрузки в рамках имеющегося при соответствующих климатических условиях регулировочного диапазона.

8.5.2. Должна быть обеспечена возможность останова парогазовой установки в резерв в ночное время продолжительностью до 8 часов.

8.5.3. Технологическая схема вновь вводимых парогазовых установок, за исключением одновальных, должна обеспечивать возможность работы с отключенной паровой турбиной или неполным составом газотурбинных установок установленной мощностью 100 МВт и более без ограничения по продолжительности работы в таких режимах.

8.5.4. Нижний предел регулировочного диапазона утилизационной парогазовой установки для нормальных условий должен составлять не более 50% от ее установленной мощности независимо от общего количества газотурбинных установок в составе парогазовой установки.

8.5.5. Величина технического минимума утилизационной парогазовой установки, достигаемого в том числе путем отключения газотурбинных установок (при наличии более двух газотурбинных установок в составе парогазовой установки), должна быть не более величин, указанных для основных схем парогазовых установок в таблице 3.

Таблица 3

Величины технического минимума утилизационных парогазовых установок

Схема утилизационной парогазовой установки	Технический минимум нагрузки для нормальных условий, % от установленной мощности парогазовой установки
одна газотурбинная установка – одна паровая турбина	50
две газотурбинных установки – одна паровая турбина	25
три газотурбинных установки – одна паровая турбина	17
четыре газотурбинных установки – одна паровая турбина	13

8.5.6. Скорость изменения нагрузки утилизационной парогазовой установки в пределах регулировочного диапазона должна быть не менее 10 % ее номинальной мощности в минуту;

8.5.7. Время пуска и набора максимальной при соответствующих климатических условиях нагрузки утилизационной парогазовой установки должно составлять:

после останова в резерв на ночное время общей продолжительностью

до 8 часов должно составлять – не более 1 часа;

после останова в резерв на нерабочие дни общей продолжительностью до 54 часов – не более 1,5 часов.

8.5.8. Нижний предел регулировочного диапазона паросиловой части парогазовой установки, в которой выхлопные газы газотурбинной установки направляются в воздушный тракт парового котла (далее – сбросная парогазовая установка) должен быть не более 50% от номинальной мощности такой парогазовой установки.

8.5.9. Скорость изменения нагрузки сбросной парогазовой установки в пределах регулировочного диапазона должна быть не менее 6 % ее номинальной мощности в минуту;

8.5.10. Время пуска и набора максимальной при соответствующих климатических условиях нагрузки сбросной парогазовой установки должно составлять:

после останова в резерв на ночное время общей продолжительностью до 8 часов – не более 1,5 часов;

после останова в резерв на нерабочие дни общей продолжительностью до 54 часов – не более 2,5 часов.

8.6. Требования к гидроагрегатам

8.6.1. Безопасность эксплуатации гидроагрегатов при их участии в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности обеспечивается:

работой гидроагрегата в допустимых по условиям эксплуатации режимах, установленных инструкциями по эксплуатации оборудования на основе указаний завода-изготовителя на период установленного срока эксплуатации гидроагрегата или по результатам технического освидетельствования при продлении срока эксплуатации гидроагрегата;

блокировкой управления активной мощностью гидроагрегата от группового регулятора активной мощности (далее – ГРАМ) гидроэлектростанции путем автоматического или ручного отключения гидроагрегата от управления ГРАМ при срабатывании технологических защит гидроагрегата при выходе параметров эксплуатации гидроагрегата (в том числе вибрационных, тепловых) за допустимые пределы.

8.6.2. Система автоматического управления гидроагрегата должна обеспечивать:

регулирование мощности гидроагрегата от нуля до максимального значения со статизмом по частоте (участие в первичном регулировании частоты) как при индивидуальном, так и при групповом регулировании;

автоматическое ограничение максимальной мощности в соответствии с линией ограничения максимальной мощности на эксплуатационной характеристике гидроагрегата или в соответствии с установленным технологическим ограничением;

возможность оперативного задания активной мощности персоналом гидроэлектростанции или автоматически от ГРАМ.

8.6.3. Включение гидроагрегата в групповое регулирование от ГРАМ вне зависимости от используемого алгоритма распределения группового задания должно производиться безударно, то есть включению должен предшествовать набор мощности, соответствующий групповому заданию гидроагрегата.

8.6.4. Величина регулировочного диапазона вновь вводимого (реконструированного) гидроагрегата должна быть не менее 40% его максимальной мощности при любом допустимом значении напора для радиально-осевых гидротурбин и не менее 60% для поворотно-лопастных гидротурбин.

8.6.5. Величина регулировочного диапазона гидроагрегата, зоны недопустимой и ограниченной работы гидроагрегата должны задаваться заводом-изготовителем гидротурбинного оборудования по результатам натурных испытаний при сдаче гидроагрегата в эксплуатацию или персоналом гидроэлектростанции при текущей эксплуатации гидроагрегата.

8.6.6. Гидроагрегат должен обеспечивать изменение мощности на загрузку или разгрузку в пределах регулировочного диапазона гидроагрегата со скоростью вплоть до максимальной при вторичном регулировании без ограничения количества циклов загрузки и разгрузки.

8.6.7. При эксплуатации генерирующего оборудования гидроэлектростанции системой автоматического управления и регулирования гидроэлектростанции должны быть обеспечены:

автоматический и ручной пуск и останов гидроагрегатов;

автоматический аварийный останов гидроагрегатов;

устойчивая работа на всех режимах с автоматическим изменением и поддержанием регулируемых параметров;

автоматический перевод гидроагрегатов из генераторного режима в режим синхронного компенсатора и обратно, если заводом-изготовителем предусмотрена работа гидроагрегатов в режиме синхронного компенсатора;

автоматический перевод гидроагрегатов гидроаккумулирующих электростанций из генераторного режима в насосный режим и обратно (перевод из насосного режима в режим синхронного компенсатора);

участие в регулировании частоты в энергосистеме.

8.6.8. Находящиеся во вторичном и третичном резерве гидроагрегаты должны быть в состоянии готовности к немедленному автоматическому пуску. Гидроагрегаты с закрытым направляющим аппаратом турбины (насос-турбины) должны находиться под напором при полностью открытых затворах на водоприемнике и в отсасывающей трубе.

8.7. Требования к генераторам

8.7.1. Ввод в эксплуатацию генераторов должен осуществляться на основном возбуждении. Переводы с основного возбуждения на резервное и обратно должны выполняться без отключения генераторов от электрической

сети. Системы возбуждения и автоматические регуляторы возбуждения генераторов должны соответствовать требованиям раздела 9.6 настоящих Правил.

8.7.2. В нормальном режиме генераторы должны включаться в сеть методом точной синхронизации. В случае неисправности устройств синхронизации в условиях ликвидации нарушения нормального режима допускается включение гидрогенераторов в сеть методом самосинхронизации.

8.7.3. Скорость набора и изменения активной нагрузки генераторов должна определяться условиями работы турбины и котла (реактора).

8.7.4. Номинальная мощность генераторов при номинальном коэффициенте мощности (для всех турбогенераторов мощностью 30 МВт и более и всех турбогенераторов газотурбинных и парогазовых установок, а также длительная максимальная мощность при установленных значениях коэффициента мощности и параметров охлаждения) должны сохраняться при одновременных отклонениях напряжения до $\pm 5\%$ и частоты до $\pm 2,5\%$ номинальных значений при условии, что при работе с повышенным напряжением и пониженной частотой сумма абсолютных значений отклонений напряжения и частоты не превышает 6% , если в паспортах заводов изготовителей на отдельные типы машин не определены иные условия по отклонению напряжения и частоты.

8.7.5. Наибольший ток ротора, при работе с номинальной мощностью и при отклонениях напряжения в пределах $\pm 5\%$, длительно допустим при работе с номинальными параметрами охлаждающих сред.

В случае работы с длительной максимальной мощностью наибольший ток ротора при отклонении напряжения до $\pm 5\%$ длительно допустим только при соответствующих параметрах охлаждения.

Для всех генераторов наибольшее рабочее напряжение должно быть не выше 110% номинального. При напряжении выше 105% допустимая полная мощность генератора должна быть установлена в соответствии с проектной документацией или в соответствии с решением собственника или иного законного владельца генерирующего оборудования.

При напряжении на генераторе ниже 95% номинального ток статора должен быть не выше 105% длительно допустимого.

8.7.6. Турбогенераторы должны допускать длительную работу с разностью токов в фазах, не превышающей 12% номинального для турбогенераторов и 20% для дизель-генераторов.

Для гидрогенераторов с системой косвенного воздушного охлаждения обмотки статора допускается разность токов в фазах 20% при мощности 125 МВА и ниже, 15% – при мощности свыше 125 МВА. Для гидрогенераторов с непосредственным водяным охлаждением обмотки статора допускается разность токов в фазах 10% .

Во всех случаях ни в одной из фаз ток не должен быть выше номинального.

8.7.7. Несинхронная работа отдельного возбужденного генератора

относительно других генераторов электрических станций не допускается.

8.7.8. Для генерирующего оборудования должны быть определены:

допустимая нагрузка и продолжительность работы турбогенератора в асинхронном режиме без возбуждения;

допустимая реактивная нагрузка генераторов в режиме синхронного компенсатора с недовозбуждением (в емкостном квадранте), а также при повышении коэффициента мощности от номинального до единицы для генераторов с непосредственным охлаждением.

8.7.9. Для предотвращения нарушения устойчивой работы генераторов установленной мощностью 5МВт и более в режиме недовозбуждения должно быть обеспечено автоматическое ограничение минимального тока возбуждения.

8.8. Требования к автотрансформаторам (трансформаторам) и шунтирующим реакторам

8.8.1. Автотрансформаторы (трансформаторы) должны допускать продолжительную работу (при мощности не более номинальной) при напряжении на любом ответвлении обмотки на 10 % выше номинального для данного ответвления. При этом напряжение на любой обмотке должно быть не выше наибольшего рабочего.

8.8.2. Автотрансформаторы и масляные трансформаторы 110 кВ и выше должны допускать длительную перегрузку по току любой обмотки на 5 % номинального тока ответвления, если напряжение на данном ответвлении не превышает номинального.

8.8.3. Допустимые аварийные перегрузки новых автотрансформаторов (трансформаторов), в том числе устанавливаемых взамен существующих, должны быть не менее приведенных в таблицах 4 – 6.

Таблица 4

Система охлаждения М

Продолжительность перегрузки, час.	Перегрузка в долях номинального тока, в зависимости от температуры охлаждающей среды ^{*)} во время перегрузки							
	-25	-20	-10	0	10	20	30	40
0,5	2,0	1,9	1,7	1,7	1,7	1,5	1,4	1,3
1,0	1,9	1,9	1,7	1,7	1,6	1,4	1,3	1,3
2,0	1,9	1,8	1,7	1,6	1,5	1,4	1,3	1,3
4,0	1,8	1,7	1,6	1,6	1,5	1,4	1,3	1,2
8,0	1,7	1,7	1,6	1,6	1,5	1,4	1,3	1,2
24,0	1,7	1,6	1,6	1,5	1,5	1,4	1,3	1,2

Таблица 5

Система охлаждения Д

Продолжительность перегрузки, час.	Перегрузка в долях номинального тока, в зависимости от температуры охлаждающей среды ^{*)} во время перегрузки							
	-25	-20	-10	0	10	20	30	40
0,5	1,8	1,7	1,6	1,5	1,4	1,3	1,2	1,2
1,0	1,7	1,6	1,5	1,5	1,4	1,3	1,2	1,2
2,0	1,7	1,6	1,5	1,5	1,4	1,3	1,2	1,2
4,0	1,6	1,6	1,5	1,4	1,3	1,3	1,2	1,2
8,0	1,6	1,5	1,5	1,4	1,3	1,3	1,2	1,1
24,0	1,6	1,5	1,5	1,4	1,3	1,3	1,2	1,1

Таблица 6

Система охлаждения ДЦ и Ц

Продолжительность перегрузки, час.	Перегрузка в долях номинального тока, в зависимости от температуры охлаждающей среды ^{*)} во время перегрузки							
	-25	-20	-10	0	10	20	30	40
0,5	1,6	1,6	1,5	1,4	1,4	1,3	1,2	1,2
1,0	1,6	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,2	1,2
2,0	1,5	1,5	1,5	1,4	1,3	1,3	1,2	1,1
4,0	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,2	1,2	1,1
8,0	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,2	1,2	1,1
24,0	1,5	1,5	1,4	1,4	1,3	1,2	1,2	1,1

Примечание:

^{*)} Для трансформаторов с воздушным охлаждением температура охлаждающей среды соответствует действительной температуре окружающей среды (воздуха). Для трансформаторов с водяным охлаждением температура охлаждающей среды соответствует температуре воды на входе в теплообменник.

8.8.4. Устройства регулирования напряжения под нагрузкой автотрансформаторов (трансформаторов) 220 кВ и выше, должны быть в постоянной готовности к работе в автоматическом режиме. Алгоритм автоматического переключения устройств регулирования напряжения под нагрузкой должен учитывать необходимость встречного регулирования напряжения и обеспечения требований к устойчивости в соответствии с разделом 2 настоящих Правил.

Автоматика устройств регулирования напряжения под нагрузкой автотрансформаторов (трансформаторов) должна быть интегрирована в автоматизированную систему управления технологическими процессами подстанции.

8.8.5. Для автотрансформаторов (трансформаторов), являющихся объектами диспетчеризации, алгоритм автоматического переключения

устройств регулирования напряжения под нагрузкой и режим их работы (автоматический или неавтоматический) задаются соответствующим диспетчерским центром с учетом технических характеристик устройства регулирования напряжения под нагрузкой, установленных заводом-изготовителем.

Для автотрансформаторов (трансформаторов), не являющихся объектами диспетчеризации, алгоритм автоматического переключения устройств регулирования напряжения под нагрузкой и режим их работы (автоматический или неавтоматический) задается субъектом электроэнергетики, осуществляющим оперативно-технологическое управление соответствующим оборудованием.

8.9. Требования к коммутационным аппаратам и заземляющим разъединителям

8.9.1. При строительстве (реконструкции, модернизации) электростанций, подстанций в распределительных устройствах 220-750 кВ должны устанавливаться элегазовые выключатели, в распределительных устройствах 110 кВ – элегазовые или вакуумные выключатели. При установке вакуумных выключателей должны предусматриваться мероприятия по защите от перенапряжений при коммутациях индуктивных элементов. Отказ от мероприятий по защите от перенапряжений должен быть проектно-технически обоснован.

8.9.2. Для предотвращения неправильных действий при переключениях, коммутационные аппараты, заземляющие разъединители должны быть оборудованы оперативной (механической и электромагнитной) блокировкой безопасности.

8.9.3. Шунтирующие реакторы, управляемые шунтирующие реакторы должны подключаться к линиям электропередачи, системам (секциям) шин через собственный выключатель.

8.9.4. В цепях шунтирующих реакторов и батарей статических конденсаторов 220 кВ и выше, а также на линиях электропередачи 750 кВ должны применяться выключатели, снабженные устройствами, обеспечивающими коммутацию выключателя при минимальном значении апериодической составляющей в токе выключателя.

8.9.5. Все вновь устанавливаемые выключатели должны выбираться в соответствующем климатическом исполнении и учитывать местные температурные режимы.

Для всех ранее установленных выключателей, не соответствующих климатическим условиям, должны применяться меры, обеспечивающие их работоспособность при пониженных температурах окружающего воздуха.

8.9.6. При использовании воздушных выключателей система обеспечения сжатым воздухом должна резервироваться.

8.9.7. При снижении давления воздуха в ресиверах воздушных выключателей ниже уровня, установленного заводом-изготовителем, должно автоматически выводиться действие всех видов автоматического повторного

включения на этот выключатель. При дальнейшем снижении давления воздуха в ресиверах воздушных выключателей ниже уровня, установленного заводом-изготовителем должна блокироваться схема управления выключателем без отключения выключателя.

8.9.8. При снижении давления элегаза в выключателе ниже уровня, установленного заводом-изготовителем, должна блокироваться его схема управления без отключения выключателя.

8.9.9. Для контроля работоспособности воздушных и элегазовых выключателей должна предусматриваться сигнализация снижения в них давления с возможностью ее передачи в соответствующий центр управления сетями.

8.9.10. На всех подстанциях, электростанциях их собственниками или иными законными владельцами должен быть организован учёт срабатывания ресурса отключения выключателями коротких замыканий (с учетом величины отключаемого тока короткого замыкания).

8.9.11. Все коммутационные аппараты должны быть оборудованы указателями, однозначно определяющими их включенное или отключенное положение.

8.9.12. На подстанциях, открытых распределительных устройствах 110 кВ и выше электростанций при их строительстве (реконструкции, модернизации) должны устанавливаться разъединители, заземляющие разъединители, оснащенные электродвигательными приводами, высокопрочными фарфоровыми или полимерными опорными изоляторами.

8.9.13. Для вновь вводимых подстанций, электростанций не допускается использование отделителей и короткозамыкателей.

8.10. Требования к линиям электропередачи

8.10.1. При эксплуатации линий электропередачи сетевыми организациями, иными собственниками и законными владельцами линий электропередачи должны быть организованы и проводиться их периодические и внеочередные осмотры.

8.10.2. Периодические осмотры линий электропередачи осуществляются по графикам, разрабатываемым и утверждаемым их собственниками или иными законными владельцами.

8.10.3. Осмотр каждой воздушной линии электропередачи (воздушного участка кабельно-воздушной линии электропередачи) по всей длине должен проводиться с периодичностью не реже 1 раза в год.

Не реже 1 раза в год технологическим персоналом должны производиться осмотры отдельных воздушных линий электропередачи (воздушных участков кабельно-воздушных линий электропередачи) и их участков. Все воздушные линии электропередачи (воздушные участки кабельно-воздушных линий электропередачи), подлежащие капитальному ремонту, должны осматриваться технологическим персоналом полностью.

Верховые осмотры воздушных линий электропередачи с выборочной проверкой состояния проводов и грозозащитных тросов в зажимах и

дистанционных распорках должны проводиться 1 раз в 6 лет.

8.10.4. Внеочередные осмотры воздушных линий электропередачи 110 кВ и выше или их участков, а также воздушных участков кабельно-воздушных линий электропередачи должны производиться (исключая случаи массовых отключений указанных линий электропередачи):

при образовании на проводах и грозозащитных тросах гололеда, при пляске проводов, во время ледохода и разлива рек, при лесных и степных пожарах, а также после стихийных бедствий;

после автоматического отключения линии электропередачи релейной защитой, в том числе после автоматического отключения с успешным автоматическим повторным включением.

8.10.5. Внеочередной осмотр воздушной линии электропередачи или кабельно-воздушной линии электропередачи с расчетным местом повреждения в пределах ее воздушного участка должен быть начат в минимально возможные сроки и проведен с представлением результатов осмотра не позднее одних суток с момента отключения такой линии электропередачи при следующих условиях (исключая случаи массовых отключений линий электропередачи):

линия электропередачи отключилась с неуспешным автоматическим повторным включением и последующим неуспешным первым ручным повторным включением;

линия электропередачи 3 раза или более в течение одних суток отключалась с успешным автоматическим повторным включением или с неуспешным автоматическим повторным включением и последующим успешным первым ручным повторным включением из-за коротких замыканий в одном расчетном месте повреждения. При этом как одно расчетное место повреждения рассматриваются случаи, когда расстояние между расчетными местами повреждения для разных коротких замыканий составляет не более 5% суммарной длины линии электропередачи.

8.10.6. Внеочередной оперативный осмотр воздушной линии электропередачи или кабельно-воздушной линии электропередачи с расчетным местом повреждения в пределах ее воздушного участка должен быть начат не позднее одних суток и проведен с представлением результатов осмотра не позднее трех суток с момента отключения линии электропередачи при следующих условиях (исключая случаи массовых отключений линий электропередачи):

линия электропередачи отключилась с успешным автоматическим повторным включением, в том числе однофазным, за исключением случаев многократных отключений;

линия электропередачи отключилась с неуспешным автоматическим повторным включением и последующим успешным первым ручным повторным включением.

8.10.7. Для целей пунктов 8.10.4 – 8.10.6 настоящих Правил под массовым отключением линий электропередачи понимается отключение линий электропередачи 110 кВ и выше в количестве 5 штук и более,

произошедшее в течение короткого промежутка времени (6 часов и менее) в пределах территории одного субъекта Российской Федерации и сопровождающееся неблагоприятными погодными условиями (грозовые явления, снегопад, гололедообразование, резкие изменения метеорологических явлений и другие природные явления и явления техногенного характера).

8.10.8. Осмотры кабельных линий электропередачи (кабельных участков кабельно-воздушных линий электропередачи) должны производиться с периодичностью не реже 1 раза в календарный период, указанный в таблице 7.

Таблица 7

Периодичность осмотров кабельных линий электропередачи

Способ прокладки кабельной линии электропередачи	Периодичность осмотра, не реже 1 раз в мес.	
	напряжение кабеля, кВ	
	До 35	110 - 500
Трассы кабелей, проложенных в земле	3 месяца	1 месяц
Трассы кабелей, проложенных под усовершенствованным покрытием на территории городов	12 месяцев	-
Трассы кабелей, проложенных в коллекторах, туннелях, шахтах и по железнодорожным мостам	6 месяцев	3 месяца
Подпитывающие пункты при наличии Сигнализации давления масла (при отсутствии сигнализации -по местным инструкциям)	-	1 месяц
Кабельные колодцы	24	3

Периодически инженерно-техническим персоналом должны также производиться выборочные контрольные осмотры кабельных линий электропередачи.

8.10.9. Осмотр кабельных муфт напряжением ниже 1000 В должен также производиться при осмотре электросетевого оборудования.

8.10.10. Внеочередные осмотры кабельных линий электропередачи проводятся в период паводков и после ливней, а также при отключении кабельной линии электропередачи релейной защитой.

8.10.11. Бригады, выполняющие работы (осмотры) на линии электропередачи, должны быть оснащены средствами связи с лицом, уполномоченным выдавать разрешения на подготовку рабочего места и допуск к производству работ на линии электропередачи, в том числе для своевременной передачи информации о результатах осмотров и обнаруженных повреждениях.

8.10.12. Для обеспечения безаварийного функционирования и

эксплуатации воздушных линии электропередачи сетевые организации, иные собственники и законные владельцы указанных линий электропередачи должны обеспечить:

прокладку просек вдоль воздушных линий электропередачи при нахождении их в зоне лесных массивов или зеленых насаждений и поддержание ширины просек в надлежащем состоянии;

вырубку и обрезку деревьев и кустарников для поддержания габаритов, обеспечивающих безопасную эксплуатацию воздушных линий электропередачи, а также вырубку угрожающих падением деревьев, которые при падении на провода могут вызвать аварийное отключение линии электропередачи.

Ширина просеки определяется в соответствии с лесным законодательством Российской Федерации.

8.10.13. Все воздушные линии электропередачи 110 кВ и выше, в том числе оснащенные грозозащитными тросами, отнесенные к 4-му гололедному району и выше, должны проектироваться с учетом значений максимальных ветровых давлений и толщин стенок гололеда, определяемых на высоте 10 метров над поверхностью земли с повторяемостью один раз в 25 лет, и оснащаться устройствами плавки гололёда на проводах и грозозащитных тросах, а также устройствами автоматического контроля и сигнализации гололедообразования в контрольных точках, подвергающихся наиболее сильному гололедообразованию.

Необходимость оснащения устройствами плавки гололёда на проводах и грозозащитных тросах воздушных линий электропередачи 110 кВ и выше, в том числе оснащенных грозозащитными тросами, не отнесенных к 4-му гололедному району и выше, определяется собственниками или иными законными владельцами таких линий электропередачи на основе:

статистики отключений воздушных линий электропередачи за максимально возможный период в рассматриваемом районе по причине гололедообразования;

конструктивных параметров воздушной линии электропередачи (длина, габариты, механическая прочность проводов и опор, марки грозозащитных тросов и проводов);

данных наблюдений гололедообразования на воздушных линиях электропередачи в рассматриваемом районе за максимально возможный период.

8.10.14. Все вновь сооружаемые (реконструируемые) воздушные линии электропередачи 220 кВ и выше и грозозащитные троса, на которых предусмотрена плавка гололёда, должны быть оснащены устройствами автоматического контроля и сигнализации гололедообразования в контрольных точках, подвергающихся наиболее сильному гололедообразованию.

8.10.15. На всех линиях электропередачи 110 кВ и выше длиной 20 км и более должны быть установлены устройства для определения места повреждения на линии электропередачи в случае ее аварийного отключения в

результате короткого замыкания (далее – устройства определения места повреждения). Установка устройств определения места повреждения на линиях электропередачи длиной менее 20 км должна быть обоснована.

8.10.16. Расчетное место повреждения должно определяться как сетевой организацией, иным собственником или законным владельцем линии электропередачи, осуществляющими ее эксплуатацию, так и соответствующим субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

В случае если линия электропередачи присоединена к объектам электроэнергетики, принадлежащим на праве собственности или ином законном основании разным лицам, данные для расчета места повреждения с противоположного конца линии электропередачи передаются субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике организации, эксплуатирующей линию электропередачи, в срок, не превышающий 15 минут с момента получения соответствующих данных с вышеуказанных объектов электроэнергетики других лиц.

На основании расчетов сетевой организацией, иным собственником или законным владельцем линии электропередачи должна быть определена зона осмотра линии электропередачи в целях отыскания причины ее отключения.

8.10.17. Кабельные линии электропередачи должны периодически подвергаться профилактическим испытаниям повышенным напряжением постоянного тока в соответствии с объемом и нормами испытаний электрооборудования.

Необходимость внеочередных испытаний на кабельных линиях электропередачи после ремонтных работ или раскопок, связанных с вскрытием трасс, определяется их собственником или иным законным владельцем.

8.10.18. Возможность перегрузки кабельных линий электропередачи любого класса напряжения, ее длительности и величины в послеаварийных режимах определяется их собственником или иным законным владельцем на основании требований завода-изготовителя и фактического состояния кабельных линий электропередачи.

Данные о величине перегрузочной способности кабельной линии электропередачи включаются в состав данных технического паспорта.

8.11. Требования к электроустановкам потребителей электрической энергии

8.11.1. Функционирование электроустановок потребителей электрической энергии не должно приводить к нарушению обязательных требований к качеству электрической энергии в точке технологического присоединения к электрической сети (по уровням высших гармоник, несимметрии и колебаниям напряжений).

8.11.2. Электроустановки и оборудование потребителей электрической энергии не должны повреждаться в диапазоне частот:

46,0-51,5 Гц – длительное время;

45,0-46,0 Гц и 51,5-53,0 Гц – 20 секунд.

8.11.3. Напряжение в точке технологического присоединения к электрической сети электроустановок потребителя электрической энергии может длительно изменяться в диапазоне значений $\pm 10\%$ от номинального фазного напряжения. При этом не менее 95% значений напряжения, измеренного непрерывно в течение 24 часов, должны находиться в указанном диапазоне значений.

8.11.4. Потребитель электрической энергии должен самостоятельно реализовывать мероприятия для защиты своего оборудования от воздействий колебаний напряжения, выходящих за диапазон значений, установленных пунктом 7.11.3 настоящих Правил.

8.11.5. В отношении энергопринимающих устройств потребителей максимальной мощностью 50 МВт и более проектной документацией должны быть, в том числе, определены статические характеристики нагрузки (раздельно по активной и реактивной мощности). В случае отсутствия указанных данных в проектной документации, статические характеристики нагрузки определяются потребителем по результатам проведения испытаний. Потребители электрической энергии, максимальная мощность энергопринимающих устройств которых составляет более 50 МВт и более, должны обеспечить представление статических характеристик нагрузки по запросу обслуживающей их сетевой организации или субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

8.11.6. В отношении линий электропередачи, электростанций, подстанций, входящих в их состав оборудования и устройств, на праве собственности или ином законном основании принадлежащих потребителям электрической энергии, должны выполняться требования настоящих Правил, установленные в отношении соответствующих объектов электроэнергетики, их оборудования и устройств.

8.11.7. Потребители электрической энергии, имеющие электроустановки специального назначения, которые в процессе эксплуатации могут привести к нарушению установленных требований к качеству электроэнергии в точке технологического присоединения данного потребителя к электрической сети (выпрямительные установки, электросварочные электроустановки, дуговые электропечи, установки высокой частоты и т.д.), должны реализовать комплекс технических мероприятий, обеспечивающий режим работы электроустановки в пределах требований, установленных условиями договора энергоснабжения или договора об оказании услуг по передаче электрической энергии

8.11.8. Предельные значения соотношения реактивной и активной мощности ($\text{tg}\varphi$), потребляемой в часы больших суточных нагрузок электрической сети, для энергопринимающих электроустановок потребителей, присоединенных к сетям ниже 220 кВ, должны быть не более значений:

- напряжением 110 кВ (150 кВ) – 0,5;
- напряжением 35 кВ (60 кВ) – 0,4;

- напряжением 6-20 кВ – 0,4;
- напряжение 0,4 кВ – 0,35.

8.11.9. Для энергопринимающих установок потребителей электрической энергии, присоединенных к электрическим сетям 220 кВ и выше, а также к сетям 110 кВ (150 кВ) в случае когда они оказывают существенное влияние на электроэнергетический режим работы энергосистемы, предельное значение соотношения активной и реактивной мощности определяется на основе расчетов режимов работы электрической сети, выполняемых субъектом оперативно-диспетчерского управления для нормальной и ремонтной схемы сети совместно с сетевой организацией.

8.11.10. При присоединении потребителя электрической энергии к электрической сети в нескольких точках на границе балансовой принадлежности объектов электросетевого хозяйства (энергопринимающих устройств) допускается задание предельного значения соотношения активной и реактивной мощности суммарно по всем точкам присоединения. При этом требования к предельным значениям соотношения активной и реактивной мощности должны определяться в соответствии с пунктами 8.11.8, 8.11.9 настоящих Правил.

8.11.11. Схемой электроснабжения электроустановок потребителей в отношении которых применяется категория надежности электроснабжения, предусматривающая использование более двух источников электроснабжения для покрытия технологической и аварийной брони, должно быть предусмотрено использование автономного источника (бензиновые, газовые, дизельные, иные электростанции и пр.) с автоматическим запуском на случай прекращения подачи электрической энергии.

Подключение автономного источника для электроснабжения электроустановок потребителя электрической энергии допускается только при наличии блокировок между коммутационными аппаратами, исключающими возможность включения указанного источника на параллельную работу с энергосистемой.

При отключении одного из двух независимых источников электроснабжения автономный источник должен включаться на холостой ход и находиться в режиме горячего резерва.

В качестве независимого автономного источника резервного питания могут быть использованы технологические электростанции потребителей электрической энергии при условии, что они не подключены на синхронную работу с энергосистемой или имеют на связях делительную защиту, обеспечивающую выделение электростанции на несинхронную работу при возникновении нарушения нормального режима энергосистемы.

8.11.12. Схемы внешнего и внутреннего электроснабжения объектов потребителей электрической энергии должны обеспечивать отдельное питание отдельных групп энергопринимающих устройств, при котором гарантируется:

непрерывная работа электроустановок потребителей аварийной брони электроснабжения;

непрерывная работа электроустановок потребителей технологической брони электроснабжения на время, необходимое потребителю для безопасного завершения технологического процесса, цикла производства, после чего может быть произведено их отключение;

возможность реализации графиков аварийного ограничения режима потребления электрической энергии (мощности);

участие электроустановок потребителей электрической энергии в противоаварийном управлении.

9. Релейная защита и автоматика

9.1. Общие требования к релейной защите и автоматике

9.1.1. Для обеспечения надежности и живучести энергосистемы и предотвращения повреждения линий электропередачи и оборудования все линии электропередачи, электросетевое, генерирующее оборудование и энергопринимающие устройства потребителей должны оснащаться устройствами релейной защиты и автоматики (далее – РЗА).

9.1.2. Линии электропередачи, электросетевое, генерирующее оборудование и энергопринимающие устройства потребителей должны находиться в работе и опробоваться напряжением только с включенными устройствами РЗА от всех видов повреждений.

9.1.3. Должна обеспечиваться правильная работа устройств РЗА при изменении частоты электрического тока в диапазоне 44 – 56 Гц. В технической документации на устройства РЗА должны устанавливаться значения величин отклонений параметров срабатывания при изменении частоты в указанном диапазоне.

9.1.4. Устройства РЗА не должны действовать на отключение (включение) линий электропередачи и оборудования, разгрузку (загрузку) генерирующего оборудования электростанций или отключение нагрузки потребителей электрической энергии при:

замыкании на землю в цепях оперативного тока;
снятии, подаче оперативного тока, а также при перерывах питания любой длительности и глубины снижения напряжения оперативного тока;
объединении цепей переменного напряжения, тока и цепей оперативного постоянного тока.

9.1.5. После восстановления оперативного тока все функции и параметры настройки устройств РЗА должны сохраняться в полном объеме.

9.1.6. Функционирование устройств РЗА при наличии на объекте электроэнергетики автоматизированной системы управления технологическим процессом должно быть автономным и не зависеть от состояния указанной системы. Вновь вводимые (модернизированные) комплексы и устройства РЗА должны предусматривать возможность информационного обмена с автоматизированной системой управления технологическим процессом объекта электроэнергетики. Передача информации от комплексов и устройств РЗА в автоматизированную систему управления технологическим процессом должна осуществляться с использованием стандартных протоколов обмена информацией.

9.1.7. Ввод (вывод) данных в комплексы и устройства РЗА, организованный по цифровому протоколу, должен осуществляться через стандартные интерфейсы связи.

9.1.8. Комплексы и устройства РЗА должны удовлетворять требованиям защищенности от несанкционированного доступа к информации.

9.1.9. Построение комплексов РЗА должно осуществляться таким образом, чтобы при любом событии, требующем работы комплекса РЗА, функции РЗА выполнялись при независимом от исходного события отказе одного любого

устройства, входящего в комплекс РЗА, и исключалась возможность отказа функционирования комплекса РЗА по общей причине.

9.1.10. На электростанциях и подстанциях должна соблюдаться электромагнитная обстановка, обеспечивающая электромагнитную совместимость и устойчивую работу комплексов и устройств РЗА при всех возможных видах электромагнитных воздействий.

9.2. Организации эксплуатации комплексов и устройств релейной защиты и автоматики

9.2.1. В отношении всех комплексов и устройств РЗА, установленных на объектах электроэнергетики и энергопринимающих устройствах, должно быть обеспечено выполнение в установленном настоящими Правилами порядке комплекса технических и организационных мероприятий по поддержанию РЗА в режиме постоянной готовности к использованию по назначению, включающего:

- оперативное обслуживание комплексов и устройств РЗА;
- техническое обслуживание устройств РЗА;
- расчет и выбор параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования комплексов и устройств РЗА;
- анализ функционирования комплексов и устройств РЗА, разработку и реализацию мероприятий по повышению надежности их работы.

9.2.2. Субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии должно быть организовано оперативное обслуживание комплексов и устройств РЗА на принадлежащих им на праве собственности или ином законном основании объектах электроэнергетики и энергопринимающих устройствах.

9.2.3. Оперативное обслуживание комплексов и устройств РЗА должно осуществляться с учетом распределения комплексов и устройств РЗА по способу диспетчерского (технологического) управления и ведения и в соответствии с требованиями, включенными соответствующими диспетчерскими центрами в инструкции по обслуживанию комплексов и устройств РЗА.

Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии на основании заводской и проектной документации, с учетом указаний инструкций по обслуживанию комплексов и устройств РЗА, разработанных диспетчерскими центрами, разрабатывают для оперативного персонала инструкции по эксплуатации и оперативному обслуживанию комплексов и устройств РЗА.

9.2.4. При оперативном обслуживании комплексов и устройств РЗА диспетчерский персонал диспетчерского центра (оперативный персонал центра управления сетями), в диспетчерском (технологическом) управлении или ведении которого находятся комплексы и устройства РЗА, должен осуществлять контроль соответствия режима работы и эксплуатационного состояния комплексов и устройств РЗА схемам первичных соединений объектов электроэнергетики и технологическим режимам работы линий электропередачи и оборудования.

Оперативный персонал объекта электроэнергетики должен осуществлять контроль соответствия эксплуатационного состояния устройств РЗА схемам первичных соединений объекта электроэнергетики, фиксировать факты срабатывания устройств РЗА и передавать необходимую информацию персоналу, в диспетчерском (технологическом) управлении или ведении которого находятся соответствующие комплексы и устройства РЗА.

9.2.5. Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии должны проводить техническое обслуживание устройств РЗА в объеме и в сроки, обеспечивающие их надежную работу в течение всего срока эксплуатации.

9.2.6. Работы в устройствах РЗА должен выполнять персонал, прошедший обучение, проверку знаний, получивший допуск к самостоятельной работе на соответствующих устройствах РЗА.

9.2.7. Техническое обслуживание устройств РЗА производится в соответствии с графиками технического обслуживания устройств РЗА, формируемыми и утверждаемыми в соответствии с требованиями раздела 4 настоящих Правил.

9.2.8. Работы по техническому обслуживанию устройства РЗА должны выполняться только при наличии у обслуживающего персонала рабочей программы вывода из работы (ввода в работу) устройства РЗА (для сложных устройств РЗА), исполнительных схем устройства РЗА, протокола проверки устройства РЗА и параметров настройки (уставок) устройства РЗА.

При выводе устройств РЗА из работы для проведения технического обслуживания и последующем вводе их в работу должны соблюдаться требования к производству переключений, установленные разделом 6 настоящих Правил.

9.2.9. Персонал РЗА, обслуживающий устройства РЗА, должен не реже одного раза в месяц периодически осматривать все панели и пульта управления, панели и шкафы РЗА на предмет соответствия положения переключающих устройств схемам и режимам работы энергосистемы, технологическим режимам работы объектов электроэнергетики.

Независимо от периодических осмотров, проводимых персоналом, обслуживающим устройства РЗА, оперативный персонал объекта электроэнергетики несет ответственность за правильное положение переключающих устройств элементов РЗА, с которыми ему разрешено выполнять операции.

9.2.10. Субъекты оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии должны обеспечивать расчет и выбор параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования комплексов и устройств РЗА в соответствии с требованиями пунктов 9.2.11 – 9.2.14 настоящих Правил.

9.2.11. Субъект оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике выполняет расчёт и выбор параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования:

комплексов и устройств противоаварийной и режимной автоматики, являющихся объектами диспетчеризации (кроме устройств автоматического регулирования возбуждения);

устройств релейной защиты и сетевой автоматики линий электропередачи напряжением 110 кВ и выше, за исключением линий электропередачи с односторонним питанием;

устройств релейной защиты шин и ошинок 110 кВ и выше, являющихся объектами диспетчеризации;

устройств релейной защиты и сетевой автоматики оборудования, являющегося объектом диспетчеризации, если требуется согласование выбранных параметров настройки (уставок) с другими устройствами релейной защиты и сетевой автоматики, установленными на технологически связанных объектах электроэнергетики (резервные защиты, направленные в сеть 110 кВ и выше).

9.2.12. Для устройств РЗА, не указанных в пункте 9.2.11 настоящих Правил расчет и выбор параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования должны обеспечивать собственники или иные законные владельцы линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики (энергопринимающих устройств). При этом для устройств РЗА, требующих взаимного согласования выбранных параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования, выбор параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования устройств РЗА должен осуществляться в соответствии с договорами оказания услуг по передаче электрической энергии и (или) иными договорами, регламентирующими взаимоотношения соответствующих собственников и иных законных владельцев линий электропередачи и оборудования.

9.2.13. Распределение функций по выполнению расчетов и выбору параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования комплексов и устройств РЗА между диспетчерскими центрами субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и иными субъектами электроэнергетики, потребителями электрической энергии оформляется перечнями, утверждаемыми соответствующим субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

9.2.14. Реализация параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования в комплексах и устройствах РЗА осуществляется по заданию субъекта, осуществляющего расчет и выбор параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования соответствующих комплексов и устройств РЗА (далее – задание по настройке РЗА).

Задания по настройке РЗА являются обязательными для субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии и должны быть реализованы ими в сроки, установленные субъектом, выдавшим задание.

О выполнении задания по настройке РЗА субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии обязаны в письменной форме уведомить субъекта, выдавшего соответствующее задание. Одновременно с указанным уведомлением в отношении микропроцессорных устройств РЗА субъекту, выдавшему задание по настройке РЗА, должны быть предоставлены

исполнительные схемы и файлы параметрирования, содержащих данные о настройке указанных устройств РЗА.

9.2.15. Субъекты оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, субъекты электроэнергетики, потребители электрической энергии должны проводить анализ функционирования комплексов и устройств РЗА и разрабатывать мероприятия по повышению надежности их работы и устранению причин неправильного функционирования.

9.2.16. Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии должны в возможно кратчайшие сроки направлять сведения о работе комплексов и устройств РЗА (осциллограммы, данные по функционированию) в диспетчерские центры и центры управления сетями, в диспетчерском и технологическом управлении (ведении) которых находятся устройства РЗА, а также ежеквартально до 15 числа месяца, следующего за отчетным кварталом, и ежегодно до 15 января года, следующего за отчетным, направлять в диспетчерские центры результаты анализа функционирования комплексов и устройств РЗА линий электропередачи и оборудования 110 кВ и выше, отнесенных к объектам диспетчеризации.

9.2.17. Диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике на основании анализа работы комплексов и устройств РЗА, относящихся к объектам диспетчеризации, выдают субъектам электроэнергетики и потребителям электрической энергии задания по устранению причин неправильного функционирования комплексов и устройств РЗА, изменению параметров настройки и алгоритмов функционирования комплексов и устройств РЗА, являющиеся обязательными для исполнения получившими их субъектами.

9.3. Порядок создания (модернизация) комплексов и устройств релейной защиты и автоматики

9.3.1. Создание (модернизация) комплексов и устройств РЗА осуществляются:

при технологическом присоединении объектов электроэнергетики, энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии к электрическим сетям;

при строительстве, реконструкции, модернизации и техническом перевооружении (далее – реконструкция) объектов электроэнергетики, энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, не требующем технологического присоединения;

по заданиям диспетчерских центров субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

9.3.2. Создание (модернизация) комплексов и устройств РЗА при технологическом присоединении объектов электроэнергетики к электрическим сетям осуществляется в соответствии с установленными Правительством Российской Федерации правилами технологического присоединения энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, объектов по производству электрической энергии, а также объектов электросетевого

хозяйства, принадлежащих сетевым организациям и иным лицам, к электрическим сетям, с соблюдением требований настоящих Правил.

9.3.3. При строительстве (реконструкции) объектов электроэнергетики, энергопринимающих устройств, не требующем технологического присоединения к электрическим сетям, необходимость создания (модернизации) комплексов и устройств РЗА определяется проектной документацией на строительство (реконструкцию) указанных объектов электроэнергетики (энергопринимающих устройств).

9.3.4. В случае если в рамках реализации мероприятий по технологическому присоединению к электрическим сетям, строительства (реконструкции) объекта электроэнергетики или энергопринимающего устройства, не требующего технологического присоединения к электрическим сетям, требуется выполнение работ по созданию (модернизации) комплексов и устройств РЗА на смежных или иных технологически связанных объектах электроэнергетики, принадлежащих другим лицам (далее – смежные объекты электроэнергетики), сетевая организация, собственник или иной законный владелец строящегося (реконструируемого) объекта и собственники или иные законные владельцы смежных объектов электроэнергетики урегулируют между собой отношения по выполнению работ по созданию (модернизации) комплексов и устройств РЗА на принадлежащих им объектах.

При этом сетевая организация, собственник или иной законный владелец строящегося (реконструируемого) объекта электроэнергетики (энергопринимающего устройства) соответственно обязаны:

разработать и согласовать с собственниками или иными законными владельцами смежных объектов электроэнергетики техническое задание на выполнение работ по разработке проектной документации на создание (модернизацию) комплексов и устройств РЗА;

в соответствии с техническим заданием разработать и согласовать с ними проектную документацию по РЗА, включая основные технические решения, принципы реализации, оценку стоимости и сроки создания комплексов и устройств РЗА на смежных объектах электроэнергетики;

в случаях, предусмотренных пунктом 9.3.8 настоящих Правил, согласовать техническое задание и проектную документацию по РЗА с диспетчерским центром субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и уведомить его о факте согласования технического задания и проектной документации по РЗА собственниками или иными законными владельцами смежных объектов электроэнергетики;

уведомить собственников или иных законных владельцев смежных объектов электроэнергетики о факте согласования технического задания и проектной документации по РЗА диспетчерским центром субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, а также другими собственниками или иными законными владельцами смежных объектов электроэнергетики, на которых требуется выполнение работ по созданию (модернизации) комплексов и устройств РЗА;

согласовать с собственниками или иными законными владельцами смежных объектов электроэнергетики сроки выполнения работ по созданию (модернизации) комплексов и устройств РЗА.

Собственники и иные законные владельцы смежных объектов электроэнергетики обязаны рассмотреть и согласовать техническое задание и проектную документацию по РЗА, полученные ими в соответствии с вышеуказанными требованиями, а также согласовать сроки выполнения работ по созданию (модернизации) комплексов и устройств РЗА.

9.3.5. Сетевая организация, собственник или иной законный владелец строящегося (реконструируемого) объекта электроэнергетики, энергопринимающего устройства, собственники и иные законные владельцы смежных объектов электроэнергетики обязаны каждый в отношении принадлежащих им объектов электроэнергетики (энергопринимающих устройств):

на основании проектной документации по РЗА, разработанной и согласованной в соответствии с пунктами 9.3.4, 9.3.8 настоящих Правил, разработать и в соответствии с пунктом 9.3.8 настоящих Правил согласовать рабочую документацию по РЗА;

обеспечить выполнение работ по созданию (модернизации) комплексов и устройств РЗА в согласованные сроки.

9.3.6. В случае если создание (модернизация) комплексов и устройств РЗА требуется для обеспечения функционирования релейной защиты, сетевой, противоаварийной или режимной автоматики в актуальных или перспективных электроэнергетических режимах энергосистемы или для выполнения иных обязательных требований, диспетчерский центр субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике вправе выдать задание на создание (модернизацию) комплексов и устройств РЗА, являющееся обязательным для исполнения соответствующими субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии.

При наличии вышеуказанных оснований диспетчерский центр вправе разработать проектную документацию на создание (модернизацию) комплексов РЗА и направить ее для исполнения соответствующим субъектам электроэнергетики и потребителям электрической энергии в качестве задания на создание (модернизацию) комплексов и устройств РЗА.

9.3.7. В указанных в пункте 9.3.6 настоящих Правил случаях на основании задания диспетчерского центра по созданию (модернизации) комплексов и устройств РЗА собственник или иной законный владелец объекта электроэнергетики (энергопринимающего устройства) осуществляет разработку технического задания на разработку проектной документации, проектной и рабочей документации по РЗА и выполняет реализацию проектных решений. Техническое задание, проектная и рабочая документация по РЗА, а также сроки выполнения работ по созданию (модернизации) комплексов и устройств РЗА подлежат согласованию с диспетчерским центром в соответствии с пунктом 9.3.8 настоящих Правил. В случае если в соответствии с заданием диспетчерского центра необходимо выполнение работ по созданию (модернизации) комплексов и устройств РЗА на смежных объектах

электроэнергетики, собственники или иные законные владельцы указанных объектов также должны согласовать сроки выполнения указанных работ между собой.

Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии, получившие от диспетчерского центра задания по созданию (модернизации) комплексов и устройств РЗА, предоставляют ему информацию об их фактическом исполнении в установленных диспетчерским центром формах и сроки.

Средства, необходимые для разработки проектной, рабочей документации по РЗА и реализации проектов создания (модернизации) комплексов и устройств РЗА по заданиям диспетчерских центров, учитываются соответствующими субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии при формировании (согласовании) в установленном порядке инвестиционных программ на соответствующий период, за исключением случаев, когда такие расходы несет системный оператор в соответствии с установленными Правительством Российской Федерации правилами оказания услуг по обеспечению системной надежности.

9.3.8. Техническое задание, проектная документация по РЗА и рабочая документация по РЗА подлежат согласованию с диспетчерскими центрами субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в случае:

создания (модернизации) комплексов и устройств РЗА на объектах электроэнергетики, оборудование и устройства которых относятся к объектам диспетчеризации;

строительства (реконструкции) объектов по производству электрической энергии с установленной мощностью 25 МВт и более;

строительства (реконструкции) объектов электросетевого хозяйства высшим номинальным классом напряжения 220 кВ и выше;

строительства (реконструкции) иных объектов электроэнергетики, технологический режим работы или эксплуатационное состояние комплексов и устройств РЗА которых влияет (может повлиять) на электроэнергетический режим работы энергосистемы;

создания (модернизации) комплексов и устройств РЗА в соответствии с техническими условиями на технологическое присоединение к электрическим сетям, в случае если в соответствии с действующим законодательством такие технические условия подлежат согласованию с субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

9.3.9. При создании (модернизации) комплексов и устройств РЗА собственник или иной законный владелец объекта электроэнергетики осуществляет на основании проектной документации по РЗА разработку рабочей документации по РЗА в части устройств РЗА, устанавливаемых на принадлежащем ему объекте электроэнергетики, осуществляет ее согласование и выполнение работ, необходимых для создания (модернизации) комплексов и устройств РЗА.

9.3.10. До начала разработки рабочей документации по РЗА для функционально связанных устройств РЗА, устанавливаемых на смежных объектах электроэнергетики, собственниками или иными законными

владельцами этих объектов электроэнергетики должны быть определены и согласованы конкретные типы и состав устройств РЗА.

Состав комплекса РЗА линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики, которые относятся (будут относиться) к объектам диспетчеризации, должны быть согласованы с соответствующим диспетчерским центром.

9.3.11. Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии обязаны не менее чем за 6 (шесть) месяцев до ввода в работу комплексов и устройств РЗА или в иной согласованный с субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике срок в зависимости от сложности вводимого объекта электроэнергетики, но не позднее чем за 2 (два) месяца до ввода объекта электроэнергетики в работу, предоставить в соответствующий диспетчерский центр рабочую документацию по комплексам и устройствам РЗА, которые будут отнесены к объектам диспетчеризации, на согласование, а также предоставить в диспетчерский центр информацию, необходимую для расчетов электрических режимов сети, расчетов устойчивости, токов короткого замыкания, расчета и выбора параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования комплексов и устройств РЗА, а также для подготовки оперативной документации по оборудованию систем технологического управления, находящемуся в диспетчерском управлении или ведении диспетчерского центра, в том числе:

информацию о технических параметрах и паспортных данных линий электропередачи, оборудования и устройств объекта электроэнергетики, сроках ввода его в эксплуатацию;

методику расчета и выбора параметров настройки (уставок) и алгоритмов функционирования комплексов и устройств РЗА, параметры настройки (уставки) которых задаются диспетчерским центром, и руководство по эксплуатации устанавливаемой на объекте электроэнергетики версии микропроцессорных комплексов и устройств РЗА на русском языке, содержащее функционально-логические схемы и схемы программируемой логики с описанием алгоритма работы данных схем.

9.3.12. Ввод в работу новых (модернизированных) комплексов и устройств РЗА должен осуществляться с параметрами настройки (уставками) и алгоритмами функционирования, заданными субъектом электроэнергетики (потребителем электрической энергии) на основании проектных значений параметров настройки, которые могут быть скорректированы после анализа и уточнения их в процессе наладки или в соответствии с заданием по настройке устройств РЗА в порядке, установленном пунктами 9.2.11 – 9.2.14 настоящих Правил.

9.3.13. Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии предоставляют в диспетчерский центр (центр управления сетями) исполнительные схемы устройств РЗА, параметры настройки (уставки) которых задаются диспетчерским центром (центром управления сетями), после ввода указанных устройств в работу.

9.4. Релейная защита и сетевая автоматика

9.4.1. Основные требования. Принципы выполнения

9.4.1.1. Быстродействие релейной защиты при отключении коротких замыканий должно удовлетворять требованиям обеспечения устойчивости параллельной работы генераторов энергосистемы при отключении коротких замыканий и требованиям обеспечения устойчивости нагрузки потребителей.

9.4.1.2. Устройства релейной защиты должны обеспечивать селективное отключение только поврежденной линии электропередачи или оборудования. В случае отказа в отключении поврежденных линии электропередачи или оборудования по любой причине устройства релейной защиты должны обеспечить отключение смежных неповрежденных линий электропередачи или оборудования, через которые осуществляется подпитка места повреждения токами короткого замыкания.

9.4.1.3. Для каждого выключателя 110 кВ и выше должно предусматриваться устройство резервирования отказа выключателя. Действие релейной защиты на отключение выключателя должно сопровождаться одновременным пуском устройства резервирования отказа выключателя.

9.4.1.4. Устройства релейной защиты должны обладать требуемой чувствительностью при всех видах коротких замыканий в защищаемой зоне при различных схемно-режимных ситуациях.

9.4.1.5. Устройства релейной защиты и сетевой автоматики, установленные на разных сторонах линии электропередачи, должны быть программно и аппаратно совместимы между собой.

9.4.1.6. Резервные защиты от междофазных коротких замыканий и от коротких замыканий на землю должны действовать при коротких замыканиях на защищаемом элементе энергосистемы и в зоне дальнего резервирования.

9.4.1.7. Во всех случаях, когда не обеспечиваются принципы дальнего резервирования, необходимо предусматривать мероприятия по усилению ближнего резервирования релейной защиты линий электропередачи и оборудования, на которых не обеспечивается данное требование.

9.4.1.8. Резервные защиты должны иметь оперативное и автоматическое ускорение ступеней, охватывающих всю длину линии электропередачи, а для автотрансформаторов и трансформаторов – примыкающих систем шин.

9.4.1.9. Параметры настройки устройств релейной защиты должны учитывать перегрузочную способность линий электропередачи и оборудования.

9.4.1.10. Дистанционные защиты должны иметь автоматическую блокировку ступеней, которые могут неправильно работать при качаниях в энергосистеме (блокировку при качаниях). Принцип действия блокировки при качаниях не должен препятствовать функционированию дистанционных защит.

9.4.1.11. Защиты, по принципу действия использующие напряжение от трансформаторов напряжения, неисправность вторичных цепей которых может привести к ложному действию защиты, должны блокироваться при неисправности цепей напряжения.

9.4.1.12. Резервирование цепей напряжения устройств релейной защиты и сетевой автоматики линий электропередачи 500 кВ и выше должно обеспечиваться установкой двух трансформаторов напряжения на каждой из сторон линии электропередачи.

9.4.1.13. Отключение повреждения при действии защит и отказе выключателя линии электропередачи или оборудования должно выполняться действием устройства резервирования отказа выключателя на отключение смежных присоединений, через которые осуществляется подпитка током места повреждения, с запретом автоматического повторного включения всех отключенных выключателей.

9.4.1.14. Устройство резервирования отказа выключателя должно действовать повторно на отключение выключателя без выдержки времени.

9.4.1.15. Устройство автоматического повторного включения должно обеспечивать автоматическое включение в работу отключенных защитами выключателей линий электропередачи и оборудования, если автоматическая подача напряжения на них допустима.

9.4.2. Релейная защита и сетевая автоматика линий электропередачи 110 кВ и выше

9.4.2.1. В качестве основной защиты линий электропередачи 110 – 220 кВ, имеющих питание с двух или более сторон, должны предусматриваться защиты от всех видов коротких замыканий с абсолютной селективностью.

9.4.2.2. Релейная защита на каждой питающей стороне линий электропередачи 110 – 220 кВ, имеющих питание с двух или более сторон, должна включать в себя основную и резервную защиту. На кабельной или кабельно-воздушной линии электропередачи необходимо предусматривать две основные защиты.

9.4.2.3. Если на линиях электропередачи 110 – 220 кВ, имеющих питание с двух или более сторон, при отсутствии основной защиты время отключения короткого замыканий не удовлетворяет требованиям обеспечения устойчивости энергосистемы или нагрузки потребителей, то должна предусматриваться установка двух основных защит.

9.4.2.4. На линиях электропередачи 110 – 220 кВ с односторонним питанием с питающей стороны должны устанавливаться ступенчатые защиты от всех видов коротких замыканий и токовые защиты без выдержки времени.

9.4.2.5. На каждой линии электропередачи 330 кВ и выше должны устанавливаться не менее чем два устройства релейной защиты. Оба устройства релейной защиты должны реализовывать функцию защиты от всех видов коротких замыканий с абсолютной селективностью.

9.4.2.6. На каждой стороне линии электропередачи 330 кВ и выше как минимум одно из установленных устройств релейной защиты должно выполняться на принципе ступенчатых защит с реализацией быстрого действия с помощью разрешающих (блокирующих) сигналов.

9.4.2.7. На каждой стороне линии электропередачи 330 кВ и выше три устройства релейной защиты должны устанавливаться в следующих случаях:

- на линиях электропередачи, отходящих от атомных электростанций;
- на межгосударственных линиях электропередачи;
- на линиях электропередачи, при коротком замыкании на которых не обеспечивается принцип дальнего резервирования;

на линиях электропередачи, при коротком замыкании на которых и отказе быстродействующих защит увеличение времени отключения короткого замыкания приводит к нарушению устойчивости энергосистемы.

9.4.2.8. На линии электропередачи 330 кВ и выше, имеющей питание с двух или более сторон, на каждой из сторон линии электропередачи должно быть установлено не менее одной ступенчатой защиты от всех видов коротких замыканий.

9.4.2.9. Для ликвидации неполнофазных режимов на линиях электропередачи, имеющих пофазное управление выключателями, должна предусматриваться защита неполнофазного режима, действующая на отключение трех фаз линии электропередачи со всех сторон с запретом автоматического повторного включения.

9.4.2.10. На каждой линии электропередачи 110 кВ и выше должно предусматриваться трехфазное автоматическое повторное включение.

Для линий электропередачи 330 кВ и выше трехфазное автоматическое повторное включение должно обеспечивать возможность однократного опробования линии электропередачи напряжением и синхронного включения под нагрузку. Для линий электропередачи 110-220 кВ необходимость обеспечения синхронного включения должна быть обоснована проектными решениями.

Устройство трехфазного автоматического повторного включения следует предусматривать отдельно на каждый выключатель.

9.4.2.11. На линиях электропередачи 330 кВ и выше должно предусматриваться однофазное автоматическое повторное включение. На линиях электропередачи 220 кВ необходимость применения однофазного автоматического повторного включения должна быть обоснована проектными решениями.

Однофазное автоматическое повторное включение должно осуществляться однократно.

9.4.2.12. Устройства релейной защиты линий электропередачи 330кВ и выше, с учетом наличия на линиях электропередачи однофазного автоматического повторного включения должны обеспечивать действие на отключение:

только поврежденной фазы при однофазных коротких замыканиях и действии быстродействующих защит (основной защиты и быстродействующих ступеней резервных защит);

трех фаз при многофазных коротких замыканиях;

трех фаз при однофазных коротких замыканиях, отключаемых действием защит (ступеней резервных защит) с выдержкой времени.

9.4.3. Релейная защита и сетевая автоматика автотрансформаторов (трансформаторов), шунтирующих реакторов, управляемых шунтирующих реакторов 110 кВ и выше

9.4.3.1. На автотрансформаторах (трансформаторах) должны устанавливаться защиты от внутренних, внешних коротких замыканий и от недопустимых режимов их работы.

9.4.3.2. На автотрансформаторах 220 кВ и трансформаторах 110-220 кВ мощностью менее 160 МВА должен устанавливаться один комплект дифференциальной защиты трансформатора. Установка второго комплекта дифференциальной защиты трансформатора должна быть обоснована недостаточной чувствительностью или недопустимым временем отключения резервными защитами автотрансформатора (трансформатора) или защитами смежных элементов при коротких замыканиях в зоне действия дифференциальной защиты.

9.4.3.3. Релейная защита автотрансформаторов (трансформаторов) 330 кВ и выше должна включать основные защиты и резервные защиты от междуфазных коротких замыканий и от коротких замыканий на землю.

На автотрансформаторах (трансформаторах) 330 кВ и выше, а также на автотрансформаторах 220 кВ мощностью 160 МВА и более должны устанавливаться два комплекта дифференциальной защиты трансформатора.

9.4.3.4. На ошиновке 330 кВ и выше автотрансформаторов (трансформаторов) должны устанавливаться две основные защиты.

9.4.3.5. На стороне высшего и среднего напряжения автотрансформатора должны устанавливаться резервные защиты для обеспечения согласования резервных защит линий электропередачи смежного напряжения, дальнего резервирования, а также для частичного резервирования основных защит автотрансформатора..

9.4.3.6. На шунтирующих реакторах, управляемых шунтирующих реакторах должны устанавливаться защиты от внутренних коротких замыканий и недопустимых режимов работы.

9.4.3.7. На шунтирующих реакторах, управляемых шунтирующих реакторах должны устанавливаться два комплекта быстродействующих защит от внутренних повреждений. В составе каждого комплекта должна быть продольная дифференциальная токовая защита и поперечная дифференциальная токовая защита, если обмотка реактора расщеплена.

9.4.3.8. На управляемых шунтирующих реакторах дополнительно должны устанавливаться защиты обмотки управления, полупроводниковых преобразователей, компенсационной обмотки, промежуточного и заземляющего трансформаторов. Состав защит перечисленного электротехнического оборудования определяется типом управляемого шунтирующего реактора.

9.4.3.9. Защита шунтирующих реакторов, управляемых шунтирующих реакторов, подключенных к линии электропередачи без выключателя, должна действовать на отключение линии электропередачи с двух сторон с запретом автоматического повторного включения.

9.4.4. Релейная защита и сетевая автоматика систем (секций) шин, обходных, шиносоединительных и секционных выключателей 110 кВ и выше.

9.4.4.1. Для каждой системы (секции) шин 110-220 кВ должна предусматриваться отдельная дифференциальная защита шин. Две дифференциальных защиты шин должны устанавливаться для обеспечения

надёжной работы атомной электростанции и при наличии на системе (секции) шин 110-220 кВ более 10 присоединений. Для защиты систем (секций) шин комплектных распределительных устройств 110-220 кВ с элегазовой изоляцией необходимо применять два комплекта дифференциальной защиты.

9.4.4.2. На каждой системе (секции) шин 330 кВ и выше должны устанавливаться по два комплекта дифференциальной защиты шин.

9.4.4.3. Для двойной системы шин с одним выключателем на присоединение дифференциальная защита шин должна выполняться по схеме с фиксированным распределением присоединений. При этом в схеме дифференциальной защиты шин должна предусматриваться возможность изменения фиксации оперативных цепей и цепей трансформаторов тока при изменении фиксации присоединений с одной системы шин на другую.

9.4.4.4. Выключатели присоединения должны входить в зону дифференциальной защиты шин. При наличии измерительных трансформаторов тока с двух сторон выключателя выключатель должен входить в зону действия дифференциальной защиты шин и в зону действия защиты присоединения.

9.4.4.5. Устройства релейной защиты и сетевой автоматики обходного выключателя 110 кВ и выше должны обеспечивать все функции релейной защиты и сетевой автоматики любых линий электропередачи и оборудования при включении в работу (переводе) их через обходной выключатель. Выходные цепи и цепи переменного тока основных защит, указанных линий электропередачи и оборудования при включении в работу (переводе) их через обходной выключатель, должны иметь возможность перевода на обходной выключатель.

9.4.4.6. Релейная защита шиносоединительного, секционного и обходного выключателей должна выполняться так, чтобы ее можно было использовать при опробовании напряжением системы шин.

9.4.5. Автоматическое включение резервного питания и оборудования

9.4.5.1. Устройства автоматического включения резервного питания и оборудования (далее – АВР) должны использоваться для восстановления питания энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии путем автоматического присоединения резервного источника питания при обесточении электроустановок потребителя. Устройства АВР должны использоваться также для автоматического включения резервного оборудования при отключении рабочего оборудования, приводящем к нарушению нормального технологического процесса.

9.4.5.2. Не допускается работа устройств АВР при отключении нагрузки потребителей электрической энергии действием противоаварийной автоматики.

9.5. Противоаварийная автоматика

9.5.1. Общие требования к противоаварийной автоматике.

9.5.1.1. Противоаварийная автоматика предназначена для выявления, предотвращения развития и ликвидации нарушения нормального режима энергосистемы.

9.5.1.2. Противоаварийная автоматика должна обеспечивать выполнение следующих функций противоаварийного управления:

- предотвращение нарушения устойчивости;
- ликвидация асинхронных режимов;
- ограничение снижения или повышения частоты;
- ограничение снижения или повышения напряжения;
- предотвращение недопустимых перегрузок оборудования.

9.5.1.3. Автоматика предотвращения нарушения устойчивости организуется по иерархическому принципу и состоит из одного или нескольких уровней. Автоматики ликвидации асинхронного режима, ограничения недопустимого снижения или повышения частоты или напряжения, ограничения перегрузки оборудования должны выполняться в виде локальных противоаварийных автоматик.

9.5.1.4. К устройствам противоаварийной автоматики относятся устройства измерения параметров доаварийного режима и текущих объемов управления, пусковые устройства (органы), исполнительные устройства (органы); устройства автоматической дозировки воздействия, выполняющие выбор управляющих воздействий; устройства приёма-передачи доаварийной и аварийной информации, сигналов и команд управления и каналы передачи указанной информации.

9.5.1.5. Функции противоаварийного управления реализуются противоаварийной автоматикой посредством следующих управляющих воздействий:

- кратковременная (импульсная) и длительная разгрузка энергоблоков тепловых и атомных электростанций;
- отключение генераторов;
- отключение нагрузки потребителей электрической энергии;
- деление энергосистемы на несинхронно работающие части;
- автоматическая загрузка генераторов;
- электрическое торможение;
- изменение топологии электрической сети;
- изменение режимов работы и эксплуатационного состояния управляемых элементов электрической сети.

9.5.1.6. На реализацию одних и тех же объёмов управляющих воздействий могут действовать разные виды противоаварийной автоматики

9.5.1.7. Для управляющих воздействий противоаварийной автоматики, состоящих из нескольких ступеней, ступени с большим объёмом управляющего воздействия должны включать в себя ступени с меньшим объёмом.

9.5.1.8. Изменение объёмов управляющих воздействий устройств и комплексов противоаварийной автоматики, являющихся объектами диспетчеризации, должно осуществляться субъектами электроэнергетики и

потребителями электрической энергии по согласованию с субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

9.5.1.9. Восстановление объёмов управляющих воздействий после их реализации действием устройств и комплексов противоаварийной автоматики, являющихся объектами диспетчеризации, должно осуществляться по диспетчерским командам (разрешениям) субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, если иное не предусмотрено логикой действия противоаварийной автоматики.

9.5.1.10. Состав подключенного к устройствам и комплексам противоаварийной автоматики генерирующего оборудования для выполнения заданных субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике объёмов отключения генераторов, кратковременной (импульсной) и длительной разгрузки турбин энергоблоков, автоматической загрузки генераторов должен определяться собственником или иным законным владельцем соответствующего генерирующего оборудования.

9.5.1.11. Под действие противоаварийной автоматики могут быть подключены энергопринимающие устройства потребителей электрической энергии всех категорий надёжности электроснабжения.

9.5.1.12. Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии не должны устанавливать на своих объектах электроэнергетики и энергопринимающих устройствах технические средства противоаварийной автоматики, не прошедшие проверок и испытаний на заданную функциональность.

9.5.1.13. Не допускается аппаратное совмещение в одном устройстве: функций релейной защиты и противоаварийной автоматики;

функции автоматики предотвращения нарушения устойчивости с другими функциями противоаварийной автоматики, обеспечивающими живучесть энергосистемы.

9.5.1.14. Каналы передачи доаварийной и аварийной информации, сигналов и команд управления противоаварийной автоматики должны удовлетворять требованиям, предусмотренным в разделе 10.2 настоящих Правил.

9.5.2. Автоматика предотвращения нарушения устойчивости.

9.5.2.1. Автоматика предотвращения нарушения устойчивости организуется по иерархическому принципу и состоит из одного или нескольких следующих уровней:

уровень Единой энергетической системы России – координирующая система противоаварийной автоматики;

уровень объединенной или территориальной энергосистемы – централизованная система противоаварийной автоматики;

уровень объектов электроэнергетики – локальная автоматика предотвращения нарушения устойчивости.

9.5.2.2. Координирующая система противоаварийной автоматики используется для координации действия централизованных систем

противоаварийной автоматики энергосистем с целью оптимизации параметров их настройки и минимизации управляющих воздействий.

9.5.2.3. Централизованная система противоаварийной автоматики используется для предотвращения нарушения устойчивости энергосистемы (части энергосистемы) и предотвращения недопустимых токовых перегрузок линий электропередачи и оборудования путем циклического расчета в программно-технических комплексах управляющих воздействий в зависимости от актуального состояния энергосистемы и передачи их в устройства локальной автоматики предотвращения нарушения устойчивости, устанавливаемые на объектах электроэнергетики.

Программно-технические комплексы централизованной системы противоаварийной автоматики устанавливаются только в диспетчерских центрах субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

9.5.2.4. Локальная автоматика предотвращения нарушения устойчивости (далее – ЛАПНУ) используется для предотвращения нарушения статической и динамической устойчивости генераторов электростанций, двигательной нагрузки потребителей электрической энергии, контролируемого сечения, энергорайона и предотвращения недопустимых токовых перегрузок линий электропередачи и оборудования.

Комплексы ЛАПНУ устанавливаются на объектах электроэнергетики и должны предусматривать возможность работы в автономном режиме и (или) в качестве низового устройства централизованной системы противоаварийной автоматики.

9.5.2.5. Между каждым из низовых устройств централизованной системы противоаварийной автоматики (далее – ЦСПА) и программно-техническим комплексом верхнего уровня ЦСПА, между координирующей системой противоаварийной автоматики и программно-техническим комплексом верхнего уровня каждой из координируемых ЦСПА должны быть организованы каналы связи в соответствии с требованиями раздела 9 настоящих Правил.

9.5.3. Автоматика ликвидации асинхронного режима.

9.5.3.1. Автоматика ликвидации асинхронного режима (далее – АЛАР) предназначена для выявления и ликвидации асинхронных режимов отдельных генераторов, электростанций и частей энергосистем.

9.5.3.2. Ликвидация асинхронных режимов возбужденного генератора относительно электростанции должна осуществляться путём его отключения.

Ликвидация асинхронных режимов электростанций и частей энергосистем должна осуществляться путём деления энергосистемы на несинхронно работающие части.

9.5.3.3. На всех линиях электропередачи классом напряжения 500 кВ и выше устройства АЛАР должны устанавливаться с каждой стороны линии электропередачи. На всех связях напряжением от 110 до 330 кВ, по которым возможен асинхронный режим, устройства АЛАР должны устанавливаться с каждой стороны связи.

9.5.3.4. В сетях напряжением 330 кВ и выше асинхронные режимы должны ликвидироваться на первом цикле.

9.5.3.5. В сечении асинхронного режима устройства АЛАР, установленные на связях напряжением 110 и 220 кВ, должны срабатывать после срабатывания устройств АЛАР, установленных на связях напряжением 330 кВ и выше, входящих в данное сечение.

9.5.3.6. Устройства АЛАР должны устанавливаться на всех генераторах атомных электростанций и на всех генераторах мощностью 500 МВт и выше тепловых электростанций и гидроэлектростанций. Необходимость установки устройств АЛАР на генераторах меньшей мощности определяется проектными решениями.

9.5.4. Автоматика ограничения перегрузки оборудования.

9.5.4.1. Автоматика ограничения перегрузки оборудования (далее – АОПО) предназначена для предотвращения недопустимой по величине и длительности токовой нагрузки линий электропередачи и оборудования.

9.5.4.2. АОПО реализует следующие управляющие воздействия:
автоматическая загрузка генераторов в дефицитной части энергосистемы;
отключение нагрузки потребителей электрической энергии в дефицитной части энергосистемы;

длительная разгрузка энергоблоков тепловых и атомных электростанций, отключение генераторов тепловых, гидро- и атомных электростанций в избыточной части энергосистемы;

изменение топологии электрической сети, обеспечивающее перераспределение потоков мощности и ликвидацию перегрузки элемента сети;
отключение перегруженного элемента электрической сети с запретом автоматического повторного включения.

9.5.4.3. В устройствах АОПО должно предусматриваться не менее двух ступеней с контролем величины и длительности токовой перегрузки линий электропередачи и оборудования.

9.5.4.4. В устройствах АОПО должна быть предусмотрена возможность задания нескольких групп уставок, соответствующих различным температурам наружного воздуха.

9.5.5. Автоматика ограничения снижения частоты.

9.5.5.1. Автоматика ограничения снижения частоты (далее – АОСЧ) предназначена для предотвращения недопустимого по условиям устойчивой работы генерирующего оборудования и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии снижения частоты и полного погашения энергосистемы или её части при возникновении дефицита активной мощности, в том числе при аварийном выделении энергосистемы или её части на изолированную работу.

Исходя из выполняемых функций, устройства АОСЧ подразделяются на устройства автоматического частотного ввода резерва, автоматической частотной разгрузки, дополнительной автоматической разгрузки, частотной делительной автоматики и частотного автоматического повторного включения.

9.5.5.2. Автоматический частотный ввод резерва (далее – АЧВР) предназначен для снижения дефицита активной мощности в целях предотвращения срабатывания устройств автоматической частотной разгрузки на отключение нагрузки потребителей электрической энергии.

Устройства АЧВР должны действовать на автоматическую загрузку генераторов при снижении частоты в энергосистеме до значений 49,4 – 49,7 Гц.

Все гидроэлектростанции и гидроаккумулирующие электростанции установленной мощностью 50 МВт и выше должны быть оснащены устройствами АЧВР.

9.5.5.3. Автоматическая частотная разгрузка (далее – АЧР) предназначена для предотвращения недопустимого по условиям устойчивой работы генерирующего оборудования и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии снижения частоты и её последующего восстановления.

Объём мощности нагрузки потребителей электрической энергии, заведённой под АЧР, и диапазоны уставок устройств АЧР определяются субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике на основании расчётов максимально возможных дефицитов мощности энергосистемы. Общий объём отключения нагрузки потребителей электрической энергии, подключённый под действие устройств АЧР, должен составлять не менее 60 % от максимального прогнозного потребления мощности энергосистемы, включая потери активной мощности в электрических сетях и потребление мощности на собственные и хозяйственные нужды электростанций.

Выбор энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии, подключаемых под действие устройств АЧР, и установка (размещение) устройств АЧР осуществляются субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии на основании заданий субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике по объёму нагрузки потребителей, подключённой под действие АЧР.

Действие устройств автоматического ввода резерва и автоматического повторного включения должно быть согласовано с действием устройств АЧР таким образом, чтобы действием устройств автоматического ввода резерва и автоматического повторного включения не восстанавливалось питание нагрузки потребления, отключённой действием устройств АЧР, от тех же или других электрически связанных источников питания.

Должно быть исключено срабатывание устройств АЧР в переходных режимах, характеризующихся снижением частоты, не связанным с аварийным дефицитом активной мощности, а также при перерыве электроснабжения.

9.5.5.4. Дополнительная автоматическая разгрузка (далее – ДАР) предназначена для обеспечения эффективной работы АЧР.

Устройства ДАР устанавливаются в энергосистеме в случае вероятности возникновения аварийного дефицита активной мощности более 45 % и скорости снижения частоты более 1,8 Гц в секунду.

Устройства ДАР должны реализовывать отключение нагрузки потребителей электрической энергии без выдержки времени в объеме, достаточном для обеспечения эффективной работы АЧР.

9.5.5.5. Частотная делительная автоматика (далее – ЧДА) предназначена для предотвращения полного останова тепловых электростанций при недопустимом снижении частоты в энергосистеме.

Устройства ЧДА действуют на выделение тепловых электростанций или их энергоблоков (генераторов) на питание собственных нужд или на изолированный район.

Устройства ЧДА устанавливаются на всех тепловых электростанциях установленной мощностью 25 МВт и выше, за исключением электростанций, на которых установка устройств ЧДА невозможна по условиям работы электростанции. Невозможность установки устройств ЧДА оформляется решением, которое утверждается собственником или иным законным владельцем тепловой электростанции после согласования с субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

ЧДА должна иметь две ступени:

1 ступень: 46,0–47,0 Гц/0,3–0,5 секунд;

2 ступень: 47,0–47,5 Гц/30–40 секунд.

Выделение генераторов электростанций действием ЧДА должно производиться с минимизацией числа отключаемых действием ЧДА выключателей.

При выделении генераторов электростанции на собственные нужды действием ЧДА должна обеспечиваться устойчивая работа выделяемого генерирующего оборудования в течение не менее 30 минут.

Действие устройств ЧДА на выделение тепловых электростанций или их энергоблоков (генераторов) на изолированный район должно по возможности обеспечивать баланс активной мощности в указанном районе. Допустимая величина небаланса активной мощности определяется условиями обеспечения устойчивой работы генерирующего оборудования тепловых электростанций с учетом действия АЧР.

Для сохранения в работе собственных нужд и предотвращения полного останова электростанций при возникновении лавины напряжения в энергосистеме в ЧДА должен быть предусмотрен пуск по напряжению с отстройкой по времени от коротких замыканий.

9.5.5.6. Частотное автоматическое повторное включение (далее – ЧАПВ) предназначено для автоматического включения нагрузки потребителей электрической энергии, отключенной действием устройств АЧР, в процессе восстановления частоты в энергосистеме.

Устройства ЧАПВ должны действовать на включение нагрузки потребителей электрической энергии очередями в диапазоне частот 49,4–49,8 Гц.

Настройка и выбор объема очереди ЧАПВ должны исключать повторное срабатывание АЧР при действии ЧАПВ.

При подключении к одной очереди устройств ЧАПВ нескольких присоединений на одном объекте электроэнергетики должно обеспечиваться их поочередное включение с интервалами времени не менее 1 секунды.

Устройства ЧАПВ устанавливаются прежде всего на подстанциях, на которых невозможно осуществить быстрое восстановление питания потребителей электрической энергии, отключенных АЧР, действиями оперативного персонала.

9.5.6. Автоматика ограничения повышения частоты.

9.5.6.1. Автоматика ограничения повышения частоты (далее – АОПЧ) предназначена для предотвращения недопустимого повышения частоты в энергосистеме до уровня, при котором возможно срабатывание автоматов безопасности турбин тепловых и атомных электростанций.

9.5.6.2. Устройства АОПЧ устанавливаются на тепловых, атомных и гидроэлектростанциях, расположенных в частях энергосистемы, выделение на изолированную работу которых возможно с большим избытком мощности, приводящим к повышению частоты более 50,5 Гц, и действовать на отключение генераторов.

9.5.6.3. Действие устройств АОПЧ не должно приводить к действию АОСЧ.

9.5.7. Автоматика ограничения снижения напряжения.

9.5.7.1. Автоматика ограничения снижения напряжения (далее – АОСН) предназначена для предотвращения недопустимого по условиям устойчивости генерирующего оборудования и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии снижения напряжения.

9.5.7.2. Устройства АОСН должны контролировать величину и длительность снижения напряжения на объектах электроэнергетики, на которых они установлены.

9.5.7.3. Устройства АОСН должны действовать на изменение режима работы и(или) эксплуатационного состояния устройств компенсации реактивной мощности или на отключение нагрузки потребителей электрической энергии.

9.5.8. Автоматика ограничения повышения напряжения.

9.5.8.1. Автоматика ограничения повышения напряжения (далее – АОПН) предназначена для предотвращения недопустимого по величине и длительности повышения напряжения на оборудовании объектов электроэнергетики.

9.5.8.2. Устройства АОПН устанавливаются на всех линиях электропередачи напряжением 500 кВ и выше длиной 200 км и более с каждой стороны линии электропередачи.

Необходимость и места установки устройств АОПН на линиях электропередачи напряжением 500 кВ меньшей длины, а также на линиях электропередачи напряжением 330 кВ и ниже определяется проектными решениями.

9.5.8.3. В устройстве АОПН должна предусматриваться функция резервирования отказа выключателя при работе устройства АОПН.

9.5.8.4. Устройства АОПН должны действовать на изменение режима работы и(или) эксплуатационного состояния устройств компенсации реактивной мощности или на отключение линии электропередачи со всех сторон с запретом автоматического повторного включения.

9.6. Режимная автоматика

9.6.1. Общие требования к режимной автоматике

9.6.1.1. Режимная автоматика предназначена для поддержания параметров электроэнергетического режима энергосистемы в допустимых пределах.

9.6.1.2. Режимная автоматика осуществляет следующие функции:
регулирование частоты;
регулирование перетоков активной мощности;
регулирование напряжения;
регулирование реактивной мощности.

9.6.1.3. Первичное регулирование частоты осуществляется действием первичных регуляторов частоты и мощности, установленных на генерирующем оборудовании электростанций.

9.6.1.4. Режимная автоматика, осуществляющая функции вторичного регулирования частоты и перетоков активной мощности организуется по централизованному принципу. Режимная автоматика, осуществляющая функции регулирования напряжения и реактивной мощности, выполняется локальной.

9.6.1.5. Алгоритмы функционирования и параметры настройки режимной автоматики должны обеспечивать устойчивое регулирование параметров электроэнергетического режима при отклонении контролируемых параметров электроэнергетического режима от заданных значений.

9.6.1.6. Мониторинг участия генерирующего оборудования электростанций в регулировании частоты, перетоков активной мощности и реактивной мощности осуществляется субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

9.6.2. Первичное регулирование частоты

9.6.2.1. Все генерирующее оборудование (за исключением введенных в эксплуатацию энергоблоков атомных электростанций с реакторами типа РБМК и БН) должно участвовать в общем первичном регулировании частоты (далее – ОПРЧ) с характеристиками и настройками, установленными для ОПРЧ.

9.6.2.2. При первичном регулировании технологической автоматикой генерирующего оборудования в пределах регулировочного диапазона должно быть обеспечено поддержание значения первичной мощности, определяемого действием регулятора частоты вращения турбины.

9.6.2.3. При повышении частоты, когда определяемое действием регулятора частоты вращения турбины значение первичной мощности выходит за пределы регулировочного диапазона, не должна допускаться блокировка

действия регулятора частоты вращения со стороны технологической автоматики вплоть до действия технологических защит на отключение основного и вспомогательного оборудования.

9.6.2.4. При понижении частоты, во избежание действия технологических защит на отключение основного и вспомогательного оборудования, когда определяемое действием регулятора частоты вращения турбины значение первичной мощности выходит за пределы регулировочного диапазона, допускается блокировка действия регулятора частоты вращения со стороны технологической автоматики только в целях сохранения параметров основного и вспомогательного оборудования в пределах допустимых значений.

9.6.2.5. Регуляторы мощности, установленные на генерирующем оборудовании, должны быть оснащены корректорами по частоте.

9.6.2.6. Не допускается блокировка действия регулятора частоты вращения турбины со стороны регулятора мощности.

9.6.2.7. Групповые регуляторы активной мощности (в том числе для генерирующего оборудования в составе ПГУ) не должны допускать блокировки действия регуляторов частоты вращения турбин и регуляторов мощности при их работе с коррекцией по частоте.

9.6.2.8. Совокупность основного и вспомогательного оборудования тепловой электростанции, его технологическая автоматика и режимы работы должны обеспечивать гарантированное участие генерирующего оборудования тепловой электростанции в ОПРЧ в пределах регулировочного диапазона при скачкообразном отклонении частоты, вызывающем необходимость реализации первичной мощности (на загрузку или разгрузку) величиной 10% и менее номинальной мощности генерирующего оборудования.

9.6.2.9. Совокупность основного и вспомогательного оборудования атомной электростанции, его технологическая автоматика и режимы работы должны обеспечивать гарантированное участие генерирующего оборудования атомной электростанции в ОПРЧ при скачкообразном изменении частоты путем реализации требуемой первичной мощности:

на загрузку величиной до 2% или на разгрузку величиной до 8% номинальной электрической мощности энергоблока при текущей мощности реакторной установки не более 98% номинальной тепловой мощности;

на разгрузку величиной до 8% номинальной электрической мощности энергоблока при текущей мощности реакторной установки от 98% до 100% номинальной тепловой мощности.

9.6.2.10. Совокупность основного и вспомогательного оборудования гидроэлектростанций (гидроаккумулирующих электростанций), его технологическая автоматика и режимы работы должны обеспечивать гарантированное участие гидроагрегатов в ОПРЧ во всем регулировочном диапазоне с максимально допустимой скоростью, определяемой техническими характеристиками гидроагрегатов для текущего напора.

9.6.2.11. Нормированное первичное регулирование частоты (далее – НПРЧ) должно осуществляться выделенными электростанциями (энергоблоками), обеспечивающими гарантированное нормированное первичное регулирование в пределах заданного резерва НПРЧ с

характеристиками и настройками, установленными для НПРЧ. При отклонениях частоты, приводящих к исчерпанию заданных резервов НПРЧ, генерирующее оборудование должно участвовать в первичном регулировании частоты с характеристиками, удовлетворяющими требованиям ОПРЧ.

9.6.3. Автоматическое вторичное регулирование частоты и перетоков активной мощности

9.6.3.1. Автоматическое вторичное регулирование частоты и перетоков активной мощности используется для обеспечения в энергосистеме требуемых параметров частоты и перетоков мощности, установленных разделом 2 настоящих Правил, и снижения времени ликвидации возникающих небалансов мощности в областях регулирования.

9.6.3.2. Автоматическое вторичное регулирование частоты и перетоков активной мощности в ЕЭС России организуется по иерархическому принципу и включает в себя:

центральную координирующую систему автоматики регулирования частоты и перетоков активной мощности (далее – АРЧМ) уровня Единой энергетической системы России;

централизованные системы АРЧМ уровня объединенных энергосистем;

централизованные системы АРЧМ уровня энергосистем.

9.6.3.3. В состав центральной координирующей и централизованных систем АРЧМ (далее – ЦС (ЦКС) АРЧМ) должны входить:

управляющие вычислительные комплексы (далее – УВК), устанавливаемые в диспетчерских центрах субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике;

устройства АРЧМ, устанавливаемые на электростанциях, подключенных к ЦС (ЦКС) АРЧМ (далее – станционные устройства АРЧМ);

специально организованные каналы связи для взаимодействия УВК и станционных устройств АРЧМ.

9.6.3.4. При формировании в УВК вторичного задания на электростанции и(или) энергоблоки функция ограничения перетоков должна иметь приоритет перед функциями регулирования частоты.

9.6.3.5. Передача команд автоматического вторичного регулирования от УВК, к которому подключена электростанция и(или) энергоблок, до станционных устройств АРЧМ должна производиться циклически не реже одного раза в секунду. Время передачи команд автоматического вторичного регулирования от УВК, к которому подключена электростанция и(или) энергоблок, до терминала АРЧМ не должно превышать 1 секунды.

9.6.3.6. В диспетчерских центрах и на электростанциях, подключенных к УВК, должна быть обеспечена защита от несанкционированного вмешательства в функционирование ЦС (ЦКС) АРЧМ.

9.6.3.7. Объем информации о параметрах электроэнергетического режима, передаваемой с объектов электроэнергетики для функционирования ЦС (ЦКС) АРЧМ, определяется субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

9.6.3.8. Станционные устройства АРЧМ включают в себя:

терминал АРЧМ, обеспечивающий взаимодействие с УВК и со станционными системами управления мощностью генерирующего оборудования электростанции;

станционные системы управления мощностью генерирующего оборудования электростанции (системы автоматического управления мощностью энергоблоков тепловых электростанций, групповые регуляторы активной (активной и реактивной) мощности гидроэлектростанций, системы автоматического управления гидроагрегатов гидроэлектростанций).

9.6.3.9. Станционные устройства АРЧМ должны соответствовать следующим общим требованиям:

коэффициент готовности программно-технических средств должен быть не менее 0,9999;

должна быть обеспечена фиксация неисправности каналов связи, передачи информации;

время от момента получения терминалом АРЧМ команды автоматического вторичного регулирования до момента выдачи САУ ГА (САУМ) команды на изменение мощности генерирующего оборудования не должно превышать 2 секунды.

9.6.3.10. Каналы связи для взаимодействия УВК и станционных устройств АРЧМ должны соответствовать требованиям раздела 10.2 настоящих Правил.

9.6.3.11. При участии гидроагрегатов в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков активной мощности должны соблюдаться требования, установленные разделом 8.6 настоящих Правил.

9.6.4. Автоматика регулирования напряжения и реактивной мощности.

9.6.4.1. Автоматика регулирования напряжения и реактивной мощности используется для поддержания уровней напряжения на объектах электроэнергетики и у потребителей в диапазоне допустимых значений и обеспечения требований к устойчивости энергосистем.

9.6.4.2. Генераторы и синхронные (асинхронизированные) компенсаторы должны быть оборудованы устройствами автоматического регулирования возбуждения (далее – АРВ).

9.6.4.3. АРВ должен обеспечивать поддержание напряжения на выводах генератора или на шинах распределительного устройства электростанции с заданным статизмом.

9.6.4.4. В системах возбуждения генераторов и синхронных (асинхронизированных) компенсаторов должна быть реализована функция релейной форсировки возбуждения.

9.6.4.5. На синхронных генераторах мощностью 60 МВт и более и компенсаторах мощностью 100 Мвар и более должны устанавливаться быстродействующие системы возбуждения с АРВ сильного действия.

9.6.4.6. Системы возбуждения синхронных генераторов мощностью 60 МВт и более, а также системы возбуждения синхронных генераторов меньшей мощности в случае, если системы возбуждения таких генераторов имеют в

своем составе АРВ сильного действия, должны соответствовать в части быстродействия следующим требованиям:

быстродействие системы возбуждения при форсировке – не более 0,06 секунды;

полное время расфорсировки – не более 0,15 секунды;

запаздывание системы возбуждения при форсировке – не более 0,02 секунды.

9.6.4.7. Системы возбуждения синхронных генераторов должны обеспечивать:

кратность форсировки возбуждения по току не менее 2.0;

кратность форсировки возбуждения по напряжению для статической тиристорной системы параллельного самовозбуждения - не менее 2.5, а для остальных типов систем возбуждений – не менее 2.0.

9.6.4.8. Системы возбуждения и обмотки роторов синхронных генераторов должны выдерживать двукратный номинальный ток возбуждения при работе форсировки возбуждения генератора, время работы которой ограничивается перегрузочной способностью генератора по току ротора.

9.6.4.9. Автоматические регуляторы возбуждения сильного действия должны обеспечивать следующие функции, влияющие на устойчивость параллельной работы синхронного генератора в энергосистеме:

демпфирование колебаний роторов синхронных генераторов в нормальных, ремонтных и послеаварийных режимах энергосистемы, исключаящее самораскачивание или возникновение незатухающих колебаний в энергосистеме;

блокировку каналов стабилизации или системного стабилизатора при изменении частоты со скоростью 0,05 Гц/с и более;

устойчивую работу синхронных генераторов в режиме ограничения минимального возбуждения;

ограничение до двукратного значения тока ротора с выдержкой времени не более 0,2 с.

9.6.4.10. АРВ сильного действия синхронных генераторов при применении их в составе бесщеточных систем возбуждения дополнительно должны обеспечивать следующие функции:

ограничение максимального напряжения ротора и тока возбуждения бесщеточного возбудителя;

ограничение перегрузки по току возбуждения бесщеточного возбудителя;

расчет тока ротора по диаграмме Потье.

9.6.4.11. АРВ должны быть постоянно включены в работу. Отключение АРВ или отдельных их элементов (ограничитель минимального возбуждения и др.) допускается только для ремонта или проверки.

9.6.4.12. На резервных возбудителях должна быть обеспечена форсировка возбуждения кратностью не ниже 1,3 номинального напряжения ротора.

9.6.4.13. Должна быть обеспечена готовность устройств регулирования под нагрузкой трансформаторов (автотрансформаторов) к работе.

9.6.4.14. Регулирование коэффициента трансформации под нагрузкой может осуществляться оперативным персоналом вручную, дистанционно с использованием команд телеуправления или через автоматический регулятор напряжения.

9.6.4.15. Управляемые устройства компенсации реактивной мощности (статические тиристорные компенсаторы, управляемые шунтирующие реакторы, статические компенсаторы реактивной мощности, объединенные регуляторы потоков мощности) должны быть оснащены автоматическими регуляторами напряжения и реактивной мощности.

9.6.4.16. Алгоритмы и настройки регуляторов управляемых устройств компенсации реактивной мощности должны обеспечивать, в диапазоне располагаемой реактивной мощности устройств компенсации, устойчивое регулирование параметров электроэнергетического режима (напряжения, реактивной мощности) при отклонении контролируемых параметров электроэнергетического режима от заданных значений.

9.6.4.17. Структура регуляторов управляемых устройств компенсации реактивной мощности должна обеспечивать возможность реализации управляющих воздействий от устройств противоаварийной автоматики.

9.7. Регистрации аварийных событий и процессов.

9.7.1. Регистрация аварийных событий и процессов осуществляется с использованием регистраторов аварийных событий и процессов (независимых устройств или функций реализуемых в терминалах РЗА, в составе АСУТП) и устройств системы мониторинга переходных режимов.

9.7.2. Регистраторы аварийных событий и процессов должны устанавливаться на электростанциях и подстанциях 110 кВ и выше и обеспечивать регистрацию аварийных событий и процессов, хранение зарегистрированной информации. Регистрации подлежат параметры электромагнитных и электромеханических переходных процессов линий электропередачи и оборудования главной схемы, факты срабатывания устройств РЗА, изменения состояния коммутационных аппаратов, параметры систем оперативного постоянного тока в объеме достаточном для своевременного анализа аварийного процесса и однозначного установления причин возникновения, протекания и ликвидации аварии.

9.7.3. Регистраторы аварийных событий и процессов должны обеспечивать:

запись параметров аварийных событий и процессов с погрешностью не более 1 миллисекунды относительно точного времени;

запись параметров аварийных событий и процессов при полном обесточении объекта электроэнергетики;

сохранение информации при исчезновении питания регистратора аварийных событий и процессов.

9.7.4. Требования к реализации функций определения места повреждения на линиях электропередачи приведены в разделе 8 настоящих Правил.

9.7.5. На электростанциях и подстанциях 110 кВ и выше должна быть обеспечена передача данных регистрации аварийных событий и процессов,

включая показания приборов определения места повреждения на линиях электропередачи и данные о местах повреждения линий электропередачи, в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и в центры управления сетями сетевых организаций, осуществляющих эксплуатацию данных линий электропередачи.

9.7.6. Система мониторинга переходных режимов (далее – СМПР) в Единой энергетической системе России предназначена для измерения и регистрации векторных величин параметров электроэнергетического режима на разных объектах электроэнергетики, синхронизированных по времени.

9.7.7. СМПР организуется по иерархическому принципу:

- нижний уровень (устанавливаемые на объектах электроэнергетики регистраторы СМПР и концентраторы векторных данных, предусматривающие обработку, хранение и обмен информацией с верхним уровнем СМПР);
- верхний уровень (устанавливаемые на уровне субъектов оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике концентраторы векторных данных, интегрированные в систему оперативно-диспетчерского и автоматического режимного и противоаварийного управления).

9.7.8. СМПР должна обеспечивать передачу информации в режиме реального времени, а также по запросу.

9.7.9. Регистраторы СМПР должны устанавливаться на следующих объектах электроэнергетики ЕЭС России:

на подстанциях 500 кВ и выше единой национальной (общероссийской) электрической сети;

на электростанциях установленной мощностью 500 МВт и более;

на межгосударственных и входящих в контролируемые сечения Единой энергетической системы России линиях электропередачи 220 кВ и выше, определяемых системным оператором.

9.7.10. При создании СМПР субъект оперативно-диспетчерского управления определяет состав измеряемых параметров, режим передачи (в реальном времени или по запросу) и объем передаваемых на верхний уровень параметров электроэнергетического режима, а также требования к пропускной способности каналов передачи данных.

9.7.11. Погрешность синхронизации регистрируемых векторных величин параметров электроэнергетического режима в регистраторах СМПР должна быть не хуже 1 микросекунды.

9.7.12. Передача данных с нижнего уровня СМПР в диспетчерские центры субъектов оперативно-диспетчерского управления должна производиться в соответствии с требованиями раздела 10 настоящих Правил.

9.8. Вторичные цепи комплексов и устройств релейной защиты и автоматики

9.8.1. На электростанциях, подстанциях 110 кВ и выше должен применяться оперативный постоянный ток напряжением 220 В.

9.8.2. Вторичные цепи устройств РЗА должны быть защищены от коротких замыканий и длительных перегрузок.

9.8.3. На электростанциях и подстанциях должна выполняться сигнализация о срабатывании и возникновении неисправностей устройств РЗА.

9.8.4. Во вторичных цепях устройств РЗА должны быть установлены переключающие устройства (испытательные блоки, переключатели, рубильники, накладки), обеспечивающие возможность вывода(ввода) для их оперативного и технического обслуживания.

9.8.5. В одном контрольном кабеле не должны совмещаться:

цепи постоянного тока с цепями переменного тока;

цепи переменного тока разного назначения (цепи измерительных трансформаторов тока, измерительных трансформаторов напряжения, цепи переменного напряжения собственных нужд);

цепи устройств РЗА, функционально резервирующих друг друга;

цепи сигнализации о неисправности контролируемых цепей устройств РЗА с контролируемыми цепями;

цепи, замыкание которых приводит к несанкционированному включению генератора в сеть.

10. Информационно-технологическая инфраструктура релейной защиты и автоматики, оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и оперативно-технологического управления

10.1. Состав, функциональность и требования к системам информационно-технологической инфраструктуры

10.1.1. Информационно-технологическая инфраструктура релейной защиты и автоматики, оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и оперативно-технологического управления (далее – информационно-технологическая инфраструктура) представляет собой совокупность программно-технических средств (в том числе каналов связи) для построения автоматизированных систем диспетчерского управления, автоматизированных систем технологического управления и автоматизированных систем управления технологическими процессами и обеспечения функционирования комплексов и устройств РЗА.

10.1.2. Автоматизированные системы диспетчерского управления, применяются субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике при выполнении им функций оперативно-диспетчерского управления. Автоматизированные системы технологического управления применяются собственниками объектов электросетевого хозяйства при выполнении ими функций оперативно-технологического управления электрическими сетями. Автоматизированные системы управления технологическими процессами применяются собственниками объектов электроэнергетики для автоматизации технологических процессов.

10.1.3. В состав автоматизированных систем диспетчерского управления, автоматизированных систем технологического управления и автоматизированных систем управления технологическими процессами входят следующие системы:

а) система сбора и передачи информации для решения задач оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления (далее – ССПИ), включающая в себя источники измерений и сигнализации, устройства преобразования и концентрации телеметрической информации, программно-аппаратные комплексы, участвующие в информационном обмене с диспетчерскими центрами и центрами управления сетями;

б) система контроля и сбора данных, предназначенная для получения от ССПИ и хранения информации о текущем режиме энергосистемы и состоянии оборудования, обработки полученной информации по различным критериям достоверизации и предоставления информации другим системам (подсистемам);

в) система отображения информации, предназначенная для предоставления информации на средствах коллективного и индивидуального отображения о текущем режиме энергосистемы и состоянии оборудования различным категориям персонала для контроля,

анализа и мониторинга за текущим состоянием энергосистемы и объектов электроэнергетики;

г) объектно-ориентированная модель данных, описывающая информационную модель объектов электроэнергетики и энергосистемы;

д) система управления производством, передачей и распределением электрической энергии, предназначенная для решения задач планирования и управления режимами, оперативного учета и анализа использования энергоресурсов, состояния оборудования, технико-экономических показателей, а также для анализа режима работы электрической сети в режиме реального времени, представляющая собой набор функциональных компонентов для автоматизации функций оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике либо оперативно-технологического управления;

е) система управления рынком электроэнергии и мощности, предназначенная для поддержки участия в рынке электроэнергии и мощности, включая распространение диспетчерских графиков, перераспределение мощности генераторов с учетом ценовых заявок и зарегистрированных диспетчерских команд, расчет отклонений от заданного диспетчерского графика и выявление инициатив.

10.1.4. ССПИ объектов электроэнергетики совместно с каналами связи и обеспечивающими их функционирование устройствами (оборудованием) узлов связи составляют средства диспетчерского и технологического управления

10.1.5. Диспетчерские центры всех уровней должны быть оснащены автоматизированными системами диспетчерского управления, центры управления сетями всех уровней – автоматизированными системами технологического управления, электростанции и подстанции номинальным напряжением 110 кВ и выше – автоматизированным системам управления технологическими процессами.

10.1.6. Относительная погрешность измеряемых величин ССПИ не должна превышать 0,5% в диапазоне 0,1 – 100% номинальных значений измеряемого параметра.

10.1.7. Аналоговые измерительные преобразователи подлежат замене на цифровые при модернизации ССПИ на объекте электроэнергетики.

10.1.8. Измерительные преобразователи, применяемые на объектах электроэнергетики, должны быть внесены в государственный реестр средств измерений и иметь действующие свидетельства о поверке.

10.1.9. Передача телеинформации должны осуществляться с использованием стандартных интерфейсов и протоколов. Конкретный тип, профиль и реализация протокола передачи телеметрической информации должны быть согласованы с соответствующими диспетчерскими центрами (центрами управления сетями).

10.1.10. В ССПИ должны соблюдаться следующие приоритеты передачи различных видов информации (с учетом уменьшения приоритета): команда телеуправления или результат выполнения команды;

аварийно-предупредительная телесигнализация;
спорадическая передача телесигнализации;
спорадическая передача телеизмерений;
полный объем телесигнализации;
полный объем телеизмерений.

10.1.11. В отношении ССПИ должны выполняться требования по информационной безопасности, обусловленные требованиями соответствующих систем (подсистем).

10.1.12. Требования к системам информационно-технологической инфраструктуры, указанным в подпунктах «б» – «е» пункта 10.1.3 настоящих Правил, определяются федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке государственной политики в сфере топливно-энергетического комплекса, с учетом положений настоящих Правил.

10.1.13. Для обеспечения непрерывности функционирования система контроля и сбора данных должна обладать высокой надёжностью и отказоустойчивостью с обобщенным коэффициентом готовности не менее 0,9998.

10.1.14. Настройка протоколов и регламенты информационного обмена между системой контроля и сбора данных объектов электроэнергетики, центров управления сетями и диспетчерскими центрами определяются субъектом оперативно-диспетчерского управления в договорах возмездного оказания услуг по оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике и соглашениях о технологическом взаимодействии в целях обеспечения надежности функционирования ЕЭС России.

10.1.15. Система отображения информации, используемая для автоматизированных систем диспетчерского управления, автоматизированных систем технологического управления, должна предоставлять единый набор инструментов в панели управления формами отображения для обеспечения работы и навигации между формами отображения, а также предоставлять возможность отображения информации в различном виде, удовлетворяющим единым правилам к системе отображения.

Диспетчерские центры должны обеспечиваться видеопроекторными панелями (стенами), требования к которым определяются субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике с учетом вышеуказанных требований.

Обобщенный коэффициент готовности системы отображения информации должен быть не менее 0,9998.

10.1.16. Обобщенный коэффициент готовности каждой из систем, указанных в подпунктах «г», «д», «е» пункта 10.1.3 настоящих Правил, должен быть не менее 0,999.

10.2. Каналы связи для оперативно-диспетчерского, оперативно-технологического управления и функционирования релейной защиты и автоматики

10.2.1. Собственниками или иными законными владельцами объектов электроэнергетики (энергопринимающих устройств) должно быть организовано наличие и обеспечено функционирование двух независимых каналов связи объекта электроэнергетики (энергопринимающего устройства) с каждым диспетчерским центром, имеющим объекты диспетчеризации в составе указанного объекта (устройства). Пропускная способность указанных каналов связи должна обеспечивать передачу требуемых видов и объемов информации в диспетчерский центр, включая телефонную связь для оперативных переговоров, телеметрическую информацию и данные, используемые для задач оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, обеспечения функционирования противоаварийной и режимной автоматики.

10.2.2. Указанные в пункте 10.2.1 настоящих Правил каналы связи должны организовываться собственниками или иными законными владельцами объектов электроэнергетики (энергопринимающих устройств) от объектов электроэнергетики (энергопринимающих устройств) до узлов доступа сетей связи, определенных субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике. Организация каналов связи от указанных узлов доступа до диспетчерских центров осуществляется субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

10.2.3. Сетевыми организациями, иными собственниками или законными владельцами объектов электросетевого хозяйства должно быть организовано наличие и обеспечено функционирование двух независимых каналов связи объекта электросетевого хозяйства 110 кВ и выше с центром управления сетями, в технологическом управлении и ведении которого находятся оборудование или устройства указанного объекта электросетевого хозяйства или отходящие от него линии электропередачи.

Требования к каналам связи для организации передачи информации с объектов электроэнергетики их собственникам или иным законным владельцам и (или) собственникам и иным законным владельцам технологически связанных объектов электроэнергетики определяются субъектами электроэнергетики самостоятельно либо по взаимному согласованию между собственниками и иными законными владельцами технологически связанных объектов электроэнергетики.

10.2.4. Каналы связи, обеспечивающие функционирование автоматизированных систем диспетчерского управления, автоматизированных систем технологического управления, для осуществления оперативных переговоров диспетчерского персонала диспетчерских центров с оперативным персоналом центров управления сетями и объектов электроэнергетики, а также для осуществления оперативных переговоров оперативного персонала центров управления сетями с оперативным персоналом объектов электроэнергетики должны

быть организованы без коммутации на промежуточных автоматических телефонных станциях.

Допускается организация постоянного транзитного соединения указанных каналов в промежуточных пунктах.

10.2.5. При новом строительстве, техническом перевооружении, модернизации или реконструкции объектов электроэнергетики (энергопринимающих устройств) для передачи информации, обеспечивающей функционирование автоматизированных систем диспетчерского управления, автоматизированных систем технологического управления, комплексов и устройств РЗА, проектными решениями должно предусматриваться применение наземных каналов связи.

Спутниковые каналы связи до организации второго наземного канала связи могут временно использоваться в качестве одного из каналов связи для автоматизированных систем диспетчерского управления, автоматизированных систем технологического управления, передачи телеметрической информации, обеспечивающей функционирование противоаварийной или режимной автоматики, если эти каналы удовлетворяют требованиям по времени передачи информации, указанным в пункте 10.2.15 настоящих Правил.

10.2.6. Передача телеметрической информации между объектами электроэнергетики и диспетчерскими центрами, центрами управления сетями должна осуществляться без промежуточной обработки.

Допускается передача телеметрической информации с объектов электроэнергетики напряжением 110 кВ и ниже в центры управления сетями с одной ступенью промежуточной обработки.

Требования к каналам связи для передачи телеметрической информации в центры управления сетями, осуществляемой непосредственно с датчиков, установленных на линиях электропередачи (температура провода, гололедно-ветровая нагрузка и прочее), информации систем коммерческого и технического учета электрической энергии определяются субъектами электроэнергетики самостоятельно.

10.2.7. Для передачи информации, обеспечивающей функционирование противоаварийной или режимной автоматики, с объектов электросетевого хозяйства классом напряжения 110 кВ и выше и электростанций мощностью 5 МВт и более независимо от класса напряжения их присоединения к электрической сети должно быть организовано не менее двух независимых каналов связи в каждом направлении передачи информации.

Для объектов электросетевого хозяйства классом напряжения ниже 110 кВ и электростанций мощностью менее 5 МВт требования по организации передачи информации определяются субъектами электроэнергетики самостоятельно, либо по взаимному согласованию между собственниками и иными законными владельцами технологически связанных объектов.

10.2.8. Для передачи сигналов и команд противоаварийной и режимной автоматики должен использоваться дублированный режим передачи информации.

10.2.9. Каждый канал связи, обеспечивающий функционирование устройств релейной защиты, осуществляющих функцию основной защиты линии электропередачи, должен быть организован по выделенному каналу, независимому от каналов связи для других устройств релейной защиты той же линии электропередачи.

10.2.10. Организация каналов связи, обеспечивающих функционирование устройств релейной защиты линий электропередачи классом напряжения 220 кВ и выше, должна исключать возможность одновременной потери функциональности основных защит разных линий электропередачи по общей причине.

10.2.11. Передача сигналов и команд релейной защиты должна осуществляться без промежуточной обработки.

10.2.12. Организация высокочастотных каналов связи по грозотросам воздушных линий электропередачи для передачи сигналов и команд РЗА не допускается

10.2.13. При организации высокочастотных каналов связи по фазным проводам воздушных линий электропередачи с совмещением передачи сигналов и команд РЗА, технологической телефонной связи и телеметрической информации, должна быть организована приоритетная передача команд РЗА.

10.2.14. Каналы радио-релейной связи, высокочастотной связи по воздушным линиям электропередачи и спутниковой связи должны выполняться с учетом обеспечения запаса по перекрываемому затуханию с учетом неблагоприятных погодных условий (туман, изморось, гололед, дождь).

Для передачи команд РЗА высокочастотные каналы связи по воздушной линии электропередачи должны дополнительно обеспечивать запас по перекрываемому затуханию при возможных коротких замыканиях на воздушной линии электропередачи, по проводам которой организован высокочастотный канал.

При организации каналов связи должны выполняться условия по обеспечению электромагнитной совместимости.

10.2.15. Суммарное время измерения и передачи телеметрической информации не должно превышать:

для передачи телеметрической информации с объектов электросетевого хозяйства 110 кВ и выше и электростанций установленной мощностью 5 МВт и выше независимо от класса напряжения в автоматизированные системы диспетчерского управления, комплексы противоаварийной или режимной автоматики – 1 секунды без учета времени обработки данных в программно-технических комплексах диспетчерского центра, комплексах противоаварийной или режимной автоматики;

для передачи телеметрической информации с объектов электросетевого хозяйства 110 кВ и выше в автоматизированные системы технологического управления – 1 секунды.

10.2.16. Время передачи сигналов и команд релейной защиты и противоаварийной автоматики должно составлять:

не более 10 миллисекунд – по каналам связи, организованным по волоконно-оптическим, кабельным или радиорелейным линиям связи;

не более 25 миллисекунд – по каналам связи, организованным по каналам высокочастотной связи на одной линии электропередачи.

10.2.17. Время передачи команд управления режимной автоматики от управляющего вычислительного комплекса централизованной системы автоматического регулирования частоты и перетоков активной мощности до системы автоматического регулирования частоты и активной мощности энергоблока тепловой электростанции или системы группового регулирования активной мощности гидроэлектростанции не должно превышать 1 секунды.

10.2.18. Время передачи команд дистанционного (теле-) управления из диспетчерских центров, центров управления сетями на объект электроэнергетики с учетом обработки команд в программно-технических комплексах диспетчерских центров, центров управления сетями и на объекте электроэнергетики (до начала исполнения команд) не должно превышать 5 секунд.

10.2.19. Коэффициент готовности одного канала связи для передачи сигналов и команд РЗА должен быть не ниже 0,99 в год, обобщенный коэффициент готовности системы связи для РЗА, состоящей из двух независимых каналов, должен быть не ниже 0,9999 в год.

10.2.20. Вероятность ложного действия аппаратуры для передачи сигналов и команд РЗА должна составлять не более 10⁻⁶.

10.2.21. Коэффициент готовности одного канала связи для передачи информации в автоматизированные системы диспетчерского управления, автоматизированные системы технологического управления, должен быть не ниже 0,98 в год, обобщенный коэффициент готовности систем связи для указанных автоматизированных систем управления объектами электроэнергетики классом напряжения 110 кВ и выше, состоящих из двух независимых каналов связи, должен быть не ниже 0,9996 в год.

10.2.22. Должен обеспечиваться автоматический контроль исправности каналов связи для РЗА. При неисправности канала связи должна обеспечиваться автоматическая блокировка устройств РЗА, если эта неисправность может привести к неправильным действиям устройств РЗА, с возможностью автоматической и/или ручной деблокировки, а также формирование сигнала неисправности канала соответствующих устройств РЗА.

10.2.23. Каналы связи, обеспечивающие функционирование РЗА, организуемые в цифровых системах передачи по волоконно-оптическим, кабельным или радиорелейным линиям связи, должны иметь согласованные с устройствами РЗА электрические или оптические интерфейсы.

Согласование интерфейсов может выполняться как со стороны цифровых систем передачи, так и со стороны устройств РЗА.

10.2.24. Для микропроцессорных устройств РЗА, имеющих линейные оптические интерфейсы, должна предусматриваться возможность организации их работы по выделенным оптическим волокнам волоконно – оптического кабеля при условии соответствия его протяженности ресурсным возможностям оптических интерфейсов.

При превышении допустимой протяженности или невозможности выделения оптических волокон организация каналов связи, обеспечивающих функционирование микропроцессорных устройств РЗА, по волоконно-оптическим линиям связи осуществляется через мультиплексоры цифровых систем передачи.

10.3. Требования к организации обмена телеметрической информацией

10.3.1. Субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии должны быть организованы сбор и передача в автоматическом режиме с объектов электроэнергетики (энергопринимающих устройств), в автоматизированные системы диспетчерского управления диспетчерских центров следующей телеметрической информации:

информации об эксплуатационном состоянии и технологических режимах работы объектов диспетчеризации (измерения величин тока, напряжения, активной и реактивной мощности, частоты, телесигналы положения коммутационных аппаратов, заземляющих разъединителей, переключающих устройств, предназначенных для регулирования режима (авто) трансформаторов, источников реактивной мощности и других устройств);

сигналы срабатывания устройств РЗА;

измерения неэлектрических параметров, оказывающих влияние на ограничения режима работы объектов диспетчеризации, включая данные температуры проводов линий электропередачи, температуры наружного воздуха, отметки уровней бьефов гидроэлектростанций, скорости ветра, толщины стенки гололеда;

данные систем мониторинга переходных режимов;

информацию о технологическом режиме работы линий электропередачи и оборудования, не являющихся объектами диспетчеризации, для измерения величин воздействия противоаварийной автоматики, расчета показателей баланса мощности или получения недостающей информации по объектам диспетчеризации (измерения величин активной мощности).

Объем телеметрической информации, передача которой должна быть организована с объектов электроэнергетики и энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии в автоматизированные системы диспетчерского управления диспетчерского центра, определяется субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

10.3.2. Субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике по каналам связи, предоставленным собственниками или иными законными владельцами объектов электроэнергетики, осуществляется передача на объекты электроэнергетики и в центры управления сетями следующей телеметрической информации:

управляющих сигналов централизованных комплексов режимного и противоаварийного управления, размещенных в диспетчерских центрах;

сигналов телеуправления, формируемых диспетчерским персоналом диспетчерских центров для управления линиями электропередачи, оборудованием и устройствами, находящимися в его диспетчерском управлении;

данных о технологическом режиме и эксплуатационном состоянии линий электропередачи, поступающих в диспетчерский центр с объектов электроэнергетики иных собственников и ретранслируемых в центры управления сетями сетевых организаций, эксплуатирующих данные линии электропередачи, при отсутствии в центрах управления сетями иных каналов для получения данной информации.

10.3.3. Субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии должны быть организованы сбор и передача в автоматическом режиме с объектов электроэнергетики по каналам связи, предоставленным сетевой организацией, в автоматизированную систему технологического управления центра управления сетями, в технологическом управлении или ведении которого находятся отходящие от объектов электроэнергетики линии электропередачи, следующей телеметрической информации:

об эксплуатационном состоянии и технологических режимах работы объектов технологического управления и ведения (измерения величин тока, напряжения, активной и реактивной мощности, частоты, телесигналы положения коммутационных аппаратов, переключающих устройств, предназначенных для регулирования технологического режима трансформаторов и автотрансформаторов);

обобщенные телесигналы о факте работы релейной защиты, сетевой и противоаварийной автоматики;

измерения неэлектрических параметров, оказывающих влияние на допустимый режим работы объектов технологического управления и ведения, включая данные температуры проводов линий электропередачи, наружного воздуха, скорости ветра, толщины стенки гололеда.

Объем телеметрической информации, передаваемой в центр управления сетями сетевой организации с объектов электроэнергетики, на праве собственности или ином законном основании принадлежащих другим субъектам электроэнергетики, определяется по согласованию между ними.

10.4. Порядок создания (модернизации) и организации эксплуатации информационно-технологической инфраструктуры

10.4.1. Технические задания, проектная документация на организацию каналов связи между объектами электроэнергетики (объектами потребителей электрической энергии) и диспетчерскими центрами, создание (модернизацию) ССПИ и иных систем информационно-технологической инфраструктуры объектов электроэнергетики (объектами потребителей электрической энергии), обеспечивающих функционирование автоматизированных систем диспетчерского управления, должны быть согласованы собственниками или иными законными владельцами данных объектов с субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

Технические задания, проектная документация на организацию каналов связи, обеспечивающих функционирование автоматизированных систем технологического управления, между центрами управления сетями сетевой организации и объектами электроэнергетики иных собственников или законных владельцев подлежат взаимному согласованию между сетевой организацией и указанными собственниками и законными владельцами.

Технические задания, проектная и рабочая документация на организацию каналов связи, обеспечивающих функционирование комплексов и устройств РЗА, должны быть согласованы с собственниками и иными законными владельцами технологически связанных объектов электроэнергетики, а также с субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике, в соответствии с требованиями, указанными в разделе 9.3 настоящих Правил.

10.4.2. В проектной документации согласованию подлежат:

требования к составу и объему информации, участвующей в информационном обмене между объектами электроэнергетики и автоматизированными системами диспетчерского управления диспетчерских центров (автоматизированными системами технологического управления центрами управления сетями);

технические требования к каналам связи (пропускная способность, протоколы и интерфейсы информационного обмена, скорость передачи информации и т.п.), требования к их организации и направлению обмена информации;

технические требования к аппаратному исполнению присоединения каналов связи к узлам связи соответствующих диспетчерских центров, центров управления сетями и объектов электроэнергетики.

10.4.3. Программные и технические средства информационно-технологической инфраструктуры должны функционировать в круглосуточном режиме. Показатели надежности информационно-технологической инфраструктуры и входящих в ее состав систем должны обеспечиваться:

резервированием элементов информационно-технологической инфраструктуры, обеспечивающих непрерывность оперативно-диспетчерского и оперативно-технологического управления;

способностью информационно-технологической инфраструктуры к постепенной деградации, приводящей к сохранению ее работоспособности с понижением качества при отказе отдельных элементов;

использованием систем мониторинга и автодиагностики;

использованием систем гарантированного электропитания;

наличием запасных частей, инструментом и принадлежностей.

10.4.4. Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии в процессе эксплуатации средств диспетчерского и технологического управления, используемых для передачи информации, обеспечивающей функционирование автоматизированных систем диспетчерского управления, автоматизированных систем технологического управления, комплексов и устройств РЗА, обязаны обеспечить контроль их эксплуатационного состояния, в том числе, путем обеспечения годового и месячного планирования технического обслуживания, оформления диспетчерских заявок и выполнения иных требований к объектам диспетчеризации диспетчерских центров, установленных настоящими Правилами и иными нормативными правовыми актами.

В случае использования субъектом электроэнергетики, потребителем электрической энергии для передачи информации, обеспечивающей функционирование автоматизированных систем диспетчерского управления, автоматизированных систем технологического управления, комплексов и устройств РЗА, каналов, организованных в сетях операторов связи или технологических сетях иных субъектов электроэнергетики (потребителей электрической энергии), соответствующие условия, обеспечивающие соблюдение вышеуказанного требования, включаются в договоры об оказании услуг связи (договоры аренды каналов связи), заключенные между указанными лицами.

11. Планирование развития электроэнергетической системы

11.1. Общие требования к планированию развития энергосистем

11.1.1. Планирование развития электроэнергетической системы осуществляется на перспективный период от 2 до 7 лет и на период свыше 7 лет.

11.1.2. В рамках планирования развития электроэнергетической системы разрабатываются:

энергетическая стратегия Российской Федерации;
генеральная схема размещения объектов электроэнергетики;
схема и программа развития Единой энергетической системы России;
схемы и программы перспективного развития электроэнергетики субъектов Российской Федерации.

11.1.3. Разработка указанных в пункте 11.1.2 настоящих Правил документов осуществляется в соответствии с утверждаемыми Правительством Российской Федерации правилами разработки и утверждения схем и программ перспективного развития электроэнергетики, с учетом установленных настоящими Правилами требований к планированию развития электроэнергетической системы, в том числе требований к структуре, размещению и концентрации генерирующих мощностей, основным характеристикам генерирующего оборудования электростанций, развитию электрических сетей, планированию балансов электрической энергии и мощности и резервированию генерирующих мощностей.

11.1.4. Планирование развития энергосистем мегаполисов осуществляется с учетом требований раздела 12 настоящих Правил.

11.1.5. При планировании развития электрических сетей, определении основных характеристик вновь вводимого (реконструируемого, модернизируемого) оборудования электростанций наряду с требованиями настоящего раздела Правил должны соблюдаться системные требования и условия работы энергосистемы, указанные в разделе 2 настоящих Правил, а также требования к линиям электропередачи, оборудованию электрических станций и сетей, комплексам и устройствам релейной защиты и автоматики, информационно-технологической инфраструктуре, предусмотренные разделами 8, 9, 10 настоящих Правил.

11.2. Требования к структуре, размещению, концентрации генерирующих мощностей и основным характеристикам вводимого генерирующего оборудования электростанций

11.2.1. Определение месторасположения электростанций, типа и параметров генерирующего оборудования должно осуществляться с учетом:

суммарной потребности в электрической энергии (мощности) с учетом необходимого резерва;

потребности энергосистемы во вторичных резервах мощности, обеспечиваемых, в том числе, строительством гидроаккумулирующих электростанций и стационарных маневренных газотурбинных установок;

возможности строительства гидроаккумулирующих электростанций и стационарных маневренных газотурбинных установок в непосредственной близости от атомных электростанций с целью максимального использования потенциала последних;

потребности в энерготопливных и водных ресурсах и возможности их использования;

структуры электрических сетей в районе размещения объектов по производству электрической энергии;

уровня и концентрации тепловых нагрузок, динамики их роста, объемов и режимов выработки электрической энергии в теплофикационном и конденсационном режимах, эффективности выработки электрической энергии в конденсационном режиме;

техничко-экономических обоснований необходимости строительства новых либо реконструкции (модернизации, технического перевооружения) действующих электростанций;

соблюдения норм и правил охраны окружающей среды при строительстве новых и реконструкции (модернизации, техническом перевооружении) действующих электростанций.

11.2.2. Установленная мощность сооружаемых конденсационных тепловых и атомных электростанций не должна превышать величину 4800 МВт. Для теплоэлектроцентралей величина установленной тепловой мощности не должна превышать 3000 Гкал/ч.

Единичная установленная электрическая мощность энергоблока атомной электростанции не должна превышать 1500 МВт.

11.2.3. Вспомогательное оборудование должно обеспечивать работу вновь вводимого (реконструируемого, модернизируемого) генерирующего оборудования в любой период года с максимально возможной располагаемой мощностью.

11.2.4. Ввод нового оборудования, реконструкция, модернизация существующего оборудования на действующих электростанциях не должны приводить к ухудшению режимных условий эксплуатации и снижению располагаемой мощности действующего генерирующего оборудования.

11.2.5. Планируемые к вводу генерирующее оборудование тепловых электростанций с паротурбинными установками и парогазовые установки должны обеспечивать возможность участия электростанции в покрытии суточной неравномерности графика нагрузки.

11.2.6. Выбор конденсационной или теплофикационной турбоустановки в составе паротурбинной части парогазовой установки должен быть обоснован планируемым ростом потребления тепла с учетом текущих тепловых нагрузок и загрузки существующего теплофикационного оборудования (для существующих электростанций).

11.2.7. Ввод турбоагрегатов с противодавлением, в том числе взамен выводимых из эксплуатации, допускается только при наличии подтвержденных данных о планируемом росте отпуска пара производственных параметров.

11.3. Требования к развитию электрических сетей

11.3.1. Развитие электрических сетей должно быть синхронизировано с прогнозами развития генерирующих мощностей и производственных мощностей потребителей электрической энергии и обеспечивать выдачу мощности электрических станций, надёжность электроснабжения потребителей и транзит электрической мощности с учетом имеющихся резервов генерирующей мощности электрических станций, пропускной способности электрической сети, а также с учетом допустимой перегрузочной способности электросетевого и генерирующего оборудования.

11.3.2. Электрическая сеть напряжением 110 кВ и выше территориальной энергосистемы должна удовлетворять следующим требованиям:

а) должна обеспечиваться передача мощности в объеме, необходимом для обеспечения покрытия прогнозного максимума потребления мощности в дефицитных частях территориальной энергосистемы в нормальной схеме сети после аварийного отключения наиболее крупной единицы генерирующего оборудования с учетом использования имеющегося в дефицитной части территориальной энергосистемы собственного резерва мощности, определяемого исходя из наличия на собственный максимум потребления энергосистемы ограничений мощности и среднего за последние 5 лет фактического ремонтного снижения мощности электростанций;

б) для частей территориальной энергосистемы, включающих одну электростанцию, максимальный дефицит мощности и требуемая пропускная способность связей с остальной частью территориальной энергосистемы должны определяться исходя из нахождения в ремонте двух энергоблоков на собственный максимум потребления энергосистемы;

в) должна обеспечиваться выдача избытка генерирующей мощности в нормальной схеме сети в период максимальных электрических нагрузок, который определяется располагаемой мощностью электростанций рассматриваемой территориальной энергосистемы за вычетом нагрузки энергосистемы на собственного максимума потребления энергосистемы.

11.3.3. Схема выдачи мощности электростанции должна обеспечивать в нормальной схеме выдачу всей располагаемой мощности с учетом отбора нагрузки на собственные нужды на всех этапах сооружения электростанции (энергоблок, очередь).

11.3.4. Схема выдачи мощности электростанций установленной мощностью 50 МВт и более должна дополнительно соответствовать следующим требованиям:

а) при ремонте одной отходящей от шин электростанции линии электропередачи, автотрансформатора связи распределительных устройств электростанции, выключателя или системы шин распределительного устройства электростанции или электросетевого элемента в прилегающей к электростанции электрической сети (далее – единичная ремонтная схема) должна обеспечиваться выдача всей располагаемой мощности электростанции с учетом отбора нагрузки на собственные нужды;

б) для электростанций с высшим классом напряжения распределительного устройства 330 кВ и выше, а также для атомных электростанций независимо от класса напряжения распределительного устройства:

в нормальной схеме при возникновении одного нормативного аварийного возмущения группы I, II или III не допускается воздействие противоаварийной автоматики на отключение генераторов и длительную разгрузку турбин (ограничение мощности);

в единичной ремонтной схеме при возникновении одного нормативного аварийного возмущения группы I или II допускается воздействие противоаварийной автоматики на отключение генераторов или длительную разгрузку турбин в объеме, не превышающем требуемого ограничения выдачи мощности электростанции в послеаварийном режиме;

в) для электростанций с высшим классом напряжения распределительного устройства 220 кВ и ниже (за исключением атомных электростанций):

в нормальной схеме при возникновении одного нормативного возмущения группы I, II или III не допускается воздействие противоаварийной автоматики на отключение генераторов и длительную разгрузку турбин (ограничение мощности); допустимость воздействия противоаварийной автоматики на отключение генераторов или длительную разгрузку турбин для обеспечения динамической устойчивости при возникновении одного нормативного возмущения группы III определяется при конкретном проектировании;

в единичной ремонтной схеме при возникновении одного нормативного аварийного возмущения группы I или II допускается воздействие противоаварийной автоматики на отключение генераторов или длительную разгрузку турбин в объеме, не превышающем требуемого ограничения выдачи мощности электростанции в послеаварийном режиме.

для всех типов электростанций независимо от класса напряжения распределительного устройства в нормальной схеме при возникновении одного нормативного аварийного возмущения группы I, II или III и в единичной ремонтной схеме при возникновении одного нормативного аварийного возмущения группы I или II допускается воздействие противоаварийной автоматики на импульсную разгрузку турбин.

11.3.5. Электрические схемы строящихся (реконструируемых) подстанций, электростанций должны:

а) обеспечивать электроснабжение потребителей при аварийном отключении любого основного оборудования при исходной нормальной или единичной ремонтной схеме с учетом резервирования по сетям;

б) обеспечивать возможность производства ремонта основного оборудования без отключения другого основного оборудования;

в) обеспечивать отключение любого короткого замыкания в любой точке распределительного устройства электростанций мощностью 200 МВт и выше и распределительного устройства подстанций 220 кВ и выше, участвующих в выдаче мощности электростанции по схеме «блок-линия», за время, не превышающее время срабатывания основных защит (без учета времени отключения выключателя);

г) не допускать подключения более одного энергоблока (генератора) к распределительному устройству тепловой (атомной) электростанции, через один выключатель, обеспечивающий включение (отключение) энергоблока (генератора);

д) предусматривать применение только последовательной трансформации при наличии на подстанции трех и более классов напряжения 110 кВ и выше.

11.3.6. Вновь вводимые объекты электроэнергетики 330 кВ и выше должны иметь схемы распределительных устройств 330 кВ и выше, позволяющие отдельно отключать любое основное оборудование без необходимости дополнительного отключения другого основного оборудования, за исключением схем с присоединением трансформаторов (автотрансформаторов) к системам (секциям) шин без выключателей.

11.3.7. Техническая возможность присоединения к электрическим сетям должна определяться исходя из обеспечения неухудшения условий электроснабжения существующих потребителей, а также необходимости обеспечения допустимых параметров электроэнергетического режима, в том числе с учетом нормативных возмущений.

11.3.8. В процессе технологического присоединения должно исключаться подключение энергопринимающих устройств потребителей электрической энергии отпайками к линиям электропередачи 220 кВ и выше.

11.3.9. При технологическом присоединении к электрическим сетям объекта по производству электрической энергии (в том числе модернизируемых и реконструируемых объектов) лицом, подавшим заявку на технологическое присоединение, должна быть обеспечена разработка схемы выдачи мощности объекта по производству электрической энергии до подачи заявки на технологическое присоединение.

11.3.10. При присоединении сетевой организацией строящихся (реконструируемых) объектов электросетевого хозяйства к электрическим сетям данной сетевой организации технические задания на разработку проектной документации, проектная документация на строительство (реконструкцию) и присоединение объектов электросетевого хозяйства классом напряжения 110 кВ и выше должны быть согласованы с субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике. Разработка и согласование технических заданий, проектной и рабочей документации на создание (модернизацию) релейной защиты и автоматики, средств диспетчерского и технологического управления в указанном случае осуществляется в соответствии с требованиями разделов 9, 10 настоящих Правил.

11.4. Требования к резервированию

11.4.1. Разработка балансов мощности на перспективный период должна осуществляться с учетом величины нормативного резерва мощности энергосистемы, определяемого как сумма ремонтного резерва, компенсационного резерва и стратегического резерва.

11.4.2. Величина нормативного резерва мощности для Единой энергетической системы России в целом, входящих в ее состав объединенных энергосистем, а также для технологически изолированных территориальных

электроэнергетических систем определяется расчетным путем в соответствии с методическими указаниями по проектированию развития энергосистем, утверждаемыми федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке и реализации государственной политики в сфере топливно-энергетического комплекса.

Для Единой энергетической системы России величина нормативного резерва мощности должна составлять не менее 20,5% от совмещенного максимума нагрузки Единой энергетической системы России.

Величина нормативного резерва мощности для технологически изолированной территориальной электроэнергетической системы должна быть не менее величины установленной электрической мощности самого большого по мощности генератора в указанной энергосистеме.

11.4.3. При разработке балансов мощности на перспективный период для территориальных энергосистем и отдельных энергорайонов (энергоузлов) необходимо учитывать нормативный резерв мощности в объеме не менее величины установленной мощности наиболее крупной единицы генерирующего оборудования (энергорайона, энергоузла) или максимального снижения максимально допустимого перетока мощности на прием в соответствующую энергосистему (энергорайон, энергоузел) при отключении одного из входящих в контролируемое сечение сетевых элементов.

11.5. Требования к планированию балансов электрической энергии и мощности на период свыше семи лет

11.5.1. Балансы электрической энергии и мощности, разрабатываемые на период свыше 7 лет (далее – долгосрочные балансы), используются для определения планов развития и требуемой структуры генерирующих мощностей и электросетевых объектов, а также основных направлений размещения линий электропередачи и подстанций, относимых к межсистемным связям, определения прогноза спроса на топливо, прогноза экологических последствий влияния развития электроэнергетики на окружающую природную среду.

11.5.2. Долгосрочные балансы электрической энергии и мощности разрабатываются по объединенным энергосистемам с детализацией по наиболее крупным территориальным энергосистемам.

11.5.3. Долгосрочные балансы электрической энергии и мощности разрабатываются с учетом прогнозируемых ограничений пропускной способности электрической сети исходя из обеспечения отсутствия прогнозируемых дефицитов электрической энергии и мощности наиболее эффективными способами, а также наличия необходимого объема технологического резерва мощности.

11.5.4. Долгосрочные балансы электрической энергии определяют сбалансированность суммарных годовых объемов производства и потребления (спроса) электрической энергии с учетом объемов ее экспорта (импорта).

11.5.5. Долгосрочные балансы мощности по объединенным энергосистемам и наиболее крупным территориальным энергосистемам в составе объединенных энергосистем разрабатываются на час собственного и

совмещенного с Единой энергетической системой России максимума потребления (для технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем – на час собственного максимума потребления) для декабря месяца для условий среднесезонных температур наружного воздуха, а для территориальных энергосистем, имеющих летний абсолютный годовой максимум потребления – дополнительно на час собственного максимума потребления соответствующего летнего месяца для условий среднесезонных температур наружного воздуха.

11.5.6. Долгосрочный прогноз спроса на электрическую энергию и мощность разрабатывается в виде различных сценариев с учетом:

прогноза социально-экономического развития на долгосрочную перспективу (свыше 7 лет);

прогноза потребления электрической энергии и мощности крупных энергоемких потребителей электрической энергии, присоединенная мощность которых превышает 50 МВт;

долгосрочных планов по реализации федеральных и региональных программ энергосбережения.

11.5.7. Долгосрочные балансы электрической энергии и мощности разрабатываются с учетом:

а) перспективных планов по вводу в эксплуатацию и выводу из эксплуатации отдельных электрических станций установленной мощностью более 500 МВт для тепловых электростанций, независимо от величины установленной мощности – для атомных электростанций, установленной мощностью более 300 МВт – для гидроэлектростанций, гидроаккумулирующих электростанций, установленной мощностью более 100 МВт – для электростанций, функционирующих на основе нетрадиционных возобновляемых источников энергии;

б) суммарных данных о вводе в эксплуатацию и выводе из эксплуатации электрических станций соответствующих типов с величиной установленной мощности менее указанной в подпункте «а» настоящего пункта Правил;

в) планов по строительству (реконструкции) и вводу в эксплуатацию линий электропередачи и подстанций, класс напряжения которых равен или превышает 330 кВ.

11.6. Требования к планированию балансов электрической энергии и мощности на период от двух лет до семи лет

11.6.1. Субъекты оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике ежегодно разрабатывают прогнозные балансы электрической энергии и мощности на период от 2 до 7 лет (далее – среднесрочные балансы).

11.6.2. Среднесрочные балансы электрической энергии и мощности разрабатываются по каждой территориальной энергосистеме в целях определения сбалансированности планов по развитию сетевой инфраструктуры и генерирующих мощностей. Среднесрочные балансы электрической энергии

определяют сбалансированность суммарных годовых объемов производства и потребления электрической энергии с учетом объемов ее экспорта (импорта).

11.6.3. Среднесрочные балансы мощности разрабатываются по каждой территориальной энергосистеме на час собственного и совмещенного с Единой энергетической системой России максимума потребления (для технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем – на час собственного максимума потребления) для декабря месяца для условий температурной нормы, а для территориальных энергосистем, имеющих летний абсолютный годовой максимум потребления – дополнительно на час собственного максимума потребления соответствующего летнего месяца для условий температурной нормы.

11.6.4. Разработка среднесрочных балансов электрической энергии и мощности осуществляется с учетом данных, представленных субъекту оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике в соответствии с настоящими Правилами иными субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии.

11.6.5. Величина прогнозного спроса на электрическую энергию и мощность по каждой территориальной энергосистеме определяется с учетом:

данных о заявках на технологическое присоединение к электрическим сетям;

собственного прогноза потребления электрической энергии и мощности крупных энергоемких потребителей электрической энергии, присоединенная мощность которых превышает 20 МВт;

программ социально-экономического развития субъектов Российской Федерации на среднесрочную перспективу в части электроэнергетики.

11.6.6. Показатели выработки электрической энергии гидроэлектростанций определяются с учетом данных о среднемноголетней за период нормальной эксплуатации электростанции величине годовой выработки электроэнергии (при отсутствии данных – по проектной среднемноголетней выработке электроэнергии), а для строящихся гидроэлектростанций – в соответствии с проектными данными с учетом планируемых сроков ввода в работу гидроагрегатов и диспетчерских графиков наполнения водохранилищ.

В объединенных энергосистемах, в которых доля гидроэлектростанций составляет свыше 30% от установленной мощности всех электростанций соответствующей объединенной энергосистемы, и технологически изолированных территориальных электроэнергетических системах дополнительно производится разработка балансов электрической энергии для условий расчетного маловодного года.

11.6.7. Показатели выработки электрической энергии атомных электростанций определяются на основании предложений их собственников и иных законных владельцев с учетом технической возможности работы генерирующего оборудования атомных электростанций и возможных ограничений максимальной нагрузки, обусловленных режимами работы энергосистемы.

11.6.8. Показатели выработки электростанций в среднесрочных балансах электрической энергии определяются с учетом пропускной способности

электрической сети и прогнозов ее изменения в соответствии с планами по строительству (реконструкции) объектов электросетевого хозяйства.

11.6.9. Прогнозные значения установленной и располагаемой мощности электростанций определяются субъектом оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике с учетом данных по указанным показателям, полученных от собственников и иных законных владельцев генерирующего оборудования.

Прогнозные величины установленной мощности электростанций должны определяться собственниками и иными законными владельцами генерирующего оборудования с учетом прогнозов вводов нового генерирующего оборудования в соответствии с инвестиционными программами, планируемого вывода из эксплуатации генерирующего оборудования, в том числе низкоэффективного, а также изменений установленной мощности в результате планируемого проведения реконструкции или модернизации действующего генерирующего оборудования.

Прогнозные величины располагаемой мощности электростанций определяются собственниками и иными законными владельцами генерирующего оборудования на основании прогнозных величин ограничений установленной мощности с учетом проведения мероприятий по сокращению ограничений.

11.6.10. Информация о прогнозируемых изменениях установленной и располагаемой мощности генерирующего оборудования представляется его собственниками и иными законными владельцами субъекту оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.

11.6.11. Прогнозные величины располагаемой мощности ветровых электростанций в части участия указанных электростанций в балансе мощности на час максимума принимаются равными нулю.

11.6.12. Объемы экспорта (импорта) электрической энергии принимаются на основании предложений организаций, осуществляющих экспортно-импортные операции по купле-продаже электрической энергии (мощности), по гарантированным объемам поставок.

11.7. Требования к информационному обмену при планировании развития электроэнергетической системы

11.7.1. Планирование развития энергосистемы осуществляется с учетом исходных данных и информации, предоставляемых в диспетчерские центры субъекта оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии.

11.7.2. Сетевые организации, иные собственники и законные владельцы объектов электросетевого хозяйства предоставляют в диспетчерские центры информацию о линиях электропередачи и оборудовании объектов электросетевого хозяйства, в том числе:

технических параметрах и характеристиках линий электропередачи и электросетевого оборудования напряжением 110 кВ и выше;

величине фактических потерь электрической энергии в электрических сетях в границах субъектов Российской Федерации;

планируемых вводах новых, реконструкции, модернизации и демонтажах существующих объектов электросетевого хозяйства, их технических параметрах и характеристиках;

планах по технологическому присоединению энергопринимающих устройств, объектов по производству электрической энергии и объектов электросетевого хозяйства к электрическим сетям (на основе заключенных договоров об осуществлении технологического присоединения).

11.7.3. Субъекты электроэнергетики, осуществляющие деятельность по производству электрической энергии (мощности), иные собственники и законные владельцы объектов по производству электрической энергии предоставляют в диспетчерские центры информацию о генерирующем оборудовании электростанций, в том числе:

информацию о технических параметрах и характеристиках установленного на электростанции генерирующего оборудования (по состоянию на первое января каждого года и по факту изменения);

прогнозируемую информацию о вводе в эксплуатацию нового, демонтажах, реконструкции и модернизации действующего генерирующего оборудования, включая тип, параметры, состав и установленную электрическую и тепловую мощность, маневренные характеристики оборудования (технический минимум, нижний предел регулировочного диапазона в конденсационном режиме, скорость набора (снижения) нагрузки), возможность участия в автоматическом вторичном регулировании частоты и перетоков мощности, диапазон регулирования по реактивной мощности, фактическую наработку и назначенный ресурс, срок службы;

информацию о планируемых вводах нового, реконструкции, модернизации и демонтажах существующего электросетевого оборудования электростанций, его технических параметрах и характеристиках;

данные о фактических удельных расходах топлива на производство электрической энергии по каждой единице существующего генерирующего оборудования и прогнозные показатели для вновь вводимого оборудования;

данные о проектной среднесезонной выработке электрической энергии на гидроэлектростанциях;

данные о предполагаемых мероприятиях по снижению ограничений установленной мощности электростанций с указанием величин снижения;

информацию о зависимости электрической мощности оборудования и электростанции в целом от температуры наружного воздуха;

перспективные планы реконструкции, модернизации, технического перевооружения основного энергетического оборудования электростанций на период до 7 лет;

перспективные планы ремонтов основного энергетического оборудования электростанций на период до 5 лет с указанием вида ремонта и периода ремонтов (месяцы).

11.7.4. Крупные потребители электрической энергии, владеющие на праве собственности или ином законном основании энергопринимающими

устройствами максимальной мощностью более 20 МВт, предоставляют в диспетчерские центры:

фактические данные о потреблении электрической энергии и почасовом потреблении мощности;

прогнозные данные о потреблении электрической энергии и максимальном потреблении мощности с учетом вновь вводимых энергопринимающих устройств.

11.7.5. Организации, осуществляющие экспортно-импортные операции по купле-продаже электрической энергии (мощности), предоставляют в диспетчерские центры информацию о:

прогнозируемых объемах межгосударственных поставок электрической энергии и максимальной поставки мощности по каждому направлению экспорта-импорта с указанием, в том числе, гарантированных объемов, подтвержденных заключенными договорами;

конфигурации характерных суточных графиков поставки мощности по каждому направлению экспорта-импорта.

12. Требования к электроснабжению мегаполисов

12.1. Электроснабжение мегаполисов должно осуществляться с учетом взаимного влияния режимов электро- и теплоснабжения, стесненного территориального размещения объектов электроэнергетики, высокой доли потребителей, энергопринимающие установки которых относятся к первой или второй категории надежности электроснабжения или для энергопринимающих установок которых установлена аварийная или технологическая броня.

12.2. При планировании электроснабжения мегаполисов и проектировании развития территориальных энергосистем, на территории которых расположены мегаполисы, должны учитываться следующие особенности мегаполисов:

стесненное территориальное размещение объектов электроэнергетики;

большая концентрация мощности действующих электростанций и тенденция к росту единичной мощности оборудования на них;

тенденции к росту распределенной генерации малой мощности с единственным источником топливоснабжения;

сложные топология электрической сети и настройка параметров ее режима работы, высокая токовая загрузка элементов электрической сети;

предельный уровень токов короткого замыкания в электрических сетях 110 кВ и выше, тенденция к постоянному росту уровня токов короткого замыкания при развитии электрической сети и генерирующих мощностей;

теплофикационный характер энергосистемы, взаимное влияние режимов электро-, тепло- и газоснабжения;

высокая плотность и устойчивый рост электрической нагрузки потребителей, тенденции к расширению внешних границ мегаполиса, а также росту потребления прилегающих территорий;

высокая доля электроприемников первой и второй категории надежности электроснабжения, в том числе потребителей инфраструктуры жизнеобеспечения, не допускающих перерывов в электроснабжении;

распределение потребителей с учетом административно-географических кластеров, необходимость учета зон централизованного теплоснабжения;

необходимость диверсификации топливного баланса и резервирование топливоснабжения электростанций, расположенных на территории мегаполиса;

наличие экологических ограничений (высокая концентрация выбросов и сбросов загрязняющих веществ электростанций);

необходимость расширения применения когенерации и тригенерации, а также возобновляемых источников энергии.

12.3. Выработка электроэнергии на электростанциях, расположенных на территории мегаполиса электрической энергии и мощности должен обеспечивать покрытие собственной нагрузки мегаполиса.

12.4. Применение противоаварийного управления возможно только с использованием локальных комплексов противоаварийной автоматики.

12.5. При развитии транспортных магистралей мегаполиса (автомобильные дороги, инфраструктура железнодорожного транспорта, мосты, путепроводы, тоннели) должно быть предусмотрено размещение энергетической инфраструктуры, включая размещение кабельных линий электропередачи.

12.6. Схема и программа перспективного развития электроэнергетики мегаполиса должна разрабатываться органами исполнительной власти соответствующего субъекта Российской Федерации на 7-летний период с корректировкой не реже 1 раза в 2 года.

12.7. Для Московской области и города Москвы, для Ленинградской области и города Санкт-Петербурга разрабатывается единая схема и программа перспективного развития электроэнергетики.

12.8. Для городов Москвы и Санкт-Петербурга органами исполнительной власти в составе соответствующих схем и программ перспективного развития электроэнергетики дополнительно разрабатываются схема электроснабжения сети 110 кВ и выше, схема топливоснабжения, схема теплоснабжения и схема электроснабжения распределительных сетей 6-20 кВ.

12.9. Внешнее электроснабжение мегаполиса должно быть организовано с соблюдением следующих требований:

12.9.1. Пропускная способность электрических сетей, обеспечивающей связь объектов электроэнергетики, расположенных на территории мегаполиса, с объединенной энергосистемой должна составлять не менее 20% от суммарной нагрузки потребителей мегаполиса.

12.9.2. Наличие трех и более опорных подстанций 220 кВ и выше, имеющих связи с объединенной энергосистемой (Единой энергетической системой России).

12.9.3. Суммарная величина установленной мощности автотрансформаторов высшего напряжения на одной опорной подстанции не должна превышать 20% максимальной мощности нагрузки мегаполиса.

12.9.4. Наличие электрических связей напряжением 220 кВ и выше, соединяющих опорные подстанции и обеспечивающих их взаимное резервирование.

12.9.5. На опорных подстанциях должны быть установлены агрегаты бесперебойного питания (в том числе дизель-генераторы, аккумуляторные батареи повышенной емкости, накопители – мощностью до 1 МВт) для резервирования питания электроприемников собственных нужд в течение не менее 24 часов.

12.10. Внутреннее электроснабжение мегаполиса должно быть организовано с соблюдением следующих требований:

12.10.1. При проектировании новых и реконструкции существующих объектов электроэнергетики, для городов Москвы и Санкт-Петербурга необходимо учитывать более тяжелые расчетные возмущения по отношению к требованиям по устойчивости, указанным в разделе 2 настоящих Правил

отключение электростанции (включая полную потерю всех распределительных устройств);

отключение подстанции (включая полную потерю всех распределительных устройств);

отключение кабельных линий электропередачи, расположенных в одном коллекторе.

12.10.2. Подстанции глубокого ввода высокого напряжения (220 кВ и выше) должны размещаться в центрах электрических нагрузок (в узлах потребления) и быть запитаны от двух объектов внешнего электроснабжения мегаполиса или двух опорных подстанций линиями, проходящими по географически разнесенным трассам.

12.10.3. Суммарная установленная мощность трансформаторов на вновь сооружаемых и реконструируемых подстанциях, обеспечивающих только электроснабжение нагрузки, не должна превышать 160 МВА на напряжении 110 кВ, 250 МВА на напряжении 220 и 330 кВ. Количество установленных трансформаторов, питающих нагрузку, должно быть не менее двух и не более четырех.

12.10.4. Подстанции напряжением 110 кВ и выше должны быть закрытого (в том числе подземного) исполнения.

12.10.5. На территории мегаполиса в зоне плотной застройки вновь сооружаемые линии электропередачи должны быть кабельного исполнения.

12.10.6. Прокладка кабельных ЛЭП 220 кВ и выше должна выполняться преимущественно с использованием кабельных тоннелей (коллекторов). Устройство кабельных тоннелей (коллекторов) должно исключать прокладку взаиморезервирующих ЛЭП в одной секции, должны применяться несгораемые (огнестойкие) перегородки.

12.11.В отношении объектов по производству электрической и (или) тепловой энергии, размещаемых на территории мегаполиса, должны выполняться следующие требования:

12.11.1. Приоритет развития теплоснабжения от централизованных источников тепла.

12.11.2. Схема выдачи мощности теплоэлектростанций установленной мощностью 400 МВт и более должна быть выполнена не менее чем на двух классах напряжений (110 кВ и выше).

12.11.3. Установленная мощность вновь сооружаемых электростанций должна быть не более 1000 МВт.

12.11.4. Единичная мощность (установленная мощность) вновь сооружаемого генерирующего оборудования (энергоблока), выдающего мощность на напряжении 110 – 220 кВ, не должна превышать 250 МВт.

12.11.5. Для реализации программы технического перевооружения теплоэлектростанций должны предусматриваться в случае необходимости замещающие мощности в зоне действия реконструируемого объекта (с учетом требования по сбалансированности).

12.11.6. Выбор состава и параметров вновь вводимого генерирующего оборудования должен осуществляться в соответствии с прогнозами

изменения тепловых нагрузок с учетом приоритета комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, а также тригенерации.

12.11.7. Для электростанций установленной мощностью 100 МВт и более должно быть обеспечено наличие резервного топлива. Для электростанций установленной мощностью более 400 МВт не допускается использование основного и резервного топлива одного типа.

12.11.8. Парогазовые установки должны быть укомплектованы оборудованием, обеспечивающим их непрерывную работу на резервном топливе с номинальной мощностью не менее одной недели.

12.11.9. Запас резервного топлива должен обеспечивать возможность недельной работы электростанции.

12.11.10. Должно быть предусмотрено использование шин распределительного устройства 6-10-20 кВ электростанции, к которому присоединены генераторы, для питания потребителей особой группы в составе первой категории надежности электроснабжения, а также для обеспечения живучести электростанции при аварийном отделении от энергосистемы.

12.11.11. Должно быть обеспечено автоматическое выделение электростанции или ее части на изолированное питание собственных нужд и (или) нагрузку сбалансированного энергорайона при снижениях частоты до 46-47 Гц и(или) при снижениях напряжения до 0,7-0,8 от номинального.

12.11.12. На электростанциях должны быть установлены дизель-генераторы для резервирования питания электроприемников связи, аварийного освещения, валоповорота, пожаротушения и иных электроприемников собственных нужд особой категории.

12.11.13. На малых энергоисточниках (ГТУ-ТЭЦ, районные тепловые станции с газотурбинными установками) должны быть предусмотрены режимы их изолированной работы с сохранением питания собственных нужд (в том числе от собственных источников электрической мощности) и местной электрической нагрузки.

12.12.В сетевых организациях, объекты электросетевого хозяйства которых расположены на территории мегаполиса, должны быть в наличии передвижные электростанции и подстанции малой мощности для выполнения аварийно-восстановительных работ, а также аварийный запас модульных распределительных устройств 6-20 кВ и силовых трансформаторов.

12.13.Электроснабжение расположенных на территории мегаполиса систем теплоснабжения в отопительный период, систем водоснабжения, канализации и гидротехнических сооружений, систем наземного, подземного (в том числе метрополитен), воздушного транспорта и систем управления их движением, больниц, родильных домов, учреждений дошкольного воспитания и зданий высотой более 75 метров (далее – объекты инфраструктуры жизнеобеспечения мегаполиса) должно осуществляться с соблюдением следующих требований:

12.13.1. Электроснабжение всех вновь сооружаемых и реконструируемых объектов инфраструктуры жизнеобеспечения мегаполиса должно быть выполнено не ниже, чем по первой категории надежности электроснабжения.

12.13.2. Объекты инфраструктуры жизнеобеспечения мегаполиса должны быть оснащены системой жизнеобеспечения, включающей совокупность технических средств, элементов системы управления и иных мер, которые при нарушениях электроснабжения от электрической сети общего назначения обеспечивают безопасное для жизни и здоровья людей и окружающей среды функционирование таких объектов или безопасное и безаварийное прекращение производственных (технологических) процессов. Электроснабжение указанной системы жизнеобеспечения должно резервироваться от автономного источника электроснабжения.

12.13.3. Собственники и иные законные владельцы объектов инфраструктуры жизнеобеспечения мегаполиса должны обеспечивать постоянную работоспособность системы жизнеобеспечения и ее готовность к запуску в любой момент времени, в том числе автоматически.

12.13.4. Технологическое присоединение объектов инфраструктуры жизнеобеспечения мегаполиса к электрическим сетям осуществляется при наличии и работоспособности системы жизнеобеспечения.

12.14. В мегаполисе органами исполнительной власти соответствующего субъекта Российской Федерации должен быть организован единый информационный центр по сбору, обработке и обмену информацией о чрезвычайных ситуациях и нарушениях энергоснабжения инфраструктуры жизнеобеспечения мегаполиса, обеспечивающий информационное взаимодействие организаций топливно-энергетического комплекса мегаполиса, а также других организаций, обеспечивающих функционирование инфраструктуры жизнеобеспечения мегаполиса.

Органами исполнительной власти соответствующего субъекта Российской Федерации должны проводиться ежегодные совместные учения по ликвидации аварийных ситуаций с угрозой нарушения энергоснабжения в условиях низких и высоких температур наружного воздуха с участием организаций топливно-энергетического комплекса мегаполиса, органов местного самоуправления, служб и организаций городского хозяйства, территориальных органов федерального органа исполнительной власти, осуществляющего функции по надзору и контролю в области гражданской обороны, защиты населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера, обеспечения пожарной безопасности и безопасности людей на водных объектах.

Органами исполнительной власти соответствующего субъекта Российской Федерации должна быть организована периодическая проверка работоспособности системы жизнеобеспечения объектов инфраструктуры жизнеобеспечения мегаполиса.

12.15. Системный оператор должен обеспечить наличие резервных помещений, оснащенных оборудованием, устройствами и программно-

аппаратными комплексами, необходимых для осуществления функций диспетчерского центра в случаях возникновения чрезвычайных и иных нестандартных ситуаций, вследствие которых станет невозможным использование основного помещения и оборудования диспетчерского центра, для диспетчерских центров, в операционную зону которых входят объекты электроэнергетики, расположенные на территории мегаполисов. Резервные диспетчерские центры, в операционную зону которых входят объекты электроэнергетики, расположенные на территории городов Москвы и Санкт-Петербурга должны быть полнофункциональными.

13. Организация параллельной (совместной) работы Единой энергетической системы России и электроэнергетических систем иностранных государств

13.1. Работа Единой энергетической системы России с энергосистемами иностранных государств может осуществляться:
параллельно (синхронно);
совместно с использованием вставок или электропередач постоянного тока.

13.2. Параллельная работы Единой энергетической системы России с энергосистемами иностранных государств осуществляется при выполнении следующих условий:

обеспечение скоординированного поддержания частоты в диапазоне допустимых значений в соответствии с требованиями раздела 2 настоящих Правил и регулирования сальдо перетоков активной мощности с коррекцией по частоте;

размещения и поддержания первичных и вторичных резервов активной мощности в согласованных объемах;

обеспечение поддержания регулировочного диапазона по реактивной мощности генерирующего оборудования и средств компенсации реактивной мощности;

реализация согласованной настройки устройств противоаварийной и режимной автоматики с применением управляющих воздействий во всех параллельно работающих энергосистемах;

обеспечение функциональной совместимости и согласование параметров настройки устройств релейной защиты на межгосударственных линиях электропередачи;

обеспечение функциональной совместимости СДТУ;

обеспечение информационного обмена в объеме, достаточном для планирования и управления электроэнергетическим режимом;

наличие договоров об организации параллельной работы и иных документов двух и многостороннего характера, регламентирующих вышеуказанные требования.

13.3. Совместная работа Единой энергетической системы России с энергосистемами иностранных государств осуществляется при выполнении следующих условий:

реализация согласованных принципов противоаварийного и режимного управления работой вставки (электропередачи) постоянного тока;

обеспечение функциональной совместимости и согласование параметров настройки устройств РЗА на межгосударственных линиях электропередачи;

обеспечение функциональной совместимости СДТУ;

обеспечение информационного обмена в объеме, достаточном для планирования и управления электроэнергетическим режимом;

наличие договоров об организации совместной работы и иных документов, регламентирующих вышеуказанные требования.

13.4. Системный оператор осуществляет организацию параллельной (совместной) работы Единой энергетической системы России с энергосистемами иностранных государств, работающих параллельно (совместно) с Единой энергетической системой России (далее – энергосистемы иностранных государств), на основе договоров об организации параллельной (совместной) работы и иных документов двух и многостороннего характера, согласованных с организациями, выполняющими функции оперативно-диспетчерского управления в энергосистемах иностранных государств (далее – зарубежные системные операторы).

13.5. Временное или постоянное прекращение параллельной (совместной) работы Единой энергетической системы России и энергосистем иностранных государств не должно приводить к нарушению электроснабжения потребителей и ограничению выдачи мощности электростанций на территории Российской Федерации.

13.6. Системным оператором по согласованию с системными операторами энергосистем иностранных государств, работающих параллельно с Единой энергетической системой России, должны быть установлены:

необходимый расчетный резерв первичного и вторичного регулирования, распределяемый между Единой энергетической системой России и энергосистемами иностранных государств;

необходимое значение крутизны статической частотной характеристики энергообъединения;

значения коэффициентов коррекции по частоте для Единой энергетической системы России и каждой из энергосистем иностранных государств.

13.7. Системный оператор обеспечивает регулирование частоты в Единой энергетической системе России и энергосистемах иностранных государств в допустимых пределах в соответствии с условиями договоров об организации параллельной работы, заключенных Системным оператором с зарубежными системными операторами.

13.8. Планирование электроэнергетических режимов параллельной работы Единой энергетической системы России и энергосистем иностранных государств осуществляется с использованием общих расчетных моделей, включающих согласованные фрагменты моделей энергосистем иностранных государств и комплекса информационно-технического обеспечения. Плановые почасовые графики сальдо перетоков электроэнергии (мощности) являются основными документами, регламентирующими режим параллельной работы Единой энергетической системы России и энергосистем иностранных государств.

14. Требования по обеспечению готовности персонала организаций электроэнергетики

14.1. Общие требования по обеспечению готовности персонала

14.1.1. Субъектами электроэнергетики, потребителями электрической энергии должна быть организована постоянная работа, направленная на обеспечение готовности персонала к выполнению профессиональных функций, поддержание и повышение его квалификации.

14.1.2. Для учета различий в выполняемых функциях при организации работы с персоналом субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии в составе персонала выделяются:

технологический персонал, организующий и выполняющий работы по проектированию, строительству, эксплуатации, оперативному обслуживанию, ремонту, реконструкции, наладке, испытаниям оборудования, зданий и сооружений, входящих в состав энергетических установок, контролю за их техническим состоянием электроустановок, а также осуществляющий оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике;

нетехнологический персонал – иные работники субъектов электроэнергетики, потребителей электрической энергии.

14.1.3. Технологический персонал включает следующие категории работников: руководящие работники и специалисты, диспетчерский, оперативный, оперативно-ремонтный, ремонтный и вспомогательный персонал.

14.1.4. При проведении работы с технологическим персоналом должны использоваться следующие обязательные формы работы:

для руководящих работников и специалистов – инструктажи по охране труда, пожарной безопасности и технической эксплуатации; проверка знаний нормативных правовых актов и локальных документов субъекта электроэнергетики, потребителя электрической энергии по вопросам технической эксплуатации, правил и требований охраны труда, пожарной безопасности, промышленной безопасности и других специальных норм и правил (далее – проверка знаний), повышение квалификации;

для диспетчерского персонала субъектов оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике – инструктажи по охране труда, пожарной безопасности и технической эксплуатации, подготовка по новой должности для управления электроэнергетическим режимом энергосистемы с прохождением государственной аттестации в качестве лиц, осуществляющих профессиональную деятельность, связанную с оперативно-диспетчерским управлением в электроэнергетике (далее – государственная аттестация лиц, осуществляющих оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике), проверка знаний, дублирование; специальная подготовка, контрольные противоаварийные и противопожарные тренировки, повышение квалификации;

для оперативного и оперативно-ремонтного персонала субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии: инструктажи по

охране труда, пожарной безопасности и технической эксплуатации, подготовка по новой должности для управления оборудованием электрических станций, сетей и энергоустановок, проверка знаний, дублирование, специальная подготовка, контрольные противоаварийные и противопожарные тренировки, повышение квалификации;

для ремонтного персонала: инструктажи по охране труда, пожарной безопасности, и технической эксплуатации, подготовка по новой должности, проверка знаний; повышение квалификации;

для вспомогательного персонала: инструктажи по охране труда, пожарной безопасности и технической эксплуатации, проверка знаний по охране труда, пожарной безопасности в объеме пожарно-технического минимума, повышение квалификации.

Наряду с диспетчерским персоналом подготовку по новой должности с прохождением государственной аттестации для осуществления оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике проходят следующие работники диспетчерских центров субъектов оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике: главные диспетчеры и их заместители, руководители оперативно-диспетчерских служб и их заместители.

14.1.5. С нетехнологическим персоналом проводятся инструктажи по охране труда и пожарной безопасности, проверка знаний нормативных правовых актов по охране труда, пожарной безопасности в объеме пожарно-технического минимума, повышение квалификации.

14.1.6. Субъектами электроэнергетики, потребителями электрической энергии должен быть разработан порядок проведения работы с персоналом.

14.1.7. Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии создают и поддерживают функционирование помещений для проведения работы с персоналом (технических кабинетов, учебных классов, полигонов, центров (пунктов) тренажерной подготовки), обеспечивают оснащение их необходимыми программно-техническими средствами обучения и тренировки, поддержание в актуальном состоянии технической библиотеки, в т. ч. электронной.

14.1.8. Для вводимых в работу новых и реконструируемых объектов электроэнергетики должна осуществляться опережающая подготовка и повышение квалификации персонала. До начала проведения пробных пусков оборудования, объекты электроэнергетики должны быть укомплектованы подготовленным, прошедшим необходимые инструктажи, обучение и проверку знаний, контрольные тренировки и допущенным к самостоятельной работе персоналом.

14.1.9. Общую организацию работы с персоналом должен осуществлять руководитель субъекта электроэнергетики, потребителя электрической энергии или должностное лицо из числа руководящих работников, которому руководитель субъекта электроэнергетики, потребителя электрической энергии поручает организацию ее выполнения.

14.2. Подготовка, поддержание и повышение квалификации персонала

14.2.1. Лица, назначаемые на должности руководителей, руководящих работников организаций - субъектов электроэнергетики, руководителей обособленных подразделений организаций - субъектов электроэнергетики, а также работники организаций – субъектов электроэнергетики, организующие и выполняющие работы по проектированию, строительству, эксплуатации, оперативному обслуживанию, ремонту, реконструкции, наладке, испытаниям оборудования, зданий и сооружений, входящих в состав энергетических установок, контролю за техническим состоянием энергоустановок, осуществляющие оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике, должны иметь соответствующее профессиональное образование и опыт работы в электроэнергетике.

14.2.2. Работники из числа упомянутых в пункте 14.2.1 настоящих Правил, не имеющие соответствующего профессионального образования и опыта работы в электроэнергетике, как вновь принятые, так и переводимые на новую должность, должны пройти обучение в специализированных образовательных учреждениях по программам, утверждаемым федеральным органом исполнительной власти, осуществляющим функции по выработке и реализации государственной политики и нормативно-правовому регулированию по вопросам электроэнергетики.

14.2.3. Работники, допускаемые к самостоятельному управлению электроэнергетическим режимом энергосистем, оборудованием электрических станций, сетей и энергоустановок, а также иные работники, подлежащие государственной аттестации как лица, осуществляющие оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике, проходят подготовку по новой должности по месту работы по индивидуальным программам, утверждаемым руководителем субъекта (структурного подразделения субъекта) электроэнергетики, потребителя электрической энергии с учетом имеющегося уровня квалификации, опыта предшествующей работы и технической сложности объекта.

14.2.4. Программы подготовки по новой должности персонала диспетчерских центров субъектов оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике должны соответствовать следующим требованиям:

14.2.4.1. Программы подготовки по новой должности главных диспетчеров и их заместителей, руководителей оперативно-диспетчерских служб и их заместителей должны включать:

предаттестационную подготовку и прохождение государственной аттестации лиц, осуществляющих оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике;

стажировку на рабочем месте с изучением особенностей управления электроэнергетическим режимом работы Единой энергетической системы России (объединенной, территориальной энергосистемы);

проверку знаний;

допуск к самостоятельной работе.

14.2.4.2. Программы подготовки по новой должности диспетчерского персонала должны включать:

преаттестационную подготовку и прохождение государственной аттестации лиц, осуществляющих оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике;

стажировки на своем рабочем месте, рабочем месте диспетчерского персонала в нижестоящем диспетчерском центре и рабочем месте оперативного персонала объектов электроэнергетики с изучением особенностей управления электроэнергетическим режимом Единой энергетической системы России (объединенной, территориальной энергосистемы), состава, характеристик и технологических режимов работы находящихся в диспетчерском управлении основных типов электрических станций и базовых подстанций электрических сетей;

проверку знаний, дублирование с прохождением контрольных тренировок;

допуск к самостоятельной работе.

14.2.5. Программа подготовки по новой должности оперативного и оперативно-ремонтного персонала должна включать:

стажировки на своем рабочем месте и рабочих местах подчиненного оперативного (оперативно-ремонтного) персонала с изучением состава, характеристик и параметров работы эксплуатируемого и находящегося в технологическом управлении и ведении оборудования электрической станции, электрической сети, электроустановки потребителя электрической энергии;

проверку знаний, дублирование с прохождением контрольных тренировок;

допуск к самостоятельной работе.

14.2.6. Программа подготовки по новой должности ремонтного персонала должна включать:

стажировку на своем рабочем месте с изучением состава и особенностей подлежащих освоению вида ремонтных работ, характеристик оборудования и условий безопасного проведения ремонта;

проверку знаний с подтверждением разряда (классности);

допуск к самостоятельной работе.

14.2.7. С целью обеспечения постоянного соответствия уровня квалификации персонала установленным правилам и нормам субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии должно быть организовано поддержание квалификации персонала путем проведения:

периодической проверки знаний и контрольных тренировок;

повторных инструктажей по охране труда и пожарной безопасности на рабочих местах;

специальной подготовки диспетчерского, оперативного и оперативно-ремонтного персонала, включающей проведение учебных противоаварийных и противопожарных тренировок, изучение изменений в

технической документации и состоянии оборудования, разбор причин возникновения и развития аварий и несчастных случаев на производстве, проведение инструктажей по вопросам технической эксплуатации;

соревнований профессионального мастерства.

14.2.8. Для каждой категории работников субъектом электроэнергетики, потребителем электрической энергии определяются используемые формы обучения при повышении квалификации (систематическое самообразование работника, производственно-экономическая учеба, краткосрочное или длительное периодическое обучение), а также порядок проведения повышения квалификации и продолжительность обучения, организуемого субъектом электроэнергетики, потребителем электрической энергии непосредственно в организации. При отсутствии необходимой материально-технической базы и работников, способных проводить такое обучение, его необходимо проводить в специализированных образовательных учреждениях.

14.2.9. Работники, не выполнившие обязательные требования к подготовке по новой должности и поддержанию квалификации, не прошедшие инструктажи по охране труда и пожарной безопасности, контрольные тренировки, проверку знаний, а также не прошедшие обязательные медицинские осмотры или имеющие медицинские противопоказания к выполнению соответствующих работ, не должны допускаться к выполнению должностных обязанностей.

14.3. Требования к организации проверки знаний персонала

14.3.1. Технологический персонал субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии подлежит первичной и периодической (очередной) и внеочередной проверке знаний по вопросам эксплуатации, охраны труда, пожарной безопасности, промышленной безопасности и другим специальным нормам и правилам, при этом вспомогательный персонал проходит проверку знаний только по вопросам охраны труда и пожарной безопасности в объеме пожарно-технического минимума.

Порядок проведения проверки знаний определяет руководитель субъекта электроэнергетики, потребителя электрической энергии.

14.3.2. Первичная проверка знаний проводится работникам, впервые поступившим на работу, или при перерыве в проверке знаний более 3 лет. Проверка знаний вновь назначенных работников проводится в течение 1 месяца после назначения на должность или в соответствии со сроками, установленными программой подготовки по новой должности.

14.3.3. Периодическая проверка знаний работников проводится не реже, чем один раз в 3 года, при этом диспетчерский, оперативный и оперативно-ремонтный персонал, а также работники, непосредственно организующие безопасное производство работ в электроустановках, выполняющие наладочные работы, профилактические испытания, рабочие,

выполняющие работы, к которым предъявляются повышенные требования безопасности, проходят проверку знаний не реже чем 1 раз в год.

14.3.4. Внеочередная проверка знаний проводится независимо от срока проведения предыдущей проверки:

при установке нового оборудования, реконструкции и (или) изменении главных электрических и технологических схем (необходимость внеочередной проверки в этом случае определяет руководитель субъекта (структурного подразделения субъекта) электроэнергетики, потребителя электрической энергии);

при назначении на должность, приеме или переводе на другую работу, если новые обязанности требуют дополнительных знаний норм и правил;

при нарушении работниками требований нормативных правовых актов и локальных документов организации по вопросам технической эксплуатации, охраны труда, пожарной безопасности, промышленной безопасности и других специальных норм и правил;

по требованию органов государственного надзора, федеральной инспекции труда, по решению руководителя субъекта (структурного подразделения субъекта) электроэнергетики, потребителя электрической энергии при введении в действие в организации новых или переработанных норм и правил, а также при установлении недостаточных знаний работников;

по заключению комиссий, расследовавших несчастные случаи с людьми, аварии и иные нарушения в работе энергетического объекта;

при перерыве в работе в данной должности более 6 месяцев;

при получении повторной неудовлетворительной оценки по результатам проведения повторной контрольной противоаварийной тренировки.

14.3.5. Для проведения проверки знаний руководителем субъекта (структурного подразделения субъекта) электроэнергетики, потребителя электрической энергии назначаются экзаменационные комиссии, численность которых должна быть не менее пяти человек.

14.3.6. Руководителем субъекта (структурного подразделения субъекта) электроэнергетики, потребителя электрической энергии для каждого подразделения (отдельных работников) устанавливается объем проверки знаний (перечень нормативных правовых актов и локальных документов субъекта электроэнергетики, потребителя электрической энергии по вопросам устройства и технической эксплуатации, правил и требований охраны труда, пожарной безопасности, промышленной безопасности и других государственных норм и правил) знание которых работниками проверяется комиссиями по проверке знаний.

14.3.7. Перед проверкой знаний работников под руководством назначенных ответственных лиц и (или) в виде самоподготовки на рабочих местах должна быть проведена предэкзаменационная подготовка (изучение нормативных правовых актов локальных документов субъекта

электроэнергетики, потребителя электрической энергии, включенных в объем проверки знаний работников).

14.3.8. По результатам проведенной проверки знаний оформляется протокол и вносятся соответствующие данные в удостоверение по проверке знаний работника.

14.3.9. Работник, получивший неудовлетворительную оценку по результатам проверки знаний, обязан в срок не ранее двух недель, но не позднее одного месяца, пройти повторную проверку знаний.

Работник, не прошедший проверку знаний во второй раз, от самостоятельной работы отстраняется. Вопрос о возможности сохранения трудовых отношений с таким работником решается в установленном законодательством порядке.

14.3.10. Представители органа исполнительной власти, осуществляющего функции по контролю и надзору за соблюдением требований безопасности в электроэнергетике, могут быть включены в состав экзаменационных комиссий субъектов электроэнергетики и потребителей электрической энергии или принимать участие в их работе.

Обязательно участие представителя органа исполнительной власти, осуществляющего функции по контролю и надзору за соблюдением требований безопасности в электроэнергетике, в работе комиссии по проверке знаний:

руководителей субъектов электроэнергетики и организаций, выполняющих работы по проектированию, строительству, эксплуатации, оперативному обслуживанию, ремонту, реконструкции, наладке, испытаниям оборудования, зданий и сооружений, входящих в состав энергетических установок, контролю за техническим состоянием энергоустановок, а также осуществляющих оперативно-диспетчерское управление в электроэнергетике;

их заместителей, руководителей направлений, а также руководителей обособленных подразделений организаций-субъектов электроэнергетики, организующих выполнение указанных работ.

14.3.11. Нетехнологический персонал субъекта электроэнергетики, потребителя электрической энергии не реже одного раза в три года проходит проверку знаний нормативных правовых актов по охране труда, а руководители функциональных подразделений – проверку знаний нормативных правовых актов по охране труда и пожарно-технический минимум.

14.4. Требования к проведению тренировок

14.4.1. Для формирования и поддержания у диспетчерского, оперативного и оперативно-ремонтного персонала надлежащих навыков и умений работы проводятся противоаварийные и противопожарные тренировки.

14.4.2. Каждому работнику из числа диспетчерского, оперативного и оперативно-ремонтного персонала должна быть проведена:

не реже одного раза в три месяца контрольная противоаварийная тренировка;

не реже одного раза в полугодие контрольная противопожарная тренировка.

14.4.3. Организация подготовки и проведения тренировок должна включать:

формирование годовых графиков, тематик тренировок с учетом требований к обязательной периодичности различных видов тренировок, возможности их сочетания, отработки индивидуальных и групповых навыков взаимодействия, имеющегося опыта работы и специфики тренируемого персонала;

подготовку и предварительную отработку сценариев контрольных тренировок, предусматривающих возникновение объектовых, общестанционных, системных и межсистемных аварий, проведение сложных переключений, отработку готовности персонала к действиям в различных погодных условиях, необходимости самостоятельных действий персонала и перевода управления на резервные пункты;

разбор и оформление результатов контрольных тренировок, установление замечаний к участникам, разработку мероприятий по итогам контрольных тренировок, включая разбор результатов тренировки с персоналом других смен при проведении специальной подготовки.

14.4.4. Руководители и руководящие работники субъектов электроэнергетики, руководители структурных подразделений субъектов электроэнергетики, организующие деятельность персонала по управлению электроэнергетическим режимом энергосистемы, состоянием энергообъектов, электрооборудования и энергоустановок, оперативно-ремонтную деятельность в электроэнергетике должны принимать непосредственное участие в проведении контрольных противоаварийных тренировок не менее 1 раза в год.

14.4.5. Лицам, получившим неудовлетворительную оценку в контрольной тренировке должна быть проведена повторная тренировка. При повторной неудовлетворительной оценке работник должен пройти внеочередную проверку знаний. Лица, получившие неудовлетворительную оценку по результатам проведения контрольной тренировки, к самостоятельной работе не допускаются.

Сроки проведения повторной тренировки и объем внеочередной проверки знаний в этих случаях устанавливаются руководителем субъекта (структурного подразделения) электроэнергетики или потребителя электрической энергии.

14.4.6. С целью выработки готовности к совместным действиям с уполномоченными органами исполнительной власти при возникновении чрезвычайных ситуаций на объектах электроэнергетики и в

энергоустановках потребителей электрической энергии проводятся специализированные учения.

Решения о сроках и условиях проведения таких учений принимаются Федеральным или региональными штабами по безопасности электроснабжения, муниципальными органами исполнительной власти.

15. Контроль технического состояния объектов электроэнергетики для обеспечения надежного функционирования электроэнергетической системы

15.1. Общие требования к организации эксплуатации объектов электроэнергетики

15.1.1. Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии для надежного функционирования энергосистемы должны организовать:

эксплуатацию линий электропередачи, оборудования, комплексов и устройств РЗА, СДТУ, зданий и сооружений, обеспечивающую их надежную работу в течение всего жизненного цикла;

проведение ремонтов и технического обслуживания, обеспечивающих поддержание линий электропередачи, оборудования, комплексов и устройств РЗА, СДТУ, зданий и сооружений в исправном и работоспособном состоянии;

проведение технического освидетельствования и продление срока эксплуатации линий электропередачи, оборудования, комплексов и устройств РЗА, СДТУ, зданий и сооружений;

проведение расследований причин аварий на объектах электроэнергетики и энергопринимающих установках потребителей электрической энергии, за исключением аварий, расследование причин которых отнесено к компетенции полномочного федерального органа исполнительной власти;

разработку и реализацию противоаварийных мероприятий, в том числе мероприятий по результатам расследования причин аварий, мероприятий по результатам проверки готовности к работе в осенне-зимний период, мероприятий по подготовке к гололедному периоду, грозовому периоду, периоду экстремально высоких температур и прохождению паводка;

учет, обработку и представление в уполномоченные организации сведений о показателях функционирования, технического состояния и надежности работы основного оборудования.

15.1.2. На каждом объекте электроэнергетики в составе технической документации должны быть:

технические паспорта линий электропередачи, оборудования, зданий и сооружений;

исполнительные рабочие чертежи оборудования, зданий и сооружений;

исполнительные рабочие технологические схемы линий электропередачи, оборудования, комплексов и устройств РЗА, СДТУ;

инструкции по эксплуатации оборудования, комплексов и устройств РЗА, СДТУ, зданий и сооружений, должностные инструкции и инструкции по охране труда и пожарной безопасности;

15.1.3. Перечень необходимых инструкций, технологических и оперативных схем для каждого подразделения должен быть утвержден техническим руководителем субъекта электроэнергетики (его филиала).

15.1.4. Все изменения технических параметров и характеристик линий электропередачи, оборудования, комплексов и устройств РЗА, СДТУ, выполненные в процессе эксплуатации, должны быть внесены в инструкции, схемы и чертежи.

15.1.5. Субъекты электроэнергетики должны осуществлять внутренний контроль за организацией эксплуатации, техническим состоянием линий электропередачи, оборудования, устройств и ремонтной деятельностью, а также за выполнением иных мероприятий, обеспечивающих надежную работу линий электропередачи, оборудования и устройств.

15.1.6. В предусмотренных нормативными правовыми актами случаях, контроль осуществляется со стороны уполномоченных органов исполнительной власти с привлечением специализированных организаций.

15.1.7. При нахождении генерирующего и (или) котельного оборудования объекта электроэнергетики в консервации собственником или иным законным владельцем объекта электроэнергетики должно быть обеспечено проведение специальных мероприятий, обеспечивающих защиту оборудования и его составных частей от стояночной коррозии и поддержание работоспособности оборудования при длительном простое. При несоблюдении указанного требования и нахождении генерирующего и (или) котельного оборудования объекта электроэнергетики в консервации непрерывно сроком более 12 месяцев указанное оборудование подлежит выводу из эксплуатации в установленном действующим законодательством порядке.

15.2. Организация контроля технического состояния объектов электроэнергетики и электроустановок потребителей

15.2.1. Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии должны организовать контроль технического состояния принадлежащих им на праве собственности или ином законном основании линий электропередачи, оборудования, комплексов и устройств РЗА, зданий и сооружений объектов электроэнергетики.

15.2.2. Контроль технического состояния осуществляется субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии с привлечением, при необходимости, отраслевых специализированных организаций.

15.2.3. Комплекс мероприятий по контролю технического состояния линий электропередачи, оборудования, комплексов и устройств РЗА, зданий и сооружений объектов электроэнергетики должен обеспечивать оценку физического износа и остаточного ресурса в целях:

выполнения оценки соответствия линий электропередачи, оборудования, комплексов и устройств РЗА, зданий и сооружений объектов электроэнергетики установленным требованиям;

определения необходимых объемов ремонтных работ и сроков их выполнения;

прогнозирования сроков вывода линий электропередачи, оборудования, комплексов и устройств РЗА из эксплуатации;

планирования объемов и сроков работ по модернизации, реконструкции и новому строительству объектов электроэнергетики.

15.2.4. Контроль технического состояния оборудования должен осуществляться, в том числе, путем ведения учета:

наработки основного тепломеханического оборудования;

срока эксплуатации электротехнического оборудования;

интенсивности загрузки;

условий эксплуатации;

количества пусков-остановов, отключений токов короткого замыкания и иных нормируемых событий в зависимости от вида оборудования;

произошедших отказов и аварий;

проведенных ремонтов и замен узлов, осмотров, технических освидетельствований и диагностики.

15.2.5. При достижении назначенного срока службы электротехнического оборудования и назначенного ресурса основного тепломеханического оборудования, установленных конструкторской и эксплуатационной документацией, дальнейшая эксплуатация оборудования без проведения работ по оценке технического состояния и определению возможности и условий его дальнейшей эксплуатации не допускается.

15.2.6. По результатам работ по определению возможности и условий эксплуатации оборудования должны приниматься решения о:

продолжении эксплуатации на установленных параметрах;

продолжении эксплуатации с ограничением номинальных параметров;

ремонте с заменой ответственных узлов, с доведением параметров до номинальных (с отклонением на величину не более 5% от номинального);

реконструкции и модернизации;

выводе из эксплуатации.

15.2.7. Возможность продления ресурса тепломеханического оборудования и срока эксплуатации электротехнического оборудования определяется на основании критериев оценки состояния оборудования, установленных нормативной документацией и документацией заводоизготовителей оборудования.

15.2.8. Продление ресурса тепломеханического оборудования проводится с учетом особенностей конструкции и условий эксплуатации конкретных видов оборудования.

15.2.9. Продление ресурса основного тепломеханического оборудования (котел, паровые и газовые турбины, трубопроводы) должно осуществляться с привлечением в предусмотренных нормативными документами случаях, экспертных специализированных организаций.

15.2.10. Решение о продлении ресурса основного тепломеханического оборудования должно приниматься по результатам диагностики.

15.2.11. При диагностировании тепломеханического оборудования для определения возможности продления ресурса должны быть проведены:

анализ эксплуатационной, проектной, конструкторской и ремонтной документации;

анализ режима эксплуатации оборудования, в том числе наработки, количество пусков, параметров пара, температуры металла;
неразрушающий контроль узлов и элементов оборудования;
определение механических характеристик металла основных узлов и элементов оборудования;
металлографические исследования основных узлов и элементов оборудования;
определение химического состава материалов;
оценка коррозии, износа и других дефектов узлов и элементов оборудования;
исследование напряженно - деформированного состояния узлов и элементов оборудования и расчетная оценка их остаточного ресурса;

15.2.12. Продление срока службы электротехнического оборудования должно осуществляться собственником по состоянию оборудования на основании результатов проверки, измерений его характеристик, испытаний изоляции в объеме контроля после капитального ремонта или при вводе в эксплуатацию (для оборудования, не предусматривающего проведение контроля при капитальном ремонте).

15.2.13. В зависимости от технического состояния продление ресурса основного тепломеханического оборудования и срока службы электротехнического оборудования осуществляется на срок до прогнозируемого наступления предельного состояния или на определенный период времени (поэтапное продление ресурса теплотехнического оборудования и срока службы электротехнического оборудования).

15.2.14. Работы по продлению ресурса основного тепломеханического оборудования и срока службы электротехнического оборудования должны быть выполнены таким образом, чтобы соответствующее решение было принято до достижения им назначенного ресурса или срока службы.

15.2.15. Контроль технического состояния производственных зданий и технологических сооружений должен осуществляться, в том числе, путем:

осмотров и обследований производственных зданий и сооружений по планам с привлечением в необходимых случаях специализированных организаций;

наблюдений за осадками фундаментов зданий и сооружений;

контроля соблюдения режима эксплуатации, предусмотренного проектом (вибрационные нагрузки, вентиляции, температурно-влажностный режим), контроль предотвращения перегрузок на кровли, перекрытия;

наблюдений за развитием деформаций, выявление дефектов строительных конструкций;

наблюдений за режимом подземных вод, предотвращение обводнения оснований и фундаментов технологическими водами из водонесущих коммуникаций промплощадки;

контроля состояния антикоррозионного покрытия металлических и железобетонных конструкций.

15.2.16. В случаях и порядке, установленных действующим законодательством, контроль технического состояния отдельных видов линий электропередачи и оборудования объектов электроэнергетики осуществляется уполномоченными федеральными органами исполнительной власти с привлечением, при необходимости, отраслевых специализированных организаций.

15.3. Организация и контроль ремонтной деятельности

15.3.1. Организация ремонтной деятельности, объемы и периодичность ремонтных работ и работ по техническому обслуживанию должны обеспечивать поддержание исправности и работоспособности оборудования в течение назначенного срока службы электротехнического оборудования и назначенного ресурса тепломеханического оборудования, удовлетворительного состояния производственных зданий и технологических сооружений.

15.3.2. Каждым собственником и иным законным владельцем линий электропередачи, электростанций и подстанций должны быть разработаны и внедрены внутренние документы, устанавливающие обязательные требования по:

- выбору вида организации ремонта;
- организации и выполнению планирования ремонтов;
- организации выбора компаний-подрядчиков для выполнения отдельных видов ремонтных работ;
- организации материально-технического обеспечения запланированных и неплановых (аварийных) ремонтов;
- формированию внутрикорпоративной системы контроля ремонтной деятельности;
- организации подготовки, проведения ремонта и приемке оборудования из ремонта.

15.3.3. Выбор вида организации ремонта (планово-предупредительный ремонт или ремонт по техническому состоянию) должен осуществляться субъектом электроэнергетики с учетом требований нормативной документации и документации заводов-изготовителей оборудования о периодичности и объеме испытаний и контроля технического состояния оборудования или с привлечением, при необходимости, специализированных организаций.

15.3.4. При организации ремонта по техническому состоянию должно обеспечиваться:

диагностирование состояния оборудования с применением методик и средств, позволяющих получить достоверные результаты в объеме, достаточном для контроля и прогнозирования технического состояния и принятия решения о необходимости ремонта оборудования;

соблюдение периодичности и объема контроля технического состояния оборудования, производственных зданий и технологических сооружений.

15.3.5. Планирование ремонтов генерирующего оборудования электростанций при организации ремонта по системе планово-предупредительного ремонта должно осуществляться с учетом:

прогнозируемой средней наработки за календарный год;

фактической наработки с момента окончания последнего капитального ремонта;

нормативного и фактического межремонтного ресурса между капитальными ремонтами;

комплексной оценки технического состояния и надежности оборудования;

оценки назначенного ресурса оборудования и отдельных узлов;

особенности сервисного обслуживания оборудования иностранного производства.

15.3.6. Планирование ремонтов воздушных линий электропередачи должно осуществляться с учетом необходимости выполнения:

капитального ремонта линий электропередачи на железобетонных и металлических опорах – не реже 1 раза в 12 лет;

капитального ремонта линий электропередачи на опорах с деревянными деталями – не реже 1 раза в 6 лет.

15.3.7. Выполнение ремонтов линий электропередачи, оборудования, техническое обслуживание комплексов и устройств РЗА, СДТУ должно проводиться по графикам ремонтов и технического обслуживания, утвержденным субъектами электрической энергии и потребителями электрической энергии в соответствии с п. 4.3.14 настоящих Правил.

15.3.8. Субъектами электроэнергетики, осуществляющими деятельность по производству электрической энергии кроме годовых графиков ремонта оборудования должны быть разработаны:

перспективные пятилетние планы ремонта основного энергетического оборудования с указанием вида ремонта и сроков ремонтов (месяцы);

перспективные планы модернизации и реконструкции основного энергетического оборудования на срок до 7 лет.

Перспективные планы ремонтов, модернизации и реконструкции основного энергетического оборудования электростанций направляются субъекту оперативно-диспетчерского управления.

15.3.9. Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии для каждого объекта электроэнергетики должны разрабатывать многолетние графики технического обслуживания устройств РЗА и СДТУ на основе рекомендаций производителей аппаратуры и нормативно-технической документации.

15.3.10. Выполнение ремонтов производственных зданий и технологических сооружений должно проводиться по утвержденным техническим руководителем субъекта электроэнергетики (его филиала) планам, разработанным на основании перспективных пятилетних планов ремонтов производственных зданий и технологических сооружений.

15.3.11. Сроки проведения ремонтов дымовых труб, газоходов, градирен должны быть максимально совмещены с ремонтом соответствующего основного оборудования электростанций.

15.3.12. Оборудование электростанций, а также устройства компенсации реактивной мощности и оборудование напряжением 35 кВ и выше (трансформаторы, автотрансформаторы, выключатели) подстанций, прошедшие капитальный, средний ремонт подлежат приемо-сдаточным испытаниям под нагрузкой (под напряжением) в течение 48 часов. Для ГЭС, работающих в пиковом режиме при ограниченных водных ресурсах, испытания под нагрузкой могут продолжаться несколько дней с суммарной наработкой 24 часа.

15.3.13. Капитальный, средний ремонт оборудования считается завершенным при успешном проведении приемо-сдаточных испытаний, при этом временем окончания ремонта является:

для энергоблоков, газотурбинных установок (в том числе в составе парогазовых установок), паровых турбин тепловых электростанций с поперечными связями, гидроагрегатов и трансформаторов – время включения генератора (трансформатора) в сеть;

для паровых котлов тепловых электростанций с поперечными связями – время подключения котла к стационарному трубопроводу свежего пара;

для энергоблоков с двухкорпусными котлами (дубль-блоков) – время включения генератора в сеть с одним из корпусов котла. При этом растопка и включение второго корпуса котла должны производиться в соответствии с графиком набора нагрузки энергоблока, если задержка в ремонте не предусмотрена графиком ремонта;

для синхронных компенсаторов – время включения в сеть;

для трансформаторов (автотрансформаторов) и иного электротехнического оборудования – время включения под напряжение.

15.3.14. В случае если проведение приемо-сдаточных испытаний оборудования под нагрузкой непосредственно после окончания ремонтных работ невозможно по условиям технологического режима работы данного оборудования и/или электроэнергетического режима энергосистемы, оборудование переводится в резерв с оформлением завершения ремонта. Приемо-сдаточные испытания оборудования должны проводиться после создания условий включения оборудования под нагрузку.

15.3.15. По окончанию приемо-сдаточных испытаний в период месячной подконтрольной эксплуатации должна быть закончена проверка работы оборудования на всех режимах.

15.3.16. Субъекты электроэнергетики и потребители электрической энергии должны организовать контроль проведения ремонтов принадлежащих им на праве собственности или ином законном основании линий электропередачи, оборудования, комплексов и устройств РЗА, зданий и сооружений объектов электроэнергетики.

15.3.17. В случаях и порядке, установленных действующим законодательством, контроль организации и проведения ремонтов отдельных

видов линий электропередачи, оборудования, производственных зданий и технологических сооружений объектов электроэнергетики осуществляется уполномоченным федеральным органом исполнительной власти с привлечением, при необходимости, отраслевых специализированных организаций.

1. Общие положения

2. Системные требования и условия работы электроэнергетических систем

- 2.1. Характеристики и условия функционирования электроэнергетических систем
- 2.2. Электроэнергетические режимы энергосистем
- 2.3. Обеспечение устойчивости энергосистемы
- 2.4. Обеспечение системной надежности
- 2.5. Координация уровней токов короткого замыкания

3. Организация оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и оперативно-технологического управления

4. Планирование режимов работы электроэнергетической системы

- 4.1 Общие требования к планированию режимов работы энергосистем
- 4.2 Планирование электроэнергетических режимов энергосистемы
 - 4.2.1 Планирования электроэнергетических режимов на год
 - 4.2.2 Планирования электроэнергетических режимов на месяц
 - 4.2.3 Планирования электроэнергетических режимов на недельный период
 - 4.2.4 Планирования электроэнергетических режимов на сутки и менее
 - 4.2.5 Планирование и размещение первичного, вторичного и третичного резервов мощности
- 4.3 Годовое и месячное планирование ремонтов и технического обслуживания
- 4.4 Планирование графиков напряжения

5. Управление электроэнергетическим режимом энергосистемы

- 5.1 Общие требования к управлению электроэнергетическим режимом энергосистемы
- 5.2 Общие принципы режимного и противоаварийного управления
- 5.3 Предотвращение развития и ликвидация нарушений нормального режима работы в электрической части энергосистем
 - 5.3.1 Общие положения
 - 5.3.2 Предотвращение развития и ликвидация недопустимого изменения частоты электрического тока
 - 5.3.3 Предотвращение развития и ликвидация недопустимого изменения напряжения
 - 5.3.4 Предотвращение развития и ликвидация недопустимого превышения максимально допустимых значений перетоков мощности в контролируемых сечениях и длительно допустимой токовой нагрузки по линиям электропередачи и электросетевому оборудованию
 - 5.3.5 Предотвращение развития и ликвидация асинхронных режимов
 - 5.3.6 Предотвращение развития и ликвидация синхронных качаний
 - 5.3.7 Предотвращение развития и ликвидация нарушений нормального режима работы, связанных с аварийным отключением линий электропередачи и основного электросетевого оборудования
 - 5.3.8 Предотвращение и ликвидация неполнофазных режимов электрической сети
 - 5.3.9 Пуск электростанций с нуля
 - 5.3.10 Особенности предотвращения развития и ликвидации нарушений

нормального режима работы в электрической части энергосистем при отказах средств связи

5.3.11 Действия диспетчерского и оперативного персонала при землетрясениях

6. Организация переключений в электроустановках

7. Управление энергосистемой и объектами электроэнергетики в характерные периоды года и в особых условиях

7.1. Требования к работе энергосистемы и объектов электроэнергетики в осенне-зимний период

7.2. Требования к работе энергосистемы и объектов электроэнергетики в условиях режима с высокими рисками нарушения электроснабжения

7.3. Требования к работе энергосистемы и объектов электроэнергетики в период паводка

7.4. Требования к работе энергосистемы и объектов электроэнергетики в условиях высоких температур окружающего воздуха

7.5. Подготовка и проведение системных и локальных экспериментов

8. Системные требования к линиям электропередачи, оборудованию электрических станций и сетей и электроустановкам потребителей электрической энергии

8.1 Общие требования к электрическим станциям и электрическим сетям

8.2 Требования к энергетическим котлам

8.3 Требования к паротурбинным установкам

8.4 Требования к газотурбинным установкам

8.5 Требования к парогазовым установкам

8.6 Требования к гидроагрегатам

8.7 Требования к генераторам

8.8 Требования к автотрансформаторам (трансформаторам) и шунтирующим реакторам

8.9 Требования к коммутационным аппаратам и заземляющим разъединителям

8.10 Требования к линиям электропередачи

8.11 Требования к электроустановкам потребителей электрической энергии

9. Релейная защита и автоматика

9.1. Общие требования к релейной защите и автоматике

9.2. Организации эксплуатации комплексов и устройств релейной защиты и автоматики

9.3. Порядок создания (модернизации) комплексов и устройств релейной защиты и автоматики

9.4. Релейная защита и сетевая автоматика

9.1.1. Основные требования. Принципы выполнения

9.1.2. Релейная защита и сетевая автоматика линий электропередачи 110 кВ и выше

9.1.3. Релейная защита и сетевая автоматика автотрансформаторов (трансформаторов), шунтирующих реакторов, управляемых шунтирующих реакторов 110 кВ и выше

9.1.4. Релейная защита и сетевая автоматика систем (секций) шин, обходных,

шиносоединительных и секционных выключателей 110 кВ и выше

- 9.1.5. Автоматическое включение резервного питания и оборудования
- 9.2. Противоаварийная автоматика
 - 9.2.1. Общие требования к противоаварийной автоматике
 - 9.2.2. Автоматика предотвращения нарушения устойчивости
 - 9.2.3. Автоматика ликвидации асинхронного режима
 - 9.2.4. Автоматика ограничения перегрузки оборудования
 - 9.2.5. Автоматика ограничения снижения частоты
 - 9.2.6. Автоматика ограничения повышения частоты
 - 9.2.7. Автоматика ограничения снижения напряжения
 - 9.2.8. Автоматика ограничения повышения напряжения
- 9.3. Режимная автоматика
 - 9.3.1. Общие требования к режимной автоматике
 - 9.3.2. Первичное регулирование частоты
 - 9.3.3. Автоматическое вторичное регулирование частоты и потоков активной мощности
 - 9.3.4. Автоматика регулирования напряжения и реактивной мощности
- 9.4. Регистрация аварийных событий и процессов
- 9.5. Вторичные цепи комплексов и устройств релейной защиты и автоматики

10. Информационно-технологическая инфраструктура релейной защиты и автоматики, оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и оперативно-технологического управления

- 10.1. Состав, функциональность и требования к системам информационно-технологической инфраструктуры
- 10.2. Каналы связи для оперативно-диспетчерского, оперативно-технологического управления и функционирования релейной защиты и автоматики
- 10.3. Требования к организации обмена телеметрической информацией
- 10.4. Порядок создания (модернизации) и организации эксплуатации информационно-технологической инфраструктуры

11. Планирование развития электроэнергетической системы

- 11.1 Общие требования к планированию развития энергосистем
- 11.2 Требования к структуре, размещению, концентрации генерирующих мощностей и основным характеристикам вводимого генерирующего оборудования электростанций
- 11.3 Требования к развитию электрических сетей
- 11.4 Требования к резервированию
- 11.5 Требования к планированию балансов электрической энергии и мощности на период свыше 7 лет
- 11.6 Требования к планированию балансов электрической энергии и мощности на период от 2 до 7 лет
- 11.7 Требования к информационному обмену при планировании развития энергосистем

12. Требования к электроснабжению мегаполисов

- 13. Организация параллельной (совместной) работы Единой энергетической системы России и электроэнергетических систем иностранных государств**
- 14. Требования по обеспечению готовности персонала организаций электроэнергетики**
 - 14.1. Общие требования по обеспечению готовности персонала
 - 14.2. Подготовка, поддержание и повышение квалификации персонала
 - 14.3. Требования к организации проверки знаний персонала
 - 14.4. Требования к проведению тренировок
- 15. Контроль технического состояния объектов электроэнергетики для обеспечения надежного функционирования электроэнергетической системы**
 - 15.1. Общие требования к организации эксплуатации объектов электроэнергетики
 - 15.2. Организация контроля технического состояния объектов электроэнергетики и электроустановок потребителей
 - 15.3. Организация и контроль ремонтной деятельности