Приказ Минэнерго РФ от 19 июня 2003 г. N 229"Об утверждении Правил технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации"

Приказываю:

Утвердить прилагаемые Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации и ввести их в действие с 30 июня 2003 года.

Министр	И.Х.Юсуфов

Зарегистрировано в Минюсте РФ 20 июня 2003 г.

Регистрационный N 4799

Правила технической эксплуатации электрических станций и сетей Российской Федерации (утв. приказом Минэнерго РФ от 19 июня 2003 г. N 229)

Ведены в действие с 30 июня 2003 г.

1. Организация эксплуатации

1.1. Основные положения и задачи

1.1.1. Настоящие Правила распространяются на тепловые электростанции, работающие на органическом топливе, гидроэлектростанции, электрические и тепловые сети Российской Федерации и на организации, выполняющие работы применительно к этим объектам.

1.1.2. На каждом энергообъекте должны быть распределены границы и функции по обслуживанию оборудования, зданий, сооружений и коммуникаций между производственными подразделениями (цехами, участками, лабораториями и т.д.), а также определены должностные функции персонала.

1.1.3. Безопасная эксплуатация оборудования, зданий и сооружений обеспечивается положениями инструкций и других нормативно-технических документов.

1.1.4. Каждый работник отрасли в пределах своих функций должен обеспечивать соответствие устройства и эксплуатации оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей правилам техники безопасности и пожарной безопасности.

1.1.5. Основной задачей электростанций, котельных, электрических и тепловых сетей является производство, преобразование, распределение и отпуск электрической энергии и тепла потребителям (далее - энергопроизводство).

1.1.6. Основным технологическим звеном энергопроизводства является энергосистема, представляющая собой совокупность электростанций, котельных, электрических и тепловых сетей (далее - энергообъекты), связанных общностью режима работы и имеющих централизованное оперативно-диспетчерское управление.

1.1.7. Работники энергообъектов обязаны:

поддерживать качество отпускаемой энергии - нормированную частоту и напряжение

электрического тока, давление и температуру теплоносителя;

соблюдать оперативно-диспетчерскую дисциплину;

содержать оборудование, здания и сооружения в состоянии эксплуатационной готовности;

обеспечивать максимальную экономичность и надежность энергопроизводства;

соблюдать правила промышленной и пожарной безопасности в процессе эксплуатации оборудования и сооружений;

выполнять правила охраны труда;

снижать вредное влияние производства на людей и окружающую среду;

обеспечивать единство измерений при производстве, передаче и распределении энергии;

использовать достижения научно-технического прогресса в целях повышения экономичности, надежности и безопасности, улучшения экологии энергообъекта и окружающей среды.

1.1.8. На каждом энергообъекте между структурными подразделениями должны быть распределены функции и границы по обслуживанию оборудования, зданий, сооружений и коммуникаций.

1.1.9. Энергосистемы должны осуществлять:

развитие производства для удовлетворения потребностей в электрической энергии и тепле;

эффективную работу электростанций и сетей путем снижения производственных затрат, повышения эффективности использования мощности установленного оборудования, выполнения мероприятий по энергосбережению и использованию вторичных энергоресурсов;

повышение надежности и безопасности работы оборудования, зданий, сооружений, устройств, систем управления, коммуникаций;

обновление основных производственных фондов путем технического перевооружения и реконструкции электростанций и сетей, модернизации оборудования;

внедрение и освоение новой техники, технологии эксплуатации и ремонта, эффективных и безопасных методов организации производства и труда;

повышение квалификации персонала, распространение передовых методов производства.

Организации, осуществляющие проектирование, наладку, эксплуатацию энергообъектов, связанных с повышенной промышленной опасностью, должны иметь разрешения (лицензии), выданные в установленном порядке.

1.1.10. Надзор за техническим состоянием и проведением мероприятий, обеспечивающих безопасное обслуживание оборудования и сооружений, рациональным и эффективным использованием топливно-энергетических ресурсов осуществляют органы государственного контроля и надзора.

1.2. Приемка в эксплуатацию оборудования и сооружений

1.2.1. Полностью законченные строительством электростанции, котельные (паровые и водогрейные), объекты электрических и тепловых сетей, а также в зависимости от сложности энергообъекта их очереди и пусковые комплексы должны быть приняты в эксплуатацию в порядке, установленном действующими правилами. Данное требование распространяется также на приемку в эксплуатацию энергообъектов после расширения и реконструкции.

1.2.2. Пусковой комплекс должен включать в себя, обеспечивающую нормальную эксплуатацию при заданных параметрах, часть полного проектного объема энергообъекта, состоящую из совокупности сооружений и объектов, отнесенных к определенным энергоустановкам либо к энергообъекту в целом (без привязки к конкретным энергоустановкам). В него должны входить: оборудование, сооружения, здания (или их части) основного производственного, подсобно-производственного, вспомогательного, бытового, транспортного, ремонтного и складского

назначений, благоустроенная территория, пункты общественного питания, здравпункты, средства диспетчерского и технологического управления (СДТУ), средства связи, инженерные коммуникации, очистные сооружения, обеспечивающие производство, передачу и отпуск потребителям электрической энергии и тепла, пропуск судов или рыбы через судопропускные или рыбопропускные устройства. В объеме, предусмотренном проектом для данного пускового комплекса, должны быть обеспечены нормативные санитарно-бытовые условия и безопасность для работающих, экологическая защита окружающей среды, пожарная безопасность.

1.2.3. Перед приемкой в эксплуатацию энергообъекта (пускового комплекса) должны быть проведены:

индивидуальные испытания оборудования и функциональные испытания отдельных систем, завершающиеся для энергоблоков пробным пуском основного и вспомогательного оборудования;

комплексное опробование оборудования.

Во время строительства и монтажа зданий и сооружений должны быть проведены промежуточные приемки узлов оборудования и сооружений, а также скрытых работ.

1.2.4. Индивидуальные и функциональные испытания оборудования и отдельных систем проводятся с привлечением персонала заказчика по проектным схемам после окончания всех строительных и монтажных работ по данному узлу. Перед индивидуальным и функциональным испытаниями должно быть проверено выполнение: настоящих Правил, строительных норм и правил, стандартов, включая стандарты безопасности труда, норм технологического проектирования, правил органов государственного контроля и надзора, норм и требований природоохранного законодательства и других органов государственного надзора, правил устройства электроустановок, правил охраны труда, правил взрыво- и пожаробезопасности.

1.2.5. Дефекты и недоделки, допущенные в ходе строительства и монтажа, а также дефекты оборудования, выявленные в процессе индивидуальных и функциональных испытаний, должны быть устранены строительными, монтажными организациями и заводами-изготовителями до начала комплексного опробования.

1.2.6. Пробные пуски проводятся до комплексного опробования энергообъектов. При пробном пуске должна быть проверена работоспособность оборудования и технологических схем, безопасность их эксплуатации; проведены проверка и настройка всех систем контроля и управления, в том числе автоматических регуляторов, устройств защиты и блокировок, устройств сигнализации и контрольно-измерительных приборов.

Перед пробным пуском должны быть выполнены условия для надежной и безопасной эксплуатации энергообъекта:

укомплектован, обучен (с проверкой знаний) эксплуатационный и ремонтный персонал, разработаны и утверждены эксплуатационные инструкции, инструкции по охране труда и оперативные схемы, техническая документация по учету и отчетности;

подготовлены запасы топлива, материалов, инструмента и запасных частей;

введены в действие СДТУ с линиями связи, системы пожарной сигнализации и пожаротушения, аварийного освещения, вентиляции;

смонтированы и налажены системы контроля и управления;

получены разрешения на эксплуатацию энергообъекта от органов государственного контроля и надзора.

1.2.7. Комплексное опробование должен проводить заказчик. При комплексном опробовании должна быть проверена совместная работа основных агрегатов и всего вспомогательного оборудования под нагрузкой.

Началом комплексного опробования энергоустановки считается момент включения ее в сеть или под нагрузку.

Комплексное опробование оборудования по схемам, не предусмотренным проектом, не допускается.

Комплексное опробование оборудования электростанций и котельных считается проведенным при условии нормальной и непрерывной работы основного оборудования в течение 72 ч на основном топливе с номинальной нагрузкой и проектными параметрами пара (для газотурбинных

установок (ГТУ) - газа) для тепловой электростанции, напором и расходом воды для гидроэлектростанции, предусмотренными в пусковом комплексе, и при постоянной или поочередной работе всего вспомогательного оборудования, входящего в пусковой комплекс.

В электрических сетях комплексное опробование считается проведенным при условии нормальной и непрерывной работы под нагрузкой оборудования подстанций в течение 72 ч, а линий электропередачи - в течение 24 ч.

В тепловых сетях комплексное опробование считается проведенным при условии нормальной и непрерывной работы оборудования под нагрузкой в течение 24 ч с номинальным давлением, предусмотренным в пусковом комплексе.

Для ГТУ обязательным условием комплексного опробования является, кроме того, успешное проведение 10, а для гидроагрегатов ГЭС и ГАЭС - 3 автоматических пусков.

При комплексном опробовании должны быть включены предусмотренные проектом КИП, блокировки, устройства сигнализации и дистанционного управления, защиты и автоматического регулирования, не требующие режимной наладки.

Если комплексное опробование не может быть проведено на основном топливе или номинальная нагрузка и проектные параметры пара (для ГТУ - газа) для тепловой электростанции, напор и расход воды для гидроэлектростанции или нагрузка для подстанции, линии электропередачи при совместном или раздельном опробовании и параметры теплоносителя для тепловых сетей не могут быть достигнуты по каким-либо причинам, не связанным с невыполнением работ, предусмотренных пусковым комплексом, решение провести комплексное опробование на резервном топливе, а также предельные параметры и нагрузки принимаются и устанавливаются приемочной комиссией и оговариваются в акте приемки в эксплуатацию пускового комплекса.

1.2.8. Для подготовки энергообъекта (пускового комплекса) к предъявлению приемочной комиссии должна быть назначена рабочая комиссия, которая принимает по акту оборудование после проведения его индивидуальных испытаний для комплексного опробования. С момента подписания этого акта организация отвечает за сохранность оборудования.

1.2.9. Приемка в эксплуатацию оборудования, зданий и сооружений с дефектами, недоделками не допускается.

После комплексного опробования и устранения выявленных дефектов и недоделок оформляется акт приемки в эксплуатацию оборудования с относящимися к нему зданиями и сооружениями. Устанавливается длительность периода освоения серийного оборудования, во время которого должны быть закончены необходимые испытания, наладочные и доводочные работы и обеспечена эксплуатация оборудования с проектными показателями.

1.2.10. Организация должна представить приемочной комиссии документацию, подготовленную рабочей комиссией в объеме, предусмотренном действующими нормативными документами.

1.2.11. Законченные строительством отдельно стоящие здания, сооружения и электротехнические устройства, встроенные или пристроенные помещения производственного, подсобно-производственного и вспомогательного назначения со смонтированным в них оборудованием, средствами управления и связи принимаются в эксплуатацию рабочими комиссиями.

1.2.12. Опытные (экспериментальные), опытно-промышленные энерготехнологические установки подлежат приемке в эксплуатацию приемочной комиссией, если они подготовлены к проведению опытов или выпуску продукции, предусмотренной проектом.

1.3. Персонал

1.3.1. К работе на энергообъектах электроэнергетики допускаются лица с профессиональным образованием, а по управлению энергоустановками также и с соответствующим опытом работы.

1.3.2. Лица, не имеющие соответствующего профессионального образования или опыта работы, как вновь принятые, так и переводимые на новую должность, должны пройти обучение по действующей в отрасли форме обучения.

1.3.3. Работники организаций, занятые на работах с вредными веществами, опасными и неблагоприятными производственными факторами, в установленном порядке должны проходить предварительные (при поступлении на работу) и периодические (в течение трудовой

деятельности) медицинские осмотры.

1.3.4. На энергообъектах должна проводиться постоянная работа с персоналом, направленная на обеспечение его готовности к выполнению профессиональных функций и поддержание его квалификации.

Объекты для подготовки персонала должны быть оборудованы полигонами, учебными классами, мастерскими, лабораториями, оснащены техническими средствами обучения и тренажа, укомплектованы кадрами и иметь возможность привлекать к преподаванию высококвалифицированных специалистов.

1.3.5. На каждом энергообъекте должна быть создана техническая библиотека, а также обеспечена возможность персоналу пользоваться учебниками, учебными пособиями и другой технической литературой, относящейся к профилю деятельности организации, а также нормативно-техническими документами.

1.3.6. На каждом энергообъекте должны быть созданы в соответствии с типовыми положениями кабинет по технике безопасности и технический кабинет.

1.3.7. В малочисленных энергообъектах, где создание материально-технической учебно-производственной базы затруднено, допускается проводить работу по повышению профессионального образовательного уровня персонала по договору с другой энергетической организацией, располагающей такой базой.

За работу с персоналом отвечает руководитель энергообъекта или должностное лицо из числа руководящих работников организации.

1.3.8. Допуск к самостоятельной работе вновь принятые работники или имеющие перерыв в работе более 6 месяцев в зависимости от категории персонала получают право на самостоятельную работу после прохождения необходимых инструктажей по безопасности труда, обучения (стажировки) и проверки знаний, дублирования в объеме требований правил работы с персоналом.

1.3.9. При перерыве в работе от 30 дней до 6 месяцев форму подготовки персонала для допуска к самостоятельной работе определяет руководитель организации или структурного подразделения с учетом уровня профессиональной подготовки работника, его опыта работы, служебных функций и др. При этом в любых случаях должен быть проведен внеплановый инструктаж по безопасности труда.

1.4. Контроль за эффективностью работы электростанций, котельных и сетей

1.4.1. На каждой тепловой электростанции мощностью 10 МВт и более, гидроэлектростанции мощностью 30 МВт и более, в каждой котельной теплопроизводительностью 50 Гкал/ч (209,5 ГДж/ч) и более должны быть разработаны энергетические характеристики оборудования, устанавливающие зависимость технико-экономических показателей его работы в абсолютном или относительном исчислении от электрических и тепловых нагрузок. Кроме того, на тепловой электростанции и в районной котельной должны быть разработаны графики исходно-номинальных удельных расходов топлива на отпущенную электрическую и тепловую энергию, а на гидроэлектростанции - нормативных удельных расходов воды на отпущенную электрическую энергию.

Целесообразность разработки характеристик по электростанциям и районным котельным меньшей мощности и теплопроизводительности должна быть установлена энергосистемой.

Разработка, пересмотр, согласование и утверждение энергетических характеристик оборудования и графиков удельных расходов топлива или воды должны осуществляться в соответствии с действующими положениями и методическими указаниями.

1.4.2. Энергетические характеристики должны отражать реально достижимую экономичность работы освоенного оборудования при выполнении положений настоящих Правил.

1.4.3. Энергетические характеристики тепловых сетей должны составляться по следующим показателям: потери сетевой воды, тепловые потери, удельный среднечасовой расход сетевой воды на единицу расчетной присоединенной тепловой нагрузки потребителей, разность температур сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах (или температура сетевой воды

в обратных трубопроводах), удельный расход электроэнергии на транспорт и распределение тепловой энергии.

Разработка, пересмотр, согласование и утверждение энергетических характеристик тепловых сетей должны осуществляться в соответствии с действующими положениями и методическими указаниями.

1.4.4. Для электрической сети нормируемым показателем является технологический расход электроэнергии на ее транспорт.

1.4.5. По объему, форме и содержанию энергетические характеристики должны соответствовать требованиям действующих нормативных и методических документов.

1.4.6. В энергосистемах, на электростанциях, в котельных, электрических и тепловых сетях в целях улучшения конечного результата работы должны проводиться:

соблюдение требуемой точности измерений расходов энергоносителей и технологических параметров;

учет (сменный, суточный, месячный, годовой) по установленным формам показателей работы оборудования, основанный на показаниях КИП и информационно-измерительных систем;

анализ технико-экономических показателей для оценки состояния оборудования, режимов его работы, резервов экономии топлива, эффективности проводимых организационно-технических мероприятий;

рассмотрение (не реже 1 раза в месяц) с персоналом результатов работы смены, цеха, структурной единицы энергосистемы в целях определения причин отклонения фактических значений параметров и показателей от определенных по энергетическим характеристикам, выявления недостатков в работе и их устранения, ознакомления с опытом работы лучших смен и отдельных работников;

разработка и выполнение мероприятий по повышению надежности и экономичности работы оборудования, снижению нерациональных расходов и потерь топливно-энергетических ресурсов.

1.4.7. Все электрические станции, котельные, электрические и тепловые сети подлежат энергетическому надзору со стороны специально уполномоченных органов, осуществляющих контроль за эффективностью использования топливно-энергетических ресурсов.

1.4.8. Организации, эксплуатирующие электрические станции, котельные, электрические и тепловые сети, должны подвергаться энергетическим обследованиям в соответствии с действующим законодательством об энергосбережении. Энергетические обследования организаций, эксплуатирующих энергообъекты, осуществляющие производство, преобразование, передачу распределение электрической и тепловой энергии, должны проводиться уполномоченными органами государственного контроля и надзора, а также организациями, аккредитованными в установленном порядке.

1.5. Технический контроль. Технический и технологический надзор за организацией эксплуатации энергообъектов

1.5.1. На каждом энергообъекте должен быть организован постоянный и периодический котроль (осмотры, технические освидетельствования, обследования) технического состояния энергоустановок (оборудования, зданий и сооружений), определены уполномоченные за их состояние и безопасную эксплуатацию лица, а также назначен персонал по техническому и технологическому надзору и утверждены его должностные функции.

Все энергообъекты, осуществляющие производство, преобразование, передачу и распределение электрической и тепловой энергии, подлежат ведомственному техническому и технологическому надзору со стороны специально уполномоченных органов.

1.5.2. Все технологические системы, оборудование, здания и сооружения, в том числе гидросооружения, входящие в состав энергообъекта, должны подвергаться периодическому техническому освидетельствованию.

Техническое освидетельствование технологических схем и электрооборудования проводится по истечению установленного нормативно-технической документацией срока службы, причем при проведении каждого освидетельствования в зависимости от состояния оборудования намечается срок проведения последующего освидетельствования: теплотехнического - в сроки в соответствии с действующими нормативно-техническими документами; зданий и сооружений - в сроки в соответствии с действующими нормативно-техническими документами, но не реже 1 раза в 5 лет.

Техническое освидетельствование производится комиссией энергообъекта, возглавляемой техническим руководителем энергообъекта или его заместителем. В комиссию включаются руководители и специалисты структурных подразделений энергообъекта, представители служб энергосистемы, специалисты специализированных организаций и органов государственного контроля и надзора.

Задачами технического освидетельствования являются оценка состояния, а также определение мер, необходимых для обеспечения установленного ресурса энергоустановки.

В объем периодического технического освидетельствования на основании действующих нормативно-технических документов должны быть включены: наружный и внутренний осмотр, проверка технической документации, испытания на соответствие условиям безопасности оборудования, зданий и сооружений (гидравлические испытания, настройка предохранительных клапанов, испытания автоматов безопасности, грузоподъемных механизмов, контуров заземлений и т.п.).

Одновременно с техническим освидетельствованием должна осуществляться проверка выполнения предписаний органов государственного контроля и надзора и мероприятий, намеченных по результатам расследования нарушений работы энергообъекта и несчастных случаев при его обслуживании, а также мероприятий, разработанных при предыдущем техническом освидетельствовании.

Результаты технического освидетельствования должны быть занесены в технический паспорт энергообъекта.

Эксплуатация энергоустановок с аварийноопасными дефектами, выявленными в процессе, а также с нарушениями сроков технического освидетельствования не допускается.

По результатам технического освидетельствования зданий и сооружений устанавливается необходимость проведения технического обследования. Основной задачей технического обследования зданий и сооружений является своевременное выявление аварийноопасных дефектов и повреждений и принятие технических решений по восстановлению надежной и безопасной эксплуатации.

1.5.3. Постоянный контроль технического состояния оборудования производится оперативным и оперативно-ремонтным персоналом энергообъекта.

Объем контроля устанавливается в соответствии с положениями нормативных документов.

Порядок контроля устанавливается местными производственными и должностными инструкциями.

1.5.4. Периодические осмотры оборудования, зданий и сооружений производятся лицами, контролирующими их безопасную эксплуатацию.

Периодичность осмотров устанавливается техническим руководителем энергообъекта. Результаты осмотров должны фиксироваться в специальном журнале.

1.5.5. Лица, контролирующие состояние и безопасную эксплуатацию оборудования, зданий и сооружений, обеспечивают соблюдение технических условий при эксплуатации энергообъектов, учет их состояния, расследование и учет отказов в работе энергоустановок и их элементов, ведение эксплуатационно-ремонтной документации.

1.5.6. Работники энергообъектов, осуществляющие технический и технологический надзор за эксплуатацией оборудования, зданий и сооружений энергообъекта, должны:

организовывать расследование нарушений в эксплуатации оборудования и сооружений;

вести учет технологических нарушений в работе оборудования;

контролировать состояние и ведение технической документации;

вести учет выполнения профилактических противоаварийных и противопожарных мероприятий;

принимать участие в организации работы с персоналом.

1.5.7. Энергосистемы и другие организации электроэнергетики должны осуществлять:

систематический контроль за организацией эксплуатации энергообъектов;

периодический контроль за состоянием оборудования, зданий и сооружений энергообъектов;

периодические технические освидетельствования;

контроль за соблюдением установленных техническими нормами сроков проведения среднего и капитального ремонта;

контроль за выполнением мероприятий и положений нормативных распорядительных документов;

контроль и организацию расследования причин пожаров и технологических нарушений на энергообъектах;

оценку достаточности применяемых на объекте предупредительных и профилактических мер по вопросам безопасности производства;

контроль за разработкой и проведением мероприятий по предупреждению пожаров и аварий на энергообъектах и обеспечению готовности энергообъектов к их ликвидации;

контроль за выполнением предписаний уполномоченных органов ведомственного технического и технологического надзора;

учет нарушений, в том числе на объектах, подконтрольных органам государственного контроля и надзора;

учет выполнения противоаварийных и противопожарных мероприятий на объектах, подконтрольных органам государственного контроля и надзора;

пересмотр технических условий на изготовление и поставку оборудования энергоустановок;

передачу информации о технологических нарушениях и инцидентах в органы государственного контроля и надзора.

1.5.8. Основными задачами органов ведомственного технического и технологического надзора должны быть:

контроль за соблюдением установленных требований по техническому обслуживанию и ремонту;

контроль за выполнением правил и инструкций по безопасному и экономичному ведению режима;

организация, контроль и оперативный анализ результатов расследования причин пожаров и технологических нарушений в работе электростанций, сетей и энергосистем;

контроль за разработкой и осуществлением мероприятий по профилактике пожаров, аварий и других технологических нарушений в работе энергооборудования и совершенствованию эксплуатации;

обобщение практики применения нормативных мер, направленных на безопасное ведение работ и надежную эксплуатацию оборудования при сооружении и использовании энергоустановок, и организация разработки предложений по их совершенствованию;

организация разработки и сопровождение нормативно-технических документов по вопросам промышленной и пожарной безопасности и охраны труда.

1.6. Техническое обслуживание, ремонт и модернизация

1.6.1. На каждом энергообъекте должны быть организованы техническое обслуживание, плановые ремонт и модернизация оборудования, зданий, сооружений и коммуникаций

энергоустановок.

1.6.2. За техническое состояние оборудования, зданий и сооружений, выполнение объемов ремонтных работ, обеспечивающих стабильность установленных показателей эксплуатации, полноту выполнения подготовительных работ, своевременное обеспечение запланированных объемов ремонтных работ запасными частями и материалами, а также за сроки и качество выполненных ремонтных работ отвечает собственник.

1.6.3. Объем технического обслуживания и планового ремонта должен определяться необходимостью поддержания исправного и работоспособного состояния оборудования, зданий и сооружений с учетом их фактического технического состояния. Рекомендуемый перечень и объем работ по техническому обслуживанию и капитальному ремонту оборудования приведены в правилах организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей и в технико-экономических нормативах планово-предупредительного ремонта энергоблоков.

1.6.4. Периодичность и продолжительность всех видов ремонта установлены правилами организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей и нормативно-техническими документами на ремонт данного вида оборудования.

1.6.5. Увеличение периода эксплуатации энергоблоков между капитальными ремонтами и увеличение продолжительности капитального (среднего) ремонта энергоблоков мощностью 160 МВт и выше по сравнению с нормативными должны производиться в соответствии с порядком, установленным правилами организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей.

1.6.6. Организация ремонтного производства, разработка ремонтной документации, планирование и подготовка к ремонту, вывод в ремонт и производство ремонта, а также приемка и оценка качества ремонта оборудования должны осуществляться в соответствии с правилами организации технического обслуживания и ремонта оборудования, зданий и сооружений электростанций и сетей.

1.6.7. Объемы ремонтных работ должны быть предварительно согласованы с организациями-исполнителями (подрядными организациями).

1.6.8. Перед началом ремонта и во время его проведения комиссией, состав которой утверждается техническим руководителем, должны быть выявлены все дефекты. Критерии, которым должно соответствовать отремонтированное оборудование, здание или сооружение, установлены в нормативно-технической документации.

1.6.9. Вывод оборудования и сооружений в ремонт и ввод их в работу должны производиться в сроки, указанные в годовых графиках ремонта и согласованные с организацией, в оперативном управлении или оперативном ведении которой они находятся.

1.6.10. Приемка оборудования, зданий и сооружений из капитального и среднего ремонта должна производиться комиссией по программе, согласованной с исполнителями и утвержденной техническим руководителем энергообъекта. Состав приемочной комиссии должен быть установлен приказом по энергообъекту.

1.6.11. Оборудование электростанций, подстанций 35 кВ и выше, прошедшее капитальный и средний ремонт, подлежит приемо-сдаточным испытаниям под нагрузкой в течение 48 ч, оборудование тепловых сетей - в течение 24 ч.

1.6.12. При приемке оборудования из ремонта должна производиться оценка качества ремонта, которая включает оценку:

качества отремонтированного оборудования;

качества выполненных ремонтных работ;

уровня пожарной безопасности.

Оценки качества устанавливаются:

предварительно - по окончании приемо-сдаточных испытаний;

окончательно - по результатам месячной подконтрольной эксплуатации, в течение которой должна быть закончена проверка работы оборудования на всех режимах, проведены испытания и

наладка всех систем.

1.6.13. Временем окончания капитального (среднего) ремонта является:

для энергоблоков, паровых турбин тепловых электростанций (ТЭС) с поперечными связями, гидроагрегатов и трансформаторов - время включения генератора (трансформатора) в сеть;

для паровых котлов ТЭС с поперечными связями - время подключения котла к станционному трубопроводу свежего пара;

для энергоблоков с двухкорпусными котлами (дубль-блоков) - время включения энергоблока под нагрузку с одним из корпусов котла; при этом растопка и включение второго корпуса котла должны производиться в соответствии с графиком нагружения энергоблока, если задержка в ремонте не предусмотрена графиком ремонта;

для тепловых сетей - время включения сети и установление в ней циркуляции сетевой воды;

для электрических сетей - момент включения в сеть, если при включении под напряжение не произошло отказа; при ремонте без снятия напряжения - момент сообщения дежурному диспетчеру руководителем (производителем) работ об их завершении.

Если в течение приемо-сдаточных испытаний были обнаружены дефекты, препятствующие работе оборудования с номинальной нагрузкой, или дефекты, требующие немедленного останова, то ремонт считается незаконченным до устранения этих дефектов и повторного проведения приемо-сдаточных испытаний.

При возникновении в процессе приемо-сдаточных испытаний нарушений нормальной работы отдельных составных частей оборудования, при которых не требуется немедленный останов, вопрос о продолжении приемо-сдаточных испытаний решается в зависимости от характера нарушений техническим руководителем энергообъекта по согласованию с исполнителем ремонта. При этом обнаруженные дефекты устраняются исполнителем ремонта в сроки, согласованные с энергообъектом.

Если приемо-сдаточные испытания оборудования под нагрузкой прерывались для устранения дефектов, то временем окончания ремонта считается время последней в процессе испытаний постановки оборудования под нагрузку.

1.6.14. Ремонт всего основного оборудования, входящего в состав энергоблока, должен производиться одновременно.

1.6.15. Энергообъекты должны вести систематический учет технико-экономических показателей ремонта и технического обслуживания оборудования, зданий и сооружений.

1.6.16. На энергообъектах должны быть оборудованы:

на электростанциях - центральные ремонтные мастерские, ремонтные площадки и производственные помещения ремонтного персонала в главном корпусе, вспомогательных зданиях и на сооружениях;

в тепловых сетях - ремонтно-эксплуатационные базы;

в электрических сетях - ремонтно-производственные базы.

1.6.17. Оборудование энергообъектов должно обслуживаться стационарными и инвентарными грузоподъемными машинами и средствами механизации ремонта в главном корпусе, вспомогательных зданиях и на сооружениях.

1.6.18. Энергообъекты для своевременного и качественного проведения ремонта должны быть укомплектованы ремонтной документацией, инструментом и средствами производства ремонтных работ.

1.6.19. Энергообъекты и ремонтные организации, осуществляющие ремонт объектов, подведомственных органам государственного контроля и надзора, должны иметь разрешение (лицензию) на право производства ремонтных работ.

1.6.20. Энергообъекты должны располагать запасными частями, материалами и обменным фондом узлов и оборудования для своевременного обеспечения запланированных объемов ремонта.

1.7. Техническая документация

1.7.1. На каждом энергообъекте должны быть следующие документы:

акты отвода земельных участков;

генеральный план участка с нанесенными зданиями и сооружениями, включая подземное хозяйство;

геологические, гидрогеологические и другие данные о территории с результатами испытаний грунтов и анализа грунтовых вод;

акты заложения фундаментов с разрезами шурфов;

акты приемки скрытых работ;

первичные акты об осадках зданий, сооружений и фундаментов под оборудование;

первичные акты испытания устройств, обеспечивающих взрывобезопасность, пожаробезопасность, молниезащиту и противокоррозионную защиту сооружений;

первичные акты испытаний внутренних и наружных систем водоснабжения, пожарного водопровода, канализации, газоснабжения, теплоснабжения, отопления и вентиляции;

первичные акты индивидуального опробования и испытаний оборудования и технологических трубопроводов;

акты государственной и рабочих приемочных комиссий;

утвержденная проектная документация со всеми последующими изменениями;

технические паспорта зданий, сооружений, технологических узлов и оборудования;

исполнительные рабочие чертежи оборудования и сооружений, чертежи всего подземного хозяйства;

исполнительные рабочие схемы первичных и вторичных электрических соединений;

исполнительные рабочие технологические схемы;

чертежи запасных частей к оборудованию;

оперативный план пожаротушения;

документация в соответствии с требованиями органов государственного контроля и надзора;

комплект действующих и отмененных инструкций по эксплуатации оборудования, зданий и сооружений, должностных инструкций для всех категорий специалистов и для рабочих, относящихся к дежурному персоналу, и инструкций по охране труда.

Комплект указанной выше документации должен храниться в техническом архиве энергообъекта.

1.7.2. На каждом энергообъекте, в производственных службах энергосистем должен быть установлен перечень необходимых инструкций, положений, технологических и оперативных схем для каждого цеха, подстанции, района, участка, лаборатории и службы. Перечень утверждается техническим руководителем энергообъекта (энергосистемы).

1.7.3. На основном и вспомогательном оборудовании электростанций, котельных и подстанций должны быть установлены таблички с номинальными данными согласно государственному стандарту на это оборудование.

1.7.4. Все основное и вспомогательное оборудование, в том числе трубопроводы, системы и секции шин, а также арматура, шиберы газо- и воздухопроводов, должно быть пронумеровано. При наличии избирательной системы управления (ИСУ) нумерация арматуры по месту и на исполнительных схемах должна быть выполнена двойной с указанием номера, соответствующего оперативной схеме, и номера по ИСУ. Основное оборудование должно иметь порядковые номера, а вспомогательное - тот же номер, что и основное, с добавлением букв А, Б, В и т.д. Нумерация оборудования должна производиться от постоянного торца здания и от ряда А. На дубль-блоках каждому котлу должен присваиваться номер блока с добавлением букв А и Б. Отдельные звенья

системы топливоподачи должны быть пронумерованы последовательно и в направлении движения топлива, а параллельные звенья - с добавлением к этим номерам букв А и Б по ходу топлива слева направо.

1.7.5. Все изменения в энергоустановках, выполненные в процессе эксплуатации, должны быть внесены в инструкции, схемы и чертежи до ввода в работу за подписью уполномоченного лица с указанием его должности и даты внесения изменения.

Информация об изменениях в инструкциях, схемах и чертежах должна доводиться до сведения всех работников (с записью в журнале распоряжений), для которых обязательно знание этих инструкций, схем и чертежей.

1.7.6. Исполнительные технологические схемы (чертежи) и исполнительные схемы первичных электрических соединений должны проверяться на их соответствие фактическим эксплуатационным не реже 1 раза в 3 года с отметкой на них о проверке.

В эти же сроки пересматриваются инструкции и перечни необходимых инструкций и исполнительных рабочих схем (чертежей).

1.7.7. Комплекты необходимых схем должны находиться в органах диспетчерского управления соответствующего уровня, у диспетчера энергосистемы, тепловой и электрической сети, у начальников смены электростанции, начальника смены каждого цеха и энергоблока, дежурного подстанции, района тепловой и электрической сети и мастера оперативно-выездной бригады.

Форма хранения схем должна определяться местными условиями.

1.7.8. Все рабочие места должны быть снабжены необходимыми инструкциями.

1.7.9. У дежурного персонала должна находиться оперативная документация, объем которой представлен в табл. 1.1.

В зависимости от местных условий объем оперативной документации может быть изменен по решению технического руководителя энергообъекта или энергосистемы.

1.7.10. На рабочих местах оперативно-диспетчерского персонала в цехах электростанции, на щитах управления с постоянным дежурством персонала, на диспетчерских пунктах должны вестись суточные ведомости.

1.7.11. Административно-технический персонал в соответствии с установленными графиками осмотров и обходов оборудования должен проверять оперативную документацию и принимать необходимые меры к устранению дефектов и нарушений в работе оборудования и персонала.

1.7.12. Оперативная документация, диаграммы регистрирующих КИП, магнитные записи оперативно-диспетчерских переговоров и выходные документы, формируемые оперативно-информационным комплексом АСУ, относятся к документам строгого учета и подлежат хранению в установленном порядке:

ленты с записями показаний регистрирующих приборов - 3 года;

магнитофонные записи оперативных переговоров в нормальных условиях - 10 сут., если не поступит указание о продлении срока;

магнитофонные записи оперативных переговоров при авариях и других нарушениях в работе - 3 мес., если не поступит указание о продлении срока.

Таблица 1.1

Дежурный персонал	Документ							
Диспетчер энергосистемы (объединенной энергосистемы)	Оперативная исполнительная схема (схема-макет)	Оперативный журнал на вывод из работы оборудования, находящегося в управлении и ведении диспетчера	Журнал или картотека заявок	Журнал релейной защиты, автоматики и телемеханики	Карты релейной защиты и автоматики	Журнал уставок	Журнал распоряжений	
Начальник	Суточная	То же	Журнал или	Журнал	Журнал			

смены электростан-ции	оперативная исполнительная схема или схема-макет		картотека заявок находящегося в ведении диспетчера	заявок диспетчеру оборудования, не находящегося в ведении диспетчера	распоряже-ниям, на вывод из работы руководителю		
Начальник смены электроцеха	Тоже	- " -	Журнал релейной защиты, автоматики и телемеханики	Карты уставок релейной защиты и автоматики	То же	Журнал учета работы по нарядам и распоряже-ниям	Журнал или картотека дефектов и неполадок с оборудова-нием
Начальники смен тепловых цехов	Оперативная исполнительная схема основных трубопроводов	- " -	Журнал распоряжений	Журнал учета работы по нарядам и распоряже-ниям	Журнал или картотека дефектов и неполадок с оборудова-нием	-	-

Дежурный персонал	Документ						
Начальник смены цеха тепловой автоматики	Оперативный журнал	Журнал технологи-ческих защит и автоматики и журнал техничес-ких средств АСУ	Карта уста-вок# технологических защит и сигнализации карты заданий авторегуляторам	Журнал распоряжений нарядам и распоряже-ниям	Журнал учета оборудова-нием	Журнал или картотека дефектов и неполадок с оборудова-нием	-
Начальник смены химического цеха	Оперативная исполнительная схема химводоочистки	Оператив-ный журнал	Журнал распоряжений работы по нарядам и распоряжени-ям	Журнал учета картотека дефектов и неполадок с оборудова-нием	Журнал или	-	-
Диспетчер электросети	Суточная оперативная исполнительная схема (схема-макет)	Оператив-ный журнал	Журнал или картотека заявок на вывод из работы оборудования, находящегося в управлении и ведении диспетчера энергосистемы	Журнал релейной защиты, автоматики и телемеханики	Карты уставок релейной защиты и автоматики	Журнал распоряжений	-
Дежурный подстанции с постоянным дежурством, диспетчер районной сети	Суточная оперативная исполнительная схема или схема-макет	То же	Журнал заявок на вывод из работы оборудования	То же	То же	То же	Журнал дефектов и неполадок с оборудова-нием
Диспетчер теплосети	Оперативная исполнительная схема трубопроводов	-"-	То же	Температур-ные пьезометри-ческие графики работы сетей	Журнал распоряже-ний	Журнал дефектов и неполадок с оборудовани-ем	-
Дежурный	Суточная	-"-	-"-	-	-	То же	Журнал

инженер района тепловой сети	оперативная исполнительная схема					учета работ по нарядам и распоряже-ниям

1.8. Автоматизированные системы управления

1.8.1. Автоматизированные системы управления (АСУ) должны обеспечивать решение задач производственно-технологического, оперативно-диспетчерского и организационно-экономического управления энергопроизводством. Эти задачи возлагаются, соответственно, на:

автоматизированные системы управления технологическим процессом (АСУ ТП);

автоматизированные системы диспетчерского управления (АСДУ);

автоматизированные системы управления производством (АСУ ТП).

1.8.2. На каждой тепловой электростанции с энергоблоками мощностью 180 МВт и выше, каждой гидроэлектростанции установленной мощностью 1000 МВт и выше, в каждой организации, эксплуатирующей электрическую сеть, должны функционировать АСУ ТП. В зависимости от местных условий, экономической и производственной целесообразности АСУ ТП могут оснащаться электростанции с агрегатами, имеющими мощность меньше указанной.

1.8.3. На диспетчерских пунктах (ДП) организаций, эксплуатирующих электрические и тепловые сети, в энергосистемах, органах диспетчерского управления должны функционировать АСДУ.

1.8.4. При эксплуатации АСУ необходимо руководствоваться:

нормативными отраслевыми документами, приказами, указаниями вышестоящих органов по разработке, внедрению и эксплуатации АСУ на энергообъектах и в энергосистемах;

государственными и отраслевыми стандартами.

1.8.5. На электростанциях, в организациях, эксплуатирующих электрические и тепловые сети, в энергосистемах, органах диспетчерского управления соответствующего уровня должны функционировать АСУ П, которые могут решать следующие типовые комплексы задач:

технико-экономического планирования;

управления энергоремонтом;

управления сбытом электрической и тепловой энергии;

управления развитием энергопроизводства;

управления качеством продукции, стандартизацией и метрологией;

управления материально-техническим снабжением;

управления топливоснабжением;

управления транспортом и перевозками;

управления кадрами;

подготовкой эксплуатационного персонала;

бухгалтерского учета;

общего управления.

Автоматические системы управления технологическим процессом (АСУ ТП), АСДУ и АСУ П могут функционировать как самостоятельные системы и как подсистемы интегрированных АСУ энергосистем.

1.8.6. Выбор комплексов отдельных функциональных задач АСУ в каждой энергосистеме (на энергообъекте) должен определяться исходя из производственной и экономической

целесообразности с учетом рационального использования имеющихся типовых проектных решений, пакетов прикладных программ и возможностей технических средств.

1.8.7. В состав комплекса технических средств АСУ должны входить:

средства сбора и передачи информации (датчики информации, каналы связи, устройства телемеханики, аппаратура передачи данных и т.д.);

средства обработки и отображения информации (ЭВМ, аналоговые и цифровые приборы, дисплеи, устройства печати, функциональная клавиатура и др.);

средства управления (контроллеры, исполнительные автоматы, электротехническая аппаратура: реле, усилители мощности и др.);

вспомогательные системы (бесперебойного электропитания, кондиционирования воздуха, автоматического пожаротушения и др.).

1.8.8. Ввод АСУ в эксплуатацию должен производиться в установленном порядке на основании акта приемочной комиссии.

Вводу АСУ в промышленную эксплуатацию может предшествовать опытная ее эксплуатация продолжительностью не более 6 мес. Создание и ввод АСУ в эксплуатацию можно осуществлять в одну или две очереди.

Приемка АСУ в промышленную эксплуатацию должна производиться по завершении приемки в промышленную эксплуатацию всех задач, предусмотренных для вводимой очереди.

1.8.9. При организации эксплуатации АСУ обязанности структурных подразделений по обслуживанию комплекса технических средств, программному обеспечению должны быть определены приказами руководителей энергообъектов, энергосистем или других органов управления энергопроизводством.

Перечень обслуживаемого каждым подразделением оборудования с указанием границ обслуживания должен быть утвержден техническим руководителем соответствующего энергообъекта или организации.

1.8.10. Подразделения, обслуживающие АСУ, должны обеспечивать:

надежную эксплуатацию технических средств, информационного и программного обеспечения АСУ;

представление согласно графику соответствующим подразделениям информации, обработанной в ЭВМ;

эффективное использование вычислительной техники в соответствии с действующими нормативами;

совершенствование и развитие системы управления, включая внедрение новых задач, модернизацию программ, находящихся в эксплуатации, освоение передовой технологии сбора и подготовки исходной информации;

ведение классификаторов нормативно-справочной информации;

организацию информационного взаимодействия со смежными иерархическими уровнями АСУ;

разработку нормативных документов, необходимых для функционирования АСУ;

анализ работы АСУ, ее экономической эффективности, своевременное представление отчетности.

1.8.11. Обслуживающий персонал по каждой АСУ кроме проектной и заводской должен вести техническую и эксплуатационную документацию по утвержденному техническим руководителем энергосистемы (энергообъекта) перечню.

1.8.12. Ремонтно-профилактические работы на технических средствах АСУ должны выполняться в соответствии с утвержденными графиками, порядок их вывода в ремонт должен определяться утвержденным положением.

1.8.13. Руководство энергосистем, органов диспетчерских управлений энергообъектов должно проводить анализ функционирования АСУ, их эффективности, осуществлять контроль за эксплуатацией и разрабатывать мероприятия по развитию и совершенствованию АСУ и их

своевременному техническому перевооружению.

1.9. Обеспечение единства измерений

1.9.1. Комплекс мероприятий по обеспечению единства измерений, выполняемый каждым энергообъектом, включает в себя:

своевременное представление в поверку средств измерений (СИ), подлежащих государственному контролю и надзору;

организацию и проведение работ по калибровке СИ, не подлежащих поверке;

использование аттестованных методик выполнения измерений (МВИ);

обеспечение соответствия точностных характеристик применяемых СИ требованиям к точности измерений технологических параметров;

обслуживание, ремонт СИ, метрологический контроль и надзор;

метрологическую экспертизу нормативной и проектной документации.

1.9.2. Выполнение работ по обеспечению единства измерений, контроль и надзор за их выполнением осуществляют метрологические службы энергосистем, энергообъектов и организаций или подразделения, выполняющие функции этих служб.

1.9.3. Оснащенность энергообъектов СИ производится в соответствии с проектно-нормативной документацией и техническими условиями на поставку, в которых обеспечивается контроль: за техническим состоянием оборудования и режимом его работы; учета прихода и расхода ресурсов, выработанных, затраченных и отпущенных электроэнергии и тепла; за соблюдением безопасных условий труда и санитарных норм; за охраной окружающей среды.

1.9.4. Персонал энергообъекта поддерживает все СИ, а также информационно-измерительные системы, в том числе, входящие в состав АСУ ТП и АСДУ, а также АСКУЭ далее (ИИС) в исправном состоянии и постоянной готовности к выполнению измерений.

1.9.5. До ввода в промышленную эксплуатацию оборудования энергообъектов измерительные каналы ИИС, подлежат метрологической аттестации или (и) утверждению типа (для измерительных каналов подлежащих государственному контролю и надзору) в соответствии с государственными и отраслевыми нормативными документами.

1.9.6. В процессе промышленной эксплуатации оборудования энергообъектов измерительные каналы ИИС подвергаются периодической поверке и (или) калибровке в установленном порядке.

1.9.7. Использование в работе неповеренных или некалиброванных ИИС не допускается.

1.9.8. Поверке подлежат все СИ, относящиеся к сфере государственного контроля и надзора, в том числе эталоны, используемые для поверки и калибровки СИ, рабочие СИ, относящиеся к контролю параметров окружающей среды, обеспечению безопасности труда, используемые при выполнении операций коммерческого учета (расчета) электрической, тепловой энергии и топлива, а также при геодезических работах.

1.9.9. Конкретный перечень СИ, подлежащих поверке, составляется на каждом энергообъекте и направляется для сведения в орган государственной метрологической службы, на обслуживаемой территории которого находится энергообъект.

1.9.10. Средства измерений своевременно представляются на поверку в соответствии с графиками, составленными энергообъектом.

1.9.11. Результаты поверки СИ удостоверяются поверительным клеймом и (или) свидетельством о поверке, форма которых и порядок нанесения устанавливаются государственными стандартами России.

1.9.12. Калибровке подлежат все СИ, используемые на энергообъектах для контроля за надежной и экономичной работой оборудования, при проведении наладочных, ремонтных и научно-исследовательских работ, не подлежащие поверке и не включенные в перечень СИ, применяемых для наблюдения за технологическими параметрами, точность измерения которых не нормируется.

1.9.13. Периодичность калибровки СИ устанавливается метрологической службой энергообъекта

по согласованию с технологическими подразделениями и утверждается техническим руководителем энергообъекта.

1.9.14. Результаты калибровки СИ удостоверяются отметкой в паспорте, калибровочным знаком, наносимым на СИ, или сертификатом о калибровке, а также записью в эксплуатационных документах.

1.9.15. Проектная документация в составе рабочего проекта на стадии ее разработки подвергается метрологической экспертизе.

1.9.16. Техническое обслуживание и ремонт СИ осуществляется персоналом подразделения, выполняющего функции метрологической службы энергообъекта.

2. Территория, производственные здания и сооружения

2.1. Территория

2.1.1. Для обеспечения надлежащего эксплуатационного и санитарно-технического состояния территории, зданий и сооружений энергообъекта должны быть выполнены и содержаться в исправном состоянии:

системы отвода поверхностных и подземных вод со всей территории, от зданий и сооружений (дренажи, каптажи, канавы, водоотводящие каналы и др.);

глушители шума выхлопных трубопроводов, а также другие устройства и сооружения, предназначенные для локализации источников шума и снижения его уровня до нормы;

сети водопровода, канализации, дренажа, теплофикации, транспортные, газообразного и жидкого топлива, гидрозолоудаления и их сооружения;

источники питьевой воды, водоемы и санитарные зоны охраны источников водоснабжения;

железнодорожные пути и переезды, автомобильные дороги, пожарные проезды, подъезды к пожарным гидрантам, водоемам и градирням, мосты, пешеходные дороги, переходы и др.;

противооползневые, противообвальные, берегоукрепительные, противолавинные и противоселевые сооружения;

базисные и рабочие реперы и марки;

контрольные скважины для наблюдения за режимом подземных вод;

комплексы инженерно-технических средств охраны (ограждения, контрольно-пропускные пункты, посты, служебные помещения);

системы молниезащиты и заземления.

Кроме того, должно систематически проводиться озеленение и благоустройство территории.

2.1.2. Скрытые под землей коммуникации водопровода, канализации, теплофикации, а также газопроводы, воздухопроводы и кабели на закрытых территориях должны быть обозначены на поверхности земли указателями.

2.1.3. При наличии на территории энергообъекта блуждающих токов должна быть обеспечена электрохимическая защита от коррозии подземных металлических сооружений и коммуникаций.

2.1.4. Систематически, и особенно во время дождей, должен вестись надзор за состоянием откосов, косогоров, выемок и при необходимости должны приниматься меры к их укреплению.

2.1.5. Весной все водоотводящие сети и устройства должны быть осмотрены и подготовлены к пропуску талых вод; места прохода кабелей, труб, вентиляционных каналов через стены зданий должны быть уплотнены, а откачивающие механизмы приведены в состояние готовности к работе.

2.1.6. На электростанциях контроль за режимом подземных вод - уровнем воды в контрольных

скважинах - должен проводиться: в первый год эксплуатации - не реже 1 раза в месяц, в последующие годы - в зависимости от изменений уровня подземных вод, но не реже 1 раза в квартал. В карстовых зонах контроль за режимом подземных вод должен быть организован по специальным программам в сроки, предусмотренные местной инструкцией. Измерения температуры воды и отбор ее проб на химический анализ из скважин должны производиться в соответствии с местной инструкцией. Результаты наблюдений должны заноситься в специальный журнал.

2.1.7. На энергообъектах должен быть налажен систематический химико-аналитический контроль за качеством подземных вод на крупных накопителях отходов по скважинам наблюдательной сети с периодичностью 1 раз в полгода; данные анализов должны передаваться территориальной геологической организации.

2.1.8. В случае обнаружения просадочных и оползневых явлений, пучения грунтов на территории энергообъекта должны быть приняты меры к устранению причин, вызвавших нарушение нормальных грунтовых условий, и ликвидации их последствий.

2.1.9. Строительство зданий и сооружений на территории зоны отчуждения должно осуществляться только при наличии проекта. Выполнение всех строительно-монтажных работ в пределах зоны отчуждения допустимо только с разрешения руководителя энергообъекта.

Строительство зданий и сооружений под газоходами, эстакадами не допускается.

2.1.10. Железнодорожные пути, мосты и сооружения на них, находящиеся в ведении электростанции, должны содержаться и ремонтироваться в соответствии с действующими правилами технической эксплуатации железных дорог.

2.1.11. Содержание и ремонт автомобильных дорог, мостов и сооружений на них должны соответствовать положениям действующих технических правил ремонта и содержания автомобильных дорог.

2.1.12. В сроки, определенные местной инструкцией, и в установленном ею объеме на мостах должны быть организованы наблюдения за следующими показателями: осадками и смещениями опор; высотным и плановым положением балок (ферм) пролетного строения; высотным положением проезжей части.

Помимо этого капитальные мосты 1 раз в 10 лет, а деревянные 1 раз в 5 лет должны быть обследованы, а при необходимости испытаны.

Испытания моста без его предварительного обследования не допускаются.

Цельносварные, цельноклепаные, а также усиленные сваркой стальные и сталежелезобетонные пролетные строения должны осматриваться в зимний период не реже 1 раза в месяц, а при температуре ниже минус 20°С - ежедневно.

2.1.13. В период низких температур проезжая часть, а также подходы к мосту должны очищаться от снега и льда.

2.2. Производственные здания, сооружения и санитарно-технические устройства

2.2.1. На энергообъектах должно быть организовано систематическое наблюдение за зданиями и сооружениями в процессе эксплуатации в объеме, определяемом местной инструкцией.

Наряду с систематическим наблюдением 2 раза в год (весной и осенью) должен проводиться осмотр зданий и сооружений для выявления дефектов и повреждений, а после стихийных бедствий (ураганных ветров, больших ливней или снегопадов, пожаров, землетрясений силой 5 баллов и выше и т.д.) или аварий - внеочередной осмотр, по результатам которого определяется необходимость технического обследования специализированными организациями отдельных строительных конструкций или всего здания (сооружения) в целом.

Строительные конструкции основных производственных зданий и сооружений по перечню, утвержденному руководителем энергообъекта, должны подвергаться техническому освидетельствованию специализированной организацией.

Производственные здания и сооружения, находящиеся в эксплуатации более 25 лет, независимо

от их состояния, должны подвергаться комплексному обследованию с оценкой их прочности, устойчивости и эксплуатационной надежности с привлечением специализированных организаций, а в дальнейшем по мере необходимости, но не реже 1 раза в 5 лет.

2.2.2. При весеннем осмотре должны быть уточнены объемы работ по ремонту зданий, сооружений и санитарно-технических систем, предусматриваемому на летний период, и выявлены объемы работ по капитальному ремонту для включения их в план следующего года.

При осеннем осмотре должна быть проверена подготовка зданий и сооружений к зиме.

2.2.3. На электростанциях должны быть организованы наблюдения за осадками фундаментов зданий, сооружений и оборудования (фундаменты турбоагрегатов, котлов, питательных насосов и молотковых мельниц): в первые 2 года эксплуатации - 2 раза в год, в дальнейшем до стабилизации осадок фундаментов - 1 раз в год, после стабилизации осадок (1 мм в год и менее) - не реже 1 раза в 5 лет.

2.2.4. Наблюдения за осадками фундаментов, деформациями строительных конструкций, обследования зданий и сооружений, возведенных на подработанных подземными горными выработками территориях, грунтах, подверженных динамическому уплотнению от действующего оборудования, просадочных грунтах, в карстовых зонах, районах многолетней мерзлоты, в районах с сейсмичностью 7 баллов и выше должны проводиться по специальным программам в сроки, предусмотренные местной инструкцией, но не реже 1 раза в три года.

2.2.5. Дымовые трубы и газоходы должны подвергаться наружному осмотру 2 раза в год (весной и осенью). Наружное и внутреннее обследование дымовых труб должно производиться с привлечением специализированных организаций через год после ввода в эксплуатацию, а в дальнейшем по мере необходимости, но не реже 1 раза в 5 лет с обязательной экспертизой промышленной безопасности дымовых труб. Обследование состояния теплоизоляции, кирпичной и монолитной футеровки труб при невозможности отключения котлов может быть выполнено тепловизионным методом.

2.2.6. При наблюдениях за зданиями, сооружениями и фундаментами оборудования должно контролироваться состояние подвижных опор, температурных швов, сварных, клепаных и болтовых соединений металлоконструкций, стыков и закладных деталей сборных железобетонных конструкций, арматуры и бетона железобетонных конструкций (при появлении коррозии или деформации), подкрановых конструкций и участков, подверженных динамическим и термическим нагрузкам и воздействиям.

2.2.7. В помещениях водоподготовительных установок должны контролироваться и поддерживаться в исправном состоянии дренажные каналы, лотки, приямки, стенки солевых ячеек и ячеек мокрого хранения коагулянта, полы в помещениях мерников кислоты и щелочи.

2.2.8. При обнаружении в строительных конструкциях трещин, изломов и других внешних признаков повреждений за этими конструкциями должно быть установлено наблюдение с использованием маяков и с помощью инструментальных измерений. Сведения об обнаруженных дефектах должны заноситься в журнал технического состояния зданий и сооружений с установлением сроков устранения выявленных дефектов.

2.2.9. Пробивка отверстий, устройство проемов в несущих и ограждающих конструкциях, установка, подвеска и крепление к строительным конструкциям технологического оборудования, транспортных средств, трубопроводов и устройств для подъема грузов при монтаже, демонтаже и ремонте оборудования, вырезка связей каркаса без согласования с проектной организацией и лицом, отвечающим за эксплуатацию здания (сооружения), а также хранение резервного оборудования и других изделий и материалов в неустановленных местах, не допускается.

Для каждого участка перекрытий на основе проектных данных должны быть определены предельные нагрузки и указаны на табличках, устанавливаемых на видных местах.

При изменении (снижении) несущей способности перекрытий в процессе эксплуатации допустимые нагрузки должны корректироваться с учетом технического состояния, выявленного обследованием и поверочными расчетами.

2.2.10. Кровли зданий и сооружений должны очищаться от мусора, золовых отложений и строительных материалов, система сброса ливневых вод должна очищаться, ее работоспособность должна проверяться.

2.2.11. Металлические конструкции зданий и сооружений должны быть защищены от коррозии; должен быть установлен контроль за эффективностью антикоррозионной защиты.

2.2.12. Окраска помещений и оборудования энергообъектов должна удовлетворять промышленной эстетике, санитарии, инструкции по отличительной окраске трубопроводов.

Все отступления от проектных решений фасадов зданий, интерьеров основных помещений должны согласовываться с проектной организацией.

2.2.13. Строительные конструкции, фундаменты зданий, сооружений и оборудования должны быть защищены от попадания минеральных масел, кислот, щелочей, пара и воды.

2.2.14. Техническое состояние систем отопления и вентиляции и режимы их работы должны обеспечивать нормируемые параметры воздушной среды, надежность работы энергетического оборудования и долговечность ограждающих конструкций. Эксплуатация систем должна осуществляться в соответствии с местными инструкциями.

2.2.15. Площадки, конструкции и транспортные переходы зданий и сооружений должны постоянно содержаться в исправном состоянии и чистоте. В помещениях и на оборудовании не должно допускаться скопление пыли.

Гидроуборка тракта топливоподачи должна быть организована в соответствии с положениями настоящих Правил.

3. Гидротехнические сооружения и водное хозяйство электростанций, гидротурбинные установки

3.1. Гидротехнические сооружения и их механическое оборудование

Гидротехнические сооружения

3.1.1. При эксплуатации гидротехнических сооружений должны быть обеспечены надежность и безопасность их работы, а также бесперебойная и экономичная работа технологического оборудования электростанций при соблюдении положения по охране окружающей среды. Особое внимание должно быть уделено обеспечению надежности работы противофильтрационных и дренажных устройств.

Гидротехнические сооружения должны удовлетворять нормативной документации по устойчивости, прочности, долговечности.

Сооружения и конструкции, находящиеся под напором воды, а также их основания и примыкания должны удовлетворять нормативным (проектным) показателям водонепроницаемости и фильтрационной прочности.

Гидротехнические сооружения должны предохраняться от повреждений, вызываемых неблагоприятными физическими, химическими и биологическими процессами, воздействием нагрузок и воды. Повреждения должны быть своевременно устранены.

Все напорные гидротехнические сооружения, находящиеся в эксплуатации более 25 лет, независимо от их состояния должны периодически подвергаться многофакторному исследованию с оценкой их прочности, устойчивости и эксплуатационной надежности с привлечением специализированных организаций. По результатам исследований должны быть приняты меры к обеспечению технически исправного состояния гидротехнических сооружений и их безопасности.

3.1.2. В бетонных гидротехнических сооружениях должна производиться проверка прочности бетона на участках, подверженных воздействию динамических нагрузок, фильтрующейся воды, минеральных масел, регулярному промораживанию и расположенных в зонах переменного уровня.

При снижении прочности конструкций сооружений по сравнению с установленной проектом они должны быть усилены.

3.1.3. Грунтовые плотины и дамбы должны быть предохранены от размывов и переливов воды

через гребень. Крепления откосов, дренажная и ливнеотводящая сети должны поддерживаться в исправном состоянии. Грунтовые сооружения, особенно каналы в насыпях и водопроницаемых грунтах, плотины и дамбы, должны предохраняться от повреждений животными.

Бермы и кюветы каналов должны регулярно очищаться от грунта осыпей и выносов, не должно допускаться зарастание откосов и гребня грунтовых сооружений деревьями и кустарниками, если оно не предусмотрено проектом. На подводящих и отводящих каналах в необходимых местах должны быть сооружены лестницы, мостики и ограждения.

3.1.4. Должна быть обеспечена надежная работа уплотнений деформационных швов.

3.1.5. Размещение грузов и устройство каких-либо сооружений, в том числе причалов, автомобильных и железных дорог, на бермах и откосах каналов, плотин, дамб и у подпорных стенок в пределах расчетной призмы обрушения не допускается.

3.1.6. На участках откосов грунтовых плотин и дамб при высоком уровне фильтрационных вод в низовом клине во избежание промерзания и разрушения должен быть устроен дренаж или утепление.

3.1.7. Дренажные системы для отвода профильтровавшейся воды должны быть в исправном состоянии; они должны быть снабжены водомерными устройствами.

Вода из дренажных систем должна отводиться от сооружений непрерывно. При обнаружении выноса грунта фильтрующейся водой должны быть приняты меры к его прекращению.

3.1.8. Грунтовые плотины мерзлого типа, их основания и сопряжения с берегами и встроенными в плотину сооружениями (водосбросы, туннельные водоводы, водоприемники и др.) должны постоянно поддерживаться в мерзлом состоянии. При наличии специальных установок режимы их работы определяются местной инструкцией.

3.1.9. Суглинистые ядра и экраны грунтовых плотин должны предохраняться от морозного пучения и промерзания, а дренажные устройства и переходные фильтры - от промерзания.

Крупнообломочный материал упорных призм, подвергающийся сезонному замораживанию и оттаиванию, должен отвечать нормативным (проектным) показателям по морозостойкости и через каждые 10-15 лет эксплуатации должен испытываться на механическую и сдвиговую прочность.

3.1.10. При эксплуатации грунтовых плотин на многолетнемерзлых льдинистых основаниях должны быть организованы наблюдения за температурным режимом, а также за деформациями, связанными с переходом грунтов в талое состояние.

На каменнонабросных плотинах Северной климатической зоны должен осуществляться контроль за льдообразованием в пустотах каменной наброски низовой призмы. Через каждые 10-15 лет должны проводиться испытания наброски на сдвиговую прочность с учетом степени заполнения ее пустот льдом.

3.1.11. При эксплуатации подземных зданий гидроэлектростанций необходимо обеспечивать:

постоянную рабочую готовность насосов откачки воды, поступающей в результате фильтрации или из-за непредвиденных прорывов из водопроводящих трактов;

исправность вентиляционных установок, аварийного освещения, запасных выходов.

3.1.12. Скорость воды в каналах должна поддерживаться в пределах, не допускающих размыва откосов и дна канала, а также отложения наносов; при наличии ледовых образований должна быть обеспечена бесперебойная подача воды. Максимальные и минимальные скорости воды должны быть установлены с учетом местных условий и указаны в местной инструкции.

3.1.13. Наполнение и опорожнение водохранилищ, бассейнов, каналов и напорных водоводов, а также изменение уровней воды должны производиться постепенно, со скоростями, исключающими появление недопустимо больших давлений за облицовкой сооружения, сползание откосов, возникновение вакуума и ударных явлений в водоводах. Допустимые скорости опорожнения и наполнения должны быть указаны в местной инструкции.

При пропуске высоких половодий (паводков) превышение нормального подпорного уровня (НПУ) верхних бьефов гидроузлов допускается только при полностью открытых затворах всех водосбросных и водопропускных отверстий и при обязательном использовании всех гидротурбин. При уменьшении притока воды отметка уровня водохранилища должна снижаться до НПУ в кратчайшие технически возможные сроки.

3.1.14. При эксплуатации напорных водоводов должна быть:

обеспечена нормальная работа опор, уплотнений деформационных швов и компенсационных устройств;

исключена повышенная вибрация оболочки;

обеспечена защита от коррозии и абразивного износа;

исключена возможность раскрытия поверхностных трещин в бетоне сталебетонных и сталежелезобетонных водоводов более 0,3 мм;

обеспечена постоянная готовность к действию автоматических защитных устройств, предусмотренных на случай разрыва водовода;

обеспечена динамическая устойчивость при всех эксплуатационных режимах работы;

обеспечена защита здания ГЭС от затопления в случае повреждения (разрыва) водовода.

3.1.15. При останове гидроагрегатов в морозный период должны быть приняты меры к предотвращению опасного для эксплуатации образования льда на внутренних стенках водоводов.

3.1.16. Аэрационные устройства напорных водоводов должны быть надежно утеплены и при необходимости оборудованы системой обогрева. Систематически в сроки, указанные местной инструкцией, должна производиться проверка состояния аэрационных устройств.

3.1.17. Производство взрывных работ в районе сооружений электростанций допускается при условии обеспечения безопасности сооружений и оборудования.

3.1.18. Эксплуатирующая организация должна письменно ставить в известность региональные органы надзора за безопасностью гидротехнических сооружений, другие заинтересованные государственные органы и органы местного самоуправления о границах территории, затапливаемой при пропуске через сооружения гидроузлов расчетных расходов воды, а также зон затопления водохранилищ многолетнего регулирования.

В местную инструкцию по эксплуатации гидроузла должны быть внесены положения по надзору за территорией и состоянием сооружений в определенных проектом охранных зонах гидроузла в верхнем и нижнем бьефах.

3.1.19. На каждой электростанции в местной инструкции должен быть изложен план мероприятий при возникновении на гидротехнических сооружениях аварийных и чрезвычайных ситуаций. В этом плане должны быть определены: обязанности персонала, способы устранения аварийных и чрезвычайных ситуаций, запасы материалов, средства связи и оповещения, транспортные средства, пути передвижения и т.п.

На случаи отказов или аварий гидротехнических сооружений должны быть заранее разработаны: необходимая проектная документация по их раннему предотвращению (с учетом расчетных материалов по воздействию волн прорыва из водохранилищ) и соответствующие инструкции по их ликвидации.

3.1.20. Повреждения гидротехнических сооружений, создающие опасность для людей, оборудования и других сооружений, должны устраняться немедленно.

3.1.21. Противоаварийные устройства, водоотливные и спасательные средства должны быть исправными и постоянно находиться в состоянии готовности к действию.

3.1.22. Для предотвращения аварийных ситуаций от селевых выносов на притоках рек и в оврагах при необходимости должны производиться горномелиоративные работы. Подходные участки к селепроводам, пересекающим каналы, и сами селепроводы должны по мере необходимости очищаться.

3.1.23. Участки скальных откосов и бортов каньонов, на которых возможны камнепады, опасные для обслуживающего персонала, сооружений и оборудования электростанций, должны регулярно обследоваться и очищаться от камней.

Камнезащитные сооружения (камнезадерживающие сетки, камнеловки) должны содержаться в исправном состоянии и своевременно разгружаться от накопившихся камней.

3.1.24. Капитальный ремонт гидротехнических сооружений должен проводиться в зависимости от

их состояния без создания по возможности помех в работе электростанции.

Надзор за состоянием гидротехнических сооружений

3.1.25. Надзор за безопасностью гидротехнических сооружений должен осуществляться в соответствии с действующим законодательством и нормативной документацией.

3.1.26. При сдаче гидротехнических сооружений в эксплуатацию передаются следующие документы:

контрольно-измерительная аппаратура (КИА) и все данные наблюдений по ней в строительный период - строительной организацией;

данные анализа результатов натурных наблюдений, инструкции по организации наблюдений, методы обработки и анализа натурных данных с указанием предельно допустимых по условиям устойчивости и прочности сооружений показаний КИА - проектной организацией.

3.1.27. Контроль за показателями состояния гидротехнических сооружений, природными и техногенными воздействиями должен осуществляться постоянно. Данные натурных наблюдений должны регулярно, не реже 1 раза в 5 лет, анализироваться, и по результатам должна производиться оценка безопасности гидротехнического сооружения и гидроузла в целом. Для сооружений, авария на которых может привести к чрезвычайной ситуации, работы должны выполняться с привлечением специализированных организаций.

3.1.28. Объем наблюдений и состав КИА, устанавливаемой на гидротехнических сооружениях, должны определяться проектом.

В период эксплуатации состав КИА и объем наблюдений могут быть изменены в зависимости от состояния гидросооружений и изменения технических требований к контролю (например, изменения класса, уточнения сейсмичности и т.п.). Эти изменения должны согласовываться с проектными или специализированными организациями.

На электростанции должны быть ведомость и схема размещения всей КИА с указанием даты установки каждого прибора и начальных отсчетов; состояние КИА должно проверяться в сроки, указанные в местной инструкции.

Для повышения оперативности и достоверности контроля ответственные напорные гидротехнические сооружения следует оснащать автоматизированными системами диагностического контроля (АСДК). Для таких сооружений проекты оснащения их КИА должны быть разработаны с учетом ее использования в АСДК с привлечением специализированных организаций.

3.1.29. В сроки, установленные местной инструкцией, и в предусмотренном ею объеме на всех гидротехнических сооружениях должны вестись наблюдения за:

осадками и смещениями сооружений и их оснований;

деформациями сооружений и облицовок, трещинами в них, состоянием деформационных и строительных швов, креплений откосов грунтовых плотин, дамб, каналов и выемок, состоянием напорных водоводов;

режимом уровней бьефов гидроузла, фильтрационным режимом в основании и теле грунтовых, бетонных сооружений и береговых примыканий, работой дренажных и противофильтрационных устройств, режимом грунтовых вод в зоне сооружений;

воздействием потока на сооружение, в частности за размывом водобоя и рисбермы, дна и берегов; истиранием и коррозией облицовок, просадками, оползневыми явлениями, заилением и зарастанием каналов и бассейнов; переработкой берегов водоемов;

воздействием льда на сооружения и их обледенением.

При необходимости должны быть организованы наблюдения за вибрацией сооружений, сейсмическими нагрузками на них, прочностью и водонепроницаемостью бетона, напряженным состоянием и температурным режимом конструкций, коррозией металла и бетона, состоянием сварных швов металлоконструкций, выделением газа на отдельных участках гидротехнических

сооружений и др. При существенных изменениях условий эксплуатации гидротехнических сооружений должны проводиться дополнительные наблюдения по специальным программам.

В местных инструкциях для каждого напорного гидротехнического сооружения должны быть указаны критерии безопасности, с которыми должны сравниваться результаты наблюдений по КИА.

Первоначальные (проектные) критерии безопасности гидротехнических сооружений должны систематически уточняться по мере накопления данных натурных наблюдений.

3.1.30. На бетонных гидротехнических сооружениях первого класса в зависимости от их конструкции и условий эксплуатации следует проводить специальные натурные наблюдения за:

напряженным и термонапряженным состоянием плотины и ее основания;

разуплотнением скального основания в зоне контакта с подошвой плотины;

напряжениями в арматуре;

изменением состояния плотины при сейсмических и других динамических воздействиях.

Для бетонных плотин, расположенных на многолетнемерзлых грунтах, дополнительно должны вестись натурные наблюдения за:

температурой основания и береговых примыканий плотины;

развитием областей промороженного бетона, особенно в зонах сопряжения бетонных и грунтовых сооружений и береговых примыканий плотины;

процессом деформирования основания и береговых примыканий при оттаивании и изменением основных физико-технических свойств грунтов в результате оттаивания.

3.1.31. При эксплуатации подземных зданий электростанций должен проводиться контроль за:

напряженным состоянием анкерного и осводового креплений вмещающего массива;

деформациями смещения стен и свода камеры;

фильтрационным и температурным режимами массива;

протечками воды в помещения.

3.1.32. На гидротехнических сооружениях первого класса, расположенных в районах с сейсмичностью 7 баллов и выше, и на сооружениях второго класса - в районах с сейсмичностью 8 баллов и выше должны проводиться следующие виды специальных наблюдений и испытаний:

инженерно-сейсмометрические наблюдения за работой сооружений и береговых примыканий (сейсмометрический мониторинг);

инженерно-сейсмологические наблюдения в зоне ложа водохранилища вблизи створа сооружений и на прилегающих территориях (сейсмологический мониторинг);

тестовые испытания по определению динамических характеристик этих сооружений (динамическое тестирование) с составлением динамических паспортов.

Для проведения инженерно-сейсмометрических наблюдений гидротехнические сооружения должны быть оборудованы автоматизированными приборами и комплексами, позволяющими регистрировать кинематические характеристики в ряде точек сооружений и береговых примыканий во время землетрясений при сильных движениях земной поверхности, а также оперативно обрабатывать полученную информацию.

Для проведения инженерно-сейсмологических наблюдений вблизи гидротехнических сооружений и на берегах водохранилищ по проекту, разработанному специализированной организацией, должны быть размещены автономные регистрирующие сейсмические станции. Комплексы инженерно-сейсмометрических и инженерно-сейсмологических наблюдений каждого объекта должны быть связаны с единой службой сейсмологических наблюдений Российской Федерации.

Монтаж, эксплуатация систем и проведение инженерно-сейсмометрических, инженерно-сейсмологических наблюдений и динамического тестирования должны осуществляться собственником электростанции (эксплуатирующей организацией) с привлечением

специализированных организаций.

После каждого сейсмического толчка интенсивностью 5 баллов и выше должны оперативно регистрироваться показания всех видов КИА, установленных в сооружении, с осмотром сооружения и анализом его прочности и устойчивости.

3.1.33. На головном и станционном узлах гидротехнических сооружений должны быть установлены базисные и рабочие реперы. Оси основных гидротехнических сооружений должны быть надежно обозначены на местности знаками с надписями и связаны с базисными реперами. Анкерные опоры напорных водоводов должны иметь марки, определяющие положение опор в плане и по высоте.

Водонапорные ограждающие плотины и дамбы, каналы, туннели, дамбы золошлакоотвалов должны иметь знаки, отмечающие попикетно длину сооружения, начало, конец и радиусы закруглений, а также места расположения скрытых под землей или под водой устройств.

3.1.34. Контрольно-измерительная аппаратура должна быть защищена от повреждений и промерзаний и иметь четкую маркировку. Откачка воды из пьезометров без достаточного обоснования не допускается.

Пульты или места измерений по КИА должны быть оборудованы с учетом техники безопасности, иметь свободные подходы, освещение, а в отдельных случаях и телефонную внутреннюю связь.

3.1.35. Ежегодно до наступления весеннего половодья, а в отдельных случаях также и летне-осеннего паводка на электростанциях должны назначаться специальная комиссия. Комиссия должна произвести осмотр и проверку подготовки к половодью (паводку) всех гидротехнических сооружений, их механического оборудования, подъемных устройств, руководить пропуском половодья (паводка) и после его прохождения снова осмотреть сооружения.

3.1.36. Осмотр подводных частей сооружений и туннелей должен производиться впервые после 2 лет эксплуатации, затем - через 5 лет и в дальнейшем - по мере необходимости.

После пропуска паводков, близких к расчетным, следует производить обследование водобоя, рисбермы и примыкающего участка русла с использованием доступных электростанции средств.

Механическое оборудование гидротехнических сооружений

3.1.37. Механическое оборудование гидротехнических сооружений (затворы и защитные заграждения с их механизмами), средства его дистанционного или автоматического управления и сигнализации, а также подъемные и транспортные устройства общего назначения должны быть в исправности и находиться в состоянии готовности к работе. Непосредственно перед весенним половодьем затворы водосбросных сооружений и их закладные части, используемые при пропуске половодья, должны быть освобождены от наледей и ледяного припая, чтобы обеспечить возможность маневрирования ими.

3.1.38. Механическое оборудование гидротехнических сооружений должно периодически осматриваться и проверяться в соответствии с утвержденным графиком.

Инструментальное обследование состояния основных затворов должно проводиться по мере необходимости. Для затворов, находящихся в эксплуатации 25 лет и более, периодичность обследований не должна превышать 5 лет.

3.1.39. Основные затворы должны быть оборудованы указателями высоты открытия. Индивидуальные подъемные механизмы и закладные части затворов должны иметь привязку к базисным реперам.

3.1.40. При маневрировании затворами их движение должно происходить беспрепятственно, без рывков и вибрации, при правильном положении ходовых и отсутствии деформации опорных частей.

Должны быть обеспечены водонепроницаемость затворов, правильная посадка их на порог и плотное прилегание к опорному контуру. Затворы не должны иметь перекосов и недопустимых деформаций при работе под напором.

Длительное нахождение затворов в положениях, при которых появляется повышенная вибрация

затворов или конструкций гидротехнических сооружений, не допускается.

3.1.41. Грузоподъемное оборудование, не подведомственное органам государственного контроля и надзора, периодически, не реже 1 раза в 5 лет, подлежит техническому освидетельствованию.

Обследование канатов, тяговых органов, изоляции проводов и заземления, состояния освещения и сигнализации грузоподъемного оборудования должно производиться не реже 1 раза в год.

3.1.42. Полное закрытие затворов, установленных на напорных водоводах, может проводиться лишь при исправном состоянии аэрационных устройств.

3.1.43. В необходимых случаях должны быть обеспечены утепление или обогрев пазов, опорных устройств и пролетных строений затворов, сороудерживающих решеток, предназначенных для работы в зимних условиях.

3.1.44. Сороудерживающие конструкции (решетки, сетки, запани) должны регулярно очищаться от сора.

Для каждой электростанции должны быть установлены предельные по условиям прочности и экономичности значения перепада уровней на сороудерживающих решетках.

3.1.45. Сороудерживающие решетки не должны испытывать вибрацию ни при каких эксплуатационных режимах работы.

3.1.46. Механическое оборудование и металлические части гидротехнических сооружений должны защищаться от коррозии и обрастания дрейсеной.

3.2. Водное хозяйство электростанций, гидрологическое и метеорологическое обеспечение

Управление водным режимом

3.2.1. При эксплуатации гидроэлектростанций должно быть обеспечено наиболее полное использование водных ресурсов и установленной мощности гидроагрегатов при оптимальном для энергосистемы участии гидроэлектростанции в покрытии графика нагрузки.

Для электростанций, имеющих водохранилища, регулирующие сток воды, должны быть составлены и утверждены в установленном порядке основные правила использования водных ресурсов водохранилища и правила эксплуатации водохранилища. Пересмотр этих правил должен производиться по мере накопления эксплуатационных данных, но не реже 1 раза в 10 лет. В случае реконструкции сооружений гидроузла, оказывающей влияние на управление водным режимом, правила подлежат пересмотру.

3.2.2. Для гидроэлектростанций с водохранилищем комплексного пользования должен быть составлен годовой водохозяйственный план, устанавливающий помесячные объемы использования воды различными водопользователями. Водохозяйственный план должен уточняться на каждый квартал и месяц с учетом прогноза стока воды региональными гидрометеорологическими службами.

При наличии в энергосистеме нескольких гидроэлектростанций или каскадов регулирование стока должно производиться так, чтобы получить максимальный суммарный энергетический (топливный, мощностной) эффект с учетом удовлетворения потребностей других водопользователей.

3.2.3. Режим сработки водохранилища перед половодьем и его последующего наполнения должен обеспечивать:

- наполнение водохранилища в период половодья до нормального подпорного уровня; отклонение от этого правила допустимо только в случае особых требований водохозяйственного комплекса и для водохранилищ многолетнего регулирования;

- благоприятные условия для сброса через сооружения избытка воды, пропуска наносов, а также льда, если это предусмотрено проектом;

- необходимые согласованные условия для нормального судоходства, рыбного хозяйства, орошения и водоснабжения;

- наибольший энергетический (топливный, мощностной) эффект в энергосистеме при соблюдении ограничений, согласованных с неэнергетическими водопользователями;

- регулирование сбросных расходов с учетом требований безопасности и надежности работы гидротехнических сооружений и борьбы с наводнениями.

Взаимно согласованные условия неэнергетических водопользователей, ограничивающие режимы сработки и наполнения водохранилища, должны быть включены в основные правила использования водных ресурсов водохранилища и правила эксплуатации водохранилища.

3.2.4. При сдаче электростанции в эксплуатацию проектной организацией должны быть переданы собственнику (заказчику): согласованные с заинтересованными организациями основные правила использования водных ресурсов водохранилища и правила эксплуатации водохранилища; гидравлические характеристики каждого из водопропускных (водосбросных) сооружений.

По мере накопления эксплуатационных данных эти правила и характеристики должны уточняться и дополняться.

3.2.5. Пропуск воды через водосбросные сооружения должен осуществляться в соответствии с местной инструкцией и не должен приводить к повреждению сооружений, а также к размыву дна за ними, который мог бы повлиять на устойчивость сооружений.

3.2.6. Изменение расхода воды через водосбросные сооружения должно производиться постепенно во избежание образования в бьефах больших волн. Скорость изменения расхода воды должна определяться исходя из местных условий с учетом безопасности населения и хозяйства в нижнем бьефе гидроузла.

Скорость изменения расхода воды через гидротурбины, как правило, не регламентируется и предупреждение об изменении расхода не дается, если иное не предусмотрено условиями эксплуатации гидроэлектростанции.

3.2.7. На гидроэлектростанциях, где для пропуска расчетных максимальных расходов воды проектом предусмотрено использование водопропускного сооружения, принадлежащего другому ведомству (например, судоходного шлюза), должна быть составлена согласованная с этим ведомством инструкция, определяющая условия и порядок включения в работу этого сооружения.

Гидросооружения в морозный период

3.2.8. До наступления минусовой температуры наружного воздуха и появления льда должны быть проверены и отремонтированы шугосбросы и шугоотстойники, очищены от сора и топляков водоприемные устройства и водоподводящие каналы, решетки и пазы затворов, а также подготовлены к работе устройства для обогрева решеток и пазов затворов, проверены шугосигнализаторы и микротермометры.

3.2.9. Вдоль сооружений, не рассчитанных на давление сплошного ледяного поля, должна быть устроена полынья, поддерживаемая в свободном от льда состоянии в течение зимы, или применены другие надежные способы для уменьшения нагрузки от льда.

3.2.10. Для борьбы с шугой в подпорных бьефах и водохранилищах на реках с устойчивым ледяным покровом должны проводиться мероприятия, способствующие быстрому образованию льда: поддержание постоянного уровня воды на возможно более высоких отметках и постоянного забора воды электростанцией при возможно меньшем расходе через гидроагрегаты и насосы. В случае необходимости допускается полный останов гидроэлектростанции.

3.2.11. На тех реках, где не образуется ледяной покров, шуга должна пропускаться через турбины гидроэлектростанций (за исключением ковшовых), а при невозможности этого - помимо турбин, через шугосбросы с минимальной затратой воды. Порядок сброса шуги должен быть определен местной инструкцией. При больших водохранилищах шуга должна накапливаться в верхнем бьефе.

3.2.12. Режим работы каналов гидроэлектростанций в период шугохода должен обеспечивать непрерывное течение воды без образования зажоров, перекрывающих полностью живое сечение каналов.

В зависимости от местных условий режим канала должен либо обеспечивать транзит шуги вдоль всей трассы, либо одновременно допускать ее частичное аккумулирование. Допускается накапливание шуги в отстойниках (с последующим промывом) и в бассейнах суточного регулирования.

При подготовке каналов к эксплуатации в шуготранзитном режиме должны быть удалены устройства, стесняющие течение (решетки, запани и т.п.).

3.2.13. Перед ледоставом и в период ледостава должны быть организованы систематические (не реже 1 раза в сутки) измерения температуры воды на участках водозаборов для обнаружения признаков ее переохлаждения. Порядок включения системы обогрева и устройств для очистки решеток от льда должен быть определен местной инструкцией.

3.2.14. Если принятые меры (обогрев, очистка) не предотвращают забивания решеток шугой и появления опасных перепадов напора на них, должен производиться поочередный останов турбин (или насосов) для очистки решеток. Допускается пропуск шуги через гидротурбины с частичным или полным удалением решеток при техническом обосновании в каждом случае. При этом должны быть приняты меры, обеспечивающие бесперебойную работу системы технического водоснабжения.

3.2.15. Пропуск льда через створ гидротехнических сооружений должен производиться при максимальном использовании ледопропускного фронта с обеспечением достаточного слоя воды над порогом ледосбросных отверстий.

В период ледохода при угрозе образования заторов льда и опасных для сооружений ударов больших ледяных масс должны быть организованы временные посты наблюдений и приняты меры к ликвидации заторов и размельчению ледяных полей путем проведения взрывных и ледокольных работ.

Водохранилища

3.2.16. Для интенсивно заиляемого водохранилища, бассейна или канала должна быть составлена местная инструкция по борьбе с наносами.

При необходимости к составлению инструкции должны быть привлечены специализированные организации.

3.2.17. На интенсивно заиляемых водохранилищах при пропуске паводков должны поддерживаться наинизшие возможные уровни в пределах проектной призмы регулирования, если это не наносит ущерба другим водопотребителям. Наполнение таких водохранилищ должно осуществляться в возможно более поздний срок на спаде паводка.

3.2.18. Для уменьшения заиления водохранилищ, бьефов, бассейнов, каналов необходимо:

- поддерживать такие режимы их работы, которые создают возможность максимального транзита поступающего твердого стока; каналы в период поступления в них воды повышенной мутности должны работать в близком к постоянному режиме с возможно большим расходом воды;

- промывать бьефы, водохранилища, пороги водоприемников, осветлять воду в отстойниках, применять берегоукрепительные и наносоудерживающие устройства или удалять наносы механическими средствами;

- ежедневно срабатывать бьефы до минимально возможной отметки (для водохранилищ суточного регулирования).

3.2.19. В периоды, когда естественный расход воды в реке не используется полностью для выработки электроэнергии, избыток воды должен быть использован для смыва наносов в нижний бьеф плотины и промывки порогов водоприемных устройств.

3.2.20. В случае возможности попадания в водоприемные сооружения наносов, скопившихся перед порогом водоприемника, необходимо удалить отложения наносов путем их промывки.

При невозможности или неэффективности промывки удаление наносов может быть произведено с помощью механизмов.

Промывку водозаборных сооружений электростанций при бесплотинном водозаборе можно осуществлять устройством местных стеснений потока с тем, чтобы отложения наносов

размывались под действием повышенных скоростей воды.

3.2.21. Наблюдение за состоянием интенсивно заиляемого водохранилища и удаление наносов должны быть организованы в соответствии с действующими правилами эксплуатации заиляемых водохранилищ малой и средней емкости и с учетом природоохранных требований.

3.2.22. Отстойники электростанций должны постоянно использоваться для осветления воды. Отключение отстойников или их отдельных камер для ремонта допускается только в период, когда вода несет незначительное количество наносов и свободна от фракций, опасных в отношении истирания турбин и другого оборудования.

3.2.23. На каждой электростанции, в водохранилище которой имеются залежи торфа, должен быть организован перехват всплывающих масс торфа выше створа водозаборных и водосбросных сооружений, преимущественно в местах всплывания. Перехваченный торф должен быть отбуксирован в бухты и на отмели и надежно закреплен.

3.2.24. Водохранилища обособленного пользования, находящиеся на балансе электростанций, должны поддерживаться в надлежащем техническом и санитарном состоянии силами эксплуатационного персонала электростанций.

Санитарное и техническое состояние водохранилищ обеспечивается созданием водоохранных зон и прибрежных защитных полос, в пределах которых вводятся дополнительные ограничения природопользования.

Границы водоохранных зон и прибрежных защитных полос уточняются в проектах водоохранных зон в соответствии с нормативными документами.

На этих водохранилищах должны проводиться наблюдения за:

- заилением и зарастанием;

- переработкой берегов;

- качеством воды;

- температурным и ледовым режимами;

- всплыванием торфа;

- соблюдением природоохранных требований в пределах водоохранных зон этих водохранилищ.

При необходимости для организации и проведения наблюдений, анализа результатов и разработки природоохранных мероприятий следует привлекать специализированные организации.

Организацию водоохранных зон и прибрежных защитных полос водохранилищ комплексного пользования осуществляют местные природоохранные органы.

3.2.25. На водохранилищах, расположенных в криолитозонах, должны проводиться наблюдения за криогенными процессами и деформациями в ложе водохранилища, зоне сработки, береговой и прибрежных зонах, а также за изменением вместимости водохранилища. Для определения состава, объема и периодичности наблюдения следует привлекать специализированную организацию.

Через 5 лет после начала наполнения водохранилища и затем через каждые последующие 10 лет его эксплуатации с привлечением специализированной организации по результатам наблюдений должен проводиться анализ состояния водохранилища и при необходимости разрабатываться мероприятия, обеспечивающие надежность и безопасность эксплуатации гидроузла.

3.3. Гидротурбинные установки

3.3.1. При эксплуатации гидротурбинных установок должна быть обеспечена их бесперебойная работа с максимально возможным для заданной нагрузки и действующего напора коэффициентом полезного действия (КПД). Оборудование гидроэлектростанции должно быть в постоянной готовности к максимальной располагаемой нагрузке и работе в насосном режиме для оборудования гидроаккумулирующих станций.

3.3.2. Находящиеся в эксплуатации гидроагрегаты и вспомогательное оборудование должны быть

полностью автоматизированы. Пуск гидроагрегата в генераторный режим и режим синхронного компенсатора, останов из генераторного режима и режима синхронного компенсатора, перевод из генераторного режима в режим синхронного компенсатора и обратно должны осуществляться от одного командного импульса, а для обратимого гидроагрегата этот принцип должен осуществляться также для насосных режимов и для перевода из насосного в генераторный режим.

3.3.3. Гидроагрегаты должны работать при полностью открытых затворах, установленных на турбинных водоводах; максимальное открытие направляющего аппарата гидротурбины должно быть ограничено значением, соответствующим максимально допустимой нагрузке гидроагрегата (генератора-двигателя) при данном напоре и высоте отсасывания.

Предельное открытие направляющего аппарата насос-турбины, работающей в насосном режиме при минимальном напоре и допустимой высоте отсасывания, должно быть не выше значения, соответствующего максимальной мощности генератора-двигателя в двигательном режиме.

Комбинаторная связь поворотно-лопастных гидротурбин должна быть настроена в соответствии с оптимальной комбинаторной зависимостью, обеспечивающей получение наивысшего значения КПД во всем диапазоне изменения нагрузок и напоров, и определяться на основании результатов натурных испытаний.

Перепад на сороудерживающих решетках не должен превышать предельного значения, указанного в местной инструкции по эксплуатации.

3.3.4. Гидроагрегаты, находящиеся в резерве, должны быть в состоянии готовности к немедленному автоматическому пуску. Гидротурбины (насос-турбины) с закрытым направляющим аппаратом должны находиться под напором при полностью открытых затворах на водоприемнике и в отсасывающей трубе. На высоконапорных гидроэлектростанциях с напором 300 м и более, а также с напором от 200 до 300 м при числе часов использования менее 3000 предтурбинные и встроенные кольцевые затворы на резервных гидроагрегатах должны быть закрыты.

На гидроэлектростанциях с напором ниже 200 м предтурбинный затвор на резервном агрегате не должен закрываться, если он не выполняет оперативные функции.

3.3.5. Гидроагрегаты, работающие в режиме синхронного компенсатора, должны быть готовы к немедленному автоматическому переводу в генераторный режим.

При работе гидроагрегата в режиме синхронного компенсатора рабочее колесо турбины должно быть освобождено от воды.

Система охлаждения лабиринтных уплотнений радиально-осевых рабочих колес должна обеспечивать работу без повышения их температуры.

На гидроэлектростанциях, имеющих предтурбинные затворы, при переводе гидроагрегата в режим синхронного компенсатора предтурбинный затвор должен быть закрыт.

Поддержание уровня воды под рабочим колесом, подкачка сжатого воздуха должны производиться автоматически.

3.3.6. Гидроагрегаты должны работать в режиме автоматического регулирования частоты вращения с заданным статизмом. Перевод регулятора гидротурбин в режим работы на ограничителе открытия или на ручное управление допускается в исключительных случаях с разрешения технического руководителя гидроэлектростанции с уведомлением диспетчера энергосистемы.

3.3.7. При эксплуатации автоматического регулирования гидроагрегата должны быть обеспечены:

автоматический и ручной пуск и останов гидроагрегата;

устойчивая работа гидроагрегата на всех режимах;

участие в регулировании частоты в энергосистеме с уставкой статизма в пределах 4,5-6,0% и мертвой зоны по частоте, задаваемой энергосистемой;

плавное (без толчков и гидроударов в маслопроводах) перемещение регулирующих органов при изменении мощности гидроагрегата;

выполнение гарантий регулирования;

автоматическое изменение ограничения максимального открытия направляющего аппарата по мощности при изменении напора;

автоматическое и ручное изменение комбинаторной зависимости по напору (для поворотно-лопастных гидротурбин);

автоматический перевод гидроагрегата в режим синхронного компенсатора и обратно.

3.3.8. Гидроэлектростанции мощностью свыше 30 МВт и с количеством агрегатов более трех должны быть оснащены системами группового регулирования активной мощности (ГРАМ) с возможностью использования их для вторичного автоматического регулирования режима энергосистем по частоте и перетокам мощности (АРЧМ). Отключение системы ГРАМ допускается с разрешения диспетчерских служб соответствующих энергосистем в тех случаях, когда групповое регулирование агрегатов невозможно по техническому состоянию или режимным условиям работы оборудования гидроэлектростанции.

3.3.9. Условия, разрешающие пуск агрегата, его нормальный и аварийный останов и внеплановое изменение нагрузки, должны быть изложены в местных инструкциях, утвержденных техническим руководителем гидроэлектростанции и находящихся на рабочих местах оперативного персонала.

Значения всех параметров, определяющих условия пуска гидроагрегата и режим его работы, должны быть установлены на основании данных заводов-изготовителей и специальных натурных испытаний.

3.3.10. Для каждого гидроагрегата должно быть определено и периодически в установленные местными инструкциями сроки проконтролировано минимальное время следующих процессов:

закрытия направляющего аппарата гидротурбины до зоны демпфирования при сбросе нагрузки;

открытия направляющего аппарата гидротурбины при наборе нагрузки с максимальной скоростью;

разворота и свертывания лопастей рабочего колеса поворотно-лопастных и диагональных гидротурбин;

закрытия и открытия регулирующей иглы и отклонителей струи ковшовой гидротурбины;

закрытия направляющего аппарата при срабатывании золотника аварийного закрытия;

закрытия и открытия предтурбинных затворов, а также аварийно-ремонтных затворов на водоприемнике;

закрытия холостого выпуска гидротурбины.

Кроме того, периодически в соответствии с местной инструкцией должны проверяться гарантии регулирования.

3.3.11. Во время эксплуатации гидроагрегата путем осмотра и систематических измерений с помощью стационарных и переносных приборов должен быть организован контроль за работой оборудования в объеме и с периодичностью, указанными в местных инструкциях.

3.3.12. Не допускается длительная работа гидроагрегата при повышенных уровнях вибрации:

размах горизонтальной вибрации (двойная амплитуда) корпуса турбинного подшипника, а также размах горизонтальной вибрации верхней и нижней крестовин генератора, если на них расположены направляющие подшипники, в зависимости от частоты вращения ротора гидроагрегата не должен превышать следующих значений:

Частота вращения ротора 60 и менее 150 300 428 600

гидроагрегата, об./мин.

Допустимое значение 0,18 0,16 0,12 0,10 0,08

вибрации, мм

размах вертикальной вибрации крышки турбины, опорного конуса или грузонесущей крестовины генератора в зависимости от частоты вибрации не должен превышать следующих значений (в зависимости от частоты вибрации):

Частота вибрации, Гц 1 и 3 6 10 16 30 и

менее более

Допустимый размах 0,18 0,15 0,12 0,08 0,06 0,04

вибрации, мм

Биение вала гидроагрегата не должно превышать значений, записанных в местной инструкции и установленных заводами-изготовителями гидротурбины и гидрогенератора.

Периодичность и объем проверки вибрационного состояния гидроагрегата устанавливаются в соответствии с действующими нормативными документами.

3.3.13. Для каждого гидроагрегата в местной инструкции должны быть указаны номинальные и максимально допустимые температуры сегментов подпятника, подшипников и масла в маслованнах. Предупредительная сигнализация должна включаться при повышении температуры сегмента и масла в маслованне на 5°С выше номинальной для данного времени года.

Значения уставок температур для каждого сегмента и для масла определяются эксплуатационным персоналом на основе опыта эксплуатации или испытаний и вносятся в местную инструкцию.

3.3.14. Эксплуатация подпятников и направляющих подшипников вертикальных гидроагрегатов должна осуществляться в соответствии с местной инструкцией, составленной с учетом действующей нормативной документации и документации заводов-изготовителей.

3.3.15. Система технического водоснабжения гидроагрегата должна обеспечить охлаждение опорных узлов, статора и ротора генератора, смазку обрезиненного турбинного подшипника и других потребителей при всех режимах работы гидроагрегата.

3.3.16. Капитальный ремонт гидротурбин должен производиться 1 раз в 5-7 лет. В отдельных случаях с разрешения энергосистемы допускается отклонение от установленных сроков.

3.3.17. При выполнении на ГЭС АСУ ТП должны выполняться положения раздела 4.7 настоящих Правил.

3.4. Техническое водоснабжение

3.4.1. При эксплуатации систем технического водоснабжения должны быть обеспечены:

бесперебойная подача охлаждающей воды нормативной температуры в необходимом количестве и требуемого качества;

предотвращение загрязнений конденсаторов турбин и систем технического водоснабжения;

выполнение требований охраны окружающей среды.

3.4.2. Для предотвращения образования отложений в трубках конденсаторов турбин и других теплообменных аппаратов, коррозии, обрастания систем технического водоснабжения, "цветения" воды или зарастания водохранилищ-охладителей высшей водной растительностью должны проводиться профилактические мероприятия.

Выбор мероприятий должен определяться местными условиями, а также их эффективностью, допустимостью по условиям охраны окружающей среды и экономическими соображениями.

Периодическая очистка трубок конденсаторов, циркуляционных водоводов и каналов может применяться как временная мера.

Уничтожение высшей водной растительности и борьба с "цветением" воды в водохранилищах-охладителях химическим способом допускается только с разрешения органов Госсанинспекции и Минрыбхоза РФ.

3.4.3. В случае накипеобразующей способности охлаждающей воды эксплуатационный персонал энергообъекта должен:

а) в системе оборотного водоснабжения с градирнями и брызгальными устройствами:

производить продувку, подкисление либо фосфатирование воды или применять комбинированные методы ее обработки - подкисление и фосфатирование; подкисление, фосфатирование и известкование и др.;

при подкислении добавочной воды серной или соляной кислотой щелочной буфер в ней поддерживать не менее 1,0-0,5 мг-экв/дм3; при вводе кислоты непосредственно в циркуляционную воду щелочность ее поддерживать не ниже 2,0-2,5 мг-экв/дм3; при применении серной кислоты следить, чтобы содержание сульфатов в циркуляционной воде не достигало уровня, вызывающего повреждение бетонных конструкций или осаждение сульфата кальция;

при фосфатировании циркуляционной воды содержание в ней фосфатов в пересчете на PO_4(-3) поддерживать в пределах 2,0-2,7 мг/дм3;

при применении оксилидендифосфоновой кислоты содержание ее в циркуляционной воде в зависимости от химического состава поддерживать в пределах 0,25-4,0 мг/дм3; в продувочной воде содержание этой кислоты ограничивать по ПДК до 0,9 мг/дм3;

б) в системе оборотного водоснабжения с водохранилищами-охладителями:

осуществлять водообмен в период лучшего качества воды в источнике подпитки;

при невозможности понижения карбонатной жесткости охлаждающей воды до требуемого значения путем водообмена (а также в системе прямоточного водоснабжения) с вводом первого энергоблока предусматривать установки по кислотным промывкам конденсаторов турбин и по очистке промывочных растворов.

3.4.4. При хлорировании охлаждающей воды для предотвращения загрязнения теплообменников органическими отложениями содержание активного хлора в воде на выходе из конденсатора должно быть в пределах 0,4-0,5 мг/дм3.

В прямоточной системе технического водоснабжения и в оборотной с водохранилищами-охладителями для предотвращения присутствия активного хлора в воде отводящих каналов хлорирование должно быть выполнено с подачей хлорного раствора в охлаждающую воду, поступающую в один-два конденсатора.

3.4.5. При обработке воды медным купоросом для уничтожения водорослей в оборотной системе с градирнями и брызгальными устройствами его содержание в охлаждающей воде должно быть в пределах 3-6 мг/дм3. Сброс продувочной воды из системы оборотного водоснабжения в водные объекты при обработке медным купоросом должен осуществляться в соответствии с установленным порядком.

При обработке воды в водохранилищах-охладителях для борьбы с "цветением" содержание медного купороса должно поддерживаться в пределах 0,3-0,6, а при профилактической обработке - 0,2-0,3 мг/дм3.

3.4.6. При обрастании систем технического водоснабжения (поверхностей грубых решеток, конструктивных элементов водоочистных сеток, водоприемных и всасывающих камер и напорных водоводов) моллюском, дрейсеной или другими биоорганизмами должны применяться необрастающие покрытия, производиться промывки трактов горячей водой, хлорирование охлаждающей воды, поступающей на вспомогательное оборудование, с поддержанием дозы активного хлора 1,5-2,5 мг/дм3 в течение 4-5 сут. 1 раз в мес.

3.4.7. Эксплуатация гидротехнических сооружений системы технического водоснабжения, а также контроль за их состоянием должны осуществляться в соответствии с положениями раздела 3.1 настоящих Правил.

3.4.8. Работа оборудования и гидроохладителей системы технического водоснабжения должна обеспечивать выполнение положений п. 3.4.1 настоящих Правил по эксплуатации конденсационной установки.

Одновременно должны быть учтены потребность неэнергетических отраслей народного хозяйства (водного транспорта, орошения, рыбного хозяйства, водоснабжения) и условия охраны природы.

3.4.9. При прямоточном, комбинированном и оборотном водоснабжении с водохранилищами-охладителями должна осуществляться рециркуляция теплой воды для борьбы с шугой и обогрева решеток водоприемника. Рециркуляция должна предотвращать появление шуги на водозаборе; момент ее включения должен определяться местной инструкцией.

3.4.10. Периодичность удаления воздуха из циркуляционных трактов должна быть такой, чтобы высота сифона в них не уменьшалась более чем на 0,3 м по сравнению с проектным значением.

3.4.11. Отклонение напора циркуляционного насоса из-за загрязнения систем не должно превышать 1,5 м по сравнению с проектным значением, ухудшение КПД насосов из-за увеличения зазоров между лопастями рабочего колеса и корпусом насоса и неидентичности положения лопастей рабочего колеса должно быть не более 3%.

3.4.12. При эксплуатации охладителей циркуляционной воды должны быть обеспечены:

оптимальный режим работы из условий достижения наивыгоднейшего (экономического) вакуума паротурбинных установок;

охлаждающая эффективность согласно нормативным характеристикам.

3.4.13. Оптимальные режимы работы гидроохладителей, водозаборных и сбросных сооружений должны быть выбраны в соответствии с режимными картами, разработанными для конкретных метеорологических условий и конденсационных нагрузок электростанций.

При повышении среднесуточной температуры охлаждающей воды после охладителя более чем на 1°С по сравнению с требуемой по нормативной характеристике должны быть приняты меры к выяснению и устранению причин недоохлаждения.

3.4.14. При появлении высшей водной растительности в зоне транзитного потока и в водоворотных зонах водохранилищ-охладителей она должна быть уничтожена биологическим либо механическим методом.

3.4.15. Осмотр основных конструкций градирен (элементов башни, противообледенительного тамбура, водоуловителя, оросителя, водораспределительного устройства и вентиляционного оборудования) и брызгальных устройств должен производиться ежегодно в весенний и осенний периоды. Обнаруженные дефекты (проемы в обшивке башни, оросителе, неудовлетворительное состояние фиксаторов положения поворотных щитов тамбура, разбрызгивающих устройств водораспределения) должны быть устранены. Поворотные щиты тамбура при положительных значениях температуры воздуха должны быть установлены и зафиксированы в горизонтальном положении.

Антикоррозионное покрытие металлических конструкций, а также разрушенный защитный слой железобетонных элементов должны восстанавливаться по мере необходимости. Водосборные бассейны, а также асбестоцементные листы обшивок башен градирен должны иметь надежную гидроизоляцию.

3.4.16. Водораспределительные системы градирен и брызгальных бассейнов должны промываться не реже 2 раз в год - весной и осенью. Засорившиеся сопла должны быть своевременно очищены, а вышедшие из строя - заменены. Водосборные бассейны градирен должны не реже 1 раза в 2 года очищаться от ила и мусора.

3.4.17. Применяемые при ремонте деревянные конструкции градирен должны быть антисептированы, а крепежные детали - оцинкованы.

3.4.18. Конструкции оросителей градирен должны очищаться от минеральных и органических отложений.

3.4.19. Решетки и сетки градирен и брызгальных устройств должны осматриваться 1 раз в смену и при необходимости очищаться, чтобы не допускать перепада воды на них более 0,1 м.

3.4.20. В случае увлажнения и обледенения прилегающей территории и зданий при эксплуатации градирен в зимний период градирни должны быть оборудованы водоулавливающими устройствами.

3.4.21. При наличии в системе технического водоснабжения нескольких параллельно работающих градирен и уменьшения зимой общего расхода охлаждающей воды часть градирен должна быть законсервирована с выполнением противопожарных и других необходимых мероприятий. Во избежание обледенения оросителя плотность орошения в работающих градирнях должна быть не менее 6 м3/ч на 1 м3 площади орошения, а температура воды на выходе из градирни - не ниже 10°С.

3.4.22. Во избежание обледенения расположенного вблизи оборудования, конструктивных элементов и территории зимой брызгальные устройства должны работать с пониженным напором. При уменьшении расхода воды должны быть заглушены периферийные сопла и

отключены крайние распределительные трубопроводы.

Понижение напора у разбрызгивающих сопл должно быть обеспечено путем уменьшения общего расхода охлаждаемой воды на максимальное количество работающих секций, а также отвода части нагретой воды без ее охлаждения через холостые сбросы непосредственно в водосборный бассейн. Температура воды на выходе из брызгального устройства должна быть не ниже 10°С.

3.4.23. При кратковременном отключении градирни или брызгального устройства в зимний период должна быть обеспечена циркуляция теплой воды в бассейне для предотвращения образования в нем льда.

3.4.24. В случае временного вывода из эксплуатации градирен с элементами конструкций из дерева, полиэтилена и других горючих материалов окна для прохода воздуха в них должны быть закрыты, а за градирнями установлен противопожарный надзор.

3.4.25. Детальное обследование металлических каркасов вытяжных башен обшивных градирен должно проводиться не реже 1 раза в 10 лет, железобетонных оболочек - не реже 1 раза в 5 лет.

3.4.26. Не реже 1 раза в 5 лет должны выполняться обследования и испытания систем технического водоснабжения.

Испытания необходимо проводить также в случае любых изменений, внесенных в процессе эксплуатации в конструктивное исполнение оборудования системы технического водоснабжения.

4. Тепломеханическое оборудование электростанций и тепловых сетей

4.1. Топливно-транспортное хозяйство

4.1.1. При эксплуатации топливно-транспортного хозяйства должны быть обеспечены:

бесперебойная работа железнодорожного транспорта энергообъекта и механизированная разгрузка железнодорожных вагонов, цистерн, судов и других транспортных средств в установленные сроки;

приемка топлива от поставщиков и контроль его количества и качества;

механизированное складирование и хранение установленного запаса топлива при минимальных потерях;

своевременная и бесперебойная подготовка и подача топлива в котельную или центральное пылеприготовительное отделение;

предотвращение загрязнения окружающей территории пылью (угольной, сланцевой, торфяной) и брызгами нефтепродуктов.

4.1.2. Качество поставляемого на электростанции топлива должно соответствовать государственным стандартам и техническим условиям.

4.1.3. Должен быть организован строгий учет всего топлива при поступлении на энергообъект, расходовании на технологические нужды, а также хранении на складах в соответствии с положениями действующих правил.

При учете поступающего топлива должно быть обеспечено:

взвешивание всего твердого топлива, поставляемого по железной дороге, автомобильным или конвейерным транспортом, или определение его количества по осадке судов либо обмер при поступлении водным транспортом;

взвешивание всего поставляемого жидкого топлива или обмер;

определение количества всего сжигаемого газообразного топлива по приборам;

инвентаризация твердого и жидкого топлива;

периодический, а при наличии приборов - постоянный контроль качества топлива.

4.1.4. Средства измерений, используемые для учета топлива (весы, лабораторные приборы и другие измерительные устройства), подлежащие государственному контролю и надзору, должны поверяться в сроки, установленные действующими государственными стандартами.

Средства измерений, используемые для учета топлива и не подлежащие поверке, подлежат калибровке в соответствии с графиком, утверждаемым техническим руководителем энергообъекта.

4.1.5. Аппаратура контроля, автоматического и дистанционного управления, технологических защит, блокировки и сигнализации, пожаротушения, разгрузочных и размораживающих устройств, агрегатов и систем топливоподачи, хозяйств жидкого и газообразного топлива, а также средства диспетчерского и технологического управления должны быть в исправности и периодически по графику проверяться.

Твердое топливо

4.1.6. Эксплуатация хозяйств твердого топлива должна быть организована в соответствии с положениями действующих правил и инструкций.

4.1.7. Для облегчения выгрузки топлива, особенно смерзшегося, и очистки железнодорожных вагонов энергопредприятия должны иметь специальные размораживающие устройства, механические рыхлители, вагонные вибраторы и т.п. Процессы дробления крупных кусков и смерзшихся глыб топлива, а также закрытия люков полувагонов должны быть механизированы с использованием дробильно-фрезерных машин, дискозубчатых дробилок, люкоподъемников и других механизмов.

4.1.8. При эксплуатации вагоноопрокидывателей, размораживающих устройств, рыхлительных установок и других устройств должна быть обеспечена их надежная работа с соблюдением указаний организаций железнодорожного транспорта о сохранности железнодорожных вагонов.

Размораживающие устройства должны эксплуатироваться в соответствии с режимной картой.

4.1.9. Хранение топлива на складе должно быть организовано в соответствии с положениями действующей инструкции по хранению углей, горючих сланцев и фрезерного торфа на открытых складах электростанций.

4.1.10. Механизмы и оборудование топливных складов должны быть в рабочем состоянии, обеспечивающем их техническую производительность.

4.1.11. Работа грузоподъемных кранов, мостовых перегружателей при наличии трещин в металлоконструкциях, неисправных тормозах, противоугонных устройствах, концевых выключателях и ограничителях перекосов не допускается.

4.1.12. Резервные механизмы и оборудование (вагоноопрокидыватели, нитки системы конвейеров, дробилки и др.) должны работать поочередно в соответствии с графиком, утвержденным техническим руководителем.

При переводе электростанции на сезонное сжигание газообразного или жидкого топлива одна нитка топливоподачи должна быть в постоянной готовности к работе.

4.1.13. Устройства для подготовки и транспортирования твердого топлива должны обеспечивать подачу в котельную дробленого и очищенного от посторонних предметов топлива.

Рабочая нитка системы топливоподачи должна эксплуатироваться при проектной производительности, рассчитанной на минимальное время загрузки бункеров котельной.

4.1.14. Механизмы топливоподачи должны управляться автоматически либо дистанционно с центрального щита управления системы топливоподачи.

При эксплуатации должна быть обеспечена надежная работа блокировок, устройств защиты, сигнализации и аварийного останова для бесперебойной, надежной и безопасной работы системы топливоподачи (останов конвейеров при пробуксовке лент, переполнении течек, неправильном выборе схемы, останове одного механизма и др.).

4.1.15. Работа оборудования и устройств топливоподачи при отсутствии или неисправном состоянии предупредительной сигнализации, необходимых ограждающих и тормозных устройств не допускается.

4.1.16. В галереях и эстакадах ленточных конвейеров, узлах пересыпки основного тракта и тракта подачи топлива со склада и в подземной части разгрузочных устройств температура воздуха в холодное время года должна поддерживаться не ниже 10°С, а в помещении дробильных устройств - не ниже 15°С.

Температура воздуха в надземных частях разгрузочных устройств (за исключением здания вагоноопрокидывателя и других устройств с непрерывным движением вагонов) должна поддерживаться не ниже 5°С.

На конвейерах подачи топлива на склад, где отсутствуют отопительные устройства, должна применяться морозостойкая лента.

4.1.17. Все виды угля и сланца должны подвергаться дроблению на куски размером до 25 мм. При этом остаток на сите 25 мм не должен превышать 5%.

Проектом могут быть предусмотрены другие показатели крупности дробления.

Для обеспечения требуемого качества дробления зазоры между валками валковых дробилок, между молотками и отбойной плитой, колосниками и брусом молотковых дробилок должны периодически в соответствии с местной инструкцией контролироваться и регулироваться.

4.1.18. Перед подачей топлива в дробилки и мельницы должно быть осуществлено механизированное удаление из него металла, щепы и корней. На работающем конвейере металлоуловители и щепоуловители должны быть постоянно включены и сблокированы с ним.

Эксплуатация тракта топливоподачи при неработающей системе металлоулавливания на энергообъектах, имеющих системы пылеприготовления с мелющими вентиляторами, среднеходными и молотковыми мельницами, запрещается.

Система механизированного удаления уловленных посторонних предметов должна быть в постоянной эксплуатации.

4.1.19. При эксплуатации должен быть обеспечен равномерный по ширине поток топлива, поступающего на конвейеры, грохоты, дробилки, щепо- и корнеуловители. Должны приниматься меры, исключающие замазывание влажным топливом грохотов, дробилок (обогрев, вибрирование, отсев мелочи).

4.1.20. Устройства, устраняющие зависание топлива в бункерах и течках (устройства обогрева стенок, пневмо- и парообрушители, вибраторы и др.), должны быть в действии или в состоянии готовности к действию.

4.1.21. Уплотнения узлов пересыпки, дробилок и других механизмов тракта топливоподачи, устройства для очистки лент и барабанов конвейеров, рабочие элементы плужковых сбрасывателей, а также аспирационные устройства и средства пылеподавления (пневмо-, гидро- и пенообеспыливания) должны быть в исправном состоянии и периодически, не реже 1 раза в неделю, проверяться. При необходимости должна быть произведена регулировка или замена уплотнений, форсунок устройств пневмо-, гидро- и пенообеспыливания.

4.1.22. Отбор и обработка проб топлива, поступающего в котельную, должны осуществляться с применением автоматических пробоотборников и проборазделочных машин.

Испытания установок по отбору и обработке проб топлива должны проводиться в каждом случае при внесении принципиальных изменений в конструкцию оборудования. Кроме того, не реже 1 раза в год должна проверяться масса высекаемых порций угля.

4.1.23. На конструкциях здания внутри помещения и на оборудовании системы топливоподачи не должно допускаться скопление пыли. Механизмы топливоподачи должны быть тщательно уплотнены и оборудованы устройствами, обеспечивающими чистоту воздуха в помещении в соответствии с санитарными нормами. Запыленность и в необходимых случаях загазованность воздуха (содержание СО) в помещениях системы топливоподачи должны контролироваться по графику, утвержденному техническим руководителем.

При работе аспирационных устройств должна быть обеспечена в соответствии с нормами очистка удаляемого воздуха от пыли.

Уборка помещений и оборудования производится по утвержденному графику и должна быть механизированной (смывом водой или пылесосом).

Производить гидроуборку при температуре в помещениях ниже 5°С, а также при нарушенной

герметической заделке облицовки и швов внутренних помещений не допускается.

4.1.24. При соединении и ремонте конвейерных лент применение металлических деталей не допускается.

Жидкое топливо

4.1.25. Эксплуатация хозяйства жидкого топлива должна быть организована в соответствии с действующими нормативными документами.

При эксплуатации хозяйства жидкого топлива должна обеспечиваться бесперебойная подача подогретого и профильтрованного топлива в количестве, соответствующем нагрузке котлов и ГТУ, с давлением и вязкостью, необходимыми для нормальной работы форсунок.

4.1.26. На трубопроводы жидкого топлива и их паровые спутники должны быть составлены паспорта установленной формы.

4.1.27. Мазут из сливных лотков после окончания слива цистерн должен быть спущен полностью, и лотки в местах, где отсутствуют перекрытия, закрыты крышками (решетками). Лотки, гидрозатворы, шандоры и фильтры, установленные перед приемными емкостями, должны очищаться по мере необходимости.

4.1.28. На мазутном хозяйстве должны быть следующие параметры пара: давление 8-13 кгс/см2 (0,8-1,3 МПа), температура 200-250°С.

4.1.29. При сливе мазута "открытым паром" общий расход пара из разогревающих устройств на цистерну вместимостью 50-60 м3 должен быть не более 900 кг/ч.

4.1.30. На мазутосливе (в цистернах, лотках и приемных емкостях) мазут должен подогреваться до температуры, обеспечивающей нормальную работу перекачивающих насосов.

Температура мазута в приемных емкостях и резервуарах не должна быть выше 90°С.

4.1.31. Тепловая изоляция оборудования (резервуаров, трубопроводов и др.) должна быть в исправности.

4.1.32. Железобетонные и металлические резервуары должны подвергаться наружному и внутреннему обследованию для выявления коррозионного износа и нарушения герметичности резервуаров не реже 1 раза в 5 лет. При необходимости они должны очищаться от донных отложений.

4.1.33. На все приемные емкости и резервуары для хранения жидкого топлива должны быть составлены градуировочные таблицы, которые утверждаются техническим руководителем энергообъекта.

4.1.34. По утвержденному графику должны проводиться: наружный осмотр мазутопроводов и арматуры - не реже 1 раза в год, а в пределах котельного отделения - 1 раз в квартал и выборочная ревизия арматуры - не реже 1 раза в 4 года.

4.1.35. Вязкость мазута, подаваемого в котельную, не должна превышать: для механических и паромеханических форсунок - 2,5°ВУ (16 мм2/с), для паровых и ротационных форсунок - 6°ВУ (44 мм2/с).

4.1.36. Фильтры топлива должны очищаться (паровой продувкой, вручную или химическим способом) при повышении их сопротивления на 50% по сравнению с начальным (в чистом состоянии) при расчетной нагрузке.

Обжиг фильтрующей сетки при очистке не допускается.

Мазутоподогреватели должны очищаться при снижении их тепловой мощности на 30% номинальной.

4.1.37. Резервные насосы, подогреватели и фильтры должны быть исправными и в постоянной готовности к пуску.

Проверка включения и плановый переход с работающего насоса на резервный должны производиться по графику, но не реже 1 раза в месяц. Проверка срабатывания устройств АВР должна производиться не реже 1 раза в квартал по программе и графику, утвержденным

техническим руководителем.

4.1.38. При выводе в ремонт топливопроводов или оборудования они должны быть надежно отключены от работающего оборудования, сдренированы и при необходимости производства внутренних работ пропарены.

На отключенных участках топливопроводов паровые или другие спутники должны быть отключены.

4.1.39. Перед включением резервуара с мазутом в работу после длительного хранения в нем топлива из придонного слоя (до 0,5 м) должна быть отобрана проба мазута для анализа на влажность и приняты меры, предотвращающие попадание отстоявшейся воды и мазута большой обводненности в котельную.

4.1.40. По утвержденному графику, но не реже 1 раза в неделю, должно проверяться действие сигнализации предельного повышения и понижения температуры и понижения давления топлива, подаваемого в котельную на сжигание, правильность показаний выведенных на щит управления дистанционных уровнемеров и приборов для измерения температуры топлива в резервуарах и приемных емкостях.

4.1.41. Прием, хранение и подготовка к сжиганию других видов жидкого топлива должны осуществляться в установленном порядке.

Особенности приема, хранения и подготовки к сжиганию жидкого топлива газотурбинных установок

4.1.42. При сливе, хранении и подаче на сжигание жидкого топлива не должно быть допущено его обводнения. При необходимости пропарки цистерн после слива обводненные продукты пропарки должны быть поданы в специальные емкости мазутосклада.

4.1.43. Слив топлива должен быть организован закрытым способом. Сливные устройства, их антикоррозионные покрытия, паровые спутники, арматура и т.д. должны быть в исправном состоянии, чтобы не допускать загрязнения топлива и его застывания.

Минимальная и максимальная температура жидкого топлива в резервуарах должна быть указана в местных инструкциях.

4.1.44. Топливо из резервуаров для подачи в ГТУ должно отбираться плавающим заборным устройством с верхних слоев.

4.1.45. Пробы топлива из придонных слоев резервуаров должны отбираться при инвентаризации и перед включением резервуара в работу. При обнаружении обводненности в придонном слое более 0,5% должны быть приняты меры к предотвращению попадания обводненного топлива на сжигание. При высоте обводненного слоя выше уровня "мертвого" остатка увлажненный слой должен быть сдренирован в специальные емкости мазутосклада.

4.1.46. Внутренний осмотр резервуаров с циркуляционным способом разогрева должен производиться не реже 1 раза в 5 лет, резервуаров с паровым обогревом - ежегодно с обязательными гидравлическими испытаниями плотности внутрирезервуарных подогревателей и устранением повреждений антикоррозионного покрытия. Резервуары по мере необходимости должны очищаться от донных отложений.

4.1.47. После монтажа или ремонта трубопроводы жидкого топлива должны продуваться паром или сжатым воздухом и подвергаться химической промывке и пассивации с последующей промывкой газотурбинным топливом в количестве, соответствующем трехкратной вместимости системы.

4.1.48. Вязкость подаваемого на ГТУ топлива должна быть не более: при применении механических форсунок - 2°ВУ (12 мм2/с), при использовании воздушных (паровых) форсунок - 3°ВУ (20 мм2/с).

4.1.49. Жидкое топливо должно быть очищено от механических примесей в соответствии с требованиями заводов - изготовителей ГТУ.

В местных инструкциях должно быть указано допустимое значение перепада давления на входе в фильтры и выходе из них, при котором они должны выводиться на очистку.

4.1.50. Периодичность контроля качества топлива и присадки при хранении и подаче топлива на сжигание, места отбора проб и определяемые показатели качества должны быть установлены местной инструкцией.

4.1.51. При сжигании в ГТУ жидких топлив, содержащих коррозионно-агрессивные элементы (ванадий, щелочные металлы и др.) в количестве, большем, чем допускается действующими государственными стандартами и техническими условиями, топливо должно быть обработано на электростанции в соответствии с местными инструкциями (промывка от солей натрия и калия или добавление антикоррозионной присадки).

Газообразное топливо

4.1.52. При эксплуатации газового хозяйства должны быть обеспечены:

бесперебойная подача к топочным горелкам газа требуемого давления, очищенного от посторонних примесей и конденсата, в количестве, соответствующем нагрузке котлов;

контроль количества и качества поступающего газа;

безопасная работа оборудования, а также безопасное проведение его технического обслуживания и ремонта;

своевременное и качественное техническое обслуживание и ремонт оборудования;

надзор за техническим состоянием оборудования и его безопасной эксплуатацией.

4.1.53. Эксплуатация газового хозяйства энергообъектов должна быть организована в соответствии с положениями действующих правил.

4.1.54. На каждый газопровод и оборудование ГРП должны быть составлены паспорта, содержащие основные данные, характеризующие газопровод, помещение ГРП, оборудование и КИП, а также сведения о выполняемом ремонте.

4.1.55. На энергообъекте должны быть составлены и утверждены техническим руководителем перечень газоопасных работ и инструкция, определяющая порядок подготовки и безопасность их проведения применительно к конкретным производственным условиям. Газоопасные работы должны выполняться по наряду. Лица, имеющие право выдачи нарядов на газоопасные работы, должны быть назначены приказом по энергообъекту. Перечень газоопасных работ должен не реже 1 раза в год пересматриваться и переутверждаться.

Особо опасные работы (ввод в эксплуатацию, пуск газа, присоединение газопроводов, ремонт газопроводов и оборудования "под газом", работы в ГРП с применением сварки и газовой резки) должны производиться по наряду и специальному плану, утвержденному техническим руководителем энергообъекта.

В плане работ должны быть указаны строгая последовательность проведения работ, расстановка людей, потребность в механизмах и приспособлениях; мероприятия, обеспечивающие максимальную безопасность данных работ.

4.1.56. Не допускаются колебания давления газа на выходе из ГРП, превышающие 10% рабочего. Неисправности регуляторов, вызывающие повышение или понижение рабочего давления, неполадки в работе предохранительных клапанов, а также утечки газа должны устраняться в аварийном порядке.

4.1.57. Подача газа в котельную по обводному газопроводу (байпасу), не имеющему автоматического регулирующего клапана, не допускается.

4.1.58. Проверка срабатывания устройств защиты, блокировок и сигнализации должна производиться в сроки, предусмотренные действующими нормативными документами, но не реже 1 раза в 6 месяцев.

4.1.59. Газопроводы при заполнении газом должны быть продуты до вытеснения всего воздуха. Окончание продувки должно определяться анализом отбираемых проб, при этом содержание кислорода в газе не должно превышать 1%, или сгоранием газа, которое должно происходить

спокойно, без хлопков.

Выпуск газовоздушной смеси при продувках газопроводов должен осуществляться в места, где исключена возможность попадания ее в здания, а также воспламенения от какого-либо источника огня.

Газопроводы при освобождении от газа должны продуваться воздухом или инертным газом до полного вытеснения газа. Окончание продувки определяется анализом. Остаточная объемная доля газа в продувочном воздухе не должна превышать 20% нижнего предела воспламенения газа.

4.1.60. По утвержденному графику должен проводиться обход трассы подземных газопроводов, находящихся на территории электростанции. При этом должны проверяться на загазованность колодцы газопровода, а также расположенные на расстоянии 15 м в обе стороны от газопровода другие колодцы (телефонные, водопроводные, теплофикационные, канализационные), коллекторы, подвалы зданий и другие помещения, в которых возможно скопление газа.

Для обслуживания подземных газопроводов должны быть составлены и выданы на руки обходчикам маршрутные карты с присвоенными им номерами. В каждой из них должны быть указаны схема трассы газопроводов и ее длина, а также колодцы подземных коммуникаций и подвалы зданий, расположенные на расстоянии до 15 м в обе стороны от газопроводов.

4.1.61. Наличие газа в подвалах, коллекторах, шахтах, колодцах и других подземных сооружениях должно проверяться газоанализатором во взрывозащищенном исполнении.

Анализ проб воздуха в подвалах зданий может производиться непосредственно в подвале газоанализаторами взрывозащищенного исполнения, а при отсутствии их - путем отбора пробы воздуха из подвала и анализа ее вне здания.

При отборе проб воздуха из коллекторов, шахт, колодцев и других подземных сооружений спускаться в них не допускается.

При нахождении в подвале, а также у колодцев, шахт, коллекторов и других подземных сооружений курить и пользоваться открытым огнем не допускается.

4.1.62. При обнаружении загазованности на трассе должны быть приняты меры к дополнительной проверке газоанализатором и проветриванию загазованных подвалов, первых этажей зданий, колодцев камер, находящихся в радиусе 50 м от обнаруженного места утечки. При обнаружении загазованности подвалов дополнительно должны быть предупреждены люди, находящиеся в здании, о недопустимости курения, пользования открытым огнем и электроприборами.

Одновременно должны быть приняты неотложные меры к выявлению и устранению утечек газа.

4.1.63. Проверка плотности соединений газопроводов, отыскание мест утечек газа на газопроводах, в колодцах и помещениях должны выполняться с использованием мыльной эмульсии.

Применение огня для обнаружения утечек газа не допускается.

Все обнаруженные на действующих газопроводах неплотности и неисправности должны немедленно устраняться.

4.1.64. Сброс удаленной из газопровода жидкости в канализацию не допускается.

4.1.65. Подача и сжигание на энергообъектах доменного и коксового газов должны быть организованы в соответствии с положениями действующих правил.

4.1.66. Особенности эксплуатации при подаче и сжигании газогенераторного и сбросно-технологического влажного и сернистого (содержащего меркаптаны или сероводород) природного газа должны определяться проектом и местной инструкцией.

4.2. Пылеприготовление

4.2.1. При эксплуатации пылеприготовительных установок должна быть обеспечена бесперебойная подача к горелкам котла угольной пыли требуемой тонкости и влажности в количестве, соответствующем нагрузке котла.

Все исправные системы пылеприготовления с прямым вдуванием при нагрузке котла 100-60%

номинальной, как правило, должны быть в работе. Режим работы систем пылеприготовления должен быть организован в соответствии с режимной картой, разработанной на основе заводских характеристик и испытаний пылеприготовительного и топочного оборудования.

4.2.2. Тепловая изоляция трубопроводов и оборудования должна поддерживаться в исправном состоянии.

4.2.3. Перед пуском вновь смонтированной или реконструированной пылеприготовительной установки, а также после ремонта или длительного нахождения в резерве (более 3 сут.) все ее оборудование должно быть осмотрено, проверена исправность КИП, устройств дистанционного управления, защиты, сигнализации, блокировок и автоматики.

Пуск и эксплуатация установок с неисправными системами сигнализации, защит и блокировок не допускается.

4.2.4. Перед пуском вновь смонтированной или реконструированной установки независимо от вида размалываемого топлива в целях выявления возможных мест отложений пыли и их устранения должен быть проведен внутренний осмотр установки с вскрытием всех люков и лазов.

Открытие люков и лазов, а также внутренний осмотр установки должны выполняться с соблюдением всех мер безопасности, предусматриваемых местной инструкцией.

Контрольный внутренний осмотр установки с составлением акта должен быть проведен не позднее чем через 200 ч работы системы пылеприготовления специальной комиссией, назначаемой руководителем энергообъекта.

4.2.5. Для предупреждения конденсации влаги и налипания пыли на элементах оборудования перед пуском должен быть обеспечен прогрев систем пылеприготовления, режим которого должен быть установлен местной инструкцией.

4.2.6. На пылеприготовительных установках должны быть включены и находиться в исправном состоянии измерительные приборы, регуляторы, устройства сигнализации, защиты и блокировок. Приборы, используемые при измерении температуры в системах контроля, автоматики, защиты, сигнализации, должны быть малоинерционными или средней инерционности с временем запаздывания не более 20 с.

4.2.7. При эксплуатации пылеприготовительных установок должен быть организован контроль за следующими процессами, показателями и оборудованием:

бесперебойным поступлением топлива в мельницы;

уровнями в бункерах сырого угля и пыли для предотвращения снижения или увеличения уровня по сравнению с предельными значениями, указанными в местной инструкции;

температурой сушильного агента и пылегазовоздушной смеси на выходе из подсушивающих и размольных установок для предотвращения ее повышения сверх значений, указанных в таблице 4.1;

протоком масла через подшипники с жидкой принудительной смазкой мельниц и их электродвигателей;

Таблица 4.1

Температура пылегазовоздушной смеси, °С

Топливо	Установка с прямым вдуванием, за сепаратором при сушке				Установка с пылевым бункером при сушке	
	воздухом	дымовыми газами				
	системы с молотко-выми мельница-ми	системы со среднеход-ными мельницами	системы с молотко-выми мельница-ми	системы с мельница-ми-венти-ляторами	возду-хом*	дымовы-ми газами **
Экибастузский уголь	210	150	-	-	130	150

Тощий уголь	180	150	-	-	130	150
Кузнецкие каменные угли марок ОС и СС	130	130	180	-	80	130
Другие каменные угли	130	130	180	-	70	130
Фрезерный торф	80	-	150	150	-	-
Канско-ачинские, азейские, райчихинские, башкирский бурые угли	80	-	180	220	70	120
Другие бурые угли	100	-	180	220	70	120
Сланцы	100	-	180	-	-	-
Лигниты	-	-	-	220	-	-
Антрацитовый штыб	Не нормируется					

* При сушке воздухом - температура смеси за мельницей.

** При сушке дымовыми газами при работе мельниц ШБМ - температура смеси за мельницей, при других типах мельниц - за сепаратором.

уровнем вибрации блоков подшипников;

температурой масла в блоке подшипников;

температурой пыли в бункере для предотвращения во всех режимах работы установки повышения ее сверх значений, указанных в таблице 4.1;

исправностью предохранительных клапанов;

состоянием изоляции и плотностью всех элементов установки (выбивание пыли должно быть немедленно устранено);

током электродвигателей оборудования пылеприготовительной установки;

давлением сушильного агента перед подсушивающим устройством или мельницей, перед и за мельничным вентилятором и мельницей-вентилятором;

сопротивлением шаровых барабанных и среднеходных мельниц;

содержанием кислорода в сушильном агенте в конце установки при сушке дымовыми газами (в местах, предусмотренных положениями действующих правил);

расходом сушильного агента на системах пылеприготовления с прямым вдуванием с молотковыми и среднеходными мельницами;

тонкостью пыли, кроме установок с прямым вдуванием.

4.2.8. После пуска новых пылеприготовительных установок или их реконструкции, а также после капитального ремонта должны производиться отбор проб пыли и другие измерения для составления новой или корректировки действующей режимной карты.

4.2.9. Контроль за тонкостью пыли при эксплуатации пылеприготовительных установок с пылевым бункером должен осуществляться по пробам пыли из-под циклона с частотой отбора, устанавливаемой местной инструкцией.

В установках с прямым вдуванием тонкость пыли должна контролироваться косвенным путем по количеству сушильного агента, поступающего на мельницу, и по положению регулирующих органов сепаратора.

4.2.10. Контроль и устранение присосов воздуха в пылеприготовительных установках должны быть организованы по графику, утвержденному техническим руководителем энергообъекта, но не реже 1 раза в месяц, а также после капитального или среднего ремонта.

Присосы воздуха в пылеприготовительной установке должны быть не выше значений, приведенных в таблице 4.2 и выраженных в процентах от расхода сухого сушильного агента на входе в установку без учета испаренной влаги топлива.

Таблица 4.2

Присосы воздуха в системы пылеприготовления, %

Расход сушильного агента, тыс. м3/ч	Системы пылеприготовления с бункером пыли при сушке				Системы пылеприго-товления прямого вдувания с мельницами-вентилято-рами при газовоздуш-ной сушке
	воздушной и газовоздушной в случае установки перед мельницами дымососов рециркуляции	газовоздушной с забором газов из газоходов за мельницами-вентилятором			
	с ШБМ	с мельницами других типов	с ШБМ	с мельницами других типов	
До 50	30	25	40	35	40
51-100	25	20	35	30	35
101-150	22	17	32	27	30
Свыше 150	20	15	30	25	25

В системах с прямым вдуванием пыли при воздушной сушке значения присосов не определяются, а плотность установки должна проверяться путем ее опрессовки.

4.2.11. В разомкнутых пылеприготовительных (сушильных) установках по графику, утвержденному техническим руководителем энергообъекта, должно контролироваться состояние устройств для очистки отработавшего сушильного вентилирующего агента, аэродинамические сопротивления циклонов, фильтров, скрубберов.

Не реже 2 раз в год, а также после капитального ремонта или реконструкции должна проверяться эффективность очистки от пыли отработавшего сушильного агента.

4.2.12. Для предупреждения слеживания пыли в бункерах она должна периодически срабатываться до минимального уровня. Периодичность срабатывания должна быть установлена местной инструкцией. В зависимости от способности пыли к слеживанию и самовозгоранию должен быть установлен предельный срок ее хранения в бункерах.

При каждом останове систем пылеприготовления на срок, превышающий предельный срок хранения пыли в бункерах, при переходе электростанции на длительное сжигание газа или мазута, а также перед капитальным ремонтом котла пыль должна быть полностью сработана в топку работающего котла, бункера осмотрены и очищены.

Подавать пыль в топку неработающего котла не допускается.

Шнеки и другие устройства для транспортирования пыли перед остановом должны быть освобождены от находящейся в них пыли путем спуска ее в бункера.

4.2.13. Бункера сырого топлива, склонного к зависанию и самовозгоранию, должны периодически, но не реже 1 раза в 10 сут., срабатываться до минимально допустимого уровня.

При переходе на длительное сжигание газа и мазута бункера котла должны быть полностью опорожнены.

4.2.14. Для поддержания установленной шаровой загрузки барабанных мельниц в них должна быть организована регулярная добавка шаров диаметром 40 мм, прошедших термическую обработку, с твердостью не ниже 400 НВ.

Периодичность добавки шаров должна быть такой, чтобы фактическая шаровая загрузка снижалась не более чем на 5% оптимальной.

Во время ремонта при сортировке шары диаметром менее 15 мм должны быть удалены.

4.2.15. Систематически по графику должны осматриваться изнашивающиеся элементы пылеприготовительных установок (била, билодержатели, броня, рабочие колеса, валки, уплотнения и т.п.) и при необходимости заменяться или ремонтироваться. Должны также поддерживаться в исправности защитные устройства, устанавливаемые на быстроизнашивающихся участках (коленах пылепроводов, течках сепараторов и др.).

4.2.16. Сварочные работы в помещениях пылеприготовительных установок допускаются только на тяжелых и громоздких деталях неработающих установок после освобождения их от пыли при соблюдении мер, предусмотренных положениями действующих нормативных документов.

4.2.17. В помещениях пылеприготовительных установок должна соблюдаться чистота, регулярно производиться тщательная уборка, удаление пыли со стен, подоконников, перекрытий, лестниц, поверхностей оборудования и с других мест отложения пыли. При обнаружении пылений необходимо принимать меры к их немедленному устранению. Особое внимание должно обращаться на предотвращение накапливания пыли на горячих поверхностях оборудования. Уборка помещений должна быть механизированной, без взвихривания пыли. При необходимости ручной уборки пыли ее разрешается выполнять лишь после предварительного увлажнения пыли водой путем разбрызгивания.

Сметать или тушить тлеющий очаг в помещении или внутри оборудования струей воды, огнетушителем либо другим способом, могущим вызвать взвихривание пыли не допускается.

4.3. Паровые и водогрейные котельные установки

4.3.1. При эксплуатации котлов должны быть обеспечены:

надежность и безопасность работы всего основного и вспомогательного оборудования;

возможность достижения номинальной паропроизводительности котлов, параметров и качества пара и воды;

экономичный режим работы, установленный на основе испытаний и заводских инструкций;

регулировочный диапазон нагрузок, определенный для каждого типа котла и вида сжигаемого топлива;

изменение паропроизводительности котлов в пределах регулировочного диапазона под воздействием устройств автоматики;

минимально допустимые нагрузки;

допустимые выбросы вредных веществ в атмосферу.

4.3.2. Вновь вводимые в эксплуатацию котлы давлением 100 кгс/см2 (9,8 МПа)*(1) и выше должны после монтажа подвергаться химической очистке совместно с основными трубопроводами и другими элементами водопарового тракта. Котлы давлением ниже 100 кгс/см2 (9,8 МПа) и водогрейные котлы перед вводом в эксплуатацию должны подвергаться щелочению.

Непосредственно после химической очистки и щелочения должны быть приняты меры к защите очищенных поверхностей от стояночной коррозии.

4.3.3. Перед пуском котла после среднего или капитального ремонта должны быть проверены исправность и готовность к включению основного и вспомогательного оборудования, КИП, средств дистанционного и автоматического управления, устройств технологической защиты, блокировок, средств информации и оперативной связи. Выявленные при этом неисправности должны быть устранены до пуска.

Перед пуском котла после нахождения его в резерве более 3 сут. должны быть проверены: работоспособность оборудования, КИП, средств дистанционного и автоматического управления, устройств технологической защиты, блокировок, средств информации и связи; прохождение команд технологических защит на все исполнительные устройства; исправность и готовность к включению тех устройств и оборудования, на которых за время простоя производились ремонтные работы. Выявленные при этом неисправности должны быть устранены до пуска.

При неисправности защитных блокировок и устройств защиты, действующих на останов котла, пуск его не допускается.

4.3.4. Пуск котла должен быть организован под руководством начальника смены или старшего машиниста, а после капитального или среднего ремонта - под руководством начальника цеха или его заместителя.

4.3.5. Перед растопкой барабанный котел должен быть заполнен деаэрированной питательной водой.

Прямоточный котел должен быть заполнен питательной водой, качество которой должно соответствовать инструкции по эксплуатации в зависимости от схемы обработки питательной воды.

4.3.6. Заполнение неостывшего барабанного котла разрешается при температуре металла верха опорожненного барабана не выше 160°С.

Если температура металла верха барабана превышает 140°С, заполнение его водой для гидроопрессовки не допускается.

4.3.7. Заполнение водой прямоточного котла, удаление из него воздуха, а также операции при промывке от загрязнений должны производиться на участке до встроенных в тракт котла задвижек при сепараторном режиме растопки или по всему тракту при прямоточном режиме растопки.

Растопочный расход воды должен быть равен 30% номинального. Другое значение растопочного расхода может быть определено лишь инструкцией завода-изготовителя или инструкцией по эксплуатации, скорректированной на основе результатов испытаний.

4.3.8. Расход сетевой воды перед растопкой водогрейного котла должен быть установлен и поддерживаться в дальнейшей работе не ниже минимально допустимого, определяемого заводом-изготовителем для каждого типа котла.

4.3.9. При растопке прямоточных котлов блочных установок давление перед встроенными в тракт котла задвижками должно поддерживаться на уровне 120-130 кгс/см2 (12-13 МПа) для котлов с рабочим давлением 140 кгс/см2 (13,8 МПа) и 240-250 кгс/см2 (24-25 МПа) для котлов на сверхкритическое давление.

Изменение этих значений или растопка на скользящем давлении допускается по согласованию с заводом-изготовителем на основе специальных испытаний.

4.3.10. Перед растопкой и после останова котла топка и газоходы, включая рециркуляционные, должны быть провентилированы дымососами, дутьевыми вентиляторами и дымососами рециркуляции при открытых шиберах газовоздушного тракта не менее 10 мин. с расходом воздуха не менее 25% номинального.

Вентиляция котлов, работающих под наддувом, водогрейных котлов при отсутствии дымососов должна осуществляться дутьевыми вентиляторами и дымососами рециркуляции.

Перед растопкой котлов из неостывшего состояния при сохранившемся избыточном давлении в пароводяном тракте вентиляция должна начинаться не ранее чем за 15 мин. до розжига горелок.

4.3.11. Перед растопкой котла на газе должна быть произведена контрольная опрессовка газопроводов котла воздухом и проверена герметичность закрытия запорной арматуры перед горелками газом в соответствии с действующими инструкциями.

4.3.12. При растопке котлов должны быть включены дымосос и дутьевой вентилятор, а котлов, работа которых рассчитана без дымососов, - дутьевой вентилятор.

4.3.13. С момента начала растопки котла должен быть организован контроль за уровнем воды в барабане.

Продувка верхних водоуказательных приборов должна выполняться:

для котлов давлением 40 кгс/см2 (3,9 МПа) и ниже - при избыточном давлении в котле около 1 кгс/см2 (0,1 МПа) и перед включением в главный паропровод;

для котлов давлением более 40 кгс/см2 (3,9 МПа) - при избыточном давлении в котле 3 кгс/см2 (0,3 МПа) и при давлении 15-30 кгс/см2 (1,5-3 МПа).

Сниженные указатели уровня воды должны быть сверены с водоуказательными приборами в процессе растопки (с учетом поправок).

4.3.14. Растопка котла из различных тепловых состояний должна выполняться в соответствии с графиками пуска, составленными на основе инструкции завода-изготовителя и результатов испытаний пусковых режимов.

4.3.15. В процессе растопки котла из холодного состояния после капитального и среднего ремонта, но не реже 1 раза в год должно проверяться по реперам тепловое перемещение экранов, барабанов и коллекторов.

4.3.16. Если до пуска котла на нем производились работы, связанные с разборкой фланцевых соединений и лючков, то при избыточном давлении 3-5 кгс/см2 (0,3-0,5 МПа) должны быть подтянуты болтовые соединения.

Подтяжка болтовых соединений при большем давлении не допускается.

4.3.17. При растопках и остановах котлов давлением выше 100 кгс/см2 (9,8 МПа) должен быть организован контроль за температурным режимом барабана. Скорость прогрева и охлаждения нижней образующей барабана и перепад температур между верхней и нижней образующими барабана не должны превышать допустимых значений:

Скорость прогрева при растопке котла, °С/10 мин 30

Скорость охлаждения при останове котла, °С/10 мин 20

Перепад температур при растопке котла, °С 60

Перепад температур при останове котла, °С 80

4.3.18. Включение котла в общий паропровод должно производиться после дренирования и прогрева соединительного паропровода. Давление пара за котлом при включении должно быть равно давлению в общем паропроводе.

4.3.19. Переход на сжигание твердого топлива (начало подачи в топку пыли) на котлах, работающих на топливах с выходом летучих менее 15%, разрешается при тепловой нагрузке топки на растопочном топливе не ниже 30% номинальной. При работе на топливах с выходом летучих более 15% разрешается подача пыли при меньшей тепловой нагрузке, которая должна быть установлена местной инструкцией исходя из обеспечения устойчивого воспламенения пыли.

При пуске котла после кратковременного простоя (до 30 мин) разрешается переход на сжигание твердого топлива с выходом летучих менее 15% при тепловой нагрузке топки не ниже 15% номинальной.

4.3.20. Режим работы котла должен строго соответствовать режимной карте, составленной на основе испытания оборудования и инструкции по эксплуатации. В случае реконструкции котла и изменения марки и качества топлива режимная карта должна быть скорректирована.

4.3.21. При работе котла должны соблюдаться тепловые режимы, обеспечивающие поддержание допустимых температур пара в каждой ступени и каждом потоке первичного и промежуточного пароперегревателей.

4.3.22. При работе котла верхний предельный уровень воды в барабане должен быть не выше, а нижний предельный уровень не ниже уровней, устанавливаемых на основе данных завода-изготовителя и испытаний оборудования.

4.3.23. Поверхности нагрева котельных установок с газовой стороны должны содержаться в эксплуатационно чистом состоянии путем поддержания оптимальных режимов и применения механизированных систем комплексной очистки (паровые, воздушные или водяные аппараты, устройства импульсной очистки, виброочистки, дробеочистки и др.). Предназначенные для этого устройства, а также средства дистанционного и автоматического управления ими должны быть в

постоянной готовности к действию.

Периодичность очистки поверхностей нагрева должна быть регламентирована графиком или местной инструкцией.

4.3.24. При эксплуатации котлов, как правило, должны быть включены все работающие тягодутьевые машины. Длительная работа при отключении части тягодутьевых машин допускается при условии обеспечения равномерного газовоздушного и теплового режима по сторонам котла. При этом должна быть обеспечена равномерность распределения воздуха между горелками и исключен переток воздуха (газа) через остановленный вентилятор (дымосос).

4.3.25. На паровых котлах, сжигающих в качестве основного топлива мазут с содержанием серы более 0,5%, в регулировочном диапазоне нагрузок его сжигание должно осуществляться, как правило, при коэффициентах избытка воздуха на выходе из топки менее 1,03. При этом обязательно выполнение установленного комплекса мероприятий по переводу котлов на этот режим (подготовка топлива, применение соответствующих конструкций горелочных устройств и форсунок, уплотнение топки, оснащение котла дополнительными приборами контроля и средствами автоматизации процесса горения).

4.3.26. Мазутные форсунки перед установкой на место должны быть испытаны на водяном стенде в целях проверки их производительности, качества распыливания и угла раскрытия факела. Разница в номинальной производительности отдельных форсунок в комплекте, устанавливаемом на мазутный котел, должна быть не более 1,5%. Каждый котел должен быть обеспечен запасным комплектом форсунок.

Применение нетарированных форсунок не допускается.

4.3.27. Работа мазутных форсунок, в том числе растопочных, без организованного подвода к ним воздуха не допускается.

При эксплуатации форсунок и паромазутопроводов котельной должны быть выполнены условия, исключающие попадание мазута в паропровод.

4.3.28. При эксплуатации котлов температура воздуха, °С, поступающего в воздухоподогреватель, должна быть не ниже следующих значений:

Вид топлива	Воздухоподогреватель	
	трубчатый	регенератив-ный
Бурые угли (S_пр <= 0,4%), торф, сланцы	50	30
Канско-ачинские бурые угли	65	-
Каменный уголь (S_пр <= 0,4%), антрациты	30	30
Экибастузский уголь (S_пр <= 0,4%)	75	55
Бурый уголь (S_пр > 0,4%)	80	60
Подмосковный бурый уголь (S_пр > 0,4%)	140	-
Каменный уголь (S_пр > 0,4%)	60	50
Мазут с содержанием серы более 0,5%	110	70
Мазут с содержанием серы 0,5% и менее	90	50

Температура предварительного подогрева воздуха при сжигании сернистого мазута должна быть выбрана такой, чтобы температура уходящих газов в регулировочном диапазоне нагрузок котла была не ниже 150°С.

В случае сжигания мазута с предельно малыми коэффициентами избытка воздуха на выходе из топки (менее 1,03) или применения эффективных антикоррозионных средств (присадок, материалов, покрытий) температура воздуха перед воздухоподогревателями может быть снижена по сравнению с указанными значениями и установлена на основании опыта эксплуатации.

Растопка котла на сернистом мазуте должна производиться с предварительно включенной системой подогрева воздуха (калориферы, система рециркуляции горячего воздуха). Температура воздуха перед воздухоподогревателем в начальный период растопки на мазутном котле должна быть, как правило, не ниже 90°С.

4.3.29. Все котлы, сжигающие твердое топливо в пылевидном состоянии с потерями тепла от механической неполноты сгорания, превышающими 0,5%, должны быть оборудованы постоянно действующими установками для отбора проб летучей золы в целях контроля за указанными потерями. Периодичность отбора проб уноса должна быть установлена местной инструкцией, но не реже 1 раза в смену при сжигании АШ и тощих углей и не реже 1 раза в сутки при других топливах.

4.3.30. Обмуровка котлов должна быть в исправном состоянии. При температуре окружающего воздуха 25°С температура на поверхности обмуровки должна быть не более 45°С.

4.3.31. Топка и весь газовый тракт котлов должны быть плотными. Присосы воздуха в топку и в газовый тракт до выхода из пароперегревателя для паровых газомазутных котлов паропроизводительностью до 420 т/ч должны быть не более 5, для котлов паропроизводительностью выше 420 т/ч - 3%, для пылеугольных котлов - соответственно 8 и 5%.

Топки и газоходы с цельносварными экранами должны быть бесприсосными.

Присосы в газовый тракт на участке от входа в экономайзер (для пылеугольных водогрейных котлов - от входа в воздухоподогреватель) до выхода из дымососа должны быть (без учета золоулавливающих установок) при трубчатом воздухоподогревателе не более 10, при регенеративном - не более 25%.

Присосы в топку и газовый тракт водогрейных газомазутных котлов должны быть не более 5, пылеугольных (без учета золоулавливающих установок) - не более 10%.

Присосы воздуха в электрофильтры должны быть не более 10, в золоулавливающие установки других типов - не более 5%.

Нормы присосов даны в процентах теоретически необходимого количества воздуха для номинальной нагрузки котлов.

4.3.32. Плотность ограждающих поверхностей котла и газоходов должна контролироваться путем осмотра и определения присосов воздуха 1 раз в месяц. Присосы в топку должны определяться не реже 1 раза в год, а также до и после среднего и капитального ремонта. Неплотности топки и газоходов котла должны быть устранены.

4.3.33. Эксплуатационные испытания котла для составления режимной карты и корректировки инструкции по эксплуатации должны проводиться при вводе его в эксплуатацию, после внесения конструктивных изменений, при переходе на другой вид или марку топлива, а также для выяснения причин отклонения параметров от заданных.

Котлы должны быть оборудованы необходимыми приспособлениями для проведения эксплуатационных испытаний.

4.3.34. При выводе котла в резерв или ремонт должны быть приняты меры для консервации поверхностей нагрева котла и калориферов в соответствии с действующими указаниями по консервации теплоэнергетического оборудования.

4.3.35. Внутренние отложения из поверхностей нагрева котлов должны быть удалены при водных отмывках во время растопок и остановов или при химических очистках.

Периодичность химических очисток должна быть определена местными инструкциями по результатам количественного анализа внутренних отложений.

4.3.36. Подпитывать остановленный котел с дренированием воды в целях ускорения охлаждения барабана не допускается.

4.3.37. Спуск воды из остановленного котла с естественной циркуляцией разрешается после понижения давления в нем до 10 кгс/см2 (1 МПа), а при наличии вальцовочных соединений - при температуре воды не выше 80°С. Из остановленного прямоточного котла разрешается спускать воду при давлении выше атмосферного, верхний предел этого давления должен быть установлен местной инструкцией в зависимости от системы дренажей и расширителей.

При останове котлов блочных электростанций должно производиться обеспаривание

промежуточного пароперегревателя в конденсатор турбины.

4.3.38. При останове котла в резерв после вентиляции топки и газоходов не более 15 мин тягодутьевые машины должны быть остановлены; все отключающие шиберы на газовоздуховодах, лазы и лючки, а также направляющие аппараты тягодутьевых машин должны быть плотно закрыты.

4.3.39. В зимний период на котле, находящемся в резерве или ремонте, должно быть установлено наблюдение за температурой воздуха.

При температуре воздуха в котельной или наружной при открытой компоновке ниже 0°С должны быть приняты меры к поддержанию положительных температур воздуха в топке и газоходах, в укрытиях у барабана, в районах продувочных и дренажных устройств, калориферов, импульсных линий и датчиков КИП, также должен быть организован подогрев воды в котлах или циркуляция ее через экранную систему.

4.3.40. Режим расхолаживания котлов после останова при выводе их в ремонт должен быть определен инструкциями по эксплуатации. Расхолаживание котлов с естественной циркуляцией тягодутьевыми машинами разрешается при обеспечении допустимой разности температур металла между верхней и нижней образующими барабана. Допускаются режимы с поддержанием и без поддержания уровня воды в барабане.

Расхолаживание прямоточных котлов можно осуществлять непосредственно после останова.

4.3.41. Надзор дежурного персонала за остановленным котлом должен быть организован до полного понижения в нем давления и снятия напряжения с электродвигателей; контроль за температурой газа и воздуха в районе воздухоподогревателя и уходящих газов может быть прекращен не ранее чем через 24 ч после останова.

4.3.42. При работе котлов на твердом или газообразном топливе, когда мазут является резервным или растопочным топливом, схемы мазутохозяйства и мазутопроводов должны быть в состоянии, обеспечивающем немедленную подачу мазута к котлам.

4.3.43. При разрыве мазутопровода или газопровода в пределах котельной или сильных утечках мазута (газа) должны быть приняты все меры к прекращению истечения топлива через поврежденные участки вплоть до отключения мазутонасосной и закрытия запорной арматуры на ГРП, а также и предупреждению пожара или взрыва.

4.3.44. Котел должен быть немедленно*(2) остановлен (отключен) персоналом при отказе в работе защит или при их отсутствии в случаях:

а) недопустимого*(3) повышения или понижения уровня воды в барабане или выхода из строя всех приборов контроля уровня воды в барабане;

б) быстрого понижения уровня воды в барабане, несмотря на усиленное питание котла;

в) выхода из строя всех расходомеров питательной воды прямоточного парового и водогрейного котлов (если при этом возникают нарушения режима, требующие подрегулировки питания) или прекращения питания любого из потоков прямоточного котла более чем на 30 с;

г) прекращения действия всех питательных устройств (насосов);

д) недопустимого повышения давления в пароводяном тракте;

е) прекращения действия более 50% предохранительных клапанов или других заменяющих их предохранительных устройств;

ж) недопустимого повышения или понижения давления в тракте прямоточного котла до встроенных задвижек; недопустимого понижения давления в тракте водогрейного котла более чем на 10 с;

з) разрыва труб пароводяного тракта или обнаружения трещин, вспучин в основных элементах котла (барабане, коллекторах, выносных циклонах, паро- и водоперепускных, а также водоспускных трубах), в паропроводах, питательных трубопроводах и пароводяной арматуре;

и) погасания факела в топке;

к) недопустимого понижения давления газа или мазута за регулирующим клапаном (при работе котла на одном из этих видов топлива);

л) одновременного понижения давления газа и мазута (при совместном их сжигании) за регулирующими клапанами ниже пределов, установленных местной инструкцией;

м) отключения всех дымососов (для котлов с уравновешенной тягой) или дутьевых вентиляторов либо всех регенеративных воздухоподогревателей;

н) взрыва в топке, взрыва или загорания горючих отложений в газоходах и золоулавливающей установке, разогрева докрасна несущих балок каркаса или колонн котла, при обвале обмуровки, а также других повреждениях, угрожающих персоналу или оборудованию;

о) прекращения расхода пара через промежуточный пароперегреватель;

п) снижения расхода воды через водогрейный котел ниже минимально допустимого более чем на 10 с;

р) повышения температуры воды на выходе из водогрейного котла выше допустимой;

с) пожара, угрожающего персоналу, оборудованию или цепям дистанционного управления отключающей арматуры, входящей в схему защиты котла;

т) исчезновения напряжения на устройствах дистанционного и автоматического управления или на всех КИП;

у) разрыва мазутопровода или газопровода в пределах котла.

4.3.45. Котел должен быть остановлен по распоряжению технического руководителя электростанции с уведомлением диспетчера энергосистемы в случаях:

а) обнаружения свищей в трубах поверхностей нагрева, паро- и водоперепускных, а также водоопускных трубах котлов, паропроводах, коллекторах, в питательных трубопроводах, а также течей и парений в арматуре, фланцевых и вальцовочных соединениях;

б) недопустимого превышения температуры металла поверхностей нагрева, если понизить температуру изменением режима работы котла не удается;

в) выхода из строя всех дистанционных указателей уровня воды в барабане котла;

г) резкого ухудшения качества питательной воды по сравнению с установленными нормами;

д) прекращения работы золоулавливающих установок на пылеугольном котле;

е) неисправности отдельных защит или устройств дистанционного и автоматического управления и контрольно-измерительных приборов.

4.4. Паротурбинные установки

4.4.1. При эксплуатации паротурбинных установок должны быть обеспечены:

надежность работы основного и вспомогательного оборудования;

готовность принятия номинальных электрической и тепловой нагрузок и их изменения до технического минимума;

нормативные показатели экономичности основного и вспомогательного оборудования.

4.4.2. Система автоматического регулирования турбины должна:

устойчиво выдерживать заданные электрическую и тепловую нагрузки и обеспечивать возможность их плавного изменения;

устойчиво поддерживать частоту вращения ротора турбины на холостом ходу и плавно ее изменять (в пределах рабочего диапазона механизма управления турбиной) при номинальных и пусковых параметрах пара;

удерживать частоту вращения ротора турбины ниже уровня настройки срабатывания автомата безопасности при мгновенном сбросе до нуля электрической нагрузки (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.

4.4.3. Параметры работы системы регулирования паровых турбин должны удовлетворять государственным стандартам России и техническим условиям на поставку турбин.

Для всего парка эксплуатируемых турбин, выпущенных ранее 01.01.1991 г., а также турбин иностранных фирм значения этих параметров должны соответствовать значениям, указанным ниже:

Степень неравномерности регулирования частоты вращения (при 4-5

номинальных параметрах пара)*, %

Местная степень неравномерности по частоте вращения, %:

минимальная в любом диапазоне нагрузок, не ниже 2,5

максимальная:

в диапазоне нагрузок до 15% N_ном, не более 10

в диапазоне нагрузок от 15% N_ном до максимальной, не более 6

Степень нечувствительности** по частоте вращения, %, не 0,3

более

Степень нечувствительности регулирования давления пара в

отборах и противодавления:

при давлении в отборе (противодавлении) менее 2,5 кгс/см2 5

(0,25 МПа), кПа, не более

при давлении в отборе (противодавлении) 2,5 кгс/см2 (0,25 2

МПа) и выше, %, не более

---

* Для турбин типа Р степень неравномерности допускается 4,5-6,5%.

** Для турбин выпуска до 1950 г. степень нечувствительности допускается до 0,5%.

Степень неравномерности регулирования давления пара в регулируемых отборах и противодавления должна удовлетворять требованиям потребителя, согласованным с заводом - изготовителем турбин, и не допускать срабатывания предохранительных клапанов (устройств).

4.4.4. Все проверки и испытания системы регулирования и защиты турбины от повышения частоты вращения должны выполняться в соответствии с инструкциями заводов-изготовителей турбин и действующими руководящими документами.

4.4.5. Автомат безопасности должен срабатывать при повышении частоты вращения ротора турбины на 10-12% сверх номинальной или до значения, указанного заводом-изготовителем.

Настройку автомата безопасности рекомендуется производить на специальном разгонном стенде.

При срабатывании автомата безопасности должны закрываться:

стопорные, регулирующие (стопорно-регулирующие) клапаны свежего пара и пара промперегрева;

стопорные (отсечные), регулирующие и обратные клапаны, а также регулирующие диафрагмы и заслонки отборов пара;

отсечные клапаны на паропроводах связи со сторонними источниками пара.

4.4.6. Система защиты турбины от повышения частоты вращения ротора (включая все ее элементы) должна быть испытана увеличением частоты вращения выше номинальной в следующих случаях (если нет специальных указаний завода-изготовителя):

а) после монтажа турбины;

б) после капитального ремонта;

в) перед испытанием системы регулирования сбросом нагрузки с отключением генератора от сети;

г) при пуске после разборки автомата безопасности;

д) при пуске после длительного (более 3 мес.) простоя турбины в случае отсутствия возможности проверки срабатывания бойков автомата безопасности и всех цепей защиты (с воздействием на исполнительные органы) без увеличения частоты вращения выше номинальной;

е) при пуске после простоя турбины в резерве более 1 мес. в случае отсутствия возможности проверки срабатывания бойков автомата безопасности и всех цепей защиты (с воздействием на исполнительные органы) без увеличения частоты вращения выше номинальной;

ж) при пуске после разборки системы регулирования или ее отдельных узлов;

з) при проведении плановых испытаний (не реже 1 раза в 4 мес.).

В случаях "ж" и "з" допускается испытание защиты без увеличения частоты вращения выше номинальной (в диапазоне, указанном заводом - изготовителем турбины), но с обязательной проверкой действия всех цепей защиты.

Испытания защиты турбины увеличением частоты вращения должны проводиться под руководством начальника цеха или его заместителя.

4.4.7. Стопорные и регулирующие клапаны свежего пара и пара после промперегрева должны быть плотными.

Плотность стопорных и регулирующих клапанов свежего пара, а также пара промперегрева должна проверяться раздельным испытанием каждой группы.

Критерием плотности служит частота вращения ротора турбины, которая устанавливается после полного закрытия проверяемых клапанов при полном (номинальном) или частичном давлении пара перед этими клапанами. Допустимое значение частоты вращения определяется инструкцией завода-изготовителя или действующими руководящими документами, а для турбин, критерии проверки которых не оговорены в инструкциях завода-изготовителя или действующих руководящих документах, не должно быть выше 50% номинальной при номинальных параметрах перед проверяемыми клапанами и номинальном давлении отработавшего пара.

При одновременном закрытии всех стопорных и регулирующих клапанов и номинальных параметрах свежего пара и противодавления (вакуума) пропуск пара через них не должен вызывать вращения ротора турбины.

Проверка плотности клапанов должна производиться после монтажа турбины, перед испытанием автомата безопасности повышением частоты вращения, перед остановом турбины в капитальный ремонт, при пуске после него, но не реже 1 раза в год. При выявлении в процессе эксплуатации турбины признаков снижения плотности клапанов (при пуске или останове турбины) должна быть проведена внеочередная проверка их плотности.

4.4.8. Стопорные и регулирующие клапаны свежего пара и пара промперегрева, стопорные (отсечные) и регулирующие клапаны (диафрагмы) отборов пара, отсечные клапаны на паропроводах связи со сторонними источниками пара должны расхаживаться: на полный ход - перед пуском турбины и в случаях, предусмотренных местной инструкцией или инструкцией завода-изготовителя; на часть хода - ежесуточно во время работы турбины.

При расхаживании клапанов на полный ход должны быть проконтролированы плавность их хода и посадка.

4.4.9. Плотность обратных клапанов регулируемых отборов и срабатывание предохранительных клапанов этих отборов должны проверяться не реже 1 раза в год и перед испытанием турбины на сброс нагрузки.

Обратные клапаны регулируемых отопительных отборов пара, не имеющих связи с отборами других турбин, РОУ и другими источниками пара, проверке на плотность можно не подвергать, если нет специальных указаний завода-изготовителя.

Посадка обратных клапанов всех отборов должна быть проверена перед каждым пуском и при останове турбины, а при нормальной работе периодически по графику, определяемому

техническим руководителем электростанции, но не реже 1 раза в 4 мес.

При неисправности обратного клапана работа турбины с соответствующим отбором пара не допускается.

4.4.10. Проверка времени закрытия стопорных (защитных, отсечных) клапанов, а также снятие характеристик системы регулирования на остановленной турбине и при ее работе на холостом ходу для проверки их соответствия положениям п. 4.4.3 настоящих Правил и данным завода-изготовителя должно выполняться:

после монтажа турбины;

непосредственно до и после капитального ремонта турбины или ремонта основных узлов системы регулирования или парораспределения.

Снятие характеристик системы регулирования при работе турбины под нагрузкой, необходимых для построения статической характеристики, должно выполняться:

после монтажа турбины;

после капитального ремонта турбины или ремонта основных узлов системы регулирования или парораспределения.

4.4.11. Испытания системы регулирования турбины мгновенным сбросом нагрузки, соответствующей максимальному расходу пара, должны выполняться:

при приемке турбин в эксплуатацию после монтажа;

после реконструкции, изменяющей динамическую характеристику турбоагрегата или статическую и динамическую характеристики системы регулирования.

Испытания системы регулирования серийных турбин, оснащенных электрогидравлическими преобразователями (ЭГП), могут быть произведены путем парового сброса нагрузки (мгновенным закрытием только регулирующих клапанов) без отключения генератора от сети.

На головных образцах турбин и на первых образцах турбин, подвергшихся реконструкции (с изменением динамической характеристики агрегата или характеристик регулирования), и на всех турбинах, не оснащенных ЭГП, испытания должны проводиться со сбросом электрической нагрузки путем отключения генератора от сети.

4.4.12. При выявлении отклонений фактических характеристик регулирования и защиты от нормативных значений, увеличения времени закрытия клапанов сверх указанного заводом-изготовителем или в местной инструкции или ухудшения их плотности должны быть определены и устранены причины этих отклонений.

4.4.13. Эксплуатация турбин с введенным в работу ограничителем мощности допускается как временное мероприятие только по условиям механического состояния турбоустановки с разрешения технического руководителя электростанции. При этом нагрузка турбины должна быть ниже уставки ограничителя не менее чем на 5%.

4.4.14. При эксплуатации систем маслоснабжения турбоустановки должны быть обеспечены:

надежность работы агрегатов на всех режимах;

пожаробезопасность;

поддержание нормальных качества масла и температурного режима;

предотвращение протечек масла и попадания его в охлаждающую систему и окружающую среду.

4.4.15. Резервные и аварийные масляные насосы и устройства их автоматического включения должны проверяться в работе 2 раза в месяц при работе турбоагрегата, а также перед каждым его пуском и остановом.

Для турбин, у которых рабочий масляный насос системы смазки имеет индивидуальный электропривод, проверка автоматического включения резерва (АВР) перед остановом не производится.

4.4.16. У турбин, оснащенных системами предотвращения развития горения масла на турбоагрегате, электрическая схема системы должна проверяться перед пуском турбины из

холодного состояния.

4.4.17. Запорная арматура, устанавливаемая на линиях системы смазки, регулирования и уплотнений генератора, ошибочное переключение которой может привести к останову или повреждению оборудования, должна быть опломбирована в рабочем положении.

4.4.18. При эксплуатации конденсационной установки должна быть обеспечена экономичная и надежная работа турбины во всех режимах эксплуатации с соблюдением нормативных температурных напоров в конденсаторе и норм качества конденсата.

4.4.19. При эксплуатации конденсационной установки должны производиться:

профилактические мероприятия по предотвращению загрязнений конденсатора (обработка охлаждающей воды химическими и физическими методами, применение шарикоочистных установок и т.п.);

периодические чистки конденсаторов при повышении давления отработавшего пара по сравнению с нормативными значениями на 0,005 кгс/см2 (0,5 кПа) из-за загрязнений поверхностей охлаждения;

контроль за чистотой поверхности охлаждения и трубных досок конденсатора;

контроль за расходом охлаждающей воды (непосредственным измерением расхода или по тепловому балансу конденсаторов), оптимизация расхода охлаждающей воды в соответствии с ее температурой и паровой нагрузкой конденсатора;

проверка плотности вакуумной системы и ее уплотнение; присосы воздуха (кг/ч) в диапазоне изменения паровой нагрузки конденсатора 40-100% должны быть не выше значений, определяемых по формуле

$G = 8 + 0,065 N,$

в

где N - номинальная электрическая мощность турбоустановки на

конденсационном режиме, МВт;

проверка водяной плотности конденсатора путем систематического контроля солесодержания конденсата;

проверка содержания кислорода в конденсате после конденсатных насосов.

Методы контроля за работой конденсационной установки, его периодичность определяются местной инструкцией в зависимости от конкретных условий эксплуатации.

4.4.20. При эксплуатации оборудования системы регенерации должны быть обеспечены:

нормативные значения температуры питательной воды (конденсата) за каждым подогревателем и конечный ее подогрев;

надежность теплообменных аппаратов.

Нагрев питательной воды (конденсата), температурные напоры, переохлаждение конденсата греющего пара в подогревателях системы регенерации должны проверяться до и после капитального ремонта турбоустановки, после ремонта подогревателей и периодически по графику (не реже 1 раза в месяц).

4.4.21. Эксплуатация подогревателя высокого давления (ПВД) не допускается при:

отсутствии или неисправности элементов его защиты;

неисправности клапана регулятора уровня.

Эксплуатация группы ПВД, объединенных аварийным обводом, не допускается при:

отсутствии или неисправности элементов защиты хотя бы на одном ПВД;

неисправности клапана регулятора уровня любого ПВД;

отключении по пару любого ПВД.

Подогреватель высокого давления или группа ПВД должны быть немедленно отключены при неисправности защиты или клапана регулятора уровня (КРУ). При неисправном состоянии каких-либо других, кроме КРУ, элементов системы автоматического регулирования уровня и невозможности быстрого устранения дефекта на работающем оборудовании подогреватель (или группа ПВД) должен быть выведен из работы в срок, определяемый техническим руководителем энергообъекта.

4.4.22. Резервные питательные насосы, а также другие насосные агрегаты, находящиеся в автоматическом резерве, должны быть исправными и в постоянной готовности к пуску - с открытыми задвижками на входном и выходном трубопроводах.

Проверка их включения и плановый переход с работающего насоса на резервный должны производиться по графику, но не реже 1 раза в месяц.

4.4.23. Перед пуском турбины после среднего или капитального ремонта должна быть проверена исправность и готовность к включению основного и вспомогательного оборудования, КИП, средств дистанционного и автоматического управления, устройств технологической защиты, блокировок, средств информации и оперативной связи. Выявленные при этом неисправности должны быть устранены.

Перед пуском турбины из холодного состояния (после нахождения ее в резерве более 3 сут.) должны быть проверены: исправность и готовность к включению оборудования и КИП, а также работоспособность средств дистанционного и автоматического управления, устройств технологической защиты, блокировок, средств информации и оперативной связи; прохождение команд технологических защит на все исполнительные устройства; исправность и готовность к включению тех средств и оборудования, на которых за время простоя производились ремонтные работы. Выявленные при этом неисправности должны быть устранены до пуска.

При пусках агрегата из других тепловых состояний средства защиты и блокировки должны проверяться в соответствии с местными инструкциями.

Руководить пуском турбины должен начальник смены цеха или старший машинист, а после капитального или среднего ремонта - начальник цеха или его заместитель.

4.4.24. Пуск турбины не допускается в случаях:

отклонения показателей теплового и механического состояний турбины от допустимых значений, регламентированных заводом-изготовителем турбины;

неисправности хотя бы одной из защит, действующих на останов турбины;

наличия дефектов системы регулирования и парораспределения, которые могут привести к разгону турбины;

неисправности одного из масляных насосов смазки, регулирования, уплотнений генератора или устройств их автоматического включения (АВР);

отклонения качества масла от норм на эксплуатационные масла или понижения температуры масла ниже установленного заводом-изготовителем предела;

отклонения качества свежего пара по химическому составу от норм.

4.4.25. Без включения валоповоротного устройства подача пара на уплотнения турбины, сброс горячей воды и пара в конденсатор, подача пара для прогрева турбины не допускаются. Условия подачи пара в турбину, не имеющую валоповоротного устройства, определяются местной инструкцией.

Сброс в конденсатор рабочей среды из котла или паропроводов и подача пара в турбину для ее пуска должны осуществляться при давлениях пара в конденсаторе, указанных в инструкциях или других документах заводов-изготовителей турбин, но не выше 0,6 кгс/см2 (60 кПа).

4.4.26. При эксплуатации турбоагрегатов средние квадратические значения виброскорости подшипниковых опор должны быть не выше 4,5 мм x с(-1).

При превышении нормативного значения вибрации должны быть приняты меры к ее снижению в срок не более 30 сут.

При вибрации свыше 7,1 мм x с(-1) не допускается эксплуатировать турбоагрегаты более 7 сут., а при вибрации 11,2 мм x с(-1) турбина должна быть отключена действием защиты или вручную.

Турбина должна быть немедленно остановлена, если при установившемся режиме происходит одновременное внезапное изменение вибрации оборотной частоты двух опор одного ротора, или смежных опор, или двух компонентов вибрации одной опоры на 1 мм x с(-1) и более от любого начального уровня.

Турбина должна быть разгружена и остановлена, если в течение 1-3 сут. произойдет плавное возрастание любого компонента вибрации одной из опор подшипников на 2 мм x с(-1).

Эксплуатация турбоагрегата при низкочастотной вибрации недопустима. При появлении низкочастотной вибрации, превышающей 1 мм x с(-1), должны быть приняты меры к ее устранению.

Временно, до оснащения необходимой аппаратурой, разрешается контроль вибрации по размаху виброперемещения. При этом длительная эксплуатация допускается при размахе колебаний до 30 мкм при частоте вращения 3000 об./мин. и до 50 мкм при частоте вращения 1500 об./мин.; изменение вибрации на 1-2 мм x с(-1) эквивалентно изменению размаха колебаний на 10-20 мкм при частоте вращения 3000 об./мин. и 20-40 мкм при частоте вращения 1500 об./мин.

Вибрацию турбоагрегатов мощностью 50 МВт и более следует измерять и регистрировать с помощью стационарной аппаратуры непрерывного контроля вибрации подшипниковых опор, соответствующей государственным стандартам.

До установки стационарной аппаратуры непрерывного контроля вибрации турбогенераторов мощностью менее 50 МВт допускается использовать переносные приборы, метрологические характеристики которых удовлетворяют требованиям государственных стандартов. Периодичность контроля должна устанавливаться местной инструкцией в зависимости от вибрационного состояния турбоагрегата, но не реже 1 раза в месяц.

4.4.27. Для контроля за состоянием проточной части турбины и заносом ее солями не реже 1 раза в месяц должны проверяться значения давлений пара в контрольных ступенях турбины при близких к номинальным расходах пара через контролируемые отсеки.

Повышение давления в контрольных ступенях по сравнению с номинальным при данном расходе пара должно быть не более 10%. При этом давление не должно превышать предельных значений, установленных заводом-изготовителем.

При достижении в контрольных ступенях предельных значений давления из-за солевого заноса должна быть произведена промывка или очистка проточной части турбины. Способ промывки или очистки должен быть выбран исходя из состава и характера отложений и местных условий.

4.4.28. В процессе эксплуатации экономичность турбоустановки должна постоянно контролироваться путем систематического анализа показателей, характеризующих работу оборудования.

Для выявления причин снижения экономичности турбоустановки, оценки эффективности ремонта должны проводиться эксплуатационные (экспресс) испытания оборудования.

При отклонении показателей работы турбинного оборудования от нормативных должны быть устранены дефекты оборудования и недостатки эксплуатации.

Головные образцы турбин и турбины, на которых выполнена реконструкция или проведена модернизация, должны подвергаться балансовым испытаниям.

4.4.29. Турбина должна быть немедленно остановлена (отключена) персоналом при отказе в работе защит или при их отсутствии в случаях:

а) повышения частоты вращения ротора сверх уставки срабатывания автомата безопасности;

б) недопустимого осевого сдвига ротора;

в) недопустимого изменения положения роторов относительно цилиндров;

г) недопустимого понижения давления масла (огнестойкой жидкости) в системе смазки;

д) недопустимого понижения уровня масла в масляном баке;

е) недопустимого повышения температуры масла на сливе из любого подшипника, подшипников уплотнений вала генератора, любой колодки упорного подшипника турбоагрегата;

ж) воспламенения масла и водорода на турбоагрегате;

з) недопустимого понижения перепада давлений "масло-водород" в системе уплотнений вала турбогенератора;

и) недопустимого понижения уровня масла в демпферном баке системы маслоснабжения уплотнений вала турбогенератора;

к) отключения всех масляных насосов системы водородного охлаждения турбогенератора (для безынжекторных схем маслоснабжения уплотнений);

л) отключения турбогенератора из-за внутреннего повреждения;

м) недопустимого повышения давления в конденсаторе;

н) недопустимого перепада давлений на последней ступени у турбин с противодавлением;

о) внезапного повышения вибрации турбоагрегата;

п) появления металлических звуков и необычных шумов внутри турбины или турбогенератора;

р) появления искр или дыма из подшипников и концевых уплотнений турбины или турбогенератора;

с) недопустимого понижения температуры свежего пара или пара после промперегрева;

т) появления гидравлических ударов в паропроводах свежего пара, промперегрева или в турбине;

у) обнаружения разрыва или сквозной трещины на неотключаемых участках маслопроводов и трубопроводов пароводяного тракта, узлах парораспределения;

ф) прекращения протока охлаждающей воды через статор турбогенератора;

х) недопустимого снижения расхода охлаждающей воды на газоохладители;

ц) исчезновения напряжения на устройствах дистанционного и автоматического управления или на всех КИП;

ч) возникновения кругового огня на контактных кольцах ротора турбогенератора, вспомогательного генератора или коллекторе возбудителя;

ш) отказа программно-технического комплекса АСУ ТП, приводящего к невозможности управления всем оборудованием турбоустановки или его контроля.

Необходимость срыва вакуума при отключении турбины должна быть определена местной инструкцией в соответствии с указаниями завода-изготовителя.

В местной инструкции должны быть даны четкие указания о недопустимых отклонениях значений контролируемых величин по агрегату.

4.4.30. Турбина должна быть разгружена и остановлена в период, определяемый техническим руководителем электростанции (с уведомлением диспетчера энергосистемы), в случаях:

а) заедания стопорных клапанов свежего пара или пара после промперегрева;

б) заедания регулирующих клапанов или обрыва их штоков; заедания поворотных диафрагм или обратных клапанов отборов;

в) неисправностей в системе регулирования;

г) нарушения нормальной работы вспомогательного оборудования, схемы и коммуникаций установки, если устранение причин нарушения невозможно без останова турбины;

д) увеличения вибрации опор выше 7,1 мм x c(-1);

е) выявления неисправности технологических защит, действующих на останов оборудования;

ж) обнаружения течей масла из подшипников, трубопроводов и арматуры, создающих опасность

возникновения пожара;

з) обнаружения свищей на неотключаемых для ремонта участках трубопроводов пароводяного тракта;

и) отклонения качества свежего пара по химическому составу от норм;

к) обнаружения недопустимой концентрации водорода в картерах подшипников, токопроводах, маслобаке, а также превышающей норму утечки водорода из корпуса турбогенератора.

4.4.31. Для каждой турбины должна быть определена длительность выбега ротора при останове с нормальным давлением отработавшего пара и при останове со срывом вакуума. При изменении этой длительности должны быть выявлены и устранены причины отклонения. Длительность выбега должна быть проконтролирована при всех остановах турбоагрегата.

4.4.32. При выводе турбины в резерв на срок 7 сут. и более должны быть приняты меры к консервации оборудования турбоустановки.

Метод консервации выбирается исходя из местных условий техническим руководителем электростанции.

4.4.33. Эксплуатация турбин со схемами и в режимах, не предусмотренных техническими условиями на поставку, допускается с разрешения завода-изготовителя и вышестоящих организаций.

4.4.34. Проведение реконструкции и модернизации турбинного оборудования на электростанциях должно быть согласовано с заводом-изготовителем.

При проведении реконструкции и модернизации турбинного оборудования на электростанциях должны быть предусмотрены максимальная степень автоматизации управления и высокие показатели ремонтопригодности.

4.4.35. Тепловые испытания паровых турбин должны проводиться:

на вновь смонтированном оборудовании для получения фактических показателей и составления нормативных характеристик;

периодически в процессе эксплуатации (не реже 1 раза в 3-4 года) на подтверждение соответствия нормативным характеристикам.

4.5. Блочные установки тепловых электростанций

4.5.1. При эксплуатации блочных установок должны выполняться положения пп. 4.3.1, 4.4.1, 5.1.1, 5.3.1, 6.3.3 и 6.3.5 настоящих Правил и обеспечиваться их участие в регулировании частоты и мощности при нормальных (в соответствии с диспетчерским графиком) и аварийных режимах энергосистемы.

4.5.2. Для покрытия диспетчерского графика нагрузки должны быть обеспечены изменения нагрузки энергоблока в регулировочном диапазоне и при необходимости - до технического минимума остановы в резерв и режимы пуска энергоблока из различных тепловых состояний.

4.5.3. Теплофикационные энергоблоки, работающие с полным расходом циркуляционной воды через конденсатор, могут быть привлечены к покрытию диспетчерского графика электрических нагрузок с сохранением заданного количества отпускаемого тепла. Теплофикационные энергоблоки, работающие на встроенном пучке конденсатора или с отсечкой ЦНД, как правило, не должны привлекаться к покрытию переменной части графика электрических нагрузок. В отдельных случаях допускается разгрузка указанных энергоблоков с переводом тепловой нагрузки на пиковые или резервные источники. Количество теплофикационных энергоблоков, не привлекаемых к покрытию переменного графика нагрузок, должно быть определено диспетчером энергосистемы. Наиболее экономичное оборудование (энергоблоки СКД и особенно ПГУ) диспетчер энергосистемы должен привлекать к покрытию переменного графика нагрузок лишь при исчерпании возможностей менее экономичного оборудования.

4.5.4. Нижний предел регулировочного диапазона энергоблока должен быть установлен исходя из условия сохранения неизменного состава работающего оборудования и работы системы

автоматического регулирования во всем диапазоне нагрузок без вмешательства персонала. При эксплуатации энергоблоков должна быть обеспечена возможность их работы на техническом минимуме нагрузки, для достижения которого допускается изменение состава работающего оборудования и отключение отдельных автоматических регуляторов.

Нижний предел регулировочного диапазона и технический минимум нагрузки должны быть указаны в местной инструкции и доведены до сведения диспетчерской службы.

4.5.5. При нагрузке энергоблока, соответствующей нижнему пределу регулировочного диапазона или техническому минимуму, понижение температур свежего пара и пара после промперегрева должно быть не больше заданного заводами-изготовителями оборудования.

4.5.6. Предельная скорость изменения нагрузки энергоблока в регулировочном диапазоне должна быть установлена на основании норм предельно допустимых скоростей изменения нагрузки при работе энергоблоков 160-800 МВт в регулировочном диапазоне.

4.5.7. Энергоблоки, спроектированные для работы с постоянным давлением свежего пара, допускается эксплуатировать в режиме скользящего давления с полным открытием части регулирующих клапанов ЦВД турбины после проведения специальных испытаний и согласования режимов с заводами-изготовителями котлов*(4). При этом в местные инструкции должны быть внесены соответствующие дополнения.

4.5.8. В теплофикационных энергоблоках, оснащенных блочными обессоливающими установками (БОУ), конденсат греющего пара сетевых подогревателей должен направляться через БОУ только в случаях нарушения плотности трубной системы этих подогревателей.

4.5.9. Остановы энергоблоков в резерв на ночное время должны производиться без расхолаживания оборудования. На всех энергоблоках подлежит обеспариванию система промежуточного перегрева пара, а на энергоблоках с прямоточными котлами, оснащенными встроенной задвижкой (ВЗ) и встроенным сепаратором, - также и пароперегревательный тракт за ВЗ. На барабанных котлах, а также на прямоточных котлах с полнопроходным сепаратором (ППС) должны быть реализованы технологические приемы, исключающие выброс конденсата из пароперегревательных поверхностей нагрева в горячие паросборные коллекторы.

4.5.10. Оборудование, пусковые и электрические схемы, арматура, тепловая изоляция, растопочное и водное хозяйство энергоблоков и электростанций должны быть в состоянии, позволяющем обеспечить одновременный пуск не менее двух энергоблоков электростанции после любой продолжительности простоя.

4.5.11. Пуск энергоблока не допускается в случаях:

а) наличия условий, не допускающих пуск основного оборудования в соответствии с настоящими Правилами;

б) неисправности любой из технологических защит, действующих на останов оборудования энергоблока;

в) неисправности устройств дистанционного управления оперативными регулирующими органами, а также арматурой, используемой при ликвидации аварийных ситуаций;

г) неготовности к включению блочной обессоливающей установки;

д) повреждения опор и пружинных подвесок трубопроводов.

4.5.12. Теплофикационные энергоблоки, работающие с отсечкой ЦНД или на встроенном пучке конденсатора, не должны привлекаться к противоаварийному регулированию.

4.5.13. Работа энергоблоков с включенными регуляторами давления пара перед турбиной, воздействующими на регулирующие клапаны турбины (регуляторами "до себя"), если они не входят в состав систем регулирования частоты и мощности в энергосистеме, не допускается. В исключительных случаях, при неисправности или неустойчивости работы оборудования, допускается с разрешения технического руководителя энергосистемы с уведомлением органов диспетчерского управления соответствующего уровня временная работа с включенными регуляторами "до себя".

4.5.14. При отсутствии (отказе) системы автоматического регулирования частоты и мощности энергоблоков в случае наброса (сброса) нагрузки турбин из-за изменения частоты персонал должен немедленно приступить к изменению нагрузки котлов в пределах регулировочного диапазона в целях восстановления исходного давления свежего пара. Если изменения нагрузки

могут привести к перегрузкам линий электропередачи, угрожающим нарушением устойчивости энергосистемы, то в местных инструкциях должны быть указаны согласованные с органами диспетчерского управления соответствующего уровня изменения частоты, при которых должны начинаться указанные действия персонала.

4.5.15. Энергоблок должен быть немедленно остановлен персоналом при отказе в работе защит или при их отсутствии в случаях:

а) останова котла моноблока или обоих котлов дубль-блока;

б) отключения турбины, связанного с ее повреждениями или опасными нарушениями режима работы, указанными в п. 4.4.29 настоящих Правил (кроме случаев недопустимого понижения температуры свежего пара или после промперегрева);

в) отключения генератора или трансформатора энергоблока из-за внутреннего повреждения;

г) отключения всех питательных насосов;

д) образования сквозных трещин или разрыва питательного трубопровода, паропровода, корпуса деаэратора;

е) исчезновения напряжения на устройствах дистанционного и автоматического управления или на всех измерительных приборах контроля энергоблока;

ж) пожара, угрожающего персоналу, оборудованию или цепям дистанционного управления отключающей арматуры, входящей в схемы защиты оборудования энергоблока.

4.5.16. Пуском и остановом энергоблока должен руководить старший машинист энергоблока или начальник смены котлотурбинного цеха, а после капитального и среднего ремонта - начальник котлотурбинного цеха или его заместитель.

4.5.17. Изменения проектных пусковых схем на действующих энергоблоках допускаются:

для целевых испытаний новых схемных решений и режимов пуска, согласованных с заводами-изготовителями оборудования;

при модернизации пусковых схем в целях их приближения к типовой пусковой схеме или улучшения эксплуатационных качеств.

Объем и порядок модернизации и изменения пусковых схем энергоблоков должны быть согласованы с вышестоящей организацией.

4.6. Газотурбинные установки (автономные и работающие в составе ПГУ)

4.6.1. При эксплуатации ГТУ должны быть обеспечены:

положения действующих государственных стандартов, технических условий;

надежность и экономичность работы основного и вспомогательного оборудования при соблюдении диспетчерского графика нагрузки;

нормативные показатели экономичности основного и вспомогательного оборудования.

4.6.2. Система регулирования ГТУ должна:

устойчиво поддерживать заданную электрическую нагрузку;

удерживать ГТУ на холостом ходу при номинальной частоте вращения ротора;

обеспечивать надежную работу ГТУ на режимах пуска и останова, а также останов агрегата в аварийных ситуациях;

обеспечивать при изменении нагрузки плавное изменение режима работы ГТУ;

удерживать частоту вращения ротора, не вызывающую срабатывания автомата безопасности, при мгновенном сбросе максимальной нагрузки до нуля (для ГТУ со свободной силовой турбиной

значение нагрузки указывается в технических условиях);

поддерживать температуру газов перед турбиной (турбинами) на требуемом уровне, не допуская ее повышения до предельного значения, при котором срабатывает аварийная защита;

иметь нечувствительность системы ограничения температуры газов не более 10°С;

обеспечивать беспомпажную работу компрессоров;

иметь степень статической неравномерности регулирования частоты вращения генераторного вала в пределах 4-5% номинальной (возможное повышение степени неравномерности для улучшения условий эксплуатации ГТУ конкретных типоразмеров должно быть указано в технических условиях; минимальная местная степень статической неравномерности должна быть не ниже 2%);

иметь степень нечувствительности при любой нагрузке не более 0,2% номинальной частоты вращения.

Возможность и продолжительность работы ГТУ с отклонениями от нормальной частоты вращения должна быть регламентирована техническими условиями на ГТУ.

4.6.3. Импульс по температуре, используемый в системах регулирования и защиты, должен быть выработан малоинерционными датчиками (термоэлектрическими пирометрами или другими измерительными устройствами с динамической коррекцией в случае необходимости), установленными в характерных сечениях тракта и обеспечивающими представительное определение температуры.

4.6.4. Устройства защиты от недопустимого повышения температуры газов после каждой ступени сгорания должны быть настроены на срабатывание при температуре, указанной в технических условиях на ГТУ.

4.6.5. Автоматы безопасности должны быть отрегулированы на срабатывание при повышении частоты вращения роторов на 10-12% выше номинальной или до значения, указанного в технических условиях на ГТУ.

4.6.6. При эксплуатации ГТУ должны быть выполнены мероприятия, обеспечивающие снижение запыленности засасываемого в компрессор воздуха (засев свободных площадок травами, устройство газонов, асфальтирование дорог, сооружение средств полива и т.п.) и исключающие возможность попадания собственных или посторонних выбросов в воздухозаборное устройство.

4.6.7. Система очистки воздуха должна обеспечивать компрессор ГТУ воздухом при остаточной среднегодовой запыленности не более 0,3 мг/м3, в этом воздухе концентрация пыли с размером частиц более 20 мкм должна быть не выше 0,03 мг/м3. Допускается (в периоды повышенной запыленности) кратковременная, не более 100 ч в год, концентрация пыли до 5 мг/м3 с частицами размером не более 30 мкм. Состояние воздушных фильтров при эксплуатации должно регулярно контролироваться. Не допускается вынос из них масла или других материалов во всасывающий тракт ГТУ. Не реже 2 раз в месяц воздушные фильтры должны быть осмотрены и очищены от пыли и шлама (если ГТУ работает в базовом режиме, то при ее ближайшем плановом останове).

4.6.8. Система фильтрации воздуха должна быть оборудована байпасными клапанами двустороннего действия, открывающимися автоматически при превышении допустимого перепада давлений на фильтрах или появления избыточного давления в камере фильтров.

4.6.9. Обледенение воздушных фильтров и проточной части компрессоров не допускается. При необходимости воздухозаборные тракты ГТУ должны быть оборудованы устройствами, предотвращающими обледенение.

4.6.10. Газовый тракт после ГТУ должен быть оборудован газоанализаторами для измерения в выхлопных газах содержания метана, монооксида углерода, оксидов азота, кислорода и диоксида углерода.

4.6.11. Стопорные и регулирующие топливные клапаны ГТУ должны быть плотными. Клапаны должны расхаживаться на полный ход перед каждым пуском, а также ежедневно на часть хода при непрерывной работе, если это предусмотрено инструкцией.

Проверка плотности топливных клапанов ГТУ должна производиться после капитального и среднего (регламентного) ремонта с визуальным контролем, а также перед каждым пуском ГТУ с контролем отсутствия давления топлива перед регулирующими клапанами по манометрам.

4.6.12. Маховики задвижек и клапанов, установленных на маслопроводах до и после маслоохладителей, на линиях всасывания и напора резервных и аварийных маслонасосов и на линиях аварийного слива масла из маслобаков ГТУ, до и после выносных фильтров, в схеме уплотнений вала генератора, должны быть опломбированы в рабочем положении.

4.6.13. Генераторы ГТУ при переходе в режим электродвигателя должны быть немедленно отключены, для чего должна быть установлена защита от обратной мощности генератора. Это требование не распространяется на ГТУ со свободными силовыми турбинами.

4.6.14. Пуск и синхронизация ГТУ из любого теплового состояния должны осуществляться автоматически. Частотный пуск вновь устанавливаемых одновальных ГТУ должен осуществляться тиристорным пусковым устройством, если не требуется автономности пуска.

Плановый останов ГТУ должен производиться автоматически по заданной программе.

4.6.15. Пуском ГТУ должен руководить начальник смены, а после капитального и среднего ремонта, проведения регламентных работ - лицо назначенное руководителем энергообъекта.

4.6.16. Перед пуском ГТУ после ремонта продолжительностью более 3 сут. должны быть проверены исправность и готовность к включению основного и вспомогательного оборудования, КИП, средств дистанционного и автоматического управления, устройств технологической защиты, блокировок, средств информации и оперативной связи. Выявленные при этом неисправности должны быть устранены.

Перед пуском ГТУ после нахождения ее в резерве более 3 сут. должны быть проверены: исправность и готовность к включению оборудования и КИП, а также работоспособность средств дистанционного и автоматического управления, устройств технологической защиты, блокировок, вспомогательного оборудования, маслосистемы, резервных и аварийных масляных насосов, средств информации и оперативной связи; прохождение команд технологических защит на все исполнительные устройства; исправность и готовность к включению тех средств и оборудования, на которых за время простоя производились ремонтные работы. Выявленные при этом неисправности должны быть устранены до пуска.

4.6.17. Пуск ГТУ не допускается в случаях:

неисправности или отключения какой-либо из защит;

наличия дефектов системы регулирования, которые могут привести к превышению допустимой температуры газов или разгону турбины;

неисправности одного из масляных насосов или системы их автоматического включения;

отклонения от норм качества топлива или масла, а также при температуре или давлении топлива (масла) ниже или выше установленных пределов;

отклонения контрольных показателей теплового или механического состояния ГТУ от допустимого.

Не допускается пуск ГТУ после аварийного останова или сбоя при предыдущем пуске, если причины этих отказов не устранены.

4.6.18. Перед зажиганием топлива в камерах сгорания тракты газовых турбин (газотурбинных двигателей), не входящих в состав ГТУ с отпуском тепла и ПГУ, должны быть провентилированы не менее 2 мин. при работе на жидком и 5 мин. при работе на газообразном топливе при вращении ротора пусковым устройством.

После каждой неудачной попытки пуска газовой турбины зажигание топлива без предварительной вентиляции трактов не менее 4 мин. при работе на жидком и 10 мин. при работе на газообразном топливе не допускается. Конкретная продолжительность вентиляции в зависимости от компоновки тракта, вида топлива и типа ГТУ должна быть указана в инструкции по эксплуатации.

4.6.19. Вентиляция газовоздушного тракта ГТУ с котлом-утилизатором или теплообменниками, входящими в состав ГТУ с отпуском тепла или ПГУ, до зажигания топлива при пуске должна обеспечиваться за счет расхода воздуха, проходящего через ГТУ при вращении ее ротора пусковым устройством.

4.6.20. Для проведения вентиляции газовоздушного тракта ГТУ с отпуском тепла и ПГУ после останова газовой турбины должен использоваться режим холодной прокрутки, осуществляемый с

помощью пускового устройства, с учетом вентиляции за счет выбега газовой турбины при ее останове.

4.6.21. Пусковые устройства газовых турбин, входящих в состав ГТУ с отпуском тепла и ПГУ с котлом-утилизатором или теплообменниками, должны обеспечивать шестикратный воздухообмен вентилируемых объемов до дымовой трубы при непрерывной вентиляции за время не более 5 мин.

После каждой неудачной попытки пуска газовой турбины должна производиться вентиляция газовоздушного тракта согласно п. 4.6.18 настоящих Правил.

Установки, на которых пусковые устройства не обеспечивают выполнение необходимых условий вентиляции газовоздушного тракта, должны оснащаться дутьевыми вентиляторами.

Конкретная продолжительность вентиляции в зависимости от компоновки тракта, вида топлива и типа ГТУ должна быть указана в инструкции по эксплуатации.

4.6.22. Пуск должен быть немедленно прекращен действием защит или персоналом в случаях:

а) нарушения установленной последовательности пусковых операций;

б) повышения температуры газов выше допустимой по графику пуска;

в) повышения нагрузки пускового устройства выше допустимой;

г) не предусмотренного инструкцией снижения частоты вращения разворачиваемого вала после отключения пускового устройства;

д) помпажных явлений в компрессорах ГТУ.

4.6.23. Газотурбинная установка должна быть немедленно отключена персоналом при отказе в работе защит или при их отсутствии в случаях:

а) недопустимого повышения температуры рабочего тела в характерных сечениях ГТУ;

б) повышения частоты вращения ротора сверх допустимого предела;

в) обнаружения трещин или разрыва масло- или топливопроводов высокого давления;

г) недопустимого осевого сдвига, недопустимых относительных перемещений роторов компрессоров и турбин;

д) недопустимого понижения давления масла в системе смазки или уровня в масляном баке, а также недопустимого повышения температуры масла на сливе из любого подшипника или температуры любой из колодок упорного подшипника;

е) прослушивания металлических звуков (скрежета, стуков), необычных шумов внутри турбомашин и аппаратов ГТУ;

ж) возрастания вибрации подшипниковых опор выше допустимых значений, указанных в п. 4.6.34 настоящих Правил;

з) появления искр или дыма из подшипников или концевых уплотнений турбомашин или генератора;

и) воспламенения масла или топлива и невозможности немедленно ликвидировать пожар имеющимися средствами;

к) взрыва (хлопка) в камерах сгорания или газоходах;

л) погасания факела в камерах сгорания, недопустимого понижения давления жидкого или газообразного топлива;

м) исчезновения напряжения на устройствах регулирования и автоматизации или на всех КИП;

н) отключения турбогенератора вследствие внутреннего повреждения;

о) возникновения помпажа компрессоров или недопустимого приближения к границе помпажа;

п) недопустимого изменения давления воздуха за компрессорами;

р) возникновения кругового огня на контактных кольцах турбогенератора;

с) загазованности в любом отсеке ГТУ;

т) отключения всех вентиляторов подачи воздуха под кожух ГТУ;

у) отказа программно-технического комплекса АСУ ТП, приводящего к невозможности управления всем оборудованием турбоустановки или его контроля.

Одновременно с отключением ГТУ действием защиты или персоналом должен быть отключен турбогенератор.

4.6.24. Газотурбинная установка должна быть разгружена и остановлена по решению технического руководителя электростанции в случаях:

а) нарушения нормального режима эксплуатации или нормальной работы вспомогательного оборудования, при появлении сигналов предупредительной сигнализации, если устранение причин нарушения невозможно без останова;

б) заедания стопорных, регулирующих и противопомпажных клапанов;

в) обледенения воздухозаборного устройства, если не удается устранить обледенение при работе ГТУ под нагрузкой;

г) недопустимого повышения температуры наружных поверхностей корпусов турбин, камер сгорания, переходных трубопроводов, если понизить эту температуру изменением режима работы ГТУ не удается;

д) недопустимого увеличения неравномерности измеряемых температур газов;

е) недопустимого повышения температуры воздуха перед компрессорами высокого давления, а также в случаях нарушения нормального водоснабжения;

ж) при неисправности отдельных защит или оперативных КИП.

4.6.25. При загорании отложений в регенераторах или подогревателях сетевой воды, если не происходит опасного изменения параметров ГТУ, установка должна быть оставлена в работе для обеспечения охлаждения теплообменных поверхностей.

При загорании отложений на остановленной ГТУ должны быть включены противопожарные установки.

4.6.26. После отключения ГТУ должна быть обеспечена эффективная вентиляция трактов и там, где это предусмотрено, произведена продувка топливных коллекторов и форсунок (горелок) воздухом или инертным газом. По окончании вентиляции должны быть перекрыты всасывающий и (или) выхлопной тракты. Продолжительность и периодичность вентиляции и прокруток роторов при остывании ГТУ должны быть указаны в инструкции по эксплуатации.

4.6.27. На электростанциях должны быть установлены регламент технического обслуживания ГТУ, технология и периодичность выполнения регламентных работ.

4.6.28. Регламент технического обслуживания должен предусматривать:

визуальную диагностику проточной части без разборки турбомашин и аппаратов в местах, указанных в инструкции по эксплуатации, с применением специальных оптических или волоконно-оптических приборов, если это предусмотрено заводской инструкцией;

периодические удаления отложений из проточной части ГТУ без разборки турбомашин и аппаратов с применением растворов технических моющих средств и мягких абразивов;

проверку работы системы защиты и автоматического управления ГТУ, включая контрольные автоматические пуски ГТУ с проверкой соответствия основных параметров воздуха и газов, давления топлива и нагрузки пускового устройства расчетному графику пуска;

осмотр и проверку герметичности, производительности топливных форсунок и угла распыливания топлива на выходе из них;

проверку резервных и аварийных масляных насосов и устройств автоматического включения;

проверку плотности трактов, клапанов, шиберов и арматуры;

осмотр и проверку топливных насосов и насосов системы технического водоснабжения;

осмотр, и очистку масляных, топливных и водяных фильтров;

проверку и восстановление эффективности шумоглушения внутри машзала, на территории электростанции и прилегающей к ней территории;

проверку эффективности оборудования, ограничивающего концентрацию в уходящих газах загрязняющих атмосферу выбросов.

4.6.29. В процессе эксплуатации на основании наблюдений и показаний приборов должна проводиться параметрическая и вибрационная диагностика, включающая анализ:

соответствия мощности ГТУ расчетной и нормативной;

степени загрязнения и запасов устойчивости компрессоров;

эффективности теплообменных аппаратов;

неравномерности измеряемых температур газов на входе в турбину или выходе из нее;

давления топлива и воздуха (газов), а также давления и температуры масла в характерных точках;

вибрации турбин, компрессоров, турбогенераторов и возбудителей;

соответствия экономичности расчетной и нормативной.

Предельные значения отклонений контролируемых параметров от паспортных не должны превышать заданных заводами-изготовителями или указанных в технических условиях на поставку.

4.6.30. Все проверки и испытания системы регулирования и защиты ГТУ от повышения частоты вращения должны выполняться в соответствии с инструкциями заводов-изготовителей.

4.6.31. Проверка действия защит от превышения температуры газов в турбинах должна производиться не реже 1 раза в 4 мес.

4.6.32. Проверка работы системы регулирования ГТУ мгновенным сбросом нагрузки путем отключения турбогенератора от сети должна производиться:

при приемке ГТУ в эксплуатацию после монтажа;

после реконструкции, изменяющей динамическую характеристику ГТУ или статическую и динамическую характеристики системы регулирования;

при выявлении существенных изменений статических и динамических характеристик регулирования в процессе эксплуатации или при ремонте (после устранения обнаруженных недостатков).

4.6.33. Периодически работающие ГТУ должны быть в постоянной готовности к пуску. Если их включения в работу не требуется, исправность оборудования и систем таких ГТУ должна проверяться 1 раз в смену, а контрольные автоматические пуски с нагруженном агрегата должны производиться не реже 1 раза в месяц.

4.6.34. При эксплуатации ГТУ средние квадратические значения виброскорости подшипниковых опор турбин, компрессоров, турбогенератора и возбудителя с частотой вращения 3000 об./мин. должны быть не выше 4,5 мм x с(-1).

При превышении нормативного значения вибрации должны быть приняты меры к ее снижению в срок не более 30 сут.

При вибрации свыше 7,1 мм x с(-1) не допускается эксплуатировать ГТУ более 7 сут., а при вибрации 11,2 мм x с(-1) турбина должна быть отключена действием защиты или вручную.

Газотурбинная установка должна быть немедленно остановлена, если при установившемся режиме происходит одновременное внезапное изменение вибрации оборотной частоты двух опор одного ротора, или смежных опор, или двух компонентов вибрации одной опоры на 1 мм x с(-1) и более от любого начального уровня.

Газотурбинная установка должна быть разгружена и остановлена, если в течение 1-3 сут. произойдет плавное возрастание любого компонента вибрации одной из опор подшипников на 2 мм x c(-1).

Вибрационное состояние авиационных и судовых газотурбинных двигателей, работающих в составе энергетических установок, должно быть определено по техническим условиям на поставку. Однако при этом двигатели не должны вызывать вибрации связанного с ними оборудования сверх указанного выше уровня.

4.6.35. Для каждого вала ГТУ должны быть установлены длительность нормального выбега ротора и номинальное значение силы электрического тока электродвигателя валоповоротного устройства.

Длительность выбега роторов и сила тока должны измеряться и регистрироваться в суточной ведомости при всех остановах ГТУ. При отклонении времени выбега или силы электрического тока от нормальных, а также при возникновении посторонних шумов должна быть выявлена причина отклонения и приняты меры к ее устранению.

4.6.36. При выводе ГТУ в длительный резерв должны быть приняты меры к ее консервации. Продолжительность останова, при которой требуется консервация, перечень подлежащих консервации узлов и технология ее проведения должны быть указаны в технических условиях на ГТУ.

4.6.37. Периодичность среднего и капитального ремонта должна быть установлена согласно техническим условиям в зависимости от режимов и продолжительности работы ГТУ, количества пусков и используемого топлива с учетом фактического состояния оборудования.

4.6.38. Тепловые испытания ГТУ с отпуском тепла и ПГУ должны проводиться:

на вновь смонтированном оборудовании для получения фактических показателей и составления нормативных характеристик;

периодически в процессе эксплуатации (не реже 1 раза в 3-4 года) на подтверждение соответствия нормативным характеристикам.

4.7. Системы управления технологическими процессами

4.7.1. Системы управления технологическими процессами, в том числе и автоматизированные (АСУ ТП), во время эксплуатации должны обеспечивать:

контроль за состоянием энергетического оборудования;

автоматическое регулирование технологических параметров;

автоматическую защиту технологического оборудования;

автоматическое управление оборудованием по заданным алгоритмам (логическое управление);

технологическую и аварийную сигнализацию;

дистанционное управление регулирующей и запорной арматурой.

Техническая реализация системы управления осуществляется как с помощью автономных технических средств (КИП, автоматических регуляторов, устройств комплектных технологических защит и др.), так и с помощью АСУ ТП.

Средства измерений, средства и программно-технические комплексы контроля и представления информации, автоматического регулирования, технологической защиты и сигнализации, логического и дистанционного управления, технической диагностики при включенном технологическом оборудовании должны постоянно находиться в работе в проектном объеме и обеспечивать выполнение заданных функций и качества работы.

Вывод из работы устройств систем управления для проведения ремонта, испытаний и других работ должен производиться в соответствии п. 6.4.2 настоящих Правил.

4.7.2. Персонал, обслуживающий системы управления, обеспечивает поддержание их в исправном

состоянии и готовность к работе путем:

своевременного проведения технического обслуживания и ремонта;

выполнения мероприятий по повышению надежности и эффективности использования;

обеспечения необходимого комплекта резервных технических средств и расходных материалов.

Персонал, обслуживающий технологическое оборудование, своевременно вводит в работу и эффективно использует системы управления.

Сохранность и чистоту внешних частей устройств систем управления соблюдает оперативный персонал цехов, районов, участков энергообъектов, в которых установлены устройства управления.

4.7.3. Системы управления технологическими процессами должны быть выполнены в объеме, установленном нормативными документами с применением технических средств, обеспечивающих минимум трудозатрат на обслуживание, ремонт и наладку.

Для тех энергообъектов, на которые не распространяются действующие нормативные документы, объем оснащения системами управления определяет технический руководитель энергосистемы.

4.7.4. Электропитание системы управления осуществляется по группам потребителей: технологические защиты и их датчики, устройства дистанционного управления и блокировки, приборы технологического контроля и их датчики, устройства аварийной предупредительной сигнализации, системы обнаружения и тушения пожара, средства авторегулирования, средства вычислительной техники и их датчики. Потребители всех групп, кроме средств вычислительной техники, должны быть разделены на подгруппы по технологическому принципу: для котельного и турбинного отделений.

Распределение по подгруппам, группам должно осуществляться через самостоятельные аппараты защиты, обеспечивающие селективное отключение поврежденных участков и ремонт элементов сети электропитания без останова основного оборудования.

Для блочных установок источниками оперативного тока напряжением 220/380 В должны быть шины распределительного устройства собственных нужд 0,4 кВ своего или соседнего энергоблока, от которого не резервируются шины РУСН 0,4 кВ данного энергоблока, инверторы агрегатов бесперебойного питания, шины щита постоянного тока.

Действие сигнализации должно быть обеспечено при полной потере питания, как любой группы потребителей, так и одного из вводов.

Исправность средств автоматического включения резервного электрического питания устройств управления и исправность устройств сигнализации наличия напряжения питания должны проверяться по графику, утвержденному техническим руководителем энергообъекта.

4.7.5. Температура окружающего воздуха, влажность, вибрация, радиация, напряженность внешних электрических и магнитных полей, импульсные перенапряжения, радио- и импульсные помехи и интенсивность электростатических разрядов, а также запыленность в местах установки технических средств системы управления (АСУ ТП) не должны превышать значений, допускаемых государственными стандартами и техническими условиями.

В местах расположения технических средств в помещениях технологических цехов температура в нормальных условиях должна находиться в пределах +10-+50°С, относительная влажность не более 90%. В аварийных режимах, характеризующихся образованием течей технологического оборудования, температура и относительная влажность допускаются соответственно 75°С и 100%.

В помещениях щитов управления, где расположены технические средства системы контроля и управления (АСУ ТП), температура и относительная влажность должны быть не выше, соответственно, 25°С и 80%. В аварийных режимах, обусловленных неисправностью систем кондиционирования воздуха, указанные параметры могут быть соответственно 35°С и 90%.

Система кондиционирования воздуха должна содержаться в состоянии, обеспечивающем надежное функционирование технических средств, систем управления.

4.7.6. Щиты шкафного типа должны быть заземлены, тщательно уплотнены, иметь постоянное освещение, штепсельные розетки на 12 и 220 В. Дверцы щитов должны запираться. Штепсельные розетки должны быть подключены к сети освещения помещений.

Телефонная связь между сборками задвижек, панелями аппаратуры защиты, местными щитами управления и блочным или групповым щитом управления должна быть в исправном состоянии.

4.7.7. Аппаратура, установленная на панелях, пультах и по месту, первичные преобразователи, запорная арматура импульсных линий, а также сборки зажимов оснащаются четкими надписями, указывающими их назначение.

Щиты, переходные коробки, исполнительные механизмы, все зажимы и подходящие к ним кабели, провода и жилы кабелей, а также трубные соединительные (импульсные) линии должны иметь маркировку.

4.7.8. У заборных устройств, первичных преобразователей и исполнительных механизмов должны быть площадки для обслуживания.

4.7.9. Прокладки силовых и измерительных кабельных линий к средствам управления должны соответствовать противопожарным требованиям.

Объем и периодичность проверки изоляции силовых и измерительных кабельных линий должны соответствовать действующим правилам.

Совмещение в одном кабеле цепей измерения с силовыми и управляющими цепями запрещается.

4.7.10. Уплотнения мест прохода кабелей и импульсных линий через стены, разделяющие помещения, и уплотнения вводов кабелей и импульсных линий в щиты и панели должны обеспечивать плотность или герметичность в соответствии с правилами пожарной безопасности. Проверка состояния уплотнений производится после капитального ремонта и по мере необходимости.

4.7.11. Импульсные линии должны быть плотными. После капитального ремонта оборудования все импульсные линии следует продувать. Линии, в которые возможно попадание воздуха или шлама, кроме того, должны продуваться с периодичностью, установленной местной инструкцией.

Первичные запорные органы на отборных устройствах при эксплуатации должны обеспечивать возможность отключения импульсных линий при работе оборудования. Ремонт первичных запорных органов и все операции с ними (открытие, закрытие) осуществляет персонал, обслуживающий технологическое оборудование.

4.7.12. Регулирующие и запорные органы, используемые в системах управления и оснащенные серводвигателем (электроприводом), должны удовлетворять техническим требованиям по плотности, расходным характеристикам и люфтам. При закрытии плотность должна обеспечиваться воздействием системы дистанционного или автоматического управления без "дозакрытия" вручную.

Ремонт регулирующих и запорных органов, сочленений их с исполнительными механизмами, демонтаж и ремонт электроприводов, а также установка их на место выполняются персоналом, ремонтирующим технологическое оборудование, а приемка - персоналом, обслуживающим системы управления.

4.7.13. Техническое обслуживание, текущий и капитальный ремонт средств управления выполняются в соответствии с графиком, утвержденным техническим руководителем энергообъекта и составленным на основании заводских инструкций или нормативов на сроки и состав технического обслуживания и ремонта.

В случае выполнения ремонта специализированным предприятием сдача средств в ремонт и приемка их из ремонта производятся персоналом цеха тепловой автоматики и измерений (АСУ ТП) энергообъекта.

4.7.14. Ввод в эксплуатацию технологических защит после монтажа или реконструкции выполняется по разрешению технического руководителя энергообъекта.

4.7.15. Технологические защиты, введенные в постоянную эксплуатацию, должны быть включены в течение всего времени работы оборудования, на котором они установлены.

Вывод из работы исправных технологических защит не допускается.

Защиты должны быть выведены из работы в следующих случаях:

при работе оборудования в переходных режимах, когда необходимость отключения защиты определена инструкцией по эксплуатации основного оборудования;

при очевидной неисправности защиты. Отключение производится по распоряжению начальника смены электростанции с обязательным уведомлением технического руководителя и оформляется записью в оперативной документации;

для периодического опробования, если оно производится на действующем оборудовании.

Не производятся ремонтные и наладочные работы в цепях включенных защит.

4.7.16. Периодическое опробование технологических защит должно производиться согласно графику, утвержденному техническим руководителем энергообъекта. При недопустимости проверки исполнительных операций защит в связи с тепловым состоянием защищаемого оборудования опробование защиты производится без воздействия на исполнительные устройства.

Перед пуском защищаемого оборудования после его капитального и среднего ремонта, а также после проведения ремонта в цепях технологических защит проверяется исправность и готовность защит к включению путем опробования на сигнал каждой защиты и действия защит на все исполнительные устройства.

Перед пуском защищаемого оборудования после его простоя более 3 сут. проверяется действие защит на все исполнительные устройства, а также операции включения резерва технологического оборудования.

Опробование должно производиться персоналом соответствующего технологического цеха и персоналом, обслуживающим технические средства.

Опробование защит с воздействием на оборудование производится после окончания всех работ на оборудовании, участвующем в работе защит.

4.7.17. Средства технологических защит (первичные измерительные преобразователи, измерительные приборы, ряды зажимов, ключи и переключатели, запорная арматура импульсных линий и др.) должны иметь внешние отличительные признаки (красный цвет и др.).

Панели защит с обеих сторон и установленная на них аппаратура оснащаются надписями, указывающими их назначение.

На шкалах приборов отмечаются значения уставок срабатывания защит.

4.7.18. Алгоритмы работы защит определяются заводом-изготовителем защищаемого оборудования и действующими нормативными документами. Значения уставок и выдержек времени срабатывания защит определяются заводом-изготовителем защищаемого оборудования или наладочной организацией.

В случае реконструкции оборудования или отсутствия данных заводов-изготовителей уставки и выдержки времени устанавливаются на основании результатов испытаний.

Устройства для изменения уставок должны быть опломбированы (кроме регистрирующих приборов). Снятие пломб производится только персоналом, обслуживающим средства защиты, с записью об этом в оперативном журнале. Пломбы снимаются только при отключенных средствах защиты.

4.7.19. При останове оборудования вследствие действия технологических защит должна быть возможность определения защиты, сработавшей первой.

Специальные средства фиксации защиты, сработавшей первой, включая регистраторы событий, находятся во включенном состоянии в течение всего времени работы защищаемого оборудования.

Все случаи срабатывания защит, а также их отказов учитываются, а причины и виды неисправностей анализируются.

4.7.20. Регуляторы, введенные в эксплуатацию, поддерживаются в состоянии, обеспечивающем поддержание технологических параметров, регламентированных нормативными документами.

Отключение исправных автоматических регуляторов допускается только в случаях, указанных в инструкциях по эксплуатации.

4.7.21. Технологическое оборудование должно соответствовать требованиям настоящих Правил и техническим условиям заводов-изготовителей автоматизированного оборудования.

4.7.22. По каждому контуру регулирования, введенному в эксплуатацию, на электростанции должны быть данные, необходимые для восстановления его настройки после ремонта или замены вышедшей из строя аппаратуры.

4.7.23. Ввод в эксплуатацию средств программного (логического) управления после наладки или корректировки технологических алгоритмов управления производится по распоряжению технического руководителя энергообъекта.

4.7.24. Средства логического управления, введенные в эксплуатацию, должны быть в состоянии, обеспечивающем выполнение соответствующих технологических алгоритмов (программ). Проверка работоспособности средств логического управления производится после проведения ремонтных работ во внешних цепях или в шкафах. Она выполняется персоналом технологического цеха и цеха, обслуживающего систему управления. Проверка должна быть проведена с воздействием на исполнительные органы, если этому не препятствует тепловое состояние оборудования. В противном случае она должна осуществляться без воздействия на исполнительные органы.

Объем и порядок проведения проверок работоспособности регламентируются инструкцией, утвержденной техническим руководителем энергообъекта.

4.7.25. На работающем оборудовании производство ремонтных и наладочных работ в исполнительных (внешних) цепях средств логического управления не допускается.

Проведение наладочных работ в шкафах средств логического управления разрешается при условии отключения от них исполнительных цепей. Подсоединение исполнительных цепей к средствам логического управления разрешается только на остановленном оборудовании.

4.7.26. Все изменения технологических алгоритмов средств логического управления, введенных в эксплуатацию, должны быть утверждены техническим руководителем энергообъекта.

4.7.27. В случае если предусмотренные проектом регуляторы, средства логического управления, функции АСУ ТП не введены в эксплуатацию за срок, установленный для освоения технологического оборудования, должны быть оформлены обоснованные технические решения с указанием причин отказа от внедрения и задание проектной организации на доработку проекта. Технические решения должны быть согласованы с проектной организацией и утверждены руководством энергосистемы.

4.8. Водоподготовка и водно-химический режим тепловых электростанций и тепловых сетей

4.8.1. Режим эксплуатации водоподготовительных установок и водно-химический режим должны обеспечить работу электростанций и тепловых сетей без повреждений и снижения экономичности, вызванных коррозией внутренних поверхностей водоподготовительного, теплоэнергетического и сетевого оборудования, а также образованием накипи и отложений на теплопередающих поверхностях, отложений в проточной части турбин, шлама в оборудовании и трубопроводах электростанций и тепловых сетей.

4.8.2. Организацию и контроль за водно-химическим режимом работы оборудования электростанций и организаций, эксплуатирующих тепловые сети, должен осуществлять персонал химического цеха (лаборатории или соответствующего подразделения).

Включение в работу и отключение любого оборудования, могущие вызывать ухудшение качества воды и пара, должны быть согласованы с химическим цехом (лабораторией или соответствующим подразделением).

Внутренние осмотры оборудования, отбор проб отложений, вырезку образцов труб, составление актов осмотра, а также расследование аварий и неполадок, связанных с водно-химическим режимом, должен выполнять персонал соответствующего технологического цеха с участием персонала химического цеха (лаборатории или соответствующего подразделения).

Любые изменения проектных схем и конструкций оборудования, которые могут влиять на работу водоподготовительных установок и установок для очистки конденсатов, а также на водно-химический режим электростанции (тепловых сетей), должны быть согласованы с химической службой энергосистемы.

4.8.3. Применение новых методов водоподготовки и водно-химических режимов должно быть

согласовано с вышестоящей организацией.

Водоподготовка и коррекционная обработка воды

4.8.4. Водоподготовительные установки со всем вспомогательным оборудованием, включая склады реагентов, должны быть смонтированы и сданы для пусковой наладки за 2 мес. до начала предпусковой очистки теплоэнергетического оборудования.

Установки для очистки конденсата турбин и загрязненных конденсатов, а также установки коррекционной обработки воды должны быть смонтированы и сданы для пусковой наладки за 2 мес. до пуска энергоблока (котла) и включены в работу при его пуске.

Общестанционные баки запаса обессоленной воды и конденсата должны быть смонтированы с нанесением на них антикоррозионных покрытий к началу предпусковой очистки оборудования первого энергоблока (котла) электростанции.

4.8.5. Устройства механизации и автоматизации технологических процессов водоподготовки, очистки конденсата, а также коррекционной обработки воды и приборы автоматического химического контроля должны быть включены в работу при пуске соответствующих установок и агрегатов.

4.8.6. Эксплуатация оборудования, трубопроводов и арматуры водоподготовительных установок и установок очистки конденсата, а также строительных конструкций, поверхности которых соприкасаются с коррозионно-активной средой, допускается при условии выполнения на этих поверхностях антикоррозионного покрытия или изготовления их из коррозионно-стойких материалов.

4.8.7. Капитальный ремонт оборудования водоподготовительных установок, установок для очистки конденсатов и коррекционной обработки воды должен производиться 1 раз в 3 года, текущий ремонт - по мере необходимости, измерение уровней фильтрующих материалов - 2 раза в год.

4.8.8. На энергоблоках сверхкритического давления разрешается применение гидразинно-аммиачного, нейтрально-кислородного, кислородно-аммиачного, гидразинного водно-химических режимов при соблюдении условий, предусмотренных нормативными документами.

4.8.9. На котлах с естественной циркуляцией должно быть организовано фосфатирование котловой воды с подачей фосфатного раствора в барабан котла. При необходимости должно корректироваться значение pH котловой воды раствором едкого натра. На котлах давлением 40-100 кгс/см2 (3,9-9,8 МПа) разрешается применение трилонной обработки котловой воды взамен фосфатирования.

4.8.10. На котлах давлением до 70 кгс/см2 (7 МПа) при необходимости более глубокого удаления кислорода из питательной воды в дополнение к термической деаэрации можно проводить обработку питательной воды сульфитом натрия или гидразином.

На котлах давлением 70 кгс/см2 (7 МПа) и выше при необходимости более глубокого удаления кислорода обработка конденсата или питательной воды производится только гидразином, кроме котлов с кислородными водно-химическими режимами и котлов с отпуском пара на предприятия пищевой, микробиологической, фармацевтической и другой промышленности в случае запрета санитарных органов на наличие гидразина в паре.

Поддержание необходимых значений pH питательной воды должно осуществляться вводом аммиака.

Химический контроль

4.8.11. Химический контроль на электростанции должен обеспечивать:

своевременное выявление нарушений режимов работы водоподготовительного, теплоэнергетического и теплосетевого оборудования, приводящих к коррозии, накипеобразованию и отложениям;

определение качества воды, пара, конденсата, отложений, реагентов, консервирующих и

промывочных растворов, топлива, шлака, золы, газов, масел и сточных вод;

проверку загазованности производственных помещений, баков, колодцев, каналов и других объектов;

определение количества вредных выбросов электростанции в окружающую среду.

4.8.12. Эксплуатация энергообъекта может быть разрешена только после оснащения его подразделений, выполняющих количественный химический анализ, необходимым оборудованием, прошедшим отраслевую экспертизу, комплектом требуемых нормативных документов. Подразделения, выполняющие количественный химический анализ, должны быть полностью укомплектованы квалифицированным персоналом, прошедшим соответствующее обучение и инструктаж, иметь действующее свидетельство об аттестации.

4.8.13. На всех контролируемых участках пароводяного тракта должны быть установлены отборники проб воды и пара с холодильниками для охлаждения проб до 20-40°С.

Пробоотборные линии и поверхности охлаждения холодильников должны быть выполнены из нержавеющей стали.

На тепловых электростанциях с энергоблоками мощностью 200 МВт и более и на ТЭЦ с агрегатами мощностью 50 МВт и более линии отбора проб должны быть выведены в специальное, имеющее вентиляцию помещение, примыкающее к экспресс-лаборатории.

4.8.14. В дополнение к внутреннему осмотру оборудования должны быть организованы вырезки образцов труб, а также отбор отложений из протоечной части турбин, подогревателей и др.

Места и периодичность вырезки образцов труб должны определяться в соответствии с действующими нормативными документами.

На основании внутреннего осмотра оборудования и оценки количества и химического состава отложений должен быть составлен акт о состоянии внутренней поверхности оборудования, о необходимости проведения эксплуатационной химической очистки и принятия других мер, препятствующих коррозии и образованию отложений.

Нормы качества пара и воды

4.8.15. Качество пара прямоточных котлов должно удовлетворять следующим нормам*(5):

Соединения натрия, мкг/дм3, не более 5

Кремниевая кислота, мкг/дм3, не более 15

Удельная электрическая проводимость, мкСм/см, не более 0,3

pH, не менее 7,5

При нейтрально-кислородном водно-химическом режиме допускается значение pH не менее 6,5.

4.8.16. Качество питательной воды прямоточных котлов должно удовлетворять следующим нормам:

Общая жесткость, мкг-экв/дм3, не более 0,2

Соединения натрия, мкг/дм3, не более 5

Кремниевая кислота, мкг/дм3, не более 15

Соединения железа, мкг/дм3, не более 10

Растворенный кислород при кислородных режимах, мкг/дм3 100-400

Удельная электрическая проводимость, мкСм/см, не более 0,3

Соединения меди в воде перед деаэратором, мкг/дм3, не более 5*

Растворенный кислород в воде после деаэратора, мкг/дм3, не 10

более

Значение pH при режиме:

гидразинно-аммиачном 9,1+-0,1

гидразинном 7,7+-0,2

кислородно-аммиачном 8,0+-0,5

нейтрально-кислородном 7,0+-0,5

Гидразин, мкг/дм3, при режиме:

гидразинно-аммиачном 20-60

гидразинном 80-100

пуска и останова До 3000

Содержание нефтепродуктов (до конденсатоочистки), мг/дм3, 0,1

не более

---

* При установке в конденсатно-питательном тракте всех теплообменников с трубками из нержавеющей стали или других коррозионно-стойких материалов - не более 2 мкг/дм3.

4.8.17. На тех электростанциях с прямоточными котлами на давление пара 140 кгс/см2 (13,8 МПа), где проектом не была предусмотрена очистка всего конденсата, выходящего из конденсатосборника турбины, допускается содержание соединений натрия в питательной воде и паре при работе котлов не более 10 мкг/дм3, общая жесткость питательной воды должна быть не более 0,5 мкг-экв/дм3, а содержание в ней соединений железа - не более 20 мкг/дм3.

Для прямоточных котлов давлением 100 кгс/см2 (9,8 МПа) и менее нормы качества питательной воды, пара и конденсата турбин при работе котлов должны быть установлены энергосистемами на основе имеющегося опыта эксплуатации.

4.8.18. При пуске энергоблока с прямоточным котлом технология вывода загрязнений из пароводяного тракта должна быть принята в соответствии с действующими нормативными документами в зависимости от продолжительности предшествующего простоя энергоблока, а также с учетом длительности предыдущей кампании и объема ремонтных работ на поверхностях нагрева котла.

Технология вывода загрязнений из пароводяного тракта при пуске прямоточных котлов давлением 100 кгс/см2 (9,8 МПа) и менее должна быть установлена энергосистемой на основе имеющегося опыта эксплуатации.

4.8.19. При пуске энергоблока с прямоточным котлом после доведения нагрузки до заданной диспетчерским графиком или при подключении второго котла дубль-блока в течение первых 2 сут. допускается превышение не более чем на 50% удельной электрической проводимости пара, а также содержания в нем соединений натрия и кремниевой кислоты, а в питательной воде - удельной электрической проводимости, общей жесткости, содержания соединений натрия, кремниевой кислоты, железа и меди. При этом в первые сутки содержание соединений железа и кремниевой кислоты допускается до 50 мкг/дм3 по каждому из этих составляющих.

При пуске энергоблока с прямоточным котлом после капитального и среднего ремонта превышение норм не более чем на 50% допускается в течение 4 сут. При этом в первые сутки содержание соединений железа и кремниевой кислоты допускается до 100 мкг/дм3 по каждому из этих составляющих.

4.8.20. Среднее по всем точкам отбора качество насыщенного пара котлов с естественной циркуляцией, а также качество перегретого пара после всех устройств для регулирования его температуры должно удовлетворять следующим нормам:

Номинальное давление за котлом, кгс/см2 40(3,9) 100(9,8) 140(13,8)

(МПа)

Содержание соединений натрия, мкг/дм3, не

более:

для ГРЭС 60 15 5

для ТЭЦ 100 25 5

Содержание кремниевой кислоты для котлов давлением 70 кгс/см2 (7 МПа) и выше на ГРЭС должно быть не более 15, на ТЭЦ - не более 25 мкг/дм3.

Значение pH для котлов всех давлений должно быть не менее 7,5. Для котлов, подпитывающихся химически очищенной водой, значение pH пара может быть скорректировано энергосистемой на основе имеющегося опыта эксплуатации.

Удельная электрическая проводимость должна быть:

для котлов давлением 100 кгс/см2 (9,8 МПа) - не более 0,5 мкСм/см для дегазированной пробы*(6) или 1,5 мкСм/см - для Н-катионированной пробы;

для котлов давлением 140 кгс/см2 (13,8 МПа) - не более 0,3 мкСм/см для дегазированной пробы или 1 мкСм/см для Н-катионированной пробы.

4.8.21. Качество питательной воды котлов с естественной циркуляцией должно удовлетворять следующим нормам:

Номинальное давление за котлом, кгс/см2 40(3,9) 100(9,8) 140(13,8)

(МПа)

Общая жесткость, мкг-экв/дм3, не более,

для котлов:

на жидком топливе 5 1 1

на других видах топлива 10 3 1

Содержание соединений железа, мкг/дм3, не

более, для котлов:

на жидком топливе 50 20 20

на других видах топлива 100 30 20

Содержание соединений меди в воде перед

деаэратором, мкг/дм3, не более, для

котлов:

на жидком топливе 10 5 5

на других видах топлива Не 5 5

нормируе-

тся

Содержание растворенного кислорода в воде 20 10 10

после деаэратора, мкг/дм3, не более

Содержание нефтепродуктов, мг/дм3, не 0,5 0,3 0,3

более

Значение pH* 8,5-9,5 9,1+-0,1 9,1+-0,1

Номинальное давление за котлом, кгс/см2 70-100 140

(МПа) (7,0- (13,8)

9,8)

Содержание кремниевой кислоты, мкг/дм3,

не более:

для ГРЭС и отопительных ТЭЦ 80 30

для ТЭЦ с производственным отбором пара

Устанавливается 60

теплохимическими испытаниями

---

* При восполнении потерь пара и конденсата химически очищенной водой допускается повышение значения pH до 10,5.

Содержание соединений натрия для котлов 140 кгс/см2 (13,8 МПа) должно быть не более 50 мкг/дм3. Допускается с разрешения энергосистемы корректировка норм содержания натрия в питательной воде на ТЭЦ с производственным отбором пара в случае, если на ней не установлены газоплотные или другие котлы с повышенными локальными тепловыми нагрузками экранов и регулирование перегрева пара осуществляется впрыском собственного конденсата.

Удельная электрическая проводимость Н-катионированной пробы для котлов давлением 140 кгс/см2 (13,8 МПа) должна быть не более 1,5 мкСм/см. Допускается с разрешения энергосистемы соответствующая корректировка нормы удельной электрической проводимости в случаях корректировки нормы содержания натрия в питательной воде.

Содержание гидразина (при обработке воды гидразином) должно составлять от 20 до 60 мкг/дм3; в период пуска и останова котла допускается содержание гидразина до 3000 мкг/дм3 (со сбросом пара в атмосферу).

Содержание аммиака и его соединений должно быть не более 1000 мкг/дм3; в отдельных случаях с разрешения энергосистемы допускается увеличение содержания аммиака до значений, обеспечивающих поддержание необходимого значения pH пара, но не приводящих к превышению норм содержания в питательной воде соединений меди.

Содержание свободного сульфита (при сульфитировании) должно быть не более 2 мг/дм3.

Суммарное содержание нитритов и нитратов для котлов давлением 140 кгс/см2 (13,8 МПа) должно быть не более 20 мкг/дм3; для котлов давлением 100 кгс/см2 (9,8 МПа) и менее допустимое содержание нитритов и нитратов должно быть установлено энергосистемой на основе имеющегося опыта эксплуатации исходя из условий обеспечения безаварийной и экономичной работы оборудования, при этом для котлов давлением 70 кгс/см2 (7,0 МПа) и менее содержание нитратов не нормируется.

4.8.22. Качество питательной воды и пара котлов с естественной циркуляцией давлением менее 40 кгс/см2 (3,9 МПа) должно соответствовать действующим нормативным документам. Для электростанций, на которых установлены котлы с давлением пара, отличающимся от стандартизированных значений, нормы качества пара и питательной воды должны быть скорректированы энергосистемой.

4.8.23. Нормы качества котловой воды, режимы непрерывной и периодической продувок должны быть установлены на основе инструкций завода-изготовителя котла, типовых инструкций по ведению водно-химического режима или результатов теплохимических испытаний, проводимых электростанцией, службами энергосистемы или специализированными организациями. Необходимость проведения теплохимических испытаний котла определяется энергосистемой.

4.8.24. Избыток фосфатов в котловой воде должен составлять:

для котлов давлением 140 кгс/см2 (13,8 МПа) по чистому отсеку - 0,5-2 мг/дм3, по солевому отсеку - не более 12 мг/дм3;

для котлов давлением 100 кгс/см2 (9,8 МПа) и ниже по чистому отсеку 2-6 мг/дм3, по солевому отсеку - не более 30 мг/дм3.

Для котлов без ступенчатого испарения избыток фосфатов должен (как и остальные показатели)

соответствовать норме для чистого отсека в зависимости от давления в котле.

4.8.25. Значение pH котловой воды чистого отсека должно составлять:

для котлов давлением 140 кгс/см2 (13,8 МПа) - 9,0-9,5;

для котлов давлением 100 кгс/см2 (9,8 МПа) и ниже - не менее 9,3.

Значение pH котловой воды солевого отсека должно составлять:

для котлов давлением 140 кгс/см2 (13,8 МПа) - не более 10,5;

для котлов давлением 100 кгс/см2 (9,8 МПа) - не более 11,2;

для котлов давлением 40 кгс/см2 (3,9 МПа) - не более 11,8.

Для котлов давлением 100 кгс/см2 (9,8 МПа), питаемых химически очищенной водой, с разрешения энергосистемы допускается значение pH продувочной воды не более 11,5.

Для котлов давлением 140 кгс/см2 (13,8 МПа) в котловой воде должно соблюдаться соотношение Щ_фф = (0,2-0,5) Щ_общ в чистом отсеке и Щ_фф = (0,5-0,7) Щ_общ в солевом отсеке.

Для котлов давлением 100 кгс/см2 (9,8 МПа) и ниже в котловой воде солевого и чистого отсеков должно выполняться условие - Щ_фф >= 0,5 Щ_общ.

В случае несоблюдения требуемых значений pH и соотношений щелочностей в котловую воду должен вводиться едкий натр, в том числе и в пусковых режимах.

4.8.26. Для котлов с барабанами, имеющими заклепочные соединения, относительная щелочность котловой воды не должна превышать 20%; со сварными барабанами и креплением труб вальцовкой или вальцовкой с уплотнительной подваркой - 50%.

Для котлов, имеющих сварные барабаны и приваренные к ним трубы, относительная щелочность воды не нормируется.

4.8.27. Расход воды при непрерывной продувке котла должен измеряться расходомером и поддерживаться в следующих пределах:

для установившегося режима при восполнении потерь обессоленной водой или дистиллятом испарителей - не более 1 и не менее 0,5% производительности котла, а при восполнении потерь химически очищенной водой - не более 3 и не менее 0,5%; при пуске котла из монтажа, ремонта или резерва допускается увеличение непрерывной продувки до 2-5%; длительность работы котла с увеличенной продувкой должна быть установлена химическим цехом (лабораторией или соответствующим подразделением);

при высокой минерализации исходной воды, большом невозврате конденсата от потребителей и в других подобных случаях допускается увеличение размера продувки до 5%.

Периодические продувки котлов из нижних точек должны осуществляться при каждом пуске и останове котла, а также во время работы котлов по графику, разработанному электростанцией или службами энергосистемы с учетом местных условий.

4.8.28. Качество воды, применяемой для впрыскивания при регулировании температуры перегретого пара, должно быть таким, чтобы качество перегретого пара соответствовало нормам.

4.8.29. В случае ухудшения качества пара при работе прямоточных котлов давлением 255 кгс/см2 (25 МПа):

при увеличении удельной электрической проводимости до 0,5 мкСм/см, содержания соединений натрия до 10 мкг/дм3 причина нарушения должна быть устранена не позже чем за 72 ч;

при увеличении удельной электрической проводимости от 0,5 до 1,0 мкСм/см, содержания соединений натрия от 10 до 15 мкг/дм3 причина ухудшения должна быть устранена не более чем за 24 ч;

при неустранении указанных выше нарушений в течение соответственно 72 и 24 ч, а также при увеличении удельной электрической проводимости более 1 мкСм/см, содержании соединений натрия более 15 мкг/дм3 или снижении pH ниже 5,5 турбина должна быть остановлена в течение не более 24 ч по решению технического руководителя электростанции с уведомлением диспетчера энергосистемы.

В случае ухудшения качества пара котлов с естественной циркуляцией:

при превышении норм содержания соединений натрия, кремниевой кислоты, удельной электрической проводимости не более чем в 2 раза причина ухудшения должна быть устранена в течение 72 ч;

при превышении норм содержания соединений натрия, кремниевой кислоты, удельной электрической проводимости от 2 до 4 раз причина ухудшения должна быть устранена в течение 24 ч;

при неустранении указанных выше нарушений в течение соответственно 72 и 24 ч, а также при превышении норм содержания соединений натрия, кремниевой кислоты, удельной электрической проводимости более чем в 4 раза или снижении pH ниже 5,5 турбина на блочных электростанциях или котел на электростанциях с поперечными связями должны быть остановлены не позднее чем через 24 ч по решению технического руководителя электростанции с уведомлением диспетчера энергосистемы.

4.8.30. В случае ухудшения качества питательной воды котлов с естественной циркуляцией:

при превышении норм содержания общей жесткости, соединений кремниевой кислоты [(и (или) натрия для котлов давлением 140 кгс/см2 (13,8 МПа)] не более чем в 2 раза причина ухудшения должна быть устранена в течение 72 ч;

при превышении норм содержания общей жесткости от 2 до 5 раз, содержания соединений кремниевой кислоты [и(или) натрия для котлов давлением 140 кгс/см2 (13,8 МПа)] более чем в 2 раза причина ухудшения должна быть устранена в течение 24 ч;

при неустранении указанных выше нарушений в течение соответственно 72 и 24 ч или при увеличении содержания общей жесткости более чем в 5 раз котел должен быть остановлен не позднее чем через 4 ч по решению технического руководителя электростанции с уведомлением диспетчера энергосистемы.

До устранения причин нарушения качества питательной воды увеличиваются непрерывная и периодическая продувки при более частом контроле за качеством пара, а при превышении норм по содержанию общей жесткости проводится и усиленное фосфатирование котловой воды. При этом для котлов 140 кгс/см2 (13,8 МПа) допускается увеличение избытка фосфатов до 12 мг/дм3.

В случае снижения в котловой воде значения pH ниже 7,5 и невозможности повышения его путем дозирования едкого натра или за счет устранения причин нарушения котел должен быть остановлен немедленно.

4.8.31. Качество конденсата турбин после конденсатных насосов первой ступени электростанций с прямоточными котлами давлением 140-255 кгс/см2 (13,8-25 МПа) должно отвечать следующим нормам, не более:

общая жесткость - 0,5 мкг-экв/дм3; при очистке 100% конденсата, выходящего из конденсатосборника турбины, допускается временное повышение указанной нормы на срок не более 4 сут. при условии соблюдения норм качества питательной воды;

удельная электрическая проводимость - 0,5 мкСм/см;

содержание растворенного кислорода после конденсатных насосов - 20 мкг/дм3.

4.8.32. Качество конденсата турбин электростанций с котлами с естественной циркуляцией должно отвечать следующим нормам, не более:

Номинальное давление за котлом, кгс/см2 40(3,9) 100(9,8) 140(13,8)

(МПа)

Общая жесткость, мкг-экв/дм3, не более,

для котлов:

на жидком топливе 5 1 1

на других видах топлива 10 3 1

Содержание растворенного кислорода после конденсатных насосов должно быть не более 20

мкг/дм3. Для турбин, работающих в режиме ухудшенного вакуума с подогревом сетевой воды в конденсаторе, допускается корректировка этой нормы с разрешения энергосистемы.

4.8.33. Качество обессоленной воды для подпитки прямоточных котлов должно удовлетворять следующим нормам, не более:

Общая жесткость, мкг-экв/дм3 0,2

Содержание кремниевой кислоты, мкг/дм3 20

Содержание соединений натрия, мкг/дм3 15

Удельная электрическая проводимость, мкСм/см 0,5

Качество обессоленной воды для подпитки котлов с естественной циркуляцией давлением 140 кгс/см2 (13,8 МПа) должно удовлетворять следующим нормам, не более:

Общая жесткость, мкг-экв/дм3 1

Содержание кремниевой кислоты, мкг/дм3 100

Содержание соединений натрия, мкг/дм3 80

Удельная электрическая проводимость, мкСм/см 2,0

В отдельных случаях нормы качества обессоленной воды могут быть скорректированы энергосистемой в зависимости от местных условий (качества исходной воды, схемы водоподготовительной установки, типа используемых ионитов, доли обессоленной воды в балансе питательной) при условии соблюдения норм качества питательной воды.

Качество добавочной воды для подпитки барабанных котлов давлением 100 кгс/см2 (9,8 МПа) и ниже, а также качество внутристанционных составляющих питательной воды прямоточных и барабанных котлов (конденсаты регенеративных, сетевых и других подогревателей, вод дренажных баков, баков нижних точек, баков запаса конденсата и других потоков) должно быть таким, чтобы обеспечивалось соблюдение норм качества питательной воды. При загрязненности внутристанционных составляющих питательной воды, вызывающей нарушение норм, они до возвращения в цикл должны быть подвергнуты очистке или сброшены.

4.8.34. При снижении щелочности исходной воды H-Na-катионированием или добавлением кислоты остаточная общая щелочность химически очищенной воды должна быть в пределах 0,2-0,8 мг-экв/дм3.

4.8.35. При появлении в исходной воде или в тракте водоподготовительной установки бактерий, вызывающих образование нитритов, должна проводиться периодическая обработка трубопроводов исходной воды и фильтрующих материалов осветлительных фильтров раствором хлорной извести.

4.8.36. Качество дистиллята испарителей, предназначенных для восполнения потерь пара и конденсата, должно удовлетворять следующим нормам: содержание соединений натрия - не более 100 мкг/дм3, свободной угольной кислоты - не более 2 мг/дм3.

Дистиллят испарителей, применяемый для питания прямоточных котлов, должен быть дополнительно очищен до приведенных выше норм качества обессоленной воды для подпитки котлов.

4.8.37. Качество питательной воды испарителей, предназначенных для восполнения потерь пара и конденсата, должно удовлетворять следующим нормам:

Общая жесткость, мкг-экв/дм3, не более 30

Общая жесткость при солесодержании исходной воды более 2000 75

мг/дм3, мкг-экв/дм3, не более

Содержание кислорода, мкг/дм3, не более 30

Содержание свободной угольной кислоты 0

В отдельных случаях на основе опыта эксплуатации по разрешению энергосистемы нормы качества питательной воды могут быть скорректированы.

При питании испарителей водой с общим солесодержанием более 2000 мг/дм3 допускается фосфатирование.

Нормы качества концентрата испарителей и режим продувок должны быть установлены на основе инструкций завода-изготовителя испарителя, типовых инструкций по ведению водно-химического режима или результатов теплохимических испытаний, проводимых электростанцией, службами энергосистемы или специализированными организациями.

4.8.38. Качество конденсата, возвращаемого с производства, должно удовлетворять следующим нормам, не более:

Общая жесткость, мкг-экв/дм3 50

Содержание соединений железа, мкг/дм3 100

Содержание соединений меди, мкг/дм3 20

Содержание кремниевой кислоты, мкг/дм3 120

pH 8,5-9,5

Перманганатная окисляемость, мг O_2/дм3 5

Содержание нефтепродуктов, мг/дм3 0,5

Возвращаемый конденсат не должен содержать потенциально кислых или щелочных соединений, вызывающих отклонение значения pH котловой воды от установленных норм более чем на 0,5 единицы при неизменном режиме коррекционной обработки фосфатами или фосфатами и едким натром*(7).

Если качество возвращаемого на электростанцию конденсата не обеспечивает норм качества питательной воды, должна быть предусмотрена очистка его до достижения этих норм.

4.8.39. Карбонатный индекс И_к*(8) сетевой воды при нагреве ее в сетевых подогревателях должен быть не выше значений, приведенных в таблице 4.3.

Таблица 4.3

Нормативные значения И_к при нагреве сетевой воды в сетевых подогревателях в зависимости от pH воды

Температура нагрева сетевой воды, °C	И_к (мг-экв/дм3)2 при значениях pH			
	не выше 8,5	8,51-8,8	8,81-9,2	выше 9,2
70-100	4,0	2,6	2,0	1,6
101-120	3,0	2,1	1,6	1,4
121-140	2,5	1,9	1,4	1,2
141-150	2,0	1,5	1,2	0,9
151-200	1,0	0,8	0,6	0,4

Карбонатный индекс И_к сетевой воды при нагреве ее в водогрейных котлах должен быть не выше значений, приведенных в таблице 4.4.

Таблица 4.4

Нормативные значения И_к при нагреве сетевой воды в водогрейных котлах в зависимости от pH воды

Температура нагрева сетевой воды, °С	И_к (мг-экв/дм3)2 при значениях pH			
	не выше 8,5	8,51-8,8	8,81-9,2	выше 9,2
70-100	3,2	2,3	1,8	1,5
101-120	2,0	1,5	1,2	1,0
121-140	1,5	1,2	1,0	0,7
141-150	1,2	1,0	0,8	0,5
151-200	0,8	0,7	0,5	0,3

Значения И_к подпиточной воды открытых систем теплоснабжения должны быть такими же, как нормативные для сетевой воды.

Качество подпиточной воды для закрытых систем теплоснабжения должно быть таким, чтобы обеспечить нормативное значение И_к сетевой воды.

С учетом присосов водопроводной воды значение И_к подпиточной воды закрытых систем теплоснабжения может быть рассчитано по формуле:

И

кс

И = ————————,

кп а

1 + ————

100

где И - нормативное значение карбонатного индекса подпиточной воды

кп закрытых систем теплоснабжения;

И - нормативное значение карбонатного индекса сетевой воды по

кс таблицам 4.3 или 4.4 в зависимости от типа водогрейного

оборудования;

а - доля реальных присосов водопроводной воды (%), определяемая как

(Ж - Ж)

с п

а = ———————————— x 100%

(Ж - Ж)

в с

(здесь Ж , Ж , Ж - общая жесткость соответственно сетевой,

с п в подпиточной и водопроводной воды, мг-экв/дм3).

При отсутствии эксплуатационных данных по значению присосов водопроводной воды долю

присосов принимать равной 105.

Качество воды для подпитки закрытых тепловых сетей должно удовлетворять следующим нормам:

Содержание свободной угольной кислоты 0

Значение pH для систем теплоснабжения:

открытых 8,3-9,0*

закрытых 8,3-9,5*

Содержание растворенного кислорода, мкг/дм3, не более 50

Количество взвешенных веществ, мг/дм3, не более 5

Содержание нефтепродуктов, мг/дм3, не более 1

---

* Верхний предел значения pH допускается только при глубоком умягчении воды, нижний - с разрешения энергосистемы может корректироваться в зависимости от интенсивности коррозионных явлений в оборудовании и трубопроводах систем теплоснабжения. Для закрытых систем теплоснабжения с разрешения энергосистемы верхний предел значения pH допускается не более 10,5 при одновременном уменьшении значения карбонатного индекса до 0,1 (мг-экв/дм3)2, нижний предел может корректироваться в зависимости от коррозионных явлений в оборудовании и трубопроводах систем теплоснабжения.

Качество подпиточной воды открытых систем теплоснабжения (с непосредственным водоразбором) должно удовлетворять также действующим нормам для питьевой воды. Подпиточная вода для открытых систем теплоснабжения должна быть подвергнута коагулированию для удаления из нее органических примесей, если цветность пробы воды при ее кипячении в течение 20 мин. увеличивается сверх нормы, указанной в действующих нормативных документах для питьевой воды.

При силикатной обработке воды для подпитки тепловых сетей с непосредственным разбором горячей воды содержание силиката в подпиточной воде должно быть не более 50 мг/дм3 в пересчете на SiO_2.

При силикатной обработке подпиточной воды предельная концентрация кальция должна определяться с учетом суммарной концентрации не только сульфатов (для предотвращения выпадения $CaSO_4$), но и кремниевой кислоты (для предотвращения выпадения $CaSiO_3$) для заданной температуры нагрева сетевой воды с учетом ее превышения в пристенном слое труб котла на 40°C.

Непосредственная присадка гидразина и других токсичных веществ в подпиточную воду тепловых сетей и сетевую воду не допускается.

4.8.40. Качество сетевой воды должно удовлетворять следующим нормам:

Содержание свободной угольной кислоты 0

Значение pH для систем теплоснабжения:

открытых 8,3-9,0*

закрытых 8,3-9,5*

Содержание соединений железа, мг/дм3, не более, для систем

теплоснабжения:

открытых 0,3**

закрытых 0,5

Содержание растворенного кислорода, мкг/дм3, не более 20

Количество взвешенных веществ, мг/дм3, не более 5

Содержание нефтепродуктов, мг/дм3, не более, для систем

теплоснабжения:

открытых 0,1

закрытых 1

---

* Верхний предел значения pH допускается только при глубоком умягчении воды, нижний - с разрешения энергосистемы может корректироваться в зависимости от интенсивности коррозионных явлений в оборудовании и трубопроводах систем теплоснабжения. Для закрытых систем теплоснабжения с разрешения энергосистемы верхний предел значения pH допускается не более 10,5 при одновременном уменьшении значения карбонатного индекса до 0,1 (мг-экв/дм3)2, нижний предел может корректироваться в зависимости от коррозионных явлений в оборудовании и трубопроводах систем теплоснабжения.

** По согласованию с санитарными органами допускается 0,5 мг/дм3.

В начале отопительного сезона и в послеремонтный период допускается превышение норм в течение 4 недель для закрытых систем теплоснабжения и 2 недели для открытых систем по содержанию соединений железа - до 1,0 мг/дм3, растворенного кислорода - до 30 и взвешенных веществ - до 15 мг/дм3.

При открытых системах теплоснабжения по согласованию с органами санитарно-эпидемиологической службы допускается отступление от действующих норм для питьевой воды по показателям цветности до 70° и содержанию железа до 1,2 мг/дм3 на срок до 14 дн. в период сезонных включений эксплуатируемых систем теплоснабжения, присоединения новых, а также после их ремонта.

По окончании отопительного сезона или при останове водогрейные котлы и тепловые сети должны быть законсервированы.

4.8.41. На электростанциях, работающих на органическом топливе, непроизводительные внутристанционные потери воды, пара и конденсата, обусловленные отклонениями от технологических режимов, утечками, парением, неплотностями оборудования и арматуры, при номинальной производительности работающих котлов должны быть не более, % общего расхода питательной воды:

На конденсационных электростанциях 1,0

На ТЭЦ с чисто отопительной нагрузкой 1,2

На ТЭЦ с производственной или производственной и 1,6

отопительной нагрузками

При фактическом расходе питательной воды, меньшем номинального, нормы внутристанционных потерь соответственно увеличиваются, но не более чем в 1,5 раза.

Нормы технологических потерь воды, пара и конденсата (потерь на собственные нужды) при работе форсунок, продувках и обдувках котлов, водных отмывках, обслуживании установок для очистки конденсата, деаэрации добавочной воды тепловой сети, разгрузке мазута, отборе проб теплоносителя для химических анализов и других технологических операций должны разрабатываться электростанцией для каждой операции с учетом возможного повторного использования воды в цикле ТЭС.

Общая суммарная норма внутристанционных непроизводительных и технологических потерь воды, пара и конденсата для каждой электростанции должна ежегодно утверждаться энергосистемой.

4.9. Трубопроводы и арматура

4.9.1. Администрация энергообъекта специальным распоряжением назначает из числа инженерно-технических работников лиц, обеспечивающих контроль за исправным состоянием и безопасной эксплуатацией трубопроводов.

4.9.2. На каждый трубопровод должен быть заведен паспорт по форме, установленной нормативным документом.

4.9.3. После капитального и среднего ремонта, а также ремонта, связанного с вырезкой и переваркой участков трубопровода, заменой арматуры, наладкой опор и заменой тепловой изоляции, перед включением оборудования в работу должны быть проверены:

отсутствие временных монтажных и ремонтных стяжек, конструкций и приспособлений, лесов;

исправность неподвижных и скользящих опор и пружинных креплений, лестниц и площадок обслуживания трубопроводов и арматуры;

размер затяжки пружин подвесок и опор в холодном состоянии;

исправность индикаторов тепловых перемещений;

возможность свободного перемещения трубопроводов при их прогреве и других эксплуатационных режимах;

состояние дренажей и воздушников, предохранительных устройств;

размер уклонов горизонтальных участков трубопроводов и соответствие их положениям нормативной документации;

легкость хода подвижных частей арматуры;

соответствие показаний крайних положений запорной арматуры (открыто-закрыто) на щитах управления ее фактическому положению;

исправность тепловой изоляции;

наличие полного комплекта ремонтной документации (схемы, формуляры, сварочная документация, протоколы металлографических исследований, акты приемки после ремонта и т.д.).

4.9.4. Администрацией энергообъекта на основании нормативных документов по эксплуатации трубопроводов должны быть разработаны и утверждены местные инструкции, учитывающие конкретные условия эксплуатации трубопроводов на данном энергообъекте.

При эксплуатации трубопроводов и арматуры в соответствии с действующими инструкциями должны контролироваться:

размеры тепловых перемещений трубопроводов и их соответствие расчетным значениям по показаниям индикаторов;

отсутствие защемлений и повышенной вибрации трубопроводов;

плотность предохранительных устройств, арматуры и фланцевых соединений;

температурный режим работы металла при пусках и остановах;

степень затяжки пружин подвесок и опор в рабочем и холодном состоянии не реже 1 раза в 2 года;

герметичность сальниковых уплотнений арматуры;

соответствие показаний указателей положения (УП) регулирующей арматуры на щитах управления ее фактическому положению;

наличие смазки подшипников, узлов приводных механизмов, винтовых пар шпиндель - резьбовая втулка, в редукторах электроприводов арматуры.

4.9.5. При заполнении средой неостывших паропроводов должен осуществляться контроль разности температур стенок трубопровода и рабочей среды, которая должна быть выдержана в пределах расчетных значений.

4.9.6. Система дренажей должна обеспечивать полное удаление влаги при прогреве, остывании и опорожнении трубопроводов, для чего последние должны иметь уклон горизонтальных участков не менее 0,004 (по ходу движения среды), сохраняющийся до температуры, соответствующей насыщению при рабочем давлении среды.

При замене деталей и элементов трубопроводов необходимо сохранить проектное положение оси трубопровода.

При прокладке дренажных линий должно быть учтено направление тепловых перемещений во избежание защемления трубопроводов.

При объединении дренажных линий нескольких трубопроводов на каждом из них должна быть установлена запорная арматура.

4.9.7. При компоновке трубопроводов и арматуры должна быть обеспечена возможность обслуживания и ремонта арматуры. В местах установки арматуры и индикаторов тепловых перемещений паропроводов должны быть установлены площадки обслуживания.

4.9.8. На арматуре должны быть нанесены названия и номера согласно технологическим схемам трубопроводов, а также указатели направления вращения штурвала.

Регулирующие клапаны должны быть снабжены указателями степени открытия регулирующего органа, а запорная арматура - указателями "Открыто" и "Закрыто".

4.9.9. Ремонт трубопроводов, арматуры и элементов дистанционного управления арматурой, установка и снятие заглушек, отделяющих ремонтируемый участок трубопровода, должны выполняться только по наряду-допуску.

4.9.10. Арматура, ремонтировавшаяся в условиях мастерской, должна быть испытана на герметичность затвора, сальниковых, сильфонных и фланцевых уплотнений давлением, равным 1,25 рабочего.

Арматура, ремонтировавшаяся без вырезки из трубопровода, должна быть испытана на плотность рабочим давлением среды при пуске оборудования.

4.9.11. Тепловая изоляция трубопроводов и арматуры должна быть в исправном состоянии. Температура на ее поверхности при температуре окружающего воздуха 25°С должна быть не более 45°С.

Тепловая изоляция фланцевых соединений, арматуры и участков трубопроводов, подвергающихся периодическому контролю (сварные соединения, бобышки для измерения ползучести и т.п.), должна быть съемной.

Тепловая изоляция трубопроводов, расположенных на открытом воздухе и вблизи масляных баков, маслопроводов, мазутопроводов, должна иметь металлическое или другое покрытие для предохранения ее от пропитывания влагой или горючими нефтепродуктами. Трубопроводы, расположенные вблизи кабельных линий, также должны иметь металлическое покрытие.

Трубопроводы с температурой рабочей среды ниже температуры окружающего воздуха должны быть защищены от коррозии, иметь гидро- и теплоизоляцию.

Для тепловой изоляции должны применяться материалы, не вызывающие коррозии металла трубопроводов.

4.9.12. Изоляция трубопроводов, не имеющих защитного покрытия, должна быть окрашена. При наличии защитного покрытия на их поверхность должны быть нанесены маркировочные кольца.

4.9.13. При обнаружении свищей, трещин в питательных трубопроводах, паропроводах свежего пара и пара промперегрева, а также в их арматуре аварийный участок должен быть отключен.

Если при отключении невозможно резервировать аварийный участок, то оборудование, связанное с этим участком, должно быть остановлено.

4.9.14. Арматура должна использоваться строго в соответствии с ее функциональным назначением.

4.10. Золоулавливание и золоудаление

Золоулавливающие установки

4.10.1. При работе котла на твердом топливе должна быть обеспечена бесперебойная работа золоулавливающей установки.

Эксплуатация котла с неработающей золоулавливающей установкой не допускается.

В случае появления сигнала о достижении верхнего предельного уровня золы в двух бункерах и более разных полей электрофильтра, прекращении орошения каплеуловителя мокрой золоулавливающей установки или прекращении удаления из него пульпы необходимо принять меры к выявлению и устранению причин неполадок.

Использовать бункеры золоулавливающих установок для накопления уловленной золы не допускается. Она должна удаляться из бункеров непрерывно.

4.10.2. При растопке котла на газе или мазуте высокое напряжение на электрофильтры не должно подаваться, механизмы встряхивания должны быть включены в работу, должен быть обеспечен подогрев бункеров и изоляторных коробок. После перевода котла на сжигание твердого топлива должны быть включены в работу виброрыхлители или аэрирующие устройства бункеров, время подачи высокого напряжения на электрофильтры должно быть указано в местной инструкции.

4.10.3. В подбункерных помещениях электрофильтров температура воздуха должна поддерживаться не ниже 12°С.

Температура стенок бункеров и течек золоулавливающих установок должна поддерживаться на 15°С выше температуры конденсации водяных паров, содержащихся в дымовых газах.

На электростанциях с открытой компоновкой электрофильтров в районах с расчетной температурой отопления минус 15°С и ниже электрофильтры перед пуском должны предварительно прогреваться горячим воздухом до температуры выше точки росы дымовых газов растопочного топлива.

Орошение мокрых золоулавливающих установок, а также подача воды в золосмывные аппараты электрофильтров и батарейных циклонов, воздуха в аппараты систем пневмозолоудаления и включение системы контроля работы электрофильтров и наличия золы в бункерах должны быть осуществлены до растопки котла.

4.10.4. При повышении температуры дымовых газов за электрофильтрами выше температуры газов перед ними необходимо снять высокое напряжение со всех полей. В случае обнаружения очагов возгорания в электрофильтре следует остановить котел и приступить к устранению аварийного состояния.

4.10.5. Режим эксплуатации золоулавливающих установок должен определяться следующими показателями:

для электрофильтров - оптимальными параметрами электропитания при заданной температуре дымовых газов и оптимальным режимом встряхивания электродов;

для мокрых золоулавливающих установок - оптимальным расходом орошающей воды и температурой газа после аппаратов не менее чем на 15°С выше точки росы дымовых газов (по водяным парам);

для батарейных циклонов - оптимальным аэродинамическим сопротивлением аппаратов.

4.10.6. При эксплуатации мокрых золоулавливающих установок должны быть предусмотрены меры, предотвращающие брызгоунос. В случае установки электрофильтров за мокрыми золоулавливающими установками наличие следов брызгоуноса за последними не допускается.

4.10.7. Состояние золоулавливающих установок должно контролироваться в соответствии с типовыми инструкциями по их эксплуатации.

4.10.8. При останове котла на срок более 3 сут. золоулавливающие установки должны быть осмотрены и очищены от отложений.

4.10.9. Испытания золоулавливающих установок должны быть выполнены при вводе их в эксплуатацию из монтажа, после капитального ремонта или реконструкции специализированными организациями.

Для проведения испытаний золоулавливающие установки должны иметь измерительные участки на газоходах и быть оборудованы штуцерами, лючками и другими приспособлениями, а также стационарными площадками с освещением для обслуживания используемых при испытаниях приборов.

4.10.10. Золоулавливающие установки не реже 1 раза в год должны подвергаться испытаниям по экспресс-методу в целях проверки их эксплуатационной эффективности и при необходимости разработки мероприятий по улучшению работы.

Системы золошлакоудаления и золоотвалы

4.10.11. При эксплуатации систем золошлакоудаления и золоотвалов должны быть обеспечены:

своевременное, бесперебойное и экономичное удаление и складирование золы и шлака в золоотвалы, на склады сухой золы, а также отгрузка их потребителям;

надежность оборудования, устройств и сооружений внутреннего и внешнего золошлакоудаления;

рациональное использование рабочей емкости золоотвалов и складов сухой золы;

предотвращение загрязнения золой и сточными водами воздушного и водного бассейнов, а также окружающей территории.

4.10.12. Эксплуатация систем гидро- и пневмозолоудаления должна быть организована в режимах, обеспечивающих:

оптимальные расходы воды, воздуха и электроэнергии;

минимальный износ золошлакопроводов;

исключение замораживания внешних пульпопроводов и водоводов, заиления золосмывных аппаратов, каналов и пульпоприемных бункеров, образования отложений золы в бункерах, течках и золопроводах пневмозолоудаления.

Для ликвидации пересыщения воды труднорастворимыми соединениями и осаждения взвешенных твердых частиц (осветления) должны быть предусмотрены необходимые площадь и глубина отстойного бассейна.

4.10.13. При эксплуатации систем гидрозолоудаления должны быть обеспечены плотность трактов и оборудования, исправность облицовки и перекрытий каналов, золошлакопроводов, устройств для оперативного переключения оборудования.

В системах пневмозолоудаления должна быть предусмотрена очистка сжатого воздуха от масла, влаги и пыли, а также предотвращено попадание влаги в золопроводы, промежуточные бункера и емкости складов золы.

4.10.14. Эксплуатация оборотных (замкнутых) гидравлических систем золошлакоудаления должна быть организована в бессточном режиме, предусматривающем:

поддержание баланса воды в среднем за год;

преимущественное использование осветленной воды в технических целях (обмывка поверхностей нагрева котлов, золоулавливающих установок, гидроуборка зольных помещений, уплотнение подшипников багерных насосов, орошение сухих участков золоотвалов для пылеподавления, охлаждение газов путем впрыска воды, приготовление бетонных растворов и т.д.) и направление образующихся стоков в систему гидрозолоудаления (ГЗУ).

Сброс осветленной воды из золоотвалов в реки и природные водоемы допускается только по согласованию с региональными природоохранными органами.

4.10.15. Сбросы посторонних вод в оборотную систему ГЗУ допускаются при условии, что общее количество добавляемой воды не превысит фактические ее потери из системы в течение календарного года.

В качестве добавочной воды должны быть использованы наиболее загрязненные промышленные стоки с направлением их в устройства, перекачивающие пульпу.

4.10.16. При нехватке осветленной воды подпитка оборотной системы ГЗУ технической водой допускается путем перевода на техническую воду изолированной группы насосов.

Смешение в насосах и трубопроводах технической и осветленной воды запрещается, за исключением систем с нейтральной или кислой реакцией осветленной воды.

4.10.17. В шлаковых ваннах механизированной системы шлакоудаления должен быть уровень воды, обеспечивающий остывание шлака и исключающий подсос воздуха в топку.

4.10.18. Состояние смывных и побудительных сопл системы ГЗУ должно систематически контролироваться, и при увеличении их внутреннего диаметра более чем на 10% по сравнению с расчетным сопла должны заменяться.

4.10.19. Контрольно-измерительные приборы, устройства технологических защит, блокировок и сигнализации систем гидро- и пневмозолоудаления должны быть в исправности и периодически проверяться.

4.10.20. Выводимые в резерв или в ремонт тракты гидро- или пневмозолоудаления должны быть опорожнены и при необходимости промыты водой или продуты воздухом.

4.10.21. При отрицательной температуре наружного воздуха выводимые из работы пульпопроводы и трубопроводы осветленной воды системы ГЗУ должны быть своевременно сдренированы для предотвращения их замораживания.

4.10.22. Должен быть организован систематический (по графику) контроль за износом золошлакопроводов и своевременный поворот труб. Очистка трубопроводов от минеральных отложений должна быть произведена при повышении гидравлического сопротивления трубопроводов на 20% (при неизменном расходе воды, пульпы).

4.10.23. При повышенном абразивном износе элементов систем удаления и складирования золошлаков (пульпопроводы, золопроводы, сопла и др.) должны быть приняты меры для защиты этих элементов от износа (применение камнелитых изделий, абразивостойких металлов и т.п.).

4.10.24. При необходимости должны быть проверены уклоны пульпопроводов и надземных трубопроводов осветленной воды, произведена рихтовка труб или установка дополнительных дренажей.

4.10.25. Ремонт и замена оборудования должны быть организованы по графику, составленному на основе опыта эксплуатации систем золо- и шлакоудаления. Указанный график должен быть скорректирован при изменении работы систем золошлакоудаления (изменение вида топлива, подключение дополнительных котлов и т.п.).

4.10.26. Заполнение золоотвалов водой и золошлаками, а также выдача золошлаков из золоотвалов должны осуществляться по проекту.

Эксплуатация и контроль за состоянием дамб золоотвалов должны быть организованы в соответствии с положениями действующих правил.

4.10.27. Не менее чем за 3 года до окончания заполнения существующего золоотвала электростанцией должно быть обеспечено наличие проекта создания новой емкости.

4.10.28. На границах золоотвалов, бассейнов и каналов осветленной воды, а также на дорогах, в зоне расположения внешней системы золоудаления должны быть установлены предупреждающие и запрещающие знаки.

4.10.29. Для контроля за заполнением золоотвалов 1 раз в год должны производиться нивелировка поверхности расположенных выше уровня воды золошлаковых отложений и промеры глубин отстойного пруда по фиксированным створам.

Предельно допустимый уровень заполнения золоотвалов должен быть отмечен рейками (реперами).

4.10.30. Наращивание ограждающих дамб без проектов не допускается.

При наращивании дамб из золошлакового материала и мягких грунтов (суглинков, супесей) работы должны выполняться в теплое время года.

4.10.31. Устройства (лестницы, мостики, ограждения и др.), обеспечивающие уход за сооружениями и безопасность персонала, должны быть в исправном состоянии.

4.10.32. На каждой электростанции должны ежегодно составляться и выполняться планы мероприятий по обеспечению надежной работы системы удаления и складирования золы и шлака. В планы должны быть включены: графики осмотров и ремонта оборудования, пульпопроводов осветленной воды, график наращивания дамб, очистки трубопроводов от отложений, мероприятия по предотвращению пыления, рекультивации отработанных золоотвалов и др.

4.11. Станционные теплофикационные установки

4.11.1. Режим работы теплофикационной установки электростанции и районной котельной (давление в подающих и обратных трубопроводах и температура в подающих трубопроводах) должен быть организован в соответствии с заданием диспетчера тепловой сети.

Температура сетевой воды в подающих трубопроводах в соответствии с утвержденным для системы теплоснабжения температурным графиком должна быть задана по усредненной температуре наружного воздуха за промежуток времени в пределах 12-24 ч, определяемый диспетчером тепловой сети в зависимости от длины сетей, климатических условий и других факторов.

Отклонения от заданного режима за головными задвижками электростанции (котельной) должны быть не более:

по температуре воды, поступающей в тепловую сеть, +-3%;

по давлению в подающих трубопроводах +-5%;

по давлению в обратных трубопроводах +-0,2 кгс/см2 (+-20 кПа).

Температура сетевой воды в обратных трубопроводах, расход сетевой воды в подающих трубопроводах, разность расходов в подающем и обратном трубопроводах обеспечиваются режимами работы тепловой сети и систем теплопотребления и контролируются диспетчером тепловой сети. Среднесуточная температура сетевой воды в обратных трубопроводах не может превышать заданную графиком более чем на 3%. Понижение температуры сетевой воды в обратных трубопроводах по сравнению с графиком не лимитируется.

Максимальные среднечасовые расходы сетевой воды в подающих трубопроводах и разность расходов сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах не должны превышать установленных в договорах теплоснабжения значений. При превышении максимальных среднечасовых расходов сетевой воды в подающих трубопроводах, разности расходов в подающих и обратных трубопроводах, температуры сетевой воды в обратных трубопроводах диспетчер тепловой сети должен принять меры к восстановлению установленных значений.

Отклонения давления и температуры пара на коллекторах электростанции (котельной) должны быть не более +-5% заданных параметров.

4.11.2. Для каждого сетевого подогревателя и группы подогревателей на основе проектных данных и результатов испытаний должны быть установлены:

расчетная тепловая производительность и соответствующие ей параметры греющего пара и сетевой воды;

температурный напор и максимальная температура подогрева сетевой воды;

предельное допустимое давление с водяной и паровой сторон;

расчетный расход сетевой воды и соответствующие ему потери напора.

Кроме того, на основе данных испытаний должны быть установлены потери напора в водогрейных котлах, трубопроводах и вспомогательном оборудовании теплофикационной установки при расчетном расходе сетевой воды.

Испытания должны проводиться на вновь смонтированных теплофикационных установках и периодически (1 раз в 3-4 года) в процессе эксплуатации.

4.11.3. Регулирование температуры воды на выходе из сетевых подогревателей, на выводах тепловой сети, а также на станциях подмешивания, расположенных в тепловой сети, должно быть равномерным со скоростью, не превышающей 30°С в час.

4.11.4. При работе сетевых подогревателей должны быть обеспечены:

контроль за уровнем конденсата и работой устройств автоматического поддержания уровня;

отвод неконденсирующихся газов из парового пространства;

контроль за температурным напором;

контроль за нагревом сетевой воды;

контроль за гидравлической плотностью по качеству конденсата греющего пара.

Трубная система теплообменных аппаратов должна периодически очищаться по мере загрязнения, но не реже 1 раза в год (перед отопительным сезоном).

4.11.5. Устройства для автоматического включения резерва должны быть в постоянной готовности к действию и периодически проверяться по графику, утвержденному техническим руководителем энергообъекта.

4.11.6. Установка для подпитки тепловых сетей должна обеспечивать их подпитку химически очищенной деаэрированной водой в рабочем режиме и аварийную подпитку водой из систем хозяйственно-питьевого или производственного водопроводов в размерах, установленных нормами технологического проектирования электрических станций.

4.11.7. Каждый случай подачи воды для подпитки тепловой сети, не отвечающей положениям п. 4.8.39 настоящих Правил, осуществляется с разрешения технического руководителя энергообъекта и должен быть отмечен в оперативном журнале с указанием количества поданной воды и источника водоснабжения.

В соединениях трубопроводов подпитывающего устройства с трубопроводами технической, циркуляционной или водопроводной воды должен быть предусмотрен контрольный клапан между двумя закрытыми и пломбированными задвижками. При нормальной работе тепловых сетей контрольный клапан должен быть открыт.

4.11.8. Подпиточно-сбросные устройства должны поддерживать заданное давление на всасывающей стороне сетевых насосов при рабочем режиме тепловых сетей и останове сетевых насосов. Должна быть предусмотрена защита обратных трубопроводов от внезапного повышения давления.

При возможности аварийного снижения давления сетевой воды в теплофикационной установке, подающих трубопроводах тепловой сети и системах теплопотребления должна быть предусмотрена защита от вскипания сетевой воды во всех точках системы теплоснабжения. При невозможности обеспечения условий невскипания сетевой воды самозапуск и аварийное включение резервных сетевых или подпиточных насосов не допускается.

4.11.9. Баки-аккумуляторы и емкости запаса должны заполняться только химически очищенной деаэрированной водой температурой не выше 95°С. Пропускная способность вестовой трубы должна соответствовать максимальной скорости заполнения и опорожнения бака.

Предельный уровень заполнения баков-аккумуляторов и емкостей запаса, запроектированных без тепловой изоляции, при выполнении изоляции должен быть снижен на высоту, эквивалентную по массе тепловой изоляции.

Если в качестве бака-аккумулятора и емкости запаса применен бак для нефтепродуктов, рассчитанный на плотность продукта 0,9 т/м3, уровень заполнения бака должен быть уменьшен на 10%.

4.11.10. Антикоррозионная защита баков должна быть выполнена в соответствии с положениями нормативных документов по защите баков-аккумуляторов от коррозии и воды в них от аэрации.

Эксплуатация баков-аккумуляторов без усиливающих наружных конструкций, предотвращающих лавинообразное разрушение бака, и без антикоррозионной защиты внутренней поверхности не допускается.

Оценка состояния баков-аккумуляторов и емкостей запаса, определение их пригодности к дальнейшей эксплуатации должны производиться ежегодно в период отключения установок горячего водоснабжения путем визуального осмотра конструкции и основания баков, компенсирующих устройств трубопроводов, а также вестовых труб с составлением акта, утверждаемого техническим руководителем энергообъекта.

Инструментальное обследование бака-аккумулятора с определением толщины и состояния стенок и днища должно выполняться не реже 1 раза в 5 лет.

При защите металла бака-аккумулятора от коррозии и воды в них от аэрации герметизирующей жидкостью внутреннее обследование проводится при замене герметика.

Для баков-аккумуляторов, предназначенных по проекту для хранения жидкого топлива, допустимый коррозионный износ поясов стенки при наличии усиливающих конструкций не должен превышать 20% проектной толщины. Опорожнение этих баков в зимний период не разрешается.

4.11.11. После окончания монтажа или ремонта должны быть проведены испытания баков-аккумуляторов и емкостей запаса в соответствии с положениями строительных норм и правил, определяющих правила производства и приемки работ на металлических конструкциях.

На каждый принятый в эксплуатацию бак-аккумулятор и емкость запаса должен быть составлен паспорт.

4.11.12. Эксплуатация баков-аккумуляторов и емкостей запаса не допускается:

при отсутствии блокировок, обеспечивающих полное прекращение подачи воды в бак при достижении ее верхнего предельного уровня, а также отключение насосов разрядки при достижении ее нижнего предельного уровня;

если баки не оборудованы аппаратурой для контроля уровня воды и сигнализации предельного уровня, переливной трубой, установленной на отметке предельно допустимого уровня заполнения, и вестовой трубой.

Электрическая схема сигнализации должна опробоваться 1 раз в смену с записью в оперативном журнале.

4.11.13. Эксплуатация станционных теплофикационных трубопроводов должна быть организована в соответствии с положениями раздела 4.12 настоящих Правил.

Антикоррозионное покрытие и тепловая изоляция станционных теплофикационных трубопроводов должны быть в удовлетворительном состоянии.

Теплофикационные трубопроводы не реже 1 раза в месяц должны осматриваться работниками электростанции (котельной), отвечающими за безопасную эксплуатацию трубопроводов, и ежегодно проверяться на гидравлическую плотность.

4.11.14. Границей теплофикационного оборудования электростанции (котельной) должно быть ограждение ее территории, если нет иной документально оформленной договоренности с организациями, эксплуатирующими тепловые сети.

Станционные КИП - измерительные устройства расходомеров (измерительные диафрагмы), датчики этих приборов, первые запорные клапаны, импульсные линии и сами приборы - независимо от места их установки относятся к ведению энергообъекта и обслуживаются его персоналом.

4.11.15. Теплофикационное оборудование должно ремонтироваться в соответствии с графиком, согласованным с организациями, эксплуатирующими тепловые сети.

4.12. Тепловые сети

4.12.1. При эксплуатации тепловых сетей должна быть обеспечена подача потребителям теплоносителя (воды и пара) установленных договорами теплоснабжения параметров:

температура сетевой воды в подающих трубопроводах в соответствии с заданным графиком;

давление сетевой воды в подающих и обратных трубопроводах;

температура и давление пара.

Потери тепловой энергии, теплоносителей, затраты электрической энергии при транспорте и распределении тепловой энергии не должны превышать значений по нормативным энергетическим характеристикам тепловых сетей.

При исчерпании фактической мощности источников тепла и пропускной способности магистралей тепловых сетей присоединение новых потребителей не допускается.

4.12.2. Границами обслуживания тепловых сетей, если нет иных документально оформленных договоренностей заинтересованных организаций, должны быть:

со стороны источника тепла - границы, устанавливаемые в соответствии с положениями п. 4.11.14 настоящих Правил;

со стороны потребителя тепла - стена камеры, в которой установлены принадлежащие энергообъектам задвижки на ответвлении к потребителю тепла.

Границы обслуживания тепловых сетей оформляются двусторонним актом.

4.12.3. Организация, эксплуатирующая тепловые сети, должна осуществлять контроль за соблюдением потребителями установленных режимов теплопотребления и состоянием учета тепловой энергии и теплоносителей.

4.12.4. Организацией, эксплуатирующей тепловые сети, должны быть организованы контроль за поддержанием в надлежащем состоянии путей подхода к объектам сети, а также дорожных покрытий и планировка поверхностей над подземными сооружениями.

Планировка поверхности земли на трассе тепловой сети должна исключать попадание поверхностных вод на теплопроводы.

Ввод трубопроводов тепловых сетей в эксплуатацию без устройств для спуска и отвода воды из каждого секционируемого участка не допускается.

4.12.5. Организацией, эксплуатирующей тепловые сети, должна быть обеспечена исправность ограждающих конструкций, препятствующих доступу посторонних лиц к оборудованию и к запорно-регулирующей арматуре.

4.12.6. Раскопка трассы трубопроводов тепловых сетей или производство работ вблизи них посторонними организациями допускается только с разрешения организации, эксплуатирующей тепловые сети, под наблюдением специально назначенного ею лица.

4.12.7. В организации, эксплуатирующей тепловые сети, должны быть составлены: план тепловой сети (масштабный); оперативная и эксплуатационная (расчетная) схемы; профили теплотрасс по каждой магистрали.

Ежегодно должны корректироваться план, схемы и профили в соответствии с фактическим состоянием тепловых сетей согласно положениям п. 1.7.5 настоящих Правил.

4.12.8. Оперативная схема тепловых сетей, а также настройка автоматики и устройств технологической защиты должны обеспечивать:

подачу потребителям теплоносителя заданных параметров в соответствии с договорами на пользование тепловой энергией;

оптимальное потокораспределение теплоносителя в тепловых сетях;

возможность осуществления совместной работы нескольких источников тепла на объединенные тепловые сети и перехода при необходимости к раздельной работе источников;

преимущественное использование наиболее экономичных источников.

4.12.9. Всем тепломагистралям, камерам (узлам ответвления), подкачивающим, подпиточным и дренажным насосным, узлам автоматического регулирования, неподвижным опорам, компенсаторам и другим сооружениям тепловых сетей должны быть присвоены эксплуатационные номера, которыми они обозначаются на планах, схемах и пьезометрических графиках.

На эксплуатационных (расчетных) схемах подлежат нумерации все присоединенные к сети абонентские системы, а на оперативных схемах, кроме того, секционирующая и запорная арматура.

Арматура, установленная на подающем трубопроводе (паропроводе), должна быть обозначена нечетным номером, а соответствующая ей арматура на обратном трубопроводе (конденсатопроводе) - следующим за ним четным номером.

4.12.10. Каждый район тепловых сетей должен иметь перечень газоопасных камер и проходных каналов. Перед началом работ такие камеры должны быть проверены для обнаружения газа. Газоопасные камеры должны иметь специальные знаки, окраску люков и содержаться под надежным запором.

Все газоопасные камеры и участки трассы должны быть отмечены на оперативной схеме тепловых сетей.

Надзор за газоопасными камерами должен осуществляться в соответствии с установленным порядком.

4.12.11. Организация, эксплуатирующая тепловые сети, должна осуществлять техническую приемку тепловых сетей, тепловых пунктов и систем теплопотребления, принадлежащих потребителю, после их монтажа или ремонта, при этом потребитель должен выполнять гидравлическое испытание на прочность и плотность собственного оборудования давлением, не превышающим максимально допустимое пробное давление для данных сетей, арматуры и нагревательных приборов в соответствии с положениями правил эксплуатации теплопотребляющих установок и тепловых сетей потребителей.

4.12.12. Организация, эксплуатирующая тепловые сети, должна организовать постоянный контроль за качеством сетевой воды в обратных трубопроводах в соответствии с положениями п. 4.8.40 настоящих Правил и выявлять абонентов, ухудшающих качество сетевой воды.

4.12.13. Трубопроводы тепловых сетей до ввода их в эксплуатацию после монтажа или капитального ремонта должны быть подвергнуты очистке:

паропроводы - продувке со сбросом пара в атмосферу;

водяные сети в закрытых системах теплоснабжения и конденсатопроводы - гидропневматической промывке;

водяные сети в открытых системах теплоснабжения - гидропневматической промывке и дезинфекции с последующей повторной промывкой питьевой водой. Повторная после дезинфекции промывка должна производиться до достижения показателей сбрасываемой воды, соответствующих санитарным нормам на питьевую воду.

Дезинфекция трубопроводов тепловой сети должна производиться в соответствии с санитарными правилами устройства и эксплуатации систем централизованного горячего водоснабжения.

4.12.14. Подключение тепловых сетей потребителей и систем теплопотребления, не прошедших гидропневматическую промывку, а в открытых системах теплоснабжения также дезинфекцию, не допускается.

4.12.15. Все вновь смонтированные трубопроводы тепловых сетей до ввода в эксплуатацию должны быть подвергнуты гидравлическому испытанию на плотность и прочность в соответствии с правилами устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды.

4.12.16. Заполнение сетевых трубопроводов, их промывка и повторная промывка, дезинфекция (для открытых систем теплоснабжения), включение системы циркуляции, продувка и прогрев паропроводов и операции по пуску водяных или паровых тепловых сетей, а также любые испытания сети или отдельных ее элементов и конструкций должны выполняться под руководством лица, отвечающего за выполнение этих работ по специально разработанной технической программе, утвержденной руководством организации, эксплуатирующей тепловые сети, и согласованной с руководством энергообъекта - источника тепла.

4.12.17. Трубопроводы тепловых сетей должны заполняться водой температурой не выше 70°С при отключенных системах теплопотребления.

4.12.18. Наружная поверхность трубопроводов и металлических конструкций тепловых сетей (балки, опоры, мачты, эстакады и др.) должна быть защищена стойкими антикоррозионными покрытиями.

Ввод в эксплуатацию тепловых сетей после окончания строительства или капитального ремонта без наружного антикоррозионного покрытия труб и металлических конструкций не допускается.

4.12.19. Трубопроводы тепловых сетей, арматура, компенсаторы и фланцевые соединения должны быть покрыты тепловой изоляцией в соответствии с проектом.

Применение в тепловых сетях гидрофильной засыпной изоляции, а также набивной изоляции при прокладке трубопроводов в гильзах (футлярах) не допускается.

4.12.20. Ввод в эксплуатацию тепловых сетей при неработающем понижающем дренаже не допускается.

4.12.21. Проходные каналы, а также крупные узловые камеры, в которых установлено электрооборудование, должны иметь электроосвещение согласно правилам устройства электроустановок.

Приточно-вытяжная вентиляция проходных каналов должна быть в исправном состоянии.

4.12.22. Все соединения труб тепловых сетей должны быть сварными, за исключением мест применения фланцевой арматуры.

Использование для компенсаторов и арматуры хлопчатобумажных и пеньковых набивок не допускается.

4.12.23. При надземной прокладке тепловых сетей задвижки с электроприводами должны быть размещены в помещении или заключены в кожухи, защищающие арматуру и электропривод от атмосферных осадков и исключающие доступ посторонних лиц.

4.12.24. Присоединение к тепловым сетям систем теплопотребления, не оборудованных регуляторами и защитными устройствами в соответствии с правилами эксплуатации теплопотребляющих установок и тепловых сетей потребителей, а также приборами учета тепловой энергии и теплоносителей в соответствии с правилами учета тепловой энергии и теплоносителя, не допускается.

4.12.25. Для контроля за состоянием оборудования тепловых сетей и режимом их работы регулярно по графику должен производиться обход теплопроводов и тепловых пунктов.

4.12.26. Организация, эксплуатирующая тепловые сети, обязана выявлять дефекты строительных конструкций, трубопроводов и оборудования тепловой сети, осуществлять контроль за их состоянием и за состоянием тепловой изоляции и антикоррозионного покрытия с применением современных приборов и методов диагностики, а также путем осмотра, опрессовок, испытаний на максимальную температуру теплоносителя и других методов. В организации, эксплуатирующей тепловые сети, должен осуществляться учет всех повреждений и выявленных дефектов по всем видам оборудования и анализ вызвавших их причин.

Контроль за состоянием трубопроводов и оборудования тепловой сети должен осуществляться с учетом положений правил устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды.

Периодичность проведения работ по контролю за состоянием оборудования тепловой сети определяется техническим руководителем организации, эксплуатирующей тепловые сети.

4.12.27. На водяных тепловых сетях и конденсатопроводах должен быть организован систематический контроль за внутренней коррозией трубопроводов путем анализов сетевой воды и конденсата, а также по индикаторам внутренней коррозии, устанавливаемым в наиболее характерных точках (на выводах с ТЭЦ и котельных, концевых участках, в двух-трех промежуточных узлах магистрали).

Неработающие тепловые сети должны заполняться только химически очищенной деаэрированной водой.

4.12.28. Из паропроводов насыщенного пара конденсат должен непрерывно отводиться через конденсатоотводчики.

Работа конденсатоотводчиков на общий конденсатопровод без установки обратных клапанов не допускается.

4.12.29. Секционирующие задвижки и запорная арматура в нормальном режиме должны быть в полностью открытом или полностью закрытом положении; регулировать ими расход теплоносителя не допускается.

4.12.30. Среднегодовая утечка теплоносителя из водяных тепловых сетей должна быть не более 0,25% среднегодового объема воды в тепловой сети и присоединенных к ней системах теплопотребления в час независимо от схемы их присоединения (за исключением систем горячего водоснабжения, присоединенных через водоподогреватели). Сезонная норма утечки теплоносителя устанавливается в пределах среднегодового значения.

При определении утечки теплоносителя не должно учитываться количество воды на наполнение трубопроводов и систем теплопотребления при их плановом ремонте и подключении новых участков сети и потребителей, промывку, дезинфекцию и повторную промывку (для открытых систем теплоснабжения), проведение регламентных испытаний трубопроводов и оборудования

тепловых сетей.

4.12.31. После ремонта до начала отопительного сезона должно быть проведено гидравлическое испытание тепловых сетей в целях проверки плотности и прочности трубопроводов и установленной запорной и регулирующей арматуры в соответствии с правилами устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды.

Минимальное значение пробного давления должно составлять 1,25 рабочего давления. При этом значение рабочего давления устанавливается техническим руководителем организации, эксплуатирующей тепловые сети, в соответствии с положениями правил устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды.

Максимальное значение пробного давления устанавливается в соответствии с положениями правил устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды с учетом максимальных нагрузок, которые могут принять на себя неподвижные опоры.

В каждом конкретном случае значение пробного давления устанавливается техническим руководителем организации, эксплуатирующей тепловые сети, в допустимых пределах, указанных выше.

Одновременное проведение гидравлических испытаний тепловых сетей на прочность и плотность и испытаний на максимальную температуру теплоносителя не допускается.

4.12.32. Для гидравлических испытаний на прочность и плотность трубопроводы тепловых сетей должны заполняться водой с температурой не ниже 5 и не выше 40°С.

На время проведения испытаний тепловых сетей пробным давлением тепловые пункты и системы теплопотребления должны быть надежно отключены.

4.12.33. Определение тепловых и гидравлических потерь в тепловых сетях должно осуществляться в соответствии с действующими методическими указаниями 1 раз в 5 лет по графику, утвержденному техническим руководителем организации, эксплуатирующей тепловые сети.

4.12.34. Для определения опасности наружной коррозии трубопроводов подземных тепловых сетей должны систематически производиться их осмотры и электрические измерения по выявлению коррозионной агрессивности грунтов и опасного воздействия блуждающих токов в соответствии с типовой инструкцией по защите трубопроводов тепловых сетей от наружной коррозии.

4.12.35. Технологические защиты должны быть включены в эксплуатацию постоянно. Отключение устройств технологической защиты во время работы тепловых сетей производится с разрешения технического руководителя организации, эксплуатирующей тепловые сети, с оформлением в оперативной документации.

Устройства технологической защиты могут быть выведены из работы в следующих случаях:

при работе сетей в переходных режимах;

при очевидной неисправности защиты;

во время устранения аварий;

в период ремонта оборудования.

Работоспособность устройств технологической защиты должна периодически проверяться в сроки и в объеме, указанных в местной инструкции.

4.12.36. Для водяных систем теплоснабжения в основу режима отпуска тепла должен быть положен график центрального качественного регулирования. Допускается применение качественно-количественного и количественного графиков регулирования отпуска тепла при необходимом уровне оснащения источников тепловой энергии, тепловых сетей и систем теплопотребления средствами автоматического регулирования, разработке соответствующих гидравлических режимов.

При наличии нагрузки горячего водоснабжения минимальная температура воды в подающем трубопроводе сети должна быть:

для закрытых схем - не ниже 70°С;

для открытых схем горячего водоснабжения - не ниже 60°С.

4.12.37. Гидравлические режимы водяных тепловых сетей должны разрабатываться ежегодно для отопительного и летнего периодов; для открытых систем теплоснабжения в отопительный период режимы должны разрабатываться при максимальном водоразборе из подающего и обратного трубопроводов и при отсутствии водоразбора.

Мероприятия по регулированию расхода воды у потребителей должны быть составлены для каждого отопительного сезона.

Очередность сооружения новых магистралей и насосных станций, предусмотренных схемой теплоснабжения, должна определяться с учетом реального роста присоединяемой тепловой нагрузки, для чего в организации, эксплуатирующей тепловую сеть, должны быть разработаны гидравлические режимы системы теплоснабжения на ближайшие 3-5 лет.

В тепловых сетях должны быть предусмотрены мероприятия для обеспечения теплоснабжения потребителей при выходе из строя насосных станций и отдельных участков основных магистралей.

4.12.38. Давление воды в любой точке подающей линии водяных тепловых сетей, в трубопроводах и оборудовании источника тепловой энергии, тепловых сетей и тепловых пунктов и в верхних точках непосредственно присоединенных систем теплопотребления при работе сетевых насосов должно обеспечивать с запасом не менее 0,5 кгс/см2 (50 кПа) невскипание воды при ее максимальной температуре.

Давление воды в обратной линии водяных тепловых сетей при работе сетевых насосов должно быть в любой точке не ниже 0,5 кгс/см2 (50 кПа). Давление воды в обратной линии должно быть не выше допустимого для трубопроводов и оборудования источника тепловой энергии, тепловых сетей и тепловых пунктов и для непосредственно присоединенных систем теплопотребления.

4.12.39. Статическое давление в системах теплоснабжения должно быть таким, чтобы обеспечивать заполнение водой трубопроводов тепловой сети, а также всех непосредственно присоединенных систем теплопотребления. Статическое давление должно быть не выше допустимого для трубопроводов и оборудования источника тепла, тепловых сетей и тепловых пунктов и непосредственно присоединенных систем теплопотребления.

Статическое давление должно быть определено условно для температуры воды от 1 до 100°С.

4.12.40. При аварийном отключении сетевых и подкачивающих насосов организация, эксплуатирующая тепловые сети, должна обеспечить давление сетевой воды в тепловых сетях и системах теплопотребления в пределах допустимых значений.

При возможности аварийного изменения давлений сетевой воды с выходом за пределы допустимых значений должна быть предусмотрена защита оборудования источников тепловой энергии, тепловых сетей, систем теплопотребления от повышения давления и гидравлических ударов, а также обеспечено невскипание сетевой воды во всех точках системы теплоснабжения. При возможности вскипания сетевой воды самозапуск, аварийное включение резервных насосов не допускаются.

4.12.41. Ремонт тепловых сетей должен производиться в соответствии с утвержденным графиком (планом) на основе результатов анализа выявленных дефектов, повреждений, периодических осмотров, испытаний, диагностики и ежегодных опрессовок.

График ремонтных работ должен быть составлен исходя из условия одновременного ремонта трубопроводов тепловой сети и тепловых пунктов.

Организация, эксплуатирующая тепловые сети, должна выполнять работы, направленные на повышение уровня эксплуатации, надежности, безопасности и эффективности работы оборудования и сетей, уменьшение потерь тепловой энергии и теплоносителя, затрат электроэнергии при транспорте и распределении тепловой энергии.

4.13. Контроль за состоянием металла

4.13.1. Для обеспечения безопасной работы теплоэнергетического оборудования и предотвращения повреждений, которые могут быть вызваны дефектами деталей при изготовлении, монтаже и ремонте, а также развитием процессов ползучести, эрозии, коррозии, снижением прочностных и пластических характеристик при эксплуатации, должен быть

организован контроль за состоянием основного и наплавленного металла.

4.13.2. Контроль за состоянием металла должен проводиться по планам, утвержденным техническим руководителем электростанции, в сроки и объемах, предусмотренных нормативными документами.

В нормативных документах должны содержаться положения по входному контролю и эксплуатационному контролю за состоянием металла в пределах нормативного*(9) и сверхнормативного срока службы.

4.13.3. Контроль металла должна осуществлять лаборатория или служба металлов энергообъектов, в ведении которых находится соответствующее оборудование, а также привлеченные организации, аттестованные на данный вид деятельности в установленном порядке. Организация работ по подготовке и проведению контроля возлагается на технического руководителя электростанции.

4.13.4. На электростанции должен быть организован сбор и анализ информации о результатах контроля и повреждениях металла для разработки мероприятий по повышению надежности оборудования. При необходимости должен быть выполнен дополнительный контроль за состоянием металла сверх предусмотренного нормативными документами.

4.13.5. Технические документы, в которых регистрируются результаты контроля, должны храниться до списания оборудования.

4.13.6. Входной контроль должен проводиться в целях определения технического уровня поставляемых узлов и деталей, а также получения данных для сравнительной оценки состояния основного и наплавленного металла до начала работы оборудования и при последующем эксплуатационном контроле, определения уровня их свойств для оценки соответствия техническим условиям.

4.13.7. Входному контролю подлежит металл вновь вводимых теплоэнергетических установок, а также вновь устанавливаемых при ремонте эксплуатируемого оборудования узлов и деталей. Методы и объемы входного контроля за состоянием металла должны быть определены нормативными документами.

4.13.8. Эксплуатационный контроль должен быть организован для оценки изменения состояния металла элементов оборудования и определения его пригодности к дальнейшей эксплуатации в пределах нормативного срока службы.

4.13.9. Техническое диагностирование основных элементов энергооборудования (гибов трубопроводов, барабанов, коллекторов котла, паропроводов, сосудов, корпусов цилиндров, стопорных клапанов, роторов турбин) проводится в целях определения дополнительного срока службы (после нормативного) и разработки мероприятий, обеспечивающих надежную работу в течение указанного времени.

4.13.10. Для оценки состояния основного и наплавленного металла должны применяться, как правило, неразрушающие методы контроля, соответствующие положения нормативной документации.

4.13.11. При техническом диагностировании оценка фактического состояния металла, как правило, производится по вырезкам.

4.13.12. При неудовлетворительных результатах контроля за состоянием металла ответственных деталей и узлов (гибов трубопроводов, барабанов, коллекторов котла, главных паропроводов, сосудов, корпусов цилиндров, стопорных клапанов, роторов турбины и т.п.) или выработке ими нормативного срока службы создается экспертно-техническая комиссия (ЭТК), которая рассматривает результаты контроля за состоянием металла за все время эксплуатации, заключение экспертной организации, проводившей техническое диагностирование оборудования, другие необходимые документы и принимает решение о ремонте этих узлов и деталей и оставлении их в работе либо обосновывает необходимость их демонтажа или проведения восстановительной термической обработки.

4.13.13. Для конкретной электростанции допускается разработка производственной инструкции по контролю за состоянием металла, учитывающей особенности эксплуатации этой электростанции. При соответствующем техническом обосновании производственная инструкция может отличаться от общепринятой инструкции по объему и срокам проведения контроля.

5. Электрическое оборудование электростанций и сетей

5.1. Генераторы и синхронные компенсаторы

5.1.1. При эксплуатации генераторов и синхронных компенсаторов должны быть обеспечены их бесперебойная работа в допустимых режимах, надежное действие систем возбуждения, охлаждения, маслоснабжения, устройств контроля, защиты, автоматики и диагностики.

5.1.2. Автоматические регуляторы возбуждения (АРВ) должны быть постоянно включены в работу. Отключение АРВ или отдельных их элементов (ограничение минимального возбуждения и др.) допускается только для ремонта или проверки.

Настройка и действие АРВ должны быть увязаны с допустимыми режимами работы генераторов (синхронных компенсаторов), общестанционными и системными устройствами автоматики.

На электростанциях и в энергосистемах должны быть данные об основных параметрах настройки АРВ.

На резервных возбудителях должна быть обеспечена форсировка возбуждения кратностью не ниже 1,3 номинального напряжения ротора.

5.1.3. Автоматические регуляторы возбуждения и устройства форсировки рабочего возбуждения должны быть настроены так, чтобы при заданном понижении напряжения в сети были обеспечены:

предельное установившееся напряжение возбуждения не ниже двукратного в рабочем режиме, если это значение не ограничено нормативными документами для отдельных старых типов машин;

номинальная скорость нарастания напряжения возбуждения;

автоматическое ограничение заданной длительности форсировки.

5.1.4. Генераторы должны вводиться в эксплуатацию на основном возбуждении.

В условиях эксплуатации переводы с основного возбуждения на резервное и обратно должны выполняться без отключения генераторов от сети.

Переходы с рабочего канала регулирования возбуждения на резервный и обратно должны производиться, как правило, без изменения режима работы генераторов.

5.1.5. На всех генераторах и синхронных компенсаторах, не имеющих обмоток отрицательного возбуждения, должна быть установлена и постоянно находиться в работе защита обмотки ротора от перенапряжений (разрядник, гасительное сопротивление и т.п.).

5.1.6. Резервные источники маслоснабжения уплотнений вала турбогенераторов и подшипников синхронных компенсаторов с водородным охлаждением должны автоматически включаться в работу при отключении рабочего источника и понижении давления (расхода) масла ниже установленного предела.

Для резервирования основных источников маслоснабжения уплотнений генераторов мощностью 60 МВт и более должны быть постоянно включены демпферные баки. Запас масла в демпферных баках должен обеспечивать подачу масла и поддержание положительного перепада давлений масло-водород на уплотнениях вала в течение всего времени выбега турбоагрегата со срывом вакуума в случаях отказа всех источников маслоснабжения.

5.1.7. Турбогенераторы и синхронные компенсаторы с водородным охлаждением после монтажа и капитального ремонта должны вводиться в эксплуатацию при номинальном давлении водорода.

Для турбогенераторов, имеющих непосредственное водородное или водородно-водяное охлаждение активных частей, работа на воздушном охлаждении под нагрузкой не допускается.

Непродолжительная работа таких машин при воздушном охлаждении разрешается только в режиме холостого хода без возбуждения с температурой воздуха не выше указанной в заводской инструкции. Для турбогенераторов серии ТВФ допускается кратковременное возбуждение

машины, отключенной от сети.

5.1.8. Устройства для пожаротушения генераторов и синхронных компенсаторов должны быть в постоянной готовности и обеспечивать возможность их быстрого приведения в действие.

Генераторы и синхронные компенсаторы с воздушным охлаждением должны быть оборудованы системой пожаротушения распыленной водой или инертным газом.

5.1.9. При пуске и во время эксплуатации генераторов и синхронных компенсаторов должен осуществляться контроль электрических параметров статора, ротора и системы возбуждения; температуры обмотки и стали статора, охлаждающих сред (в том числе и оборудования системы возбуждения), уплотнений вала, подшипников и подпятников; давления, в том числе перепада давлений на фильтрах, удельного сопротивления и расхода дистиллята через обмотки и другие активные и конструктивные части; давления и чистоты водорода; давления и температуры масла, а также перепада давлений масло-водород в уплотнениях вала; герметичности систем жидкостного охлаждения; влажности газовой среды, заполняющей корпус турбогенераторов; уровня масла в демпферных баках и поплавковых гидрозатворах турбогенераторов, в масляных ваннах подшипников и подпятников гидрогенераторов; вибрации подшипников и контактных колец турбогенераторов, крестовин и подшипников гидрогенераторов.

5.1.10. Периодичность определения показателей работы газомасляной и водяной систем генераторов и синхронных компенсаторов, находящихся в работе или резерве, должна быть следующей:

температуры точки росы (влажности) газа в корпусе турбогенератора - не реже 1 раза в неделю, а при неисправной системе индивидуальной осушки газа или влажности, превышающей допустимую, - не реже 1 раза в сутки.

Влажность газа внутри корпуса турбогенератора с полным водяным охлаждением должна контролироваться непрерывно автоматически;

газоплотности корпуса машины (суточной утечки водорода) - не реже 1 раза в месяц;

чистоты водорода в корпусе машины - не реже 1 раза в неделю по контрольным химическим анализам и непрерывно по автоматическому газоанализатору, а при неисправности автоматического газоанализатора - не реже 1 раза в смену;

содержания водорода в газовых ловушках обмоток статоров и газоохладителей турбогенераторов с водородно-водяным охлаждением, в картерах подшипников, сливных маслопроводах уплотнений вала (с воздушной стороны), экранированных токопроводах, кожухах линейных и нулевых выводов - непрерывно автоматическим газоанализатором, действующим на сигнал, а при неисправности или отсутствии такого газоанализатора - переносным газоанализатором или индикатором не реже 1 раза в сутки;

содержания кислорода в водороде внутри корпуса машины, в поплавковом гидрозатворе, бачке продувки и водородоотделительном баке маслоочистительной установки генератора - в соответствии с утвержденным графиком по данным химического контроля;

показателей качества дистиллята в системе водяного охлаждения обмоток и других частей генератора - в соответствии с типовой инструкцией по эксплуатации генераторов.

5.1.11. Чистота водорода должна быть не ниже: в корпусах генераторов с непосредственным водородным охлаждением и синхронных компенсаторов всех типов - 98%, в корпусах генераторов с косвенным водородным охлаждением при избыточном давлении водорода 0,5 кгс/см2 (50 кПа) и выше - 97%, при избыточном давлении водорода до 0,5 кгс/см2 (50 кПа) - 95%.

Температура точки росы водорода при рабочем давлении или воздуха в корпусе турбогенератора должна быть не выше 15°С и всегда ниже температуры воды на входе в газоохладители.

Температура точки росы воздуха в корпусе генератора с полным водяным охлаждением должна быть не выше значения, устанавливаемого заводской инструкцией по эксплуатации.

5.1.12. Содержание кислорода в водороде в корпусе генератора (синхронного компенсатора) должно быть не более 1,2%, а в поплавковом гидрозатворе, бачке продувки и водородоотделительном баке маслоочистительной установки генератора - не более 2%.

5.1.13. Содержание водорода в картерах подшипников, сливных маслопроводах уплотнений вала (с воздушной стороны), экранированных токопроводах, кожухах линейных и нулевых выводов должно быть менее 1%. Работа турбогенератора при содержании водорода в токопроводах,

кожухах линейных и нулевых выводов 1% и выше, а в картерах подшипников, сливных маслопроводах уплотнений вала (с воздушной стороны) - более 2% не допускается.

5.1.14. Колебания давления водорода в корпусе генератора (синхронного компенсатора) при номинальном избыточном давлении водорода до 1 кгс/см2 (100 кПа) должны быть не более 20%, а при большем избыточном давлении допускаются не более +-0,2 кгс/см2 (+-20 кПа).

5.1.15. На всасывающих магистралях маслонасосов синхронных компенсаторов при работе на водородном охлаждении должно быть обеспечено избыточное давление масла не менее 0,2 кгс/см2 (20 кПа).

5.1.16. Давление масла в уплотнениях при неподвижном и вращающемся роторе генератора должно превышать давление водорода в корпусе машины. Низший и высший пределы перепада давлений должны указываться в инструкции завода-изготовителя.

5.1.17. В системе маслоснабжения уплотнений вала турбогенераторов должны быть постоянно включены в работу регуляторы давления масла (уплотняющего, прижимного, компенсирующего).

Опломбирование запорной арматуры системы маслоснабжения уплотнений вала должно соответствовать положениям п. 4.4.17 настоящих Правил.

5.1.18. Суточная утечка водорода в генераторе должна быть не более 5%, а суточный расход с учетом продувок - не более 10% общего количества газа при рабочем давлении.

Суточный расход водорода в синхронном компенсаторе должен быть не более 5% общего количества газа в нем.

5.1.19. Генераторы, как правило, должны включаться в сеть способом точной синхронизации.

При использовании точной синхронизации должна быть введена блокировка от несинхронного включения.

Допускается использование при включении в сеть способа самосинхронизации, если это предусмотрено техническими условиями на поставку или специально согласовано с заводом-изготовителем.

При ликвидации аварий в энергосистеме турбогенераторы мощностью до 220 МВт включительно и все гидрогенераторы разрешается включать на параллельную работу способом самосинхронизации. Турбогенераторы большей мощности разрешается включать этим способом при условии, что кратность сверхпереходного тока к номинальному, определенная с учетом индуктивных сопротивлений блочных трансформаторов и сети, не превышает 3,0.

5.1.20. Генераторы в случае сброса нагрузки и отключения, не сопровождающегося повреждением агрегата или неисправной работой системы регулирования турбины, разрешается включать в сеть без осмотра и ревизии.

5.1.21. Скорость повышения напряжения на генераторах и синхронных компенсаторах не ограничивается.

Скорость набора и изменения активной нагрузки для всех генераторов определяется условиями работы турбины или котла.

Скорость изменения реактивной нагрузки генераторов и синхронных компенсаторов с косвенным охлаждением обмоток, турбогенераторов ГТУ, а также гидрогенераторов с непосредственным охлаждением обмоток не ограничивается; на турбогенераторах с непосредственным охлаждением обмоток эта скорость в нормальных режимах должна быть не выше скорости набора активной нагрузки, а в аварийных условиях не ограничивается.

5.1.22. Номинальная мощность генераторов при номинальном коэффициенте мощности (для всех турбогенераторов мощностью 30 МВт и более и всех турбогенераторов газотурбинных и парогазовых установок также длительная максимальная мощность при установленных значениях коэффициента мощности и параметров охлаждения) и номинальная мощность синхронных компенсаторов должны сохраняться при одновременных отклонениях напряжения до +-5% и частоты до +-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 стандартах на отдельные типы машин не оговорены иные условия по отклонению напряжения и частоты.

Наибольший ток ротора, полученный при работе с номинальной мощностью и при отклонениях

напряжения в пределах +-5%, длительно допустим при работе с номинальными параметрами охлаждающих сред.

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

Для всех генераторов и синхронных компенсаторов наибольшее рабочее напряжение должно быть не выше 110% номинального. При напряжении выше 105% допустимая полная мощность генератора и синхронного компенсатора должна быть установлена в соответствии с указаниями инструкций завода-изготовителя или по результатам испытаний.

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

5.1.23. Длительная перегрузка генераторов и синхронных компенсаторов по току сверх значения, допустимого при данных температуре и давлении охлаждающей среды, не допускается.

В аварийных условиях генераторы и синхронные компенсаторы разрешается кратковременно перегружать по токам статора и ротора согласно инструкциям завода-изготовителя, техническим условиям и государственным стандартам. Если в них соответствующие указания отсутствуют, при авариях в энергосистемах допускаются кратковременные перегрузки генераторов и синхронных компенсаторов по току статора при указанной в таблице 5.1 кратности тока, отнесенной к номинальному значению.

Таблица 5.1

Допустимая кратность перегрузки генераторов и синхронных компенсаторов по току статора

Продолжительность перегрузки, мин., не более	Косвенное охлаждение обмотки статора	Непосредственное охлаждение обмотки статора	
		водой	водородом
60	1,1	1,1	-
15	1,15	1,15	-
10	-	-	1,1
6	1,2	1,2	1,15
5	1,25	1,25	-
4	1,3	1,3	1,2
3	1,4	1,35	1,25
2	1,5	1,4	1,3
1	2,0	1,5	1,5

Допустимая перегрузка по току возбуждения генераторов и синхронных компенсаторов с косвенным охлаждением обмоток определяется допустимой перегрузкой статора. Для турбогенераторов с непосредственным водородным или водяным охлаждением обмотки ротора допустимая перегрузка по току возбуждения должна быть определена кратностью тока, отнесенной к номинальному значению тока ротора (таблица 5.2).

Таблица 5.2

Допустимая кратность перегрузки турбогенераторов по току ротора

Продолжительность перегрузки, мин, не более	Турбогенераторы	
	ТВФ, кроме ТВФ-120-2	ТГВ, ТВВ (до 500 МВт включительно), ТВФ-120-2
60	1,06	1,06
4	1,2	1,2
1	1,7	1,5
0,5	2,0	-
0,33	-	2,0

5.1.24. При появлении однофазного замыкания на землю в обмотке статора или цепи генераторного напряжения блочный генератор (синхронный гомпенсатор) или блок при отсутствии генераторного выключателя должен автоматически отключаться, а при отказе защиты - немедленно разгружаться и отключаться от сети:

на блоках генератор-трансформатор (компенсатор-трансформатор) без ответвлений на генераторном напряжении и с ответвлениями к трансформаторам собственных нужд - независимо от значения емкостного тока замыкания;

при замыкании на землю в обмотке статора блочных генераторов и синхронных компенсаторов, имеющих электрическую связь на генераторном напряжении с сетью собственных нужд или потребителей, - при токах замыкания 5 А и более.

Такие же меры должны быть предусмотрены при замыкании на землю в обмотке статора генераторов и компенсаторов, работающих на сборные шины при естественном токе замыкания на землю 5 А и более.

При появлении замыкания на землю в цепях генераторного напряжения блочных генераторов (компенсаторов), имеющих электрическую связь с сетью собственных нужд или потребителей и включенных на сборные шины генераторов (компенсаторов), когда емкостный ток замыкания не превышает 5 А и защиты действуют на сигнал или нечувствительны, работа генераторов (компенсаторов) допускается в течение не более 2 ч (для отыскания места замыкания, перевода нагрузки).

При выявлении замыкания в обмотке статора генератор (компенсатор) должен быть отключен.

Если установлено, что место замыкания на землю находится не в обмотке статора, по усмотрению технического руководителя электростанции или организации, эксплуатирующей электрическую сеть, допускается работа генератора или синхронного компенсатора с замыканием на землю в сети продолжительностью до 6 ч.

5.1.25. При появлении сигнала или выявлении измерениями глубокого понижения сопротивления изоляции цепи возбуждения турбогенератора с непосредственным охлаждением обмотки ротора он должен быть не более чем за 1 ч, а при замыкании на землю - немедленно переведен на резервный возбудитель или резервный тиристорный канал возбуждения. Если при этом сопротивление изоляции восстановится, генератор может быть оставлен в работе, если оно останется пониженным, но выше предельного наименьшего значения, установленного инструкцией завода-изготовителя или другими нормативными документами, турбогенератор при первой возможности, но не позднее чем через 7 сут. должен быть выведен в ремонт.

При отсутствии резервного возбудителя, невозможности его использования или неисправности резервного тиристорного канала возбуждения, а также при дальнейшем понижении сопротивления изоляции (ниже предельного наименьшего значения) при работе на резервном возбуждении турбогенератор должен быть в течение 1 ч разгружен, отключен от сети и выведен в ремонт.

При появлении замыкания на землю (понижении сопротивления изоляции до 2 кОм и ниже) в цепи возбуждения турбогенератора с косвенным охлаждением обмотки ротора он должен быть переведен на резервный возбудитель или резервный тиристорный канал возбуждения. Если при этом замыкание на землю исчезнет, допускается оставить генератор в работе. При обнаружении замыкания на землю в обмотке ротора турбогенератор должен быть при первой возможности выведен в ремонт. До вывода в ремонт при устойчивом замыкании обмотки ротора на корпус

должна быть введена защита от двойного замыкания на землю в обмотке ротора с действием на сигнал или отключение. При появлении сигнала турбогенератор должен быть немедленно разгружен и отключен от сети. Если защита от двойного замыкания не предусмотрена или не может быть введена, то турбогенератор должен быть в течение 1 ч разгружен, отключен от сети и выведен в ремонт.

Работа гидрогенераторов и синхронных компенсаторов с замыканием на землю в цепи возбуждения не допускается.

5.1.26. Допускается длительная работа с разностью токов в фазах, не превышающей 12% номинального для турбогенераторов и 20% для синхронных компенсаторов и дизель-генераторов.

Для гидрогенераторов с системой косвенного воздушного охлаждения обмотки статора допускается разность токов в фазах 20% при мощности 125 МВ х А и ниже, 15% - при мощности свыше 125 МВ х А.

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.

5.1.27. Допускается кратковременная работа турбогенераторов в асинхронном режиме без возбуждения при сниженной нагрузке. Для турбогенераторов с косвенным охлаждением обмоток допустима нагрузка в указанном режиме до 60% номинальной, а продолжительность работы при этом - не более 30 мин.

Допустимая нагрузка и продолжительность работы в асинхронном режиме без возбуждения асинхронизированных турбогенераторов и турбогенераторов с непосредственным охлаждением обмоток должны быть установлены на основании указаний заводских инструкций, а при их отсутствии - на основании результатов специальных испытаний или положений нормативных документов.

Допустимость асинхронных режимов турбогенераторов по их воздействию на сеть должна быть установлена расчетами или испытаниями.

Работа гидрогенераторов и турбогенераторов с наборными зубцами ротора в асинхронном режиме без возбуждения не допускается.

Несинхронная работа отдельного возбужденного генератора любого типа относительно других генераторов электростанции не допускается.

5.1.28. Допустимость и продолжительность работы генератора в режиме электродвигателя ограничиваются условиями работы турбины и определяются заводом-изготовителем турбины или нормативными документами.

5.1.29. Длительная работа генераторов с коэффициентом мощности ниже номинального и в режиме синхронного компенсатора с перевозбуждением (в индуктивном квадранте) разрешается при токе возбуждения не выше длительно допустимого при данных параметрах охлаждающих сред.

Допустимая реактивная нагрузка генераторов в режиме синхронного компенсатора и синхронных компенсаторов с недовозбуждением (в емкостном квадранте) должна быть установлена на основании заводских инструкций или нормативных документов, а при их отсутствии - на основании результатов специальных тепловых испытаний.

5.1.30. Разрешается длительная работа генераторов с косвенным охлаждением обмоток при повышении коэффициента мощности от номинального до единицы с сохранением номинального значения полной мощности.

Допустимые длительные нагрузки генераторов в режиме работы с недовозбуждением, а также при повышении коэффициента мощности от номинального до единицы для генераторов с непосредственным охлаждением должны быть установлены на основании указаний заводских инструкций, а при их отсутствии - на основании нормативных документов с учетом обеспечения устойчивости параллельной работы в сети и состояния стали сердечника генератора.

При работе генераторов в режиме недовозбуждения должно быть обеспечено автоматическое ограничение минимального тока возбуждения.

5.1.31. Работа генераторов с непосредственным жидкостным охлаждением обмоток при

отсутствии циркуляции дистиллята или масла в обмотках во всех режимах, кроме режима холостого хода без возбуждения, не допускается.

В случае прекращения циркуляции охлаждающей жидкости в обмотках с непосредственным жидкостным охлаждением нагрузка должна быть автоматически снята в течение 2 мин. (если в инструкциях на отдельные типы генераторов не оговорены более жесткие условия), генератор должен быть отключен от сети и возбуждение снято.

5.1.32. Сопротивление изоляции всей цепи возбуждения генераторов и синхронных компенсаторов с газовым охлаждением обмотки ротора и с воздушным охлаждением элементов системы возбуждения, измеренное мегаомметром на напряжение 500-1000 В, должно быть не менее 0,5 МОм.

При водяном охлаждении обмотки ротора или элементов системы возбуждения допустимые значения сопротивления изоляции цепи возбуждения определяются заводскими инструкциями по эксплуатации генераторов и систем возбуждения, объемом и нормами испытаний электрооборудования.

Работа генераторов и синхронных компенсаторов, имеющих сопротивление изоляции цепей возбуждения ниже нормированных значений, допускается только с разрешения технического руководителя электростанции или организации, эксплуатирующей электрические сети, с учетом положений п. 5.1.25 настоящих Правил.

5.1.33. Качество дистиллята (изоляционного масла), циркулирующего в системе жидкостного охлаждения обмоток и выпрямительных установок генераторов, должно соответствовать положениям типовой и заводских инструкций по эксплуатации генераторов и систем возбуждения.

Фильтры, установленные в системе жидкостного охлаждения, должны постоянно находиться в работе.

При понижении удельного сопротивления дистиллята в обмотках генератора до 100 кОм х см должна действовать предупредительная сигнализация, а при его понижении до 50 кОм х см генератор должен быть разгружен, отключен от сети и возбуждение снято.

5.1.34. Сопротивление изоляции подшипников и корпусов уплотнений вала генераторов, синхронных компенсаторов и возбудителей при полностью собранных маслопроводах, измеренное при монтаже или ремонте мегаомметром на напряжение 1000 В, должно быть не менее 1 МОм, а для подпятников и подшипников гидрогенераторов - не менее 0,3 МОм, если в инструкциях не оговаривается более жесткая норма.

Исправность изоляции подшипников и уплотнений вала турбогенераторов, подшипников синхронных компенсаторов с воздушным охлаждением и возбудителей, а также подшипников и подпятников гидрогенераторов (если позволяет конструкция последних) должна проверяться не реже 1 раза в месяц.

Исправность изоляции подшипников синхронных компенсаторов с водородным охлаждением должна быть проверена при капитальном ремонте.

5.1.35. Для предотвращения повреждений генератора, работающего в блоке с трансформатором, при неполнофазных отключениях или включениях выключателя генератор должен быть отключен смежными выключателями секции или системы шин, к которой присоединен блок.

5.1.36. Вибрация подшипников турбогенераторов должна соответствовать положениям п. 4.4.26, а крестовин и подшипников гидрогенераторов - положениям п. 3.3.12 настоящих Правил.

У синхронных компенсаторов с номинальной частотой вращения 750 и 1000 об/мин. двойная амплитуда вибрации должна быть не выше 80 мкм. При отсутствии устройства дистанционного измерения вибрации периодичность контроля устанавливается в зависимости от вибрационного состояния компенсатора, но не реже 1 раза в год.

Вибрация контактных колец турбогенераторов должна измеряться не реже 1 раза в 3 мес. и быть не выше 300 мкм. При вибрации контактных колец свыше 300 мкм, сопровождающейся ухудшением работы щеточно-контактного аппарата, турбогенератор при первой возможности должен быть выведен в ремонт. Вибрация колец после ремонта не должна превышать 200 мкм.

5.1.37. После монтажа и капитального ремонта генераторы и синхронные компенсаторы, как правило, могут быть включены в работу без сушки. Необходимость сушки устанавливается объемом и нормами испытаний электрооборудования.

5.1.38. Заполнение генераторов с непосредственным охлаждением обмоток водородом и освобождение от него в нормальных условиях должны производиться при неподвижном роторе или вращении его от валоповоротного устройства.

В аварийных условиях освобождение от водорода может быть начато во время выбега машины.

Водород или воздух должен быть вытеснен из генератора (синхронного компенсатора) инертными газами (углекислым газом или азотом) в соответствии с типовой инструкцией по эксплуатации газомасляной системы водородного охлаждения генераторов.

5.1.39. На тех электростанциях, где установлены генераторы с водородным охлаждением, запас водорода должен обеспечивать его 10-дневный эксплуатационный расход и однократное заполнение одного генератора наибольшего газового объема, а запас углекислого газа или азота - шестикратное заполнение генератора с наибольшим газовым объемом.

При наличии на электростанции резервного электролизера допускается уменьшение запаса водорода в ресиверах на 50%.

5.1.40. Запас водорода на тех подстанциях, где установлены синхронные компенсаторы с водородным охлаждением, должен обеспечивать 20-дневный эксплуатационный расход водорода и однократное заполнение одного компенсатора с наибольшим газовым объемом, а при наличии электролизной установки - 10-дневный расход и однократное заполнение указанного компенсатора. Запас углекислого газа или азота на таких подстанциях должен обеспечивать трехкратное заполнение этого же компенсатора.

5.1.41. Обслуживание и ремонт системы газового охлаждения (газопроводов, арматуры, газоохладителей), элементов системы непосредственного жидкостного охлаждения обмоток и других активных и конструктивных частей внутри корпуса генератора, а также электрооборудования всей водяной и газомасляной систем, перевод турбогенератора с воздушного охлаждения на водородное и наоборот, участие в приемке из ремонта масляных уплотнений, поддержание заданных чистоты и давления водорода, а также влажности газовой среды в турбогенераторе должен осуществлять электрический цех электростанции.

Надзор за работой и ремонт системы маслоснабжения уплотнений вала (включая регуляторы давления масла и лабиринтные маслоуловители), масляных уплотнений вала всех типов, оборудования и распределительной сети охлаждающей воды до газоохладителей, а также оборудования системы подачи и слива охлаждающего дистиллята вне генератора должен осуществлять турбинный или котлотурбинный цех.

На тех электростанциях, где имеется специализированный ремонтный цех, ремонт указанного оборудования должен выполнять этот цех.

Возможное на ряде электростанций отступление от вышеуказанного распределения функций по обслуживанию узлов и систем генераторов с учетом местных условий должно быть закреплено распоряжением технического руководителя электростанции.

5.1.42. Капитальный и текущий ремонт генераторов должен быть совмещен с капитальным и текущим ремонтом турбин.

Капитальный ремонт синхронных компенсаторов должен производиться 1 раз в 4-5 лет.

Первые ремонтные работы с выемкой ротора на турбогенераторах и синхронных компенсаторах, включая усиление крепления лобовых частей, переклиновку пазов статора, проверку крепления шин и кронштейнов, проверку крепления и плотности запрессовки сердечника статора, должны быть произведены не позднее чем через 8000 ч работы после ввода в эксплуатацию. Первые ремонтные работы на гидрогенераторах должны быть произведены не позднее чем через 6000 ч.

Выемка роторов генераторов и синхронных компенсаторов при последующем ремонте должна осуществляться по мере необходимости или в соответствии с положениями нормативных документов.

5.1.43. Профилактические испытания и измерения на генераторах и синхронных компенсаторах должны проводиться в соответствии с объемом и нормами испытаний электрооборудования.

5.1.44. Плановые отключения генераторов от сети при наличии положительной мощности на выводах машин не допускается.

5.1.45. При плановых и аварийных отключениях генераторов (блоков генератор-трансформатор) необходимо обеспечить безотлагательную разборку главной схемы электрических соединений

для предотвращения самопроизвольной или ошибочной подачи напряжения на останавливающийся генератор (за исключением генераторов гидротурбинных установок, на которые распространяются положения п. 3.3.4 настоящих Правил).

5.1.46. Круговой огонь на контактных кольцах турбо- и гидрогенераторов, вспомогательного генератора, а также на коллекторе возбудителя не допускается.

При обнаружении кругового огня персонал должен немедленно отключить турбину, снять возбуждение и отключить генератор от сети.

5.1.47. Турбогенераторы с замкнутой системой воздушного охлаждения должны эксплуатироваться с включенными в работу и исправными устройствами предотвращения попадания загрязнений из окружающего воздуха внутрь машины (системой наддува, фильтрами и т.п.).

Турбогенераторы с разомкнутой системой охлаждения должны быть оборудованы устройствами подвода наружного воздуха, очистки и рециркуляции охлаждающего машину воздуха.

5.2. Электродвигатели

5.2.1. При эксплуатации электродвигателей, их пускорегулирующих устройств и защит должна быть обеспечена их надежная работа при пуске и в рабочих режимах.

5.2.2. На шинах собственных нужд электростанции напряжение должно поддерживаться в пределах 100-105% номинального. При необходимости допускается работа электродвигателей при напряжении 90-110% номинального с сохранением их номинальной мощности.

При изменении частоты питающей сети в пределах +-2,5% номинального значения допускается работа электродвигателей с номинальной мощностью.

Номинальная мощность электродвигателей должна сохраняться при одновременном отклонении напряжения до +-10% и частоты до 2,5% номинальных значений при условии, что при работе с повышенным напряжением и пониженной частотой или с пониженным напряжением и повышенной частотой сумма абсолютных значений отклонений напряжения и частоты не превышает 10%.

5.2.3. На электродвигатели и приводимые ими механизмы должны быть нанесены стрелки, указывающие направление вращения. На электродвигателях, их пусковых устройствах и шкафах регулируемого электропривода должны быть надписи с наименованием агрегата, к которому они относятся.

5.2.4. Продуваемые электродвигатели, устанавливаемые в пыльных помещениях и помещениях с повышенной влажностью, должны быть оборудованы устройствами подвода чистого охлаждающего воздуха. Количество воздуха, продуваемого через электродвигатель, а также его параметры (температура, содержание примесей и т.п.) должны соответствовать положениям заводских инструкций.

Плотность тракта охлаждения (воздуховодов, узлов присоединения кожухов воздуховодов к корпусу электродвигателя, заслонок) должна проверяться не реже 1 раза в год.

Индивидуальные электродвигатели внешних вентиляторов охлаждения должны автоматически включаться и отключаться при включении и отключении основных электродвигателей.

5.2.5. Электродвигатели с водяным охлаждением обмотки ротора и активной стали статора, а также со встроенными водяными воздухоохладителями должны быть оборудованы устройствами, сигнализирующими о появлении воды в корпусе. Эксплуатация оборудования и аппаратуры систем водяного охлаждения, качество конденсата и воды должны соответствовать положениям заводских инструкций.

5.2.6. На электродвигателях, имеющих принудительную смазку подшипников, должна быть установлена защита, действующая на сигнал и отключение электродвигателя при повышении температуры вкладышей подшипников или прекращении поступления смазки.

5.2.7. При перерыве в электропитании электродвигателей (включая электродвигатели с регулируемой частотой вращения) ответственного тепломеханического оборудования должен быть обеспечен их групповой самозапуск при повторной подаче напряжения от рабочего или резервного источника питания с сохранением устойчивости технологического режима основного

оборудования.

Время перерыва питания, определяемое выдержками времени технологических и резервных электрических защит, должно быть не более 2,5 с.

Перечень ответственных механизмов должен быть утвержден техническим руководителем электростанции.

5.2.8. Электродвигатели с короткозамкнутыми роторами разрешается пускать из холодного состояния 2 раза подряд, из горячего - 1 раз, если заводской инструкцией не допускается большего количества пусков. Последующие пуски разрешаются после охлаждения электродвигателя в течение времени, определяемого заводской инструкцией для данного типа электродвигателя.

Повторные включения электродвигателей в случае отключения их основными защитами разрешаются после обследования и проведения контрольных измерений сопротивления изоляции.

Для двигателей ответственных механизмов, не имеющих резерва, повторное включение разрешается после внешнего осмотра двигателя.

Повторное включение двигателей в случаях действия резервных защит до выяснения причины отключения не допускается.

Особенности пуска и других режимов работы двухскоростных электродвигателей и двигателей с регулируемой частотой вращения должны указываться в местных инструкциях, составленных с учетом типовой и заводских инструкций по эксплуатации электродвигателей и регулируемых электроприводов.

5.2.9. Электродвигатели, длительно находящиеся в резерве, и автоматические устройства включения резерва должны осматриваться и опробоваться вместе с механизмами по утвержденному техническим руководителем графику. При этом у электродвигателей наружной установки, не имеющих обогрева, должны проверяться сопротивление изоляции обмотки статора и коэффициент абсорбции.

5.2.10. Вертикальная и поперечная составляющие вибрации (среднее квадратическое значение виброскорости или удвоенная амплитуда колебаний), измеренные на подшипниках электродвигателей, сочлененных с механизмами, не должны превышать значений, указанных в заводских инструкциях.

При отсутствии таких указаний в технической документации вибрация подшипников электродвигателей, сочлененных с механизмами, не должна быть выше следующих значений:

Синхронная частота вращения, об./мин. 3000 1500 1000 750 и менее

Удвоенная амплитуда колебаний 30 60 80 95

подшипников, мкм

Для электродвигателей, сочлененных с углеразмольными механизмами, дымососами и другими механизмами, вращающиеся части которых подвержены быстрому износу, а также для электродвигателей, сроки эксплуатации которых превышают 15 лет, допускается работа агрегатов с повышенной вибрацией подшипников электродвигателей в течение времени, необходимого для устранения причины повышения вибрации.

Нормы вибрации для этих условий не должны быть выше следующих значений:

Синхронная частота вращения, об./мин. 3000 1500 1000 750 и менее

Удвоенная амплитуда колебаний 50 100 130 160

подшипников, мкм

Периодичность измерений вибрации ответственных механизмов должна быть установлена по графику, утвержденному техническим руководителем электростанции.

5.2.11. Надзор за нагрузкой электродвигателей, щеточным аппаратом, вибрацией, температурой элементов и охлаждающих сред электродвигателя (обмотки и сердечника статора, воздуха, подшипников и т.д.), уход за подшипниками (поддержание требуемого уровня масла) и устройствами подвода охлаждающего воздуха, воды к воздухоохладителям и обмоткам, а также

операции по пуску, контролю и изменению частоты вращения и останову электродвигателя должен осуществлять дежурный персонал цеха, обслуживающего механизм.

В случаях когда через камеры охладителей проходят токоведущие части, надзор и обслуживание схемы охлаждения в пределах этих камер должен осуществлять персонал электроцеха.

5.2.12. Электродвигатели должны быть немедленно отключены от сети при несчастных случаях с людьми, появлении дыма или огня из корпуса электродвигателя, его пусковых и возбудительных устройств, шкафов регулируемого электропривода, поломке приводимого механизма.

Электродвигатель должен быть остановлен после пуска резервного (если он имеется) в случаях:

появления запаха горелой изоляции;

резкого увеличения вибрации электродвигателя или механизма;

недопустимого возрастания температуры подшипников;

перегрузки выше допустимых значений;

угрозы повреждения электродвигателей (заливание водой, запаривание, ненормальный шум и др.).

5.2.13. Для электродвигателей переменного тока мощностью свыше 100 кВт в случае необходимости контроля технологического процесса, а также для электродвигателей механизмов, подверженных технологическим перегрузкам, должен быть обеспечен контроль тока статора.

На электродвигателях постоянного тока для привода питателей топлива, аварийных масляных насосов турбин и уплотнений вала независимо от их мощности должен контролироваться ток якоря.

5.2.14. Профилактические испытания и ремонт электродвигателей, их съем и установку при ремонте, ремонт воздухоохладителей, встроенных в статор, узлов водоподвода к обмотке и другим охлаждаемым дистиллятом частям машины (после входных фланцевых соединений), щеточно-контактных аппаратов и пускорегулирующих устройств должен производить персонал электроцеха, за исключением электродвигателей задвижек, обслуживаемых цехом тепловой автоматики и измерений.

5.2.15. Центровку и балансировку агрегата; снятие, ремонт и установку соединительных муфт (полумуфт электродвигателя и механизма) и выносных подшипников (включая подшипники, установленные на наружной части торцевых щитов, а также в грузонесущих крестовинах двигателей вертикального исполнения); ремонт вкладышей выносных подшипников скольжения электродвигателей, фундаментов и рамы, маслосистемы (при принудительной смазке подшипников), устройств подвода воздуха, а также воды к воздухоохладителям, обмоткам и другим элементам электродвигателя, охладителей, не встроенных в статор электродвигателей, должен производить персонал цеха, обслуживающего приводимый механизм, или персонал организации, производящей ремонт оборудования на данной электростанции.

Возможное отступление от вышеуказанного распределения функций по ремонту отдельных узлов и систем электродвигателей с учетом местных условий должно быть закреплено распоряжением технического руководителя электростанции.

5.2.16. Профилактические испытания и измерения на электродвигателях должны быть организованы в соответствии с действующими объемом и нормами испытаний электрооборудования.

5.3. Силовые трансформаторы и масляные шунтирующие реакторы

5.3.1. При эксплуатации трансформаторов (автотрансформаторов) и шунтирующих масляных реакторов должны выполняться условия их надежной работы. Нагрузки, уровень напряжения, температура отдельных элементов трансформаторов (реакторов), характеристики масла и параметры изоляции должны находиться в пределах установленных норм; устройства охлаждения, регулирования напряжения, другие элементы должны содержаться в исправном состоянии.

5.3.2. Необходимо контролировать правильность установки трансформаторов (реакторов), оборудованных устройствами газовой защиты. Крышка должна иметь подъем по направлению к газовому реле не менее 1%, а маслопровод к расширителю - не менее 2%. Полость выхлопной трубы должна быть соединена с полостью расширителя. При необходимости мембрана (диафрагма) на выхлопной трубе должна быть заменена аналогичной, поставленной заводом-изготовителем.

5.3.3. Стационарные средства пожаротушения, маслоприемники, маслоотводы и маслосборники должны быть в исправном состоянии.

5.3.4. На баках трансформаторов и реакторов наружной установки должны быть указаны станционные (подстанционные) номера. Такие же номера должны быть на дверях и внутри трансформаторных пунктов и камер.

На баки однофазных трансформаторов и реакторов должна быть нанесена расцветка фазы. Трансформаторы и реакторы наружной установки должны быть окрашены в светлые тона краской, стойкой к атмосферным воздействиям и воздействию масла.

5.3.5. Питание электродвигателей устройств охлаждения трансформаторов (реакторов) должно быть осуществлено, как правило, от двух источников, а для трансформаторов (реакторов) с принудительной циркуляцией масла - с применением АВР.

5.3.6. Устройства регулирования напряжения под нагрузкой (РПН) трансформаторов должны быть в работе в автоматическом режиме. По решению технического руководителя энергосистемы допускается устанавливать неавтоматический режим регулирования напряжения путем дистанционного переключения РПН с пульта управления, если колебания напряжения в сети находятся в пределах, удовлетворяющих требования потребителей электроэнергии.

Не допускается переключение устройства РПН трансформатора, находящегося под напряжением, вручную (рукояткой).

5.3.7. Вентиляция трансформаторных подстанций и камер должна обеспечивать работу трансформаторов во всех нормированных режимах.

5.3.8. На трансформаторах и реакторах с принудительной циркуляцией воздуха и масла (охлаждение вида ДЦ) и на трансформаторах с принудительной циркуляцией воды и масла (охлаждение вида Ц) устройства охлаждения должны автоматически включаться (отключаться) одновременно с включением (отключением) трансформатора или реактора. Принудительная циркуляция масла должна быть непрерывной независимо от нагрузки. Порядок включения (отключения) систем охлаждения должен быть определен заводской инструкцией.

Не допускается эксплуатация трансформаторов и реакторов с искусственным охлаждением без включенных в работу устройств сигнализации о прекращении циркуляции масла, охлаждающей воды или об останове вентиляторов.

5.3.9. На трансформаторах с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла (система охлаждения Д) электродвигатели вентиляторов должны автоматически включаться при достижении температуры масла 55°С или номинальной нагрузки независимо от температуры масла и отключаться при понижении температуры масла до 50°С, если при этом ток нагрузки менее номинального.

Условия работы трансформаторов с отключенным дутьем должны быть определены заводской инструкцией.

5.3.10. При масловодяном охлаждении трансформаторов давление масла в маслоохладителях должно превышать давление циркулирующей в них воды не менее чем на 0,1 кгс/см2 (10 кПа) при минимальном уровне масла в расширителе трансформатора.

Система циркуляции воды должна быть включена после включения рабочих масляных насосов при температуре верхних слоев масла не ниже 15°С и отключена при понижении температуры масла до 10°С, если иное не оговорено в заводской технической документации.

Должны быть предусмотрены меры для предотвращения замораживания маслоохладителей, насосов и водяных магистралей.

5.3.11. Масло в расширителе неработающего трансформатора (реактора) должно быть на уровне отметки, соответствующей температуре масла в трансформаторе (реакторе).

5.3.12. При номинальной нагрузке температура верхних слоев масла должна быть (если заводами-

изготовителями не оговорены иные значения температуры) у трансформатора и реактора с охлаждением ДЦ - не выше 75 °С, с естественным масляным охлаждением М и охлаждением Д - не выше 95°С; у трансформаторов с охлаждением Ц температура масла на входе в маслоохладитель должна быть не выше 70°С.

5.3.13. Допускается продолжительная работа трансформаторов (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.

Для автотрансформаторов с ответвлениями в нейтрали для регулирования напряжения или предназначенных для работы с последовательными регулировочными трансформаторами допустимое повышение напряжения должно быть определено заводом-изготовителем.

5.3.14. Для масляных трансформаторов допускается длительная перегрузка по току любой обмотки на 5% номинального тока ответвления, если напряжение на ответвлении не превышает номинального.

Кроме того, для трансформаторов в зависимости от режима работы допускаются систематические перегрузки, значение и длительность которых регламентируются типовой инструкцией по эксплуатации трансформаторов и инструкциями заводов-изготовителей.

В тех автотрансформаторах, к обмоткам низкого напряжения которых подключены генератор, синхронный компенсатор или нагрузка, должен быть организован контроль тока общей части обмотки высшего напряжения.

5.3.15. В аварийных режимах допускается кратковременная перегрузка трансформаторов сверх номинального тока при всех системах охлаждения независимо от длительности и значения предшествующей нагрузки и температуры охлаждающей среды в следующих пределах:

Масляные трансформаторы

Перегрузка по току, % 30 45 60 75 100

Длительность перегрузки, мин. 120 80 45 20 10

Сухие трансформаторы

Перегрузка по току, % 20 30 40 50 60

Длительность перегрузки, мин. 60 45 32 18 5

Допустимые продолжительные перегрузки сухих трансформаторов устанавливаются заводской инструкцией.

5.3.16. При аварийном отключении устройств охлаждения режим работы трансформаторов определяется положениями заводской документации.

5.3.17. Включение трансформаторов на номинальную нагрузку допускается:

с системами охлаждения М и Д при любой отрицательной температуре воздуха;

с системами охлаждения ДЦ и Ц при значениях температуры окружающего воздуха не ниже минус 25°С. При более низких значениях температуры трансформатор должен быть предварительно прогрет включением на нагрузку около 0,5 номинальной без запуска системы циркуляции масла до достижения температуры верхних слоев масла минус 25°С, после чего должна быть включена система циркуляции масла. В аварийных условиях допускается включение трансформатора на полную нагрузку независимо от температуры окружающего воздуха;

при системе охлаждения с направленным потоком масла в обмотках трансформаторов НДЦ, НЦ в соответствии с заводскими инструкциями.

5.3.18. Переключающие устройства РПН трансформаторов разрешается включать в работу при температуре верхних слоев масла минус 20°С и выше (для погружных резисторных устройств РПН) и минус 45°С и выше (для устройств РПН с токоограничивающими реакторами, а также для переключающих устройств с контактором, расположенным на опорном изоляторе вне бака трансформатора и оборудованным устройством искусственного подогрева).

Эксплуатация устройств РПН должна быть организована в соответствии с положениями

инструкций заводов-изготовителей.

5.3.19. Для каждой электроустановки в зависимости от графика нагрузки с учетом надежности питания потребителей и минимума потерь энергии должно быть определено количество одновременно работающих трансформаторов.

В распределительных электросетях напряжением до 15 кВ включительно должны быть организованы измерения нагрузок и напряжений трансформаторов в период максимальных и минимальных нагрузок. Срок и периодичность измерений устанавливаются техническим руководителем энергообъекта.

5.3.20. Нейтрали обмоток 110 кВ и выше автотрансформаторов и реакторов, а также трансформаторов 330 кВ и выше должны работать в режиме глухого заземления.

Допускается заземление нейтрали трансформаторов и автотрансформаторов через специальные реакторы.

Трансформаторы 110 и 220 кВ с испытательным напряжением нейтрали, соответственно, 100 и 200 кВ могут работать с разземленной нейтралью при условии ее защиты разрядником. При обосновании расчетами допускается работа с разземленной нейтралью трансформаторов 110 кВ с испытательным напряжением нейтрали 85 кВ, защищенной разрядником.

5.3.21. При срабатывании газового реле на сигнал должен быть произведен наружный осмотр трансформатора (реактора), отобран газ из реле для анализа и проверки на горючесть. Для обеспечения безопасности персонала при отборе газа из газового реле и выявления причины его срабатывания должны быть произведены разгрузка и отключение трансформатора (реактора). Время выполнения мероприятий по разгрузке и отключению трансформатора должно быть минимальным.

Если газ в реле негорючий, отсутствуют признаки повреждения трансформатора (реактора), а его отключение вызвало недоотпуск электроэнергии, трансформатор (реактор) может быть немедленно включен в работу до выяснения причины срабатывания газового реле на сигнал. Продолжительность работы трансформатора (реактора) в этом случае устанавливается техническим руководителем энергообъекта.

По результатам анализа газа из газового реле, хроматографического анализа масла, других измерений (испытаний) необходимо установить причину срабатывания газового реле на сигнал, определить техническое состояние трансформатора (реактора) и возможность его нормальной эксплуатации.

5.3.22. В случае автоматического отключения трансформатора (реактора) действием защит от внутренних повреждений его можно включать в работу только после осмотра, испытаний, анализа газа, масла и устранения выявленных нарушений.

В случае отключения трансформатора (реактора) защитами, действие которых не связано с его повреждением, он может быть включен вновь без проверок.

5.3.23. Трансформаторы мощностью 1 МВ х А и более и реакторы должны эксплуатироваться с системой непрерывной регенерации масла в термосифонных или адсорбционных фильтрах.

Масло в расширителе трансформатора (реактора), а также в баке или расширителе устройства РПН должно быть защищено от непосредственного соприкосновения с окружающим воздухом.

У трансформаторов и реакторов, оборудованных специальными устройствами, предотвращающими увлажнение масла, эти устройства должны быть постоянно включены независимо от режима работы трансформатора (реактора). Эксплуатация указанных устройств должна быть организована в соответствии с инструкциями завода-изготовителя.

Масло маслонаполненных вводов должно быть защищено от окисления и увлажнения.

5.3.24. Включение в сеть трансформатора (реактора) должно осуществляться толчком на полное напряжение.

Трансформаторы, работающие в блоке с генератором, могут включаться вместе с генератором подъемом напряжения с нуля.

5.3.25. Осмотры трансформаторов (реакторов) без отключения производятся в сроки, устанавливаемые техническим руководителем энергообъекта в зависимости от их назначения, места установки и технического состояния.

5.3.26. Ремонт трансформаторов и реакторов (капитальный, текущий) и их составных частей (РПН, системы охлаждения и др.) выполняется по мере необходимости в зависимости от их технического состояния, определяемого измерениями, испытаниями и внешним осмотром.

Сроки ремонта устанавливаются техническим руководителем энергосистемы (энергообъекта).

5.3.27. Профилактические испытания трансформаторов (реакторов) должны проводиться в соответствии с объемом и нормами испытаний электрооборудования и заводскими инструкциями.

5.4. Распределительные устройства

5.4.1. Электрооборудование распределительных устройств (РУ) всех видов и напряжений по номинальным данным должно удовлетворять условиям работы при номинальных режимах, коротких замыканиях, перенапряжениях и нормированных перегрузках.

Персонал, обслуживающий РУ, должен располагать схемами и регламентом по допустимым режимам работы электрооборудования в нормальных и аварийных условиях.

Распределительные устройства напряжением 330 кВ и выше должны быть оснащены средствами биологической защиты в виде стационарных, переносных или инвентарных экранов, а также средствами индивидуальной защиты. Персонал, обслуживающий РУ 330 кВ и выше, должен располагать картой распределения напряженности электрического поля на площадке ОРУ на уровне 1,8 м над поверхностью земли.

5.4.2. Эксплуатирующая организация должна контролировать соответствие класса изоляции электрооборудования номинальному напряжению сети, а устройств защиты от перенапряжений - уровню изоляции электрооборудования.

При расположении электрооборудования в местностях с загрязненной атмосферой на стадии проектирования должно быть выбрано оборудование с изоляцией, обеспечивающей надежную работу без дополнительных мер защиты.

При эксплуатации оборудования с негрязестойкой изоляцией в местах с загрязненной атмосферой должны быть осуществлены меры, обеспечивающие надежную работу изоляции: в открытых распределительных устройствах (ОРУ) - усиление, обмывка, очистка, покрытие гидрофобными пастами; в закрытых распределительных устройствах (ЗРУ) - защита от проникновения пыли и вредных газов; в комплектных распределительных устройствах (КРУ) наружной установки - уплотнение шкафов, обработка изоляции гидрофобными пастами и установка устройств электроподогрева с ручным или автоматическим управлением.

5.4.3. Температура воздуха внутри помещений ЗРУ в летнее время должна быть не выше 40°С. В случае ее превышения должны быть приняты меры к понижению температуры оборудования или охлаждению воздуха. Температура в помещении комплектных распределительных устройств с элегазовой изоляцией (КРУЭ) должна быть в соответствии с эксплуатационной технической документацией изготовителя.

5.4.4. Должны быть приняты меры, исключающие попадание животных и птиц в помещение ЗРУ, камеры КРУ; покрытие полов должно быть таким, чтобы не происходило образования цементной пыли.

Помещение РУ, в котором установлены ячейки КРУЭ, а также помещения для их ремонта и технического обслуживания должны быть изолированы от других помещений и улицы. Стены, пол и потолок должны быть окрашены пыленепроницаемой краской. Помещения должны быть оборудованы приточно-вытяжной вентиляцией с отсосом воздуха снизу. Воздух приточной вентиляции должен проходить через фильтры, предотвращающие попадание в помещение пыли. Уборка помещений КРУЭ должна производиться мокрым или вакуумным способом.

Помещения с ячейками КРУЭ должны быть оборудованы устройствами, сигнализирующими о недопустимой концентрации элегаза и включающими приточно-вытяжную вентиляцию.

5.4.5. На территории ОРУ не должно быть древесно-кустарниковой растительности.

5.4.6. Кабельные каналы и наземные лотки ОРУ и ЗРУ должны быть закрыты несгораемыми плитами, а места выхода кабелей из кабельных каналов, туннелей, этажей и переходы между кабельными отсеками должны быть уплотнены несгораемым материалом.

Туннели, подвалы, каналы должны содержаться в чистоте, а дренажные устройства -

обеспечивать беспрепятственный отвод воды.

5.4.7. Маслоприемники, маслосборники, гравийные подсыпки, дренажи и маслоотводы должны поддерживаться в исправном состоянии.

5.4.8. Уровень масла в масляных выключателях, измерительных трансформаторах и вводах должен оставаться в пределах шкалы маслоуказателя при максимальном и минимальном значениях температуры окружающего воздуха.

Масло негерметичных вводов должно быть защищено от увлажнения и окисления.

5.4.9. За температурой контактных соединений шин в РУ должен быть организован контроль по утвержденному графику.

5.4.10. Распределительные устройства напряжением 3 кВ и выше должны быть оборудованы блокировкой, предотвращающей возможность ошибочных операций разъединителями, отделителями, выкатными тележками комплектных РУ (КРУ) и заземляющими ножами. Блокировочные замки с устройствами опломбирования должны быть постоянно опломбированы.

Схема и объем блокировочных устройств определяются: по РУ, находящимся в ведении диспетчера органа диспетчерского управления соответствующего уровня, решением технического руководителя энергосистемы, по остальным РУ - решением технического руководителя энергообъекта.

5.4.11. На столбовых трансформаторных подстанциях, переключательных пунктах и других устройствах, не имеющих ограждений, приводы разъединителей и шкафы щитков низкого напряжения должны быть заперты.

Стационарные лестницы у площадки обслуживания должны быть сблокированы с разъединителями и также заперты.

5.4.12. Для наложения заземлений в РУ напряжением 3 кВ и выше должны, как правило, применяться стационарные заземляющие ножи. В действующих электроустановках, в которых заземляющие ножи не могут быть установлены по условиям компоновки или конструкции, заземление осуществляется с помощью переносных заземлителей.

Рукоятки приводов заземляющих ножей должны быть окрашены в красный цвет, а заземляющие ножи, как правило, - в черный.

5.4.13. В РУ должны находиться переносные заземления, средства по оказанию первой помощи пострадавшим от несчастных случаев, защитные и противопожарные средства.

Для РУ, обслуживаемых оперативно-выездными бригадами (ОВБ), переносные заземления, средства по оказанию первой помощи, защитные и первичные средства пожаротушения могут находиться у ОВБ. Шкафы управления выключателей и разъединителей, верхняя часть которых расположена на высоте 2 м и более, должны иметь стационарные площадки обслуживания.

5.4.14. На дверях и внутренних стенках камер ЗРУ, оборудовании ОРУ, наружных и внутренних лицевых частях КРУ, сборках, а также на лицевой и оборотной сторонах панелей щитов должны быть выполнены надписи, указывающие назначение присоединений и их диспетчерское наименование.

На дверях РУ должны быть предупреждающие знаки в соответствии с положениями правил применения и испытания средств защиты, используемых в электроустановках.

На предохранительных щитках и (или) у предохранителей присоединений должны быть надписи, указывающие номинальный ток плавкой вставки.

На металлических частях корпусов оборудования должна быть обозначена расцветка фаз.

5.4.15. Осмотр оборудования РУ без отключения от сети должен быть организован:

на объектах с постоянным дежурством персонала: не реже 1 раза в 1 сут.; в темное время суток для выявления разрядов, коронирования - не реже 1 раза в месяц;

на объектах без постоянного дежурства персонала - не реже 1 раза в месяц;

в трансформаторных и распределительных пунктах - не реже 1 раза в 6 мес.

Внешний осмотр токопроводов должен производиться на электростанциях ежедневно.

При неблагоприятной погоде (сильном тумане, мокром снеге, гололеде и т.п.) или усиленном загрязнении на ОРУ, а также после отключения оборудования при коротком замыкании должны быть организованы внеочередные осмотры.

О всех выявленных неисправностях должны быть произведены записи и поставлен в известность вышестоящий оперативно-диспетчерский и инженерно-технический персонал.

Неисправности должны быть устранены в кратчайший срок.

При изменении окраски оболочки токопровод должен быть отключен.

5.4.16. При обнаружении утечек сжатого воздуха у отключенных воздушных выключателей прекращение подачи в них сжатого воздуха должно производиться только после снятия напряжения с выключателей с разборкой схемы разъединителями.

5.4.17. Шкафы с аппаратурой устройств релейной защиты и автоматики, связи и телемеханики, шкафы управления и распределительные шкафы воздушных выключателей, а также шкафы приводов масляных выключателей, отделителей, короткозамыкателей и двигательных приводов разъединителей, установленные в РУ, в которых температура окружающего воздуха может быть ниже допустимого значения, должны иметь устройства электроподогрева.

Масляные выключатели должны быть оборудованы устройством электроподогрева днищ баков и корпусов, включаемым при понижении температуры окружающего воздуха ниже допустимой по характеристикам масла.

5.4.18. В масляных баковых выключателях, установленных в районах с зимними температурами окружающего воздуха ниже минус 25-30°С, должно применяться арктическое масло или выключатели должны быть оборудованы устройством электроподогрева масла, включаемым при понижении температуры окружающего воздуха ниже допустимой по характеристикам масла.

5.4.19. Комплектные распределительные устройства 6-10 кВ должны иметь быстродействующую защиту от дуговых коротких замыканий внутри шкафов КРУ.

5.4.20. Автоматическое управление, защита и сигнализация воздухоприготовительной установки, а также предохранительные клапаны необходимо систематически проверять и регулировать согласно действующим нормативным документам.

5.4.21. Осушка сжатого воздуха для коммутационных аппаратов должна осуществляться термодинамическим способом.

Требуемая степень осушки сжатого воздуха обеспечивается при кратности перепада между номинальным компрессорным и номинальным рабочим давлением коммутационных аппаратов не менее двух для аппаратов с номинальным рабочим давлением 20 кгс/см2 (2 МПа) и не менее четырех для аппаратов с номинальным рабочим давлением 26-40 кгс/см2 (2,6-4 МПа).

В целях уменьшения влагосодержания рекомендуется дополнительно применять адсорбционные методы осушки сжатого воздуха.

5.4.22. Влага из всех воздухосборников компрессорного давления 40-45 кгс/см2 (4-4,5 МПа) должна удаляться не реже 1 раза в 3 сут., а на объектах без постоянного дежурства персонала - по утвержденному графику.

Днища воздухосборников и спускной вентиль должны быть утеплены и оборудованы устройством электроподогрева, включаемым на время, необходимое для таяния льда при отрицательных значениях температуры наружного воздуха.

Удаление влаги из конденсатосборников групп баллонов давлением 230 кгс/см2 (23 МПа) должно осуществляться автоматически при каждом запуске компрессоров. Во избежание замерзания влаги нижние части баллонов и конденсатосборники должны быть установлены в теплоизоляционной камере с электроподогревом*(10).

Продувка влагоотделителя блока очистки сжатого воздуха (БОВ) должна производиться не реже 3 раз в сутки. Проверка степени осушки - точки росы воздуха на выходе из БОВ должна производиться 1 раз в сутки. Точка росы должна быть не выше минус 50°С при положительной температуре окружающего воздуха и не выше минус 40°С - при отрицательной температуре.

5.4.23. Резервуары воздушных выключателей и других аппаратов, а также воздухосборники и

баллоны должны удовлетворять положениям правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением, установленных органами государственного контроля и надзора.

Резервуары воздушных выключателей и других аппаратов высокого напряжения регистрации в органах государственного контроля и надзора не подлежат.

Внутренний осмотр и гидравлические испытания воздухосборников и баллонов компрессорного давления должны производиться в соответствии с правилами органов государственного контроля и надзора. Внутренний осмотр резервуаров воздушных выключателей и других аппаратов должен производиться при среднем ремонте.

Гидравлические испытания резервуаров воздушных выключателей должны проводиться в тех случаях, когда при осмотре обнаруживаются дефекты, вызывающие сомнение в достаточной прочности резервуаров.

Внутренние поверхности резервуаров должны иметь антикоррозионное покрытие.

5.4.24. Сжатый воздух, используемый в воздушных выключателях и приводах других коммутационных аппаратов, должен быть очищен от механических примесей с помощью фильтров, установленных в распределительных шкафах каждого воздушного выключателя или на питающем привод каждого аппарата воздухопроводе. После окончания монтажа воздухоприготовительной сети перед первичным наполнением резервуаров воздушных выключателей и приводов других аппаратов должны быть продуты все воздухопроводы.

Для предупреждения загрязнения сжатого воздуха в процессе эксплуатации должны производиться продувки:

магистральных воздухопроводов при плюсовой температуре окружающего воздуха - не реже 1 раза в 2 мес.;

воздухопроводов отпаек от сети до распределительного шкафа и от шкафов до резервуаров каждого полюса выключателей и приводов других аппаратов с их отсоединением от аппарата - после каждого среднего ремонта аппарата;

резервуаров воздушных выключателей - после текущего и среднего ремонта.

5.4.25. У воздушных выключателей должно периодически проверяться наличие вентиляции внутренних полостей изоляторов (для выключателей, имеющих указатели).

Периодичность проверок должна быть установлена в соответствии с рекомендациями изготовителей.

После спуска сжатого воздуха из резервуаров и прекращения вентиляции изоляция выключателя перед включением его в сеть должна быть просушена продувкой воздуха через систему вентиляции.

5.4.26. Контроль концентрации элегаза в помещении КРУ и ЗРУ должен производиться с помощью специальных приборов на высоте 10-15 см от уровня пола.

Концентрация элегаза в помещении не должна превышать допустимых норм, указанных в инструкциях заводов - изготовителей аппаратов.

5.4.27. Выключатели и их приводы должны быть оборудованы указателями отключенного и включенного положений.

На выключателях со встроенным приводом или с приводом, расположенным в непосредственной близости к выключателю и не отделенным от него сплошным непрозрачным ограждением (стенкой), допускается установка одного указателя - на выключателе или на приводе. На выключателях, наружные контакты которых ясно указывают включенное положение, наличие указателя необязательно.

Приводы разъединителей, заземляющих ножей, отделителей, короткозамыкателей и других аппаратов, отделенных от аппаратов стенкой, должны иметь указатели отключенного и включенного положений.

5.4.28. Вакуумные дугогасительные камеры (КДВ) должны испытываться в объемах и в сроки, установленные инструкциями заводов - изготовителей выключателей. При испытании КДВ повышенным напряжением с амплитудным значением более 20 кВ необходимо использовать

экран для защиты персонала от возникающих рентгеновских излучений.

5.4.29. Первый текущий и средний ремонт оборудования РУ должен производиться в сроки, указанные в технической документации заводов-изготовителей. Периодичность последующего среднего ремонта может быть изменена исходя из опыта эксплуатации. Изменение периодичности ремонта по присоединениям, находящимся в ведении органов диспетчерского управления соответствующего уровня, осуществляется решением технического руководителя энергосистемы, а по остальным присоединениям - решением технического руководителя энергообъекта.

Текущий ремонт оборудования РУ, а также проверки его действия (опробования) должны производиться по мере необходимости в сроки, установленные техническим руководителем энергообъекта.

После исчерпания ресурса должен производиться средний ремонт оборудования РУ независимо от продолжительности его эксплуатации.

5.4.30. Испытания электрооборудования РУ должны проводиться в соответствии с объемом и нормами испытаний электрооборудования.

5.5. Аккумуляторные установки

5.5.1. При эксплуатации аккумуляторных установок должны быть обеспечены их длительная надежная работа и необходимый уровень напряжения на шинах постоянного тока в нормальных и аварийных режимах.

5.5.2. При приемке вновь смонтированной или вышедшей из капитального ремонта аккумуляторной батареи должны быть проверены: емкость батареи током 10-часового разряда, качество заливаемого электролита, напряжение элементов в конце заряда и разряда и сопротивление изоляции батареи относительно земли. Батареи должны вводиться в эксплуатацию после достижения ими 100% номинальной емкости.

5.5.3. Аккумуляторные батареи должны эксплуатироваться в режиме постоянного подзаряда. Для батарей типа СК напряжение подзаряда должно составлять 2,2+-0,05 В на элемент, для батарей типа СН-2,18+-0,04 В на элемент.

Подзарядная установка должна обеспечивать стабилизацию напряжения на шинах батареи с отклонениями, не превышающими 2% номинального напряжения.

Дополнительные элементы батареи, постоянно не используемые в работе, должны эксплуатироваться в режиме постоянного подзаряда.

5.5.4. Кислотные батареи должны эксплуатироваться без тренировочных разрядов и периодических уравнительных перезарядов. Один раз в год должен быть произведен уравнительный заряд батареи типа СК напряжением 2,3-2,35 В на элемент до достижения установившегося значения плотности электролита во всех элементах 1,2-1,21 г/см3 при температуре 20°С.

Продолжительность уравнительного заряда зависит от состояния батареи и должна быть не менее 6 ч.

Уравнительные заряды батарей типа СН производятся при напряжении 2,25-2,4 В на элемент после доливки воды до уровня 35-40 мм над предохранительным щитком (при понижении уровня электролита до 20 мм над предохранительным щитком) до достижения плотности электролита 1,235-1,245 г/см3.

Продолжительность уравнительного заряда ориентировочно составляет при напряжении 2,25 В - 30 сут., при 2,4 В - 5 сут.

5.5.5. На тепловых электростанциях 1 раз в 1-2 года должен выполняться контрольный разряд батареи для определения ее фактической емкости (в пределах номинальной емкости).

На подстанциях и гидроэлектростанциях не менее 1 раза в год должна проверяться работоспособность батареи по падению напряжения при толчковых токах, а контрольные разряды - производиться по мере необходимости. В тех случаях, когда число элементов недостаточно, чтобы обеспечить напряжение на шинах в конце разряда в заданных пределах, допускается понижать на 50-70% номинальную емкость или осуществлять разряд части основных

элементов.

Значение тока разряда каждый раз должно быть одно и то же. Результаты измерений при контрольных разрядах должны сравниваться с результатами измерений предыдущих разрядов. Заряжать и разряжать батарею допускается током, значение которого не выше максимального для данной батареи.

Температура электролита в конце заряда должна быть не выше 40°С для батарей типа СК. Для батарей типа СН температура должна быть не выше 35°С при максимальном зарядном токе.

5.5.6. Приточно-вытяжная вентиляция помещения аккумуляторной батареи на электростанциях должна быть включена перед началом заряда батареи и отключена после полного удаления газов, но не раньше чем через 1,5 ч после окончания заряда.

Порядок эксплуатации системы вентиляции в помещениях аккумуляторных батарей на подстанциях с учетом конкретных условий должен быть определен местной инструкцией.

При режиме постоянного подзаряда и уравнительного заряда напряжением до 2,3 В на элемент помещение аккумуляторной батареи должно вентилироваться в соответствии с местной инструкцией.

5.5.7. После аварийного разряда батареи на электростанции последующий ее заряд до емкости, равной 90% номинальной, должен быть осуществлен не более чем за 8 ч. При этом напряжение на аккумуляторах может достигать 2,5-2,7 В на элемент.

5.5.8. При применении выпрямительных устройств для подзаряда и заряда аккумуляторных батарей цепи переменного и постоянного тока должны быть связаны через разделительный трансформатор. Выпрямительные устройства должны быть оборудованы устройствами сигнализации об отключении.

Коэффициент пульсации на шинах постоянного тока не должен превышать допустимых значений по условиям питания устройств РЗА.

5.5.9. Напряжение на шинах постоянного тока, питающих цепи управления, устройства релейной защиты, сигнализации, автоматики и телемеханики, в нормальных эксплуатационных условиях допускается поддерживать на 5% выше номинального напряжения электроприемников.

Все сборки и кольцевые магистрали постоянного тока должны быть обеспечены резервным питанием.

5.5.10. Сопротивление изоляции аккумуляторной батареи в зависимости от номинального напряжения должно быть следующим:

Напряжение аккумуляторной батареи, В 220 110 60 48 24

Сопротивление изоляции, кОм, не менее 100 50 30 25 15

Устройство для контроля изоляции на шинах постоянного оперативного тока должно действовать на сигнал при понижении сопротивления изоляции полюсов до уровня 20 кОм в сети 220 В, 10 кОм в сети 110 В, 6 кОм в сети 60 В, 5 кОм в сети 48 В, 3 кОм в сети 24 В.

В условиях эксплуатации сопротивление изоляции сети постоянного тока должно быть не ниже двукратного значения указанной уставки устройства для контроля изоляции.

5.5.11. При срабатывании устройства сигнализации в случае понижения уровня изоляции относительно земли в цепи оперативного тока должны быть немедленно приняты меры к устранению неисправностей. При этом производство работ без снятия напряжения в этой сети, за исключением поисков места повреждения изоляции, не допускается.

Для энергообъектов, на которых применяются микроэлектронные или микропроцессорные устройства РЗА, использовать метод определения мест понижения сопротивления изоляции путем поочередного отключения присоединений на щите постоянного тока не рекомендуется.

5.5.12. Анализ электролита кислотной аккумуляторной батареи должен проводиться ежегодно по пробам, взятым из контрольных элементов. Количество контрольных элементов должно быть установлено техническим руководителем энергообъекта в зависимости от состояния батареи, но не менее 10%. Контрольные элементы должны ежегодно меняться. При контрольном разряде пробы электролита должны отбираться в конце разряда.

Для доливки должна применяться дистиллированная вода, проверенная на отсутствие хлора и железа.

Допускается использование парового конденсата, удовлетворяющего требованиям государственного стандарта на дистиллированную воду.

Для уменьшения испарения баки аккумуляторных батарей типов С и СК должны накрываться пластинами из стекла или другого изоляционного материала, не вступающего в реакцию с электролитом. Использование масла для этой цели запрещается.

5.5.13. Температура в помещении аккумуляторной батареи должна поддерживаться не ниже 10°С; на подстанциях без постоянного дежурства персонала и в случаях, если емкость батареи выбрана и рассчитана с учетом понижения температуры, допускается понижение температуры до 5°С.

5.5.14. На дверях помещения аккумуляторной батареи должны быть надписи "Аккумуляторная", "Огнеопасно", "Запрещается курить" или вывешены соответствующие знаки безопасности в соответствии с государственными стандартами о запрещении пользоваться открытым огнем и курить.

5.5.15. Осмотр аккумуляторных батарей должен производиться по графику, утвержденному техническим руководителем энергообъекта.

Измерения напряжения, плотности и температуры электролита каждого элемента должны выполняться не реже 1 раза в месяц.

5.5.16. Обслуживание аккумуляторных установок на электростанциях и подстанциях должно быть возложено на аккумуляторщика или специально обученного электромонтера (с совмещением профессии). На каждой аккумуляторной установке должен быть журнал для записи данных осмотров и объемов проведенных работ.

5.5.17. Персонал, обслуживающий аккумуляторную установку, должен быть обеспечен:

приборами для контроля напряжения отдельных элементов батареи, плотности и температуры электролита;

специальной одеждой и специальным инвентарем согласно типовой инструкции.

5.5.18. Ремонт аккумуляторной установки и батареи должен производиться по мере необходимости.

5.5.19. Батареи с кислотными аккумуляторами других типов исполнения, а также с щелочными аккумуляторами должны эксплуатироваться в соответствии с положениями инструкций заводов-изготовителей, которые должны быть отражены в местных инструкциях по эксплуатации аккумуляторных батарей.

5.6. Конденсаторные установки*(11)

5.6.1. Управление режимом работы конденсаторной установки должно быть автоматическим, если при ручном управлении невозможно обеспечить требуемое качество электроэнергии.

Конденсаторная установка (конденсаторная батарея или ее секция) должна включаться при напряжении ниже номинального и отключаться при повышении напряжения до 105-110% номинального.

5.6.2. Допускается работа конденсаторной установки при напряжении 110% номинального и с перегрузкой по току до 130% за счет повышения напряжения и содержания в составе тока высших гармонических составляющих.

5.6.3. Если напряжение на выводах единичного конденсатора превышает 110% его номинального напряжения, эксплуатация конденсаторной установки не допускается.

5.6.4. Температура окружающего воздуха в месте установки конденсаторов не должна превышать верхнего значения, указанного в инструкции по эксплуатации конденсаторов. Должны быть приняты меры, усиливающие эффективность вентиляции. Если в течение 1 ч не произошло понижения температуры, конденсаторная установка должна быть отключена.

5.6.5. Не допускается включение конденсаторной установки при температуре конденсаторов

ниже:

минус 40°С - для конденсаторов климатического исполнения У и Т;

минус 60°С - для конденсаторов климатического исполнения ХЛ.

Включение конденсаторной установки в соответствии с инструкцией по их эксплуатации разрешается лишь после повышения температуры конденсаторов (окружающего воздуха) до указанных в инструкции значений и выдержки их при этой температуре в течение указанного времени.

5.6.6. Если токи в фазах различаются более чем на 10%, работа конденсаторной установки не допускается.

5.6.7. Повторное включение конденсаторной установки допускается не ранее чем через 1 мин. после отключения.

5.6.8. Включение конденсаторной установки, отключившейся действием защит, разрешается после выяснения и устранения причины ее отключения.

5.6.9. Конденсаторы с пропиткой трихлордифенилом должны иметь на корпусе отличительный знак в виде равностороннего треугольника желтого цвета со стороной 40 мм.

При обслуживании этих конденсаторов должны быть приняты меры, предотвращающие попадание трихлордифенила в окружающую среду. Вышедшие из строя конденсаторы с пропиткой трихлордифенилом должны храниться в герметичном контейнере, конструкция которого исключает попадание трихлордифенила в окружающую среду.

Уничтожение поврежденных конденсаторов с пропиткой трихлордифенилом должно производиться централизованно на специально оборудованном полигоне.

5.6.10. Осмотр конденсаторной установки без отключения должен производиться не реже 1 раза в месяц.

5.6.11. Средний ремонт конденсаторных установок должен производиться в зависимости от их технического состояния по решению технического руководителя энергообъекта.

Текущий ремонт конденсаторных установок должен производиться ежегодно.

5.6.12. Испытания конденсаторных установок должны быть организованы в соответствии с объемом и нормами испытаний электрооборудования и заводскими инструкциями.

5.7. Воздушные линии электропередачи

5.7.1. При эксплуатации воздушных линий электропередачи (ВЛ) должны производиться техническое обслуживание и ремонт, направленные на обеспечение их надежной работы.

5.7.2. При выдаче задания на проектирование ВЛ, сооружаемых и подлежащих техническому перевооружению, реконструкции и модернизации, энергосистемам и организациям, эксплуатирующим электрические сети, необходимо предоставлять проектным организациям имеющиеся данные о фактических условиях в зоне проектируемой ВЛ (данные по гололеду и ветру, загрязнениям атмосферы на трассе ВЛ, отказам ВЛ и их элементов и другие данные, характеризующие местные условия), которые должны быть учтены в проектной документации.

5.7.3. При сооружении, техническом перевооружении, реконструкции и модернизации ВЛ, выполняемых подрядной организацией и подлежащих сдаче в эксплуатацию организации, эксплуатирующей электрические сети, последней должны быть организованы технический надзор за производством работ, проверка выполненных работ на соответствие утвержденной технической документации.

5.7.4. Приемка в эксплуатацию законченных строительством ВЛ организацией, эксплуатирующей электрические сети, должна производиться в соответствии со строительными нормами и правилами и правилами устройства электроустановок.

5.7.5. При техническом обслуживании должны производиться работы по поддержанию работоспособности и исправности ВЛ и их элементов путем выполнения профилактических проверок и измерений, предохранению элементов ВЛ от преждевременного износа.

При капитальном ремонте ВЛ выполняются работы по восстановлению исправности и работоспособности ВЛ и их элементов путем ремонта или замены новыми, повышающими их надежность и улучшающими эксплуатационные характеристики линии.

Перечень работ, которые должны выполняться на ВЛ при техническом обслуживании, ремонте и техническом перевооружении, приведен в правилах технического обслуживания и ремонта зданий и сооружения электростанций и сетей и типовых инструкциях по эксплуатации ВЛ.

5.7.6. Техническое обслуживание и ремонтные работы должны быть организованы, как правило, комплексно путем проведения всех необходимых работ с максимально возможным сокращением продолжительности отключения ВЛ. Они могут производиться с отключением ВЛ, одной фазы (пофазный ремонт) и без снятия напряжения.

5.7.7. Техническое обслуживание и ремонт ВЛ должны выполняться с использованием специальных машин, механизмов, транспортных средств, такелажа, оснастки, инструмента и приспособлений.

Средства механизации должны быть укомплектованы в соответствии с действующими нормативами и размещены на ремонтно-производственных базах (РПБ) предприятий и их подразделений.

Бригады, выполняющие работы на ВЛ, должны быть оснащены средствами связи с РПБ и органами диспетчерского управления соответствующего уровня.

5.7.8. При эксплуатации ВЛ должны строго соблюдаться правила охраны электрических сетей и контролироваться их выполнение.

Организация, эксплуатирующая электрические сети, должна осуществлять контроль за соблюдением правил охраны электрических сетей со стороны юридических лиц и населения, информировать предприятия, организации и граждан, находящихся в районе прохождения ВЛ, о положениях указанных правил.

5.7.9. Антикоррозионная защита стальных опор и металлических деталей железобетонных и деревянных опор, грозозащитных тросов и тросовых элементов опор должна возобновляться или производиться заново по мере необходимости по распоряжению технического руководителя организации, эксплуатирующей электрические сети.

5.7.10. На участках ВЛ, подверженных интенсивному загрязнению, должна применяться специальная или усиленная изоляция и при необходимости выполняться чистка (обмывка) изоляции, замена загрязненных изоляторов.

В зонах интенсивных загрязнений изоляции птицами и местах их массовых гнездований на конструкциях опор ВЛ должны устанавливаться специальные устройства, исключающие возможность перекрытий, а также применяться устройства, отпугивающие птиц и не угрожающие их жизни.

5.7.11. При эксплуатации ВЛ в пролетах пересечения действующей линии с другими ВЛ и линиями связи на каждом проводе или тросе пересекающей ВЛ допускается не более двух соединителей; количество соединений проводов и тросов на пересекаемой ВЛ не регламентируется.

5.7.12. Организации, эксплуатирующие электрические сети, должны содержать в исправном состоянии:

сигнальные знаки на берегах в местах пересечения ВЛ с судоходной или сплавной рекой, озером, водохранилищем, каналом, установленные согласно уставу внутреннего водного транспорта по согласованию с бассейновым управлением водного пути (управлением каналов);

устройства светоограждения, установленные на опорах ВЛ в соответствии с требованиями правил маркировки и светоограждения высотных препятствий;

постоянные знаки, установленные на опорах в соответствии с проектом ВЛ и положениями нормативных документов.

5.7.13. Организация, эксплуатирующая электрические сети, должна следить за исправностью дорожных знаков ограничения габаритов, устанавливаемых на пересечениях ВЛ с автомобильными дорогами; дорожных знаков, устанавливаемых на пересечениях ВЛ 330 кВ и выше с автомобильными дорогами и запрещающих остановку транспорта в охранных зонах этих ВЛ.

5.7.14. При эксплуатации ВЛ должны быть организованы их периодические и внеочередные осмотры. График периодических осмотров должен быть утвержден техническим руководителем организации, эксплуатирующей электрические сети.

Периодичность осмотров каждой ВЛ по всей длине должна быть не реже 1 раза в год*(12). Кроме того, не реже 1 раза в год инженерно-техническим персоналом должны производиться выборочные осмотры отдельных ВЛ (или их участков), а все ВЛ (участки), подлежащие капитальному ремонту, должны быть осмотрены полностью.

Верховые осмотры с выборочной проверкой проводов и тросов в зажимах и в дистанционных распорках на ВЛ напряжением 35 кВ и выше или их участках, имеющих срок службы 20 лет и более или проходящих в зонах интенсивного загрязнения, а также по открытой местности, должны производиться не реже 1 раза в 6 лет; на остальных ВЛ 35 кВ и выше (участках) - не реже 1 раза в 12 лет.

На ВЛ 0,38 - 20 кВ верховые осмотры должны производиться при необходимости.

5.7.15. Внеочередные осмотры ВЛ или их участков должны производиться:

при образовании на проводах и тросах гололеда, при пляске проводов, во время ледохода и разлива рек, при лесных и степных пожарах, а также после стихийных бедствий;

после автоматического отключения ВЛ релейной защитой.

5.7.16. На ВЛ должны выполняться следующие проверки и измерения:

проверка состояния трассы ВЛ - при проведении осмотров и измерения расстояний от проводов до деревьев и кустарников под проводами, измерения стрел провеса проводов - при необходимости; измерение ширины просеки - не реже 1 раза в 3 года;

проверка загнивания деталей деревянных опор - через 3-6 лет после ввода ВЛ в эксплуатацию, далее - не реже 1 раза в 3 года, а также перед подъемом на опору или сменой деталей;

проверка визуально состояния изоляторов и линейной арматуры при осмотрах, а также проверка электрической прочности подвесных тарельчатых фарфоровых изоляторов первый раз на 1-2, второй раз на 6-10 годах после ввода ВЛ в эксплуатацию и далее с периодичностью, приведенной в типовой инструкции по эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением 35-800 кВ в зависимости от уровня отбраковки и условий работы изоляторов на ВЛ;

проверка состояния опор, проводов, тросов при проведении осмотров;

проверка состояния прессуемых, сварных, болтовых (на ВЛ напряжением до 20 кВ), выполненных овальными соединителями соединений проводов производится визуально при осмотре линии по мере необходимости; проверка состояния болтовых соединений проводов ВЛ напряжением 35 кВ и выше путем электрических измерений - не реже 1 раза в 6 лет; болтовые соединения, находящиеся в неудовлетворительном состоянии, подвергаются вскрытию, а затем ремонтируются или заменяются;

проверка и подтяжка бандажей, болтовых соединений и гаек анкерных болтов - не реже 1 раза в 6 лет;

выборочная проверка состояния фундаментов и U-образных болтов на оттяжках со вскрытием грунта - не реже 1 раза в 6 лет;

проверка состояния железобетонных опор и приставок - не реже 1 раза в 6 лет;

проверка состояния антикоррозионного покрытия металлических опор и траверс, металлических подножников и анкеров оттяжек с выборочным вскрытием грунта - не реже 1 раза в 6 лет;

проверка тяжения в оттяжках опор - не реже 1 раза в 6 лет;

измерения сопротивления заземления опор, а также повторных заземлений нулевого провода - в соответствии с п. 5.10.7 настоящих Правил;

измерения сопротивления петли фаза-нуль на ВЛ напряжением до 1000 В при приемке в эксплуатацию, в дальнейшем - при подключении новых потребителей и выполнении работ, вызывающих изменение этого сопротивления;

проверка состояния опор, проводов, тросов, расстояний от проводов до поверхности земли и

различных объектов, до пересекаемых сооружений - при осмотрах ВЛ.

5.7.17. Неисправности, выявленные при осмотре ВЛ и производстве проверок и измерений, должны быть отмечены в эксплуатационной документации и в зависимости от их характера устранены в кратчайший срок при проведении или технического обслуживания, или капитального ремонта ВЛ.

5.7.18. Капитальный ремонт ВЛ должен выполняться по решению технического руководителя организации, эксплуатирующей электрические сети, на ВЛ с железобетонными и металлическими опорами - не реже 1 раза в 12 лет, на ВЛ с деревянными опорами - не реже 1 раза в 6 лет.

5.7.19. Конструктивные изменения опор и других элементов ВЛ, а также способа закрепления опор в грунте должны выполняться только при наличии технической документации и с разрешения технического руководителя организации, эксплуатирующей электрические сети.

5.7.20. Плановый ремонт, техническое перевооружение, реконструкция и модернизация ВЛ, проходящих по сельскохозяйственным угодьям, садовым, дачным и огородным участкам, должны производиться по согласованию с землепользователями и, как правило, в период, когда эти угодья не заняты сельскохозяйственными культурами или когда возможно обеспечение сохранности этих культур.

Работы по предотвращению нарушений в работе ВЛ и ликвидации последствий таких нарушений могут производиться в любое время года без согласования с землепользователями, но с уведомлением их о проводимых работах.

После выполнения указанных работ организация, эксплуатирующая электрические сети, должна привести земельные угодья в состояние, пригодное для их использования по целевому назначению, а также возместить землепользователям убытки, причиненные при производстве работ.

5.7.21. Организации, эксплуатирующие ВЛ с совместной подвеской проводов, должны производить плановый ремонт в согласованные сроки. В аварийных случаях ремонтные работы должны производиться с предварительным уведомлением другой стороны (владельца линии или проводов).

5.7.22. На ВЛ напряжением выше 1000 В, подверженных интенсивному гололедообразованию, должна осуществляться плавка гололеда электрическим током.

Организация, эксплуатирующая электрические сети, должна контролировать процесс гололедообразования на ВЛ и обеспечивать своевременное включение схем плавки гололеда; ВЛ, на которых производится плавка гололеда, должны быть, как правило, оснащены устройствами автоматического контроля и сигнализации гололедообразования и процесса плавки, а также закорачивающими коммутационными аппаратами.

5.7.23. Для дистанционного определения мест повреждения ВЛ напряжением 110 кВ и выше, а также мест междуфазных замыканий на ВЛ 6-35 кВ должны быть установлены специальные приборы. На ВЛ напряжением 6-35 кВ с отпайками должны быть установлены указатели поврежденного участка.

Организации, эксплуатирующие электрические сети, должны быть оснащены переносными приборами для определения мест замыкания на землю ВЛ 6-35 кВ.

5.7.24. В целях своевременной ликвидации аварийных повреждений на ВЛ в организациях, эксплуатирующих электрические сети, должен храниться неснижаемый аварийный запас материалов и деталей согласно установленным нормам.

5.8. Силовые кабельные линии

5.8.1. При эксплуатации силовых кабельных линий должны производиться техническое обслуживание и ремонт, направленные на обеспечение их надежной работы.

5.8.2. Для каждой кабельной линии при вводе в эксплуатацию должны быть установлены наибольшие допустимые токовые нагрузки. Нагрузки должны быть определены по участку трассы с наихудшими тепловыми условиями, если длина участка не менее 10 м. Повышение этих нагрузок допускается на основе тепловых испытаний при условии, что нагрев жил не будет превышать допустимый государственными стандартами и техническими условиями. При этом нагрев кабелей должен проверяться на участках трасс с наихудшими условиями охлаждения.

5.8.3. В кабельных сооружениях должен быть организован систематический контроль за тепловым режимом работы кабелей, температурой воздуха и работой вентиляционных устройств.

Температура воздуха внутри кабельных туннелей, каналов и шахт в летнее время не должна превышать температуру наружного воздуха более чем на 10°С.

5.8.4. На период послеаварийного режима допускается перегрузка по току для кабелей с пропитанной бумажной изоляцией на напряжение до 10 кВ включительно - на 30%, для кабелей с изоляцией из полиэтилена и поливинилхлоридного пластиката - на 15%, для кабелей из резины и вулканизированного полиэтилена - на 18% длительно допустимой нагрузки продолжительностью не более 6 ч в сутки в течение 5 сут., но не более 100 ч в год, если нагрузка в остальные периоды не превышает длительно допустимой.

Для кабелей, находящихся в эксплуатации более 15 лет, перегрузка по току не должна превышать 10%.

Перегрузка кабелей с пропитанной бумажной изоляцией на напряжение 20 и 35 кВ не допускается.

Перегрузка кабельных линий на напряжение 110 кВ и выше должна регламентироваться нормативными документами.

5.8.5. Для каждой маслонаполненной линии или ее секции напряжением 110 кВ и выше в зависимости от профиля линии должны быть установлены пределы допустимых изменений давления масла. При отклонениях от них кабельная линия должна быть отключена, и ее включение разрешается только после выявления и устранения причин нарушений.

5.8.6. Пробы масла из маслонаполненных кабельных линий и пробы жидкости из муфт кабелей с пластмассовой изоляцией на напряжение 110 кВ и выше должны отбираться перед включением новой линии в работу, через 1 год после включения, затем через 3 года и в последующем 1 раз в 6 лет.

5.8.7. При сдаче в эксплуатацию кабельных линий на напряжение свыше 1000 В должна быть оформлена и передана организации, эксплуатирующей электрические сети, документация, предусмотренная строительными нормами и правилами и отраслевыми правилами приемки, а также:

исполнительный чертеж трассы с указанием мест установки соединительных муфт, выполненный в масштабах 1:200 и 1:500 в зависимости от развития коммуникаций в данном районе трассы;

скорректированный проект кабельной линии на напряжение 110 кВ и выше, согласованный перед прокладкой с организацией, эксплуатирующей линии, а в случае изменения марки кабеля - с заводом-изготовителем и эксплуатирующей организацией;

чертеж профиля кабельной линии в местах пересечения с дорогами и другими коммуникациями для кабельных линий на напряжение 35 кВ и для особо сложных трасс кабельных линий на напряжение 6-10 кВ;

акты состояния кабелей на барабанах и в случае необходимости протоколы разборки и осмотра образцов (для импортных кабелей разборка обязательна);

кабельный журнал;

инвентарная опись всех элементов кабельной линии;

акты строительных и скрытых работ с указанием пересечений и сближений кабелей со всеми подземными коммуникациями;

акты на монтаж кабельных муфт;

акты приемки траншей, блоков, труб, каналов под монтаж;

акты на монтаж устройств по защите кабельных линий от электрохимической коррозии, а также результаты коррозионных испытаний в соответствии с проектом;

протокол испытания изоляции кабельной линии повышенным напряжением после прокладки;

результаты измерения сопротивления изоляции;

акты осмотра кабелей, проложенных в траншеях и каналах перед закрытием;

протокол прогрева кабелей на барабанах перед прокладкой при низких температурах;

акт проверки и испытания автоматических стационарных установок систем пожаротушения и пожарной сигнализации.

Кроме перечисленной документации при приемке в эксплуатацию кабельной линии напряжением 110 кВ и выше монтажной организацией должны быть дополнительно переданы энергообъекту:

исполнительные высотные отметки кабеля и подпитывающей аппаратуры (для линий 110-220 кВ низкого давления);

результаты испытаний масла во всех элементах линий;

результаты пропиточных испытаний;

результаты опробования и испытаний подпитывающих агрегатов на линиях высокого давления;

результаты проверки систем сигнализации давления;

акты об усилиях тяжения при прокладке;

акты об испытаниях защитных покровов повышенным напряжением после прокладки;

протоколы заводских испытаний кабелей, муфт и подпитывающей аппаратуры;

результаты испытаний устройств автоматического подогрева муфт;

результаты измерения тока по токопроводящим жилам и оболочкам (экранам) каждой фазы;

результаты измерения рабочей емкости жил кабелей;

результаты измерения активного сопротивления изоляции;

результаты измерения сопротивления заземления колодцев и концевых муфт.

При сдаче в эксплуатацию кабельных линий на напряжение до 1000 В должны быть оформлены и переданы организации: кабельный журнал, скорректированный проект линий, акты, протоколы испытаний и измерений.

5.8.8. Прокладка и монтаж кабельных линий всех напряжений, сооружаемых организациями других ведомств и передаваемых в эксплуатацию, должны быть выполнены под техническим надзором эксплуатирующей организации.

5.8.9. Каждая кабельная линия должна иметь паспорт с указанием основных данных по линии, а также архивную папку с документацией по п. 5.8.7 настоящих Правил.

Для предприятий, имеющих автоматизированную систему учета, паспортные данные могут быть введены в память ЭВМ.

Открыто проложенные кабели, а также все кабельные муфты должны быть снабжены бирками с обозначениями; на бирках кабелей в конце и начале линии должны быть указаны марки, напряжения, сечения, номера или наименования линии; на бирках соединительных муфт - номер муфты, дата монтажа.

Бирки должны быть стойкими к воздействию окружающей среды.

Бирки должны быть расположены по длине линии через 50 м на открыто проложенных кабелях, а также на поворотах трассы и в местах прохода кабелей через огнестойкие перегородки и перекрытия (с обеих сторон).

5.8.10. Металлическая неоцинкованная броня кабелей, проложенных в кабельных сооружениях, и металлические конструкции с неметаллизированным покрытием, по которым проложены кабели, а также кабельные короба из обычной стали должны периодически покрываться негорючими антикоррозионными лаками и красками.

5.8.11. На ответственных кабельных линиях, отходящих от электростанций и подстанций, имеющих постоянный дежурный персонал, контроль за нагрузками производится по стационарным приборам, показания которых записываются в суточные ведомости.

На подстанциях, не имеющих постоянный дежурный персонал, контроль за нагрузками производится не реже 1 раза в год в период летнего или осенне-зимнего максимума в часы суток, соответствующие максимальной нагрузке кабельной линии.

Кроме измерений в период максимума нагрузки должны производиться измерения во всех случаях изменения схемы или присоединения дополнительных токоприемников и изменения режима работы кабельных линий. Сроки устанавливаются техническим руководителем энергообъекта.

На основании данных этих измерений при необходимости должны уточняться режим работы и схема кабельной сети.

Положения этого пункта распространяются и на кабельные линии потребителей, отходящие от шин РУ электростанций и подстанций.

5.8.12. Осмотры кабельных линий должны производиться 1 раз в следующие сроки, мес.:

Напряжение кабеля, кВ

До 35 110-500

Трассы кабелей, проложенных в земле 3 1

Трассы кабелей, проложенных под 12 -

усовершенствованным покрытием на территории

городов

Трассы кабелей, проложенных в коллекторах, 6 3

туннелях, шахтах и по железнодорожным мостам

Подпитывающие пункты при наличии сигнализации - 1

давления масла (при отсутствии сигнализации -

по местным инструкциям)

Кабельные колодцы 24 3

Осмотр кабельных муфт напряжением ниже 1000 В должен также производиться при осмотре электрооборудования.

Осмотр подводных кабелей должен производиться в сроки, установленные техническим руководителем организации, эксплуатирующей кабельные линии.

Периодически должны производиться выборочные контрольные осмотры кабельных линий инженерно-техническим персоналом.

Внеочередные осмотры производятся в период паводков и после ливней, а также при отключении кабельной линии релейной защитой.

О выявленных при осмотрах нарушениях на кабельных линиях должны быть сделаны записи в журнале дефектов и неполадок. Нарушения должны устраняться в сроки, установленные техническим руководителем энергообъекта.

5.8.13. Туннели, шахты, кабельные этажи и каналы на электростанциях и подстанциях с постоянным оперативным обслуживанием должны осматриваться не реже 1 раза в месяц, а на электростанциях и подстанциях без постоянного оперативного обслуживания - в сроки, установленные техническим руководителем энергообъекта.

5.8.14. Технический надзор и эксплуатация устройств пожарной сигнализации и автоматического пожаротушения, установленных в кабельных сооружениях, должны производиться в установленном порядке.

5.8.15. Устройство в кабельных помещениях каких-либо временных и вспомогательных сооружений (мастерских, инструментальных, кладовых и т.д.), а также хранение в них каких-либо материалов и оборудования не допускается.

5.8.16. В районах с электрифицированным рельсовым транспортом или с агрессивными грунтами кабельная линия может быть принята в эксплуатацию только после осуществления ее антикоррозионной защиты.

В этих районах на кабельных линиях должны проводиться измерения блуждающих токов, составляться и систематически корректироваться потенциальные диаграммы кабельной сети (или ее отдельных участков) и карты почвенных коррозионных зон. В тех городах, где организована совместная антикоррозионная защита для всех подземных коммуникаций, снятие потенциальных диаграмм не требуется.

Потенциалы кабелей должны измеряться в зонах блуждающих токов, местах сближения силовых кабелей с трубопроводами и кабелями связи, имеющими катодную защиту, и на участках кабелей, оборудованных установками по защите от коррозии. На кабелях с шланговыми защитными покровами должно контролироваться состояние антикоррозионного покрытия в соответствии с инструкцией по эксплуатации силовых кабельных линий и объемом и нормами испытаний электрооборудования.

5.8.17. Энергообъекты должны контролировать выполнение управлениями и службами городского трамвая, метрополитена и электрифицированных железных дорог мероприятий по уменьшению значений блуждающих токов в земле в соответствии с государственными стандартами.

При обнаружении на кабельных линиях опасности разрушения металлических оболочек вследствие электрокоррозии, почвенной или химической коррозии должны быть приняты меры к ее предотвращению. В целях предотвращения коррозии участков алюминиевых оболочек, примыкающих к муфтам, необходимо обеспечить их защиту в соответствии с нормативными документами.

За защитными устройствами должно быть установлено регулярное наблюдение.

5.8.18. Раскопки кабельных трасс или земляные работы вблизи них должны производиться с разрешения эксплуатирующей организации.

Перед началом раскопок должно быть произведено контрольное вскрытие кабельной трассы под надзором персонала эксплуатирующей организации.

5.8.19. Раскопка кабельных линий специальными землеройными машинами, а также рыхление грунта над кабелем с применением отбойных молотков, ломов и кирок производится не более чем на глубину залегания защитного покрытия или сигнальной ленты или на глубину, при которой до кабеля остается слой грунта не менее 25 см. Остальной слой грунта должен удаляться вручную лопатами.

При проведении работ, не связанных с раскопкой, прокладкой или ремонтом кабелей, применение землеройной техники на расстоянии менее 1 м, а ударных и вибропогружных механизмов - менее 5 м от кабельной трассы не допускается.

Для производства взрывных работ должны быть выданы дополнительные технические условия.

5.8.20. Организации, эксплуатирующие электрические сети, должны периодически оповещать организации и население района, где проходят кабельные трассы, о порядке производства земляных работ вблизи этих трасс.

5.8.21. Кабельные линии должны периодически подвергаться профилактическим испытаниям повышенным напряжением постоянного тока в соответствии с объемом и нормами испытаний электрооборудования.

Необходимость внеочередных испытаний на кабельных линиях после ремонтных работ или раскопок, связанных с вскрытием трасс, определяется руководством энергообъекта, района, организации, эксплуатирующей электрические сети.

5.8.22. Для предупреждения электрических пробоев на вертикальных участках кабелей с бумажной изоляцией напряжением 20-35 кВ необходимо периодически контролировать степень осушения изоляции вертикальных участков по графику, утвержденному техническим руководством энергообъекта. По результатам контроля при необходимости следует их заменять или устанавливать на них стопорные муфты.

На кабельных линиях напряжением 20-35 кВ с кабелями с нестекающей пропиточной массой и пластмассовой изоляцией или с газонаполненными кабелями дополнительного наблюдения за состоянием изоляции вертикальных участков и их периодической замены не требуется.

5.8.23. При надзоре за прокладкой и при эксплуатации небронированных кабелей со шланговым покрытием должно обращаться особое внимание на состояние шланга. Кабели со шлангами, имеющими сквозные порывы, задиры и трещины, должны быть отремонтированы или заменены.

5.8.24. Организации, эксплуатирующие кабельные линии, должны иметь лаборатории, оснащенные аппаратами для определения мест повреждения, измерительными приборами и передвижными измерительными и испытательными установками.

5.8.25. Образцы поврежденных кабелей и поврежденные кабельные муфты должны подвергаться лабораторным исследованиям для установления причин повреждения и разработки мероприятий по их предотвращению.

5.9. Релейная защита и электроавтоматика

5.9.1. Силовое электрооборудование электростанций, подстанций и электрических сетей должно быть защищено от коротких замыканий и нарушений нормальных режимов устройствами релейной защиты, автоматическими выключателями или предохранителями и оснащено устройствами электроавтоматики, в том числе устройствами противоаварийной автоматики и устройствами автоматического регулирования.

Устройства релейной защиты и электроавтоматики (РЗА), в том числе противоаварийной автоматики, по принципам действия, уставкам, настройке и выходным воздействиям должны соответствовать схемам и режимам работы энергосистем и постоянно находиться в работе, кроме устройств, которые должны выводиться из работы в соответствии с назначением и принципом действия, режимом работы энергосистемы и условиями селективности.

5.9.2. В эксплуатации должны быть обеспечены условия нормальной работы аппаратуры РЗА и вторичных цепей (допустимые температура, влажность, вибрация, отклонения рабочих параметров от номинальных, условия электромагнитной совместимости и др.).

5.9.3. Все случаи срабатывания и отказа срабатывания устройств РЗА, а также выявляемые в процессе их эксплуатации дефекты должны тщательно анализироваться и учитываться в установленном порядке службами РЗА. Выявленные дефекты должны быть устранены.

О каждом случае неправильного срабатывания или отказа срабатывания устройств РЗА, а также о выявленных дефектах схем и аппаратуры вышестоящая организация, в управлении или ведении которой находится устройство, должна быть проинформирована.

5.9.4. На панелях РЗА и шкафах двустороннего обслуживания, а также на панелях и пультах управления на лицевой и оборотной сторонах должны быть надписи, указывающие их назначение в соответствии с диспетчерскими наименованиями.

Установленная на панелях, пультах и в шкафах с поворотными панелями аппаратура должна иметь с обеих сторон надписи или маркировку согласно схемам. Расположение надписей или маркировки должно однозначно определять соответствующий аппарат.

На панели с аппаратурой, относящейся к разным присоединениям или разным устройствам РЗА одного присоединения, которые могут проверяться раздельно, должны быть нанесены четкие разграничительные линии и должна быть обеспечена возможность установки ограждения при проверке отдельных устройств РЗА.

Надписи у устройств, которыми управляет оперативный персонал, должны четко указывать назначение этих устройств.

5.9.5. Силовое электрооборудование и линии электропередачи могут находиться под напряжением только с включенной релейной защитой от всех видов повреждений. При выводе из работы или неисправности отдельных видов защит оставшиеся в работе устройства релейной защиты должны обеспечить полноценную защиту электрооборудования и линий электропередачи от всех видов повреждений. Если это условие не выполняется, должна быть осуществлена временная быстродействующая защита или введено ускорение резервной защиты, или присоединение должно быть отключено.

5.9.6. При наличии быстродействующих релейных защит и устройств резервирования в случае отказа выключателей (УРОВ) все операции по включению линий, шин и оборудования после ремонта или нахождения без напряжения, а также операции по переключению разъединителями и воздушными выключателями должны осуществляться при введенных в работу этих защитах; если на время проведения операций какие-либо из этих защит не могут быть введены в работу

или должны быть выведены из работы по принципу действия, следует ввести ускорение на резервных защитах либо выполнить временную защиту, хотя бы неселективную, но с таким же временем действия, как и постоянная защита.

5.9.7. Сопротивление изоляции электрически связанных вторичных цепей напряжением выше 60 В относительно земли, а также между цепями различного назначения, электрически не связанными (измерительные цепи, цепи оперативного тока, сигнализации), должно поддерживаться в пределах каждого присоединения не ниже 1 МОм.

Сопротивление изоляции вторичных цепей, рассчитанных на рабочее напряжение 60 В и ниже, питающихся от отдельного источника или через разделительный трансформатор, должно поддерживаться не ниже 0,5 МОм.

Сопротивление изоляции измеряется мегаомметром в первом случае на напряжение 1000-2500 В; а во втором случае - 500 В.

Измерение сопротивления изоляции цепей 24 В и ниже устройств РЗА на микроэлектронной и микропроцессорной базе производится в соответствии с указаниями завода-изготовителя.

При проверке изоляции вторичных цепей должны быть приняты предусмотренные соответствующими инструкциями меры к предотвращению повреждения этих устройств.

5.9.8. При включении после монтажа и первом профилактическом контроле изоляция относительно земли электрически связанных цепей РЗА и всех других вторичных цепей каждого присоединения, а также между электрически не связанными цепями, находящимися в пределах одной панели, за исключением цепей элементов, рассчитанных на рабочее напряжение 60 В и ниже, должна быть испытана напряжением 1000 В переменного тока в течение 1 мин.

Кроме того, напряжением 1000 В в течение 1 мин. должна быть испытана изоляция между жилами контрольного кабеля тех цепей, где имеется повышенная вероятность замыкания между жилами с серьезными последствиями (цепи газовой защиты, цепи конденсаторов, используемых как источник оперативного тока, вторичные цепи трансформаторов тока с номинальным значением тока 1 А и т.п.).

В последующей эксплуатации изоляция цепей РЗА (за исключением цепей напряжением 60 В и ниже) должна испытываться при профилактических восстановлениях напряжением 1000 В переменного тока в течение 1 мин. или выпрямленным напряжением 2500 В с использованием мегаомметра или специальной установки.

Испытание изоляции цепей РЗА напряжением 60 В и ниже производится в процессе ее измерения по п. 5.9.7 настоящих Правил.

5.9.9. Вновь смонтированные устройства РЗА и вторичные цепи перед вводом в работу должны быть подвергнуты наладке и приемочным испытаниям.

Разрешение на ввод новых устройств и их включение в работу выдается в установленном порядке с записью в журнале релейной защиты и электроавтоматики.

5.9.10. В службе РЗА электротехнической лаборатории (ЭТЛ) энергопредприятия на устройства РЗА, находящиеся в эксплуатации, должна быть следующая техническая документация:

паспорта-протоколы;

инструкции или методические указания по наладке и проверке;

технические данные об устройствах в виде карт уставок и характеристик;

исполнительные рабочие схемы: принципиальные, монтажные или принципиально-монтажные;

рабочие программы вывода в проверку (ввода в работу) сложных устройств РЗА с указанием последовательности, способа и места отсоединения их цепей от остающихся в работе устройств РЗА, цепей управления оборудованием и цепей тока и напряжения; перечень групп устройств, на которые должны быть составлены рабочие программы, утверждается техническим руководителем энергосистемы или энергообъекта.

Результаты технического обслуживания должны быть занесены в паспорт-протокол (подробные записи по сложным устройствам РЗА при необходимости должны быть сделаны в рабочем журнале).

В службах РЗА всех уровней управления должны быть технические данные об устройствах, находящихся в управлении и ведении этих служб, в виде карт (таблиц) или журналов (характеристик), принципиальных или структурных схем (технологических алгоритмов функционирования).

5.9.11. Вывод из работы, изменение параметров настройки или изменение действия устройств РЗА должны быть оформлены в соответствии с пп. 6.4.2; 6.4.5; 6.4.6 и 6.4.10 настоящих Правил.

При угрозе неправильного срабатывания устройство РЗА должно быть выведено из работы с учетом требования п. 5.9.5 настоящих Правил без разрешения вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала, но с последующим сообщением ему (в соответствии с местной инструкцией) и последующим оформлением заявки в соответствии с п. 6.4.6 настоящих Правил.

5.9.12. Реле, аппараты и вспомогательные устройства РЗА, за исключением тех, уставки которых изменяет оперативный персонал, разрешается вскрывать только работникам служб РЗА, ЭТЛ электроцехов электростанций, эксплуатирующим эти устройства, или в исключительных случаях по их указанию оперативному персоналу.

Работы в устройствах РЗА должен выполнять персонал, обученный и допущенный к самостоятельной проверке соответствующих устройств.

5.9.13. На сборках (рядах) зажимов пультов управления, шкафов и панелей не должны находиться в непосредственной близости зажимы, случайное соединение которых может вызвать включение или отключение присоединения, короткое замыкание в цепях оперативного тока или в цепях возбуждения генератора (синхронного компенсатора).

5.9.14. При работе на панелях, пультах, в шкафах и в цепях управления и РЗА должны быть приняты меры против ошибочного отключения оборудования. Работы должны выполняться только изолированным инструментом.

Выполнение этих работ без исполнительных схем, протокола проверки и типовой или специальной рабочей программы вывода (ввода) устройства РЗА не допускается.

Операции во вторичных цепях трансформаторов тока и напряжения (в том числе с испытательными блоками) должны производиться с выводом из действия устройств РЗА (или отдельных их ступеней), которые по принципу действия и параметрам настройки (уставкам) могут срабатывать ложно в процессе выполнения указанных операций.

По окончании работ должны быть проверены исправность и правильность присоединения цепей тока, напряжения и оперативных цепей. Оперативные цепи РЗА и цепи управления должны быть проверены, как правило, путем опробования в действии.

5.9.15. Работы в устройствах РЗА, которые могут вызвать неправильное отключение защищаемого или других присоединений, а также иные непредусмотренные воздействия на оборудование, действующие устройства РЗА, должны производиться по разрешенной заявке, учитывающей эти возможности.

5.9.16. Контроль правильности положения переключающих устройств на панелях и шкафах РЗА, крышек испытательных блоков; контроль исправности предохранителей или автоматических выключателей в цепях управления и защит; контроль работы устройств РЗА по показаниям имеющихся на аппаратах и панелях (шкафах) устройств внешней сигнализации и приборов; опробование выключателей и прочих аппаратов; обмен сигналами высокочастотных защит; измерения контролируемых параметров устройств высокочастотного телеотключения, низкочастотной аппаратуры каналов автоматики, высокочастотной аппаратуры противоаварийной автоматики; измерение тока небаланса в защите шин и устройства контроля изоляции вводов; измерение напряжения небалансов в разомкнутом треугольнике трансформатора напряжения; опробование устройств автоматического повторного включения, автоматического включения резерва и фиксирующих приборов; завод часов автоматических осциллографов и т.п. должен осуществлять оперативный персонал.

Периодичность контроля и опробования, перечень аппаратов и устройств, подлежащих опробованию, порядок операций при опробовании, а также порядок действий персонала при выявлении отклонений от норм должны быть установлены местными инструкциями.

5.9.17. Персонал служб РЗА организаций, эксплуатирующих электрические сети, и ЭТЛ электростанций должен периодически осматривать все панели и пульты управления, панели релейной защиты, электроавтоматики, сигнализации, обращая особое внимание на правильность положения переключающих устройств (рубильников, ключей управления, накладок и пр.) и

крышек испытательных блоков и соответствие их положения схемам и режимам работы электрооборудования.

Периодичность осмотров должна быть установлена руководством энергообъекта. Независимо от периодических осмотров персоналом службы РЗА оперативно-диспетчерский персонал должен отвечать за правильное положение тех элементов РЗА, с которыми ему разрешено выполнять операции.

5.9.18. Устройства РЗА и вторичные цепи должны быть проверены и опробованы в объеме и в сроки, указанные в действующих правилах и инструкциях.

После неправильного срабатывания или отказа срабатывания этих устройств должны быть произведены дополнительные (послеаварийные) проверки.

5.9.19. Провода и жилы контрольных кабелей, присоединенные к сборкам (рядам) зажимов, должны иметь маркировку, соответствующую схемам. Контрольные кабели должны иметь маркировку на концах, в местах разветвления и пересечения потоков кабелей, при проходе их через стены, потолки и пр. Концы свободных жил контрольных кабелей должны быть изолированы.

5.9.20. При устранении повреждений контрольных кабелей с металлической оболочкой или их наращивании соединение жил должно осуществляться с установкой герметичных муфт или с помощью предназначенных для этого коробок. Указанные муфты и коробки должны быть зарегистрированы.

Кабели с поливинилхлоридной и резиновой оболочкой должны соединяться, как правило, с помощью эпоксидных соединительных муфт или на переходных рядах зажимов.

На каждые 50 м одного кабеля в среднем должно быть не более одного из указанных выше соединений.

5.9.21. При применении контрольных кабелей с изоляцией жил, подверженной разрушению под воздействием воздуха, света и масла, на участках жил от зажимов до концевых разделок должно быть дополнительное покрытие, препятствующее этому разрушению.

5.9.22. Вторичные обмотки трансформаторов тока должны быть всегда замкнуты на реле и приборы или закорочены. Вторичные цепи трансформаторов тока, напряжения и вторичные обмотки фильтров присоединения ВЧ каналов должны быть заземлены.

5.9.23. Установленные на электростанциях и подстанциях самопишущие приборы с автоматическим ускорением записи в аварийных режимах, автоматические осциллографы, в том числе их устройства пуска, фиксирующие приборы (амперметры, вольтметры и омметры) и другие устройства, используемые для анализа работы устройства РЗА и определения места повреждения на линиях электропередачи, должны быть всегда готовы к действию. Ввод и вывод из работы указанных устройств должны осуществляться по заявке.

5.9.24. В цепях оперативного тока должна быть обеспечена селективность действия аппаратов защиты (предохранителей и автоматических выключателей).

Автоматические выключатели, колодки предохранителей должны иметь маркировку с указанием назначения и тока.

5.9.25. Для выполнения оперативным персоналом на панелях и в шкафах устройств РЗА переключений с помощью ключей, накладок, испытательных блоков и других приспособлений должны применяться таблицы положения указанных переключающих устройств для используемых режимов или другие наглядные методы контроля, а также программы для сложных переключений.

Об операциях по этим переключениям должна быть сделана запись в оперативный журнал.

5.9.26. На щитах управления электростанций и подстанций, а также на панелях и шкафах переключающие устройства в цепях РЗА должны быть расположены наглядно, а однотипные операции с ними должны производиться одинаково.

5.10. Заземляющие устройства

5.10.1. Заземляющие устройства должны удовлетворять требованиям обеспечения

электробезопасности людей и защиты электроустановок, а также эксплуатационных режимов работы.

Все металлические части электрооборудования и электроустановок, которые могут оказаться под напряжением вследствие нарушения изоляции, должны быть заземлены или занулены.

5.10.2. При сдаче в эксплуатацию заземляющих устройств электроустановок монтажной организацией, кроме документации, указанной в п. 1.2.9 настоящих Правил, должны быть представлены протоколы приемо-сдаточных испытаний этих устройств.

5.10.3. Каждый элемент установки, подлежащий заземлению, должен быть присоединен к заземлителю посредством отдельного заземляющего проводника.

Последовательное соединение заземляющими проводниками нескольких элементов установки не допускается.

5.10.4. Присоединение заземляющих проводников к заземлителю и заземляемым конструкциям должно быть выполнено сваркой, а к корпусам аппаратов, машин и опорам воздушных линий электропередачи - сваркой или болтовым соединением.

5.10.5. Заземляющие проводники должны быть предохранены от коррозии. Открыто проложенные заземляющие проводники должны иметь черную окраску.

5.10.6. Для контроля заземляющего устройства должны производиться:

измерение сопротивления заземляющего устройства и не реже 1 раза в 12 лет выборочная проверка со вскрытием грунта для оценки коррозионного состояния элементов заземлителя, находящихся в земле;

проверка наличия и состояния цепей между заземлителем и заземляемыми элементами, соединений естественных заземлителей с заземляющим устройством - не реже 1 раза в 12 лет;

измерение напряжения прикосновения в электроустановках, заземляющее устройство которых выполнено по нормам на напряжение прикосновения;

проверка (расчетная) соответствия напряжения на заземляющем устройстве требованиям правил устройства электроустановок - после монтажа, переустройства и капитального ремонта заземляющего устройства, но не реже 1 раза в 12 лет;

в установках до 1000 В проверка пробивных предохранителей и полного сопротивления петли фаза-нуль - не реже 1 раза в 6 лет.

5.10.7. Измерение сопротивления заземляющих устройств должно производиться:

после монтажа, переустройства и капитального ремонта этих устройств на электростанциях, подстанциях и линиях электропередачи;

при обнаружении на тросовых опорах ВЛ напряжением 110 кВ и выше следов перекрытий или разрушений изоляторов электрической дугой;

на подстанциях воздушных распределительных сетей напряжением 35 кВ и ниже - не реже 1 раза в 12 лет. В сетях напряжением 35 кВ и ниже у опор с разъединителями, защитными промежутками, трубчатыми и вентильными разрядниками и у опор с повторными заземлителями нулевых проводов - не реже 1 раза в 6 лет; выборочно на 2% опор с заземлителями в населенной местности, на участках ВЛ с наиболее агрессивными, оползневыми, выдуваемыми или плохо проводящими грунтами - после монтажа, переустройства, ремонта, а также в эксплуатации - не реже 1 раза в 12 лет. Измерения должны выполняться в периоды наибольшего высыхания грунта.

5.10.8. В электроустановках, выполненных по нормам на напряжение прикосновения, измерения напряжений прикосновения должны производиться после монтажа, переустройства и капитального ремонта заземляющего устройства, но не реже 1 раза в 6 лет.

Измерения должны выполняться при присоединенных естественных заземлителях и тросах ВЛ.

5.10.9. Проверка коррозионного состояния заземлителей должна производиться:

на подстанциях и электростанциях - в местах, где заземлители наиболее подвержены коррозии, а также вблизи нейтралей силовых трансформаторов, короткозамыкателей;

на ВЛ - у 2% опор с заземлителями.

Для заземлителей подстанций и опор ВЛ, в случае необходимости, по решению технического руководителя организации, эксплуатирующей электрические сети, может быть установлена более частая проверка коррозионного состояния.

5.11. Защита от перенапряжений

5.11.1. На электростанциях, подстанциях и в организациях, эксплуатирующих электрические сети, должны иметься сведения по защите от перенапряжений каждого РУ и ВЛ:

очертание защитных зон молниеотводов, прожекторных мачт, металлических и железобетонных конструкций, возвышающихся сооружений и зданий;

схемы устройств заземления РУ с указанием мест подключения защитных аппаратов, заземляющих спусков подстанционного оборудования и порталов с молниеотводами, расположения дополнительных заземляющих электродов с данными по их длине и количеству;

паспортные данные по импульсной прочности (импульсные испытательные и пробивные напряжения) оборудования РУ;

паспортные защитные характеристики использованных на РУ и ВЛ ограничителей перенапряжений, вентильных и трубчатых разрядников и искровых промежутков;

схемы РУ со значениями длин защищенных тросом подходов ВЛ (для ВЛ с тросом по всей длине - длин опасных зон) и соответствующими им расстояниями по ошиновке между защитными аппаратами РУ и защищаемым оборудованием;

значения сопротивлений заземления опор ВЛ, в том числе тросовых подходов ВЛ, РУ, ТП и переключательных пунктов;

данные о проводимости грунтов по трассе ВЛ и территории РУ;

данные о пересечении ВЛ между собой, с линиями связи, радиотрансляции, автоблокировочными линиями железных дорог.

5.11.2. Подвеска проводов ВЛ напряжением до 1000 В любого назначения (осветительных, телефонных, высокочастотных и т.п.) на конструкциях ОРУ, отдельно стоящих стержневых молниеотводах, прожекторных мачтах, дымовых трубах и градирнях, а также подводка этих линий к взрывоопасным помещениям не допускается.

Для указанных целей должны применяться кабели с металлическими оболочками или кабели без оболочек, проложенные в металлических трубах в земле.

Оболочки кабелей, металлические трубы должны быть заземлены.

Подводка кабелей к взрывоопасным помещениям должна быть выполнена с учетом требований действующей инструкции по устройству молниезащиты зданий и сооружений.

5.11.3. Ежегодно перед грозовым сезоном должна производиться проверка состояния защиты от перенапряжений РУ и ВЛ и обеспечиваться готовность защиты от грозовых и внутренних перенапряжений.

На энергопредприятиях должны регистрироваться случаи грозовых отключений и повреждений ВЛ, оборудования РУ и ТП. На основании полученных данных должна производиться оценка надежности грозозащиты и разрабатываться, в случае необходимости, мероприятия по повышению ее надежности.

При установке в РУ нестандартных аппаратов или оборудования необходима разработка соответствующих грозозащитных мероприятий.

5.11.4. Ограничители перенапряжений и вентильные разрядники всех напряжений должны быть постоянно включены.

В ОРУ допускается отключение на зимний период (или отдельные его месяцы) вентильных разрядников, предназначенных только для защиты от грозовых перенапряжений, в районах с ураганным ветром, гололедом, резким изменением температуры и интенсивным загрязнением.

5.11.5. Профилактические испытания вентильных и трубчатых разрядников, а также ограничителей перенапряжений должны проводиться в соответствии с действующими объемом и нормами испытаний электрооборудования.

5.11.6. Трубчатые разрядники и защитные промежутки должны осматриваться при обходах ВЛ. Срабатывание разрядников должно быть отмечено в листках обхода. Проверка трубчатых разрядников со снятием с опор должна производиться 1 раз в 3 года.

Верховой осмотр без снятия с опор, а также дополнительные осмотры и проверки трубчатых разрядников, установленных в зонах интенсивного загрязнения, должны выполняться в соответствии с положениями местных инструкций.

Ремонт трубчатых разрядников должен производиться по мере необходимости в зависимости от результатов проверок и осмотров.

5.11.7. В сетях с изолированной нейтралью или с компенсацией емкостных токов допускается работа воздушных и кабельных линий электропередачи с замыканием на землю до устранения повреждения.

При этом к отысканию места повреждения на ВЛ, проходящих в населенной местности, где возникает опасность поражения током людей и животных, следует приступать немедленно и ликвидировать повреждение в кратчайший срок.

В сетях генераторного напряжения, а также в сетях, к которым подключены двигатели высокого напряжения, работа с замыканием на землю допускается в соответствии с п. 5.1.24 настоящих Правил.

5.11.8. Компенсация емкостного тока замыкания на землю дугогасящими реакторами должна применяться при емкостных токах, превышающих следующие значения:

Номинальное напряжение сети, кВ 6 10 15-20 35 и выше

Емкостный ток замыкания на землю, А 30 20 15 10

В сетях собственных нужд 6 кВ блочных электростанций допускается режим работы с заземлением нейтрали сети через резистор. В цепях генераторного напряжения при обосновании соответствующими расчетами допускается режим работы с изолированной нейтралью.

В сетях 6-35 кВ с ВЛ на железобетонных и металлических опорах должны использоваться дугогасящие реакторы при емкостном токе замыкания на землю более 10 А.

Работа сетей 6-35 кВ без компенсации емкостного тока при его значениях, превышающих указанные выше, не допускается.

Для компенсации емкостных токов замыкания на землю в сетях должны применяться заземляющие дугогасящие реакторы с ручным или автоматическим регулированием.

Измерение емкостных токов, токов дугогасящих реакторов, токов замыкания на землю и напряжений смещения нейтрали в сетях с компенсацией емкостного тока должно производиться при вводе в эксплуатацию дугогасящих реакторов и значительных изменениях режимов сети, но не реже 1 раза в 6 лет.

5.11.9. Мощность дугогасящих реакторов должна быть выбрана по емкостному току сети с учетом ее перспективного развития.

Заземляющие дугогасящие реакторы должны быть установлены на подстанциях, связанных с компенсируемой сетью не менее чем двумя линиями электропередачи.

Установка дугогасящих реакторов на тупиковых подстанциях не допускается.

Дугогасящие реакторы должны быть подключены к нейтралям трансформаторов, генераторов или синхронных компенсаторов через разъединители.

Для подключения дугогасящих реакторов, как правило, должны использоваться трансформаторы со схемой соединения обмоток звезда-треугольник.

Подключение дугогасящих реакторов к трансформаторам, защищенным плавкими предохранителями, не допускается.

Ввод дугогасящего реактора, предназначенный для заземления, должен быть соединен с общим заземляющим устройством через трансформатор тока.

5.11.10. Дугогасящие реакторы должны иметь резонансную настройку.

Допускается настройка с перекомпенсацией, при которой степень расстройки компенсации должна быть не более 5%. Если установленные в сетях 6-20 кВ дугогасящие реакторы имеют большую разность токов смежных ответвлений, допускается настройка с реактивной составляющей тока замыкания на землю не более 10 А. В сетях 35 кВ при емкостном токе замыкания на землю менее 15 А допускается степень расстройки не более 10%.

Работа сетей с недокомпенсацией емкостного тока, как правило, не допускается. Разрешается применение настройки с недокомпенсацией лишь временно при отсутствии дугогасящих реакторов необходимой мощности и при условии, что аварийно возникающие несимметрии емкостей фаз сети не могут привести к появлению напряжения смещения нейтрали, превышающего 70% фазного напряжения.

5.11.11. В сетях, работающих с компенсацией емкостного тока, напряжение несимметрии должно быть не выше 0,75% фазного напряжения.

При отсутствии в сети замыкания на землю напряжение смещения нейтрали допускается не выше 15% фазного напряжения длительно и не выше 30% в течение 1 ч.

Понижение напряжения несимметрии и смещения нейтрали до указанных значений должно быть осуществлено выравниванием емкостей фаз сети относительно земли (изменением взаимного положения фазных проводов, а также распределением конденсаторов высокочастотной связи между фазами линий).

При подключении к сети конденсаторов высокочастотной связи и конденсаторов молниезащиты вращающихся машин должна быть проверена допустимость несимметрии емкостей фаз относительно земли.

Пофазные включения и отключения воздушных и кабельных линий, которые могут приводить к напряжению смещения нейтрали, превышающему указанные значения, не допускаются.

5.11.12. В сетях 6-20 кВ, как правило, должны применяться плавнорегулируемые дугогасящие реакторы с автоматическими регуляторами настройки тока компенсации.

При применении дугогасящих реакторов с ручным регулированием тока показатели настройки должны определяться по измерителю расстройки компенсации.

Настройка дугогасящих реакторов на основании результатов измерений емкостного тока замыкания на землю и тока компенсации дугогасящих реакторов разрешается, только если емкостный ток замыкания на землю компенсируемой сети изменяется в среднем не чаще 2 раз в сутки с расстройкой компенсации не более 5%.

5.11.13. В установках с вакуумными выключателями, как правило, должны быть предусмотрены мероприятия по защите от перенапряжений при коммутациях индуктивных элементов (электродвигателей, трансформаторов); отказ от мероприятий по защите должен быть обоснован.

5.11.14. На подстанциях 110-220 кВ для предотвращения возникновения перенапряжений от самопроизвольных смещений нейтрали или опасных феррорезонансных процессов оперативные действия должны начинаться с заземления нейтрали трансформатора, включаемого на ненагруженную систему шин с трансформаторами напряжения НКФ-110 и НКФ-220.

Перед отделением от сети ненагруженной системы шин с трансформаторами НКФ-110 и НКФ-220 нейтраль питающего трансформатора должна быть заземлена.

В сетях 110-220 кВ при появлении неполнофазного режима питания трансформаторов, работающих с изолированной нейтралью, оперативные действия, связанные с заземлением нейтрали этих трансформаторов, не допускаются.

Распределительные устройства 150-500 кВ с электромагнитными трансформаторами напряжения и выключателями, контакты которых шунтированы конденсаторами, должны быть проверены на возможность возникновения феррорезонансных перенапряжений при отключениях систем шин. При необходимости должны быть приняты меры к предотвращению феррорезонанса при оперативных и автоматических отключениях.

В сетях и на присоединениях 6-35 кВ в случае необходимости должны быть приняты меры к

предотвращению феррорезонансных процессов, в том числе самопроизвольных смещений нейтрали.

5.11.15. Неиспользуемые обмотки низшего (среднего) напряжения трансформаторов и автотрансформаторов должны быть соединены в звезду или треугольник и защищены от перенапряжений.

Защита неиспользуемых обмоток низшего напряжения, расположенных между обмотками более высокого напряжения, должна быть осуществлена вентильными разрядниками или ограничителями перенапряжений, присоединенными к вводу каждой фазы. Защита не требуется, если к обмотке низшего напряжения постоянно подключена кабельная линия длиной не менее 30 м, имеющая заземленную оболочку или броню.

Защита неиспользуемых обмоток низшего и среднего напряжения в других случаях должна быть осуществлена заземлением одной фазы или нейтрали либо вентильными разрядниками (или ограничителями перенапряжений), присоединенными к вводу каждой фазы.

5.11.16. В сетях напряжением 110 кВ и выше разземление нейтрали обмоток 110-220 кВ трансформаторов, а также выбор действия релейной защиты и системной автоматики должны быть осуществлены таким образом, чтобы при различных оперативных и автоматических отключениях не выделялись участки сети без трансформаторов с заземленными нейтралями.

Защита от перенапряжений нейтрали трансформатора с уровнем изоляции ниже, чем у линейных вводов, должна быть осуществлена вентильными разрядниками или ограничителем перенапряжений.

5.11.17. В сетях 110-750 кВ при оперативных переключениях и в аварийных режимах повышение напряжения промышленной частоты (50 Гц) на оборудовании должно быть не выше значений, указанных в таблице 5.3. Указанные значения распространяются также на амплитуду напряжения, образованного наложением на синусоиду 50 Гц составляющих другой частоты.

В числителях таблицы 5.3 указаны значения для изоляции фаза-земля в долях амплитуды наибольшего рабочего фазного напряжения, в знаменателях - для изоляции фаза-фаза в долях амплитуды наибольшего рабочего междуфазного напряжения.

Значения для изоляции фаза-фаза относятся только к трехфазным силовым трансформаторам, шунтирующим реакторам и электромагнитным трансформаторам напряжения, а также к аппаратам в трехполюсном исполнении при расположении трех полюсов в одном баке или на одной раме. При этом для аппаратов значения 1,6; 1,7 и 1,8 относятся только к внешней междуфазной изоляции аппаратов 110, 150 и 220 кВ.

При длительности t повышения напряжения, промежуточной между двумя значениями, приведенными в таблице 5.3, допустимое повышение напряжения равно указанному для большего из этих двух значений длительности. При 0,1 < t < 0,5 с допускается повышение напряжения, равное U_1с + 0,3 (U_0,1с - U_1с), где U_1с и U_0,1с - допустимые повышения напряжения при длительности соответственно 1 и 0,1 с.

Таблица 5.3

Допустимое повышение напряжения промышленной частоты оборудования в электросетях 110-750 кВ

Оборудование	Номинальное напряжение	Допустимое повышение напряжения при длительности			
		1200	20	1	0,1
Силовые трансформаторы и автотрансформаторы*	110-500	1,10	1,25	1,90	2,00
		—	1,25	1,50	-
		1,10		1,58	
Шунтирующие реакторы и электромагнитные	110-330	1,15	1,35	2,00	2,10

трансформаторы напряжения		—	1,35	1,50	-
		1,15		1,58	
	500	1,15	1,35	2,00	2,08
		—	1,35	1,50	-
		1,15		1,58	
Коммутационные аппараты**, емкостные трансформаторы напряжения,	110-500	1,15	1,60	2,20	2,40
		—	1,60	1,70	-
		1,15		1,80	
Вентильные разрядники всех типов	110-	1,15	1,35	1,38	-
Вентильные разрядники типа РВМГ	330-	1,15	1,35	1,38	-
Вентильные разрядники типа РВМК	330-	1,15	1,35	1,45	-
Вентильные разрядники типа РВМК-	330-	1,15	1,35	1,70	-
Силовые трансформаторы и авто-	750	1,10	1,25	1,67	1,76
Шунтирующие реакторы, коммутационные аппараты**, трансформато-	750	1,10	1,30	1,88	1,98
Вентильные разрядники	750	1,15	1,36	1,40	-
Ограничители перенапряжений нели-	110-	1,39	1,50	1,65	-
	330-	1,26	1,35	1,52	-

* Независимо от значений, указанных в таблице, по условию нагрева магнитопровода повышение напряжения в долях номинального напряжения установленного ответвления обмотки должно быть ограничено при 1200 с до 1,15, при 20 с - до 1,3.

**

При одновременном воздействии повышения напряжения на несколько видов оборудования допустимым для электроустановки в целом является значение, наинизшее из нормированных для этих видов оборудования.

Количество повышений напряжения продолжительностью 1200 с должно быть не более 50 в течение 1 года. Количество повышений напряжения продолжительностью 20 с должно быть не более 100 за срок службы электрооборудования, указанный в государственном стандарте, или за 25 лет, если срок службы не указан. При этом количество повышений напряжения длительностью 20 с должно быть не более 15 в течение 1 года и не более 2 в течение 1 сут.

Промежуток времени между двумя повышениями напряжения длительностью 1200 и 20 с должен быть не менее 1 ч. Если повышение напряжения длительностью 1200 с имело место два раза (с часовым интервалом), то в течение ближайших 24 ч повышение напряжения в третий раз допускается лишь в случае, если это требуется ввиду аварийной ситуации, но не ранее чем через 4 ч.

Количество повышений напряжения длительностью 0,1 и 1 с не регламентировано. Не регламентировано также количество повышений напряжения для вентильных разрядников.

Для предотвращения повышения напряжения сверх допустимых значений в местных инструкциях должен быть указан порядок операций по включению и отключению каждой линии электропередачи 330-750 кВ и линий 110-220 кВ большой длины. Для линий 330-750 кВ и тех линий 110-220 кВ, где возможно повышение напряжения более 1,1 наибольшего рабочего, должна быть предусмотрена релейная защита от повышения напряжения.

В схемах, в том числе пусковых, в которых при плановых включениях линии возможно повышение

напряжения более 1,1, а при автоматических отключениях более 1,4 наибольшего рабочего, рекомендуется предусматривать автоматику, ограничивающую до допустимых значение и продолжительность повышения напряжения.

5.12. Освещение

5.12.1. Рабочее, аварийное и эвакуационное освещение во всех помещениях, на рабочих местах и на открытой территории должно обеспечивать освещенность согласно установленным требованиям.

Светильники аварийного освещения должны отличаться от светильников рабочего освещения знаками или окраской. Светоограждение дымовых труб и других высоких сооружений должно соответствовать правилам маркировки и светоограждения высотных препятствий.

5.12.2. В помещениях главного, центрального и блочного щитов управления электростанций и подстанций, а также на диспетчерских пунктах светильники аварийного освещения должны обеспечивать на фасадах панелей основного щита освещенность не менее 30 лк; одна-две лампы должны быть присоединены к шинам постоянного тока через предохранители или автоматы и включены круглосуточно.

Эвакуационное освещение должно обеспечивать в помещениях и проходах освещенность не менее 0,5 лк на уровне пола.

5.12.3. Рабочее и аварийное освещение в нормальном режиме должно питаться от разных независимых источников питания. При отключении источников питания на электростанциях и подстанциях и на диспетчерских пунктах аварийное освещение должно автоматически переключаться на аккумуляторную батарею или другой независимый источник питания.

Присоединение к сети аварийного освещения других видов нагрузок, не относящихся к этому освещению, не допускается.

Сеть аварийного освещения не должна иметь штепсельных розеток.

Светильники эвакуационного освещения должны быть присоединены к сети, не зависящей от сети рабочего освещения. При отключении источника питания эвакуационного освещения оно должно переключаться на аккумуляторную батарею или двигатель-генераторную установку.

5.12.4. Переносные ручные светильники ремонтного освещения должны питаться от сети напряжением не выше 42 В, а при повышенной опасности поражения электрическим током - не выше 12 В.

Вилки 12-42 В не должны подходить к розеткам 127 и 220 В. Розетки должны иметь надписи с указанием напряжения.

5.12.5. Установка ламп мощностью больше допустимой для данного типа светильников не допускается. Снятие рассеивателей светильников, экранирующих и защитных решеток не допускается.

5.12.6. Сети внутреннего, наружного, а также охранного освещения электростанций и подстанций должны иметь питание по отдельным линиям.

Управление сетью наружного рабочего освещения, кроме сети освещения склада топлива и удаленных объектов электростанций, а также управление сетью охранного освещения должно осуществляться из помещения главного или центрального щита управления.

5.12.7. Сеть освещения электростанций должна получать питание через стабилизаторы или от отдельных трансформаторов, обеспечивающих возможность поддержания напряжения освещения в необходимых пределах.

Напряжение на лампах должно быть не выше номинального. Понижение напряжения у наиболее удаленных ламп сети внутреннего рабочего освещения, а также прожекторных установок должно быть не более 5% номинального напряжения; у наиболее удаленных ламп сети наружного и аварийного освещения и в сети 12-42 В - не более 10% (для люминесцентных ламп - не более 7,5%).

5.12.8. В коридорах РУ, имеющих два выхода, и в проходных туннелях освещение должно быть выполнено с двусторонним управлением.

5.12.9. На щитах и сборках осветительной сети на всех выключателях (рубильниках, автоматах) должны быть надписи с наименованием присоединения, а на предохранителях - с указанием значения тока плавкой вставки.

5.12.10. У дежурного персонала должны быть схемы сети освещения и запас плавких калиброванных вставок и ламп всех напряжений осветительной сети. Дежурный и оперативно-ремонтный персонал даже при наличии аварийного освещения должен быть снабжен переносными электрическими фонарями.

5.12.11. Очистку светильников, замену ламп и плавких вставок, ремонт и осмотр осветительной сети на электростанциях должен производить персонал электроцеха. В помещениях с мостовыми кранами допускается их использование для обслуживания светильников с соблюдением мер безопасности.

Очистка светильников и замена перегоревших ламп может выполняться обученным персоналом технологических цехов энергообъектов, имеющих группу по электробезопасности не ниже II, с помощью устройств, обеспечивающих удобный и безопасный доступ к светильникам.

Периодичность очистки должна быть установлена с учетом местных условий.

5.12.12. Осмотр и проверка осветительной сети должны производиться в следующие сроки:

проверка действия автомата аварийного освещения - не реже 1 раза в месяц в дневное время;

проверка исправности аварийного освещения при отключении рабочего освещения - 2 раза в год;

измерение освещенности рабочих мест - при вводе в эксплуатацию и в дальнейшем по мере необходимости;

испытание изоляции стационарных трансформаторов 12-42 В - 1 раз в год; переносных трансформаторов и светильников 12-42 В - 2 раза в год.

Обнаруженные при проверке и осмотре дефекты должны быть устранены в кратчайший срок.

5.12.13. Проверка состояния стационарного оборудования и электропроводки аварийного, эвакуационного и рабочего освещения, испытание и измерение сопротивления изоляции должны производиться при пуске в эксплуатацию, а в дальнейшем - по графику, утвержденному техническим руководителем энергообъекта.

5.13. Электролизные установки

5.13.1. При эксплуатации электролизных установок должны контролироваться: напряжение и ток на электролизерах, давление водорода и кислорода, уровни жидкости в аппаратах, разность давлений между системами водорода и кислорода, температура электролита в циркуляционном контуре и температура газов в установках осушки, влажность водорода после установок осушки, чистота водорода и кислорода в аппаратах и содержание водорода в помещениях установки.

Нормальные и предельные значения контролируемых параметров должны быть установлены на основе инструкции завода-изготовителя и проведенных испытаний и строго соблюдаться при эксплуатации.

5.13.2. Технологические защиты электролизных установок должны действовать на отключение преобразовательных агрегатов (двигателей-генераторов) при следующих отклонениях от установленного режима:

разности давлений в регуляторах давления водорода и кислорода более 200 кгс/м2 (2 кПа);

содержании водорода в кислороде 2%;

содержании кислорода в водороде 1%;

давлении в системах выше номинального;

межполюсных коротких замыканиях;

однополюсных коротких замыканиях на землю (для электролизеров с центральным отводом газов);

исчезновении напряжения на преобразовательных агрегатах (двигателях-генераторах) со стороны переменного тока.

При автоматическом отключении электролизной установки, а также повышении температуры электролита в циркуляционном контуре до 70°С, при увеличении содержания водорода в воздухе помещений электролизеров и датчиков газоанализаторов до 1% на щит управления должен подаваться сигнал.

После получения сигнала оперативный персонал должен прибыть на установку не позднее чем через 15 мин.

Повторный пуск установки после отключения ее технологической защитой должен осуществляться оперативным персоналом только после выявления и устранения причины отключения.

5.13.3. Электролизная установка, работающая без постоянного дежурства персонала, должна осматриваться не реже 1 раза в смену. Обнаруженные дефекты и неполадки должны регистрироваться в журнале (картотеке) и устраняться в кратчайшие сроки.

При осмотре установки оперативный персонал должен проверять:

соответствие показаний дифференциального манометра-уровнемера уровням воды в регуляторах давления работающего электролизера;

положение уровней воды в регуляторах давления отключенного электролизера;

открытие клапанов выпуска газов в атмосферу из регуляторов давления отключенного электролизера;

наличие воды в гидрозатворах;

расход газов в датчиках газоанализаторов (по ротаметрам);

нагрузку и напряжение на электролизере;

температуру газов на выходе из электролизера;

давление водорода и кислорода в системе и ресиверах;

давление инертного газа в ресиверах.

5.13.4. Для проверки исправности автоматических газоанализаторов 1 раз в сутки должен проводиться химический анализ содержания кислорода в водороде и водорода в кислороде. При неисправности одного из автоматических газоанализаторов соответствующий химический анализ должен проводиться каждые 2 ч.

5.13.5. На регуляторах давления водорода и кислорода и на ресиверах предохранительные клапаны должны быть отрегулированы на давление, равное 1,15 номинального. Предохранительные клапаны на регуляторах давления должны проверяться не реже 1 раза в 6 мес., а предохранительные клапаны на ресиверах - не реже 1 раза в 2 года. Предохранительные клапаны должны испытываться на стенде азотом или чистым воздухом.

5.13.6. На трубопроводах подачи водорода и кислорода в ресиверах, а также на трубопроводе подачи обессоленной воды (конденсата) в питательные баки должны быть установлены газоплотные обратные клапаны.

5.13.7. Для питания электролиза должна применяться вода, по качеству соответствующая дистилляту (обессоленная вода, конденсат). При этом удельная электрическая проводимость воды должна быть не более 5 мкСм/см (или удельное сопротивление - не менее 200 кОм/см).

Для приготовления электролита в соответствии с действующими государственными стандартами должен применяться гидрат окиси калия (КОН): технический высшего сорта, поставляемый в виде чешуек, или марок ЧДА, Ч.

5.13.8. Чистота водорода, вырабатываемого электролизными установками, должна быть не ниже 99,5% (в электролизных установках типа СЭУ-4м и СЭУ-8м - не ниже 99%), а кислорода - не ниже 98,5%.

5.13.9. Температура электролита в электролизере должна быть не выше 80 С, а разность

температур наиболее горячих и холодных ячеек электролизера - не более 20°С.

5.13.10. При использовании кислорода для нужд электростанции давление в ресиверах кислорода должно автоматически поддерживаться ниже давления водорода в них.

5.13.11. Перед включением электролизера в работу все аппараты и трубопроводы должны быть продуты азотом. Чистота азота для продувки должна быть не ниже 97,5%. Продувка считается законченной, если содержание азота в выдуваемом газе достигает 97%.

Продувка аппаратуры электролизеров углекислым газом не допускается.

5.13.12. Подключение электролизера к ресиверам, находящимся под давлением водорода, должно осуществляться при превышении давления в системе электролизера по отношению к давлению в ресиверах не менее чем на 0,5 кгс/см2 (50 кПа).

5.13.13. Для вытеснения воздуха или водорода из ресиверов должен применяться углекислый газ или азот. Воздух должен вытесняться углекислым газом до тех пор, пока содержание углекислого газа в верхней части ресиверов не достигнет 85%, а при вытеснении водорода приблизительно 95%.

Вытеснение воздуха или водорода азотом должно производиться, пока содержание азота в выдуваемом газе не достигнет 97%.

При необходимости внутреннего осмотра ресиверов они должны предварительно продуваться воздухом до тех пор, пока содержание кислорода в выдуваемом газе не достигнет 20%.

Азот или углекислый газ должен вытесняться водородом из ресиверов, пока в их нижней части содержание водорода не достигнет 99%.

5.13.14. В процессе эксплуатации электролизной установки должны проверяться:

плотность электролита - не реже 1 раза в месяц;

напряжение на ячейках электролизеров - не реже 1 раза в 6 мес.;

действие технологических защит, предупредительной и аварийной сигнализации и состояние обратных клапанов - не реже 1 раза в 3 мес.;

влажность водорода - не реже 1 раза в сутки.

5.13.15. При работе установки сорбционной осушки водорода или кислорода переключение адсорберов-осушителей должно выполняться по графику. Температура точки росы водорода после установки осушки должна быть не выше минус 5°С.

При осушке водорода методом охлаждения температура водорода на выходе из испарителя должна быть не выше минус 5°С.

Для оттаивания испаритель должен периодически по графику отключаться.

5.13.16. При отключении электролизной установки на срок до 1 ч разрешается оставлять аппаратуру под номинальным давлением газа, при этом сигнализация повышения разности давлений в регуляторах давления кислорода должна быть включена.

При отключении электролизной установки на срок до 4 ч давление газов в аппаратах должно быть понижено до 0,1-0,2 кгс/см2 (10-20 кПа), а при отключении на срок более 4 ч аппараты и трубопроводы должны быть продуты азотом. Продувка должна выполняться также во всех случаях вывода электролизера из работы при обнаружении неисправности.

5.13.17. При работе на электролизной установке одного электролизера и нахождении другого в резерве вентили выпуска водорода и кислорода в атмосферу на резервном электролизере должны быть открыты.

5.13.18. Промывка электролизеров, проверка усилия затяжки их ячеек и ревизия арматуры должны производиться 1 раз в 6 мес.

Текущий ремонт, включающий вышеупомянутые работы, а также разборку электролизеров с заменой прокладок, промывку и очистку диафрагм и электродов и замену дефектных деталей, должен осуществляться 1 раз в 3 года.

Капитальный ремонт с заменой асбестовой ткани на диафрагменных рамах должен

производиться 1 раз в 6 лет.

При отсутствии утечек электролита из электролизеров и сохранении нормальных параметров технологического режима допускается удлинение срока работы электролизной установки между текущими и капитальными ремонтами по решению технического руководителя энергообъекта.

5.13.19. Трубопроводы электролизной установки должны окрашиваться в соответствии с действующими государственными стандартами; окраска аппаратов должна выполняться по цвету окраски трубопроводов соответствующего газа; окраска ресиверов - светлой краской с кольцами по цвету окраски трубопроводов соответствующего газа.

5.14. Энергетические масла

5.14.1. При эксплуатации энергетических масел должны быть обеспечены: надежная работа технологических систем маслонаполненного оборудования; сохранение эксплуатационных свойств масел; сбор и регенерация отработанных масел в целях повторного применения по прямому назначению.

5.14.2. Все энергетические масла (турбинные, электроизоляционные, компрессорные, индустриальные и др.), принимаемые на энергопредприятиях от поставщиков, должны иметь сертификаты качества или паспорта предприятия - изготовителя и быть подвергнуты лабораторному анализу в целях определения их соответствия государственным стандартам или техническим условиям. В случае несоответствия их качества применение этих масел в оборудовании не допускается.

Отбор проб масел из транспортных емкостей осуществляется в строгом соответствии с положениями действующих государственных стандартов, определяющих порядок отбора проб.

5.14.3. Контроль качества электроизоляционного масла должен быть организован в соответствии с объемом и нормами испытаний электрооборудования.

5.14.4. Электрооборудование в зависимости от типа и класса напряжения после ремонта, выполнявшегося со сливом масла из оборудования, должно быть залито подготовленным электроизоляционным маслом. Качество электроизоляционного масла должно соответствовать положениям объема и норм испытаний электрооборудования, определяющим качество регенерированных или очищенных эксплуатационных масел.

Электрооборудование (активная часть, маслобак и т.д.) должно быть промыто или очищено от остатков загрязнения до начала залива электроизоляционного масла, которое затем будет в нем эксплуатироваться.

Качество электроизоляционного масла в электрооборудовании, ремонт которого выполнялся без слива масла, должно соответствовать положениям объема и норм испытаний электрооборудования, определяющим качество эксплуатационных масел в области "нормального состояния".

5.14.5. Марка свежего трансформаторного масла должна выбираться в зависимости от типа и класса напряжения оборудования. При необходимости допускается смешивание свежих масел, имеющих одинаковые или близкие области применения. Смесь масел, предназначенных для оборудования различных классов напряжения, должна заливаться только в оборудование низшего класса напряжения.

5.14.6. Сорбенты в термосифонных и адсорбционных фильтрах трансформаторов мощностью свыше 630 кВ x А должны заменяться при достижении значения кислотного числа масла 0,1 мг KOH на 1 г масла, а также в случае появления в масле растворенного шлама, водорастворимых кислот и (или) повышения значения тангенса угла диэлектрических потерь выше эксплуатационной нормы.

Замена сорбента в фильтрах трансформаторов до 630 кВ x А включительно должна производиться во время ремонта или при эксплуатации при ухудшении характеристик твердой изоляции.

Содержание воды в сорбенте, загружаемом в фильтры, должно быть не более 0,5% массы.

5.14.7. Контроль качества трансформаторного масла при приеме и хранении осуществляется в соответствии с положениями объема и норм испытаний электрооборудования. Допускается определять класс промышленной чистоты вместо определения содержания механических

примесей.

5.14.8. Баки (резервуары) для хранения масел должны быть оборудованы воздухоосушительными фильтрами. Перед заливом масла баки проверяются на чистоту и при необходимости очищаются от загрязнений.

5.14.9. На электростанциях должен постоянно храниться запас трансформаторного масла в количестве, равном (или более) вместимости одного самого вместительного масляного выключателя, и запас на доливки не менее 1% всего масла, залитого в оборудование; на электростанциях, имеющих только воздушные или малообъемные масляные выключатели, - не менее 10% объема масла, залитого в трансформатор наибольшей емкости.

В организациях, эксплуатирующих электрические сети (в районах), должен постоянно храниться запас трансформаторного масла не менее 2% залитого в оборудование.

5.14.10. До слива из цистерн турбинные нефтяные и огнестойкие масла должны быть подвергнуты лабораторному испытанию:

нефтяное - на кислотное число, температуру вспышки, кинематическую вязкость, реакцию водной вытяжки, время деэмульсации, содержание механических примесей и воды;

огнестойкое - на кислотное число, содержание водорастворимых кислот и щелочей, температуру вспышки, вязкость, плотность, цвет; содержание механических примесей должно определяться экспресс-методом.

Нефтяное турбинное масло, слитое из цистерны в свободный чистый сухой резервуар, должно быть проверено на время деэмульсации, стабильность против окисления, антикоррозионные свойства. В случае несоответствия качества масла по этим показателям государственным стандартам должен быть выполнен анализ пробы, отобранной из цистерны.

Масло перед заливом в оборудование должно быть подготовлено и соответствовать положениям инструкций по эксплуатации турбинных масел, определяющих качество масел заливаемых в оборудование.

5.14.11. Эксплуатационное турбинное масло в паровых турбинах, питательных электро- и турбонасосах должно удовлетворять следующим нормам:

а) нефтяное:

кислотное число - не более 0,3 мг КОН на 1 г масла;

вода, шлам, механические примеси должны отсутствовать (определяются визуально);

растворенный шлам должен отсутствовать (определяется при кислотном числе масла 0,1 мг КОН на 1 г масла и выше);

термоокислительная стабильность - для масла Тп-22С или Тп-22Б (кислотное число - не более 0,8 КОН на 1 г масла; массовая доля осадка - не более 0,15%).

Условия окисления масла: температура испытания - 120 +- 0,5°С, время - 14 ч, скорость подачи кислорода - 200 см3/мин.

Термоокислительная стабильность масла определяется 1 раз в год перед наступлением осенне-зимнего максимума для масел или их смесей с кислотным числом 0,1 мг КОН на 1 г масла и более. Для масла из маслосистем питательных электро- и турбонасосов этот показатель не определяется;

б) огнестойкое синтетическое:

кислотное число - не более 1 мг КОН на 1 г масла;

содержание водорастворимых кислот - не более 0,4 мг КОН на 1 г масла;

массовая доля механических примесей - не более 0,01%;

изменение вязкости - не более 10% исходного значения для товарного масла;

содержание растворенного шлама (по методике ВТИ) - изменение оптической плотности не менее 25% (определяется при кислотном числе масла 0,7 мг КОН на 1 г масла и выше).

Вместо определения содержания механических примесей допускается определение класса промышленной чистоты - не более 11 класса.

5.14.12. Огнестойкие турбинные масла, достигшие предельной эксплуатационной нормы по кислотному числу, должны быть отправлены на завод-изготовитель для восстановления качества. Эксплуатация огнестойких турбинных масел должна осуществляться в соответствии с положениями специальной инструкции.

5.14.13. Эксплуатационное масло Тп-30 в гидротурбинах должно удовлетворять следующим нормам:

кислотное число - не более 0,6 мг КОН на 1 г масла;

вода, шлам, механические примеси должны отсутствовать (определяются визуально);

массовая доля растворенного шлама - не более 0,01%.

Вместо определения содержания механических примесей допускается определение класса промышленной чистоты - не более 13 класса.

5.14.14. В процессе хранения и эксплуатации турбинное масло должно периодически подвергаться визуальному контролю и сокращенному анализу.

В объем сокращенного анализа нефтяного масла входит определение кислотного числа, наличия механических примесей, шлама и воды; огнестойкого масла - определение кислотного числа, содержания водорастворимых кислот, наличия воды, количественное определение содержания механических примесей экспресс-методом.

Визуальный контроль масла заключается в проверке его по внешнему виду на содержание воды, шлама и механических примесей для решения о необходимости его очистки.

Дополнительно рекомендуется определять класс промышленной чистоты.

5.14.15. Периодичность проведения сокращенного анализа турбинного масла следующая:

масла Тп-22С или Тп-22Б - не позднее чем через 1 мес. после заливки в масляные системы и далее в процессе эксплуатации не реже 1 раза в 2 мес. при кислотном числе до 0,1 мг КОН на 1 г масла включительно и не реже 1 раза в 1 мес. при кислотном числе более 0,1 мг КОН на 1 г масла;

огнестойкого масла - не позднее чем через 1 нед. после начала эксплуатации и далее не реже 1 раза в 2 мес. при кислотном числе не выше 0,5 мг КОН на 1 г масла и не реже 1 раза в 3 нед. при кислотном числе выше 0,5 мг КОН на 1 г масла;

турбинного масла, залитого в систему смазки синхронных компенсаторов, - не реже 1 раза в 6 мес.;

масла Тп-30, применяемого в гидротурбинах, - не позднее чем через 1 мес. после заливки в масляную систему и далее не реже 1 раза в год при полной прозрачности масла и массовой доле растворенного шлама не более 0,005%; при массовой доле растворенного шлама более 0,005% - не реже 1 раза в 6 мес.

При помутнении масла должен быть выполнен внеочередной сокращенный анализ.

При обнаружении в масле шлама или механических примесей во время визуального контроля должен быть проведен внеочередной сокращенный анализ.

Находящееся в резерве нефтяное турбинное масло должно подвергаться сокращенному анализу не реже 1 раза в 3 года и перед заливкой в оборудование, а огнестойкое масло - не реже 1 раза в год и перед заливкой в оборудование.

5.14.16. Визуальный контроль масла, применяемого в паровых турбинах и турбонасосах, должен проводиться 1 раз в сутки.

Визуальный контроль масла, применяемого в гидротурбинах, на электростанциях с постоянным дежурством персонала должен проводиться 1 раз в неделю, а на автоматизированных электростанциях - при каждом очередном осмотре оборудования, но не реже 1 раза в месяц.

5.14.17. На электростанциях должен храниться постоянный запас нефтяного турбинного масла в количестве, равном (или более) вместимости маслосистемы самого крупного агрегата, и запас на

доливки не менее 45-дневной потребности; в организациях, эксплуатирующих электрические сети, постоянный запас масла должен быть равен (или более) вместимости масляной системы одного синхронного компенсатора и запас на доливки не менее 45-дневной потребности.

Постоянный запас огнестойкого турбинного масла должен быть не менее годовой потребности его на доливки для одного турбоагрегата.

5.14.18. Получаемые индустриальные масла и пластичные смазки должны быть подвергнуты визуальному контролю в целях обнаружения механических примесей и воды. Индустриальное масло, кроме того, должно быть дополнительно испытано на вязкость для контроля соответствия этого показателя государственному стандарту или техническим условиям.

5.14.19. Для вспомогательного оборудования и механизмов на электростанциях и в организациях, эксплуатирующих электрические сети, должны быть установлены нормы расхода, периодичность контроля качества и смены смазочных материалов. Марка смазочного материала, используемого для этих целей, должна соответствовать требованиям заводских инструкций по эксплуатации к ассортименту смазок, допущенных к применению на данном оборудовании. Возможность замены смазочных материалов должна быть согласована с предприятием - изготовителем оборудования.

В системах смазки вспомогательного оборудования с принудительной циркуляцией масло должно подвергаться визуальному контролю на содержание механических примесей, шлама и воды не реже 1 раза в месяц. При обнаружении загрязнения масло должно быть очищено или заменено.

На каждой электростанции и в каждой организации, эксплуатирующей электрические сети, должен храниться постоянный запас смазочных материалов для вспомогательного оборудования не менее 45-дневной потребности.

5.14.20. Контроль качества свежих и эксплуатационных энергетических масел на энергообъектах и выдачу рекомендаций по применению масел, в том числе составление графиков их контроля, а также техническое руководство технологией обработки должен осуществлять химический цех (химическая лаборатория или соответствующее подразделение). Масляное хозяйство организации, эксплуатирующей электрические сети, должно находиться в подчинении службы изоляции и молниезащиты или другого производственного подразделения, определенного приказом руководителя.

На электростанциях обслуживание оборудования для обработки электроизоляционных масел осуществляет персонал электроцеха, а для обработки турбинных масел - персонал котлотурбинного цеха.

Объединенное центральное масляное хозяйство электростанций должно находиться в подчинении производственного подразделения, определенного приказом руководителя.

5.14.21. В химической лаборатории на турбинные, трансформаторные и индустриальные масла, залитые в оборудование, должен быть заведен журнал, в который вносятся: номер государственного стандарта или технических условий, название завода-изготовителя, результаты испытания масла, тип и станционный номер оборудования, сведения о вводе присадок, количестве и качестве долитого масла.

5.14.22. Необходимость и периодичность дополнительных анализов эксплуатационного масла должны быть определены инструкциями по его эксплуатации в конкретном оборудовании.

5.14.23. Прием из транспортных емкостей и подача трансформаторного или турбинного масла к оборудованию должны осуществляться по раздельным маслопроводам, а при отсутствии маслопроводов - с применением передвижных емкостей или металлических бочек.

Транспортирование подготовленных к заливу в оборудование и отработанных масел должно осуществляться по раздельным трубопроводам; передвижные емкости, применяемые для этих целей, должны быть подготовлены в соответствии с действующими государственными стандартами.

Стационарные маслопроводы в нерабочем состоянии должны быть целиком заполнены маслом.

На трубопроводах, предназначенных для залива масла в оборудование, должны быть выполнены пробоотборные устройства непосредственно перед запорной арматурой на входе в оборудование.

Перед подачей подготовленных к заливу в оборудование масел в случае несоответствия качества масла в трубопроводе положениям нормативных документов, определяющих качество масел, предназначенных для залива в оборудование, трубопроводы должны быть опорожнены и очищены от загрязнений.

5.14.24. Подготовленные к заливу масла, отвечающие положениям действующих нормативных документов по их эксплуатации, должны заливаться в маслосистемы, не содержащие загрязнений, масляного шлама и принятые на чистоту.

6. Оперативно-диспетчерское управление

6.1. Задачи и организация управления

6.1.1. В каждой энергосистеме, объединенных и единой энергосистемах должно быть организовано круглосуточное оперативно-диспетчерское управление согласованной работой электростанций, электрических и тепловых сетей независимо от их форм собственности.

Задачами оперативно-диспетчерского управления являются:

планирование и ведение режимов работы электростанций, сетей и энергосистем, объединенных и единой энергосистем, обеспечивающих энергоснабжение потребителей;

планирование и подготовка ремонтных работ;

обеспечение надежности функционирования энергосистемы, объединенных и единой энергосистем;

выполнение требований к качеству электрической энергии и тепла;

предотвращение и ликвидация технологических нарушений при производстве, передаче и распределении электрической энергии и тепла.

6.1.2. На каждом энергообъекте (электростанции, электрической сети, тепловой сети и подстанциях с постоянным обслуживающим персоналом) должно быть организовано круглосуточное оперативно-диспетчерское управление, задачами которого являются:

ведение требуемого режима работы;

производство переключений, пусков и остановов;

локализация аварий и восстановление режима работы;

подготовка к производству ремонтных работ.

6.1.3. Для каждого уровня оперативно-диспетчерского управления должны быть установлены две категории управления оборудованием и сооружениями - оперативное управление и оперативное ведение.

6.1.4. В оперативном управлении диспетчера должны находиться оборудование, теплопроводы, линии электропередачи, устройства релейной защиты, аппаратура систем противоаварийной и режимной автоматики, средства диспетчерского и технологического управления, операции с которыми оперативно-диспетчерский персонал данного уровня выполняет непосредственно или если эти операции требуют координации действий подчиненного оперативно-диспетчерского персонала и согласованных изменений на нескольких объектах.

Операции с указанным оборудованием и устройствами должны производиться оперативно-диспетчерским персоналом непосредственно или под руководством диспетчера, в оперативном управлении которого находятся данное оборудование и устройства.

6.1.5. В оперативном ведении диспетчера должны находиться оборудование, теплопроводы, линии электропередачи, устройства релейной защиты, аппаратура систем противоаварийной и режимной автоматики, средства диспетчерского и технологического управления, оперативно-информационные комплексы, состояние и режим которых влияют на располагаемую мощность и резерв электростанций и энергосистемы в целом, режим и надежность сетей, а также настройку противоаварийной автоматики.

Операции с указанным оборудованием и устройствами должны производиться с разрешения диспетчера.

6.1.6. Все линии электропередачи, теплопроводы, оборудование и устройства электростанций и сетей должны быть распределены по уровням оперативно-диспетчерского управления.

Перечни линий электропередач, теплопроводов, оборудования и устройств, находящихся в оперативном управлении и оперативном ведении диспетчеров энергообъектов, энергосистем, объединенных энергосистем, должны быть составлены с учетом решений вышестоящего органа оперативно-диспетчерского управления и утверждены соответственно техническим руководителем этого энергообъекта, главными диспетчерами органов оперативно-диспетчерского управления энергосистемы, объединенных и единой энергосистем.

6.1.7. Оперативно-диспетчерское управление должно осуществляться с диспетчерских пунктов и щитов управления, оборудованных средствами диспетчерского и технологического управления и системами контроля, укомплектованных оперативными схемами и оперативно-диспетчерской документацией по списку, утвержденному техническим руководителем.

6.1.8. На каждом объекте, в каждом предприятии электрических и тепловых сетей, в органах оперативно-диспетчерского управления энергосистем, объединенных и единой энергосистем с учетом их специфики и структурных особенностей должны быть разработаны инструкции по оперативно-диспетчерскому управлению, производству переключений и ликвидации аварийных режимов.

Ведение оперативных переговоров и записей в оперативно-технической документации должно производиться в соответствии с типовыми инструкциями, указаниями и распоряжениями с применением единой общепринятой терминологии.

6.2. Планирование режима работы

6.2.1. Управление режимами работы электростанций и сетей должно осуществляться на основе расчетов и данных долгосрочного и краткосрочного планирования.

6.2.2. При планировании режимов работы должны быть обеспечены:

сбалансированность потребления и нагрузки электростанций с учетом внешних перетоков энергосистем, объединенных и единой энергосистем;

минимизация суммарных затрат покупателей электроэнергии при обеспечении требуемой надежности с учетом режимных условий (составляющих баланса мощности, схемы электрической сети и обеспеченности электрических станций энергоресурсами), условий заключенных договоров на поставки электрической энергии и мощности и действующих правил купли-продажи электрической энергии и мощности;

поддержание требуемых резервов активной и реактивной мощности.

6.2.3. При планировании режимов должны учитываться и использоваться следующие данные:

прогноз потребления энергосистем, объединенных и единой энергосистем России электрической энергии и мощности на год, квартал, месяц, неделю, сутки и каждые полчаса (час);

характеристики электрических станций с точки зрения готовности их оборудования к несению нагрузки и обеспеченности энергоресурсами, а также технико-экономические характеристики оборудования;

характеристики электрических сетей, используемых для передачи и распределения электроэнергии, с точки зрения пропускной способности, потерь и других характеристик;

нормы расхода гидроэнергоресурсов, устанавливаемые для ГЭС действующими межведомственными документами и заданиями государственных органов с учетом интересов других водопользователей (судоходства, орошения, рыбного хозяйства, водоснабжения и др.).

6.2.4. При долгосрочном планировании должен осуществляться расчет балансов электрической энергии и мощности на периоды: год, квартал, месяц:

годовой баланс электрической энергии и мощности должен включать в себя годовой баланс электрической энергии с разбивкой по каждому кварталу года и баланс электрической мощности на час максимума нагрузки характерного рабочего дня каждого месяца года;

квартальный баланс электрической энергии и мощности должен включать в себя квартальный баланс электрической энергии с разбивкой по каждому месяцу квартала и баланс электрической мощности на час максимума нагрузки характерного рабочего дня каждого месяца квартала;

месячный баланс электрической энергии и мощности должен включать в себя месячный баланс электрической энергии с разбивкой по неделям месяца и баланс электрической мощности на час максимума нагрузки характерного рабочего дня каждой недели месяца.

6.2.5. При краткосрочном планировании должен осуществляться расчет балансов электрической энергии и мощности на каждый день недели, а также расчет диспетчерского графика.

Диспетчерский график должен включать в себя заданные объектам оперативно-диспетчерского управления получасовые (часовые) значения мощности генерации, потребления, перетоков мощности, а также значения заданных резервов мощности и уровней напряжения.

Диспетчерский график должен быть выдан соответствующему диспетчеру на каждом уровне оперативно-диспетчерского управления после утверждения соответственно главным диспетчером (техническим руководителем) органа оперативно-диспетчерского управления энергосистемы или энергообъекта, объединенных и единой энергосистем.

График тепловой нагрузки для каждой ТЭЦ и других теплоисточников должен быть составлен диспетчерской службой тепловой сети и утвержден главным диспетчером (начальником диспетчерской службы) тепловой сети.

6.2.6. Планирование капитальных, средних и текущих ремонтов основного оборудования и сооружений (дымовых труб, градирен и др.) электростанций на предстоящий год должно производиться на основании нормативов и заданных значений ремонтной мощности по месяцам года.

Графики ремонтов должны быть согласованы с органами оперативно-диспетчерского управления объединенных или единой энергосистем и утверждены в установленном порядке.

Изменение годовых графиков капитальных и средних ремонтов допускается в исключительных случаях по согласованию с органами оперативно-диспетчерского управления объединенных, единой энергосистем с утверждением изменений в установленном порядке.

6.2.7. Годовые графики ремонта линий электропередачи и оборудования подстанций, устройств релейной защиты и автоматики, средств связи и диспетчерского управления, оборудования тепловых сетей и теплоисточников должны быть утверждены главным диспетчером (техническим руководителем) органа оперативно-диспетчерского управления единой, объединенных энергосистем, энергосистемы или энергообъекта в зависимости от уровня оперативного подчинения.

Графики ремонта тепловых сетей, отключение которых приводит к ограничению горячего водоснабжения в межотопительный период, должны быть согласованы с местными органами управления.

6.2.8. Контрольные измерения потокораспределения, нагрузок и уровней напряжения в электрических сетях энергосистем, объединенных и единой энергосистем должны производиться 2 раза в год - в третью среду июня и декабря.

Эти данные должны использоваться для расчетов электрических режимов, при долгосрочном и краткосрочном планировании и при составлении перспективных, на несколько лет, планов и балансов.

6.2.9. Органы оперативно-диспетчерского управления единой, объединенных энергосистем, энергосистемы периодически, а также при вводе новых генерирующих мощностей и сетевых объектов должны производить:

расчеты электрических режимов для определения значений допустимых перетоков активной мощности и уровней напряжения;

проверку соответствия настройки устройств противоаварийной автоматики складывающимся электрическим режимам;

расчеты токов короткого замыкания, проверку соответствия схем и режимов электродинамической и термической устойчивости оборудования и отключающей способности выключателей, а также выбор параметров противоаварийной и режимной автоматики;

расчеты технико-экономических характеристик электростанций, теплоисточников, электрических и тепловых сетей для оптимального ведения режима;

уточнение, при необходимости, инструкций для оперативного персонала по ведению режима и

использованию средств противоаварийной и режимной автоматики;

определение потребности в установке новых устройств противоаварийной и режимной автоматики.

6.2.10. Органы оперативно-диспетчерского управления единой и объединенных энергосистем должны ежегодно задавать по объединенным и отдельным энергосистемам объем и диапазоны уставок устройств автоматической частотной разгрузки (АЧР) и частотного АПВ (ЧАПВ).

Органы оперативно-диспетчерского управления энергосистемы с учетом указаний органов оперативно-диспетчерского управления единой и объединенных энергосистем, а изолированно работающих - самостоятельно должны определять:

объем, уставки и размещение устройств АЧР с учетом местных балансов мощности, а также объем и уставки устройств ЧАПВ;

уставки автоматического пуска агрегатов гидравлических и гидроаккумулирующих электростанций (ГАЭС) и ГТУ при снижении частоты; автоматического перевода гидроагрегатов, работающих в системе синхронного компенсатора, в генераторный режим, а также перевода агрегатов ГАЭС из насосного режима в турбинный.

Перечень потребителей, подключенных к устройствам АЧР, должен быть утвержден техническим руководителем энергосистемы.

6.2.11. Объем нагрузок, подключаемых к специальной автоматике отключения нагрузки (САОН), и ее использование по условиям аварийных режимов единой, объединенных и отдельных энергосистем должны определяться органами оперативно-диспетчерского управления единой, объединенных энергосистем, энергосистемы.

Условия подключения к САОН должны быть установлены энергоснабжающей организацией.

Решения о вводе САОН в работу должны приниматься органами оперативно-диспетчерского управления единой, объединенных энергосистем, энергосистемы.

6.2.12. Значение нагрузки, фактически подключенной к отдельным очередям устройств АЧР и к САОН, должно измеряться два раза в год (в июне и декабре) ежечасно в течение одних рабочих суток.

6.2.13. В каждой энергосистеме на основе заданий органов оперативно-диспетчерского управления единой энергосистемы должны ежегодно разрабатываться и утверждаться графики ограничения потребителей и отключения нагрузки при недостатке электрической энергии и мощности.

6.3. Управление режимами работы

6.3.1. Управление режимами работы объектов оперативно-диспетчерского управления должно осуществляться в соответствии с заданным диспетчерским графиком.

6.3.2. При изменении режимных условий (составляющих баланса мощности, схемы электрической сети и обеспеченности электростанций энергоресурсами) диспетчер должен скорректировать диспетчерский график нижестоящего уровня оперативно-диспетчерского управления.

Коррекция диспетчерского графика должна быть зафиксирована диспетчером в оперативно-диспетчерской документации с указанием причины коррекции.

О всех вынужденных (фактических и ожидаемых) отклонениях от заданного диспетчерского графика оперативно-диспетчерский персонал обязан немедленно доложить диспетчеру вышестоящего уровня диспетчерского управления для принятия решения о коррекции диспетчерского графика.

Электростанции обязаны по распоряжению диспетчера энергосистемы немедленно повышать нагрузку до полной рабочей мощности или снижать ее до технического минимума со скоростью, определяемой соответствующими инструкциями.

При необходимости диспетчер энергосистемы, объединенных и единой энергосистем должен дать распоряжение о включении агрегатов из резерва или выводе их в резерв.

Ограничение рабочей мощности электростанций или отклонение минимально допустимых

нагрузок агрегатов от установленных норм должно быть оформлено оперативной заявкой.

Диспетчер энергосистемы имеет право изменить кратковременно (не более чем на 3 ч) график тепловой сети. Понижение температуры сетевой воды допускается не более, чем на 10°С по сравнению с ее значением в утвержденном графике. При наличии среди потребителей промышленных предприятий с технологической нагрузкой или тепличных хозяйств значение понижения температуры должно быть согласовано с ними. Не допускается понижать температуру ниже минимальной, принятой для сетевой воды.

О вынужденных отклонениях от графика оперативно-диспетчерский персонал электростанции и теплоисточника должен немедленно сообщать дежурному диспетчеру энергосистемы и диспетчеру тепловой сети.

6.3.3. На электростанциях, в энергосистемах, объединенных и единой энергосистемах должно осуществляться непрерывное круглосуточное регулирование текущего режима работы по частоте и перетокам активной мощности, обеспечивающее:

исполнение заданных диспетчерских графиков активной мощности;

поддержание частоты в нормированных пределах;

поддержание перетоков активной мощности в допустимых диапазонах исходя из условий обеспечения надежности функционирования энергосистем, объединенных и единой энергосистем;

корректировку заданных диспетчерских графиков и режимов работы объединенных и единой энергосистем при изменении режимных условий.

Регулирование частоты и перетоков активной мощности должно осуществляться совместным действием систем первичного (общего и нормированного), вторичного и третичного регулирования.

6.3.4. Общее первичное регулирование частоты должно осуществляться всеми электростанциями путем изменения мощности под воздействием автоматических регуляторов частоты вращения роторов турбоагрегатов и производительности котлов, реакторов АЭС и т.п. При этом статизм регулирования (степень неравномерности), а также зона (степень) нечувствительности по частоте должны соответствовать указанным в разделах 3.3, 4.4-4.6 характеристикам регуляторов частоты вращения роторов соответствующих турбин и обеспечиваться совокупностью всего энергетического оборудования и систем регулирования энергоблока, электростанции.

Нормированное первичное регулирование частоты должно обеспечиваться выделенными электростанциями. На них должен размещаться необходимый первичный резерв. Параметры и диапазон нормированного первичного регулирования должны задаваться соответствующими органами диспетчерского управления.

6.3.5. Вторичное регулирование (в целом по единой энергосистеме и в отдельных регионах) должно осуществляться с целью поддержания и восстановления плановых режимов по частоте и перетокам активной мощности.

Вторичное регулирование должно осуществляться оперативно либо автоматически (с использованием систем автоматического регулирования частоты и перетоков мощности - АРЧМ) выделенными для этих целей электростанциями, на которых должен поддерживаться необходимый вторичный резерв активной мощности.

В целях непротиводействия первичному регулированию вторичное регулирование должно осуществляться с коррекцией по частоте (частотной коррекцией).

6.3.6. Третичное регулирование в единой энергосистеме России должно осуществляться для восстановления израсходованных вторичных резервов и последующей оперативной коррекции диспетчерских графиков. Для третичного регулирования должны размещаться и поддерживаться соответствующие резервы мощности.

6.3.7. Параметры и диапазон регулирования, необходимые вторичные и третичные резервы, включая их размещение, должны задаваться соответствующими органами диспетчерского управления.

6.3.8. Использование системы автоматического управления и режимов работы, препятствующих изменению мощности при изменениях частоты (ограничители мощности и регуляторы давления "до себя" на турбинах, режим скользящего давления при полностью открытых клапанах турбин,

регуляторы мощности без частотной коррекции, отключение регуляторов мощности или устройств автоматического регулирования производительности котельных установок и т.п.), допускается только временно при неисправности основного оборудования или систем автоматического регулирования с разрешения технического руководителя энергосистемы по заявке органам диспетчерского управления.

После изменения мощности, вызванного изменением частоты, персонал электростанций должен принять необходимые меры для выполнения требований участия в первичном регулировании частоты, поддерживая устойчивый режим оборудования вплоть до восстановления частоты.

Противодействие первичному регулированию частоты не допускается, за исключением следующих случаев:

с разрешения диспетчера;

при выходе мощности за допустимые при данном состоянии оборудования значения.

Восстановление заданной графиком мощности разрешается после восстановления нормального значения частоты.

6.3.9. При снижении частоты ниже установленных значений диспетчер единой энергосистемы России или изолированно работающей (аварийно отделившейся) объединенной энергосистемы (энергосистемы, энергорайона) должен ввести в действие имеющиеся резервы мощности.

В случае, если частота продолжает снижаться, а все имеющиеся резервы мощности использованы, диспетчер должен остановить снижение частоты и обеспечить ее восстановление путем ограничения или отключения потребителей согласно инструкции.

6.3.10. При возникновении перегрузки линий электропередачи диспетчер должен ликвидировать ее путем мобилизации резервов активной мощности, а в случае их исчерпания и сохранения перегрузки - путем ограничения (отключения) потребителей.

6.3.11. При аварийных отклонениях частоты персонал электростанций должен принимать участие в восстановлении частоты в соответствии с указаниями местной инструкции или по указанию вышестоящего диспетчера.

6.3.12. При регулировании напряжения в электрических сетях должны быть обеспечены:

соответствие показателей напряжения требованиям государственного стандарта;

соответствие уровня напряжения значениям, допустимым для оборудования электрических станций и сетей с учетом допустимых эксплуатационных повышений напряжения промышленной частоты на электрооборудовании (в соответствии с данными заводов-изготовителей и циркуляров);

необходимый запас устойчивости энергосистем;

минимум потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем.

6.3.13. На трансформаторах и автотрансформаторах, оборудованных устройствами РПН, питающих распределительные сети 6-35 кВ, должны быть включены автоматические регуляторы напряжения.

Отключение автоматических регуляторов допускается только по заявке. На трансформаторах в распределительной сети 6-35 кВ должны использоваться ответвления переключателей без возбуждения (ПБВ), обеспечивающие с учетом регулирования напряжения трансформаторами с РПН соответствие напряжения на выводах приемников в сетях 0,4 кВ требованиям государственного стандарта.

Настройка регуляторов напряжения и положения ответвлений ПБВ трансформаторов должны корректироваться в соответствии с изменениями схемы сети и нагрузки.

Параметры настройки автоматических регуляторов и положения ответвлений ПБВ трансформаторов должны быть утверждены техническим руководителем энергообъекта.

6.3.14. Регулирование напряжения в сети 110 кВ и выше должно осуществляться в контрольных пунктах в соответствии с утвержденными на каждый квартал графиками напряжения в функции времени или характеристиками зависимости напряжения от параметров режима с учетом состава включенного оборудования.

Характеристики регулирования и графики напряжения в контрольных пунктах должны быть определены диспетчерскими органами энергосистем, объединенных и единой энергосистем на предстоящий квартал и корректироваться, если необходимо, при краткосрочном планировании режима.

Контрольные пункты должны быть установлены соответствующими диспетчерскими службами (управлениями) в зависимости от степени влияния уровня напряжения в этом пункте на устойчивость и потери электроэнергии в отдельных, объединенных и единой энергосистемах.

Регулирование напряжения должно осуществляться преимущественно средствами автоматики и телемеханики, а при их отсутствии - оперативно-диспетчерским персоналом энергообъектов под контролем диспетчера электрических сетей, отдельных, объединенных и единой энергосистем.

6.3.15. Перечень пунктов, напряжение которых контролируется диспетчером отдельных, объединенных и единой энергосистем, а также графики напряжения и характеристики регулирования в этих пунктах должны быть утверждены соответствующими органами диспетчерского управления.

6.3.16. Порядок использования источников реактивной мощности потребителей должен быть задан при заключении договоров между энергоснабжающей организацией и потребителем. При необходимости диспетчерские органы должны использовать источники реактивной мощности у потребителей для регулирования напряжения в контрольных точках.

6.3.17. Для контролируемых диспетчером энергосистемы узловых пунктов электростанций и подстанций с синхронными компенсаторами должны быть установлены аварийные пределы снижения напряжения, определяемые условиями статической устойчивости энергосистемы и узлов нагрузки.

Если напряжение в этих пунктах снижается до указанного аварийного предела, оперативно-диспетчерский персонал электростанций и подстанций с синхронными компенсаторами должен самостоятельно поддерживать напряжение путем использования перегрузочной способности генераторов и компенсаторов, а диспетчеры энергосистем, объединенных и единой энергосистем должны оказывать электростанциям и электрическим сетям помощь путем мобилизации резервов средств по регулированию напряжения в прилегающих районах. При этом не разрешается поднимать напряжение в отдельных контрольных пунктах выше значений, предельно допустимых для оборудования.

В тех узлах энергосистем, объединенных и единой энергосистемах, где возможно снижение напряжения ниже аварийно допустимого предела при изменении режима работы или схемы сети, должна быть установлена автоматика отключения нагрузки в объеме, необходимом для предотвращения нарушения устойчивости нагрузки в узле.

6.3.18. Регулирование параметров тепловых сетей должно обеспечивать поддержание заданного давления и температуры теплоносителя в контрольных пунктах.

Допускается отклонение температуры теплоносителя от заданных значений при кратковременном (не более 3 ч) изменении утвержденного графика, если иное не предусмотрено договорными отношениями между энергосистемой и потребителями тепла.

6.3.19. Регулирование в тепловых сетях должно осуществляться автоматически или вручную путем воздействия на:

работу источников и потребителей тепла;

гидравлический режим тепловых сетей, в том числе изменением перетоков и режимов работы насосных станций и теплоприемников;

режим подпитки путем поддержания постоянной готовности водоподготовительных установок теплоисточников к покрытию изменяющихся расходов подпиточной воды.

6.4. Управление оборудованием

6.4.1. Оборудование энергообъектов, принятых в эксплуатацию, должно находиться в одном из четырех оперативных состояний: работе, резерве, ремонте или консервации.

6.4.2. Вывод в ремонт энергооборудования, устройств релейной защиты и автоматики, устройств ТАИ, а также оперативно-информационных комплексов средств оперативно-диспетчерского и

технологического управления (СДТУ) из работы и резерва в ремонт и для испытания, даже по утвержденному плану, должен быть оформлен заявкой, подаваемой в орган оперативно-диспетчерского управления единой, объединенных энергосистем и энергосистемы, осуществляющий их оперативно-диспетчерское управление.

Сроки подачи заявок и сообщений об их разрешении должны быть установлены соответствующим органом оперативно-диспетчерского управления.

Заявки должны быть утверждены техническим руководителем энергообъекта.

6.4.3. Испытания, в результате которых может существенно измениться режим отдельной, объединенных и единой энергосистем, должны быть проведены по рабочей программе, утвержденной главным диспетчером энергосистемы и согласованной с органом оперативно-диспетчерского управления объединенной и единой энергосистемами по оперативной подчиненности.

Рабочие программы других испытаний оборудования энергообъектов должны быть утверждены техническим руководителем энергообъекта.

Рабочая программа должна быть представлена на утверждение и согласование не позднее чем за 7 дней до начала испытаний.

6.4.4. Заявки делятся на плановые, соответствующие утвержденному плану ремонта и отключений, и срочные для проведения непланового и неотложного ремонта. Срочные заявки разрешается подавать в любое время суток непосредственно диспетчеру, в управлении или ведении которого находится отключаемое оборудование.

Разрешение на более длительный срок должно быть дано техническим руководителем энергообъекта, главным диспетчером соответствующего органа оперативно-диспетчерского управления.

6.4.5. При необходимости немедленного отключения оборудование должно быть отключено оперативным персоналом энергообъекта, где установлено отключаемое оборудование, в соответствии с требованиями производственных инструкций с предварительным, если это возможно, или последующим уведомлением вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала.

После останова оборудования оформляется срочная заявка с указанием причин и ориентировочного срока ремонта.

6.4.6. Разрешение на вывод или перевод в капитальный, средний или текущий ремонт основного оборудования энергообъекта, находящегося в ведении или управлении диспетчера энергообъекта, энергосистемы, объединенных или единой энергосистем, должно быть выдано в установленном порядке по заявке диспетчерской службой энергообъекта или соответствующего органа оперативно-диспетчерского управления энергосистемы, объединенных или единой энергосистем (по оперативной подчиненности).

6.4.7. Время операций, связанных с выводом в ремонт и вводом в работу оборудования и линий электропередачи, а также растопкой котла, пуском турбины и набором на них требуемой нагрузки, должно быть включено в срок ремонта, разрешенного по заявке.

Если по какой-либо причине оборудование не было отключено в намеченный срок, длительность ремонта должна быть сокращена, а дата включения оставаться прежней.

Продлить срок ремонта может только диспетчерская служба энергообъекта или соответствующий орган оперативно-диспетчерского управления энергосистемы, объединенных, единой энергосистем (по оперативной подчиненности).

6.4.8. Несмотря на разрешенную заявку, вывод оборудования из работы и резерва или его испытания могут быть выполнены лишь с разрешения диспетчера соответствующего органа оперативно-диспетчерского управления энергообъекта, энергосистемы, объединенных или единой энергосистем непосредственно перед выводом из работы или перед проведением испытаний.

6.4.9. Персонал электростанции или электрических сетей не имеет права без разрешения начальника смены электростанции, диспетчера электрических сетей, диспетчера органа оперативно-диспетчерского управления энергосистемы, объединенных или единой энергосистем осуществлять отключения, включения, испытания и изменение уставок системной автоматики, а также СДТУ, находящихся в ведении или управлении соответствующего диспетчера (начальника

смены электростанции).

Проверка (испытания) устройств релейной защиты и автоматики, аппаратура которых расположена на двух и более объектах, должна выполняться одновременно на всех этих объектах.

6.4.10. Начальник смены электростанции, диспетчер электрических сетей, диспетчер органа оперативно-диспетчерского управления энергосистемы, объединенных, единой энергосистем при изменениях схем электрических соединений должен проверить и привести в соответствие новому состоянию этих схем настройку защит, системы противоаварийной и режимной автоматики.

6.4.11. Оборудование считается введенным в работу из ремонта после уведомления эксплуатирующей организацией о завершении ремонтных работ, включения его в сеть и закрытия оперативной заявки.

6.5. Предупреждение и ликвидация технологических нарушений

6.5.1. Основными задачами оперативно-диспетчерского управления при ликвидации технологических нарушении являются:

предотвращение развития нарушений, исключение травмирования персонала и повреждения оборудования, не затронутого технологическим нарушением;

быстрое восстановление энергоснабжения потребителей и нормальных параметров отпускаемой потребителям электроэнергии;

создание наиболее надежной послеаварийной схемы;

быстрое восстановление режима работы субъектов рынка энергии и мощности;

выяснение состояния отключившегося и отключенного оборудования и при возможности - включение его в работу и восстановление схемы сети.

6.5.2. На каждом диспетчерском пункте органа оперативно-диспетчерского управления объединенных энергосистем, энергосистемы, щите управления энергообъекта должна быть местная инструкция по предотвращению и ликвидации технологических нарушений, которая составляется в соответствии с инструкцией вышестоящего органа оперативно-диспетчерского управления, и планы ликвидации технологических нарушений в тепловых сетях и газовом хозяйстве электростанций и котельных.

Планы ликвидации технологических нарушений в тепловых сетях городов и крупных населенных пунктов должны быть согласованы в установленном порядке.

Аварийно-диспетчерскими службами городов и энергообъектами должны быть согласованы документы, определяющие их взаимодействие при ликвидации технологических нарушений на энергообъектах.

6.5.3. Распределение функций по ликвидации технологических нарушений между диспетчерами органов оперативно-диспетчерского управления единой, объединенных энергосистем, энергосистемы, электрических сетей, электростанций и подстанций должно быть регламентировано соответствующими инструкциями.

Распределение функций при ликвидации технологических нарушений на связях между единой энергосистемой России и энергосистемами соседних государств должно быть регламентировано взаимосогласованными инструкциями, соглашениями и другими документами.

6.5.4. Ликвидацией технологических нарушений на электростанции должен руководить начальник смены станции.

На подстанциях руководство ликвидацией технологических нарушений должно возлагаться на дежурного подстанции, оперативно-выездную бригаду, мастера или начальника группы подстанций в зависимости от типа обслуживания подстанции.

Руководство ликвидацией технологических нарушений в тепловых сетях должно осуществляться диспетчером тепловых сетей. Его указания являются также обязательными для оперативно-

диспетчерского персонала ТЭЦ или других самостоятельно действующих теплоисточников.

Технологические нарушения в электрических сетях, имеющие местное значение и не затрагивающие режима работы энергосистемы, должны ликвидироваться под руководством диспетчера электрических сетей или диспетчера опорной подстанции в зависимости от района распространения таких нарушений и структуры управления сетями.

Ликвидация технологических нарушений, затрагивающих режим работы одной энергосистемы, должна производиться под руководством диспетчера энергосистемы.

Руководство ликвидацией технологических нарушений, охватывающих несколько энергосистем, должно осуществляться диспетчером органа оперативно-диспетчерского управления объединенных (единой) энергосистем.

В случае необходимости оперативные руководители или административные руководители лиц, указанных выше, имеют право поручить руководство ликвидацией технологического нарушения другому лицу или взять руководство на себя, сделав запись в оперативном журнале.

О замене ставится в известность как вышестоящий, так и подчиненный оперативный персонал.

6.5.5. Приемка и сдача смены во время ликвидации технологических нарушений допускается.

Пришедший на смену оперативный персонал используется по усмотрению лица, руководящего ликвидацией технологических нарушений. При затянувшейся ликвидации технологического нарушения в зависимости от его характера допускается сдача смены с разрешения вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала.

В тех случаях, когда при ликвидации технологического нарушения операции производятся на оборудовании, не находящемся в оперативном управлении или ведении вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала, сдача смены допускается с разрешения руководящего административно-технического персонала энергообъекта, на котором произошло технологическое нарушение.

6.5.6. Оперативно-диспетчерский персонал руководит ликвидацией технологического нарушения, принимая решения и осуществляя мероприятия по восстановлению нормального режима независимо от присутствия лиц из числа административно-технического персонала.

6.5.7. Все оперативные переговоры и распоряжения диспетчеров всех уровней диспетчерского управления, а также начальников смен электростанций и дежурных крупных подстанций во время ликвидации технологического нарушения должны записываться на магнитофон.

6.6. Требования к оперативным схемам

6.6.1. Схемы электрических соединений единой, объединенных энергосистем, энергосистем, электрических сетей, электростанций и подстанций, настройка средств РЗА для нормальных и ремонтных режимов должны обеспечивать:

электроснабжение потребителей электроэнергией, качество которой должно соответствовать требованиям государственного стандарта (по договорным обязательствам);

устойчивую работу электрической сети единой, объединенных энергосистем и энергосистем;

соответствие токов короткого замыкания значениям, допустимым для оборудования;

экономичное распределение потоков активной и реактивной мощности;

локализацию аварий с минимальными потерями как для производителей, так и для потребителей электроэнергии.

6.6.2. Схемы собственных нужд (СН) переменного и постоянного тока электростанций и подстанций должны выбираться с учетом обеспечения их надежности в нормальных, ремонтных и аварийных режимах путем:

секционирования шин;

автоматического ввода резервного питания любой секции шин СН всех напряжений;

распределения источников питания СН по системам и секциям шин с учетом действия устройств

АВР и сохранения в работе механизмов СН при исчезновении напряжения на секции. Источники рабочего и резервного питания должны быть присоединены к разным секциям шин распределительного устройства;

распределения механизмов СН по секциям шин из условия минимального нарушения работы электростанции или подстанции в случае выхода из строя любой секции;

обеспечения надежного питания механизмов СН при несинхронной работе шин (частей) электростанции (секционирование шин высокого напряжения, выделение энергоблоков на отдельную линию, выполнение схем деления энергосистемы);

обеспечения полного или частичного отделения питания механизмов СН электростанции от энергосистемы при понижении частоты и напряжения до значений, угрожающих их бесперебойной работе, с наименьшей потерей рабочей мощности.

6.6.3. Присоединение потребителей (поселков и пр.) к шинам распределительных устройств СН электростанций не допускается.

6.6.4. Нормальные и ремонтные схемы соединений электрической сети, подстанции и электростанции ежегодно должен утверждать технический руководитель энергообъекта, а схемы энергосистемы - главный диспетчер органа оперативно-диспетчерского управления энергосистемы.

Указанные схемы должны быть согласованы с органом диспетчерского управления, в оперативном ведении или оперативном управлении которого находится входящее в них оборудование.

6.6.5. Схемы трубопроводов электростанций должны обеспечивать:

надежное резервирование СН основного оборудования;

минимальные гидравлические потери;

отключение аварийных участков преимущественно посредством приводов с дистанционным управлением;

локализацию аварий с минимальными потерями генерирующей мощности и отключение минимальной мощности потребителей.

6.6.6. Схемы сетевых станционных трубопроводов должны обеспечивать возможность локализации отдельных участков и предотвращение затопления помещений и оборудования электростанций в случае повреждения трубопроводов.

6.6.7. Схемы трубопроводов тепловых сетей должны обеспечивать надежное теплоснабжение потребителей, поддержание заданных параметров в тепловой сети, экономное расходование электроэнергии на транспортировку сетевой воды, а также локализацию и ликвидацию аварий с минимальным отключением потребителей.

6.7. Оперативно-диспетчерский персонал

6.7.1. К оперативно-диспетчерскому персоналу управления энергообъектов, органам оперативно-диспетчерского управления энергосистемы, объединенных, единой энергосистем относятся:

оперативный персонал - персонал, непосредственно воздействующий на органы управления энергоустановок и осуществляющий управление и обслуживание энергоустановок в смене;

оперативно-ремонтный персонал - ремонтный персонал с правом непосредственного воздействия на органы управления;

оперативные руководители - персонал, осуществляющий оперативное руководство в смене работой закрепленных за ним объектов (единой, объединенных энергосистем, энергосистемы, электрических сетей, тепловых сетей, электростанции, энергообъекта) и подчиненного ему персонала.

6.7.2. Оперативно-диспетчерский персонал должен вести безопасный, надежный и экономичный режим работы оборудования энергообъекта, энергосистемы, объединенных, единой энергосистем в соответствии с производственными и должностными инструкциями и оперативными распоряжениями вышестоящего оперативного персонала.

Комплектация оперативно-диспетчерского персонала по численности и квалификации осуществляется в соответствии с нормативными документами органов оперативно-диспетчерского управления.

Совмещение рабочих мест оперативно-диспетчерского персонала при его работе в смене неполным составом может быть разрешено только по письменному указанию технического руководителя энергообъекта, главного диспетчера соответствующего органа оперативно-диспетчерского управления.

6.7.3. Оперативно-диспетчерский персонал во время смены отвечает за эксплуатацию оборудования, находящегося в его оперативном управлении или ведении, в соответствии с настоящими Правилами, заводскими и местными инструкциями, правилами электробезопасности и другими руководящими документами, а также за безусловное выполнение распоряжений вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала.

6.7.4. При нарушениях режимов работы, повреждении оборудования, а также при возникновении пожара оперативно-диспетчерский персонал должен немедленно принять меры к восстановлению нормального режима работы или ликвидации аварийного положения и предотвращению развития технологического нарушения, а также сообщить о происшедшем оперативно-диспетчерскому и руководящему административно-техническому персоналу по утвержденному списку.

6.7.5. Распоряжение вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала по вопросам, входящим в его компетенцию, обязательно к исполнению подчиненным ему оперативно-диспетчерским персоналом.

6.7.6. Оборудование, находящееся в оперативном управлении или оперативном ведении вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала, не может быть включено в работу или выведено из работы без разрешения вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала, за исключением случаев явной опасности для людей и оборудования.

6.7.7. Оперативное распоряжение вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала должно быть четким, кратким.

Выслушав распоряжение, подчиненный оперативно-диспетчерский персонал должен дословно повторить текст распоряжения и получить подтверждение, что распоряжение понято правильно.

Распоряжения вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала должны выполняться незамедлительно и точно.

Оперативно-диспетчерский персонал, отдав или получив распоряжение или разрешение, должен записать его в оперативный журнал. При наличии магнитофонной записи объем записи в оперативный журнал определяется соответствующим административно-техническим руководством.

6.7.8. Оперативные переговоры должны вестись технически грамотно. Все энергооборудование, присоединения, устройства релейной и технологической защиты и автоматики должны называться полностью согласно установленным диспетчерским наименованиям. Отступление от технической терминологии и диспетчерских наименований не допускается.

Оперативные переговоры на всех уровнях диспетчерского управления и оперативные переговоры начальников смен электростанций и крупных подстанций должны автоматически фиксироваться на магнитной ленте.

6.7.9. В распоряжениях по изменению режима работы оборудования электростанции, энергосистемы, объединенных, единой энергосистем должны быть указаны необходимое значение изменяемого режимного параметра и время, к которому должно быть достигнуто указанное значение параметра, а также время отдачи распоряжения.

6.7.10. Оперативно-диспетчерский персонал, получив распоряжение руководящего административно-технического персонала по вопросам, входящим в компетенцию вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала, должен выполнять его только с согласия последнего.

6.7.11. Не допускается невыполнение или задержка выполнения распоряжения вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала лицами, обязанными выполнять это распоряжение, даже с разрешения руководителей, санкционирующих его невыполнение или задержку.

6.7.12. В случае, если распоряжение вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала представляется подчиненному оперативно-диспетчерскому персоналу ошибочным, он должен

немедленно доложить об этом лицу, давшему распоряжение. При подтверждении распоряжения оперативно-диспетчерский персонал обязан выполнить его.

Не допускается выполнять распоряжения вышестоящего персонала, содержащие нарушения правила электробезопасности, а также распоряжения, которые могут привести к повреждению оборудования, потере питания СН электростанции, подстанции.

О своем отказе выполнить такое распоряжение оперативно-диспетчерский персонал обязан немедленно доложить вышестоящему оперативно-диспетчерскому персоналу, отдавшему распоряжение, и соответствующему административно-техническому руководителю, а также записать в оперативный журнал.

6.7.13. Лица оперативно-диспетчерского персонала, находящиеся в резерве, могут быть привлечены к выполнению работ по обслуживанию энергоустановки в рамках должностной инструкции и только с разрешения соответствующего административно-технического или оперативного руководителя, находящегося в смене, с записью в соответствующих документах.

6.7.14. Замена одного лица из числа оперативно-диспетчерского персонала другим до начала смены в случае необходимости допускается с разрешения соответствующего административно-технического руководителя и с уведомлением вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала.

Работа в течение двух смен подряд не допускается.

6.7.15. Каждый работник из числа оперативно-диспетчерского персонала, заступая на рабочее место, должен принять смену от предыдущего работника, а после окончания работы - сдать смену следующему по графику работнику.

Уход с дежурства без сдачи смены не допускается.

6.7.16. При приемке смены работник из числа оперативно-диспетчерского персонала должен:

ознакомиться с состоянием, схемой и режимом работы энергоустановок, находящихся в его оперативном управлении и ведении, в объеме, определяемом соответствующими инструкциями;

получить сведения от сдавшего смену об оборудовании, за которым необходимо вести особо тщательное наблюдение для предупреждения нарушений в работе, и об оборудовании, находящемся в резерве и ремонте;

выяснить, какие работы выполняются по заявкам, нарядам и распоряжениям на закрепленном за ним участке;

проверить и принять инструмент, материалы, ключи от помещений, оперативную документацию и документацию рабочего места;

ознакомиться со всеми записями и распоряжениями за время, прошедшее с его предыдущего дежурства;

принять рапорт от подчиненного персонала и доложить непосредственному начальнику по смене о вступлении в дежурство и недостатках, выявленных при приемке смены;

оформить приемку-сдачу смены записью в журнале или ведомости за его подписью и подписью сдающего смену.

6.7.17. Оперативно-диспетчерский персонал должен периодически в соответствии с местной инструкцией опробовать действие устройств автоматики, сигнализации, СДТУ, а также проверять правильность показаний часов на рабочем месте и т.д.

6.7.18. Оперативно-диспетчерский персонал должен по утвержденным графикам осуществлять переход с рабочего оборудования на резервное, производить опробование и профилактические осмотры оборудования.

6.7.19. Оперативные и административно-технические руководители имеют право снять с рабочего места подчиненный ему оперативно-диспетчерский персонал, не выполняющий свои обязанности, и произвести соответствующую замену или перераспределение обязанностей в смене. При этом делается запись в оперативном журнале или выпускается письменное распоряжение и уведомляется по соподчиненности персонал соответствующих уровней оперативно-диспетчерского управления.

6.7.20. Оперативно-диспетчерский персонал по разрешению вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала может кратковременно привлекаться к ремонтным работам и испытаниям с освобождением на это время от исполнения обязанностей на рабочем месте и записью в оперативном журнале. При этом должны быть соблюдены требования правил электробезопасности.

6.8. Переключения в электрических установках

6.8.1. Все изменения в схемах электрических соединений электрических сетей и электроустановок энергообъектов и энергосистемы и в цепях устройств РЗА, выполненные при производстве переключений, а также места установки заземлений должны быть отражены на оперативной схеме с использованием программно-аппаратного комплекса органа оперативно-диспетчерского управления энергосистемы, объединенных и единой энергосистем согласно оперативной принадлежности оборудования.

6.8.2. Сложные переключения, а также все переключения (кроме одиночных) на электроустановках, не оборудованных блокировочными устройствами или имеющих неисправные блокировочные устройства, должны выполняться по программам, бланкам переключений.

К сложным относятся переключения, требующие строгой последовательности операций с коммутационными аппаратами, заземляющими разъединителями и устройствами релейной защиты, противоаварийной и режимной автоматики.

Перечни сложных переключений, утверждаемых техническими руководителями соответствующих энергообъектов и главными диспетчерами органов оперативно-диспетчерского управления энергосистем, объединенных и единой энергосистем, должны храниться на их диспетчерских пунктах.

Перечни сложных переключений должны пересматриваться при изменении схемы, состава оборудования, устройств защиты и автоматики.

6.8.3. Для повторяющихся сложных переключений должны быть использованы типовые программы, бланки переключений.

При ликвидации технологических нарушений или для их предотвращения разрешается производить переключения без бланков переключений с последующей записью в оперативном журнале.

6.8.4. В программах и бланках переключений, которые являются оперативными документами, должны быть установлены порядок и последовательность операций при проведении переключений в схемах электрических соединений электроустановок и цепях РЗА.

Бланки переключений (типовые бланки) должен использовать оперативно-диспетчерский персонал, непосредственно выполняющий переключения.

Программы переключений (типовые программы) должны применять оперативные руководители при производстве переключений в электроустановках разных уровней управления и разных энергообъектов.

Степень детализации программ должна соответствовать уровню диспетчерского управления.

Лицам, непосредственно выполняющим переключения, разрешается применять программы переключений соответствующего диспетчера, дополненные бланками переключений.

Типовые программы и бланки переключений должны быть скорректированы при изменениях в главной схеме электрических соединений электроустановок, связанных с вводом нового оборудования, заменой или частичным демонтажем устаревшего оборудования, реконструкцией распределительных устройств, а также при включении новых или изменениях в установленных устройствах РЗА.

6.8.5. При планируемых изменениях схемы и режима работы единой, объединенных энергосистем, энергосистем, изменениях в устройствах РЗА производственными службами соответствующих органов оперативно-диспетчерского управления, в управлении которых находятся оборудование и устройства РЗА, должны быть заранее внесены необходимые изменения и дополнения в типовые программы и бланки переключений на соответствующих уровнях оперативного управления.

6.8.6. Все переключения на электростанциях и подстанциях должны выполняться в соответствии с инструкциями по производству переключений.

6.8.7. Переключения на электрооборудовании и в устройствах РЗА, находящихся в оперативном управлении вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала, должны производиться по распоряжению, а находящихся в его ведении - с его разрешения.

Переключения без распоряжения и разрешения вышестоящего оперативно-диспетчерского персонала, но с последующим его уведомлением разрешается выполнять в случаях, не терпящих отлагательства (несчастный случай, стихийное бедствие, пожар, авария).

При пожаре и ликвидации аварии оперативно-диспетчерский персонал должен действовать в соответствии с местными инструкциями и оперативным планом пожаротушения.

6.8.8. В распоряжении о переключениях должна быть указана последовательность операций в схеме электроустановки и цепях РЗА с необходимой степенью детализации, определяемой вышестоящим оперативно-диспетчерским персоналом.

Исполнителю переключений должно быть одновременно выдано не более одного задания на проведение оперативных переключений, содержащего операции одного целевого назначения.

6.8.9. Сложные переключения должны выполнять, как правило, два лица, из которых одно является контролирующим.

При выполнении переключений двумя лицами контролирующим, как правило, должен быть старший по должности, который, находясь на данном энергообъекте, помимо функций пооперационного контроля, должен осуществлять контроль за переключениями в целом. За правильностью переключений должны следить оба лица, производящих переключения.

При наличии в смене одного лица из числа оперативно-диспетчерского персонала контролирующим лицом может быть работник из административно-технического персонала, знающий схему данной электроустановки, правила производства переключений и допущенный к выполнению переключений распоряжением по энергообъекту.

Список лиц административно-технического персонала, имеющих право контролировать переключения, должен быть утвержден техническим руководителем энергообъекта и передан в соответствующий орган оперативно-диспетчерского управления.

При сложных переключениях допускается привлекать для операций в цепях РЗА третьего человека из персонала служб РЗА. Этот работник, предварительно ознакомленный с бланком переключения и подписавший его, должен выполнять каждую операцию по распоряжению лица, выполняющего переключения.

Все остальные переключения при наличии работоспособного блокировочного устройства могут быть выполнены единолично независимо от состава смены.

6.8.10. При исчезновении напряжения на электроустановке оперативно-диспетчерский персонал должен быть готов к его подаче без предупреждения.

6.8.11. Отключение и включение под напряжение и в работу присоединения, имеющего в своей цепи выключатель, должно производиться этим выключателем.

Разрешается отключение и включение отделителями, разъединителями, разъемными контактами соединений КРУ (КРУН):

нейтралей силовых трансформаторов 110-220 кВ; заземляющих дугогасящих реакторов 6-35 кВ при отсутствии в сети 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, а также зарядного тока присоединений с соблюдением требований нормативных документов.

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

Допускается отключение и включение трехполюсными разъединителями наружной установки при напряжении 10 кВ и ниже нагрузочного тока до 15 А.

Допускается дистанционное отключение разъединителями неисправного выключателя 220 кВ и выше, зашунтированного одним выключателем или цепочкой из нескольких выключателей других присоединений системы шин (схема четырехугольника, полуторная и т.п.), если отключение выключателя может привести к его разрушению и обесточению подстанции.

Допустимые значения отключаемых и включаемых разъединителями токов должны быть определены нормативными документами.

Порядок и условия выполнения операций для различных электроустановок должны быть регламентированы местными инструкциями.

6.8.12. Не допускается самовольно выводить из работы блокировки безопасности оперативно-диспетчерскому персоналу, непосредственно выполняющему переключения.

Деблокирование разрешается только после проверки на месте отключенного положения выключателя и выяснения причины отказа блокировки по разрешению и под руководством лиц, уполномоченных на это письменным указанием по энергообъекту.

В случае необходимости деблокирования составляется бланк переключений с внесением в него операций по деблокированию.

6.9. Переключения в тепловых схемах электростанций и тепловых сетей

6.9.1. Все переключения в тепловых схемах должны выполняться в соответствии с местными инструкциями по эксплуатации и отражаться в оперативной документации.

6.9.2. В случаях, не предусмотренных инструкциями, а также при участии двух и более смежных подразделений или энергообъектов переключения должны выполняться по программе.

Сложные переключения, описанные в инструкциях, также должны выполняться по программе.

6.9.3. К сложным относятся переключения:

в тепловых схемах со сложными связями;

длительные по времени;

на объектах большой протяженности;

редко выполняемые.

К редко выполняемым переключениям могут быть отнесены:

ввод основного оборудования после монтажа и реконструкции;

гидравлическое испытание оборудования и тепловых сетей;

изменения в схемах паропроводов свежего и отборного пара и питательных трубопроводов;

специальные испытания оборудования;

проверка и испытания новых нетрадиционных способов эксплуатации оборудования и т.п.

Степень сложности переключений и необходимость составления программы для их выполнения определяются техническим руководителем энергообъекта в зависимости от условий работы.

6.9.4. На каждом энергообъекте должен быть разработан перечень сложных переключений, утвержденный техническим руководителем. Перечень должен корректироваться с учетом ввода, реконструкции или демонтажа оборудования, изменения технологических схем и схем технологических защит и автоматики и т.п. Перечень должен пересматриваться 1 раз в 3 года. Копии перечня должны находиться на рабочем месте оперативно-диспетчерского персонала цеха и энергообъекта.

6.9.5. Техническим руководителем энергообъекта должен быть утвержден список лиц из административно-технического персонала, имеющих право контролировать выполнение переключений, проводимых по программам. Список должен быть скорректирован при изменении состава персонала. Копии списка должны находиться на рабочем месте оперативно-диспетчерского персонала цеха и энергообъекта.

6.9.6. В программе выполнения переключений должны быть указаны:

цель выполнения переключений;

объект переключений;

перечень мероприятий по подготовке к выполнению переключений;

условия выполнения переключений;

плановое время начала и окончания переключений, которое может уточняться в оперативном порядке;

в случае необходимости - схема объекта переключений (наименования и нумерация элементов объекта на схеме должны полностью соответствовать наименованиям и нумерации, принятым на объекте);

порядок и последовательность выполнения операций с указанием положения запорных и регулирующих органов и элементов цепей технологических защит и автоматики;

оперативно-диспетчерский персонал, выполняющий переключения;

персонал, привлеченный к участию в переключениях;

оперативно-диспетчерский персонал, руководящий выполнением переключений;

в случае участия в переключениях двух и более подразделений энергообъекта - лицо административно-технического персонала, осуществляющее общее руководство;

в случае участия в переключениях двух и более энергообъектов - лица из числа административно-технического персонала, ответственные за выполнение переключений на каждом энергообъекте, и лицо из числа административно-технического персонала, осуществляющее общее руководство проведением переключений;

функции лиц, указанных в программе;

перечень мероприятий по обеспечению проведения работ;

действия персонала при возникновении аварийной ситуации или положения, угрожающего жизни людей и целостности оборудования.

6.9.7. Программа утверждается техническим руководителем энергообъекта, а при выходе действия программы за рамки одного энергообъекта - техническими руководителями участвующих в программе энергообъектов.

6.9.8. Для повторяющихся переключений, указанных в п. 6.9.3 настоящих Правил, на энергообъектах должны применяться заранее составленные типовые программы.

Типовые программы должны пересматриваться 1 раз в 3 года и корректироваться с вводом, реконструкцией или демонтажем оборудования, изменением технологических схем и схем технологических защит и автоматики.

6.9.9. Программа переключений и типовые программы переключений применяются оперативно-диспетчерским персоналом и являются оперативными документами при выполнении переключений.

6.9.10. При наличии на объекте мнемосхемы все изменения отражаются на ней после окончания переключений.

6.9.11. Программы переключений должны храниться наравне с другой оперативной документацией.

6.10. Автоматизированные системы диспетчерского управления

6.10.1. Диспетчерские пункты всех уровней управления должны быть оснащены автоматизированными системами диспетчерского управления (АСДУ), которые должны обеспечивать решение задач оперативно-диспетчерского управления энергопроизводством, передачей и распределением электрической энергии и тепла и могут функционировать как самостоятельные системы или интегрироваться с АСУ энергосистем или АСУ ТП энергообъектов. Связанные между собой АСДУ разных уровней управления образуют единую иерархическую АСДУ единой энергосистемы в соответствии с иерархией диспетчерского управления.

6.10.2. Задачи оперативно-диспетчерского управления, решаемые с помощью АСДУ, в общем случае включают:

долгосрочное (среднесрочное) планирование режимов единой, объединенных энергосистем и энергосистем;

годовое планирование режимов основного генерирующего и сетевого оборудования;

расчеты пятилетних (годовых, квартальных, месячных) балансов электроэнергии и мощности;

расчеты режимов работы единой энергосистемы для определения области устойчивой (параллельной) работы и подготовку (корректировку) оперативных нормативных материалов, уставок противоаварийной автоматики (САОН/АЧР);

краткосрочное планирование режимов единой, объединенных энергосистем и энергосистем;

оперативное управление технологическими режимами единой энергосистемы в нормальных, критических, аварийных ситуациях в соответствии с нормативно-правовыми актами и правилами;

оперативное управление настройками и уставками автоматических систем, в том числе ввод (вывод) в ремонт;

оперативное управление схемой и режимами на электростанциях для обеспечения ремонтов оборудования, ввода (вывода) в резерв, оптимального использования резервов, балансировки режимов, синхронизации для восстановления параллельной работы энергосистем;

оперативное управление схемой и режимами на подстанциях для обеспечения ремонта оборудования, поддержание требуемого напряжения, контроль за предельными режимами;

автоматическое управление (АРЧМ и перетоков мощности, системы централизованного регулирования напряжения, централизованные системы противоаварийной автоматики, системы телеуправления оборудованием);

архивирование, анализ, отчетность в суточном, недельном, месячном, квартальном, годовом, пятилетнем разрезах;

оперативно-диспетчерскую информацию (параметры режима работы единой, объединенных энергосистем или энергосистемы, диспетчерские команды, информацию о выполнении диспетчерского графика, информацию о ходе выполнения ремонта, информацию оперативного журнала и др.);

нормативно-справочную информацию (информацию об оборудовании);

производственно-технологическую информацию (балансы электрической и тепловой энергии, запасы и расход топлива, гидроресурсов, технико-экономические показатели и др.).

Необходимый перечень и объем решаемых задач, а также способы их решения определяются исходя из иерархического уровня и функций данного органа диспетчерского управления с учетом обеспечения надежности и экономичности работы объекта управления.

6.10.3. В состав программно-технических средств АСДУ должны входить:

подсистема диспетчерского управления и сбора данных (оперативно-информационный комплекс (ОИК));

подсистема задач планирования и оперативного управления режимами единой, объединенных

энергосистем или энергосистемы;

подсистема сервиса базы данных, предназначенная для обслуживания других подсистем АСДУ в части хранения и предоставления доступа к информации;

подсистема сбора и передачи информации (ССПИ).

6.10.4. Оперативно-информационный комплекс (ОИК) - это программно-аппаратный комплекс, предназначенный для надежного получения данных о текущем режиме энергетической системы (единой, объединенной), высокопроизводительной обработки поступающей информации и выдачи оперативному персоналу всех изменений режима, состояния оборудования и аварийно-предупредительных сообщений в темпе поступления информации.

ОИК должен обеспечивать возможность производства операций дистанционного управления и регулирования как по команде диспетчера, так и по командам, выработанным специализированными программами, включая подсистемы автоматического управления частотой и перетоками мощности.

ОИК должен включать в себя функции, обеспечивающие безопасное проведение ремонтно-восстановительных работ в энергосистеме, поддержание баланса мощности и ведение согласованного режима.

ОИК должен обеспечивать архивирование заданного набора оперативной информации, включая данные о режиме энергосистемы, произошедших событиях, действиях операторов, диспетчеров и других пользователей на указанную глубину.

ОИК должен предоставлять пользователям удобный и единообразный графический интерфейс.

Структура и состав конкретных ОИК могут быть различными в зависимости от уровня иерархии, функций, объема обрабатываемой информации, но при этом должны обеспечиваться:

Требования к полноте данных:

ОИК должен обеспечивать прием и обработку параметров всех элементов электрической схемы. Для функционирования ОИК должна быть обеспечена передача данных о состоянии и параметрах режима всех элементов электрической сети объекта управления. Минимально необходимый объем телеинформации, поступающей в ОИК, должен обеспечивать оперативный контроль в реальном времени за состоянием и параметрами оборудования, находящегося в оперативном управлении и ведении персонала конкретного диспетчерского пункта. Оптимальный объем телеинформации должен обеспечивать наблюдаемость расчетной схемы модели реального времени контролируемой электрической сети.

Требования к функциональности:

функции приема и передачи данных (обеспечение связи с устройствами телемеханики, телеуправления, телерегулирования; телекоммуникационный обмен данными между центрами диспетчерского управления с интерфейсом, заданным на верхнем уровне управления; прием и передача данных по состоянию и управлению устройствами РЗА, локальной автоматики и т.д.);

функции обработки принятых данных (преобразование потока данных и приведение его к принятой системе величин; достоверизация информации; обработка данных для получения производных характеристик параметров; обработка данных для синтеза и актуализации расчетных моделей);

функции хранения и архивирования данных (управление наполнением архивов данным (глубина и цикличность); администрирование архивов (копирование, восстановление и др.); сервис доступа к системе архивирования данных (внешний программный интерфейс с учетом политики безопасности и надежности, в том числе импорт/экспорт данных); хранение и архивирование истории изменений информационной модели (НСИ);

функции администрирования и управления (единая система обработки событий, оповещения и журналирования; управление единым временем; контроль и диагностирование программно-аппаратного комплекса ОИК, а также средств коммуникации; управление конфигурацией ОИК; управление состоянием и ресурсами ОИК и др.);

функции технологических приложений (ведение режима согласно диспетчерскому графику; мониторинг режима; ведение оперативного журнала; информационное обеспечение ремонтных работ и переключений в сети; контроль и управление напряжением; автоматическое регулирование частоты и перетоков мощности; контроль за состоянием противоаварийной

автоматики (ПА); оперативное прогнозирование режима; оперативная оценка надежности режима; сбор и обработка данных "быстрых" процессов (аварийных режимов) и др.).

Требования к удобству и простоте использования:

удобство и интуитивно понятный пользовательский интерфейс;

максимальное приближение текстов и терминов интерфейсов к предметной области;

наличие интерактивных обучающих средств и материалов для облегчения освоения системы;

продуманная и развитая документация для пользователей разных уровней.

Требования к надежности:

коэффициент готовности ОИК должен быть не менее 99,98%;

среднее время восстановления полной работоспособности ОИК не должно составлять более 4 часов;

должна быть обеспечена способность ОИК к постепенной деградации (сохранение работоспособности комплекса с понижением качества при отказе отдельных элементов технических или программных средств).

Требования к производительности:

разрешающая способность при определении времени коммутации - не более 1 секунды;

полный цикл обработки информации от поступления параметра в ОИК до архивирования и предоставления информации локальным пользователям - не более 5 секунд.

6.10.5. Подсистема задач планирования и оперативного управления режимами единой, объединенных энергосистем или энергосистемы включает задачи прогнозирования, планирования, в том числе "на сутки вперед", подготовку управляющих воздействий, анализ прошедших режимов с различных точек зрения, моделирование объекта для подготовки персонала. Подсистема должна предоставлять пользователям удобный и единообразный графический интерфейс ко всем реализованным функциям. Любые новые функции, базирующиеся на работе с расчетными моделями энергосистемы, должны относиться к данной подсистеме. Должны обеспечиваться:

Требования к полноте данных:

исходные данные должны полностью обеспечивать расчетную модель в объеме, необходимом для реализации всех функций данной подсистемы.

Требования к функциональности:

планирование режима;

ведение и управление режимом;

анализ режима;

моделирование объекта управления для подготовки оперативного персонала;

функции администрирования и управления.

Требования к удобству и простоте использования:

удобство и интуитивно понятный пользовательский интерфейс;

максимальное приближение текстов и терминов интерфейсов к предметной области;

наличие интерактивных обучающих средств и материалов для облегчения освоения системы;

продуманная и развитая документация для пользователей разных уровней.

Требования к надежности:

в части планирования и анализа режима коэффициент готовности данной подсистемы должен быть не менее 99%;

в части ведения и управления режимом коэффициент готовности данной подсистемы должен быть не менее 99,98%;

требования к точности расчетов в данной подсистеме должны определяться на следующем уровне декомпозиции для каждой функции и каждого уровня диспетчерского управления отдельно.

6.10.6. Программные средства всех подсистем АСДУ должны состоять из стандартного и прикладного программного обеспечения. Стандартное программное обеспечение должно соответствовать современному мировому уровню, и в обязательном порядке быть лицензионным. Прикладное программное обеспечение, реализующее основные функции подсистемы диспетчерского управления и сбора данных (ОИК), должно быть аттестовано уполномоченными организациями на проведение экспертизы средств АСДУ.

6.10.7. В состав подсистемы ССПИ должны входить:

измерительные преобразователи;

системы телемеханики:

- передающие устройства (КП);

- приемно-передающие устройства (ПУ, ЦППС);

- каналы телемеханики;

каналы межуровневого обмена для передачи данных;

оконечное оборудование каналов связи;

активное и пассивное сетевое оборудование ЛВС.

Подсистема ССПИ должна обеспечивать:

передачу телеинформации между энергообъектами и ОИК соответствующего пункта диспетчерского управления, а также между ОИК смежных уровней управления по двум взаиморезервируемым каналам;

межуровневый обмен данными между ОИУК смежных уровней диспетчерского управления;

межуровневый обмен данными между другими подсистемами АСДУ смежных уровней диспетчерского управления.

6.10.8. Программно-аппаратные комплексы всех подсистем АСДУ должны быть оборудованы системами гарантированного электропитания. Исправность систем электропитания должна периодически проверяться по графику, утвержденному главным диспетчером (начальником диспетчерской службы) энергообъекта.

6.10.9. Программно-аппаратные комплексы всех подсистем АСДУ должны размещаться в специальных помещениях, отвечающих требованиям технических условий на оборудование и технические средства, оснащенных средствами пожарной сигнализации и пожаротушения и обеспечивающих разграничение доступа персонала (в соответствии с требованиями защиты от несанкционированного доступа). Способ выполнения цепей ввода-вывода информации, защитные заземления и заземления информационных цепей должны обеспечивать помехозащищенность систем.

6.10.10. Вывод из работы отдельных элементов подсистем АСДУ должен проводиться по оперативной заявке с разрешения диспетчера, в ведении которого они находятся.

6.11. Средства диспетчерского и технологического управления

6.11.1. Диспетчерские центры, энергосистемы, электрические и тепловые сети, электростанции должны быть оснащены средствами СДТУ в соответствии с нормами технологического проектирования диспетчерских пунктов и узлов СДТУ энергосистем, руководящими указаниями по выбору объемов информации, проектированию систем сбора и передачи информации в энергосистемах и другими действующими нормативными документами.

Эксплуатация СДТУ должна обеспечивать постоянное их функционирование и готовность к действию при установленном качестве передачи информации в нормальных и аварийных режимах.

6.11.2. Ведомственные диспетчерские пункты электрифицированных железных дорог, газо- и нефтепроводов, промышленных предприятий должны иметь необходимые средства связи и телемеханики с диспетчерскими центрами (пунктами) электроэнергетики, в объеме, согласованном с диспетчерскими центрами (пунктами) электроэнергетики. Информация с абонентских подстанций напряжением 35 кВ и выше должна передаваться в зависимости от конкретных условий как на ведомственные диспетчерские пункты, так и на диспетчерские центры электроэнергетики. Объемы и направления передаваемой информации с абонентских подстанций должны быть согласованы с диспетчерскими центрами (пунктами) соответствующих уровней управления.

6.11.3. Аппаратура СДТУ, установленная в диспетчерских центрах различных уровней управления, должна быть закреплена за службами телемеханики и связи, службами (предприятиями, подразделениями) СДТУ соответствующего уровня управления и эксплуатироваться ими. Аппаратура СДТУ, установленная на объектах всех уровней управления электроэнергетики, должна быть закреплена за соответствующими подразделениями этих объектов и эксплуатироваться ими. Аппаратура СДТУ, установленная на контролируемых энергообъектах, должна эксплуатироваться персоналом, обслуживающим СДТУ данного объекта.

6.11.4. Техническое обслуживание и поверка датчиков (преобразователей) телеизмерений, включаемых в цепи вторичных обмоток трансформаторов тока и напряжения, а также измерительных приборов средств СДТУ должны производиться персоналом соответствующих служб РЗА (ЭТЛ) и метрологического обеспечения.

6.11.5. Персонал служб (предприятий, подразделений) СДТУ низшего уровня управления субъектов электроэнергетики должен находиться в оперативном подчинении соответствующих служб верхнего уровня в части эксплуатации оборудования СДТУ, находящегося в его оперативном управлении (ведении).

6.11.6. Техническая эксплуатация магистральных кабельных линий связи, радиорелейных линий (РРЛ) прямой видимости, а также волоконно-оптических линий связи, проложенных в грунте, должна быть организована в соответствии с правилами технической эксплуатации первичных сетей связи.

6.11.7. Техническая эксплуатация волоконно-оптических линий связи, размещенных на опорах линий электропередачи, должна быть организована в соответствии с правилами проектирования, строительства и эксплуатации волоконно-оптических линий связи на воздушных линиях электропередачи 110 кВ и выше.

6.11.8. Техническая эксплуатация оборудования систем высокочастотной связи по ВЛ должна быть организована в соответствии с нормативными документами электроэнергетики.

6.11.9. Оперативное и техническое обслуживание СДТУ должно быть обеспечено:

- центральными узлами средств управления, принадлежащих органам диспетчерского управления соответствующего уровня, энергосистемам, электростанциям;

- местными узлами средств управления предприятий, эксплуатирующих электрические сети, и электростанций;

- лабораториями, входящими в состав служб (предприятий) СДТУ.

В целях обеспечения бесперебойной работы СДТУ на узлах всех уровней управления должно быть организовано круглосуточное дежурство оперативного персонала. Центральные и местные узлы средств управления должны быть оснащены вводно-коммутационными, измерительными и проверочными устройствами, а также обеспечены инструментом, материалами и запасными частями.

6.11.10. Средства оперативно-диспетчерского и технологического управления должны быть обеспечены гарантированным электропитанием в соответствии с действующими нормативными документами.

6.11.11. Ввод в работу и эксплуатация радиорелейных линий и средств радиосвязи (УКВ и КВ радиостанций) должны быть организованы в соответствии с действующими нормативными документами.

6.11.12. Структура и качественные показатели производственных телефонных сетей всех уровней должны соответствовать действующим отраслевым нормативным документам по системам автоматизированной телефонной связи электроэнергетики и министерства связи. Присоединение автоматизированной телефонной сети связи электроэнергетики к взаимоувязанной сети связи должно осуществляться в соответствии с правилами присоединения ведомственных и выделенных сетей электросвязи к сети электросвязи общего пользования.

6.11.13. Порядок охраны линий и сооружений связи на сетях электроэнергетики должен обеспечиваться в соответствии с правилами охраны линий и сооружений связи Российской Федерации.

6.11.14. Устройства проводной связи должны быть защищены от опасных и мешающих влияний электроустановок высокого напряжения в соответствии с действующими нормативными документами.

6.11.15. Порядок и периодичность измерений мешающих воздействий и помех, а также порядок действия персонала узлов связи при превышении допустимых значений мешающих влияний или помех должны быть установлены местными инструкциями.

6.11.16. Измеренные значения напряженности поля радиопомех, создаваемых линиями электропередачи и подстанциями, должны соответствовать нормам допускаемых индустриальных радиопомех.

6.11.17. На линиях электропередачи, по которым организованы высокочастотные каналы связи и телемеханики, при работах, требующих наложения заземления, должны применяться переносные заземляющие высокочастотные заградители.

6.11.18. Плановый и аварийный вывод из работы СДТУ должен оформляться оперативной или аварийной заявкой.

6.11.19. Устройства телеуправления должны исключать возможность ложного отключения (включения) управляемого оборудования при повреждении любого элемента этих устройств. На сборках зажимов устройств и панелей телемеханики зажимы, случайное соединение которых может вызвать отключение или включение оборудования, не должны располагаться рядом.

6.11.20. Способ выполнения и режим эксплуатации электрических цепей от датчиков (преобразователей) телеизмерений и телесигнализации до устройств сбора, обработки и передачи информации должны исключать помехи, приводящие к искажению этой информации.

6.11.21. Сопротивление изоляции выходных цепей телеуправления и цепей питания устройств телемеханики напряжением 220 В должно измеряться мегомметром 1000-2500 В и быть не ниже 10 МОм.

6.11.22. Для вывода из работы цепей формирования команд и выходных цепей телеуправления на электростанциях, подстанциях и диспетчерских центрах должны применяться специальные общие ключи или отключающие устройства. При формировании команд телеуправления с компьютеризованного рабочего места диспетчера должны использоваться надежные программные способы вывода из работы функции формирования команд телеуправления.

6.11.23. Персонал производственных подразделений, обслуживающий СДТУ, должен периодически осматривать аппаратуру в соответствии с производственными инструкциями, обращая особое внимание на правильность положения переключающих устройств и состояние сигнализации неисправностей.

6.11.24. Оборудование СДТУ должно иметь маркировку в соответствии с исполнительными схемами. На аппаратуре должна быть надпись с указанием коммутационного устройства источника электропитания.

6.11.25. Полные, частичные проверки и ремонт СДТУ должны выполняться по утвержденному графику, согласованному с диспетчерскими службами и вышестоящими эксплуатационными подразделениями СДТУ (в соответствии с оперативной принадлежностью СДТУ).

6.11.26. Все неисправности и неправильные действия СДТУ должны немедленно устраняться, учитываться и анализироваться в установленном порядке.

В случае неправильного действия устройств, их повреждения или отклонения параметров от нормированных показателей должны проводиться дополнительная проверка и устранение указанных нарушений с уведомлением диспетчера и вышестоящего эксплуатационного подразделения СДТУ.

6.12. Автоматизированные системы контроля и учета электрической энергии и мощности (АСКУЭ)

6.12.1. В целях обеспечения эффективности оперативно-технологического и оперативно-коммерческого управления режимами работы единой, объединенных энергосистем и энергосистем должны максимально использоваться АСКУЭ.

6.12.2. Автоматизированные системы контроля и учета электрической энергии и мощности должны обеспечивать получение данных о средних 30-минутных (коммерческих) значениях электрической мощности и об учтенной электроэнергии по зонам суток за календарные сутки и накопительно за заданный отрезок времени (неделю, месяц, год и т.д.).

6.12.3. Автоматизированные системы контроля и учета электрической энергии и мощности должны быть метрологически аттестованы органами государственного стандарта в соответствии с действующими нормативными документами.

6.12.4. Функционирование АСКУЭ и мощности должно обеспечиваться на основе сбора и передачи информации от энергообъектов по структуре, соответствующей, как правило, структуре системы сбора и передачи информации АСДУ: энергообъект - энергосистема - объединенное диспетчерское управление - центральное диспетчерское управление.

6.12.5. Автоматизированные системы контроля и учета электрической энергии и мощности на всех уровнях управления должны быть защищены от несанкционированного доступа к информации и ее произвольного изменения как путем пломбирования отдельных элементов, так и программными средствами.

6.12.6. На всех межсистемных (между субъектами рынка) ВЛ напряжением 110 кВ и выше и всех ВЛ 220-1150 кВ учет электроэнергии должен выполняться на обоих концах ВЛ.

6.12.7. В условиях эксплуатации должна обеспечиваться работа измерительных трансформаторов в требуемом классе точности. В схемах учета на всех ВЛ напряжением 110 кВ и выше должны применяться трехфазные трехэлементные счетчики электроэнергии с трансформаторами тока в каждой фазе. На каждую единицу учета должен быть заведен паспорт-протокол.

6.12.8. Автоматизированные системы контроля и учета электрической энергии и мощности на всех уровнях должны быть оснащены системами точного астрономического времени и гарантированным электропитанием.

6.12.9. Исходными нормативными документами для схемы коммерческого учета на рынке электрической энергии и мощности являются действующие правила работы рынка и договоры (контракты) на поставку (покупку) электроэнергии и мощности между субъектами рынка. При этом должен обеспечиваться учет количества переданной (полученной) электрической энергии и мощности, а также инструментальное определение потерь электроэнергии при ее передаче. Учет должен обеспечивать получение данных по сальдо перетокам субъектов рынка, выработке, отпуску и потреблению, а также по межгосударственным перетокам.

---

*(1) Здесь и ниже приведено номинальное значение давления пара на выходе из котла в соответствии с действующими государственными стандартами.

*(2) Указание о немедленном останове здесь и далее следует понимать буквально, т.е. в таких ситуациях оперативный персонал должен действовать самостоятельно, без согласования своих действий с руководством цеха.

*(3) Под недопустимым повышением или понижением параметров здесь и далее понимаются указанные в местных инструкциях предельные значения, соответствующие уставкам защиты.

*(4) Данный режим не распространяется на энергоблоки, которые по решению органов диспетчерского управления соответствующего уровня должны эксплуатироваться на номинальном давлении.

*(5) Нормы качества пара и воды здесь и ниже по содержанию соединений натрия, железа и меди даны в пересчете, соответственно, на Na, Fe, Cu, аммиака и его соединений - в пересчете на NHз,

кремниевой кислоты - в пересчете на SiO_2, фосфатов - в пересчете на PO_4(3); удельная электрическая проводимость приведена для Н-катионированной или дегазированной пробы в пересчете на 25°С, значение pH - также в пересчете на 25°С.

*(6) Удельная электрическая проводимость дегазированной пробы пара указана для тех электростанций, где установлены кондуктометры с дегазацией пробы, в том числе солемеры ЦКТИ с малогабаритным солеконцентратором, снабженным соответствующей иглой.

*(7) При наличии в возвращаемом конденсате потенциально кислых или щелочных соединений он не должен приниматься электростанцией.

*(8) Карбонатный индекс $И_к$ - предельное значение произведения общей щелочности и кальциевой жесткости воды (мг-экв/дм3)2, выше которого протекает карбонатное накипеобразование с интенсивностью более 0,1 г/(м2 х ч).

*(9) Нормативный срок службы (парковый ресурс, назначенный или расчетный срок службы) определяется нормативными документами.

*(10) За исключением баллонов, установленных после блоков очистки сжатого воздуха.

*(11) Установки напряжением 6 кВ и выше и частотой 50 Гц, предназначенные для выработки реактивной мощности и регулирования напряжения.

*(12) В данном и последующих пунктах настоящего раздела слова "не реже" означают, что конкретные сроки выполнения данного мероприятия в пределах, установленных настоящими Правилами, должны быть определены техническим руководителем энергообъекта.