ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО АТОМНОЙ ЭНЕРГИИ

Федеральное государственное унитарное предприятие
«Российский государственный концерн по производству
электрической и тепловой энергии на атомных станциях»
ФГУП концерн «РОСЭНЕРГОАТОМ»

Приложение к приказу
ФГУП концерн «Росэнергоатом»
от 06.12.2007 г. № 1254

ОСНОВНЫЕ ПРАВИЛА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ АТОМНЫХ СТАНЦИЙ

СТО 1.1.1.01.0678-2007

Издательство «РепроЦентр М»
МОСКВА • 2008

экспериментальной документации

ПРЕДИСЛОВИЕ

I РАЗРАБОТАН Филиалом ФГУП концерн «Росэнергоатом» — Научнотехническим центром по аварийно-техническим работам (НТЦ АТР)

II ВНЕСЕН Производственно-техническим департаментом

III ПРИНЯТ И ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ Приказом ФГУП концерн «Росэнергоатом» от 06.12.2007 № 1254

IV ВЗАМЕН РД ЭО 0348-02

СОДЕРЖАНИЕ

1 Область применения **1**

2 Нормативные ссылки **2**

3 Сокращения **7**

4 Предпусковые наладочные работы. Приемка в эксплуатацию энергоблока АС **11**

5 Организация эксплуатации АС **22**

5.1 Задачи и организационная структура 22

5.2 Обеспечение качества 26

5.3 Техническое обслуживание, ремонт, модернизация и управление ресурсными характеристиками оборудования АС 30

5.4 Распространение и использование опыта эксплуатации АС. 31

5.5 Инспекции и контроль эксплуатирующей организации за обеспечением качества и выполнением требований правил и норм в области использования атомной энергии 33

5.6 Контроль за эффективностью работы АС 35

5.7 Контроль за состоянием металла 36

5.8 Метрологическое обеспечение. 38

5.9 Сбор, хранение, транспортировка и захоронение радиоактивных отходов, дезактивация 43

6 Продление срока эксплуатации действующего энергоблока АС. Вывод из эксплуатации энергоблока АС **47**

6.1 Принятие решения 47

6.2 Продление срока эксплуатации энергоблока АС 47

6.3 Вывод из эксплуатации энергоблока АС 50

7 Обеспечение безопасности при эксплуатации АС 53

7.1 Общие положения 53

7.2 Система физических барьеров 54

7.3 Система технических и организационных мер 55

7.4 Культура безопасности 55

7.5 Самооценка эксплуатационной безопасности 56

7.6 Ядерная безопасность 57

7.7 Радиационная безопасность. 63

7.8.Охрана труда 68

7.9 Пожарная безопасность 72

7.10 Охрана окружающей среды 73

7.11 Физическая защита ядерных материалов, ядерных установок и пунктов хранения ядерных материалов на АС 76

7.12 Предупреждение и ликвидация чрезвычайных ситуаций на АС. 79

8 Техническая документация 82

9 Подбор, подготовка и поддержание квалификации персонала 90

10 Требования к зданиям, сооружениям, оборудованию и технологическим процессам 92

10.1 Территория 92

10.2 Производственные здания, сооружения, санитарно-технические устройства 95

10.3 Гидротехнические сооружения и водное хозяйство АС. 97

10.3.1 Гидротехнические сооружения и их механическое оборудование 97

10.3.2 Водное хозяйство атомных станций, гидрологическое и метеорологическое обеспечение 105
10.3.3 Техническое водоснабжение 109
10.4 Тепломеханическое оборудование АС и тепловых сетей. 111
10.4.1 Топливно-транспортное хозяйство 111
10.4.2 Прием, хранение и подготовка к сжиганию жидкого топлива 113
10.4.3 Котельные установки 116
10.4.4 Паротурбинные установки 121
10.4.5 Водоподготовка и водно-химический режим 134
10.4.6 Химический контроль. 137
10.4.7 Трубопроводы и арматура. 139
10.4.8 Теплофикационные установки 143
10.4.9 Тепловые сети 147
10.5 Автоматизированные системы управления технологическими процессами атомных станций, тепловая автоматика и измерения 156
10.6 Специальное оборудование АС 163
10.6.1 Ядерное топливо. Транспортно-технологические операции. 163
10.6.2 Реакторная установка 167
10.6.3 Вентиляция и система удаления газообразных радиоактивных отходов. 176
10.7 Электрическое оборудование АС 178
10.7.1 Генераторы 178
10.7.2 Электродвигатели 191
10.7.3 Силовые трансформаторы и масляные реакторы 194

10.7.4 Распределительные устройства 201
10.7.5 Аккумуляторные батареи 209
10.7.6 Силовые кабельные линии 212
10.7.7 Релейная защита и электроавтоматика 217
10.7.8 Заземляющие устройства 225
10.7.9 Защита от перенапряжений 227
10.7.10 Средства электрических измерений 235
10.7.11 Освещение. 237
10.7.12 Система аварийного электроснабжения . . . 239
10.7.13 Электролизные установки. 242
11 Оперативно-диспетчерское управление производством и потреблением тепловой и электрической энергии 247
11.1 Оператовно-диспетчерское управление в ЕЭС . . . 247
11.1.1 Общие задачи и организация управления энергообъектами 247
11.1.2 Планирование режима работы энергообъектов 250
11.1.3 Управление режимом работы энергообъектов 254
11.1.4. Управление оборудованием энергообъектов 257
11.1.5 Предупреждение и ликвидация нарушений в энергосистеме, тепловой сети 260
11.1.6 Требования к оперативным электрическим схемам энергообъектов. 262
11.1.7 Оперативный персонал энергобъектов. 264
11.1.8 Средства диспетчерского и технологического управления энергообъектами 268
11.2 Организация Комплексной системы связи управления эксплуатацией и противоаварийными действиями на АС 271

11.3 Контроль и учет электрической энергии и мощности. 276
11.4 Ведение оперативных переговоров 278
11.5 Оперативные переключения на АС 280
11.5.1 Общие требования к оперативным переключениям, выводу из работы и вводу в работу оборудования 280
11.5.2 Переключения в электрических установках 285
11.5.3 Переключения в технологических схемах 287
11.5.4 Переключения в схемах тепловой автоматики и измерений 289
Библиография **291**

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

ОСНОВНЫЕ ПРАВИЛА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ АТОМНЫХ СТАНЦИЙ

СТО 1.1.1.01.0678–2007

Дата введения — 2008-01-07

1 ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ

Настоящий стандарт организации «Основные правила обеспечения эксплуатации атомных станций» (далее — стандарт) устанавливает основные требования к организации и ведению безопасной, надежной и экономичной эксплуатации атомных станций (АС).

Детализированные требования к оборудованию, процедурам (документации), процессам и персоналу АС устанавливаются нормативными документами ФГУП концерн «Росэнергоатом» (далее — эксплуатирующая организация) — стандартами организации (СТО) и руководящими документами (РД ЭО), а также введенными в действие в эксплуатирующей организации национальными стандартами и нормативными правовыми актами федеральных органов исполнительной власти.

Настоящий стандарт обязателен для атомных станций, научно-исследовательских институтов, конструкторских, проектных, строительно-монтажных, ремонтных и наладочных организаций, выполняющих работы и предоставляющих услуги для атомных станций.

Настоящий стандарт не отменяет требования общих и специальных технических регламентов, других нормативных правовых актов в области использования атомной энергии и действующих в эксплуатирующей организации нормативных документов.

В настоящем стандарте приведены термины по НП-001-97.

2 НОРМАТИВНЫЕ ССЫЛКИ

В настоящем стандарте использованы ссылки на следующие нормативные документы:

НП-001-97. Общие положения обеспечения безопасности атомных станций (ОПБ-88/97);

НП-005-98. Положение о порядке объявления аварийной обстановки, оперативной передачи информации и организации экстренной помощи АС в случае радиационно-опасных ситуаций, утвержденное постановлением Госатомнадзора России от 30.08.02 № 8;

НП-006-98. Требования к содержанию отчета по обоснованию безопасности АС с реакторами типа ВВЭР;

НП-011-99. Требования к программе обеспечения качества для атомных станций;

НП-012-99. Правила обеспечения безопасности при выводе из эксплуатации блока атомной станции;

НП-015-2000. Типовое содержание плана мероприятий по защите персонала в случае аварии на атомной станции;

НП-017-2000. Основные требования к продлению срока эксплуатации блока атомной станции;

НП-018-2005. Требования к содержанию отчета по обоснованию безопасности АС с реакторами на быстрых нейтронах;

НП-030-05. Основные правила учета и контроля ядерных материалов;

НП-031-01. Нормы проектирования сейсмостойких атомных станций;

НП-032-01. Размещение атомных станций. Основные критерии и требования по обеспечению безопасности;

НП-044-03. Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением, для объектов использования атомной энергии;

НП-045-03. Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды для объектов использования атомной энергии;

ОСПОРБ-99. Основные санитарные правила обеспечения радиационной безопасности, утвержденные Главным государственным санитарным врачом Российской Федерации 27.12.99;

ПНАЭ Г-1-024-90. Правила ядерной безопасности реакторных установок атомных станций (ПБЯ РУ АС-89);

ПНАЭ Г-1-004-87. Типовое содержание технического обоснования безопасности реакторной установки (для блока №3 Калининской АЭС и блока №2 Ростовской АС (ТС ТОБ РУ-87);

ПНАЭ Г-002-87. Нормы расчета на прочность оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок;

ПНАЭ Г-7-008-89. Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок;

ПНАЭ Г-9-026-90. Общие положения по устройству и эксплуатации систем аварийного электроснабжения атомных станций;

ПНАЭ Г-10-012-89. Нормы расчета на прочность стальных защитных оболочек атомных станций;

РБ-013-2000. Требования к содержанию программы вывода из эксплуатации блока атомной станции;

СП.2.6.1.28-2000. Правила радиационной безопасности при эксплуатации атомных станций (ПРБ АС-99);

СП 2.6.1.758-99. Нормы радиационной безопасности (НРБ-99);

СП АС-03. Санитарные правила проектирования и эксплуатации атомных станций

ГОСТ 2.601-95. Единая система конструкторской документации. Эксплуатационные документы;

ГОСТ 2.602-95. Единая система конструкторской документации. Ремонтные документы;

ГОСТ 2.604-2000. Единая система конструкторской документации. Чертежи ремонтные. Общие требования;

ГОСТ 12.0.004-90. Система стандартов безопасности труда. Организация обучения безопасности труда. Общие положения;

ГОСТ 14202-69. Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки;

ГОСТ 24277-91. Установки паротурбинные стационарные для атомных электростанций. Общие технические условия;

ГОСТ 23 118-99. Конструкции стальные строительные;

ГОСТ Р 8.563-96. Государственная система обеспечения единства измерений. Методики выполнения измерений;

ГОСТ Р 8.565-96. Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение эксплуатации атомных станций. Основные положения;

ГОСТ Р 51232-98. Вода питьевая. Общие требования к организации и методам контроля качества;

СанПиН 2.1.4.1074-01. Питьевая вода. Гигиенические требования к качеству воды централизованных систем питьевого водоснабжения. Контроль качества;

СНиП 2.01.51-90. Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны;

СНиП 2.04.01-85. Внутренний водопровод и канализация зданий;

СНиП 11-01-2002. Инструкция о порядке разработки, согласования, утверждения и составе проектной документации на строительство предприятий, зданий и сооружений;

СНиП 11-02-96. Инженерные изыскания для строительства. Основные по ложения;

СНиП 12-03-2001. Безопасность труда в строительстве. Общие требования;

СНиП 41-02-2003. Тепловые сети;

Документ. Организация работы с персоналом на атомных станциях, утвержденный приказом Росатома от 15.02.2006 № 60;

Документ. Перечень и содержание документов, составляющих инвестиционный проект продления срока эксплуатации энергоблоков атомных станций, утвержденный приказом Росатома от 09.02.2005 № 55;

СППНАЭ –93. Основные требования к разработке технико-экономического обоснования строительства атомной станции. Положение о порядке выбора площадки строительства, утвержденные приказом Минатома России от 01.11.94 № 471;

РД-04-02-2006. Требования к составу комплекта и содержанию документов, обосновывающих безопасность в период дополнительного срока эксплуатации блока АС;

РД-04-27-2006. Требования к составу комплекта и содержанию документов, обосновывающих обеспечение ядерной и радиационной безопасности ядерной установки, пункта хранения, радиационного источника и/или заявленной деятельности (для атомных станций);

РД 153-34.0-45.512. Типовая инструкция по эксплуатации газомасляной системы водородного охлаждения генераторов;

РД 34.30.310. Методические указания по проверке и испытаниям автоматических систем регулирования и защит паровых турбин;

РД 34.45-51.300-97. Объем и нормы испытаний электрооборудования;

РД 95 10524-00. Положение о паспорте метрологической службы атомной станции. Порядок составления и ведения;

РД 95 10525-2000. Инструкция по составлению номенклатурных перечней средств измерений, находящихся в эксплуатации на атомных станциях и подлежащих поверке, калибровке, а также переводимых в разряд индикаторов;

Руководство по техническому обслуживанию резервных дизельных электрических станций Минатомэнерго СССР, утвержденное Минатомэнерго СССР 28.12.88;

СО 153-34.03.603-2003. Инструкция по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках;

СО 153-34.20.518-2003. Типовая инструкция по защите теплових сетей от наружной коррозии;

СП ПНАЭ-4.1-87. Основные требования по составу и объему изысканий при выборе пункта и площадки АЭС, утвержденные Минатомэнерго СССР в 1989 г.;

Инструкция по эксплуатации и техническому обслуживанию агрегатов бесперебойного питания на атомных станциях, утвержденная приказом концерна Росэнергоатом от 26.01.99 № 18;

РД ЭО 0007-2005. Типовая инструкция по эксплуатации производственных зданий и сооружений атомных станций;

РД ЭО 0052-00. Дизель-генераторные установки атомных станций. Общие технические требования;

РД ЭО 0069-97. Правила организации технического обслуживания и ремонта систем и оборудования атомных станций;

РД ЭО 0085-97. Техническое обслуживание и ремонт систем и оборудования атомных станций. Нормативная продолжительность ремонта энергоблоков АС;

РД ЭО 0086-97. Техническое обслуживание и ремонт систем и оборудования атомных станций. Обеспечение качества. Основные положения;

РД ЭО 0127-98. Техническое обслуживание и ремонт систем и оборудования атомных станций. Правила организации работ со вскрытием оборудования;

РД ЭО 0134-01. Положение о системе управления охраной труда предприятия, организации концерна «Росэнергоатом»;

РД ЭО 0145-99. Инструкция. Порядок составления, согласования и утверждения перечней методик выполнения измерений, применяемых на атомных станциях;

РД ЭО 0158-99. Инструкция. Порядок составления, согласования и утверждения перечней проектной, конструкторской и технологической документации атомных станций, относящихся к сфере метрологического обеспечения;

РД ЭО 0202-00. Первичная калибровка средств измерений. Организация и порядок проведения;

РД ЭО 0214-2005. Общее руководство по качеству;

РД ЭО 0274-01. Технические требования к поверочным лабораториям атомных станций;

РД ЭО 0296-01. Методические указания по составлению технического отчета об эффективности и тепловой экономичности работы атомной электростанции;

РД ЭО 0318-01. Метрологическое обеспечение неразрушающего контроля и диагностики на атомных станциях. Основные положения;

РД ЭО 0329-01. Организация технического обслуживания, эксплуатации и строительства средств диспетчерского и технологического управления на объектах атомной энергетики. Общие положения;

РД ЭО 0431-02. Положение об аттестации персонала метрологических служб АС. Организация и порядок проведения;

РД ЭО 0466-03. Основные правила обеспечения охраны окружающей среды атомных станций (без учета радиационного фактора);

РД ЭО 0470-05. Положение о проверке готовности АЭС к локализации и ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера;

РД ЭО 0494-03. Положение о расследовании незапланированного или аварийного облучения персонала филиалов концерна «Росэнергоатом»;

РД ЭО 0516-04. Положение о метрологической службе концерна «Росэнергоатом»;

СТ ЭО 0143-2005. Положение о годовых отчетах по оценке состояния безопасности при эксплуатации энергоблоков АС;

СТ ЭО 0542-2006. Стандарт эксплуатирующей организации. Порядок организации и проведения модернизации систем и оборудования.

3 СОКРАЩЕНИЯ

В настоящем стандарте приняты следующие сокращения:

АВР — автоматический ввод резерва

АИИС КУЭ — автоматизированная информационно-измерительная система контроля и учета электроэнергии и мощности

АО — акционерное общество

АРВ — автоматический регулятор возбуждения

АРЧМ — автоматический регулятор частоты и мощности

АС — атомная станция

АСУ ТП — автоматизированная система управления технологическим процессом

АТС — автоматизированная телефонная станция

АЦ — аварийный центр

АТЦ — аварийно-технический центр

БВ — бассейн выдержки

БН — реактор на быстрых нейтронах

БОВ — блок очистки воздуха

БП — бассейн перегрузки

БЩУ — блочный щит управления

ВВЭР — водо-водяной энергетический реактор

ВИУР — ведущий инженер управления реактором

ВЛ — воздушная линия

ГЗЗ — главная запорная задвижка

ГОМС — головная организация метрологической службы по метрологическому обеспечению развития и эксплуатации АС

ГЦН — главный циркуляционный насос

ГЦК — главный циркуляционный контур

ДВ — допустимый выброс
ДС — допустимый сброс
ЕЭС — единая энергосистема
ЖРО — жидкие радиоактивные отходы
ЗН — зона наблюдения
ЗПУПД — защищенный пункт управления противоаварийными действиями
ЗРУ — закрытое распределительное устройство
Ик — карбонатный индекс
КИА — контрольно-измерительная аппаратура
КМПЦ — контур многократной принудительной циркуляции
КРУ — комплектное распределительное устройство
КРУН — комплектное распределительное устройство наружной установки
КУ — контрольный уровень
КЦ — кризисный центр концерна «Росэнергоатом»
КЧС — комиссии по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций и обеспечению пожарной безопасности
КЧСК — комиссии по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций и обеспечению пожарной безопасности концерна (эксплуатирующей организации)
КЧСО — комиссии по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций и обеспечению пожарной безопасности объекта (атомной станции)
МВИ — методика выполнения измерений
МКУ — минимально контролируемый уровень
МПА — максимальная проектная авария
МСЧ — медицинская санитарная часть
НД — нормативная документация
НП — нормы и правила
НРБ — нормы радиационной безопасности
НС — начальник смены
НСБ — начальник смены блока
НСО — начальник смены очереди
ОАО — открытое акционерное общество
ОДУ — объединенное диспетчерское управление

ОИТ — сертификация оборудования, изделий и технологий для ядерных установок, радиационных источников и пунктов хранения

ООБ — отчет по обоснованию безопасности

ОЭПАС — оказание экстренной помощи атомным станциям

ОРУ — открытое распределительное устройство

ОТВС — отработавшая тепловыделяющая сборка

ОТК — отдел технического контроля

ОЭС — объединенная энергосистема

ПА — противоаварийная автоматика

ПДВ — предельно допустимый выброс

ПДК — предельно допустимая концентрация

ПДС — предельно допустимый сброс

ПНР — предпусковые наладочные работы

ПКТД — проектная, конструкторская и технологическая документация

ПОКАС (О) — общая программа обеспечения качества для блоков АС или АС

ПОКАС (ВП) — программа обеспечения качества при выборе площадки для размещения блока АС или АС

ПОКАС (П) — программа обеспечения качества при проектировании блока АС или АС

ПОКАС (РУ) — программа обеспечения качества при разработке реакторной установки для блока АС или АС

ПОКАС (Р) — программа обеспечения качества при разработке оборудования, изделий и систем, важных для безопасности АС

ПОКАС (И) — программа обеспечения качества при изготовлении оборудования, изделий и систем, важных для безопасности АС

ПОКАС (С) — программа обеспечения качества при сооружении блока АС или АС

ПОКАС (ВЭ) — программа обеспечения качества при вводе в эксплуатацию блока АС или АС

ПОКАС (Э) — программа обеспечения качества при эксплуатации блока АС или АС

ПОКАС (ВвЭ) — программа обеспечения качества при выводе из эксплуатации блока АС или АС

ППР — планово-предупредительный ремонт
ПСЭ — продление срока эксплуатации
ПТО — производственно-технический отдел
ПУЭ — правила устройства электроустановок
ПЭМ — производственный экологический мониторинг
РАР — руководитель аварийных работ
РБМК — реактор большой мощности, канальный
РВ — радиоактивные вещества
РД — руководящий документ
РДУ — региональное диспетчерское управление
РДГ — расчетный диспетчерский график
РДЭС — резервная дизельная электрическая станция
РЗЭ — релейная защита и электроавтоматика
РПН — регулирование напряжения под нагрузкой
РСЧС — единая государственная (российская) система предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций
РУ — реакторная установка
РУС — распределительное устройство
РЩУ — резервный щит управления
САЭ — система аварийного электроснабжения
СВБ — система важная для безопасности
СЗЗ — санитарно защитная зона
СДТУ — средства диспетчерского и технологического управления
СИ — средства измерения
СИЗ — средства индивидуальной защиты
СКЦ — ситуационно-кризисный центр
СН — собственные нужды
СНиП — строительные нормы и правила
СО — системный оператор
СО-ЦДУ ЕЭС — системный оператор — центральное диспетчерское управление единой энергосистемой
СУЗ — система управления и защиты
СФЗ — система физической защиты
СЧСК — система предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций концерна (эксплуатирующей организации)

СЧСО — система предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций объекта (атомной станции)
ТАИ — тепловая автоматика и измерения
ТВС — тепловыделяющая сборка
ТВЭЛ — тепловыделяющий элемент
ТЗ — техническое задание
ТК — технологический канал
ТРО — твердые радиоактивные отходы
ТУ — технические условия
ТЭО — технико-экономическое обоснование
УКК — учебно-курсовой комбинат
УП — указатель положения
УРОВ — устройство резервирования отказа выключателя
УТП — учебно-тренировочный пункт
УТЦ — учебно-тренировочный центр
ФГУ — функционально-групповое управление
ФСТ — Федеральная служба тарифов
ХЖО — хранилище жидких радиоактивных отходов
ХТРО — хранилище твердых радиоактивных отходов
ЦТАИ — цех тепловой автоматики и измерений
ЧС — чрезвычайная ситуация
ЭВМ — электронная вычислительная машина
ЭГП — электрогидравлический преобразователь
ЭТЛ — электротехническая лаборатория
ЯМ — ядерные материалы
ЯТ — ядерное топливо.

4 ПРЕДПУСКОВЫЕ НАЛАДОЧНЫЕ РАБОТЫ. ПРИЕМКА В ЭКСПЛУАТАЦИЮ ЭНЕРГОБЛОКА АС

4.1 Новые или расширяемые АС, их отдельные очереди, пусковые комплексы принимаются в эксплуатацию в порядке, установленном НД «Правила приемки в эксплуатацию законченных строительством энергоблоков атомных станций» и другими действующим нормами и правилами.

4.2 Приемка в эксплуатацию атомных станций или их частей осуществляется в объеме пускового комплекса, который должен быть разработан и представлен разработчиком проекта АС.

4.3 Энергоблоки АС принимаются в эксплуатацию Государственной приемочной комиссией в два этапа: в опытную и промышленную эксплуатацию.

Приемка в опытную эксплуатацию производится при устойчивой работе энергоблока в течение 72 часов на уровне тепловой мощности не менее 50 % от номинальной. Опытно-промышленная эксплуатация осуществляется в течение времени, необходимого для освоения проектной мощности и проведения в полном объеме испытаний по программе энергетического пуска и опытно-промышленной эксплуатации. Приемка в промышленную эксплуатацию энергоблока АС производится Государственной приемочной комиссией после завершения опытной эксплуатации и проведения комплексного опробования на номинальной мощности.

4.4 Общее руководство, контроль и координацию работ по вводу энергоблока АС (пускового комплекса) в эксплуатацию должна осуществлять эксплуатирующая организация с участием разработчиков проектов реакторной установки и атомной станции.

Соблюдение требований безопасности при вводе энергоблока АС (пускового комплекса) в эксплуатацию должна обеспечивать администрация АС.

4.5 Эксплуатирующей организацией в целях безопасного и качественного ведения работ по вводу энергоблока АС (пускового комплекса) в эксплуатацию должны быть разработаны: Программа ввода блока АС в эксплуатацию и Программа обеспечения качества при вводе в эксплуатацию блока АС или АС — ПОКАС (ВЭ).

Программа ввода блока АС в эксплуатацию должна содержать требования к полноте и последовательности проводимых испытаний оборудования, систем и энергоблока АС в целом, выполнение которых обеспечивает безопасный ввод энергоблока (пускового комплекса) АС в эксплуатацию.

Программа обеспечения качества при вводе в эксплуатацию блока АС или АС должна представлять собой комплекс организационных и технических мероприятий по выполнению работ при вводе энергоблока (пускового комплекса) АС в эксплуатацию в соответствии с требованиями правил и норм по безопасности, проектной и конструкторской документации, а также

по осуществлению контроля за данными работами; программа должна определять права, обязанности и ответственность организаций и предприятий, участвующих в обеспечении ввода энергоблока (пускового комплекса) в эксплуатацию и порядок их взаимодействия.

4.6 АС обеспечивает разработку и согласование программ предпусковых наладочных работ, физического и энергетического пусков и опытно-промышленной эксплуатации. Программы должны быть утверждены эксплуатирующей организацией и представляться в установленном порядке Ростехнадзору для получения разрешений на отдельные этапы работ.

4.7 Для выполнения работ по вводу энергоблока (пускового комплекса) АС в эксплуатацию эксплуатирующая организация АС должна иметь разрешение органов Ростехнадзора на право ведения работ в области использования атомной энергии.

4.8 Перед приемкой в промышленную эксплуатацию энергоблока (пускового комплекса) АС в порядке, установленном нормами и правилами, в соответствии с программой ввода блока АС в эксплуатацию, согласованной с органами Ростехнадзора, должны быть проведены:

— предпусковые наладочные работы (ПНР), которые начинаются с принятия напряжения на системе энергоснабжения энергоблока АС по проектной схеме и заканчиваются готовностью энергоблока атомной станции к физическому пуску;

— физический пуск, который начинается с загрузки ядерного топлива в реактор и заканчивается необходимыми экспериментами по программе физпуска;

— энергетический пуск, этап ввода АС в эксплуатацию от завершения физического пуска до начала выработки электроэнергии;

— опытно-промышленная эксплуатация, которая предусматривает комплексное опробование и прием в промышленную эксплуатацию — поэтапное увеличение мощности энергоблока АС с проведением необходимых испытаний оборудования и систем для подтверждения проектных параметров.

Требования к последовательности и объему предпусковых наладочных работ, физического, энергетического пусков и приемочные критерии для вводимых в эксплуатацию оборудования и систем АС устанавливаются в проекте АС.

4.9 При вводе энергоблока АС в эксплуатацию до приемки его в промышленную эксплуатацию должны быть обеспечены условия эксплуатационной готовности, установленные действующими нормами и правилами в области использования атомной энергии и нормативными документами эксплуатирующей организации.

4.10 Для оперативного и научно-технического руководства пуском энергоблока на период с начала проведения ПНР и кончая испытаниями на этапе освоения номинальной мощности создается непосредственно на АС Группа руководства пуском под руководством главного инженера АС, в состав которой входят представители организаций, осуществляющих научно-технический и авторский надзор за пуском АС (энергоблока).

4.11 В процессе выполнения работ по вводу энергоблока (пускового комплекса) АС в эксплуатацию должны быть подтверждены, с документальным оформлением, проектные характеристики оборудования и систем, а также уточнены технологические ограничения, пределы и условия безопасной эксплуатации энергоблока АС.

4.12 Испытания оборудования и систем должны проводиться по проектным схемам после окончания всех строительных и монтажных работ по данному узлу. Испытания должны проводиться по программам. Перед испытаниями должно быть проверено выполнение требований программы, а также настоящего стандарта, строительных норм и правил, норм и правил органов государственного регулирования безопасности, правил устройства электроустановок, правил охраны труда и промышленной санитарии, правил взрыво- и пожаробезопасности, требований по защите окружающей среды, указаний заводов изготовителей, требований проектно-конструкторской документации, инструкций по монтажу оборудования.

4.13 С момента утверждения акта готовности оборудования и систем для выполнения работ по вводу энергоблока (пускового комплекса) в эксплуатацию на этом оборудовании и системах должен быть установлен эксплуатационный режим и обслуживание их должно осуществляться эксплуатационным персоналом.

АС на основании утвержденного технологического регламента, документации разработчиков оборудования и проекта АС до

предпусковых наладочных работ обеспечивает разработку инструкций по эксплуатации, которые в дальнейшем должны быть откорректированы по результатам ввода энергоблока АС.

4.14 Дефекты и недоделки, допущенные в ходе строительства и монтажа, а также дефекты оборудования, выявленные в процессе предпусковых наладочных работ, физического и энергетического пусков, должны быть устранены строительными, монтажными организациями и заводами изготовителями, соответственно, до начала следующего этапа.

Если выявленные дефекты, недоделки приводят к нарушению требований действующих нормативных документов по безопасности в атомной энергетике, то оборудование, системы или энергоблок АС должны быть переведены в безопасное состояние до устранения выявленных дефектов и недоделок.

4.15 Приемка оборудования и систем к проведению предпусковых наладочных работ, физического и энергетического пусков, включая комплексное опробование и приемка энергоблока (пускового комплекса) в эксплуатацию, проводятся рабочими комиссиями, назначаемыми в установленном порядке.

В случае необходимости рабочие комиссии могут образовывать специализированные подкомиссии (строительную, турбинную, гидротехническую, электрическую, по системам контроля и управления и др.). Подкомиссии должны составить акты о состоянии соответствующей их профилю части объекта и готовности ее к предпусковым наладочным работам, физическому, энергетическому пускам, а также комплексному опробованию и приемке в эксплуатацию энергоблока (пускового комплекса), которые должны быть утверждены рабочей комиссией.

4.16 Решение о проведении предпусковых наладочных работ, физического и энергетического пусков, включая комплексное опробование, приемке энергоблока (пускового комплекса) в эксплуатацию, принимает Государственная приемочная комиссия, назначаемая в установленном порядке, на основании актов рабочей комиссии, при наличии разрешений органов государственного регулирования безопасности.

Работы на каждом этапе (подэтапе) ввода энергоблока (пускового комплекса) АС в эксплуатацию должны начинаться при полной готовности зданий, сооружений (помещений), обору-

дования и систем энергоблока к конкретному этапу (подэтапу), успешном выполнении всех работ предшествующего этапа (подэтапа) и получения разрешения Ростехнадзора. Завершение работ каждого этапа (подэтапа) должно сопровождаться анализом результатов испытаний, проводимых на данном этапе (подэтапе) и оформлением акта рабочей комиссии.

4.17 Перед энергопуском должны быть подготовлены условия для надежной и безопасной эксплуатации энергоблока (пускового комплекса), укомплектован и обучен (с проверкой знаний) оперативный и ремонтный персонал, разработаны эксплуатационные инструкции и оперативные схемы, техническая документация по учету и отчетности, подготовлены запасы ядерного топлива, материалов, запасные части, средства технического обслуживания и ремонта оборудования и систем, введены в действие средства диспетчерского и технологического управления (СДТУ) с линиями связи, системы пожарной сигнализации и пожаротушения, радиационного контроля, управления и защиты, вентиляции, устройства переработки и хранения радиоактивных отходов, получены разрешения на эксплуатацию оборудования и систем от Ростехнадзора и других органов государственного регулирования безопасности, санитарной инспекции, инспекции Роструда.

При энергопуске должны быть проверены работоспособность оборудования и технологических схем, безопасность их эксплуатации, при проектных параметрах проведена проверка и настройка всех систем контроля и управления, в том числе автоматических регуляторов, устройств защиты и блокировок, устройств сигнализации и контрольно-измерительных приборов.

4.18 Комплексное опробование энергоблока АС (пускового комплекса) должно проводиться персоналом атомной станции.

При комплексном опробовании должна быть проверена совместная работа основных установок и их вспомогательного оборудования под нагрузкой.

Комплексное опробование оборудования (установок) по схемам, не предусмотренным проектом, запрещается.

При комплексном опробовании должны быть включены предусмотренные проектом контрольно-измерительные приборы, блокировки, устройства сигнализации и дистанционного управления, защиты, автоматические регуляторы, АСУ ТП.

Комплексное опробование энергоблока (пускового комплекса) считается проведенным при условии нормальной и непрерывной работы основного оборудования в течение 15 суток при постоянной или поочередной работе всего вспомогательного оборудования по проектной схеме на номинальной мощности энергоблока в базовом режиме.

4.19 Рабочая комиссия должна принять по акту оборудование после комплексного опробования энергоблока (пускового комплекса) и устранения выявленных дефектов и недоделок, а также составить акт о готовности законченных строительством зданий и сооружений для предъявления Государственной приемочной комиссии.

4.20 При приемке оборудования, зданий и сооружений рабочей комиссией генеральная подрядная строительная организация должна представить документацию в объеме, предусмотренном строительными нормами и правилами и нормативными документами, действующими в атомной энергетике.

4.21 Контроль за устранением дефектов и недоделок, выявленных рабочей комиссией, должна осуществлять администрация АС.

4.22 Приемка энергоблока АС (пускового комплекса) в промышленную эксплуатацию Государственной приемочной комиссией должна производиться только после опытно-промышленной эксплуатации и завершения в полном объеме необходимых испытаний, результаты которых подтверждают, что оборудование и системы выполнены и функционируют в соответствии с требованиями проекта, проведения комплексного опробования энергоблока АС (пускового комплекса) на номинальной мощности в базовом режиме.

4.23 Приемка в эксплуатацию оборудования, зданий и сооружений с дефектами, недоделками запрещается.

После комплексного опробования и устранения выявленных дефектов и недоделок Государственная приемочная комиссия должна оформить акт приемки в промышленную эксплуатацию оборудования с относящимися к нему зданиями и сооружениями.

4.24 Государственной приемочной комиссии должна быть представлена документация, подготовленная рабочей комиссией в объеме, предусмотренном строительными нормами и пра-

вилами и нормативными документами, действующими в атомной энергетике.

Все документы должны быть занесены в общий каталог, а в отдельных папках с документами должны быть заверенные описи содержимого.

Документы должны храниться в техническом архиве АС вместе с документами, составленными Государственной приемочной комиссией.

4.25 Законченные строительством отдельно стоящие здания, сооружения и электротехнические устройства, встроенные или пристроенные помещения производственного, подсобно-производственного и вспомогательного назначения со смонтированными в них оборудованием, средствами управления и связи, сооружения, помещения гражданской обороны, входящие в состав АС, принимаются в эксплуатацию рабочими комиссиями по мере их готовности, до приемки энергоблока (пускового комплекса), для предъявления их Государственной приемочной комиссии.

4.26 Физический и энергетический пуски РУ вновь вводимого блока должен осуществлять персонал АС под руководством главного инженера АС в соответствии с программами физического и энергетического пусков, утвержденными эксплуатирующей организацией. Программы должны быть направлены в Ростехнадзор в установленном порядке.

Руководство проведением экспериментов в соответствии с программами физического и энергетического пусков осуществляет Научный руководитель пуска, назначаемый эксплуатирующей организацией. Руководство проведением экспериментов в смене по программе физического пуска и в соответствии со сменным заданием осуществляет контролирующий физик через начальника смены энергоблока АС.

4.27 Вновь вводимая в эксплуатацию РУ должна после монтажа подвергаться промывке в соответствии с программой предпусковых наладочных работ.

После промывки контуры РУ должны заполняться теплоносителем, качество которого должно соответствовать требованиям, определенным соответствующими нормативными документами.

4.28 Все пусковые работы, начиная с загрузки ядерного топлива в активную зону ядерного реактора, должны проводиться

при включенной в работу аппаратуре контроля состояния активной зоны (датчики всех каналов контроля должны устанавливаться в зоне максимальной чувствительности), дозиметрической аппаратуре и при наличии средств индивидуального дозиметрического контроля у занятого в пусковых работах персонала.

4.29 До начала физического пуска РУ должны быть испытаны и введены в работу все системы безопасности АС, внутренний и внешний аварийные центры, организована передача данных в аварийные центры АС и Кризисный центр эксплуатирующей организации от систем радиационного контроля и АСУ ТП.

4.30 В процессе физического и энергетического пусков вновь вводимой РУ должны быть получены экспериментальные данные о нейтронно-физических параметрах активной зоны, эффекты реактивности, характеристики рабочих органов СУЗ, уточнены рабочие характеристики оборудования и систем, а также пределы и условия безопасной эксплуатации.

4.31 Вывод РУ на заданный уровень мощности должен осуществляться в соответствии с технологическим регламентом эксплуатации энергоблока (энергоблоков) АС и инструкцией по эксплуатации РУ.

В первые 72 часа работы вновь вводимого блока под нагрузкой оперативный персонал АС должен контролировать состояние реакторной установки вдвое чаще, чем при длительной эксплуатации.

4.32 Ввод АСУ ТП в эксплуатацию осуществляется в два этапа: опытно-промышленную и промышленную.

Приемка в опытно-промышленную эксплуатацию головных образцов АСУ ТП должна производиться при участии представителей организации-разработчика АСУ ТП.

Продолжительность опытно-промышленной эксплуатации АСУ ТП в части выполнения функций должна определяться достижением критериев, установленных программами испытаний и проектными параметрами.

Технические средства и подсистемы АСУ ТП, необходимые для проведения пусконаладочных работ, физического и энергетического пусков, должны быть приняты в опытно-промышленную эксплуатацию до проведения указанных этапов ввода энергоблока в эксплуатацию.

4.33 При сдаче в эксплуатацию кабельных линий на напряжение свыше 1000 В кроме документации, предусмотренной строительными нормами и правилами и отраслевыми правилами приемки, должны быть оформлены и переданы АС:

— исполнительный чертеж трассы с указанием мест установки соединительных муфт, выполненный в масштабе 1:200 и 1:500 в зависимости от развития коммуникаций в данном районе трассы;

— скорректированный проект кабельной линии, который для кабельных линий на напряжение 110 кВ и выше должен быть согласован с заводом-изготовителем кабелей и эксплуатирующей организацией;

— чертеж 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 от 6 до 10 кВ;

— акты состояния кабелей на барабанах и в случаях 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 АС:

— исполнительные высотные отметки кабеля и подпитывающей аппаратуры (для линий от 110 до 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 закладке;

— 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 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 заказчику:

— кабельный журнал;

— скорректированный проект линий;

— акты;

— протоколы испытаний и измерений.

4.34 Подводная часть всех гидротехнических сооружений (с закладной контрольно-измерительной аппаратурой и оборудованием) должна быть выполнена в объеме пускового комплекса и принята рабочей комиссией до их затопления.

4.35 Приемка гидротехнических сооружений атомных станций проводится в установленном порядке.

4.36 Датой ввода энергоблока (пускового комплекса) АС в промышленную эксплуатацию считается дата подписания акта Государственной приемочной комиссией.

4.37 Эксплуатация энергоблока (пускового комплекса) АС допускается только при наличии от Ростехнадзора разрешения (лицензии) на эксплуатацию, оформленного в установленном порядке.

5 ОРГАНИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ АС

5.1 Задачи и организационная структура

5.1.1 Основными обязанностями работников эксплуатирующей организаций АС, атомных станций, организаций, непосредственно обеспечивающих эксплуатацию АС, являются:

— соблюдение пределов и условий безопасной эксплуатации АС (блока АС);

— обеспечение надежной и экономичной работы оборудования АС;

— снижение вредного воздействия производства на людей и окружающую среду;

— соблюдение оперативно-диспетчерской дисциплины;

— поддержание нормального качества отпускаемой энергии, нормированных частоты и напряжения электрического тока, давления, температуры пара и горячей воды на нужды теплоснабжения;

— повышение экономической эффективности производства электрической энергии за счет оптимизации режимов работы АС.

5.1.2 Персонал АС должен ясно представлять особенности производства тепловой и электрической энергии на АС, особенность энергетического производства, основные требования, предъявляемые рынком электроэнергии (мощности) к производителям электрической энергии, обязан соблюдать трудовую и технологическую дисциплину, выполнять настоящий стандарт, правила охраны труда, радиационной, ядерной, технической и пожарной безопасности, инструкции и другие директивные документы, касающиеся его деятельности, правила личной гигиены и внутреннего распорядка.

5.1.3 Атомные станции должны обеспечивать:

— производство и поставку электрической и тепловой энергии покупателям оптового рынка электрической энергии (мощности);

— безопасную, надежную, безаварийную работу оборудования, сооружений, устройств систем управления;

— обновление основных производственных фондов путем технического перевооружения и модернизации оборудования;

— повышение эффективности использования установленного оборудования;

— выполнение требований правил и регламентов рынка электроэнергии (мощности);

— качественный подбор, высокую профессиональную подготовку и поддержание требуемой квалификации персонала на все время эксплуатации АС;

— поддержание и развитие культуры безопасности;

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

— сбор, обработку, анализ, хранение информации об отказах оборудования и действиях персонала в случаях нарушений в работе АС;

— качество эксплуатации и реализацию ПОКАС(Э) на АС;

— планирование, организацию и осуществление комплекса организационных и инженерно-технических мероприятий по защите персонала АС от ЧС природного и техногенного характера;

— расследование случаев нарушений в работе АС, разработку и реализацию корректирующих мер, предотвращающих повторное возникновение причин нарушений;

— использование на АС своего и заимствованного опыта.

5.1.4 Атомные станции функционируют в составе энергетической системы, представляющей собой комплекс электростанций, котельных, электрических и тепловых сетей, связанных общностью режима работы и имеющих оперативное управление, осуществляемое диспетчерской службой.

Несколько энергосистем, имеющих общий режим работы и общее диспетчерское управление, образуют объединенную энергосистему.

Объединенные энергосистемы, соединенные межсистемными связями, имеющие общий режим работы и центральное диспетчерское управление и охватывающие значительную часть территории страны, образуют единую энергосистему.

5.1.5 Организации и лица, ответственные за безопасную эксплуатацию АС:

— эксплуатирующая организация несет ответственность за безопасность АС, а также за безопасное обращение с ЯМ и РВ. Указанная ответственность не снимается с нее в связи с самостоятельной деятельностью и ответственностью организаций, выполняющих для АС работы или предоставляющих услуги. Эксплуатирующая организация осуществляет контроль за безопасностью АС, организует распространение и использование на АС своего и заимствованного опыта;

— персонал АС несет ответственность за безопасную эксплуатацию АС в пределах, установленных должностными инструкциями и заключенными с ними трудовыми договорами;

— на всех этапах жизненного цикла АС ответственность за обоснование и полноту проектных решений (включая решения по модернизации) несет проектная организация (разработчик проекта) в границах своего проектирования;

— ответственность за принятые проектные решения (включая реконструкцию и модернизацию), обеспечивающие безопасность и надежность реакторной установки, за достижение проектных параметров в рамках технического проекта возлагается на разработчика реакторной установки;

— привлекаемые организации (монтажные, наладочные, научно-исследовательские, заводы-изготовители и т.д.) несут ответственность за полноту и качество выполняемых работ, а также за выполнение требований правил безопасности своим персоналом при производстве (проведении) работ на АС.

5.1.6 Каждый случай нарушения в работе АС должен быть тщательно расследован и учтен в соответствии с НП «Положение о порядке расследования и учета нарушений в работе атомных станций».

При авариях и нарушениях в работе оборудования АС, при которых произошел выход радиоактивных веществ и/или ионизирующих излучений за предусмотренные проектом для нормальной эксплуатации границы в количествах, превыша-

ющих установленные пределы безопасной эксплуатации, АС обязана немедленно информировать об этом эксплуатирующую организацию, органы государственного регулирования безопасности и заинтересованные организации в установленном порядке.

В случае нарушения работы важных для безопасности систем и оборудования реакторной установки, без угрозы выхода радиоактивных веществ за предусмотренные проектом для нормальной эксплуатации границы, администрация АС обязана своевременно информировать заинтересованные организации и органы государственного регулирования безопасности в соответствии с требованиями НП «Положение о порядке расследования и учета нарушений в работе атомных станций».

5.1.7 Для обеспечения готовности АС к прохождению климатических периодов на АС должны ежегодно разрабатываться и выполняться:

— план мероприятий по подготовке объектов АС к бесперебойной работе в период прохождения паводка;

— план мероприятий по подготовке и прохождению грозового периода;

— план мероприятий по подготовке АС к работе в условиях осенне-зимнего максимума нагрузок.

До наступления соответствующих климатических периодов должна проводиться комиссионная проверка готовности АС к их прохождению с составлением акта проверки.

5.1.8 По итогам работы за год атомная станция должна разрабатывать и выпускать отчет о текущем уровне безопасности в соответствии со стандартом эксплуатирующей организации „Положение о годовых отчетах по оценке состояния безопасности при эксплуатации энергоблоков АС”.

5.1.9 Разграничение сфер деятельности руководителей и подразделений и зон обслуживания подразделениями должно осуществляться соответствующими положениями и разделительными ведомостями, утвержденными директором АС.

5.1.10 Общее оперативное руководство АС, энергоблоком осуществляют соответственно начальник смены станции, начальник смены блока (очереди). Оперативное обслуживание оборудования энергоблоков АС осуществляет персонал цехов (служб) по принадлежности.

5.2 Обеспечение качества

5.2.1 Обеспечение качества — планируемая и систематически осуществляемая деятельность, направленная на то, чтобы все работы на этапах выбора площадки, проектирования, сооружения, ввода в эксплуатацию, эксплуатации и вывода из эксплуатации АС, а также конструирования и изготовления для них систем и оборудования выполнялись установленным образом, а их результаты удовлетворяли предъявленным к ним требованиям.

5.2.2 Деятельность эксплуатирующей организации АС по обеспечению качества распространяется на все этапы жизненного цикла АС от выбора пункта размещения (площадки) до завершения вывода из эксплуатации.

5.2.3 Приоритетом в деятельности по обеспечению качества АС является обеспечение ядерной, радиационной, технической, пожарной, экологической безопасности и охраны труда.

5.2.4 В эксплуатирующей организации АС должна быть определена, доведена до всего персонала и выполняться политика в области качества.

Знание политики в области качества является обязательным для работников эксплуатирующей организации АС и атомных станций.

5.2.5 Обеспечение (повышение) качества выполняемых работ и предоставляемых услуг должно входить в круг основных задач работников эксплуатирующей организации АС и атомных станций и реализовываться в повседневной деятельности.

5.2.6 Для обеспечения требуемого качества деятельности и услуг, выполняемых на АС и для АС, в эксплуатирующей организации АС и для АС должна быть создана и функционировать система обеспечения качества.

5.2.7 Система обеспечения качества АС представляет собой совокупность организационной структуры, полномочий и ответственности персонала, процессов и процедур, материальных, людских и финансовых ресурсов, необходимых для обеспечения безопасного и эффективного функционирования предприятия.

В рамках системы обеспечения качеством необходимо:

— разрабатывать, документально оформлять, доводить до сведения персонала и периодически анализировать политику в области качества с целью подтверждения соответствия постав-

ленных руководством целей организации и выполняемой текущей деятельности;

— создавать организационную структуру управления АС, в которой:

а) определять из числа руководителей АС должностное лицо, ответственное за качество;

б) предусматривать подразделение по качеству;

в) определять обязанности и ответственность руководителей и персонала АС, в том числе по качеству;

— документировать деятельность, реализуемую на АС, в форме административных инструкций, организационных, эксплуатационных и других документов, определять основные и вспомогательные процессы, устанавливать взаимодействие между ними и ответственность за управление, исполнение, контроль, а также решать другие вопросы, относящиеся к их организации;

— выделять применительно к качеству необходимые трудовые, материальные, технические и финансовые ресурсы;

— организовывать обучение работников эффективным способам выполнения работ и повышать их квалификацию;

— предусматривать проведение регулярных внутренних и внешних проверок по качеству с последующей разработкой, реализацией, контролем и оценкой эффективности корректирующих и предупреждающих мероприятий;

— обеспечивать проведение регулярных мероприятий по выбору и контролю поставщиков продукции и услуг;

— обеспечивать проведение анализа эффективности функционирования системы качества предприятия руководством АС с последующей разработкой мероприятий по ее совершенствованию.

Требования к элементам системы обеспечения качества должны учитывать классификацию оборудования, систем и сооружений по влиянию на безопасность АС.

5.2.8 В системе обеспечения качества эксплуатирующей организации АС и атомных станций должны постоянно работать следующие принципы:

— каждый работник (руководители и исполнители работ) несет ответственность за качество своей работы;

— все работы на АС проводятся в соответствии с установленным порядком;

— между руководителями и исполнителями установлено разграничение обязанностей по обеспечению качества работ, исключающее дублирование обязанностей;

— между подразделениями при реализации различных видов деятельности установлены границы разделения работ, определен порядок взаимодействия;

— руководители эксплуатирующей организации АС, атомных станций и руководители структурных подразделений проводят периодический контроль и анализ деятельности по своим направлениям деятельности;

— проверки, инспекции и экспертизы осуществляются компетентными специалистами.

5.2.9 Системы обеспечения качества АС и организаций, предоставляющих услуги эксплуатирующей организации АС и атомным станциям, описываются в программах обеспечения качества в соответствии с НП «Требования к программе обеспечения качества для атомных станций».

5.2.10 В случае, если эксплуатирующая организация АС, атомные станции, организации, выполняющие работы или предоставляющие услуги для эксплуатирующей организации АС, атомных станций, внедрили и документально оформили систему менеджмента качества согласно стандартам серии ИСО 9000, то Программа обеспечения качества может содержать ссылки на соответствующие элементы этой системы.

5.2.11 Эксплуатирующая организация в соответствии с требованиями Федерального закона «Об использовании атомной энергии» [1], ОПБ и НП «Требования к программе обеспечения качества для атомных станций» для функционирования системы обеспечения качества на атомных станциях выполняет следующие обязанности:

— предусматривает и совершенствует организационные структуры эксплуатирующей организации АС и атомных станций;

— планирует деятельность по управлению качеством;

— разрабатывает, вводит в действие и сопровождает Общее руководство по качеству и документы по качеству;

— обеспечивает разработку, утверждение, пересмотр и выполнение ПОКАС (О) и частных программ: ПОКАС (ВЭ), ПОКАС (Э), ПОКАС (ВвЭ);

— формирует перечень действующих в атомной энергетике норм и правил по безопасности, отраслевых норм, стандартов организации, руководящих документов эксплуатирующей организации;

— устанавливает требования к программам обеспечения качества предприятий и организаций, выполняющих работы и предоставляющих услуги эксплуатирующей организации АС и атомным станциям;

— организует работы в соответствии с НД, устанавливающими требования к конкретным видам деятельности;

— организует на конкурсной основе работы по обеспечению качества приобретаемых продукции и услуг;

— включает требования о наличии плана качества или сертификата в системе ОИТ в типовую форму договора на поставку оборудования, выполнение услуг поставщиками, подрядчиками, обеспечивает контроль за качеством изготовления и приемки ядерного топлива и оборудования для атомных станций;

— осуществляет проведение проверок выполнения программ обеспечения качества атомными станциями и организациями, предоставляющими услуги, на соответствие установленным требованиям;

— обеспечивает разработку типовых и руководящих документов по вопросам обеспечения качества;

— организует сбор и анализ информации о качестве выполненных работ и предоставленных услуг;

— организует работы по доработке системы обеспечения качества в соответствии с требованиями стандартов ИСО;

— проводит анализ уровня качества, принимает корректирующие действия по обеспечению требуемого уровня безопасности, управляет ресурсами для решения этой задачи.

5.2.12 Эксплуатирующая организация, согласно утвержденным планам, проверяет на соответствие установленным требованиям ПОКАС (ВП), ПОКАС (П), ПОКАС (РУ), ПОКАС (С), ПОКАС (Р), ПОКАС (И).

5.2.13 Атомные станции проверяют ПОКАС (О) и ПОКАС (Э) в соответствии с рабочими программами и графиками проверок один раз в год.

5.3 Техническое обслуживание, ремонт, модернизация и управление ресурсными характеристиками оборудования АС

5.3.1 На каждой АС для обеспечения безопасной эксплуатации и надежности должны быть организованы техническое обслуживание и ремонт оборудования и систем, ремонт зданий и сооружений, а также, при необходимости, осуществляться модернизация оборудования и систем АС.

5.3.2 Ответственность за организацию и проведение технического обслуживания, ремонта оборудования и систем, зданий и сооружений, модернизации оборудования и систем станции несет администрация АС.

5.3.3 Ремонт зданий и сооружений АС должен производиться по перспективным и годовым планам, а также вне плана по результатам надзора за их состоянием.

5.3.4 Организация технического обслуживания и ремонта оборудования и систем АС должны соответствовать требованиям руководящих документов: «Правила организации технического обслуживания и ремонта систем и оборудования атомных станций», «Техническое обслуживание и ремонт систем и оборудования атомных станций. Нормативная продолжительность ремонта энергоблоков АС», «Техническое обслуживание и ремонт систем и оборудования атомных станций. Обеспечение качества. Основные положения», «Техническое обслуживание и ремонт систем и оборудования атомных станций. Правила организации работ со вскрытием оборудования», а также регламентов технического обслуживания и ремонта важных для безопасности систем АС.

После технического обслуживания и ремонта системы и оборудование, важные для безопасности, должны подвергаться проверкам (испытаниям) на работоспособность и соответствие требованиям нормативных документов на ремонт. Проверки (испытания) должны проводиться в соответствии с требованиями РД «Правила организации технического обслуживания и ремонта систем и оборудования атомных станций», технологических регламентов по эксплуатации энергоблоков АС, инструкций по эксплуатации систем и оборудования.

5.3.5 При выводе систем безопасности в техническое обслуживание, ремонт, а также при их испытаниях и проверках долж-

ны соблюдаться установленные в технологическом регламенте и инструкциях по эксплуатации требования по обеспечению безопасности.

5.3.6 При техническом обслуживании и производстве ремонтных работ на АС должны выполняться требования правил ядерной, технической и радиационной безопасности, охраны труда и пожарной безопасности.

5.3.7 Ремонт головных образцов оборудования АС должен производиться в сроки и в объеме в соответствии с программой подконтрольной эксплуатации, согласованной с предприятием-изготовителем (разработчиком) и утвержденной эксплуатирующей организацией.

5.3.8 Вывод оборудования из работы (резерва) в ремонт или его испытания должны производиться по оперативным заявкам в установленном порядке.

5.3.9 Порядок организации и проведения модернизации систем и оборудования АС определяется стандартом эксплуатирующей организации Порядок организации и проведения модернизации систем и оборудования.

При проведении работ по модернизации систем и оборудования АС должны выполняться требования норм и правил в области использования атомной энергии.

5.3.10 Управление ресурсными характеристиками оборудования должно соответствовать требованиям правил и норм в области использования атомной энергии и руководящих документов эксплуатирующей организации.

5.4 Распространение и использование опыта эксплуатации АС

5.4.1 Опыт эксплуатации АС является важнейшим источником информации в рамках процесса формирования и принятия решений, направленных на обеспечение безопасной, надежной и экономичной эксплуатации АС, и должен использоваться в течение всего срока эксплуатации АС эксплуатирующей организацией АС, атомными станциями, организациями, выполняющими работы и предоставляющим услуги для АС.

5.4.2 Опыт эксплуатации как отечественных, так и зарубежных АС рассматривается, распространяется и используется в процессе:

— проведения конференций, совещаний, советов руководителей и специалистов атомных станций, эксплуатирующей организации АС и организаций, выполняющих работы и предоставляющих работу для АС, по видам деятельности и вопросам эксплуатации АС;

— проведения проверок состояния эксплуатации атомных станций ведомственными и международными комиссиями, миссиями при участии руководителей и специалистов эксплуатирующей организации АС и атомных станций;

— функционирования отраслевой информационно-аналитической системы по опыту эксплуатации атомных станций, обеспечивающей накопление, анализ, распространение и использование информации об опыте эксплуатации АС.

5.4.3 Функционирование отраслевой информационно-аналитической системы по опыту эксплуатации АС организуется эксплуатирующей организацией АС и осуществляется на основании РД «Основные положения организации отраслевой информационно-аналитической системы концерна «Росэнергоатом» по опыту эксплуатации атомных станций».

5.4.4 В рамках отраслевой информационно-аналитической системы по опыту эксплуатации АС:

а) атомные станции обеспечивают:

— регистрацию (учет), сбор, обработку, накопление и анализ информации о внутреннем и внешнем опыте эксплуатации;

— разработку и внедрение мероприятий по использованию опыта эксплуатации;

— направление информации по опыту эксплуатации в отраслевую информационно-аналитическую систему;

б) эксплуатирующая организация АС обеспечивает:

— управление системой анализа и использования опыта эксплуатации АС и контроль эффективности использования опыта эксплуатации;

— функционирование отраслевой информационно-аналитической системы по опыту эксплуатации АС.

5.4.5 Использование опыта эксплуатации АС реализуется в проектных, конструкторских и эксплуатационных решениях, распорядительных и нормативных документах.

5.5 Инспекции и контроль эксплуатирующей организации за обеспечением качества и выполнением требований правил и норм в области использования атомной энергии

5.5.1 Контроль и инспекции эксплуатирующей организации должны быть направлены на выявление и предупреждение недостатков и их причин в обеспечении безопасности, надежности и эффективности работы АС, в уровне качества ведения работ на всех этапах жизненного цикла АС, в выполнении эксплуатирующей организацией своих функций по обеспечению безопасности АС.

5.5.2 Целью инспекции и контроля эксплуатирующей организации является обеспечение качества и выполнение требований правил и норм в области использования атомной энергии на всех этапах жизненного цикла АС.

Основными задачами инспекции и контроля эксплуатирующей организации являются:

— инспекции и контроль за безопасностью АС;

— инспекции и контроль за всеми видами деятельности, важной для безопасности АС;

— инспекции и контроль деятельности предприятий (организаций) в части выполнения ими работ или предоставления услуг эксплуатирующей организации АС;

— контроль радиационного состояния окружающей среды в санитарно-защитной зоне и в зоне наблюдения;

— контроль соблюдения природоохранного законодательства на АС;

— контроль за использованием АС только для тех целей, для которых она была спроектирована и построена;

— инспекции и контроль соблюдения условий действия разрешений (лицензий), выдаваемых органами государственного регулирования безопасности эксплуатирующей организации на осуществление видов деятельности в области использования атомной энергии.

5.5.3 В рамках инспекции и контроля должны осуществляться:

— проведение инспекций и проверок по обеспечению качества и за выполнением требований правил и норм при использовании атомной энергии атомными станциями, организациями

и их должностными лицами на всех этапах жизненного цикла атомной станции;

— контроль за соблюдением требований правил и норм по обеспечению единства измерений в области использования атомной энергии;

— осуществление контроля за разработкой и реализацией мероприятий (при необходимости) по внедрению вновь вводимых НД по безопасности и качеству АС;

— оценка эффективности программ обеспечения качества для АС на всех этапах жизненного цикла АС;

— проведение проверок деятельности дирекций строящихся АС по обеспечению выполнения требований норм и правил в области использования атомной энергии на этапах строительства АС, монтажа оборудования, предпусковых наладочных работ;

— проверка готовности АС к локализации и ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера;

— контроль достаточности организационных и технических мер обеспечения физической защиты АС, ядерных и радиоактивных материалов, а также предотвращения несанкционированного доступа на АС;

— анализ эффективности выполнения функций эксплуатирующей организации, разработка и реализация корректирующих мероприятий.

5.5.4 Проверки качества капитальных ремонтов энергоблоков АС комиссиями эксплуатирующей организации проводятся в соответствии с приказами эксплуатирующей организации.

5.5.5 В установленном порядке должна быть разработана конкретная руководящая и нормативная документация инспекционной и контрольной деятельности на всех этапах жизненного цикла атомной станции.

Состав указанных документов должен определяться перечнем руководящих документов системы инспекции и контроля.

5.5.6 Инспекции и контроль за обеспечением качества и выполнением требований норм и правил в области использования атомной энергии осуществляется эксплуатирующей организацией в соответствии с законодательными и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

5.6 Контроль за эффективностью работы АС

5.6.1 На АС должен быть организован анализ технико-экономических показателей для оценки состояния оборудования, режимов его работы, соответствия нормируемых и фактических показателей эффективности проводимых организационно-технических мероприятий.

5.6.2 На АС должны быть разработаны энергетические характеристики оборудования, устанавливающие зависимость технико-экономических показателей его работы в абсолютном или относительном исчислении от электрических и/или тепловых нагрузок.

5.6.3 Энергетические характеристики оборудования и норма отдельных показателей должны быть представлены эксплуатационному персоналу в форме режимных карт, инструкций, таблиц, графиков, а по объему и содержанию соответствовать действующим руководящим документам.

5.6.4 На АС должен быть организован по установленным формам учет показателей работы оборудования (сменный, суточный, месячный, годовой) для контроля его экономичности, надежности и ресурса, основанный на показателях контрольно-измерительных приборов, информационно-измерительных систем, результатах испытаний, измерений, расчетов, должно проводиться диагностирование теплообменного оборудования (конденсаторов, регенеративных подогревателей), насосного оборудования, арматуры.

Отчет об эффективности и тепловой экономичности работы АС по форме 3-ТЭК(АС) должен выпускаться один раз в месяц.

5.6.5 На АС должны обеспечиваться достоверность показаний контрольно-измерительных приборов и правильность учета и отчетности в соответствии с требованиями действующих нормативных документов.

5.6.6 На производственных совещаниях смен, цехов и отделов АС должны не реже одного раза в месяц рассматриваться итоги работы подразделений.

5.6.7 На АС должны разрабатываться и выполняться мероприятия по повышению надежности и экономичности работы оборудования, энергосбережению, в том числе по экономии топлива и других энергоресурсов, сокращению потерь в тепловых сетях.

5.6.8 Эффективность работы оборудования АС должна оцениваться по технико-экономическим показателям на основе РД «Методические указания по составлению технического отчета об эффективности и тепловой экономичности работы атомной электростанции». При этом должны быть представлены проектные и фактические значения мощности за отчетный период и определены причины возможных потерь выработки электроэнергии.

Результаты деятельности АС должны оцениваться по следующим технико-экономическим показателям:

— производство и отпуск на оптовый рынок заданных объемов электроэнергии и мощности;

— рабочая мощность, коэффициент использования установленной мощности, коэффициент готовности к несению нагрузки;

— готовность АС к выработке электроэнергии;

— расход электроэнергии на собственные нужды, отнесенный на выработку электроэнергии;

— удельный расход теплоты на отпущенную электроэнергию;

— расход теплоэнергии, обессоленной воды, конденсата, реагентов, масел, смол и других эксплуатационных сред (материалов) на собственные нужды.

5.7 Контроль за состоянием металла

5.7.1 Для повышения надежности и безопасности работы тепломеханического оборудования и трубопроводов АС, предотвращения повреждений, которые могут быть вызваны дефектами изготовления деталей, а также для контроля за процессами развития эрозии, коррозии, снижения прочностных характеристик металла и сварных соединений в процессе эксплуатации должен быть организован контроль за состоянием основного, наплавленного металла и металла сварных соединений (далее — металл).

5.7.2 Контроль за состоянием металла подразделяется на предэксплуатационный, периодический, внеочередной. Предэксплуатационный контроль проводится до пуска оборудования и трубопроводов в эксплуатацию с целью определения исходного состояния металла в соответствии с требованиями норма-

тивной документации, регистрации допустимых повреждений (несплошностей) для наблюдения за ними в процессе эксплуатации, выявления дефектов изготовления и монтажа.

Периодический контроль — в процессе эксплуатации оборудования и трубопроводов с целью выявления и регистрации повреждений, изменения физико-механических свойств и структуры металла, а также оценки его состояния.

Внеочередной контроль — в соответствии с требованиями нормативной документации по контролю за состоянием металла оборудования и трубопроводов АС, по решению администрации АС, эксплуатирующей организации или органов государственного надзора.

5.7.3 Конкретный перечень оборудования и трубопроводов, подлежащих контролю, устанавливается типовыми программами контроля, разрабатываемыми эксплуатирующей организацией.

Типовые программы должны быть согласованы с разработчиками проекта АС и реакторной установки, утверждены эксплуатирующей организацией и одобрены Ростехнадзором в установленном порядке.

5.7.4 Типовая программа контроля металла оборудования и трубопроводов должна составляться для каждого типа АС и устанавливать конкретные виды оборудования и трубопроводов, виды и методики контроля по зонам, периодичность и объем контроля с указанием специальных средств контроля и норм оценки результатов контроля.

5.7.5 Перечень характеристик, определяемых на образцах-свидетелях, места их установки в оборудовании и трубопроводах, а также программа испытаний должны быть разработаны (или указаны) конструкторской (проектной) организацией.

Количество образцов-свидетелей должно быть таким, чтобы можно было четко установить зависимость измеряемых характеристик от флюенса нейтронов, температурных, гидравлических и химических условий.

5.7.6 Для каждого энергоблока АС на основании типовой программы контроля металла должна быть разработана рабочая программа с указанием конкретного для данного энергоблока перечня контролируемого оборудования и трубопроводов, описания (или ссылки на соответствующие документы) методик контроля, способов обработки результатов и отчетной докумен-

тации, необходимых организационно-технических мероприятий и требований по технике безопасности.

Указанная рабочая программа утверждается главным инженером АС.

5.7.7 Контроль за состоянием металла должен осуществляться АС с привлечением при необходимости специализированных организаций. Ответственность за проведение контроля несет администрация АС.

Результаты контроля должны регистрироваться в протоколах, заключениях или актах, являющихся отчетной документацией по контролю.

5.7.8 На АС должен быть организован сбор и анализ информации о результатах контроля и повреждениях металла для разработки мероприятий, исключающих аварийные остановы и отказы оборудования.

5.7.9 Документация по контролю за состоянием металла должна храниться на АС в течение всего срока эксплуатации оборудования и трубопроводов.

5.7.10 Метрологическое обеспечение средств контроля должно осуществляться в соответствии с п. 5.8 настоящего стандарта и требованиями РД «Метрологическое обеспечение неразрушающего контроля и диагностики на атомных станциях. Основные положения».

Запрещается эксплуатировать средства измерений, не прошедшие метрологическое обслуживание — калибровку (поверку) или с недействительными (просроченными или поврежденными) оттисками калибровочных (поверительных) клейм.

5.7.11 Контролеры (специалисты, дефектоскописты, лаборанты ОТК, непосредственно выполняющие контроль металла) должны проходить аттестацию в установленном порядке.

5.8 Метрологическое обеспечение

5.8.1 Метрологическое обеспечение развития и эксплуатации АС (далее — метрологическое обеспечение) — деятельность, направленная на установление и применение научных и организационных основ, технических средств, правил и норм, необходимых для достижения единства и требуемой точности измерений на АС.

Метрологическое обеспечение должно быть осуществлено на этапах разработки оборудования, технических средств и процедур для АС, проектирования, строительства, ввода в эксплуатацию, эксплуатации и вывода из эксплуатации АС и осуществляется в соответствии с:

— Федеральным законом «Об использовании атомной энергии» [1];

— Федеральным законом «О техническом регулировании» [2];

— Федеральным законом «Об обеспечении единства измерений» [3];

— стандартом «Метрологическое обеспечение эксплуатации атомных станций. Основные положения»;

— требованиями нормативных документов Ростехрегулирования, Росатома и эксплуатирующей организации.

5.8.2 Метрологическое обеспечение осуществляется в целях получения результатов измерений, использование которых позволяет:

— эффективно и качественно вести технологический процесс на АС при соблюдении условий безопасности АС;

— исключить или свести к минимуму риск принятия ошибочных решений и действий при управлении АС или ее оборудованием;

— достоверно контролировать безопасность персонала АС и состояние окружающей среды.

5.8.3 Объектами метрологического обеспечения являются:

— технологические процессы на АС в целом, их элементы или операции;

— комплексы применяемых технических средств и систем, их подсистемы, отдельные устройства и элементы, включая комплексы программных средств обработки, передачи и отображения измерительной информации.

5.8.4 Метрологическое обеспечение основано на:

— использовании допущенных к применению единиц величин;

— использовании норм точности измерения параметров, подлежащих контролю при эксплуатации АС;

— применении средств измерений (в том числе. измерительных систем, контрольного, диагностического, испытательного

и другого измерительного оборудования), допущенных к применению в установленном Ростехрегулированием, Ростехнадзором и эксплуатирующей организацией порядке;

— периодическом метрологическом обслуживании СИ — обязательной калибровке (поверке) СИ;

— применении аттестованных методик выполнения измерений (далее — МВИ);

— применении поверенных эталонов и аттестованного поверочного и вспомогательного оборудования;

— применении аттестованных стандартных образцов состава и свойств веществ и материалов;

— метрологической экспертизе (анализе и оценке технических и организационных решений, относящихся к выбору измеряемых параметров, установлению требований к точности измерений, выбору методов и СИ, методов обработки результатов измерений, способов метрологического обслуживания СИ) проектной, конструкторской и технологической документации (далее — ПКТД);

— функционировании метрологической службы концерна «Росэнергоатом» в соответствии с РД «Положение о метрологической службе концерна «Росэнергоатом» и РД «Технические требования к поверочным лабораториям атомных станций»;

— метрологическом контроле и надзоре за состоянием измерений, соблюдением правил и норм в области метрологического обеспечения;

— технической компетентности работников метрологической службы и приверженности их принципам культуры безопасности;

— формировании и ведении Паспорта метрологической службы АС в соответствии с РД «Положение о паспорте метрологической службы атомной станции. Порядок составления и ведения»;

— формировании и ведении Перечней (Реестров) СИ в соответствии с РД «Инструкция по составлению номенклатурных перечней средств измерений, находящихся в эксплуатации на атомных станциях и подлежащих поверке, калибровке, а также переводимых в разряд индикаторов»;

— формировании и ведении Перечней (Реестров) МВИ в соответствии с Порядком составления, согласования и утвержде-

ния перечней методик выполнения измерений, применяемых на атомных станциях;

— формировании и ведении Перечней (Реестров) ПКТД в соответствии с инструкцией «Порядок составления, согласования и утверждения перечней проектной, конструкторской и технологической документации атомных станций, относящихся к сфере метрологического обеспечения»;

— формировании и ведении Перечня стандартных образцов, используемых на АС и Реестра стандартных образцов предприятия;

— формировании и ведении справочно-информационного фонда в области метрологии;

— использовании единой терминологии в области метрологии, стандартных справочных данных о физических константах и свойствах веществ и материалов.

5.8.5 СИ, применяемые на АС, должны быть утвержденного типа и занесены в Госреестр, пройти испытания и первичное метрологическое обслуживание при выпуске из производства, а также входной метрологический контроль на АС.

СИ, утверждение типа для которых нецелесообразно (нестандартизованные СИ), должны быть подвергнуты при вводе в эксплуатацию первичному метрологическому обслуживанию — первичной калибровке в соответствии с методическими указаниями «Первичная калибровка средств измерений. Организация и порядок проведения».

Примечание. Нецелесообразность утверждения типа определяется Техническим решением, подготовленным и подписанным руководителем подразделения предприятия-разработчика (изготовителя) СИ или руководителем подразделения АС — владельца СИ, согласованным с главным метрологом и утвержденным главным инженером.

5.8.6 Запрещается эксплуатировать СИ не прошедшие метрологическое обслуживание — калибровку (поверку), с просроченными или поврежденными оттисками калибровочных (поверительных) клейм и/или отсутствием соответствующих записей в паспортах (формулярах) на СИ.

5.8.7 Метрологическое обслуживание СИ в процессе эксплуатации, разработку и аттестацию МВИ, метрологическую экспертизу ПКТД, метрологический контроль и надзор, другие

виды метрологической деятельности осуществляют метрологические службы АС, другие организации, аккредитованные на техническую компетентность в конкретной области работ в соответствии с требованиями НД эксплуатирующей организации и Ростехрегулирования.

5.8.8 В соответствии с требованиями закона Российской Федерации «Об обеспечении единства измерений» [3] и РД «Положение о метрологической службе концерна «Росэнергоатом» в концерне «Росэнергоатом» функционирует метрологическая служба.

Метрологическая служба концерна состоит из:

— метрологических служб атомных станций;
— базовых организаций метрологической службы;
— головной организации метрологической службы;
— службы главного метролога концерна.

Основой метрологической службы концерна «Росэнергоатом» являются метрологические службы АС. В структурах атомных станций функционируют самостоятельные подразделения метрологии. Метрологическая служба АС состоит из отдела метрологии и персонала других подразделений АС, выполняющих отдельные функции по метрологическому обеспечению в соответствии с их спецификой.

Метрологические службы АС должны быть оснащены необходимыми эталонами, вспомогательным оборудованием, помещениями, справочно-информационным фондом в соответствии с РД «Технические требования к поверочным лабораториям атомных станций», квалифицированным и аттестованным (в соответствии с РД «Положение об аттестации персонала метрологических служб АС. Организация и порядок проведения») персоналом.

Функции базовых организаций метрологической службы по видам измерений и видам метрологической деятельности возложены на метрологические службы АС в соответствии с РД «Положение о метрологической службе концерна «Росэнергоатом».

Функции головной организации метрологической службы по метрологическому обеспечению развития и эксплуатации АС возложены на эксплуатирующую организацию (службу главного метролога).

5.8.9 Функции метрологического контроля и надзора за состоянием измерений на АС осуществляют главные метрологи

АС в соответствии с РД «Положение о метрологической службе концерна «Росэнергоатом» и положением о метрологической службе АС.

Функции метрологического контроля и надзора за состоянием метрологического обеспечения осуществляет ГОМС в соответствии с РД «Положение о метрологической службе концерна «Росэнергоатом».

Государственный контроль за соблюдением требований стандартов и правил по метрологии и сертификации в области использования атомной энергии осуществляет федеральный орган исполнительной власти, обеспечивающий управление использованием атомной энергии, в соответствии со ст. 20 Федерального закона «Об использовании атомной энергии» [1].

5.8.10 Ответственность за метрологическое обеспечение несет главный инженер АС. Ответственность главного метролога АС определена в положении о метрологической службе АС.

Руководители структурных подразделений АС, эксплуатирующих СИ и/или обеспечивающих их техническое обслуживание и ремонт, несут ответственность в части своевременной технической готовности СИ к метрологическому обслуживанию, включению СИ в номенклатурные перечни, графики метрологического обслуживания.

5.9 Сбор, хранение, транспортировка и захоронение радиоактивных отходов, дезактивация

5.9.1 Сбор, хранение, транспортировка, переработка, кондиционирование и захоронение радиоактивных отходов должны осуществляться в соответствии с действующими правилами и инструкциями, с учетом требований НП «Правила безопасности при обращении с радиоактивными отходами атомных станций».

5.9.2 Классификация жидких радиоактивных отходов проводится по величине объемной активности в соответствии с СП АС-3. Жидкие радиоактивные отходы (ЖРО) должны храниться в специальных хранилищах (ХЖО).

5.9.3 В помещениях ХЖО должен осуществляться радиационный контроль мощности дозы гамма-излучения и концентрации аэрозолей в воздухе.

5.9.4 Хранение жидких радиоактивных отходов должно быть организовано так, чтобы избежать образования в емкостях взрывоопасной смеси и повышения температуры отходов выше заданных значений.

5.9.5 Должен быть обеспечен контроль за протечками из трубопроводов жидких отходов, за каналами и лотками; сбор и удаление возможных продуктов протечек.

5.9.6 На АС должен осуществляться контроль герметичности емкостей ХЖО (методом измерения активности воды в специальных скважинах, охраняемых от засорения, и другими методами). Контроль за режимом грунтовых вод, уровнем воды в контрольных скважинах и содержанием радионуклидов по периметру хранилища жидких и твердых радиоактивных отходов должен проводиться не реже одного раза в квартал.

5.9.7 Хранящиеся на АС ЖРО подлежат концентрированию, переработке, очистке и отверждению в соответствии с принятыми технологиями.

5.9.8 На АС должен вестись строгий учет поступления жидких радиоактивных отходов из промежуточных емкостей в ХЖО в соответствии с требованиями государственной системы учета радиоактивных отходов и радиоактивных веществ.

Ответственность за учет, хранение отходов и правильную эксплуатацию ХЖО несет администрация цеха, в состав которого входит ХЖО.

5.9.9 Радиоактивные воды от технологических систем АС после очистки от радионуклидов и контроля их активности должны использоваться в оборотном водоснабжении АС, а дебалансные воды могут быть сброшены в открытые водоемы или хозяйственно-фекальную канализацию промплощадки.

Условия сброса очищенных вод должны удовлетворять требованиям ОСПОРБ-99 и [4]. «Правилами охраны поверхностных вод».

Запрещается неконтролируемый выпуск воды из спецканализации в водоемы, на поверхность земли, а также в систему хозяйственно-фекальной и производственной ливневой канализации.

На АС должны быть разработаны и утверждены главным инженером АС нормы образования ЖРО и ТРО при ведении технологических процессов, дезактивации и проведении любых работ в

зоне контролируемого доступа, а также мероприятия по сокращению объемов ЖРО и ТРО и их своевременному удалению.

Сбор ЖРО для временного хранения должен осуществляться в специальные емкости; пульпы ионообменных смол, перлита и активированного угля собираются в отдельные емкости.

Горючие ЖРО должны также собираться отдельно и направляться на установки сжигания этих отходов с очисткой дымовых газов от радиоактивных веществ.

5.9.10 Сбор твердых радиоактивных отходов должен осуществляться в специальные оборотные контейнеры, располагаемые в помещениях на специально отведенных местах, а их хранение — в ХТРО.

Классификация твердых радиоактивных отходов должна осуществляться в соответствии с требованиями СП АС-03.

Персонал АС должен предотвращать смешивание отходов различной степени радиоактивности, а также попадание неактивных твердых отходов в радиоактивные.

5.9.11 Должны быть приняты меры для предотвращения попадания воды в ХТРО. Систематически (не реже одного раза в месяц) должен проводиться контроль за состоянием хранилища.

В случае попадания воды в хранилище должны быть приняты меры по ее сбору, удалению и переработке.

5.9.12 Транспортировку ТРО к местам хранения и захоронения следует проводить на специально оборудованном транспорте в транспортных контейнерах по маршрутам, согласованным с местными органами Санэпиднадзора и ГИБДД МВД России.

Перед отправкой к месту обработки, хранения или захоронения контейнеры с ТРО должны подвергаться дозиметрическому контролю.

Должен вестись учет вывозимых ТРО с записью в соответствующем журнале.

5.9.13 Твердые радиоактивные отходы подлежат переработке в целях уменьшения их объема методами сжигания, прессования, измельчения или другими методами.

Не кондиционированные радиоактивные отходы натриевых систем перед захоронением должны отмываться от щелочных металлов. При переработке и очистке не допускается распространение радиоактивных веществ.

5.9.14 На АС должна быть обеспечена возможность периодической дезактивации оборудования и помещений, поверхности которых в процессе эксплуатации находятся в контакте с технологическими средами, загрязненными радиоактивными веществами.

Необходимо контролировать эффективность дезактивации.

5.9.15 При эксплуатации АС должны поддерживаться в рабочем состоянии системы дезактивации оборудования и помещений.

5.9.16 На АС должен быть предусмотрен неснижаемый запас дезактивирующих средств и моющих растворов, которые хранятся в специально отведенных местах.

Моющие растворы для дезактивации должны выбираться с таким условием, чтобы обеспечивался смыв радиоактивных веществ и предотвращение их вторичного осаждения на дезактивируемую поверхность. Моющие растворы не должны вызывать коррозионных повреждений оборудования, возвращаемого в технологический цикл после проведения ремонта.

5.9.17 Оборудование, инструмент, посуда и другие предметы, выносимые из укрытия (боксов, шкафов и т.п.), из необслуживаемых или периодически обслуживаемых помещений зоны контролируемого доступа в другие помещения, должны подвергаться дезактивации на месте для снижения загрязнений до уровней, установленных для этих помещений, а не поддающиеся очистке до допустимого уровня рассматриваться, как радиоактивные отходы.

5.9.18 Во всех помещениях постоянного пребывания персонала, в которых ведутся работы с применением радиоактивных веществ в открытом виде, должна осуществляться ежедневная влажная уборка; не реже одного раза в месяц — полная уборка с мытьем стен, полов, дверей и наружных поверхностей оборудования.

5.9.19 По окончании работ каждый работающий (или специальный персонал) должен убрать свое рабочее место и при необходимости дезактивировать рабочую посуду и инструмент.

Образовавшиеся твердые радиоактивные отходы должны убираться в специально отведенные места.

5.9.20 Для нерадиоактивных промышленных твердых отходов АС должен предусматриваться полигон промышленных отходов,

а для твердых отходов, содержащих радионуклиды в допустимых пределах — специальный полигон промышленных отходов.

Удаление нерадиоактивных отходов АС, кроме бытовых отходов и строительного мусора, прошедших дозиметрический контроль, на городские свалки и другие свалки общехозяйственного назначения запрещается.

6 ПРОДЛЕНИЕ СРОКА ЭКСПЛУАТАЦИИ ДЕЙСТВУЮЩЕГО ЭНЕРГОБЛОКА АС. ВЫВОД ИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭНЕРГОБЛОКА АС

6.1 Принятие решения

6.1.1 Не позднее чем за 5 лет до истечения установленного срока эксплуатации (службы) действующего блока АС эксплуатирующая организация принимает решение о подготовке блока АС к продлению срока эксплуатации или о подготовке его к выводу из эксплуатации.

6.1.2 Принятие решения о ПСЭ действующего блока АС основывается на результатах комплексного обследования блока АС, оценки его безопасности и оценки экономической эффективности ПСЭ блока АС.

6.1.3 Если в результате оценки безопасности эксплуатирующая организация выявит факторы, препятствующие безопасной эксплуатации блока АС в период дополнительного срока эксплуатации, устранение которых экономически нецелесообразно, то принимается решение о подготовке блока АС к выводу из эксплуатации.

6.2 Продление срока эксплуатации энергоблока АС

6.2.1 Продолжительность эксплуатации блока АС сверх назначенного срока службы устанавливается с учетом технических и экономических аспектов, включающих:

— возможность обеспечения и поддержания безопасности при эксплуатации блока АС;

— наличие необходимого остаточного ресурса у невосстанавливаемого оборудования блока АС;

— наличие возможности временного хранения дополнительного количества ОЯТ или его вывоза с площадки АС;

— возможность обеспечения безопасности при обращении с радиоактивными отходами, образующимися в период дополнительного срока эксплуатации;

— возможность обеспечения безопасности блока АС при выводе его из эксплуатации.

6.2.2 Продление срока эксплуатации действующих блоков АС осуществляется на основании утвержденных в установленном порядке программы продления срока эксплуатации энергоблоков АС и инвестиционных проектов, разработанных в соответствии с:

— Федеральными целевыми программами «Энергоэффективная экономика на 2002–2005 годы и на перспективу до 2010 года» [5], «Развитие атомного энергопромышленного комплекса России на 2007–2010годы и на перспективу до 2015 года» [6];

— НП «Основные требования к продлению срока эксплуатации блока атомной станции»;

— Федеральным законом «Об инвестиционной деятельности в Российской Федерации, осуществляемой в форме капитальных вложений» [7];

— документом Росатома «Перечень и содержание документов, составляющих инвестиционный проект продления срока эксплуатации энергоблоков атомных станций»;

— документом «Методические основы оценки эффективности инвестиционных проектов и программ концерна «Росэнергоатом» [8].

6.2.3 Работы по ПСЭ блока АС включают два этапа.

Первый этап (формирование инвестиционного проекта ПСЭ):

— формирование инвестиционного замысла;

— комплексное обследование и оценка безопасности энергоблока;

— оценка экономической эффективности ПСЭ энергоблока;

— разработка проектно-сметной документации.

По результатам указанных работ за 5 лет до истечения назначенного срока службы блока АС принимается решение эксплуатирующей организации о подготовке блока к ПСЭ.

6.2.4 После принятия решения о подготовке блока АС к ПСЭ выполняется второй этап работ (реализация инвестиционного проекта ПСЭ):

— обоснование продления срока службы незаменяемых элементов;

— модернизация энергоблока;

— углубленная оценка безопасности.

6.2.5 Комплекс работ по ПСЭ реализуется в период назначенного срока службы (до получения лицензии на эксплуатацию энергоблока в дополнительный период).

Выполнение работ по модернизации в рамках подготовки к ПСЭ ведется в период плановых ремонтов в течение как минимум 5 лет, предшествующих продлению срока эксплуатации энергоблока.

Это способствует эффективному использованию плановых ремонтов при подготовке к ПСЭ, равномерному распределению финансовых ресурсов по годам, равномерной загрузке специалистов обеспечивающих организаций и АС, участвующих в работах по ПСЭ.

6.2.6 Отдельные масштабные работы по модернизации могут выполняться по отдельным проектам до формирования инвестиционного проекта ПСЭ (за 6–10 лет до завершения назначенного срока службы энергоблока).

К указанным работам могут относиться модернизация систем контроля, управления и защиты и других спецсистем и замена технологических каналов (на блоках с РБМК), замена парогенераторов, модернизация систем контроля, управления и защиты реактора и систем безопасности, замена крышки верхнего блока реактора (на блоках с ВВЭР), замена модулей парогенераторов (на блоках с БН).

6.2.7 Эксплуатационная документация должна быть приведена в соответствие с изменениями проекта блока АС, выполненными в процессе его модернизации.

6.2.8 Эксплуатирующая организация должна оформить акт по результатам выполненных работ по ПСЭ блока АС.

6.2.9 После установления нового срока службы блока АС должен быть уточнен и утвержден в установленном порядке регламент контроля технического состояния элементов с учетом факторов старения оборудования.

6.2.10 По результатам выполненных работ по ПСЭ:

— принимается решение Росатома об эксплуатации блока АС в период дополнительного срока службы (устанавливается новый срок службы энергоблока);

— эксплуатирующая организация в соответствии с требованиями РД «Требования к составу комплекта и содержанию документов, обосновывающих безопасность в период дополнительного срока эксплуатации блока АС» готовит документы, обосновывающие безопасность энергоблока в период дополнительного срока службы, и представляет в Ростехнадзор для получения лицензии на эксплуатацию блока АС в период дополнительного срока службы.

6.2.11 Эксплуатация блока АС в дополнительный период эксплуатации осуществляется на основании полученных в установленном порядке лицензий Ростехнадзора.

6.3 Вывод из эксплуатации энергоблока АС

6.3.1 Вывод из эксплуатации блока АС — процесс осуществления комплекса организационных и технических мероприятий после удаления ядерного топлива и ядерных материалов с блока АС, исключающий использование блока АС в качестве источника энергии и обеспечивающий безопасность персонала, населения и окружающей среды.

6.3.2 Всю необходимую деятельность по подготовке к выводу из эксплуатации и по выводу из эксплуатации блока АС эксплуатирующая организация должна осуществлять в соответствии с требованиями законодательства Российской Федерации, а также норм и правил, действующих в области использования атомной энергии.

6.3.3 На стадии проектирования блока АС должны быть предусмотрены проектные, технические и организационные решения, которые без снижения эксплуатационных параметров блока, позволят снизить затраты на вывод из эксплуатации блока АС.

6.3.4 В течение всего периода эксплуатации должны быть организованы сбор, обработка и хранение информации, необходимой для разработки программы и проекта вывода из эксплуатации блока.

6.3.5 Эксплуатирующая организация не позднее чем за 5 лет до истечения установленного срока эксплуатации (службы) блока АС на основании результатов комплексного инженерного и радиационного обследования, в соответствии с документом «Требования к содержанию программы вывода из эксплуатации блока АС» должна обеспечить разработку программы вывода из эксплуатации блока АС и представить ее в Ростехнадзор для оформления в установленном порядке вытекающих из нее изменений в условия действия лицензии Ростехнадзора на эксплуатацию блока АС.

В программе вывода из эксплуатации блока АС должны указываться сроки проведения комплексного инженерного и радиационного обследования блока АС.

6.3.6 Для получения лицензии Ростехнадзора на ведение работ по выводу из эксплуатации эксплуатирующая организация АС обеспечивает разработку проекта вывода из эксплуатации и всего комплекта документов в соответствии с Приложением 18 РД «Требования к составу комплекта и содержанию документов, обосновывающих обеспечение ядерной и радиационной безопасности ядерной установки, пункта хранения, радиационного источника и/или заявленной деятельности (для атомных станций)».

6.3.7 Вывод из эксплуатации блока АС начинается только после получения в Ростехнадзоре лицензии на вывод блока из эксплуатации.

Деятельность по выводу из эксплуатации блока АС должна проводиться в соответствии с программой и проектом вывода из эксплуатации блока АС.

6.3.8 Все работы, проводимые при подготовке к выводу из эксплуатации блока АС и при выводе из эксплуатации блока АС, должны осуществляться с соблюдением требований ядерной, радиационной, технической, пожарной безопасности и охраны труда.

6.3.9 Блок АС, остановленный для вывода из эксплуатации, считается находящимся в эксплуатации до удаления с блока АС ядерного топлива.

На этот период сохраняются все требования к персоналу, документации и т.д., как действующего блока АС.

Вывод из эксплуатации отдельных систем и элементов, сокращение объема технического обслуживания, сокращение персонала должно проводиться в соответствии с внесенными

в установленном порядке изменениями в условия действия лицензии на эксплуатацию.

Для получения лицензии Ростехнадзора на ведение работ на блоке, остановленном для вывода из эксплуатации, эксплуатирующая организация обеспечивает разработку комплекта документов в соответствии с Приложением 17 РД «Требования к составу комплекта и содержанию документов, обосновывающих обеспечение ядерной и радиационной безопасности ядерной установки, пункта хранения, радиационного источника и/или заявленной деятельности (для атомных станций)».

6.3.10 При подготовке к выводу из эксплуатации блока АС эксплуатирующая организация должна обеспечить:

— удаление ядерного топлива и ядерных материалов из активной зоны реактора, бассейна выдержки и помещений блока АС и перевод его в ядерно-безопасное состояние;

— удаление радиоактивных рабочих сред из оборудования и технологических систем блока АС, выведенных из работы после окончательного останова блока АС;

— штатную дезактивацию оборудования, систем, помещений и строительных конструкций блока АС в объеме необходимом для подготовки к выводу из эксплуатации блока АС;

— переработку и/или удаление радиоактивных отходов, накопленных на блоке АС за время его эксплуатации;

— приведение блока АС в прогнозируемое состояние (по ресурсу, составу оборудования, использованию хранилищ и т.п.).

6.3.11 Для обеспечения безопасности при выводе из эксплуатации блока АС необходимо:

— развивать и поддерживать культуру безопасности;

— разрабатывать программы обеспечения качества выполняемых работ;

— поддерживать в работоспособном состоянии оборудование, системы и конструкции, необходимые для осуществления безопасного вывода из эксплуатации блока АС;

— осуществлять подбор и поддерживать необходимый уровень квалификации персонала, осуществляющего вывод из эксплуатации блока АС;

— обеспечивать безопасность работ при обращении с радиоактивными веществами и радиоактивными отходами, а также их учет и контроль;

— обеспечивать физическую защиту блока АС, радиоактивных веществ и радиоактивных отходов.

6.3.12 В течение всего времени выполнения работ по выводу из эксплуатации блока АС должен осуществляться контроль, анализ и сравнение с исходными параметрами (на начало проведения работ по выводу из эксплуатации блока АС) радиационной обстановки в помещениях и на площадке блока АС.

6.3.13 Каждый этап вывода из эксплуатации блока АС должен начинаться с подготовки организационных и технических мероприятий, предусмотренных программой (проектом) вывода из эксплуатации блока АС, направленных на обеспечение безопасности выполнения работ на этом этапе.

6.3.14 Временные интервалы и критерии оценки завершения каждого этапа вывода из эксплуатации определяются проектом вывода из эксплуатации блока АС.

6.3.15 Решение о завершении работ по выводу из эксплуатации блока АС принимает эксплуатирующая организация совместно с органами государственного регулирования безопасности и другими заинтересованными организациями на основании оформленных в установленном порядке документов, подтверждающих соответствие достигнутого в ходе работ состояния блока АС требованиям проекта вывода блока из эксплуатации.

7 ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ АС

7.1 Общие положения

Атомная станция удовлетворяет требованиям безопасности, если ее радиационное воздействие на персонал, население и окружающую среду при нормальной эксплуатации, нарушениях нормальной эксплуатации, включая проектные аварии, не приводит к превышению установленных доз облучения персонала и населения, нормативов по выбросам и сбросам, содержанию радиоактивных веществ в окружающей среде, а также ограничивается при запроектных авариях. Вероятность проектных и запроектных аварий не должна превышать установленных значений.

Функция безопасности — конкретная специфическая цель и действия, обеспечивающие ее достижение, направленные на предотвращение аварий или ограничение их последствий.

Исходя из функций безопасности, федеральные нормы и правила по безопасности при использовании атомной энергии устанавливают основные критерии и принципы безопасности, т.е. такие значения параметров, характеристик и условий, при которых обеспечивается выполнение указанной цели.

Перечень федеральных норм и правил в области использования атомной энергии, а также изменения в указанный перечень и дополнения к нему утверждаются Правительством Российской Федерации.

Безопасность АС должна обеспечиваться за счет последовательной реализации концепции глубоко эшелонированной защиты, основанной на применении системы физических барьеров на пути распространения ионизирующего излучения и радиоактивных веществ в окружающую среду и системы технических и организационных мер по защите барьеров и сохранению их эффективности, а также по защите персонала, населения и окружающей среды.

Концепция глубоко эшелонированной защиты осуществляется на всех этапах деятельности, связанных с обеспечением безопасности АС, в той части, которая затрагивается этим видом деятельности.

7.2 Система физических барьеров

Система физических барьеров включает в себя:

а) топливную матрицу; в качестве материалов ядерного топлива выбираются такие, свойства которых при нормальных условиях, аварийных ситуациях и проектных авариях были бы такими, чтобы ограничивать выход продуктов деления под оболочку твэл, а при прямом контакте топлива с теплоносителем обеспечивать минимально допустимое радиоактивное загрязнение теплоносителя, охлаждающего активную зону реактора;

б) оболочку твэл; конструкционные свойства оболочки твэл в условиях их эксплуатации должны обеспечивать исключение (ослабление) повреждений твэл с целью непревышения (огра-

ничения) влияния ионизирующих излучений и радиоактивных продуктов на персонал, население и окружающую среду;

в) границу контура теплоносителя реактора; конструкция контура, система диагностики, порядок проведения технического обслуживания и ремонта, а также другие технические и организационные меры должны обеспечить целостность контура с учетом действия защитных систем и в условиях действия возникающих напряжений и нагрузок, температурных воздействий;

г) герметичное ограждение реакторной установки; этот барьер на пути распространения радиоактивных продуктов предназначен для предотвращения или ограничения распространения выделяющихся при аварии блока радиоактивных веществ и излучений за установленные проектом границы и выхода их в окружающую среду;

д) биологическую защиту; барьер для предотвращения или ограничения радиационного воздействия на персонал при нормальной эксплуатации, нарушениях нормальной эксплуатации, включая проектные аварии.

7.3 Система технических и организационных мер

Система технических и организационных мер должна включать следующие уровни глубоко эшелонированной защиты:

— уровень 1 — условия размещения АС и предотвращение нарушений нормальной эксплуатации;

— уровень 2 — предотвращение проектных аварий системами нормальной эксплуатации;

— уровень 3 — предотвращение запроектных аварий системами безопасности;

— уровень 4 — управление запроектными авариями;

— уровень 5 — планирование и осуществление мероприятий по защите персонала, устойчивой работе АС в чрезвычайных ситуациях природного и техногенного характера.

7.4 Культура безопасности

7.4.1 Культура безопасности — квалификационная и психологическая подготовленность всех лиц, при которой обеспечение безопасности АС является приоритетной целью и внутренней

потребностью, приводящей к самосознанию ответственности и к самоконтролю при выполнении всех работ, влияющих на безопасность.

7.4.2 Культура безопасности обеспечивается:

— структурой управления и контроля за деятельностью по безопасной эксплуатации АС;

— требуемым уровнем квалификации персонала при выполнении им обязанностей, предусмотренных в установленном порядке.

7.4.3 Для персонала понятие культуры безопасности состоит из следующих элементов:

— строго регламентированного и взвешенного подхода при осуществлении деятельности по безопасной эксплуатации АС;

— знаний и компетентности, обеспечиваемых необходимой подготовкой персонала;

— разработки и строгого соблюдения требований действующих инструкций при осуществлении деятельности по обеспечению безопасной эксплуатации АС;

— приверженности безопасности, определяющей безопасность АС как жизненно важное дело, обладающее высшим приоритетом;

— контроля, включающего практику ревизий и экспертиз;

— готовности реагировать на критическую ситуацию;

— четкого понимания каждым работником своих прав, обязанностей и ответственности.

7.5 Самооценка эксплуатационной безопасности

7.5.1 Самооценка эксплуатационной безопасности является неотъемлемой частью системы управления АС и выполняется для определения эффективности и дальнейшего совершенствования существующей системы организации эксплуатации АС. Целью самооценки является повышение уровня безопасности и эффективности АС путем непосредственного вовлечения персонала в процесс критического изучения и совершенствования своей деятельности для достижения поставленных целей.

7.5.2 Процесс самооценки направлен на выявление малозначимых несоответствий или тенденций для их устранения на ранних стадиях и исключения возможности возникновения бо-

лее серьезных нарушений, влияющих на безопасность и надежность эксплуатации АС. Самооценка также позволяет выявить положительный опыт для распространения в других структурных подразделениях АС.

7.5.3 Атомные станции разрабатывают и выполняют документ, отражающий порядок проведения самооценки на основе документа «Самооценка эксплуатационной безопасности атомных станций. Руководство» [9].

7.6 Ядерная безопасность

7.6.1 Устройство, эксплуатация и ремонт оборудования реакторной установки должны соответствовать требованиям правил и норм по обеспечению безопасности при использовании атомной энергии.

7.6.2 Лицом, ответственным за обеспечение ядерной безопасности на АС, является директор атомной станции, ответственность за организацию работ по обеспечению ядерной безопасности на АС возлагается на главного инженера АС.

Остальные должностные лица и персонал АС несут ответственность за ядерную безопасность в пределах, установленных должностными инструкциями и заключенными с ними трудовыми договорами.

7.6.3 Для поддержания способности систем, важных для безопасности, удовлетворять проектным требованиям, должны проводиться их регулярное техническое обслуживание, ремонт и испытания.

Руководство АС (директор, главный инженер) на основе проектных материалов с учетом требований технологического регламента организует для систем, важных для безопасности, разработку:

— инструкций (программ) по проведению проверок и испытаний;

— регламентов (программ) технического обслуживания, графиков ремонтов систем и элементов;

— графиков проведения испытаний и проверок функционирования систем безопасности.

7.6.4 Технические и организационные решения, принимаемые для обеспечения безопасности атомной станции, должны быть апробированы прежним опытом или испытаниями, со-

ответствующими исследованиями, опытом эксплуатации прототипов и соответствовать принятым для атомной энергетики нормам и правилам.

7.6.5 Все реакторные установки АС должны иметь паспорта, оформляемые в Ростехнадзоре.

Состояние ядерной безопасности на АС должно проверяться:

— комиссией АС не реже одного раза в год;

— комиссией эксплуатирующей организации — один раз в 2 года.

7.6.6 Все случаи нарушения ядерной безопасности АС должны расследоваться в соответствии с НП «Положение о порядке расследования и учета нарушений в работе АС», и должны быть приняты меры, направленные на предотвращение повторения подобных случаев.

7.6.7 При эксплуатации АС система управления и защиты реактора должна обеспечивать:

— пуск и перевод активной зоны реактора в подкритическое состояние без нарушения пределов безопасной эксплуатации при нарушениях нормальной эксплуатации;

— автоматическое поддержание заданного уровня мощности (интенсивности цепной реакции);

— контроль нейтронного потока во всем диапазоне изменения плотности нейтронного потока в активной зоне от $1\ 10^{-7}$% до 120% номинального уровня, осуществляемый как минимум тремя независимыми между собой каналами измерения плотности нейтронного потока с показывающими приборами (по крайней мере два из трех каналов контроля должны быть оснащены записывающими устройствами);

— контроль за изменением реактивности;

— измерение нейтронной мощности (нейтронного потока) на любом уровне мощности тремя независимыми каналами с показывающими (самопишущими) приборами;

— аварийную защиту реактора на всех уровнях мощности независимо от наличия и состояния источников энергопитания;

— надежное поддерживание реактора в подкритическом состоянии и средства контроля подкритичности активной зоны;

— перекрытие не менее чем на один порядок изменений измеряемой величины при последовательном переходе с одной группы измерительных каналов на другую;

— автоматическое снижение мощности РУ, предусмотренное проектом, при изменении технологических параметров или отключении действующего оборудования.

7.6.8 Электрическая схема управления движением органов СУЗ должна обеспечивать автоматический ввод поглотителей в ядерный реактор после срабатывания АЗ. Должно быть исключено введение положительной реактивности средствами воздействия на реактивность, предусмотренными техническим проектом РУ, если рабочие органы аварийной защиты не приведены в рабочее положение. Рабочее положение рабочих органов АЗ и порядок их извлечения должны быть определены в проекте РУ.

7.6.9 Должна быть обеспечена скорость введения положительной реактивности исполнительными органами СУЗ не более 0,07 Вэф/с. Если исполнительные органы имеют эффективность более 0,7 Вэф, то введение положительной реактивности должно быть шаговым, с весом шага не более 0,3 Вэф.

7.6.10 Подкритичность активной зоны реактора в любой момент кампании после взвода рабочих органов АЗ в рабочее положение с введенными в активную зону остальными органами СУЗ должна быть не менее 0,01 в состоянии активной зоны с максимальным коэффициентом размножения.

7.6.11 Количество, расположение, эффективность и скорость введения исполнительных органов АЗ должны обеспечивать при любых аварийных ситуациях, без одного наиболее эффективного органа:

— скорость снижения мощности ядерного реактора, достаточную для предотвращения нарушения пределов безопасной эксплуатации твэл при нарушениях нормальной эксплуатации;

— приведение реактора в подкритическое состояние и поддержание его в этом состоянии с учетом возможного увеличения реактивности в течение времени, достаточного для введения других, более медленных органов СУЗ;

— предотвращение образования локальных критических масс.

7.6.12 Вывод ядерного реактора в критическое состояние и на мощность разрешается при выполнении следующих условий:

— рабочие органы АЗ должны находиться во взведенном состоянии;

— органы автоматического регулирования (для канальных реакторов) должны находиться в промежуточном положении;

— должен осуществляться контроль нейтронного потока и периода разгона реактора;

— аварийная защита реактора должна соответствовать требованиям п. 7.6.7 и 7.6.11;

— в систему управления и защиты должны быть включены все исполнительные органы СУЗ реактора;

— система аварийного электроснабжения должна быть исправной и находиться в состоянии готовности к работе, должен иметься установленный инструкцией запас дизельного топлива;

— система аварийного ввода жидкого поглотителя нейтронов должна быть исправной и находиться в состоянии готовности к действию, должны быть созданы установленный запас и концентрация жидкого поглотителя;

— система сигнализации и блокировок реактора должна быть опробована и находиться в рабочем состоянии;

— должны быть исправны и находиться в состоянии готовности к действию системы аварийного расхолаживания реактора и системы локализации аварий;

— других условий, определенных проектом и технологическим регламентом эксплуатации энергоблока (энергоблоков) АС.

7.6.13 Вывод реактора в критическое состояние до включения в работу автоматического регулятора мощности производится в присутствии ответственного руководителя пуска в соответствии с требованиями технологических регламентов по эксплуатации энергоблоков АС.

7.6.14 Контроль за остановленным реактором, когда ядерное топливо находится в активной зоне, должен осуществляться постоянно в течение всего времени, в том числе и при загрузке и перегрузке топлива.

Обязательному контролю подлежат:

— нейтронный поток;

— скорость нарастания нейтронного потока (или реактивность);

— концентрация поглотителя в теплоносителе (если предусмотрена проектом жидкостная система регулирования).

7.6.15 В случае возникновения на РУ отклонений от нормальной эксплуатации должны быть выявлены и устранены причины их возникновения и приняты меры для восстановления нормальной эксплуатации РУ.

В случае возникновения на РУ предаварийной ситуации РУ должна быть остановлена и приняты меры для восстановления нормальной эксплуатации РУ.

Эксплуатация РУ может быть продолжена только после выяснения и устранения причины возникновения предаварийной ситуации по письменному распоряжению главного инженера АС.

Оператор (ВИУР) РУ имеет право и обязан самостоятельно перевести реактор в подкритическое состояние в случаях:

— предусмотренных технологическим регламентом;

— если оператор не имеет достаточной информации для принятия решения о возможности дальнейшей безопасной эксплуатации;

— если оператор считает, что дальнейшая эксплуатация приведет к угрозе жизни людей или опасности ядерной или радиационной аварии.

7.6.16 Все работы со свежим или отработавшим топливом должны проводиться с соблюдением правил ядерной безопасности по утвержденному плану и инструкциям.

Порядок проведения перегрузки топлива должен определяться программой, рабочим графиком, картограммами перегрузки, составленными с учетом требований обеспечения ядерной безопасности.

7.6.17 В реакторах, где перегрузка осуществляется с расцеплением рабочих органов СУЗ, она должна проводиться при введенных в активную зону рабочих органов СУЗ и других средств воздействия на реактивность, причем минимальная подкритичность реактора в процессе перегрузки с учетом возможных ошибок должна составлять не менее 0,02. Если при этом реактивность компенсируется раствором жидкого поглотителя, его концентрация должна быть доведена до такого значения, при котором (с учетом возможных ошибок) обеспечивается подкритичность реактора не менее 0,02 (без учета введенных рабочих органов СУЗ). В этом случае техническими и организационны-

ми мерами должна быть исключена возможность подачи чистого конденсата в реактор и первый контур.

Перегрузка топлива на остановленном реакторе канального типа должна проводиться при взведенных рабочих органах АЗ, причем минимальная подкритичность реактора с учетом возможных ошибок должна составлять не менее 0,02. В РУ, на которых перегрузка проводится при работе реактора на мощности, она осуществляется при обоснованных в проекте допустимых эксплуатационных режимах работы и наличии средств, эффективность которых достаточна для подавления избыточной реактивности, ввод которой возможен из-за ошибок загрузки или непредусмотренных эффектов реактивности.

7.6.18 Для каждой РУ должен быть определен перечень ядерно-опасных работ. Ядерно-опасные работы должны проводиться по специальному техническому решению (программе), утверждаемому главным инженером АС, как правило, на остановленном реакторе с подкритичностью не менее 0,02 для состояния активной зоны с максимальным эффективным коэффициентом размножения.

Техническое решение (программа) должна содержать:

— цель проведения ядерно-опасных работ;

— перечень ядерно-опасных работ и технологию их проведения;

— технические и организационные меры по обеспечению ядерной безопасности;

— критерии и контроль правильности завершения ядерно-опасных работ;

— указание о назначении ответственного за проведение ядерно-опасных работ.

7.6.19 В соответствии с требованиями ОПБ-88/97 администрация АС на основе технологического регламента и ООБ АС организует разработку и выпуск инструкций и руководств, определяющих действия персонала по обеспечению безопасности при проектных и запроектных авариях.

7.6.20 В инструкциях по эксплуатации систем и оборудования АС, регламентирующих эксплуатацию реакторов и процедуры обращения с ядерным топливом, должны быть отражены требования по обеспечению ядерной безопасности.

7.7 Радиационная безопасность

7.7.1 Общие положения

7.7.1.1 При эксплуатации, выводе АС из эксплуатации должны выполнять требования Федерального закона «О радиационной безопасности населения» [10], НРБ-99, ОСПОРБ-99, СП АС-03, ПРБ АС-99 и других нормативных документов в области обеспечения радиационной безопасности.

7.7.1.2 Обеспечение радиационной безопасности на АС возлагается на директора АС, организация работ по обеспечению радиационной безопасности на АС возлагается на главного инженера АС.

7.7.1.3 Руководители структурных подразделений АС несут ответственность за обеспечение радиационной безопасности в своих подразделениях и на закрепленном оборудовании.

7.7.1.4 Осуществление радиационного контроля на АС, в санитарно-защитной зоне и зоне наблюдения АС, методическое руководство работами по обеспечению радиационной безопасности и контроль за соблюдением всеми работающими на АС правил радиационной безопасности возлагается на отдел (цех, службу) радиационной безопасности АС.

Структура отдела (цеха, службы) радиационной безопасности должна обеспечивать эффективный радиационный контроль и соответствовать типовой структуре, утвержденной эксплуатирующей организацией.

7.7.1.5 На каждой АС должна быть разработана инструкция (процедура) по радиационной безопасности, учитывающая положения нормативных документов по радиационной безопасности, требования которой должны быть направлены на выполнение основных принципов радиационной безопасности (обоснование, оптимизация, нормирование).

7.7.1.6 Требования инструкции (процедуры) по радиационной безопасности должны соблюдаться персоналом АС и организаций, выполняющих работы и предоставляющих услуги АС и привлекаемых к работам с источниками ионизирующего излучения.

Руководители сторонних организаций должны обеспечить наличие у направляемого на АС персонала документов, подтверждающих допуск к работе в условиях воздействия ионизи-

рующего излучения, проверку знаний по радиационной безопасности и разрешенную дозу на период работы на данной АС.

7.7.1.7 Персонал АС и организаций, выполняющих работы и предоставляющих услуги АС, должен:

— знать и выполнять требования инструкции (процедуры) по радиационной безопасности в соответствии с объемом, определенным для данной должности;

— стремиться к выполнению своих должностных обязанностей с получением наименьших дозовых нагрузок, учитывая беспороговое воздействие радиации на организм;

— бережно относиться к используемым средствам индивидуального и коллективного радиационного контроля (средства контроля загрязнения рук, тела, одежды и т.д.);

— применять предписанные основные и дополнительные средства индивидуальной защиты, снижающие дозы внутреннего и внешнего облучения от источников ионизирующих излучений;

— не допускать распространения радиоактивных загрязнений с места проведения работ;

— выполнять все указания работников отдела (цеха, службы) радиационной безопасности, касающиеся обеспечения радиационной безопасности, при выполнении работ;

— выполнять установленные требования по предупреждению радиационной аварии и правила поведения в случае ее возникновения;

— обо всех неисправностях в работе установок, приборов и аппаратов, являющихся источником излучения, а также оборудования радиационного контроля немедленно ставить в известность непосредственного руководителя и отдел (цех, службу) радиационной безопасности;

— по окончании работы покидать свои рабочие места, если дальнейшее пребывание не диктуется производственной необходимостью.

7.7.1.8 Доступ к информации о радиационной обстановке на АС и принимаемых мерах по ее улучшению должен быть обеспечен в установленном порядке персоналу, органам исполнительной власти, органам регулирования безопасности, а также гражданам, общественным объединениям и средствам массовой информации.

7.7.1.9 Показателями радиационной безопасности АС являются:

— количество нарушений в работе АС с радиационными последствиями;

— уровень облучаемости персонала АС и организаций, выполняющих работы и предоставляющих услуги АС;

— активность газо-аэрозольных выбросов;

— активность жидких сбросов с дебалансными водами.

7.7.1.10 Работы в условиях фактической или потенциальной радиационной опасности, требующие подготовки рабочего места и ограничения продолжительности, при выполнении которых индивидуальные дозы облучения могут превысить 0,2 мЗв, должны выполняться по нарядам-допускам или распоряжениям с оформлением дозиметрического наряда.

Работы, не требующие подготовки рабочего места для обеспечения радиационной безопасности или ограничения продолжительности по времени и при которых индивидуальные дозы не превышают 0,2 мЗв, выполняются по наряду-допуску или распоряжению без оформления дозиметрического наряда.

Особо радиационно-опасная работа, при которой ожидаемая коллективная доза может превысить 0,5 чел.Зв или 10 мЗв по эффективной индивидуальной дозе, должна выполняться по специальной программе обеспечения радиационной безопасности, согласованной территориальным органом Госсанэпиднадзора Федерального медико-биологического агентства и утвержденной главным инженером АС.

При планировании работы, которая может привести к получению коллективной дозы более 1 чел.Зв или максимальная индивидуальная эффективная доза может превысить 15 мЗв, программа дополнительно должна быть согласована эксплуатирующей организацией.

7.7.1.11 Контрольные уровни факторов радиационного воздействия на АС и в окружающей среде (кроме контрольных уровней дозы облучения персонала группы А, устанавливаемого эксплуатирующей организацией, и контрольных уровней газоаэрозольных выбросов, установленных документом «Санитарные правила проектирования и эксплуатации атомных станций») устанавливаются АС.

Перечень и численные значения контрольных уровней, устанавливаемых на АС, подлежат согласованию с территориальным органом Госсанэпиднадзора Федерального медико-биологического агентства.

7.7.1.12 Планируемое повышенное облучение персонала сверх основных дозовых пределов разрешается только в случае ликвидации последствий радиационной аварии в порядке, установленном НРБ-99, и по согласованию с эксплуатирующей организацией.

7.7.1.13 Все случаи нарушения правил радиационной безопасности, которые стали причиной незапланированного повышенного облучения персонала или радиоактивного загрязнения оборудования, помещений и территории сверх допустимых уровней, должны быть расследованы в соответствии с НП «Положение о порядке расследования и учета нарушений в работе АС» и приняты меры, предотвращающие повторение подобных случаев. Сообщения о таких нарушениях и результаты их расследования должны передаваться в эксплуатирующую организацию и соответствующие органы государственного регулирования безопасности.

7.7.1.14 Ответственность за нарушение требований правил радиационной безопасности несут, в соответствии с действующим законодательством, административно-технические работники АС, которые не обеспечили соблюдение требований правил и не приняли необходимых мер по предупреждению нарушений, а также лица, непосредственно нарушившие эти правила.

7.7.1.15 На каждой АС должны быть созданы и находиться в постоянной эксплуатации автоматизированная система радиационного контроля и автоматизированная система контроля радиационной обстановки. Должна быть обеспечена передача данных автоматизированной системы контроля радиационной обстановки во внутренние и внешние аварийные центры АС и в Кризисный центр.

7.7.1.16 Метрологическое обеспечение средств радиационного контроля должно осуществляться в соответствии с п. 5.8 настоящего стандарта.

Запрещается эксплуатировать средства измерений, не прошедшие метрологическое обслуживание — калибровку (повер-

ку) или с недействительными (просроченными или поврежденными) оттисками калибровочных (поверительных) клейм.

7.7.2 Основные критерии и пределы

7.7.2.1 Атомная станция считается безопасной, если при нормальной эксплуатации и проектных авариях ее радиационное воздействие на персонал, население и окружающую среду ограничивается установленными для этих состояний АС пределами.

7.7.2.2 На АС, проекты которых утверждены до 02.07.99, даты введения в действие НРБ-99, последствия проектной радиационной аварии по величинам выбросов и сбросов радиоактивных веществ в окружающую среду не должны приводить к дозам облучения населения, требующим принятия обязательных мер по его защите в начальном периоде радиационной аварии, т.е. дозы облучения лиц из населения не должны превышать верхний уровень критериев (уровень «Б»), регламентируемых НРБ-99.

7.7.2.3 На АС, проекты которых утверждены после 02.07.99, последствия проектной радиационной аварии по величинам выбросов и сбросов радиоактивных веществ в окружающую среду не должны приводить к дозам облучения населения, требующим принятия любых мер по его защите в начальном периоде радиационной аварии, т.е. дозы облучения лиц из населения не должны превышать нижний уровень критериев (уровень «А»), регламентируемых НРБ-99.

7.7.2.4 Пределы безопасной эксплуатации каждого энергоблока АС по выбросам и сбросам должны быть установлены на уровне ПДВ и ПДС, а эксплуатационные пределы — на уровне ДВ и ДС с ограничением, что установленные для одного энергоблока значения пределов безопасной эксплуатации и эксплуатационные пределы не должны превышаться при работе всех энергоблоков данной АС.

7.7.2.5 Все АС должны иметь в технологических регламентах эксплуатации энергоблоков значения эксплуатационных пределов и пределов безопасной эксплуатации по радиационным параметрам, включая значения пределов, перечисленных в п. 7.7.2.4.

7.7.3 Администрация АС должна обеспечить учет количества, перемещения и места нахождения всех делящихся и радиоактивных материалов, источников ионизирующего излу-

чения, свежего и отработавшего топлива, демонтированного радиоактивного оборудования, загрязненного инструмента, одежды, производственных отходов, других источников ионизирующего излучения, а также соблюдение всеми работающими требований радиационной безопасности при обращении с ними.

7.8 Охрана труда

7.8.1 Эксплуатация, техническое обслуживание и ремонт оборудования зданий и сооружений АС должны осуществляться с учетом требований правил охраны труда.

7.8.2 На АС и в организациях, непосредственно обеспечивающих эксплуатацию атомных станций, на основании РД «Положение о системе управления охраной труда предприятия, организации концерна «Росэнергоатом» должны быть разработаны Положения о системе управления охраной труда, учитывающие особенности и специфику конкретных АС и организаций.

7.8.3 На руководителей АС и организаций, непосредственно обеспечивающих эксплуатацию атомных станций, возлагается персональная ответственность и общее руководство, а на главных инженеров — организация работы по охране труда и радиационной безопасности.

Начальники подразделений, смен и мастера обязаны обеспечить проведение организационных и технических мероприятий по созданию безопасных условий труда, обучение и инструктаж безопасным приемам выполнения работы и осуществление контроля за соблюдением требований охраны труда и радиационной безопасности.

7.8.4 На АС и в организациях, непосредственно обеспечивающих эксплуатацию атомных станций, должны быть обеспечены в установленном порядке:

— безопасность работников при эксплуатации зданий, сооружений, оборудования, осуществлении технологических процессов, а также применяемых в производстве инструментов, сырья и приспособлений;

— применение сертифицированных средств индивидуальной и коллективной защиты работников;

— режим труда и отдыха работников в соответствии с трудовым законодательством, иными нормативными правовыми актами, содержащими нормы трудового права, и локальными нормативными актами, содержащими нормы трудового права;

— обучение безопасным методам и приемам выполнения работ и оказанию первой помощи пострадавшим на производстве, проведение инструктажа по охране труда, стажировки на рабочем месте, обучение и проверка знаний требований охраны труда;

— проведение аттестации рабочих мест по условиям труда с последующей сертификацией организации работ по охране труда;

— обязательные предварительные, при поступлении на работу, и периодические медицинские осмотры (обследования);

— психофизиологические обследования работников для установления физиологической и психофизиологической пригодности к безопасному выполнению работ по отдельным операциям и видам работ;

— предсменные медицинские осмотры оперативного персонала атомных станций;

— предрейсовые медицинские осмотры водителей автотранспортных средств;

— лечебно-профилактическое питание и санитарно-бытовое обслуживание;

— разработка и утверждение правил и инструкций по охране труда для работников с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации или иного уполномоченного работниками органа в установленном порядке.

7.8.5 Тепломеханическое оборудование, приспособления, другое оборудование и установки, на которые распространяются правила и нормы органа государственного регулирования безопасности, должны быть зарегистрированы с оформлением паспорта и подвергаться испытаниям в соответствии с требованиями указанных норм и правил.

7.8.6 Средства индивидуальной защиты, приспособления и инструмент, применяемые при ремонте и техническом обслуживании оборудования, зданий и сооружений объектов атомной энергетики, должны подвергаться осмотру и испытаниям в соответствии с действующими нормами и правилами.

7.8.7 Ответственность за несчастные случаи, профессиональные заболевания (отравления)[I] и случаи незапланированного облучения персонала, происшедшие на производстве, несет работодатель.

7.8.8 Каждый несчастный случай, каждый случай повышенного облучения персонала, а также все другие нарушения правил техники безопасности и радиационной безопасности должны быть расследованы, выявлены причины их возникновения и приняты меры по предотвращению повторения подобных случаев.

Сообщения о несчастных случаях, их расследование и учет должны производиться в соответствии с Трудовым кодексом Российской Федерации [11].

Сообщения о случаях повышенного облучения персонала их расследование и учет должны производиться в соответствии с Трудовым кодексом Российской Федерации [11] и РД «Положение о расследовании незапланированного или аварийного облучения персонала филиалов концерна „Росэнергоатом”».

7.8.9 Каждый случай профессионального заболевания персонала должен быть расследован, выявлены причины и виновники их возникновения, приняты меры по предотвращению повторения подобных случаев в соответствии с [12] «Положение о расследовании и учете профессиональных заболеваний».

7.8.10 Материалы расследования несчастных случаев, случаев незапланированного облучения персонала и профессиональных заболеваний на производстве должны прорабатываться с персоналам, а также использоваться при разработке мероприятий по предупреждению аналогичных случаев.

7.8.11 Весь производственный персонал АС и организаций, непосредственно обеспечивающих эксплуатацию атомных станций, должен быть обучен практическим приемам освобождения

[I] В соответствии с Положением о расследовании и учете профессиональных заболеваний [12] под «острым профессиональным заболеванием (отравлением) понимается заболевание, являющееся, как правило, результатом однократного (в течение не более одного рабочего дня, одной рабочей смены) воздействия на работника вредного производственного фактора (факторов), повлекшее временную или стойкую утрату профессиональной трудоспособности».

работника, попавшего под действие электрического тока, и оказания первой помощи, а также приемам оказания первой помощи при других несчастных случаях.

7.8.12 При проведении строительно-монтажных, наладочных и ремонтных работ, технического обслуживания оборудования на действующих атомных станциях прикомандированным персоналом должны быть разработаны согласованные мероприятия по охране труда, радиационной, взрыво- и пожаро-безопасности, учитывающие взаимодействие с АС и ответственность подразделений, выполняющих работы.

Ответственность за выполнение указанных мероприятий несут руководители соответствующих организаций.

Допуск прикомандированного персонала к работам на действующих станциях осуществляется по нарядам-допускам, общим нарядам-допускам и дозиметрическим нарядам в установленном порядке.

Допуск строительно-монтажных организаций к работам на действующих АС должен осуществляться после оформления акта-допуска согласно СНиП «Безопасность труда в строительстве. Общие требования».

7.8.13 Прикомандированный на АС персонал для выполнения работ в зоне контролируемого доступа должен пройти в установленном порядке медицинский осмотр и обучение безопасности труда в соответствии с действующими правилами и нормами.

7.8.14 На каждой АС должны быть обеспечены санитарно-бытовое и лечебно-профилактическое обслуживание работников в соответствии с требованиями охраны труда, а также доставка работников, заболевших на рабочем месте, в медицинскую организацию в случае необходимости оказания им неотложной медицинской помощи.

7.8.15 На каждой АС должны быть определены места размещения медицинских аптечек для оказания первой помощи, а также средств для транспортировки пострадавших; определена по согласованию с МСЧ номенклатура постоянного запаса медикаментов и перевязочных средств в аптечках.

7.8.16 Персонал, находящийся в помещениях с действующим энергооборудованием (за исключением щитов управления, релейных и им подобных), в закрытых и открытых распредели-

тельных устройствах, колодцах, камерах, каналах и туннелях АС, тепловых сетей, на строительной площадке и в ремонтной зоне, должен надевать защитные каски.

7.9 Пожарная безопасность

7.9.1 При обеспечении пожарной защиты оборудования, зданий и сооружений АС следует руководствоваться действующими на АС и в организациях нормативными документами, регламентирующими требования пожарной безопасности.

Персональная ответственность за обеспечение пожарной безопасности АС и ее структурных подразделений в соответствии с действующим законодательством возлагается на их руководителей.

Возложение персональной ответственности за обеспечение пожарной безопасности помещений, оборудования, зданий и сооружений оформляется приказом директора АС.

7.9.2 На АС должен быть разработан и введен план пожаротушения.

Противопожарные тренировки персонала должны проводиться в соответствии с действующими на АС инструкциями, положениями по организации и проведению противопожарного обучения персонала.

7.9.3 На АС создаются пожарно-технические комиссии, возглавляемые главными инженерами и организуется учеба персонала по пожарно-техническому минимуму. Каждый работник обязан знать и строго выполнять правила пожарной безопасности, применительно к обслуживаемому участку.

7.9.4 Руководители АС и организаций обязаны обеспечить ввод в эксплуатацию новых объектов и объектов после реконструкции в полном соответствии с проектом и требованиями действующих нормативных документов по пожарной безопасности.

7.9.5 За системами автоматического обнаружения и тушения пожаров должен быть установлен постоянный надзор, осуществляемый специально назначенными работниками. Закрепление за ними указанных систем утверждается директором, график их проверки — главным инженером АС.

7.9.6 Каждый случай пожара должен быть расследован в соответствии с действующими нормативными документами спе-

циально назначенной комиссией с участием работников Государственной противопожарной службы для установления причин возникновения пожара и разработки противопожарных мероприятий.

7.9.7 Производственные, вспомогательные, подсобные и бытовые здания и сооружения АС не реже чем один раз в квартал должны осматриваться пожарно-технической комиссией. Выявленные недостатки должны устраняться в сроки, установленные этой комиссией.

7.9.8 Производство электросварочных, газосварочных, других огневых и пожароопасных работ должно выполняться с соблюдением требований правил пожарной безопасности.

7.9.9 Работы, связанные с отключением средств автоматического обнаружения и установок тушения пожаров, участков противопожарного водопровода, а также с перекрытием дорог и проездов, могут проводиться только с письменного разрешения главного инженера АС и после уведомления пожарной охраны и лиц, ответственных за пожарную безопасность соответствующего участка.

7.9.10 Руководителем тушения пожара до прибытия пожарного подразделения является начальник смены АС.

По прибытии пожарного подразделения руководство тушением пожара принимает на себя старший оперативный начальник, а начальник смены АС должен информировать его о состоянии оборудования, уровнях радиации, способах индивидуальной защиты и возможности ведения работ по пожаротушению.

7.10 Охрана окружающей среды

7.10.1 При размещении, проектировании, строительстве, эксплуатации и выводе из эксплуатации атомных станций должны выполняться требования Федерального закона «Об охране окружающей среды» [13], РД «Основные правила обеспечения охраны окружающей среды атомных станций (без учета радиационного фактора)», законодательных актов и действующих нормативных документов в области охраны окружающей среды.

7.10.2 Лицом, ответственным за состояние охраны окружающей среды на АС, является директор атомной станции, ответс-

твенность за организацию работ по обеспечению охраны окружающей среды на АС возлагается на главного инженера.

Персонал АС несет ответственность за соблюдение требований охраны окружающей среды в пределах должностных инструкций и инструкций по эксплуатации.

7.10.3 Осуществление экологического контроля на АС, в санитарно-защитной зоне, методическое руководство работами по обеспечению охраны окружающей среды и контроль за соблюдением всеми работающими на АС правил охраны окружающей среды (без учета радиационного фактора) возлагается на отдел охраны окружающей среды АС.

7.10.4 На этапе выбора площадки для строительства АС должны быть проведены исследования воздействия АС на объекты окружающей среды и население, разработан раздел «Оценка воздействия на окружающую среду», подготовлены исходные «фоновые» данные о состоянии окружающей среды в районе расположения АС, как основы для последующей оценки влияния действующей АС.

При разработке проектной документации (технико-экономического обоснования или рабочего проекта) на строительство (реконструкцию, расширение, техническое перевооружение или снятие с эксплуатации) объектов должен быть составлен раздел «Охрана окружающей среды».

Все проектные материалы по сооружениям (объектам) АС, намечаемым к реализации, подлежат государственной экологической экспертизе.

7.10.5 При эксплуатации АС должно быть обеспечено рациональное использование природных ресурсов, соблюдение нормативов качества окружающей среды и нормативов допустимого воздействия на нее, при соблюдении которых обеспечивается устойчивое функционирование естественных экологических систем. Необходимо проводить мероприятия по восстановлению природной среды, рекультивации земель, благоустройству территорий в соответствии с законодательством.

7.10.6 Количество загрязняющих веществ, поступающих в окружающую среду, не должно быть выше предельно допустимых или временно согласованных в установленном порядке выбросов и сбросов.

При осуществлении деятельности в области обращения с опасными отходами недопустимо нарушение разработанных и утвержденных нормативов образования опасных отходов и лимитов на их размещение.

7.10.7 Для предупреждения чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера и выработки наиболее эффективных эколого-экономических решений при эксплуатации АС организуется производственный экологический мониторинг. ПЭМ осуществляется в пределах площадки АС, СЗЗ и ЗН. Для каждой АС состав, объем и периодичность работ, выполняемых в рамках ПЭМ, определяется состоянием окружающей среды, перечнем значимых экологических аспектов и угрозами природного и техногенного характера.

7.10.8 Для обеспечения соблюдения нормативов допустимого воздействия на окружающую среду, гарантирующих безопасность населения и объектов окружающей среды, должен быть организован производственный экологический контроль выбросов в атмосферу, сбросов в водные объекты загрязняющих веществ АС в соответствии с действующими нормативными документами.

7.10.9 На каждой АС должны быть разработаны мероприятия по предотвращению аварийных и залповых выбросов и сбросов загрязняющих веществ в окружающую среду.

7.10.10 До начала предпусковых наладочных работ должны быть приняты в эксплуатацию установки для очистки и обработки сточных вод.

7.10.11 Обращение с отходами на АС должно осуществляться в соответствии с требованиями Федерального закона «Об отходах производства и потребления» [14], законодательных актов и нормативных документов, действующих в области обращения с опасными отходами.

АС должны обеспечивать хранение и захоронение опасных отходов в специально оборудованных сооружениях, предназначенных для размещения отходов.

7.10.12 При привлечении сторонних организаций к выполнению работ на АС в договорах и других организационно-распорядительных документах должна быть предусмотрена необходимость выполнения этими организациями требований законодательных актов и нормативных документов, действующих в области охраны окружающей среды.

7.10.13 Атомные станции обязаны контролировать и учитывать выбросы и сбросы загрязняющих веществ в окружающую среду, объемы размещения отходов производства и потребления и количество забираемой из водных объектов и сбрасываемой воды.

7.10.14 Метрологическое обеспечение средств контроля выбросов и сбросов должно осуществляться в соответствии с п. 5.8 настоящего стандарта.

7.11 Физическая защита ядерных материалов, ядерных установок и пунктов хранения ядерных материалов на АС

7.11.1 Физическая защита ядерных материалов, ядерных установок и пунктов хранения ядерных материалов (далее — физическая защита) обеспечивается СФЗ АС, предусматривающей единую систему планирования, координации, контроля и реализации комплекса технических и организационных мер и действий, направленных на достижение поставленных целей.

7.11.2 Целями СФЗ АС эксплуатирующей организации являются:

— недопущение хищения или порчи ядерного материала;

— недопущение несанкционированного вывода из строя ядерной установки, пункта хранения ядерного материала.

7.11.3 Цели СФЗ АС достигаются выполнением следующих задач:

— предупреждение несанкционированного доступа на территорию АС;

— своевременное предупреждение несанкционированных действий;

— создание на вероятных путях движения нарушителей физических барьеров (инженерных заграждений), обеспечивающих необходимую для ответных действий сил охраны задержку (замедление) достижения ими целей акции;

— пресечение несанкционированных действий;

— задержание лиц, причастных к подготовке или совершению диверсии или хищению ядерных материалов.

7.11.4 Обеспечение физической защиты должно осуществляться на всех этапах проектирования, сооружения, эксплуатации и вывода из эксплуатации указанных объектов использования атомной энергии, а также при обращении с ядерными

материалами, в том числе при транспортировании ядерных материалов.

Без обеспечения физической защиты вышеуказанная деятельность запрещается.

7.11.5 Требования к обеспечению физической защиты устанавливаются Федеральным законом «Об использовании атомной энергии» [1] и [15] «Правила физической защиты ядерных материалов, ядерных установок и пунктов хранения ядерных материалов, нормами и правилами в области использования атомной энергии».

7.11.6 Физическая защита должна осуществляться в соответствии с международными обязательствами Российской Федерации в области использования атомной энергии.

7.11.7 СФЗ АС должна включать организационные мероприятия, инженерно-технические средства и действия администрации, персонала АС и подразделений охраны, направленные на достижение поставленных целей.

7.11.8 Организационные мероприятия в рамках обеспечения физической защиты должны включать в себя комплекс мер, осуществляемых администрацией атомной станции и командованием подразделения охраны АС на основании регламентирующих эти меры нормативных актов.

7.11.9 Технические средства СФЗ АС должны быть сертифицированы в соответствии с законодательством Российской Федерации.

7.11.10 При создании СФЗ АС необходимо:

— учитывать особенности АС и требования ядерной, радиационной, экологической, пожарной и технической безопасности в области использования атомной энергии;

— обеспечивать стабильную работу системы, при которой отказ какого-либо элемента системы не нарушал бы ее функционирования в целом и не приводил бы к отказу другого элемента;

— ограничивать до минимума число лиц, имеющих доступ к ядерным материалам и реакторным установкам.

7.11.11 Основные требования к СФЗ АС:

— меры (уровни) физической защиты должны быть адекватны категории ядерного материала и степени потенциальных угроз;

— зональный принцип построения СФЗ АС;

— равнопрочность защищаемого рубежа;

— ограничение до минимума числа лиц, имеющих доступ к объектам защиты АС;

— сведение до минимума вероятности проникновения на территорию и в помещения АС посторонних лиц;

— ведение постоянного контроля за объектами защиты АС и прилегающей к ней зоны;

— рассмотрение вопросов физической защиты на ранних стадиях проектирования АС;

— учет в СФЗ АС мер, предусмотренных на АС в целях безопасности;

— ограничение доступа к информации о конкретной СФЗ АС для посторонних лиц.

7.11.12 Ответственность за обеспечение физической защиты несет директор АС.

7.11.13 Эксплуатирующая организация обеспечивает осуществление физической защиты АС и контроль за ее состоянием и функционированием.

7.11.14 Федеральное агентство по атомной энергии в рамках своих полномочий:

— обеспечивает организацию и координацию деятельности федеральных органов исполнительной власти, органов исполнительной власти субъектов Российской Федерации и организаций, имеющих подведомственные ядерно-опасные объекты, по вопросам обеспечения физической защиты;

— выполняет функции центрального государственного органа и пункта связи в соответствии с положениями международной Конвенции о физической защите ядерного материала и функции национального компетентного органа по выполнению обязательств Российской Федерации в МАГАТЭ и в других международных организациях в области обеспечения физической защиты;

— выполняет функции государственного компетентного органа по ядерной и радиационной безопасности при транспортировании ядерных материалов;

— выдает сертификаты на технические средства, используемые в системе физической защиты;

— обеспечивает ведомственный контроль за состоянием и функционированием системы физической защиты на подведомственных ядерно-опасных объектах.

7.11.15 Для выполнения функций по обеспечению физической защиты привлекаются органы МВД и ФСБ России в рамках их полномочий.

7.11.16 Государственный надзор за обеспечением физической защиты осуществляет Ростехнадзор в рамках своих полномочий.

7.11.17 Федеральные органы исполнительной власти и организации, располагающие сведениями о системах физической защиты, а также АС, должны принимать меры по защите информации об их организации и функционировании.

7.11.18 На АС должны проводиться учения подразделений охраны во взаимодействии с органами МВД и ФСБ России с целью проверки эффективности СФЗ АС.

7.11.19 Обо всех имевших место случаях несанкционированных действий в отношении ядерных материалов, ядерных установок и пунктов хранения ядерных материалов АС обязана уведомить эксплуатирующую организацию, Росатом, органы ФСБ России, МВД России и Ростехнадзор.

7.12 Предупреждение и ликвидация чрезвычайных ситуаций на АС

7.12.1 В соответствии с требованиями [16] «Положение о единой государственной системе предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций (РСЧС)» и [17] «О функциональной подсистеме предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций» создаются:

— на уровне эксплуатирующей организации — система предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций ФГУП концерн «Роэнергоатом» (СЧСК);

— на уровне АС — система предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций объекта (СЧСО).

7.12.2 Основные задачи и функции, организационная структура и система управления, режимы функционирования и порядок деятельности, подготовка специалистов органов управления и сил, финансирование СЧСК и СЧСО определяется [18] „Положение о системе предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций ФГУП концерн «Росэнергоатом» (СЧСК)” и соответствующими положениями АС.

7.12.3 Координационными органами системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций являются комиссии по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций и обеспечению пожарной безопасности (КЧС):

— в эксплуатирующей организации — комиссия ФГУП концерн «Росэнергоатом» (КЧСК) [19];

— на АС — комиссия объекта (КЧСО).

7.12.4 Основные задачи, функции и права, режимы функционирования, организация и порядок работы КЧСК и КЧСО определяются положениями об этих комиссиях.

7.12.5 Состав КЧСК определяется приказом руководителя эксплуатирующей организации АС. В состав КЧСК входят члены группы оказания экстренной помощи атомным станциям — группы ОПАС (список 0). Председателем КЧСК является руководитель группы ОПАС.

Состав КЧСО определяется директором АС.

7.12.6 Основные мероприятия, проводимые органами управления и силами СЧСО в различных режимах функционирования, определены Положением о СЧСО, Планом мероприятий по защите персонала в случае аварии на АС, другими руководствами, планами, аварийными инструкциями, содержащими требования по организации и проведению мероприятий по предупреждению и ликвидации ЧС на АС.

7.12.7 Критерии принятия решения об объявлении на АС аварийной обстановки, порядок оперативной передачи информации и оказания помощи АС при ЧС со стороны эксплуатирующей организации определены НП «Положение о порядке объявления аварийной обстановки, оперативной передачи информации и организации экстренной помощи атомным станциям в случае радиационно-опасных ситуаций».

7.12.8 Атомная станция должна информировать органы местной власти и другие органы в соответствии с НП «Положение о порядке объявления аварийной обстановки, оперативной передачи информации и организации экстренной помощи АС в случае радиационно-опасных ситуаций» об аварии на АС и рекомендовать органам исполнительной власти субъекта Российской федерации, на территории которого расположена АС, а также местным органам власти ввести в действие соответствующие планы по защите населения при достижении установленных критериев.

7.12.9 В случае ухудшения радиационной обстановки на АС без достижения установленных критериев меры защиты персонала должны осуществляться в соответствии с инструкциями и руководствами без ввода в действие Плана мероприятий по защите персонала в случае аварии на АС (далее — План мероприятий).

7.12.10 При достижении установленных критериев меры защиты персонала должны осуществляться в соответствии с Планом мероприятий.

Решение на введение в действие Плана мероприятий принимает директор (главный инженер) АС после объявления на АС состояния «Аварийная готовность» и/или «Аварийная обстановка».

7.12.11 Руководство силами и средствами, привлекаемыми к ликвидации ЧС на АС и в ССЗ, организацию их взаимодействия осуществляет руководитель аварийных работ (РАР) — директор АС, который является председателем КЧСО.

7.12.12 Управление действиями сил и средствами по локализации и ликвидации ЧС на АС в зависимости от складывающейся обстановки осуществляется из защищенного пункта управления противоаварийными действиями (ЗПУПД) АС с внутренним аварийным центром (АЦ), из ЗПУПД города с внешним АЦ, из ЗПУПД района эвакуации с информационно-управляющим пунктом и/или подвижного пункта управления РАР (подвижного узла связи АС). В эксплуатирующей организации — из Кризисного центра и/или подвижного узла связи группы ОПАС.

7.12.13 Научно-техническая поддержка аварийной АС и группы ОПАС осуществляется:

— в эксплуатирующей организации из Кризисного центра ФГУП концерн «Росэнергоатом» (КЦ);

— в отрасли из Ситуационно-кризисного центра Росатома (СКЦ);

— в организациях и предприятиях, входящих в группу ОПАС, из центров технической поддержки (ЦТП).

7.12.14 Инженерная поддержка осуществляется Аварийно-техническим центром эксплуатирующей организации.

7.12.15 Внутренний и внешний аварийные центры АС, Кризисный центр должны быть оснащены оборудованием, приборами, системами оповещения и связи, программно-техническими

комплексами, необходимыми для создания единого информационного пространства, обеспечивающего руководство силами и средствами наблюдения и контроля, предупреждения и ликвидации ЧС на АС.

7.12.16 Защита персонала АС должна осуществляться в защитных сооружениях, отвечающих требованиям СНиП «Инженерно-технические мероприятия гражданской обороны». Системы жизнеобеспечения в этих защитных сооружениях должны быть рассчитаны на пятидневное пребывание укрываемого персонала.

7.12.17 Проверка готовности АС к локализации и ликвидации ЧС осуществляется в соответствии с требованиями РД «Положение о проверке готовности АЭС к локализации и ликвидации чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера». Проверки осуществляются в соответствии с графиком, утвержденным руководителем эксплуатирующей организации АС.

7.12.18 Подготовка специалистов органов управления и сил СЧСК и СЧСО организуется в рамках единой системы подготовки населения в области гражданской обороны, защиты от чрезвычайных ситуаций и обеспечения пожарной безопасности. Совершенствование знаний, умений и навыков специалистов органов управления и сил СЧСК и СЧСО, остального персонала эксплуатирующей организации АС и атомных станций в области защиты от ЧС осуществляется в ходе проведения сборов, учений и тренировок, периодичность которых устанавливается эксплуатирующей организацией АС и атомными станциями.

8 ТЕХНИЧЕСКАЯ ДОКУМЕНТАЦИЯ

8.1 Техническая документация АС состоит из следующих видов:

— нормативная документация;

— эксплуатационная (в том числе ремонтная) документация;

— управленческая техническая документация;

— справочно-информационная документация;

— проектно-сметная документация;

— конструкторская, технологическая и заводская документация;

— монтажная и наладочная документация.

8.2 Содержание, оформление и обозначение технической документации, правила разработки, обращения, вывода из обращения должны соответствовать требованиям, установленным стандартами и руководящими документами эксплуатирующей организации.

8.3 На АС должен быть разработан указатель (перечень) нормативной документации, регламентирующей безопасную эксплуатацию атомной станции. Указатель разрабатывается на основе «Указателя основных действующих нормативных документов, регламентирующих обеспечение безопасной эксплуатации энергоблоков АС» концерна «Росэнергоатом» и утверждается главным инженером АС.

8.4 Для каждого структурного подразделения АС должен быть разработан перечень необходимой документации, включающий техническую документацию по направлению деятельности. Перечни необходимой документации подразделений утверждаются главным инженером АС и пересматриваются один раз в 3 года. Структурные подразделения должны быть укомплектованы необходимой документацией в соответствии с перечнями.

8.5 В каждом структурном подразделении АС должен быть составлен перечень рабочих мест, которые должны быть укомплектованы необходимой документацией. Перечень рабочих мест, обеспеченных документацией, оперативного персонала утверждается главным инженером АС. Перечень рабочих мест, обеспеченных документацией, остального персонала утверждается руководителем подразделения.

Для каждого рабочего места, включенного в перечень рабочих мест, обеспеченных документацией, должен быть разработан перечень необходимой документации, включающий техническую документацию. В этот перечень должны быть включены все документы, которые должен знать работник или быть с ними ознакомлен в соответствии с должностной инструкцией.

Перечни необходимой документации на рабочих местах оперативного персонала утверждаются главным инженером.

Перечни необходимой документации на рабочих местах остального персонала разрабатываются на основе перечня необходимой документации подразделения и утверждаются начальником подразделения.

Допускается формирование единого перечня документации для нескольких рабочих мест, расположенных в одном помещении или блоке помещений. Данный перечень составляется на основе должностных инструкций всех работников, рабочие места которых находятся в данном помещении или блоке помещений.

Рабочие места должны быть укомплектованы необходимой документацией в соответствии с перечнями.

8.6 Все экземпляры документов, включенные в перечни, должны быть зарегистрированы в установленном на АС порядке и поддерживаться подразделением, к которому относится данное рабочее место, в состоянии, отражающем реальное состояние энергоблока. Допускается использование электронных копий документов для обеспечения рабочих мест, за исключением рабочих мест оперативного и оперативно-ремонтного персонала.

При использовании электронных копий документов должны приниматься меры по исключению несанкционированного доступа к контрольной версии документа.

8.7 Перечни документов структурных подразделений АС должны пересматриваться один раз в 3 года.

8.8 На каждой АС должна быть следующая документация:

— утвержденная проектная документация со всеми последующими изменениями;

— техническое обоснование безопасности в составе проекта или отчет по углубленной оценке безопасности;

— технологические регламенты эксплуатации блоков АС;

— технические решения на все изменения проекта в процесе эксплуатации;

— генеральный план с нанесением всех зданий и сооружений, включая подземное хозяйство;

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

— исполнительные и рабочие схемы первичных и вторичных электрических соединений;

— акты государственной и рабочих приемочных комиссий;

— акты отвода земельных участков;

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

— акты заложения фундаментов с разрезами шурфов;

— акты приемки скрытых работ;

— акты и графики (или журналы наблюдений) контроля состояния зданий, сооружений и фундаментов под оборудование;

— нормативная документация (стандарты и РД эксплуатирующей организации, введенные национальные стандарты и НД сторонних организаций);

— эксплуатационная, в том числе ремонтная, документация по ведению технологических процессов, по эксплуатации зданий и сооружений, по подтверждению проектных характеристик, по обеспечению исправного состояния и по аварийной готовности;

— управленческая техническая документация по планированию, по осуществлению производственной деятельности, по обеспечению производственной деятельности, по производственному контролю, учетная, отчетная и статистическая документация;

— конструкторская, технологическая, заводская документация, монтажная, наладочная документация и справочно-информационная документация, необходимая для эксплуатации АС;

— паспорт на реакторную установку, оформленный в Ростехнадзоре;

— экологический паспорт АС;

— разрешения (лицензии), выданные специально уполномоченными государственными органами исполнительной власти;

— сертификаты качества на оборудование систем, важных для безопасности;

— аттестаты аккредитации на виды метрологических работ, выданные в установленном порядке, паспорт метрологической службы АС;

— технические паспорта на здания, сооружения и оборудование АС, электрических и тепловых сетей;

— отчеты о расследовании нарушений в работе АС.

Указанная выше документация должна быть зарегистрирована и храниться в установленном на АС порядке.

8.9 Проект АС, исполнительная документация на строительство АС, акты испытаний и исполнительная документация на техническое обслуживание и ремонт систем (элементов) безопасности и элементов важных для безопасности, отнесенных к классам 1 и 2 (определяемым ОПБ 88/97), должны быть зарегистрированы и храниться на АС на протяжении всего срока ее службы.

8.10 Любые изменения в проектную конфигурацию зданий, сооружений, систем и оборудования должны осуществляться:

— для элементов, относящихся к системам 1-го или 2-го класса по ОПБ-88/97 или к группе «А» или «Б» по ПНАЭ «Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок» — по решению эксплуатирующей организации;

— в остальных случаях — по техническому решению атомной станции.

8.11 На АС должен быть определен порядок контроля за внедрением решений (технических решений), рассылки уведомлений о внедрении решений:

— заинтересованным организациям (проектным, конструкторским и организациям-изготовителям);

— подразделениям АС, ответственным за эксплуатацию, ремонт и оперативное управление оборудованием, за внесение изменений в эксплуатационную документацию, за подготовку, обучение персонала, за учет и использование опыта эксплуатации.

8.12 Основным документом, определяющим безопасную эксплуатацию блока АС, является технологический регламент, содержащий правила и основные приемы безопасной эксплуатации, общий порядок выполнения операций, связанных с безопасностью, а также пределы и условия безопасной эксплуатации.

Разработку технологического регламента организует эксплуатирующая организация с участием разработчиков проектов АС и РУ на основе проектных материалов АС, отчета по обоснованию безопасности АС (технического обоснования безопасности АС, отчета по углубленному обоснованию безопасности, в зависимости от того, к какому поколению относится РУ), действующих нормативных документов в области обеспечения безопас-

ности АС и типового технологического регламента безопасной эксплуатации энергоблока АС (для типов блоков, для которых такие регламенты имеются) либо типового содержания технологического регламента.

Разработанный технологический регламент должен корректироваться по результатам предпусковых наладочных работ, физического и энергетического пусков блока АС. Дальнейшая корректировка регламента производится на основании опыта эксплуатации блока АС, однотипных блоков других АС и изменений требований нормативных документов.

Изменения, вносимые в технологический регламент, должны быть согласованы с организациями-разработчиками проектов АС и РУ и утверждены в установленном порядке.

8.13 На основании утвержденных директором АС зон обслуживания подразделений и разделительных ведомостей на АС должны быть разработаны и утверждены главным инженером АС исчерпывающие перечни систем, оборудования, зданий и сооружений по каждому структурному подразделению и в целом по АС с указанием границ ответственности структурных подразделений.

8.14 Для всех систем и/или оборудования должны быть разработаны инструкции по эксплуатации до их приемки (ввода) в эксплуатацию.

Инструкции по эксплуатации разрабатываются на основе проектной, заводской, конструкторской, монтажной и наладочной документации с учетом опыта эксплуатации аналогичного оборудования. Положения инструкций по эксплуатации должны соответствовать требованиям технологического регламента.

В инструкциях по эксплуатации систем и оборудования, устройств систем управления и защиты, средств релейной защиты, телемеханики, связи и комплекса технических средств АСУ ТП должны быть приведены разделы согласно соответствующему стандарту организации.

8.15 В инструкциях по эксплуатации систем и оборудования, устройств систем управления и защиты, средств релейной защиты, телемеханики и сигнализации должны быть приведены:

— назначение, краткое описание и характеристика;
— порядок эксплуатации;
— меры безопасности при эксплуатации;

— условия безопасной эксплуатации и ограничения по эксплуатации;

— перечень защит, блокировок, сигнализации и условия их срабатывания.

8.16 В инструкциях по эксплуатации зданий и сооружений должны быть приведены:

— краткая характеристика;

— специфические требования по охране труда, ядерной, радиационной, взрыво- и пожарной безопасности;

— порядок обслуживания;

— порядок допуска к осмотру и ремонту.

8.17 Инструкции по эксплуатации должны быть подписаны руководителем подразделения, за которым закреплено оборудование (подразделения, ведущего работы), и утверждены главным инженером АС.

8.18 Все изменения в системах и оборудовании АС, выполненные на этапе подготовки и ввода в эксплуатацию при сооружении, должны быть внесены в установленном порядке в инструкции и схемы до ввода систем и оборудования в работу. Изменения, выполненные на действующем энергоблоке в ходе планово-предупредительных ремонтов или остановов для устранения неисправностей, оформляются в журналах технических распоряжений с указанием сроков внесения в эксплуатационную документацию.

Информация об изменениях в инструкциях и схемах должна доводиться под роспись до сведения всех работников, для которых обязательно знание этих инструкций и схем.

8.19 Инструкции по эксплуатации, оперативные планы пожаротушения должны пересматриваться:

— не реже одного раза в 3 года с отметкой на них о пересмотре, за исключением инструкции по эксплуатации РУ;

— с вводом в действие новых нормативных документов с внесением в них необходимых изменений и дополнений.

Должны пересматриваться не реже одного раза в 5 лет с отметкой на них о пересмотре:

— технологические регламенты по эксплуатации блоков АС;

— инструкции по эксплуатации РУ;

— инструкции по ликвидации аварий на АС;

— инструкции по ликвидации нарушений в электрической части;

— руководства по управлению запроектными авариями и противоаварийные планы;

— регламенты, программы и технические условия на ремонт систем и оборудования атомных станций;

— программы регламентных испытаний и проверок систем и оборудования атомных станций.

Допускается продлевать срок действия технологических регламентов по эксплуатации блоков АС, инструкций по ликвидации аварий на АС, руководств по управлению запроектными авариями, согласованными и утвержденными в установленном порядке, при наличии обоснования, утвержденного главным инженером АС и соответствия данных документов требованиям НД, проектной, заводской документации, а также изменениям типовой документации.

Эксплуатационные схемы (технологические, электрические первичных и вторичных соединений и др.) должны проверяться на их соответствие фактическому состоянию не реже одного раза в 2 года с отметкой на них о проверке назначенным лицом.

Сроки пересмотра остальной технической документации (программ, графиков, методик, перечней, руководств и др.) должны согласовываться со сроками пересмотра технической документации, на основании которой она разработана, и устанавливаться руководством АС.

8.20 Руководящий оперативный персонал должен вести оперативную документацию, объем которой определяет главный инженер АС. По решению главного инженера допускается ведение оперативной документации в электронном виде.

8.21 Суточные ведомости (в том числе в электронной форме) в операционных зонах обслуживания оперативного персонала должны вестись в порядке, установленном на АС.

8.22 Оперативную документацию должны в установленном порядке просматривать назначенные специалисты и руководители структурных подразделений, заместители главного инженера, главный инженер и директор, при обходах рабочих мест по графику обходов административно-технического персонала, и определять необходимые меры к устранению дефектов в работе оборудования и недостатков в работе персонала.

8.23 Оперативная документация, а также диаграммы регистрирующих контрольно-измерительных приборов, записи оперативно-диспетчерских переговоров и выходные документы, формируемые оперативно-информационным комплексом АСУ ТП, после случаев нарушений в работе АС, подлежат хранению в установленном порядке, указанном в административных инструкциях, положениях или стандартах организации.

8.24 На АС должно быть организовано хранение технической документации, определены места и сроки хранения. Проектная, исполнительная документация, а также решения (технические решения) по изменению проектной документации должны храниться в течение всего срока эксплуатации АС.

9 ПОДБОР, ПОДГОТОВКА И ПОДДЕРЖАНИЕ КВАЛИФИКАЦИИ ПЕРСОНАЛА

9.1 Подбор, подготовка и поддержание квалификации персонала АС и организаций, выполняющих работы и предоставляющих услуги АС по проектированию, строительству, эксплуатации, техническому обслуживанию, ремонту, реконструкции, наладке и испытаниям энергетического оборудования, должны проводиться в соответствии с требованиями федеральных законов Российской Федерации, норм и правил в области использования атомной энергии, документа «Организация работы с персоналом на атомных станциях» и нормативных актов эксплуатирующей организации.

9.2 Подбор, подготовка и поддержание квалификации персонала являются одной из основных обязанностей руководителей эксплуатирующей организации АС, атомных станций и организаций, указанных в п. 9.1 настоящего стандарта.

9.3 Подбор персонала АС должен проводиться в соответствии с квалификационными требованиями, установленными в нормативных документах, и с учетом возможности дальнейшего профессионального роста работника.

Квалификационные требования к специалистам из числа работников, которые в зависимости от выполняемой ими деятельности должны получать разрешения на право ведения работ в области использования атомной энергии, устанавливаются в

соответствии с Федеральным законом «Об использовании атомной энергии» [1].

9.4 В соответствии со статьями 69 и 213 Трудового кодекса Российской Федерации [11] директор АС обязан организовать проведение обязательных предварительных (при поступлении на работу) и периодических (в процессе трудовой деятельности) медицинских осмотров (обследований) работников, занятых на работах с вредными, опасными условиями труда и неблагоприятными производственными факторами.

9.5 Специалисты из числа работников АС, которые в зависимости от выполняемой ими деятельности должны получать разрешения на право ведения работ в области использования атомной энергии, проходят обязательные предварительные и ежегодные медицинские осмотры и психологические обследования в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации «О перечне медицинских противопоказаний и перечне должностей, на которые распространяются данные противопоказания, а также о требованиях к проведению медицинских осмотров и психофизиологических обследований работников объектов использования атомной энергии» [20].

Перечень медицинских противопоказаний и перечень должностей, на которые распространяются данные противопоказания, а также требования к проведению медицинских осмотров и психофизиологических обследований утверждены постановлением Правительства Российской Федерации «О перечне медицинских противопоказаний и перечне должностей, на которые распространяются данные противопоказания, а также о требованиях к проведению медицинских осмотров и психофизиологических обследований работников объектов использования атомной энергии» [20].

9.6 Работники, не прошедшие медицинский осмотр (обследование), психофизиологическое обследование или имеющие противопоказания по результатам медицинского осмотра (обследования), психофизиологического обследования, не допускаются к выполнению трудовых обязанностей в соответствии с законодательством Российской Федерации.

9.7 Подготовка персонала АС на должность должна обеспечивать получение работниками профессиональных знаний и практических навыков работы и проводиться по программам

подготовки на должность в соответствии с требованиями документа «Организация работы с персоналом на атомных станциях».

9.8 С целью контроля уровня знаний, необходимых работнику для выполнения трудовых обязанностей, на АС проводится проверка знаний в соответствии с требованиями документа «Организация работы с персоналом на атомных станциях».

9.9 Вновь принятые работники, работники, имевшие перерыв в работе более 6 месяцев, а также работники, успешно завершившие обучение в связи с переводом на новую должность, должны быть допущены к самостоятельной работе распорядительным документом АС в соответствии с требованиями документа «Организация работы с персоналом на атомных станциях».

Допуск к самостоятельной работе директора АС оформляется указанием руководителя эксплуатирующей организации.

9.10 Ежегодное поддержание квалификации персонала АС должно обеспечивать поддержание профессиональных знаний и практических навыков, необходимых для выполнения должностных обязанностей, и проводиться по программам поддержания квалификации в соответствии с требованиями документа «Организация работы с персоналом на атомных станциях».

9.11 Работники организаций, указанных в п. 9.1 стандарта, должны проходить подготовку на должность, проверку знаний и поддержание квалификации в своих организациях в соответствии с требованиями документа «Организация работы с персоналом на атомных станциях».

10 ТРЕБОВАНИЯ К ЗДАНИЯМ, СООРУЖЕНИЯМ, ОБОРУДОВАНИЮ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМ ПРОЦЕССАМ

10.1 Территория

10.1.1 Территория АС должна соответствовать требованиям СП АС-03, ПРБ АС-99, НД «Основные требования к разработке технико-экономического обоснования строительства атомной станции. Положение о порядке выбора площадок строительства АС» и НД по охране окружающей среды.

10.1.2 Для обеспечения надлежащего эксплуатационного и санитарно-технического состояния территории, зданий и сооружений, соблюдения требований по охране окружающей среды должны быть выполнены и содержаться в должном порядке и исправном состоянии:

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

— системы очистки вентиляционных выбросов от пыли, радиоактивных газов и аэрозолей;

— сооружения для очистки загрязненных сточных вод и промливневой канализации;

— сети водопровода, канализации, дренажа, теплофикации, газопроводы и их сооружения;

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

— железнодорожные пути и переезды, автомобильные дороги, подъезды к пожарным гидрантам, водохранилищам и градирням, мосты, переходы и др.;

— противооползневые и берегоукрепительные сооружения;

— базисные и рабочие реперы и марки;

— пьезометры и контрольные скважины для наблюдения за режимом грунтовых вод;

— системы контроля радиационной обстановки на территории АС, санитарной зоны АС и зоны наблюдения;

— ограждение, освещение, озеленение и благоустройство территории.

10.1.3 Скрытые под землей коммуникации водопровода, канализации, теплофикации, газоводы, воздухопроводы и кабели должны иметь на поверхности земли указатели.

10.1.4 Должен быть обеспечен проезд транспортных средств и механизмов ко всем сооружениям и зданиям, расположенным на территории АС, а также вдоль водоподводящих и отводящих каналов, водоподпорных и ограждающих плотин и дамб, трасс подземных трубопроводов.

10.1.5 Пешеходные дороги на территории АС должны соединять между собой все здания и обеспечивать безопасность передвижения в местах пересечения с транспортными коммуникациями.

10.1.6 Территория АС должна озеленяться в соответствии с нормативными требованиями по специальному проекту.

10.1.7 При выявлении на территории АС блуждающих токов должна быть обеспечена антикоррозионная защита подземных металлических сооружений и коммуникаций.

10.1.8 Все водоотводящие сети и устройства должны осматриваться и подготавливаться весной 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.

10.1.9 Контроль за режимом грунтовых вод — уровнем воды в контрольных скважинах (пьезометрах) должен проводиться: в первый год эксплуатации не реже чем один раз в месяц, в последующие годы — в зависимости от изменений уровня грунтовых вод, но не реже чем один раз в квартал.

В карстовых зонах контроль за режимом грунтовых вод должен быть организован по специальным программам и в сроки, предусмотренные инструкцией.

Измерение температуры воды и отбор проб воды на химический анализ из скважин должен проводиться в соответствии с инструкцией.

Контроль за активностью грунтовых вод должен производиться в соответствии с указаниями отдела (службы) радиационной безопасности и требованиями санитарных органов надзора.

Результаты наблюдений должны заноситься в специальный журнал.

10.1.10 На территории (площадке) АС должны быть постоянно задействованы главный вход и не менее двух запасных в местах по периметру территории, оборудованные контрольно-пропускными пунктами для дозиметрического контроля всех покидающих АС людей и транспортных средств, а также выносимых (выносимых) материалов, оборудования, приборов и т.п. Транспортные средства перед выездом с территории АС при необходимости должны подвергаться дезактивации в специально оборудованных местах.

10.1.11 Транспортирование по территории АС радиоактивных материалов, отходов, загрязненного оборудования и приборов, изотопов должно проводиться в соответствии с правилами транспортирования радиоактивных материалов и источников

ионизирующих излучений с использованием проектных технологических схем, устройств и приспособлений.

Транспортирование отработавшего топлива, жидких и твердых радиоактивных отходов на территории АС по трассам, не предусмотренным проектом, может быть выполнено по разрешению главного инженера АС и с соблюдением установленных правил.

10.2 Производственные здания, сооружения, санитарно-технические устройства

10.2.1 Здания, в которых размещается оборудование с радиоактивным теплоносителем, хранилища радиоактивных отходов, а также другие здания или отдельные помещения, в которых производят работы с радиоактивными веществами, материалами и приборами, включая и ремонт радиоактивного оборудования, должны быть спроектированы и эксплуатироваться в соответствии с СП АС-03 и ПРБ АС-99.

10.2.2 За состоянием строительных конструкций производственных зданий и сооружений должно производиться систематическое наблюдение в объеме, определяемом инструкцией, разработанной на основании РД «Типовая инструкция по эксплуатации производственных зданий и сооружений атомных станций».

Кроме систематического наблюдения два раза в год (весной и осенью) должен проводиться общий технический осмотр для выявления дефектов и повреждений, а после стихийных бедствий (ураганных ветров, обильных ливней или снегопадов, пожаров, землетрясений) или аварий — внеочередной осмотр.

10.2.3 При весеннем техническом осмотре должны уточняться объемы работ по ремонту зданий и сооружений, предусмотренному в летний период, и выявляться объемы работ по капитальному ремонту для включения их в план следующего года.

При осеннем техническом осмотре должна проверяться подготовка зданий и сооружений к зиме.

10.2.4 Тщательный контроль должен быть установлен за производственными зданиями и сооружениями, возведенными на подработанных подземными горными выработками территориях, на просадочных грунтах и в районах многолетней мерзлоты, а также эксплуатируемых при постоянной вибрации.

10.2.5 На АС должны проводиться наблюдения за осадками фундаментов зданий, сооружений и оборудования: в первый год эксплуатации — три раза, во второй — два раза, в дальнейшем до стабилизации осадок — один раз в год, после стабилизации осадок (1 мм в год и менее) — один раз в 5 лет.

10.2.6 При наблюдении за сохранностью зданий и сооружений должно контролироваться состояние подвижных опор, температурных швов, сварных, клепаных и болтовых соединений, стыков и закладных деталей сборных железобетонных конструкций (при появлении коррозии или деформации), конструкций и участков, подверженных динамическим и термическим нагрузкам и воздействиям.

10.2.7 При обнаружении в строительных конструкциях трещин, изломов и других внешних признаков повреждений за этими конструкциями должен быть установлен контроль с использованием маяков. Сведения об обнаруженных дефектах должны заноситься в журнал технического состояния зданий и сооружений с установлением сроков устранения выявленных дефектов.

10.2.8 Вентиляционные трубы АС (дымовые трубы котельных установок) должны подвергаться наружному осмотру один раз в год (весной) и внутреннему осмотру через 5 лет после ввода, а в дальнейшем по мере необходимости, но не реже чем один раз в 15 лет. Внутреннее обследование труб с кирпичной и монолитной футеровкой может быть заменено тепловизионным с частотой обследований не реже одного раза в 5 лет.

10.2.9 Не допускается пробивка отверстий и проемов, установка, подвеска и крепление технологического оборудования, транспортных средств, трубопроводов и других устройств, не предусмотренных проектом, без согласования с проектной организацией и лицом, ответственным за эксплуатацию здания (помещения).

Дополнительные нагрузки, устройство проемов, отверстий могут быть допущены только после поверочного расчета строительных конструкций и, если окажется необходимым, их усиления.

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

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

10.2.11 Окраска помещений и оборудования АС должна соответствовать требованиям промышленной эстетики и санитарии, а также правил и норм в атомной энергетике.

10.2.12 Строительные конструкции, фундаменты оборудования и строительных сооружений должны быть защищены от попадания масел, пара и воды.

10.2.13 Вентиляционные и аэрационные установки должны быть работоспособны и обеспечивать в производственных помещениях оптимальные параметры воздушной среды, надежность работы оборудования и долговечность строительных конструкций в объеме, определяемом местной инструкцией.

10.3 Гидротехнические сооружения и водное хозяйство АС

10.3.1 Гидротехнические сооружения и их механическое оборудование

10.3.1.1 При проектировании, строительстве, эксплуатации и выводе из эксплуатации гидротехнических сооружений должно обеспечиваться выполнение требований законодательства Российской Федерации и нормативных документов в области безопасности гидротехнических сооружений.

Эксплуатирующая организация[1] гидротехнического сооружения в соответствии с Федеральным законом «О безопасности гидротехнических сооружений» [21] несет ответственность за безопасность гидротехнического сооружения и должна:

— обеспечивать соблюдение норм и правил безопасности гидротехнических сооружений;

— обеспечивать контроль (мониторинг) за показателями состояния гидротехнического сооружения, осуществлять оценку безопасности гидротехнического сооружения;

---

[1] Эксплуатирующая организация — государственное или муниципальное унитарное предприятие либо организация любой другой организационно-правовой формы, на балансе которой находится гидротехническое сооружение.

— представлять в установленном порядке в органы государственного надзора на утверждение декларацию безопасности гидротехнического сооружения и получать лицензии на виды деятельности в области безопасности гидротехнических сооружений.

10.3.1.2 В бетонных гидротехнических сооружениях должны своевременно устраняться повреждения, вызываемые коррозией бетона, кавитацией, трещинообразованием, повышенной деформацией и другими неблагоприятными явлениями, связанными с воздействиями воды и нагрузок. При необходимости должна проводиться проверка прочности бетона на участках, подверженных воздействию фильтрующейся воды и расположенных в зонах переменного уровня. При снижении прочности конструкций сооружений по сравнению с установленными проектом критериями надежности должны разрабатываться мероприятия и проводиться ремонтные работы (реконструкции) по их усилению.

10.3.1.3 Земляные плотины и дамбы должны быть защищены от размыва. Крепления откосов и ливневая канализация должны поддерживаться в исправном состоянии. Земляные сооружения, особенно каналы в насыпях и водопроницаемых грунтах, плотины и дамбы должны предохраняться от повреждений животными.

В случае появления выноса грунта следует принять меры по его устранению.

Бермы и кюветы каналов должны регулярно очищаться от грунта осыпей и выносов.

10.3.1.4 Складирование грузов и устройство каких-либо сооружений, в том числе причалов, на бермах и откосах каналов, плотин, дамб и у подпорных стенок в пределах расчетной призмы обрушения не допускается без проектного обоснования. Опасная зона должна быть отмечена на месте отличительными знаками.

10.3.1.5 Участки откосов земляных плотин и дамб, при недостаточно глубоком расположении грунтовых вод в низовом клине, во избежание промерзания и разрушения должны иметь дренажные устройства или утепления.

10.3.1.6 Дренажные устройства для отвода профильтровавшейся воды должны быть оборудованы водомерными приспо-

соблениями и содержаться в исправном состоянии. Вода из дренажных устройств должна отводиться от сооружений непрерывно. При обнаружении выноса грунта фильтрующейся водой необходимо принять меры к его прекращению.

10.3.1.7 Скорость воды в каналах должна быть такой, чтобы не происходило размывов откосов и дна канала, отложения наносов; должна быть обеспечена бесперебойная подача воды при наличии ледовых образований. Максимальные и минимальные скорости воды должны соответствовать расчетным значениям и указаны в местной инструкции.

10.3.1.8 Наполнение и опорожнение водохранилищ, бассейнов, каналов и напорных трубопроводов, а также изменение уровней воды должны проводиться постепенно, со скоростями, исключающими появление недопустимо больших давлений за облицовкой сооружения, оползание откосов, возникновение вакуума и ударных явлений в трубопроводах; допустимые скорости опорожнения и наполнения должны соответствовать расчетным значениям и указаны в местной инструкции.

10.3.1.9 При эксплуатации напорных трубопроводов должны быть:

— устранена повышенная вибрация оболочки, обеспечена нормальная работа всех опор;

— обеспечена нормальная работа компенсационных устройств;

— автоматически действующие защитные устройства, предусмотренные проектом на случай разрыва трубопроводов, должны постоянно находиться в состоянии готовности к действию.

10.3.1.10 Аэрационные устройства напорных трубопроводов должны быть надежно утеплены и при необходимости оборудованы обогревом. Систематически в сроки, указанные в инструкции, должны проводиться проверки состояния аэрационных устройств.

10.3.1.11 Металлические напорные трубопроводы и металлические части гидротехнических сооружений, в том числе градирен и брызгальных бассейнов, должны быть защищены от коррозии и абразивного износа, а деревянные части — от гниения.

10.3.1.12 Должна быть обеспечена надежная работа уплотнений деформационных швов.

10.3.1.13 На каждой АС в инструкции должен быть изложен план действий персонала при возникновении на гидротехнических сооружениях аварийных ситуаций. В плане должны быть определены обязанности персонала, способы устранения аварийных ситуаций, запасы материалов, средства связи и оповещения, транспортные средства, пути передвижения и т.п.

10.3.1.14 Противоаварийные устройства, водоотливные, водоспасательные средства должны содержаться в исправном состоянии и постоянно находиться в состоянии готовности к действию.

10.3.1.15 Капитальный ремонт гидротехнических сооружений должен проводиться выборочно в зависимости от их состояния, по возможности не создавая помех в работе энергоблоков АС.

10.3.1.16 Вдоль водоподводящих и обводящих каналов, водоподпорных и ограждающих плотин и дамб, трасс подземных трубопроводов большого диаметра должны быть предусмотрены проходы для их осмотра.

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

10.3.1.17 Систематический контроль за гидротехническими сооружениями на АС является основным средством для оценки состояния и условий их работы.

10.3.1.18 Ответственность за организацию контроля за состоянием гидротехнических сооружений, за своевременное выявление аварийных ситуаций, разработку и выполнение мероприятий по их устранению в соответствии с Федеральным законом «О безопасности гидротехнических сооружений» [21] несут:

— в период строительства до приемки в эксплуатацию полностью законченного строительством гидроузла — строительная организация (генеральный подрядчик);

— в период эксплуатации и вывода из эксплуатации — АС.

10.3.1.19 При сдаче гидротехнических сооружений в эксплуатацию Заказчику должны быть переданы:

— контрольно-измерительная аппаратура и данные наблюдений по ней в строительный период — строительной организацией;

— данные анализа результатов натурных наблюдений с указанием предельно допустимых по условиям устойчивости и прочности сооружения показаний КИА — проектной организацией.

10.3.1.20 Объем КИА, устанавливаемой на гидротехнических сооружениях, определяется проектом и зависит от класса капитальности сооружения; на сооружениях третьего и четвертого класса капитальности, как правило, достаточен визуальный контроль и КИА может не устанавливаться.

В период эксплуатации по решению АС (эксплуатирующей организации) состав КИА и объем наблюдений могут быть сокращены или увеличены в зависимости от состояния гидросооружений.

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

10.3.1.21 На каждой АС должна быть местная программа натурных наблюдений, утвержденная главным инженером АС. В сроки, установленные программой, и в предусмотренном ею объеме должны проводиться наблюдения за:

— осадками и смещениями сооружений и их оснований, деформациями, трещинами в сооружениях и облицовках, состоянием деформационных и строительных швов, креплением откосов земляных плотин и дамб, каналов и выемок, состоянием трубопроводов;

— фильтрационным режимом в основании и теле земляных, бетонных сооружений и береговых примыканий, работой дренажных и противофильтрационных устройств, режимом грунтовых вод в зоне сооружений;

— воздействием потока на сооружения, 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, 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 гидросооружений и др. При существенных изменениях условий эксплуатации

гидросооружений должны проводиться дополнительные наблюдения по специальным программам.

В инструкциях для каждого напорного гидротехнического сооружения должны быть указаны критерии его надежного состояния, с которыми должны сравниваться данные, полученные с помощью КИА.

10.3.1.22 На всех гидротехнических сооружениях 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 трубопроводов должны иметь марки, определяющие положение опор в плане и по высоте.

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

10.3.1.23 Контрольно-измерительная аппаратура должна быть защищена от повреждений. Пьезометры и контрольные скважины должны быть защищены от засорения и промерзания. Запрещается откачка воды из пьезометров без достаточного обоснования. Отметки верха пьезометров периодически, но не реже одного раза в год, должны проверяться нивелировкой.

10.3.1.24 Ежегодно до наступления весеннего половодья, а в отдельных случаях также и летне-осеннего паводка на АС должны назначаться паводковые комиссии. Комиссия проводит осмотр и проверку подготовки к половодью (паводку) всех гидротехнических сооружений, их механического оборудования, подъемных устройств, руководит пропуском половодья (паводка) и после его прохождения снова осматривает сооружения.

10.3.1.25 Осмотр подводных частей сооружений и туннелей, предусмотренный проектом или инструкцией, должен проводиться после первых двух лет эксплуатации и далее — по мере необходимости, но не реже одного раза в 5 лет.

10.3.1.26 Механическое оборудование гидротехнических сооружений (затворы и защитные ограждения с их механизмами), средства его дистанционного автоматического управления и сигнализации, а также подъемные и транспортные устройства общего назначения должны постоянно содержаться в исправности и находиться в состоянии готовности к работе. Должна

быть обеспечена возможность маневрирования затворами водосбросных сооружений, предназначенными для использования при пропуске половодья, путем их освобождения от наледей и ледяного припая непосредственно перед весенним половодьем.

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

10.3.1.28 Основные затворы должны иметь указатели высоты открытия. Индивидуальные подъемные механизмы и закладные части затворов должны иметь привязку к базисным реперам.

10.3.1.29 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.

Запрещается нахождение затворов в положениях, при которых появляется повышенная вибрация затворов или конструкции гидросооружений.

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

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

На каждой АС должны быть установлены предельные по условиям прочности и экономичности значения уровней на сороудерживающих решетках.

Механическое оборудование должно быть защищено от коррозии и обрастания дрейсеной.

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

10.3.1.33 Осмотр основных конструкций градирен (элементов башни, противообледенительного тамбура, водоуловителя, оросителя, водораспределительного устройства и вентиляционного оборудования) и брызгальных устройств должен проводиться ежегодно в весенний и осенний периоды. Обнаруженные

дефекты должны быть устранены. Поворотные щиты тамбура при положительных температурах воздуха должны быть установлены в горизонтальном положении.

Антикоррозионное покрытие металлических конструкций должно восстанавливаться по мере необходимости. Водосборные бассейны, а также асбестоцементные листы обшивок башен градирен должны иметь надежную гидроизоляцию.

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

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

10.3.1.36 Решетки и сетки градирен и брызгальных устройств должны осматриваться один раз в смену и при необходимости очищаться, чтобы не допускать перепада воды на них выше установленного проектом.

Маневрирование жалюзийными щитами градирен производит персонал цеха, ответственного за эксплуатацию.

10.3.1.37 При эксплуатации градирен и брызгальных устройств в зимних условиях обледенение конструктивных элементов охладителей и прилегающей территории не допускается.

Во избежание обледенения расположенного вблизи оборудования, конструкционных 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 сопел должно быть обеспечено путем уменьшения общего расхода охлаждаемой воды на максимальное количество работающих секций, а также отвод 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.

10.3.1.38 При наличии параллельно работающих градирен и уменьшения зимой общего расхода воды во избежание обледе-

нения оросителя плотность орошения в градирнях должна быть не менее 6 $м^3$/ч на 1 $м^2$ площади орошения, а температура воды на выходе градирен — не ниже 10 °С.

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

10.3.1.40 Детальное обследование металлических каркасов вытяжных башен обшивных градирен должно проводиться не реже одного раза в 10 лет, железобетонных оболочек — не реже одного раза в 5 лет.

10.3.2 Водное хозяйство атомных станций, гидрологическое и метеорологическое обеспечение

10.3.2.1 При эксплуатации водного хозяйства атомных станций должны быть обеспечены: бесперебойная подача охлаждающей воды в необходимых количествах, регулирование температурного режима с целью поддержания экономичного вакуума и предотвращения загрязнений конденсаторов и циркуляционных водоводов. Одновременно должны быть учтены потребности неэнергетических отраслей народного хозяйства (рыбного хозяйства, водного транспорта, водоснабжения, орошения) и условия охраны природы.

10.3.2.2 К моменту приемки в эксплуатацию атомной станции проектной организацией должны быть переданы дирекции:

— согласованные с заинтересованными организациями Правила эксплуатации водохранилища;

— гидравлические характеристики водопропускных (водосбросных) сооружений.

По мере накопления эксплуатационных данных Правила эксплуатации водохранилища и гидравлические характеристики должны уточняться и дополняться.

10.3.2.3 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 подводящие каналы, решетки и пазы затворов, а также подготовлены устройства для

обогрева решеток и пазов затворов, проверены шугосигнализаторы и микротермометры.

10.3.2.4 Вдоль сооружений, не рассчитанных на давление сплошного ледяного поля, должна устраиваться полынья, поддерживаемая в свободном ото льда состоянии в течение зимы.

10.3.2.5 При прямоточном, смешанном и оборотном водоснабжении АС с водохранилищами-охладителями (при необходимости) должна осуществляться рециркуляция теплой воды для борьбы с шугой и обогрева решеток водоприемника. Включение рециркуляции должно предотвращать появление шуги на участке водозабора; условия ее включения должны быть указаны в местной инструкции.

10.3.2.6 Перед ледоставом и в период ледостава должны проводиться систематические (не реже одного раза в сутки) измерения температуры воды на участках водозаборов с целью обнаружения признаков ее переохлаждения. Порядок включения обогрева и устройств для расчистки решеток ото льда должен быть определен местной инструкцией.

10.3.2.7 При заилении водохранилищ, бьефов, бассейнов или каналов необходимо промывать бьефы, водохранилища, пороги водоприемников, осветлять воду в отстойниках, предохранять водохранилища (бассейны, бьефы) от заиления путем проведения режимных мероприятий, применять берегоукрепительные и наносоудерживающие устройства или удалять наносы механическими средствами.

10.3.2.8 В случае возможности попадания в приемные сооружения наносов, скопившихся перед порогом водоприемника, должны проводиться кратковременные интенсивные промывки. При невозможности или неэффективности промывки удаление наносов должно проводится при помощи механизмов.

10.3.2.9 На каждой АС, в водохранилище которой имеются залежи торфа, должен быть организован перехват всплывающих масс торфа выше створа водозаборных сооружений, преимущественно в местах всплывания. Перехваченный торф должен отбуксироваться в бухты и на отмели и надежно закрепляться.

10.3.2.10 При развитии водной растительности в водохранилищах-охладителях, брызгальных бассейнах и градирнях для ее уничтожения следует применять активные способы: меха-

нические, биологические, химические. Применение химических способов допускается с разрешения органов Министерства природных ресурсов Российской Федерации, Ростехнадзора и Федерального агентства по рыболовству.

10.3.2.11 Задачами гидрологического и метеорологического обеспечения АС являются:

— получение гидрологических и метеорологических данных для оптимального ведения режимов работы АС, планирование использования водных ресурсов и организации правильной эксплуатации гидротехнических сооружений и водохранилищ;

— контроль за использованием водных ресурсов на АС;

— получение данных для регулирования водного стока, пропуска половодий и паводков, организации ирригационных и санитарных пропусков, обеспечение расходов воды на водоснабжение и т.п.;

— получение информации для своевременного принятия мер по предотвращению или уменьшению ущерба от стихийных явлений.

10.3.2.12 Атомные станции должны регулярно получать от органов Федеральной службы по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды следующие данные:

— сведения по используемому водостоку (расход, уровень и температура воды, ледовые явления, наносы);

— водные балансы водохранилищ многолетнего, годичного и сезонного регулирования;

— метеорологические данные (температура и влажность воздуха, количество осадков, сила и направление ветра, образование гололеда, штормовые и градовые предупреждения);

— гидрологические и метеорологические прогнозы, необходимые для эксплуатации АС.

При необходимости АС должны получать от органов Федеральной службы по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды данные по физическим, химическим и гидробиологическим показателям и уровню загрязнения вод, а также экстренную информацию о резких изменениях уровня загрязнения вод.

10.3.2.13 Объем и сроки передачи гидрологических и метеорологических прогнозов и предупреждений об опасных явлениях устанавливаются для каждой АС соответствующими органа-

ми Федеральной службы по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды.

Прогнозы Федеральной службы по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды и фактические гидрологические и метеорологические явления регистрируются на АС.

10.3.2.14 На каждой АС в сроки, определяемые программой натурных наблюдений, должны быть организованы наблюдения за:

— уровнями воды в бьефах водонапорных сооружений, у водозаборных сооружений, в каналах;

— расходами воды, пропускаемой через гидротехнические сооружения, и используемым технологическим оборудованием;

— ледовым режимом водотока (водохранилища, пруда, реки) вблизи сооружений;

— содержанием в воде наносов и их отложениями в водохранилищах (водоемах);

— температурой воды и воздуха;

— показателем качества используемой или сбрасываемой воды (по местным условиям).

10.3.2.15 Определение среднесуточного расхода воды, использованной АС, должен определяться по показаниям расходомеров; при отсутствии водомерных устройств временно, до установки указанных приборов, учет стока воды может проводиться по характеристикам протарированного технологического оборудования и с использованием других возможных методов.

10.3.2.16 Водомерные посты должны периодически, не реже чем через 5 лет, проверяться нивелировкой. Вблизи реек и свай должен скалываться лед, а автоматические посты на зимний период должны утепляться.

10.3.2.17 Информация об аварийных сбросах АС загрязняющих веществ, а также о нарушении ими установленного режима использования водных объектов должна немедленно передаваться местным органам Федеральной службы по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды непосредственно атомными станциями.

10.3.2.18 На водохранилищах-охладителях должен осуществляться контроль за качеством воды и при необходимости должны приниматься меры для предотвращения загрязнения ее промышленными, радиоактивными и бытовыми стоками, при-

водящими к нарушению требований санитарных норм, загрязнению и коррозии оборудования атомных станций.

10.3.3 Техническое водоснабжение

10.3.3.1 При эксплуатации систем технического водоснабжения должны быть обеспечены:

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

— предотвращение загрязнений конденсаторов турбин, теплообменного оборудования и трубопроводов систем технического водоснабжения;

— выполнение требований норм и правил по охране окружающей среды.

10.3.3.2 Для предотвращения образования отложений в трубках конденсаторов турбин и другого теплообменного оборудования, коррозии, «цветения» воды или зарастания водохранилищ-охладителей высшей водной растительностью должны проводиться профилактические мероприятия.

Выбор мероприятий должен определяться местными условиями, их эффективностью, допустимостью по условиям эксплуатации теплообменного оборудования, охраны окружающей среды.

Очистка теплообменного оборудования, циркуляционных водопроводов и каналов должна производиться по мере необходимости.

Очистка теплообменного оборудования систем безопасности, систем важных для безопасности должна проводиться по графикам и по методикам, утвержденным главным инженером АС.

Уничтожение высшей водной растительности и борьба с «цветением» воды в водохранилищах-охладителях химическим способом допускается только с разрешения МПР России и Росрыболовства.

10.3.3.3 В случае накипеобразующей способности охлаждающей воды при эксплуатации АС должны производиться:

а) в системе оборотного водоснабжения с градирнями и брызгальными бассейнами подкисление:

— при подкислении добавочной воды серной и соляной кислотами щелочной буфер в ней поддерживать не менее 0,5 мг-экв/кг;

— при вводе кислоты в циркуляционную воду щелочность ее поддерживать не ниже 2,0 мг-экв/кг;

— при применении серной кислоты следить, чтобы содержание сульфатов в циркуляционной воде не достигло уровня, вызывающего повреждение бетонных конструкций или осаждение сульфатов кальция;

— при применении оксиэтилендифосфоновой кислоты содержание ее в циркуляционной воде, в зависимости от химического состава, поддерживать в пределах от 0,25 до 4,0 мг/кг; в продувочной воде содержание этой кислоты ограничить по ПДК до 0,9 мг/кг;

б) в системе оборотного водоснабжения с водохранилищами-охладителями осуществлять водообмен в период лучшего качества воды в источнике подпитки. При накипеобразующей способности охлаждающей воды, а также при наличии в ней ила, песка и гидробионитов, которые могут осаждаться в трубах теплообменного оборудования, с вводом первого энергоблока АС обязателен ввод в эксплуатацию системы шариковой очистки с эластичными губчатыми резиновыми шариками для конденсаторов турбин.

Для периодической промывки конденсаторов турбин и других теплообменников должны быть предусмотрены установки кислотной промывки и очистки промывочных растворов.

10.3.3.4 При обрастании систем технического водоснабжения (поверхностей грубых решеток, конструктивных элементов водоочистных сеток, водоприемных и всасывающих камер и напорных водоводов) моллюском дрейсены или другими биоорганизмами должны применяться необрастающие покрытия, проводиться промывки трактов горячей водой. Допускается применение и других, в том числе химических, методов борьбы с обрастанием по согласованию с органами МПР России и Росрыболовства.

Для борьбы с моллюском дрейсены необходимо поддерживать скорость воды в трубопроводах более 1,5 м/с и не допускать образования застойных зон в системах технического водоснабжения.

Борьба с отмершими моллюсками дрейсены осуществляется установкой фильтр-ловушек на трубопроводах и удалением моллюска из подводящего тракта к блочной насосной станции.

10.3.3.5 Периодичность удаления воздуха из циркуляционных трактов должна быть такой, чтобы высота сифона в них не уменьшилась более чем на 0,3 м против проектного значения.

10.3.3.6 При эксплуатации охладителей циркуляционной воды должны быть обеспечены:

— оптимальный режим из условий достижения экономически наивыгоднейшего (экономического) вакуума в конденсаторах турбин;

— эффективность охлаждения согласно нормативным характеристикам.

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

При увеличении 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.

10.3.3.8 Системы технического водоснабжения ответственных потребителей (обеспечивающие системы безопасности) и важные для безопасности гидротехнические сооружения, должны эксплуатироваться в соответствии с инструкциями, разработанными на основании проекта, технологического регламента по эксплуатации энергоблока АС.

10.4 Тепломеханическое оборудование АС и тепловых сетей

10.4.1 Топливно-транспортное хозяйство

10.4.1.1 При эксплуатации топливно-транспортного хозяйства должны обеспечиваться:

— бесперебойная работа железнодорожного транспорта АС и механизированная разгрузка железнодорожных вагонов, цистерн и судов в установленные сроки и в соответствии с Федеральным законом «О железнодорожном транспорте в Российской Федерации» [22], Уставом железнодорожного транспорта Российской Федерации [23], Правилами технической эксплуа-

тации железных дорог Российской Федерации [24] и Кодексом внутреннего водного транспорта Российской Федерации [25];

— приемка топлива от поставщиков и контроль его количества и качества;

— механизированное складирование и хранение установленного запаса топлива;

— своевременная и бесперебойная подготовка и подача топлива.

10.4.1.2 Качество поставляемого АС топлива должно соответствовать стандарту и техническим условиям на поставку.

В договорах на поставку жидкого топлива должны быть указаны марка топлива и предельное содержание серы; также должна быть предусмотрена равномерная (по графику) отгрузка топлива.

10.4.1.3 На АС должны периодически проводиться анализы качества поступающего жидкого топлива, кроме того, контрольные анализы топлива должны проводиться во всех случаях, вызывающих сомнения в соответствии качества топлива стандартам и условиям поставки.

Пробы поступающего топлива должны отбираться согласно действующим стандартам и правилам. В случае обнаружения расхождений с данными поставщика ему должны быть предъявлены в установленном порядке претензии.

10.4.1.4 На АС должен быть обеспечен учет всего количества прибывающего топлива.

Вес всего жидкого топлива должен определяться путем взвешивания или по обмеру в цистернах (при поступлении по железной дороге и автотранспортом), обмеру в судах и калибровочным таблицам (при поступлении водным путем).

10.4.1.5 Весы, используемые для учета топлива, должны проверяться и регулироваться по графику, утвержденному директором АС. Кроме того, весы должны предъявляться государственным поверителям в сроки, установленные Ростехрегулированием.

10.4.1.6 Прибывший состав с топливом должен быть осмотрен. При обнаружении поврежденных вагонов или цистерн, а также при наличии видимых потерь топлива в пути составляется акт железной дорогой и предъявляются претензии железной дороге.

При выявлении недогруза топлива, превышающего установленные нормы естественной убыли при транспортировке,

а также погрешности устройств для обмера и взвешивания, АС должна предъявлять транспортирующей организации или поставщикам топлива претензии.

10.4.1.7 Движение поездов, а также подача и уборка вагонов должны быть организованы в соответствии с Правилами перевозки грузов на железнодорожном транспорте [26] и осуществляться по единому технологическому процессу работы подъездных путей электростанций и станций примыкания, составленному применительно к данной АС, с учетом принятого в проекте порядка выгрузки вагонов и цистерн и в соответствии с Правилами перевозки грузов на железнодорожном транспорте [26].

Договоры перевозки и транспортной экспедиции заключаются в соответствии с Гражданским кодексом Российской Федерации, транспортными уставами и кодексами и издаваемыми в соответствии с ними правилами или иными правовыми актами.

10.4.1.8 Сооружения и устройства пристанционных железнодорожных путей, сигнализация и связь, а также подвижной состав, находящийся в ведении электростанции, должны содержаться и ремонтироваться в соответствии с требованиями Федерального агентства железнодорожного транспорта.

10.4.1.9 Аппаратура контроля, автоматического и дистанционного управления, технологические защиты и блокировки разгрузочных и размораживающих устройств, агрегатов и устройств топливоподачи должны содержаться в исправности и периодически проверяться.

10.4.2 Прием, хранение и подготовка к сжиганию жидкого топлива

10.4.2.1 На напорные трубопроводы жидкого топлива должны быть составлены паспорта установленной формы.

10.4.2.2 Сливные лотки должны содержаться в исправности и чистоте. Мазут из сливных лотков после окончания слива должен быть спущен полностью и лотки закрыты крышками.

Лотки, гидрозатворы, шандоры и фильтры, установленные перед приемными емкостями, должны периодически очищаться.

10.4.2.3 При сливе мазута в паропроводах сливного пункта должны поддерживаться давление пара от 0,82 до 1,3 МПа (от 8 до 13 кгс/см^2) и температура от 190 до 250 °С.

10.4.2.4 Сопла разогревающих устройств эстакад для слива мазута не должны допускать общий расход пара на цистерну более 900 кг/ч.

10.4.2.5 В приемных емкостях мазут должен подогреваться до температуры, обеспечивающей нормальную работу перекачивающих насосов.

В приемных емкостях и резервуарах мазутосклада нагрев мазута до температуры свыше 90 °С не разрешается.

10.4.2.6 Металлические резервуары, находящиеся в районах со среднегодовой температурой воздуха +9 °С и ниже, должны быть теплоизолированы. Изоляция должна поддерживаться в исправности.

10.4.2.7 Резервуары мазута должны очищаться от донных отложений по мере необходимости.

Внутренний осмотр с устранением замеченных недостатков должен проводиться не реже чем один раз в 5 лет.

10.4.2.8 Остатки жидкого топлива, удаляемые при очистке резервуаров, лотков, приемных емкостей, фильтров, мазутоподогревателей и других устройств, должны сжигаться в специально отведенных местах. Запрещается хранение этих остатков на территории электростанций. На все приемные емкости и резервуары для хранения жидкого топлива должны быть составлены градуировочные таблицы, которые утверждаются главным инженером АС.

Расход топлива должен учитываться по измерению его количества в резервуарах либо расходомерами.

10.4.2.9 Эксплуатация хозяйства жидкого топлива должна обеспечивать бесперебойную подачу подогретого и профильтрованного топлива в количестве, требуемом нагрузкой котлов, с давлением и вязкостью, необходимыми для нормальной работы форсунок.

10.4.2.10 В напорных трубопроводах котельных, оборудованных механическими форсунками, должно поддерживаться номинальное давление жидкого топлива с колебаниями не более +0,1 Мпа (+ 1 кгс/см^2).

10.4.2.11 Вязкость мазута в котельной не должна превышать:

— для электростанций, применяющих механические и паромеханические форсунки — 2,5 °ВУ;

— при применении паровых и ротационных форсунок — 6 °ВУ.

10.4.2.12 Фильтры должны очищаться при повышении их сопротивления на 50% по сравнению с начальным (в чистом состоянии) при расчетной нагрузке.

Запрещается отжиг фильтрующей сетки при очистке.

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

10.4.2.13 Резервные насосы, подогреватели и фильтры должны содержаться в состоянии готовности к немедленному включению в работу.

Проверка включения резервного насоса от действия устройств автоматического ввода резерва должна проводиться по утвержденному графику, но не реже одного раза в месяц.

10.4.2.14 Напорные и циркуляционные трубопроводы жидкого топлива котельной установки должны постоянно находиться в работе. При выводе трубопровода в ремонт он должен быть надежно отключен от действующих, тщательно дренирован и пропарен.

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

10.4.2.16 Текущий и капитальный ремонт насосов жидкого топлива должны проводиться по утвержденному графику и в сроки, соответствующие требованиям завода-изготовителя.

10.4.2.17 По утвержденному графику, но не реже чем один раз в неделю, должно проверяться действие сигнализации предельного повышения и понижения температуры и давления топлива, подаваемого к агрегатам, и правильность показаний выведенных на щит управления дистанционных уровнемеров топлива в резервуарах.

По утвержденному графику должны проводиться:

— наружный осмотр мазутопроводов и арматуры — не реже одного раза в год;

— выборочная ревизия арматуры — не реже одного раза в 4 года.

10.4.2.18 Прием, хранение и подготовка к сжиганию заменителей мазута должны осуществляться в соответствии с директивными указаниями и местными инструкциями.

10.4.3 Котельные установки

10.4.3.1 При эксплуатации котельных установок должны обеспечиваться:

— надежность работы всего основного и вспомогательного оборудования;

— возможность достижения номинальной производительности, параметров пара и воды;

— экономичный режим работы, установленный на основе испытаний и заводской документации.

10.4.3.2 Вновь вводимые в эксплуатацию котлы и водогрейные котлы перед вводом в эксплуатацию должны подвергаться щелочению.

Непосредственно после щелочения должны быть приняты меры по защите очищенных поверхностей от стояночной коррозии.

10.4.3.3 Перед пуском котла из ремонта или длительного резерва (более 3 суток) должны быть проверены исправность и готовность к включению вспомогательного оборудования, контрольно-измерительных приборов, средств дистанционного управления арматурой и механизмами, авторегуляторов, защит и блокировок, средств оперативной связи. Выявленные при этом неисправности должны быть устранены. При неисправности защит, действующих на останов котла, пуск его запрещается.

10.4.3.4 Котел должен пускаться под руководством начальника смены или старшего машиниста, а после выхода из капитального или среднего ремонта — под руководством начальника цеха или его заместителя.

10.4.3.5 Перед растопкой котел должен заполняться только деаэрированной питательной водой. Заполнение неостывшего барабанного котла для проведения растопки разрешается при температуре, указанной в технической документации завода-изготовителя.

Если температура в какой-либо точке барабана превышает 140 °С, запрещается заполнение его водой для гидроопрессовки.

10.4.3.6 Перед растопкой и после останова котла топка и газоходы, включая рециркуляционные, должны вентилироваться

дымососом и дутьевым вентилятором не менее 10 мин с расходом воздуха не менее 25% номинального.

10.4.3.7 Растопка котла на сернистом мазуте должна производиться с предварительно включенной системой подогрева воздуха (калориферы, рециркуляция горячего воздуха и др.). Подогрев воздуха перед воздухоподогревателем в начальный период должен быть, как правило, не ниже 90 °С.

10.4.3.8 С момента начала растопки котла должен осуществляться контроль за уровнем воды в барабане.

Продувка верхних водоуказательных приборов должна выполняться:

— для котлов давлением 3,9 МПа (40 кгс/см^2) и ниже — при избыточном давлении в котле около 0,1 МПа (1 кгс/см^2) и вторично перед включением в общий паропровод;

— для котлов давлением более 3,9 МПа (40 кгс/см^2) — при избыточном давлении в котле 0,3 МПа (3 кгс/см^2) и вторично при давлении от 1,5 до 3 МПа (от 15 до 30 кгс/см^2).

Снижения уровня воды должны быть сверены с водоуказательными приборами в процессе растопки (с учетом попрaвок).

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

10.4.3.10 В процессе растопки котла из холодного состояния после капитального и среднего ремонта, но не реже чем один раз в год, должно проверяться по реперам тепловое перемещение барабанов и коллекторов.

При растопках и остановах котлов должен осуществляться контроль за температурным режимом барабана. Скорость прогрева и перепад температур между верхней и нижней образующими барабана не должны превышать допустимых значений.

10.4.3.11 Если до пуска котла на нем проводились работы с разборкой фланцевых соединений и лючков, то при избыточном давлении от 0,3 до 0,5 МПа (от 3 до 5 кгс/см^2) должны быть подтянуты болтовые соединения.

Подтяжка болтовых соединений при большем давлении запрещается.

10.4.3.12 Режим работы котла должен осуществляться в строгом соответствии с режимной картой, составленной на основе испытаний оборудования и инструкции по эксплуатации. Режимная карта должна корректироваться в случае реконструкции котла или изменения марки топлива.

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

10.4.3.14 На котлах, сжигающих в качестве основного топлива мазут с содержанием серы более 0,5% должна осуществляться, как правило, организация его сжигания при малых (от 1,02 до 1,03) коэффициентах избытков воздуха на выходе из топки при обязательном выполнении 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 автоматикой процесса горения).

10.4.3.15 Механические и паромеханические мазутные форсунки перед установкой на место должны испытываться на водяном стенде с целью проверки производительности, качества распыливания и угла раскрытия факела. Применение нетарифицированных форсунок запрещается. Каждый котлоагрегат должен быть обеспечен запасным комплектом форсунок.

Разница в номинальной производительности отдельных форсунок в комплекте не должна превышать 1,5%.

10.4.3.16 При эксплуатации котлов температура воздуха (°С), поступающего в воздухоподогреватель, должна поддерживаться не ниже:

мазут с содержанием серы более 0,5% 110
мазут с содержанием серы менее 0,5% 90

В случаях сжигания мазута с предельно малыми коэффициентами избытка воздуха на выходе из топки (менее 1,02) или применения эффективных антикоррозионных средств (присадок, материалов, покрытий) температура воздуха перед воздухонагревателями может быть снижена против указанных значений и установлена на основании опыта эксплуатации.

Воздух перед водогрейным котлом должен подогреваться до положительных температур.

10.4.3.17 Запрещается работа мазутных форсунок, в том числе растопочных, без организованного подвода к ним воздуха.

Схема подвода пара для продувки механических форсунок и мазутопровода в пределах котла должна исключать возможность попадания мазута в паропровод.

10.4.3.18 Обмуровка котлоагрегатов должна поддерживаться в исправном состоянии. При температуре окружающего воздуха 25 °С температура на поверхности обмуровки не должна превышать 45 °С. Потери тепла с поверхности обмуровки котлов не должна превышать 300 ккал/(м^2·ч).

10.4.3.19 Присосы воздуха должны контролироваться путем осмотра установки и контрольным газовым анализом, проводимым не реже чем один раз в месяц, а также до и после текущего, среднего и капитального ремонтов.

Присосы в топку должны определяться не реже одного раза в год. Неплотности топки и газоходов котла должны устраняться на работающем котле (где это возможно по условиям техники безопасности) и при его остановах.

10.4.3.20 Эксплуатационные испытания котла 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 иметь необходимые приспособления для проведения эксплуатационных испытаний.

10.4.3.21 При выводе котла в резерв или ремонт должны приниматься меры по консервации поверхностей нагрева котлов и калориферов в соответствии с действующими руководящими указаниями по консервации теплоэнергетического оборудования.

10.4.3.22 Запрещается подпитывать остановленный котел с дренированием воды в целях ускорения охлаждения барабана.

10.4.3.23 Спуск воды из остановленного котла с естественной циркуляцией разрешается после снижения давления в нем до атмосферного, а при наличии вальцовочных соединений — при температуре воды не выше 80 °С через водогрейный котел. В газоходах должна поддерживаться температура выше 0 °С.

10.4.3.24 Надзор дежурного персонала за остановленным котлом должен вестись до полного снижения в нем давления и снятия напряжения с электродвигателей.

Контроль за температурой газа и воздуха в районе воздухоподогревателя и уходящих газов в водогрейном котле может быть прекращен не ранее, чем через 24 ч после останова.

10.4.3.25 Котел должен быть немедленно остановлен и отключен действием защит или персоналом в случаях:

— недопустимого повышения или понижения уровня воды в барабане или выхода из строя всех водоуказательных приборов;

— быстрого снижения уровня воды в барабане несмотря на усиленное питание котла;

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

— прекращения действия всех питательных устройств (насосов);

— недопустимого повышения давления в пароводяном тракте;

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

— недопустимого повышения или понижения давления в тракте прямоточного котла до встроенных задвижек, недопустимого снижения давления в тракте водогрейного котла более чем на 10 с;

— разрыва труб пароводяного тракта или обнаружения трещин, выпучин, пропусков в сварных швах в основных элементах котла (барабане, коллекторе, внешнем сепараторе, паро-, водоперепускных и водоопускных трубах, в паропроводах, питательных трубопроводах и пароводяной арматуре;

— погасания факела в топке;

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

— взрыва в топке, взрыва или загорания горючих отложений в газоходах и золоуловителе, разогрева докрасна несущих балок каркаса при обвале обмуровки, а также других повреждениях, угрожающих персоналу или оборудованию;

— снижения расхода воды через водогрейный котел ниже минимально допустимого значения более чем на 10 с;

— падения давления воды перед водогрейным котлом ниже допустимого;

— повышения температуры воды на выходе из водогрейного котла выше допустимой по условиям вскипания (ниже на 10 °С температуры насыщения, соответствующей рабочему давлению в выходном коллекторе);

— пожара, угрожающего персоналу или оборудованию, а также цепям дистанционного управления отключающей арматуры, входящей в систему защиты котла;

— исчезновения напряжения на устройствах дистанционного и автоматического управления и на всех контрольно-измерительных приборах;

— разрыва мазутопровода или газопровода в пределах котла.

10.4.3.26 Котел должен быть остановлен в случаях:

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

— недопустимого превышения температуры металла поверхностей нагрева, если снизить температуру изменением режима работы котла не удается;

— выхода из строя всех дистанционных указателей воды в барабане котла;

— резкого ухудшения качества питательной воды против установленных норм;

— неисправности отдельных защит или устройств дистанционного и автоматического управления, а также контрольно-измерительных приборов.

Время останова котла в этих случаях определяется главным инженером АС.

10.4.4 Паротурбинные установки

10.4.4.1 При эксплуатации паротурбинных установок должны быть обеспечены:

— надежность работы основного и вспомогательного оборудования;

— готовность принятия номинальных электрической и тепловой нагрузок;

— нормативные показатели экономичности основного и вспомогательного оборудования.

10.4.4.2 Система автоматического регулирования турбины должна удовлетворять следующим требованиям:

— 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.

10.4.4.3 Значения основных параметров, характеризующих качество работы систем регулирования паровых турбин, должны быть выдержаны в эксплуатации на уровне, указанном в действующем стандарте «Установки паротурбинные стационарные для атомных электростанций. Общие технические условия».

10.4.4.4 Все проверки и испытания системы регулирования и защиты турбин от повышения частоты вращения должны выполняться в соответствии с требованиями инструкций заводов-изготовителей турбин и руководящих документов, введенных в действие эксплуатирующей организацией в установленном порядке.

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

При срабатывании автомата безопасности должны закрываться стопорные, регулирующие, отсечные клапаны в соответствии с указаниями завода-изготовителя.

10.4.4.6 Система защиты турбины от повышения частоты вращения (включая все элементы), если нет специальных указаний завода-изготовителя, должна быть испытана увеличени-

ем частоты вращения с обязательной проверкой действия всей цепи в следующих случаях:

— после монтажа турбины;

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

— после длительного (более 30 суток) простоя;

— после разборки автомата безопасности.

Кроме того, защита должна испытываться после разборки системы регулирования, а также отдельных ее узлов и периодически не реже одного раза в 4 месяца. В этих случаях допускается испытание без увеличения частоты вращения.

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

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

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 действующим РД «Методические указания по проверке и испытаниям автоматических систем регулирования и защит паровых турбин», а для турбин, критерии проверки которых не оговорены инструкциями завода-изготовителя или методическими указаниями, не должно быть выше 50% номинальной при номинальных параметрах свежего пара перед проверяемыми клапанами и номинальном противодавлении (вакууме).

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 проводиться после монтажа турбины, перед испытанием автомата безопасности повышением частоты вращения, перед остановом турбины в капитальный ремонт, при пуске после него, но не реже одного раза в 1,5 года. При выявлении в процессе эксплуатации турбины признаков снижения плотности клапанов (при пуске или останове турбины) должна быть проведена внеочередная проверка

их плотности. Проверка плотности клапанов производится раздельно для стопорных и регулирующих клапанов свежего пара.

10.4.4.8 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 — во время работы турбины в соответствии с указаниями завода-изготовителя (ежесуточно при отсутствии таких указаний).

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

10.4.4.9 Посадка обратных клапанов всех отборов должна быть проверена перед каждым пуском и при останове турбины и периодически в соответствии с требованиями и методиками завода-изготовителя. При неисправности обратного клапана запрещается работа турбины с соответствующим отбором пара.

10.4.4.10 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 требованиям п. 10.4.4.3 настоящего стандарта и данным завода-изготовителя должны выполняться:

— после монтажа турбины;

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

Кроме того, после монтажа турбины или капитального ее ремонта, а также ремонта основных узлов систем регулирования и парораспределения должны быть сняты характеристики регулирования при работе турбины под нагрузкой, необходимые для построения статической характеристики.

10.4.4.11 Испытание 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, 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.

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

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

Ограничитель мощности турбин энергоблоков с реакторами типа РБМК вводится в работу в соответствии с технологическими регламентами эксплуатации АС с реакторами РБМК.

10.4.4.14 При эксплуатации систем маслоснабжения турбоустановки должны быть обеспечены:

— надежность работы агрегатов на всех режимах;

— пожаробезопасность;

— поддержание нормального качества масла и температурного режима;

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

10.4.4.15 Резервные и аварийные масляные насосы систем смазки, регулирования, уплотнения и устройства их автоматического включения должны проверяться в работе два раза в ме-

сяц при работе турбоагрегата, а также перед каждым его пуском и остановом.

Для турбин, у которых рабочий, резервный и аварийный маслонасосы систем смазки, регулирования, уплотнения, гидроподъема роторов имеют индивидуальные электроприводы, проверка автоматического включения резерва перед остановом не проводится.

10.4.4.16 У турбин, оснащенных системами предотвращения развития горения масла на турбоагрегате, электрическая схема системы защиты «Пожар — масло» должна быть проверена перед пуском из холодного состояния.

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

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

10.4.4.19 При эксплуатации конденсационной установки должны проводиться:

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

— периодические чистки конденсаторов при повышении давления отработавшего пара по сравнению с нормальными значениями на 0,5 кПа (0,005 кгс/см^2) 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 нагруз-

ки конденсатора 40—100% должны быть не выше значений, определяемых по формуле

$$Gb = 1{,}5 \times (8 + 0{,}065N), \qquad (1)$$

где N — номинальная электрическая мощность турбоустановки АС на конденсационном режиме, МВт;

— проверка водяной плотности конденсатора путем систематического контроля солесодержания конденсата;

— проверка содержания кислорода в конденсате после конденсатных насосов;

— контроль за радиоактивностью конденсата и парогазовой смеси на выхлопе из пароструйных эжекторов (для паротурбинных установок АС).

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

10.4.4.20 При эксплуатации оборудования системы регенерации в соответствии с техническими условиями проекта должны быть обеспечены:

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

— надежность теплообменных аппаратов во всех режимах работы турбоустановки.

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, утвержденному главным инженером АС .

10.4.4.21 Запрещается эксплуатация ПВД при отсутствии или неисправности элементов их защиты и неисправности клапанов регуляторов уровня.

При наличии группового аварийного обвода ПВД при отсутствии или неисправности элементов защит или неисправности клапана регуляторов уровня хотя бы на одном из ПВД, а также при отключении по пару любого ПВД запрещается эксплуатация всей группы, если иное не оговорено конструкторско-заводской документацией.

Запрещается подача питательной воды в ПВД без включения защиты.

При обнаружении неисправности защиты подогревателя или клапана регулятора уровня ПВД или группа ПВД должны быть немедленно отключены.

При неисправном состоянии каких-либо других, кроме клапана, 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 главным инженером электростанции.

10.4.4.22 Резервные питательные насосы, а также другие насосные агрегаты, находящиеся в автоматическом резерве, за исключением перечисленных в п. 10.4.4.15, 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 проводиться по графику, но не реже одного раза в месяц.

10.4.4.23 Перед пуском турбины из ремонта или простоя более 3 суток должна быть проверена исправность и готовность к включению основного и вспомогательного оборудования, блокировок, средств технологических защит, дистанционного автоматического управления, контрольно-измерительных приборов, средств информации и оперативной связи. Выявленные при этом неисправности должны быть устранены.

Средства защиты и блокировки при пусках агрегата из других состояний должны проверяться в соответствии с инструкциями.

Пуск турбины осуществляется оперативным персоналом АС в соответствии с инструкциями по эксплуатации и должностными инструкциями, а после ее капитального или среднего ремонта — в присутствии начальника цеха или его заместителя по эксплуатации.

10.4.4.24 Пуск турбины запрещается в случаях:

— отклонений показателей теплового и механического состояний турбины от допустимых значений;

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

— дефектов системы регулирования и пораспределения, которые могут привести к разгону турбины;

— неисправности хотя бы одного из масляных насосов смазки, регулирования, уплотнений генератора и устройств их автоматического включения (АВР);

— отклонения качества масла от норм на эксплуатационные масла или снижения температуры масла ниже установленного заводом-изготовителем предела.

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

Сброс в конденсатор рабочей среды из 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 60 кПа (0,6 кгс/см^2).

10.4.4.26 При эксплуатации турбоагрегатов среднеквадратические значения виброскорости подшипниковых опор должны быть не выше 4,5 мм/с.

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

При вибрации свыше 7,1 мм/с запрещается эксплуатировать турбоагрегаты более 7 суток. При наличии системы защиты по предельному уровню вибрации уставка срабатывания должна быть настроена на отключение турбоагрегата при вибрации 11,2 мм/с.

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

Турбина должна быть разгружена и остановлена, если в течение от 1 до 3 суток произойдет плавное возрастание любого компонента вибрации одной из опор подшипников на 2 мм/с.

Эксплуатация турбоагрегата при низкочастотной вибрации больше 1,8 мм/с недопустима. При появлении низкочастотной вибрации, превышающей 1 мм/с, должны быть приняты меры к ее устранению в срок, определенный главным инженером, но не более 7 суток.

Вибрация должна измеряться и регистрироваться с помощью стационарной аппаратуры непрерывного контроля, обеспечивающей измерение вибраций всех опорных и опорно-упорных подшипников турбоагрегатов в трех взаимно перпендикулярных направлениях: вертикальном, горизонтально-поперечном и горизонтально-осевом по отношению к оси вала турбоагрегата.

Временно, до оснащения необходимой аппаратурой, разрешается контроль вибрации по размаху виброперемещения. Сопоставление измеренных размахов колебаний с нормативными среднеквадратическими значениями виброскоростей осуществляется исходя из следующих соотношений:

Среднеквадратическое значение виброскорости, мм/с	4,5	7,1	11,2
Эквивалентное значение размаха виброперемещений,мкм, при частоте вращения турбины:			
1500 об./мин	50	130	200
3000 об./мин	30	65	100

Для турбоагрегатов мощностью менее 200 МВт допускается использование переносных виброизмерительных приборов. Периодичность контроля должна устанавливаться местной инструкцией в зависимости от вибрационного состояния турбоагрегата, но не реже одного раза в месяц.

10.4.4.27 Для контроля за состоянием проточной части турбины, работающей на остром перегретом паре, и заносом ее солями не реже одного 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 против номинального 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 проведена промывка или очистка проточной части турбины. Способ промывки или очистки должен быть выбран исходя из состава и характера отложений и местных условий.

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

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

Головные образцы турбин и турбины, на которых выполнена реконструкция или модернизация с возможным изменением экономичности, должны подвергаться балансовым испытаниям.

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

10.4.4.29 Турбина должна быть отключена персоналом путем воздействия на выключатель (кнопку аварийного отключения) при отсутствии или отказе в работе соответствующих защит 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 снижения давления масла (огнестойкой жидкости) в системе смазки;

д) недопустимого снижения 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 на турбоагрегате, турбогенераторе или водорода на турбогенераторе;

з) недопустимого понижения перепада давления «масло-водород» в системе уплотнений вала генератора;

и) недопустимого понижения уровня масла в демпферном баке системы уплотнений вала генератора;

к) отключения всех масляных насосов системы водородного охлаждения генератора (для безинжекторных схем маслоснабжения уплотнений);

л) отключения генератора из-за внутреннего повреждения;

м) недопустимого повышения давления в конденсаторе;

н) внезапного повышения вибрации турбоагрегата;

о) появления металлических звуков и необычных шумов внутри турбины или генератора;

п) появления искр или дыма из подшипников и концевых уплотнений турбины или генератора;

р) недопустимого снижения температуры свежего пара или пара после промперегрева;

с) появления гидравлических ударов в паропроводах свежего пара, промперегрева или в турбине;

т) возникновения кругового огня на контактных кольцах ротора турбогенератора или возбудителя;

у) обнаружения разрыва или сквозной трещины на не отключаемых участках маслопроводов и трубопроводов пароводяного тракта, узлах парораспределения;

ф) прекращения протока охлаждающей воды через статор генератора;

х) недопустимого снижения расхода охлаждающей воды на газоохладители;

ц) исчезновения напряжения на устройствах дистанционного и автоматического управления или на всех контрольно-измерительных приборах.

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.

10.4.4.30 Турбина должна быть разгружена и остановлена в период, определяемый главным инженером электростанции (с уведомлением диспетчера энергосистемы), в следующих случаях:

— заедания стопорных клапанов свежего пара или пара после промежуточного перегрева;

— заедания регулирующих клапанов или обрыва их штоков; заедания поворотных диафрагм или обратных клапанов отборов;

— неисправностей в системе регулирования;

— нарушения нормальной работы вспомогательного оборудования, схемы и коммуникаций установки, если устранение причин нарушения невозможно без останова турбины;

— выявления неисправности технологических защит, действующих на останов оборудования;

— обнаружения течей масла из подшипников, трубопроводов и арматуры, создающих опасность возникновения пожара;

— обнаружения свищей на не отключаемых для ремонта участках трубопроводов пароводяного тракта;

— обнаружения недопустимой концентрации водорода в картерах подшипников, токопроводах, маслобаке, а также о превышающей норму утечки водорода из корпуса генератора;

— увеличения вибрации опор выше 7,1 мм/с.

В инструкции должны быть даны четкие указания о неисправностях, нарушениях нормальной эксплуатации вспомогательного оборудования, схем и коммуникаций установки, о допустимых значениях концентраций водорода в картерах подшипников, токопроводах, маслобаке, а также допустимой утечке водорода из корпуса генератора.

10.4.4.31 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 турбины.

10.4.4.32 При выводе турбины в резерв на срок 10 суток и более должны быть приняты меры к ее консервации.

Метод консервации, способы контроля ее качества принимаются в соответствии с действующими руководящими указаниями и рекомендациями или указаниями завода-изготовителя по консервации теплоэнергетического оборудования.

10.4.4.33 Эксплуатация турбин со схемами и в режимах, не предусмотренных техническими условиями на поставку, допускается только с разрешения завода-изготовителя.

10.4.4.34 При проведении реконструкции и модернизации турбинного оборудования на электростанциях должны быть предусмотрены максимальная степень автоматизации управления и высокие показатели ремонтопригодности.

10.4.5 Водоподготовка и водно-химический режим

10.4.5.1 Требования к водно-химическому режиму АС:

— водно-химический режим АС следует устанавливать, организовывать и поддерживать таким образом, чтобы обеспечивалась целостность защитных барьеров (оболочек тепловыделяющих элементов, границы контура теплоносителя, герметичных ограждений локализующих систем безопасности);

— в течение срока эксплуатации АС должна быть обеспечена коррозионная стойкость конструкционных материалов оборудования и трубопроводов. Коррозионное и коррозионно-эрозионное воздействие теплоносителя и других рабочих сред на конструкционные материалы оборудования и трубопроводов систем АС не должно приводить к нарушению пределов и условий безопасной эксплуатации АС;

— водно-химический режим АС должен обеспечивать минимальное количество отложений на теплопередающих поверхностях оборудования и трубопроводов;

— с целью обеспечения радиационной безопасности работников (персонала) АС водно-химический режим АС должен быть направлен на снижение радиационных полей, возникающих в результате ионизирующего излучения активированных продуктов коррозии, образующих отложения на поверхностях оборудования и трубопроводов систем АС, с учетом массопереноса активированных продуктов коррозии в оборудовании и трубопроводах.

10.4.5.2 Организацию и контроль за водно-химическим режимом работы оборудования АС должен осуществлять персонал химического цеха.

Внутренние осмотры теплоэнергетического оборудования, отбор проб отложений, вырезки образцов для анализа, составление актов осмотра, а также расследование аварий и неполадок, связанных с водно-химическим режимом, должны выполняться с участием персонала химического цеха.

10.4.5.3 Готовность установок очистки добавочной воды, обработки загрязненных и сточных вод со всем вспомогательным оборудованием (включая склады реагентов), очистки конденсата турбин, загрязненных конденсатов, продувочной воды, радиоактивных вод, коррекционной обработки воды, общестанцион-

ных баков обессоленной воды и конденсата к соответствующим этапам (подэтапам) ввода энергоблока в эксплуатацию определяются Программой ввода энергоблока АС в эксплуатацию.

10.4.5.4 Основные технологические процессы обработки природной воды, конденсатов, загрязненных и сточных вод, а также коррекции водного режима должны быть автоматизированы.

10.4.5.5 Оборудование, трубопроводы и арматура всех водоподготовительных установок, установок для очистки конденсатов и производственных сточных вод, поверхность которых соприкасается с коррозионно-агрессивной средой, а также соприкасающиеся с коррозионно- агрессивной средой строительные конструкции должны быть выполнены из коррозионностойких материалов или их поверхность должна быть защищена коррозионно-стойкими покрытиями.

В процессе эксплуатации защитные покрытия должны осматриваться и при необходимости восстанавливаться.

Оборудование и трубопроводы установок, предназначенных для обработки радиоактивных вод, должны изготовляться из материалов, устойчивых к воздействию коррозионно-агрессивной среды, радиоактивных загрязнений и допускающих проведение дезактивации. Арматура, импульсные линии и датчики контрольно-измерительной аппаратуры, применяемые на таких установках, должны быть выполнены из нержавеющей стали.

10.4.5.6 Испарительные установки, предназначенные для переработки сильноминерализованных вод и вод, загрязненных радиоактивными веществами и различными моющими средствами (трапные и обмывочные воды, воды санпропускников и спецпрачечных, регенерационные воды из соответствующих ионообменных установок и т.п.), должны иметь устройства, позволяющие проводить водно-химические очистки с целью удаления образовавшихся отложений и при необходимости дезактивацию.

10.4.5.7 Для работы с едкими щелочами, аммиаком, гидразином, хлором, хлорной известью, концентрированными кислотами и другими агрессивными реагентами должно применяться оборудование, обеспечивающее удобную и безопасную выгрузку, хранение, транспортировку и использование в технологических процессах этих реагентов и их растворов. Работы с этими

реагентами и их растворами должны выполняться при строгом соблюдении правил техники безопасности.

10.4.5.8 Сточные воды АС, содержащие щелочи, кислоты, аммиак, гидразин, нефтепродукты, радиоактивные и другие вредные вещества, перед сбросом в водные объекты должны обрабатываться, если содержание в них вредных веществ выше ПДК на сбросе.

Сточные воды должны сбрасываться в соответствии с действующими документами «Правила охраны поверхностных вод» [4], «Правила радиационной безопасности при эксплуатации атомных станций», «Санитарные правила проектирования и эксплуатации атомных станций» и «Нормы радиационной безопасности».

В случае если сточные воды не могут быть направлены непосредственно на обработку или если они появляются в количествах, превышающих производительность перерабатывающих установок, эти воды должны собираться в специальных резервуарах-хранилищах и затем направляться на обработку.

10.4.5.9 При ремонте или осмотре дренажных устройств и защитных покрытий фильтров установок, предназначенных для очистки различных вод от радиоактивных веществ, фильтрующий материал должен перегружаться гидравлическим способом либо в хранилище радиоактивных отходов, либо в специальные емкости; внутренняя поверхность фильтров при необходимости должна подвергаться дезактивации.

10.4.5.10 Качество теплоносителей реакторных установок, парогенераторов, конденсатно-питательных трактов, охлаждения контура СУЗ реактора, насыщенного пара, вод заполнения и подпиточной воды, вод емкостей систем безопасности и системы охлаждения биологической защиты, промконтуров, бассейнов выдержки и перегрузки ТВС и действия персонала при отклонениях регламентируются требованиями технологических регламентов по эксплуатации энергоблоков АС и нормативной документации, действующей в атомной энергетике.

10.4.5.11 Качество воды вспомогательных систем и газа газовых систем на АС регламентируются нормами, утверждаемыми в установленном порядке.

10.4.5.12 Для поддержания водно-химического режима контура реакторного теплоносителя должна быть обеспечена его байпасная очистка.

10.4.5.13 Для поддержания водно-химического режима парогенераторов АС с реакторами типа ВВЭР должна производиться непрерывная и периодическая продувка парогенераторов.

Величина продувок регламентируется требованиями технологических регламентов по безопасной эксплуатации энергоблоков АС с реакторами ВВЭР.

10.4.5.14 На атомных станциях, оборудованных реакторами типа ВВЭР, должна производиться обработка питательной воды парогенераторов и конденсата турбин аммиаком и/или гидразином и/или другими химическими реагентами, разрешенными для использования в установленном порядке.

10.4.5.15 Применение новых методов водоподготовки и водно-химических режимов на АС должно быть согласовано в установленном порядке и утверждено эксплуатирующей организацией.

10.4.6.16 Суммарные потери пара и конденсата на АС с реакторами типа ВВЭР и БН не должны превышать 1%, а типа РБМК — 0,5% номинальной паропроизводительности реакторной установки.

10.4.5.17 Качество воды для подпитки тепловых сетей должно удовлетворять требованиям действующих нормативных документов.

10.4.6 Химический контроль

10.4.6.1 Химический контроль на АС должен обеспечивать химическими и физико-химическими методами анализа определение показателей качества технологических сред в объеме и с периодичностью, установленными утвержденным на АС регламентом химического контроля.

10.4.6.2 Регламент химического контроля воды, растворов, отложений, газов, масел, ионообменных материалов и реагентов должен разрабатываться с учетом требований действующих нормативных и эксплуатационных документов.

10.4.6.3 Объем и периодичность контроля должны обеспечивать получение оперативной информации, объективно отражающей текущее качество технологических сред.

В период выполнения дезактиваций, химических очисток, предпусковых промывок и других технологических операций

объем и периодичность химического контроля определяются программами, оформленными в установленном порядке.

10.4.6.4 Результаты контроля должны фиксироваться в журналах (в том числе электронных) оперативного и дневного (периодического) химического контроля.

10.4.6.5 Химические лаборатории (цеха, подразделения) должны располагать изолированными помещениями, специально приспособленными для выполнения анализов. Помещения химических лабораторий должны быть оснащены приточно-вытяжной вентиляцией и спецканализацией.

10.4.6.6 Химические лаборатории должны быть обеспечены средствами измерений, вспомогательным оборудованием, реактивами, расходными материалами и т.д., необходимыми для проведения анализов проб технологических сред АС в соответствии с требованиями методик выполнения измерений.

10.4.6.7 Техническое обеспечение химического контроля должно включать комплекс технических средств и оборудования, предназначенных для отбора, транспортировки и подготовки проб технологических сред.

10.4.6.8 Для всех подготовленных проб пароводяного тракта должны обеспечиваться следующие параметры:

температура, °С, не более 45
давление, МПа, не более. 0,16

10.4.6.9 При проведении автоматического контроля должен обеспечиваться непрерывный проток подготовленной пробы через датчики средств измерений с расходом, установленным эксплуатационной документацией на средства измерений.

10.4.6.10 Применяемые средства измерений должны быть аттестованы; метрологическое обслуживание средств измерений должно проводиться с установленной периодичностью. Комплекты эксплуатационной документации приборов должны содержать полную информацию об эксплуатации на всех этапах жизненного цикла приборов.

Применяемые материалы, реактивы и т.д. должны соответствовать требованиям методик выполнения измерений.

10.4.6.11 Метрологическое обеспечение химического контроля должно осуществляться в соответствии с п. 5.8 настоящего стандарта.

10.4.6.12 Химический контроль должен обеспечиваться современными, преимущественно автоматическими, средствами измерений.

10.4.6.13 Сбор, обработка, архивирование и отображение результатов химического контроля должны обеспечиваться системным применением современных средств вычислительной техники и программных продуктов.

10.4.6.14 Нормируемые показатели качества технологических сред АС должны измеряться с использованием аттестованных методик выполнения измерений.

10.4.6.15 Отбор проб технологических сред и отложений для проведения лабораторного контроля (химический анализ конечного объема пробы) должен проводиться в соответствии с требованиями регламентов эксплуатации технологических установок и методик выполнения измерений.

10.4.6.16 Распределение обязанностей по обеспечению работоспособности технических средств химического контроля устанавливается главным инженером АС.

10.4.7 Трубопроводы и арматура

10.4.7.1 Перед включением в работу трубопроводы и арматура должны быть тщательно осмотрены. После ремонта или длительного отключения (свыше 10 суток) должны быть проверены исправность тепловой изоляции, индикаторов тепловых перемещений, неподвижных опор, скользящих и пружинных креплений, возможность свободного расширения трубопровода при его прогреве, состояние дренажей и воздушников, предохранительных устройств и приборов теплового контроля.

10.4.7.2 Главные циркуляционные трубопроводы первого (радиоактивного) контура головных блоков АС должны подвергаться тензометрированию при проведении пусконаладочных работ.

10.4.7.3 При эксплуатации трубопроводов и арматуры в соответствии с действующими инструкциями должны контролироваться:

— размеры тепловых перемещений трубопроводов, для которых это предусмотрено проектом, и их соответствие расчетным значениям по показаниям индикаторов;

— наличие защемлений и вибрационное состояние трубопроводов;

— периодический контроль металла и сварных соединений;

— герметичность по отношению к внешней среде предохранительной, регулирующей и запорной арматуры и фланцевых соединений;

— температурный режим работы металла при пусках и остановах;

— степень затяжки пружин подвесок и опор в рабочем и холодном состоянии;

— соответствие показаний указателей положения регулирующей арматуры на щитах управления ее фактическому положению;

— наличие смазки узлов приводных механизмов, винтовых пар «шпиндель–резьбовая втулка».

10.4.7.4 Схема трубопроводов и их эксплуатация должны исключать возможность повреждения трубопроводов низкого давления при наличии связи с трубопроводами высокого давления.

На АС перед подъемом давления в контуре должны быть надежно отключены трубопроводы низкого давления вспомогательных систем (трубопроводы систем расхолаживания, заполнения и опорожнения, подачи сжатого газа низкого давления и др.).

Проектом и инструкциями по эксплуатации должны быть предусмотрены организационные и технические мероприятия по исключению ошибочного подключения систем низкого давления к системам высокого давления.

Отключения этих трубопроводов должно контролироваться начальниками смен АС (начальниками смен энергоблока АС) с записью в оперативном журнале по докладам начальников смен цехов.

Надежность отключения вышеуказанных трубопроводов ежесменно должна контролироваться оперативным персоналом цехов с докладом начальникам смен АС (начальникам смен энергоблока АС).

10.4.7.5 Заполнение средой неостывших паропроводов (при пусках и опрессовках), а также неостывших главных циркуляционных трубопроводов АС должно выполняться с контролем

разности температур стенки трубопровода и среды, которая не должна превышать расчетных значений.

10.4.7.6 Для опорожнения через дренажи паропроводы любых параметров должны быть смонтированы с уклоном горизонтальных участков не менее 0,004 по ходу движения среды. Это значение уклона должно обеспечиваться при температурах металла от 0 °С до температуры, соответствующей насыщению при рабочем давлении среды.

Система дренажей должна обеспечивать полное удаление влаги при прогреве, остывании и опорожнении трубопроводов.

При объединении дренажных линий нескольких трубопроводов на каждой из них должна быть установлена запорная арматура.

Конденсат и тепло постоянных дренажей должны использоваться в тепловой схеме.

10.4.7.7 Компоновка трубопроводов и арматуры, подлежащих периодическому контролю в процессе эксплуатации, должна обеспечивать доступ к ним для обследования и ремонта. В местах контроля должны иметься площадки.

10.4.7.8 Арматура должна иметь обозначения или маркировку согласно схемам трубопроводов, а также указатели направления вращения штурвала. Регулирующие клапаны должны иметь указатели степени открытия регулирующего органа, запорная арматура — указатели положения запорного органа (открыто, закрыто). Арматура, постоянно или длительно находящаяся под разрежением, должна иметь гидравлическое или другое уплотнение штоков.

10.4.7.9 Ремонт трубопроводов и арматуры должен проводиться одновременно с соответствующими агрегатами. Ремонтные работы, а также установка и снятие заглушек, определяющих ремонтируемый участок трубопровода, должны выполняться по наряду-допуску в соответствии с требованиями правил техники безопасности и радиационной безопасности.

Выполнение организационно-технических мероприятий по предотвращению попадания во внутренние полости оборудования систем АС загрязнений и посторонних предметов при выполнении работ по ремонту должно производиться в соответствии с требованиями РД «Техническое обслуживание и ремонт

систем оборудования атомных станций. Правила организации работ со вскрытием оборудования».

10.4.7.10 Арматура, ремонтируемая со снятием с места установки (с вырезкой из трубопровода), должна быть испытана на герметичность затвора, сальниковых, сильфонных и фланцевых уплотнений давлением, равным 1,25 рабочего.

Арматура, ремонтируемая без вырезки из трубопровода, должна быть испытана рабочим давлением среды совместно с трубопроводом; состояние затвора контролируется визуально в процессе ремонта по контакту уплотнительных поверхностей.

При значительных дефектах затвора арматура должна ремонтироваться с вырезкой из трубопровода и последующим испытанием ее на герметичность давлением 1,25 рабочего.

10.4.7.11 На фланцевых соединениях паропроводов и арматуре, работающих при давлении пара 8,8 кПа (90 кгс/см^2) и выше, а также трубопроводов АС диаметром более 300 мм затяжка крепежных шпилек должна контролироваться с применением специальных приспособлений, нагрузка шпилек сверх допустимых значений не разрешается.

10.4.7.12 Тепловая изоляция трубопроводов и арматуры должна поддерживаться в исправном состоянии. Температура на ее поверхности при температуре окружающего воздуха +25 °С не должна превышать 45 °С.

Тепловая изоляция фланцевых соединений, арматуры и участков трубопроводов, подвергающихся периодическому контролю (сварные соединения, бобышки для измерения ползучести и т.п.), должна быть быстросъемной.

Тепловая изоляция основных трубопроводов, трубопроводов, расположенных на открытом воздухе, а также участков поверхностей с температурой среды выше 200 °С, находящихся вблизи масляных баков, маслопроводов и мазутопроводов, а также вблизи кабельных линий, должна иметь металлическое или другое защитное покрытие.

Объекты, имеющие температуру среды ниже температуры окружающего воздуха, должны иметь гидрозащиту и тепловую изоляцию.

Материалы, применяемые для тепловой изоляции, не должны оказывать коррозионное воздействие на трубопроводы.

10.4.7.13 Изоляция трубопроводов, не имеющих защитного покрытия, должна быть окрашена.

10.4.7.14 При обнаружении трещин, свищей в основном металле питательных трубопроводов, паропроводов свежего пара, а также в их арматуре должны быть приняты срочные меры к отключению аварийного участка посредством дистанционных приводов.

Если при отключении невозможно резервировать аварийный участок, то соответствующее оборудование, связанное с аварийным участком, должно быть остановлено.

10.4.7.15 Использование регулирующей арматуры в качестве запорной и запорной в качестве регулирующей не допускается.

10.4.8 Теплофикационные установки

10.4.8.1 Режим работы теплофикационной установки (давление в подающем и обратном трубопроводе) должен поддерживаться в соответствии с заданием диспетчера теплосети.

Температура в подающей линии водяной тепловой сети в соответствии с утвержденным для этой сети температурным графиком должна задаваться по усредненной температуре наружного воздуха на промежуток времени от 12 до 24 ч, определяемый диспетчером теплосети в зависимости от длины сетей, климатических условий и т.п.; способ регулирования температуры может быть иным и производиться по инструкции.

При заданном диспетчером теплосети расходе сетевой воды отклонения от заданного режима не должны превышать:

- по температуре воды, поступающей в тепловую сеть, ± 2 °С;
- по давлению в подающем трубопроводе $\pm 5\%$;
- по давлению в обратном трубопроводе ± 20 кПа ($0{,}2$ кгс/см^2).

При превышении заданного расхода сетевой воды диспетчер теплосети должен принять меры к восстановлению расхода или скорректировать режим.

Среднесуточная температура обратной воды из тепловой сети не должна превышать заданную более чем на 2 °С. Снижение температуры обратной воды против графика не лимитируется.

Отклонения давления и температуры пара, отпускаемого потребителю, не должны превышать $\pm$ 5% заданных параметров.

10.4.8.2 Для каждого подогревателя и группы подогревателей на основе проектных данных и испытаний должны быть установлены:

— расчетная тепловая производительность и соответствующие ей параметры греющей и нагреваемой среды;

— температурный напор и максимальная температура подогрева сетевой воды;

— предельно допустимое давление нагреваемой и греющей сред;

— расчетный расход сетевой воды и соответствующие ему потери напора.

Кроме того, на основе испытаний должны быть установлены предельные потери напора в водогрейных котлах, трубопроводах и вспомогательном оборудовании теплофикационной установки.

Испытания должны проводиться на вновь смонтированных теплофикационных установках и периодически один раз в 4 года в процессе эксплуатации.

10.4.8.3 Изменение температуры воды на выводах тепловой сети должно осуществляться постепенно и равномерно со скоростью, не превышающей 30 °С/ч.

10.4.8.4 При работе сетевых подогревателей должны быть обеспечены:

— контроль за уровнем конденсата и работой устройств автоматического поддержания уровня и сброса конденсата;

— отвод неконденсирующихся газов из парового пространства в воздухоотсасывающее устройство или конденсатор турбины.

10.4.8.5 Подпитка тепловой сети должна осуществляться непрерывно с целью поддержания заданного давления на всасывающей стороне сетевых насосов при рабочем режиме тепловых сетей и при останове сетевых насосов.

Вода для подпитки должна подаваться в обратный коллектор тепловой сети или в каждую подключенную к нему магистраль, если проект разработан до ввода новых правил, а при открытой системе также и в подающий коллектор и в каждую подключенную к нему магистраль для работы в летний период.

10.4.8.6 Установка для подпитки тепловых сетей должна обеспечивать их подпитку химически очищенной деаэрирован-

ной водой в рабочем режиме и аварийную подпитку необработанной водой из систем хозяйственно-питьевого (для открытых систем теплоснабжения) или производственного водопроводов в размерах, установленных документом «Нормы технического проектирования тепловых электростанций».

Каждый случай подачи сырой воды должен отмечаться в оперативном журнале с указанием количества поданной воды и источника водоснабжения.

В соединениях трубопроводов подпитывающего устройства с трубопроводами технической, циркуляционной или водопроводной воды должен предусматриваться контрольный кран между двумя закрытыми задвижками. При нормальной работе тепловых сетей контрольный кран должен быть открыт.

10.4.8.7 При наличии баков-аккумуляторов должен быть обеспечен контроль за режимом их работы.

Рабочий объем баков-аккумуляторов подпиточной воды и их расположение у источников тепла и в тепловых сетях должны соответствовать СНиП «Внутренний водопровод и канализация зданий».

Внутренние и внешние поверхности баков-аккумуляторов должны быть защищены от коррозии, а поверхность воды — от аэрации. Наружная поверхность баков-аккумуляторов должна быть покрыта тепловой изоляцией.

Заполнение баков разрешается только деаэрированной водой температурой не выше 95 °С.

Скорость заполнения баков должна соответствовать пропускной способности вестовой трубы.

Внутренний и наружный осмотры состояния баков аккумуляторов, компенсирующих устройств трубопроводов, а также вестовых труб должны проводиться ежегодно.

Должны проверяться один раз в 3 года толщина металлоконструкций, а также проверяться ультразвуковым методом, высверливанием или другими способами изнутри баков после их опорожнения коррозионный износ металла. При обнаружении коррозионного износа стен, кровли или днища, превышающего 20% толщины металла, баки подлежат немедленному выводу в ремонт.

После окончания монтажа или ремонта должны быть проведены испытания баков-аккумуляторов в соответствии с тре-

бованиями стандарта «Конструкции стальные строительные». На каждый принятый в эксплуатацию бак-аккумулятор должен быть составлен паспорт.

10.4.8.8 Не разрешается работа сетевых, конденсатных и подпиточных насосов при неисправных обратных клапанах.

Перед сетевыми насосами водоподогревательной установки должны быть установлены грязевики.

Устройства для автоматического включения резерва должны быть в постоянной готовности к действию и периодически проверяться.

10.4.8.9 Границей теплофикационного оборудования электростанции считаются разделительные задвижки, установленные на территории электростанции, или стена (ограждение) территории станции, что в каждом конкретном случае решается АС в установленном порядке. Разделительные задвижки находятся в ведении и обслуживании персонала АС.

В случае установки станционных контрольно-измерительных приборов на участке тепловой сети за разделительными задвижками (ограждением территории электростанции) датчики этих приборов, первые запорные вентили, импульсные линии и сами приборы должны находиться в ведении электростанции и обслуживаться ее персоналом.

10.4.8.10 Теплофикационное оборудование должно ремонтироваться по мере необходимости в соответствии с графиком, согласованным с предприятием тепловых сетей.

Трубная система теплообменных аппаратов должна, как правило, очищаться не реже чем один раз в год (перед отопительным сезоном) и при повышении температурного напора выше установленного значения.

Допускается АС устанавливать сроки очистки трубных систем, исходя из степени их загрязненности и имеющегося резерва теплообменных аппаратов.

10.4.8.11 На АС передача тепла должна осуществляться через промежуточный контур между радиоактивным контуром и тепловой сетью.

На одноконтурных АС должен предусматриваться промежуточный контур между паром отборов турбин и тепловой сетью.

На двухконтурных АС роль промежуточного контура должен выполнять второй контур с отборами пара турбин.

В теплофикационных установках АС давление сетевой воды должно быть выше давления в промежуточном контуре.

10.4.8.12 Должен осуществляться непрерывный контроль за радиоактивностью сетевой воды и воды промежуточного контура. При появлении радиоактивности выше установленных норм должна быть отключена сетевая вода на входе и выходе из подогревательной установки.

10.4.8.13 Циркуляция воды в промежуточном контуре АС должна быть прекращена при выходе за допустимые пределы:

— уровня воды и давления в компенсаторе объема;
— давления воды до и после пароводяных подогревателей;
— температуры воды за пароводяными подогревателями;
— радиоактивности воды.

Другие случаи останова промежуточного контура должны определяться местной инструкцией.

10.4.8.14 При эксплуатации должны осуществляться контроль и регистрация величины давления отборов греющего пара турбин, воды промконтура и тепловой сети (прямой и обратной воды) и перепада давлений греющих сред теплофикационной установки в установленных точках.

10.4.8.15 Контроль содержания радиоактивных веществ в воде должен включать в себя контроль объемной активности и состава радионуклидов в греющих средах теплофикационной установки, в воде тепловой сети.

Контроль объемной активности воды промконтура должен быть непрерывным с автоматической регистрацией показаний и светозвуковой сигнализацией достижения установленных пороговых значений.

Контроль объемной активности воды тепловой сети должен быть периодическим и осуществляться в соответствии с п. 10.4.9.43 настоящего стандарта.

10.4.9 Тепловые сети

10.4.9.1 При эксплуатации тепловых сетей должно быть обеспечено бесперебойное снабжение потребителей теплом, горячей водой или паром установленных параметров при утечках теплоносителя и потерях тепла, не превышающих нормативных.

При исчерпании фактической мощности источников тепла и пропускной способности магистралей тепловой сети присоединение дополнительных потребителей запрещается.

10.4.9.2 Границами обслуживания тепловых сетей должны быть:

— со стороны источника тепла — границы, устанавливаемые в соответствии с указаниями п. 10.4.8.9 настоящего стандарта;

— со стороны потребителя тепла — стена камеры, в которой установлены принадлежащие предприятиям задвижки на ответвлении к абоненту.

10.4.9.3 Организации, эксплуатирующие тепловые сети (Теплосеть), должны осуществлять контроль за техническим состоянием и исправностью трубопроводов и тепловых пунктов, находящихся на балансе потребителей.

10.4.9.4 Теплосетью 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 тепловой сети в эксплуатацию без устройств для спуска и отвода воды из каждого секционируемого участка запрещается.

10.4.9.5 Теплосетью должна быть обеспечена исправность ограждения конструкций, препятствующих доступу посторонних лиц к оборудованию и к запорно-регулирующей арматуре.

10.4.9.6 Раскопка трассы трубопроводов тепловой сети или производство работ вблизи них посторонними организациями допускается только с разрешения Теплосети под наблюдением специально ею назначенного лица.

10.4.9.7 В теплосети должны быть составлены: план тепловой сети (масштабный); оперативная и эксплуатационная (расчетная) схемы; профили теплотрасс по каждой магистрали.

Ежегодно перед началом отопительного периода должны корректироваться план, схемы и профили в соответствии с фактическим состоянием тепловой сети.

10.4.9.8 Оперативная схема тепловых сетей, а также настройка автоматики и устройств технологической защиты должны обеспечивать:

— надежное теплоснабжение потребителей и заданный уровень расходов теплоносителя и напоров в контрольных точках;

— оптимальное потокораспределение теплоносителя в тепловых сетях;

— резервирование работы тепловых сетей;

— возможность осуществления совместной работы нескольких источников тепла на объединенную тепловую сеть и перехода при необходимости к раздельной работе источников;

— преимущественное использование наиболее экономичных источников.

10.4.9.9 Всем тепломагистралям, камерам (узлам ответвления), подкачивающим, подпиточным и дренажным насосам, узлам автоматического регулирования, неподвижным опорам, компенсаторам и другим сооружениям тепловой сети 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 большим четным номером.

10.4.9.10 Каждый район тепловых сетей должен иметь перечень газоопасных камер и проходных каналов. Перед началом работ такие камеры должны быть проверены на отсутствие 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 тепловой сети.

Надзор за газоопасными камерами должен осуществляться в соответствии с правилами безопасности в газовом хозяйстве.

10.4.9.11 При технической приемке персоналом Теплосети абонентских тепловых сетей, тепловых пунктов и систем теплопотребления после монтажа или ремонта должна выполняться опрессовка абонентом всего оборудования на допустимое давление, которое должно быть не выше максимально допустимо-

го пробного давления для данных сетей, арматуры или нагревательных приборов.

10.4.9.12 Организацией по эксплуатации тепловых сетей должен быть организован постоянный контроль за качеством обратной сетевой воды.

10.4.9.13 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 — гидравлической промывке;

— водяные сети в открытых системах теплоснабжения — гидропневматической промывке и дезинфекции с последующей повторной промывкой питьевой водой.

Повторная промывка после дезинфекции должна производиться до достижения показателей сбрасываемой воды, соответствующих санитарным нормам на питьевую воду.

10.4.9.14 Запрещается подключение абонентских тепловых сетей, не прошедших гидропневматическую промывку.

10.4.9.15 Все вновь смонтированные трубопроводы тепловых сетей до ввода в эксплуатацию должны быть подвергнуты проверке на гидравлическую плотность.

Новые тепломагистрали от АС и котельных в течение первого года эксплуатации должны быть подвергнуты испытаниям на расчетную температуру теплоносителя.

10.4.9.16 Заполнение сетевых трубопроводов, их промывка, дезинфекция, включение системы циркуляции, продувка и прогрев паропроводов и операции по пуску водяных или паровых тепловых сетей, а также испытания сети или отдельных ее элементов и конструкций должны выполняться под руководством ответственного руководителя по специально разработанной технической программе, утвержденной руководством Теплосети и согласованной с руководством предприятия-источника тепла.

10.4.9.17 Трубопроводы тепловых сетей должны заполняться водой не выше 70 °С при отключенных системах теплопотребления.

10.4.9.18 Наружная поверхность трубопроводов и металлические конструкции тепловых сетей (балки, опоры, мачты, эс-

такады и др.) должны быть защищены стойкими антикоррозионными покрытиями.

Ввод в эксплуатацию тепловых сетей после окончания строительства или капитального ремонта без наружного антикоррозионного покрытия труб и металлических конструкций запрещается.

10.4.9.19 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) запрещается.

10.4.9.20 Запрещается ввод в эксплуатацию тепловых сетей при неработающем понижающем дренаже.

10.4.9.21 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.

10.4.9.22 Все соединения труб тепловых сетей должны быть сварными, за исключением мест применения фланцевой арматуры.

Запрещается использование для компенсаторов и арматуры хлопчатобумажных и пеньковых набивок.

10.4.9.23 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.

10.4.9.24 Запрещается присоединение к тепловым сетям установок горячего водоснабжения с неисправными регуляторами температуры воды, а также теплопотребляющих систем с неисправными приборами учета.

10.4.9.25 Для контроля за состоянием оборудования тепловых сетей и режимом их работы регулярно по графику должен проводиться обход теплопроводов и тепловых пунктов.

10.4.9.26 Для контроля за состоянием строительно-изоляционных конструкций, тепловой изоляции и трубопроводов в под-

земных прокладках тепловых сетей ежегодно по графику должны проводиться профилактические плановые шурфовки. Число шурфов должно определяться исходя из состояния подземных прокладок и общей протяженности тепловой сети.

Прочностное состояние подземных трубопроводов должно оцениваться на основании ежегодных гидравлических опрессовок и анализа имевших место повреждений.

После вскрытия в местах шурфовок строительные и теплоизоляционные конструкции тепловой сети должны быть восстановлены и защищены от поступления влаги к теплопроводу.

10.4.9.27 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 АС, на концевых участках, в двух-трех промежуточных узлах магистрали).

Неработающая тепловая сеть должна заполняться только деаэрированной водой.

10.4.9.28 Из паропроводов насыщенного пара конденсат должен непрерывно отводиться через конденсатоотводчики.

Работа конденсатоотводчиков на общий конденсатопровод без установки обратных клапанов запрещается.

10.4.9.29 Среднегодовая утечка теплоносителя из водяных тепловых сетей не должна превышать в час 0,25% среднегодового объема воды в тепловой сети и присоединенных к ней системах теплопотребления независимо от схемы их присоединения (за исключением систем горячего водоснабжения, присоединенных через водоподогреватели).

При определении утечки теплоносителя не должен учитываться расход воды на наполнение теплопроводов и систем теплопотребления при их плановом ремонте и подключении новых участков сети и потребителей.

10.4.9.30 После ремонта до начала отопительного сезона должно быть проведено гидравлическое испытание сетей в целях проверки плотности и прочности трубопроводов и установленной запорной и регулирующей арматуры в соответствии с документом «Правила 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 требованиями п. 1.1.4 документа «Правила устройства и безопасной эксплуатации трубопроводов пара и горячей воды».

Максимальное значение пробного давления устанавливается в соответствии с п. 4.12.4 документа «Правила 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.

Запрещается одновременное проведение гидравлических испытаний тепловых сетей на прочность и плотность и испытаний на максимальную температуру теплоносителя.

10.4.9.31 Для гидравлических испытаний на прочность и плотность трубопроводы тепловых сетей должны заполняться водой с температурой не ниже + 5 °С и не выше + 40 °С.

На время проведения испытаний тепловой сети пробным давлением тепловые пункты и системы теплопотребления должны быть надежно отключены.

10.4.9.32 Испытания тепловых сетей на расчетную температуру теплоносителя должны проводиться не реже одного раза в 2 года. Испытаниям должна подвергаться вся сеть источника теплоснабжения до тепловых пунктов систем теплопотребления.

Запрещается одновременное проведение испытаний тепловых сетей на расчетную температуру теплоносителя, прочность и плотность.

Испытания по определению тепловых и гидравлических потерь в тепловых сетях должны проводиться на магистралях, характерных для данной сети по конструкции прокладки, сроку службы и условиям эксплуатации, с периодичностью один раз в 5 лет по графику, утвержденному главным инженером.

10.4.9.33 Объем и периодичность испытаний тепловых сетей на потенциал блуждающих токов должен соответствовать доку-

менту «Типовая инструкция по защите тепловых сетей от наружной коррозии».

10.4.9.34 Запрещается отключение устройств технологической защиты во время работы тепловой сети.

В период ремонта или устранения аварии устройства технологической защиты тепловых сетей могут быть отключены только с разрешения главного инженера или его заместителя. Работоспособность этих устройств должна периодически проверяться в сроки и в объеме, указанных в инструкции.

10.4.9.35 Для двухтрубных водяных тепловых сетей в основу режима отпуска тепла должен быть положен график центрального качественного регулирования.

При наличии нагрузки горячего водоснабжения минимальная температура воды в подающем трубопроводе сети должна быть не ниже 70 °С.

10.4.9.36 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 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 Теплосети должны быть разработаны гидравлические режимы системы теплоснабжения на срок от 3 до 5 лет.

В тепловых сетях должны быть предусмотрены мероприятия для обеспечения теплоснабжения потребителей при выходе из строя насосных станций и отдельных участков основных магистралей.

10.4.9.37 Давление воды в подающей линии водяных тепловых сетей при работе сетевых насосов должно быть в любой точке не ниже 50 кПа (0,5 кгс/см^2). Давление воды в трубопроводах и оборудовании источника тепла, тепловых сетей и тепловых пунктов и верхних точках непосредственно присоединенных систем теплопотребления должно обеспечиваться с запасом

не менее 50 кПа (0,5 кгс/см^2). Давление воды в обратной линии должно быть не выше допустимого для трубопроводов и оборудования источника тепла, тепловых сетей и тепловых пунктов и для непосредственно присоединенных систем теплопотребления.

10.4.9.38 Статическое давление в системах теплоснабжения должно быть таким, чтобы обеспечивать заполнение водой трубопроводов тепловой сети, а также всех непосредственно присоединенных систем теплоснабжения. Статическое давление должно быть не выше допустимого для трубопроводов и оборудования источника тепла, тепловых сетей и тепловых пунктов и непосредственно присоединенных систем теплоснабжения.

Статическое давление должно быть определено условно для температуры воды от 1 до 100 °С.

Для магистралей дальнего теплоснабжения, работающих при повышенных температурах сетевой воды, статическое давление должно быть определено исходя из расчетной температуры воды в магистралях.

Если статическое давление в отдельных точках сети превышает допустимое для оборудования источника или систем теплоснабжения, должно быть обеспечено автоматическое деление сети на гидравлически изолированные зоны, в каждой из которых должно поддерживаться допустимое давление.

10.4.9.39 При аварийном прекращении электроснабжения сетевых и перекачивающих насосов организация, эксплуатирующая теплосеть, должна обеспечивать давление в тепловых сетях и системах теплоснабжения в пределах допустимого уровня. При невозможности обеспечения давления в пределах допустимого уровня должна быть предусмотрена установка специальных устройств, предохраняющих систему теплоснабжения от гидроударов.

10.4.9.40 Трубопроводы и оборудование тепловых сетей, насосных станций, пункты рассечки сети на гидравлически изолированные зоны, а также тепловые пункты должны быть оснащены средствами технологического контроля, автоматического управления и защиты в соответствии с требованиями СНиП «Тепловые сети».

10.4.9.41 Ремонт тепловых сетей должен проводиться по мере необходимости на основе периодических осмотров, испытаний

и ежегодных опрессовок и шурфовок. Теплосеть должна систематически заменять аварийные трубопроводы путем их перекладки, а также выполнять другие работы, направленные на повышение надежности эксплуатации оборудования и сетей, эффективности использования отпущенного тепла, уменьшение потерь тепла и сетевой воды.

10.4.9.42 В системе централизованного горячего водоснабжения от АС должна использоваться только вода, отвечающая требованиям документа «Вода питьевая и водоснабжение населенных пунктов».

Качество воды на всех этапах ее подготовки и подачи населению и другим потребителям должно определяться стандартными методами согласно указанным правилам и обеспечиваться соответствующими службами эксплуатации тепловых сетей.

10.4.9.43 Должен проводиться контроль:

— объемной активности воды источника хозяйственно-питьевого водоснабжения и подпиточной воды сетевого контура один раз в месяц;

— радионуклидного состава воды источника хозяйственно-питьевого водоснабжения и подпиточной воды сетевого контура один раз в полгода;

— радионуклидный состав сетевого теплоносителя один раз в квартал.

10.5 Автоматизированные системы управления технологическими процессами атомных станций, тепловая автоматика и измерения

10.5.1 Автоматизированные системы управления технологическими процессами атомных станций (энергоблоков атомных станций), обеспечивают сбор и обработку информации, поддержание параметров в установленных проектом пределах, выполнение комплексов управляющих воздействий регулирующими органами для приведения параметров в эксплуатационные пределы или для приведения АС (энергоблока АС) в безопасное состояние системами защиты.

АСУ ТП должна обеспечивать передачу технологических и радиационных параметров, характеризующих безопасность ре-

акторной установки (энергоблока) во внутренний и внешний аварийные центры АС и в Кризисный центр эксплуатирующей организации.

10.5.2 На основе проектной документации с учетом принятых и внедренных изменений и дополнений для каждого энергоблока и общеблочных объектов должны быть разработаны альбомы алгоритмов технологических защит и блокировок.

Альбомы алгоритмов технологических защит и блокировок должны пересматриваться один раз в 3 года.

Изменения в альбомы алгоритмов должны вноситься в порядке, предусмотренном для инструкций по эксплуатации.

10.5.3 Для каждого щита управления должна составляться карта уставок сигнализации с указанием наименования сигнала (табло), первопричины и уставки срабатывания.

Карты уставок сигнализации должны пересматриваться не реже одного раза в 3 года.

Изменения в карты уставок сигнализации должны вноситься в порядке, установленном для инструкций по эксплуатации.

10.5.4 На щитах управления должны быть карты (журналы) уставок технологических защит и блокировок, утвержденные главным инженером. Значения уставок и выдержек времени срабатывания технологических защит определяются проектом или заводом-изготовителем оборудования. Допускается совмещать карту (журнал) уставок технологических защит и блокировок с альбомами алгоритмов технологических защит и блокировок.

Аппаратура защиты, имеющая устройства для изменения уставок, должна быть опломбирована или опечатана (кроме регистрирующих приборов). Пломбы (печати) разрешается снимать только работникам ЦТАИ с записью об этом в оперативном журнале.

10.5.5 К основным задачам эксплуатации АСУ ТП относятся:

— обеспечение работоспособности и соответствия проектным характеристикам комплекса средств автоматизации АСУ ТП;

— техническое обслуживание комплекса средств автоматизации;

— проведение всех видов ремонта комплекса средств автоматизации в соответствии с требованиями проектной и заводской документации, действующих норм и правил в атомной энергетике;

— метрологическое обеспечение;

— сбор и анализ данных о надежности комплекса средств автоматизации АСУ ТП. Ведение документации и информационной базы данных по состоянию и надежности комплекса средств автоматизации АСУ ТП;

— сопровождение программного и информационного обеспечения;

— анализ эффективности функционирования АСУ ТП и разработка предложений по совершенствованию;

— замена устройств и технических средств, входящих в комплекс средств автоматизации АСУ ТП, выработавших свой ресурс;

— опробования и испытания комплекса средств автоматизации АСУ ТП.

10.5.6 Система кондиционирования климата (температура и влажность воздуха) в помещениях должна содержаться в состоянии, обеспечивающем надежное функционирование комплекса средств автоматизации АСУ ТП.

10.5.7 В процессе эксплуатации комплекс средств автоматизации АСУ ТП должен проходить проверку на соответствие проектным характеристикам по программам и графикам, утвержденным главным инженером АС. В случае невозможности прямой проверки, испытания необходимо проводить в условиях максимально имитирующих реальное состояние оборудования и комплекса средств автоматизации АСУ ТП.

10.5.8 Техническое обслуживание и ремонт комплекса средств автоматизации АСУ ТП должны проводиться в соответствии с графиком, утвержденным главным инженером АС, разработанным на основании требований заводской документации и нормативных документов, действующих в атомной энергетике.

10.5.9 Техническое обслуживание, ремонт и проверка комплекса средств автоматизации АСУ ТП должны производиться при соблюдении условий и пределов безопасной эксплуатации энергоблока АС в сроки установленные проектом и действующими в атомной энергетике нормативными документами.

10.5.10 Установленная на панелях, пультах и по месту аппаратура, первичные измерительные преобразователи, запорная арматура и клеммники должны иметь надписи о назначении.

Щиты, переходные коробки, сборные кабельные ящики, исполнительные механизмы должны быть пронумерованы.

Все зажимы и подходящие к ним провода кабелей, а также трубные соединительные (импульсные) линии должны иметь маркировку.

10.5.11 Импульсные линии к приборам автоматики и измерений должны быть проложены с соблюдением требований строительных норм и правил и во время эксплуатации систематически продуваться.

Импульсные линии должны продуваться чистой средой в сторону контура в случае подключения их к трубопроводам и аппаратам, заполненным радиоактивными веществами активностью более $3{,}7 \cdot 10^5$ Бк/л ($1 \cdot 10^{-5}$ Ku/л).

Импульсные линии, заполненные радиоактивными веществами, должны быть обеспечены отключающими устройствами на случай разрыва, а при прокладке их в помещениях различных категорий — разделительными сосудами на границах помещений.

Монтаж уравнительных и конденсационных сосудов, прокладка импульсных линий, изготовление и установка измерительных сужающих устройств, расходомеров должен производиться согласно действующим правилам.

10.5.12 Первичные измерительные преобразователи и исполнительные механизмы устройств тепловой автоматики и измерений должны быть защищены от попадания на них влаги. У заборных устройств должны быть площадки для осмотра, ремонта и свободного доступа к ним.

10.5.13 Состояние регулирующих и запорных устройств тепломеханического оборудования, используемых в схемах тепловой автоматики, должно удовлетворять техническим требованиям по плотности, расходным характеристикам и люфтам.

10.5.14 Ответственность за сохранность устройств тепловой автоматики и измерений несет оперативный персонал соответствующих цехов АС, участков тепловых сетей, в помещениях которых установлены устройства.

Ответственность за чистоту внешних частей устройств тепловой автоматики и измерений, расположенных на пультах управления, несет оперативный персонал соответствующих цехов АС, осуществляющих управление (переключения) с данных пультов.

Ответственность за чистоту внешних частей устройств тепловой автоматики и измерений несет персонал цехов АС в соответствии с документами, определяющими зону обслуживания оборудования.

10.5.15 За техническое обслуживание и ремонт устройств тепловой автоматики и измерений, включая блоки пневматического управления импульсными предохранительными устройствами, несет ответственность цех тепловой автоматики и измерений.

Ремонт регулирующих органов и сочленений их с исполнительными механизмами, редукторов электроприводов, а также сужающих устройств расходомеров, арматуры и отборных устройств должен выполняться персоналом, ведущим ремонт технологического оборудования, а установка их на место и приемка проводиться с участием персонала ЦТАИ.

Установка на место и обеспечение герметичности датчиков, имеющих непосредственный контакт со средой и не имеющих устройств отключения их от технологического оборудования, должны выполняться персоналом, ведущим ремонт технологического оборудования, а установка их на место и приемка производиться с участием персонала ЦТАИ.

Вварные сужающие устройства на АС ревизии и поверке не подлежат.

Текущие и капитальные ремонты и профилактические испытания электродвигателей (кроме перемотки их обмоток), входящих в комплект устройств автоматического регулирования, защиты и дистанционного управления, должны выполняться ЦТАИ.

Перемотка обмоток электродвигателей этих приводов должна выполняться персоналом электроцеха или ремонтного завода.

10.5.16 Устройства тепловой автоматики должны проходить периодические проверки по действующим методикам и инструкциям согласно графикам, утвержденным главным инженером АС.

10.5.17 Ввод в эксплуатацию технологических защит после монтажа или реконструкции должен выполняться по письменному распоряжению главного инженера АС.

10.5.18 Технологические защиты, введенные в постоянную эксплуатацию, должны находиться во включенном состоянии в

течение всего времени работы оборудования, которое они защищают. Запрещается вывод из работы исправных технологических защит.

Вывод из работы устройств технологической защиты на оборудовании, находящемся в работе, разрешается только в случаях:

— необходимости отключения защиты, обусловленной эксплуатационной документацией (инструкцией по эксплуатации основного оборудования, графиком проверок исправного состояния оборудования, программой производства работ на оборудовании), утвержденной главным инженером. Отключение должно выполняться по распоряжению начальника смены АС с записью в Журнале ввода — вывода защит и блокировок;

— выявленной очевидной неисправности защиты. Отключение должно выполняться по распоряжению начальника смены АС с записью в Журнале ввода — вывода защит и блокировок с обязательным уведомлением заместителя главного инженера по эксплуатации (главного инженера).

Во всех остальных случаях отключение защит должно выполняться по распоряжению главного инженера.

Запрещается производство ремонтных и наладочных работ в цепях, на импульсных линиях и датчиках включенных защит.

10.5.19 Частота и объем проверок исправности технологических защит, предохранительных и автоматических устройств, арматуры должны соответствовать требованиям технологических регламентов эксплуатации энергоблоков АС.

10.5.20 Средства технологических защит (первичные измерительные преобразователи, измерительные приборы, клеммники, ключи и переключатели, запорная арматура импульсных линий и др.) должны иметь внешние отличительные признаки.

Панели защит и установленная на них аппаратура должны иметь с обеих сторон надписи об их назначении.

На шкалах приборов должны быть отметки уставок срабатывания защит.

10.5.21 Проверку работоспособности центральной части устройств ФГУ (шкафов логического управления) должен проводить персонал, обслуживающий средства управления, перед пуском оборудования после его простоя более 3 суток.

Если во время остановов технологического оборудования на срок менее 3 суток в цепях устройств ФГУ проводились ремонт-

ные и наладочные работы и если аналогичные работы проводились ранее в шкафах центральной части, проверка работоспособности ФГУ должна выполняться персоналом технологического цеха и персоналом, обслуживающим средства управления, как правило, с воздействием на исполнительные органы (на сигнал) на остановленном оборудовании. При недопустимости проверки исполнительных операций в связи с состоянием оборудования проверка ФГУ должна осуществляться без воздействия на исполнительные органы.

Объем и порядок проведения проверок работоспособности ФГУ должны быть определены технологическим регламентом или инструкцией по эксплуатации оборудования и утверждены главным инженером АС.

10.5.22 На работающем оборудовании запрещается производство ремонтных и наладочных работ в исполнительных (внешних) цепях управления от устройств ФГУ.

Проведение наладочных работ в центральной части устройств ФГУ разрешается при условии отключения от них исполнительных цепей. Подсоединение исполнительных цепей к центральной части устройств ФГУ разрешается только на остановленном оборудовании.

10.5.23 Метрологическое обеспечение средств измерений, входящих в АСУ ТП, должно осуществляться в соответствии с п. 5.8 настоящего стандарта.

Запрещается эксплуатировать средства измерений, не прошедшие метрологическое обслуживание — калибровку (поверку) или с недействительными (просроченными или поврежденными) оттисками калибровочных (поверительных) клейм.

10.5.24 При эксплуатации АСУ ТП на АС должны обеспечиваться сбор, обработка, анализ и хранение информационной базы об отказах комплекса средств автоматизации АСУ ТП.

10.5.25 Техническими и организационными мероприятиями должен быть исключен несанкционированный доступ в помещения, где размещены комплексы средств автоматизации АСУ ТП.

10.5.26 Подразделения, обеспечивающие эксплуатацию АСУ ТП, должны оформлять в установленном порядке эксплуатационную документацию по перечню, утвержденному главным инженером АС.

10.6 Специальное оборудование АС

10.6.1 Ядерное топливо. Транспортно-технологические операции

10.6.1.1 При эксплуатации АС должны обеспечиваться:

— 100% учет ядерного топлива в местах его размещения на АС, при перемещениях на площадке АС и отправке за пределы АС;

— запас свежего ЯТ для бесперебойной работы реакторной установки;

— прием свежего ЯТ от поставщиков и его хранение на АС;

— хранение и отправка на переработку отработавшего ЯТ;

— своевременная подача ЯТ на перегрузку реактора;

— ядерная и радиационная безопасность при использовании, хранении и транспортировке ЯТ на АС, а также при отправке отработавшего ЯТ с атомной станции;

— физическая защита ядерного топлива.

10.6.1.2 Приказом директора АС должны назначаться лица, материально ответственные за получение и хранение ядерного топлива.

10.6.1.3 Транспортирование тепловыделяющих сборок со свежим или отработавшим топливом на АС или вне ее должно выполняться только с использованием специально оборудованного для перевозки транспорта, контейнеров и других необходимых приспособлений.

10.6.1.4 В договорах на поставку ядерного топлива должны быть указаны типы и количество ТВС в соответствии с требованиями ТУ завода-изготовителя.

10.6.1.5 Тепловыделяющие сборки со свежим ядерным топливом должны поступать от поставщика на АС в опломбированных контейнерах с соответствующей сопроводительной документацией и в сопровождении представителя завода-изготовителя.

10.6.1.6 При приемке свежего ядерного топлива от завода-изготовителя должны проверяться:

— сопроводительная документация;

— количество контейнеров с ядерным топливом;

— целостность устройств индикации вмешательства (пломб), установленных на транспортном средстве и контейнерах с ядерным топливом;

— соответствие идентификаторов контейнеров и установленных устройств индикации вмешательства (пломб) указанным в сопроводительных документах.

Должны быть выполнены подтверждающие измерения брутто-массы контейнеров и проверка наличия и вида ядерных материалов в контейнерах.

При обнаружении нарушений должны быть приняты в установленном порядке меры по их устранению.

10.6.1.7 Учет и контроль ядерных материалов на АС должен вестись в соответствии с требованиями [27] «Положения о государственном учете и контроле ядерных материалов», НП «Основные правила учета и контроля ядерных материалов», а также других нормативных документов, действующих в отрасли и в организации.

10.6.1.8 Тепловыделяющие сборки со свежим и отработавшим топливом должны храниться в специальных помещениях (складах) или специально отведенных для этой цели местах (хранилищах, бассейнах выдержки, шахтах и т.д.) в соответствии с требованиями ОПБ-88/97, правил ядерной, пожарной безопасности и местных инструкций.

Помещения (хранилища) должны быть снабжены устройствами, предотвращающими опрокидывание или падение тепловыделяющих сборок, и соответствующими предупредительными знаками.

10.6.1.9 При хранении ТВС должны быть выполнены мероприятия, обеспечивающие:

— подкритичность не менее 0,05 как при размещении ТВС, так и при аварийном заполнении помещения с хранящимися ТВС водой;

— невозможность попадания посторонних предметов в ТВС, механических повреждений и загрязнений ТВС;

— исключения вредного воздействия окружающей среды (влага, газ и т.п.).

10.6.1.10 Запрещается проводить строительные и сварочные работы на расстоянии ближе 3 метров от изделий с ядерным топливом, за исключением производства сварочных работ по соединению подвесок с тепловыделяющими сборками для реакторов типа РБМК, которые должны проводиться по инструкции (технологии), утвержденной главным инженером АС.

10.6.1.11 Гнезда для установки ТВС должны осматриваться, калиброваться и при необходимости очищаться перед проведением транспортно-технологических операций с ТВС. Чистота поверхностей гнезд должна проверяться в соответствии с инструкцией.

Помещения хранения ТВС должны проверяться на радиоактивную загрязненность в соответствии с действующими ПРБ АС-99.

10.6.1.12 Перегрузка ТВС из транспортных контейнеров в места для хранения должна выполняться по инструкциям или программам с соблюдением правил ядерной, радиационной безопасности и охраны труда.

10.6.1.13 Получение и хранение ТВС должно осуществляться в соответствии с инструкциями (положениями), утвержденными главным инженером АС в установленном порядке.

10.6.1.14 Отработавшие тепловыделяющие сборки должны выдерживаться в бассейнах выдержки или специальных шахтах под слоем воды.

Загрузка ОТВС в транспортный контейнер для отправки на переработку разрешается только после снижения уровня остаточного тепловыделения до величины, исключающей их повреждение вследствие перегрева.

10.6.1.15 При нахождении отработавших тепловыделяющих сборок в бассейне выдержки (шахтах) должны быть обеспечены:

— подкритичность не менее 0,05 при всех возможных аварийных ситуациях;

— исключение возможности перегрева ОТВС из-за остаточного тепловыделения;

— защита персонала от радиоактивности (газовой, аэрозольной и гамма-излучения);

— периодическая очистка воды БВ (шахт);

— исключение возможности случайного опорожнения БВ (шахт).

10.6.1.16 Негерметичные ОТВС должны храниться в пеналах.

10.6.1.17 Работы с ядерным топливом, включая транспортно-технологические операции, связанные с перемещением свежих и отработавших тепловыделяющих сборок, должны проводиться по инструкциям или программам с соблюдением правил ядерной, радиационной безопасности и охраны труда.

10.6.1.18 Транспорт с контейнерами, перевозящий тепловыделяющие сборки, при выезде из транспортных коридоров реакторного (реакторно-турбинного) цеха должен подвергаться дозиметрическому контролю. Лицу, сопровождающему транспорт, должна выдаваться справка на право выезда по форме, указанной в приложении к ПРБ АС-99.

После выполнения работ по внутристанционному перемещению и отправке отработавшего ЯТ должно быть проведено детальное обследование радиационной обстановки в рабочей зоне.

10.6.1.19 На АС должны быть разработаны и утверждены главным инженером атомной станции системы учета, регистрации, маркировки, освидетельствования, технического обслуживания и ремонта приспособлений и механизмов, используемых при производстве транспортно-технологических операций с ТВС и ОТВС.

При производстве транспортно-технологических операций с ТВС и ОТВС разрешается использовать только штатные приспособления и механизмы, прошедшие периодическое освидетельствование, испытание и контрольный осмотр перед производством работ.

Грузоподъемные механизмы, подведомственные Ростехнадзору, используемые при транспортно-технологических операциях с ТВС и ОТВС, должны эксплуатироваться в соответствии с требованиями правил Ростехнадзора.

10.6.1.20 Перемещение грузов над реактором и БВ должно осуществляться только в соответствии с транспортно-технологической схемой, утвержденной главным инженером АС.

10.6.1.21 БВ (шахты) и бассейны перегрузки должны заполняться водой, требования к качеству которой установлено в технологических регламентах по эксплуатации энергоблоков АС. Перед началом перегрузки должен быть создан запас воды, определенный проектом.

10.6.1.22 Каждая отдельная транспортно-технологическая операция, связанная с перемещением свежих и отработавших тепловыделяющих сборок, а также предметов, являющихся источниками высоких и средних радиоактивных излучений и загрязнений, должна регистрироваться в порядке, установленном на АС, с указанием их места нахождения. Принятые меры безо-

пасности определяются местными инструкциями или программами.

Все выгруженные из активной зоны тепловыделяющие сборки должны размещаться в предназначенных для них проектом местах. При извлечении тепловыделяющих сборок из реактора, БВ и других мест должны приниматься меры, исключающие попадание радиоактивного теплоносителя на поверхности помещений, оборудования.

10.6.2 Реакторная установка

10.6.2.1 При эксплуатации РУ должны обеспечиваться:

— надежная и безопасная работа всего оборудования;

— оптимальное использование топлива;

— работоспособность ТВС в регламентированных пределах безопасной эксплуатации.

10.6.2.2 Эксплуатация реакторной установки, должна производиться в соответствии с инструкцией по эксплуатации РУ и инструкциями по эксплуатации систем и оборудования, разрабатываемыми администрацией АС на основании проектно-конструкторской документации и технологического регламента эксплуатации РУ (энергоблока АС), откорректированных по результатам физического, энергетического пусков и опыта эксплуатации.

Инструкция по эксплуатации РУ разрабатывается администрацией АС на основе типовой инструкции по эксплуатации РУ (при наличии ее для данного проекта РУ).

10.6.2.3 Разработчиком РУ должны быть разработаны и переданы АС технологический регламент эксплуатации РУ, регламент технического обслуживания и ремонта оборудования РУ, а также регламент проверок и испытаний систем РУ важных для безопасности. В технологическом регламенте эксплуатации РУ должны содержаться правила и основные приемы безопасной эксплуатации РУ, общий порядок выполнения операций, связанных с безопасностью РУ, а также пределы и условия безопасной эксплуатации РУ.

10.6.2.4 Изменение состава, конструкции и/или характеристик РУ и систем РУ, важных для безопасности, а также изменения пределов и условий, установленных техническим проектом РУ и

технологическим регламентом эксплуатации РУ, должны быть согласованы в установленном порядке до их введения на РУ.

Испытания на АС, не предусмотренные технологическим регламентом и инструкциями по эксплуатации, должны проводиться по программам и методикам, содержащим меры по обеспечению безопасности этих испытаний.

Указанные программы и методики испытаний должны быть согласованы разработчиками проекта АС и утверждены эксплуатирующей организацией АС. Испытания разрешаются Ростехнадзором в установленном порядке и проводятся по разрешению эксплуатирующей организации АС.

10.6.2.5 Основное оборудование РУ должно подвергаться обследованию и техническому освидетельствованию до пуска в работу и периодически в процессе эксплуатации в соответствии с инструкциями, правилами соответствующих органов государственного регулирования безопасности и настоящим стандартом.

В процессе эксплуатации должен осуществляться контроль за состоянием металлоконструкций и корпуса ядерного реактора, состоянием оборудования контуров РУ, а также контроль за креплением опор всего оборудования в соответствии с инструкциями.

10.6.2.6 Техническое освидетельствование оборудования и трубопроводов РУ должно проводиться в сроки, установленные документом «Правила устройства и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов атомных энергетических установок». Значение пробного давления и температуры стенок оборудования и трубопроводов при гидравлических испытаниях должно соответствовать требованиям этих правил.

10.6.2.7 После гидравлических испытаний главного циркуляционного контура колпак ядерного реактора типа ВВЭР (в случае наличия его по проекту) должен быть установлен на штатное место.

После гидравлических испытаний главного циркуляционного контура траверса верхнего блока реактора типа ВВЭР должна быть установлена на штатное место.

10.6.2.8 Ядерный реактор должен загружаться при непрерывном контроле:

– нейтронного потока, осуществляемого как минимум тремя независимыми каналами измерения плотности нейтронно-

го потока и тремя независимыми каналами измерения скорости изменения плотности нейтронного потока, а также, если это предусмотрено техническим проектом, при включенных аварийных защитах по плотности и скорости изменения плотности нейтронного потока;

— наличия теплоносителя в корпусе реактора (типа ВВЭР, БН), в каждой половине КМПЦ и ТК реактора (типа РБМК), контролируемого как минимум двумя способами (по двум каналам) контроля.

При использовании раствора жидкого поглотителя необходимо контролировать его концентрацию и предусмотреть мероприятия, исключающие попадание чистого конденсата или раствора жидкого поглотителя с концентрацией, менее допустимой по технологическому регламенту эксплуатации энергоблока (энергоблоков) АС, в реактор, теплоноситель первого контура и в другие системы, которые в соответствии с проектом должны быть заполнены раствором жидкого поглотителя определенной концентрации.

10.6.2.9 При пуске реактора должен осуществляться контроль параметров РУ и ее систем в соответствии с технологическим регламентом по эксплуатации энергоблока (энергоблоков) АС и инструкциями по эксплуатации, в том числе непрерывный контроль:

— нейтронного потока, осуществляемого как минимум тремя независимыми каналами измерения плотности нейтронного потока и тремя независимыми каналами измерения скорости изменения плотности нейтронного потока;

— температуры и давления теплоносителя;

— концентрации борной кислоты в теплоносителе (если она используется);

— уровня воды в барабанах-сепараторах (для реакторов канального типа);

— уровня теплоносителя в компенсаторе давления (для реактора типа ВВЭР);

— распределения энерговыделения по радиусу и высоте активной зоны (для реакторов канального типа).

В определенных проектом случаях должна срабатывать световая и звуковая сигнализация при достижении параметрами уставок и условий срабатывания аварийной защиты.

Пуск должен быть прекращен, и реактор немедленно остановлен при достижении уставки АЗ любым параметром, по которому в данный момент должна осуществляться защита в соответствии с технологическим регламентом по эксплуатации энергоблока (энергоблоков) АС, в том числе на любом уровне мощности:

— по плотности нейтронного потока;

— по скорости нарастания плотности нейтронного потока.

10.6.2.10 Если при пуске вновь вводимого ядерного реактора предусматриваются состояния активной зоны без теплоносителя, то необходимо обеспечить исключение попадания теплоносителя в активную зону. В дальнейшем активная зона должна заполняться теплоносителем отдельными порциями с дополнительным контролем по кривым «обратного счета».

10.6.2.11 Вывод ядерного реактора в критическое состояние и работа его на любой заданной мощности, включая минимальный контролируемый уровень, разрешаются при условиях, определенных технологическим регламентом по эксплуатации энергоблока (энергоблоков) АС, в том числе:

— перед пуском реактора рабочие органы аварийной защиты должны быть взведены в рабочее положение;

— системы аварийного охлаждения активной зоны должны быть готовы к работе;

— системы локализации аварии должны быть готовы к работе.

Кроме того, на реакторах канального типа должны :

— выводиться в рабочее положение стержни автоматического регулирования;

— осуществляться циркуляция газа через кладку;

— обеспечиваться необходимый расход теплоносителя через каждый канал.

Реактор должен выводиться в критическое состояние в соответствии с технологическим регламентом эксплуатации энергоблока (энергоблоков) АС и инструкциями по эксплуатации РУ.

Момент выхода реактора в надкритическое состояние должен устанавливаться по появлению устойчивого роста мощности на измерителях нейтронной мощности и постоянного или уменьшающегося периода на измерителях периода (по показаниям реактиметров).

Для обеспечения выхода реактора на необходимый уровень мощности должен устанавливаться период удвоения плотности нейтронного потока в соответствии с требованиями технологического регламента.

Если при пуске реактора контролируемые параметры по измерителям нейтронной мощности или измерителям периода вышли за допустимые пределы, при которых срабатывает предупредительная сигнализация, должны быть немедленно приняты меры по восстановлению безопасного состояния реактора органами регулирования.

При возникновении предаварийной ситуации все работы с активной зоной и эксперименты по физическому пуску реактора должны быть немедленно прекращены, а реактор переведен в подкритическое состояние.

10.6.2.12 При эксплуатации РУ должен осуществляться контроль работы органов СУЗ и контроль герметичности тепловыделяющих элементов.

10.6.2.13 При нарушении эксплуатационных пределов оперативным персоналом должна быть выполнена определенная последовательность действий, установленных в технологическом регламенте эксплуатации энергоблока (энергоблоков) АС и направленная на приведение РУ к нормальному состоянию эксплуатации.

Энергоблок должен быть остановлен в соответствии с требованиями технологического регламента эксплуатации энергоблока (энергоблоков) АС, если установленные пределы и условия не могут быть соблюдены при нахождении реактора на мощности.

10.6.2.14 Разогрев РУ, выход на мощность после перегрузки, капитального или среднего ремонта, а также после простоя более 3 суток должны осуществляться только после определения подкритического состояния активной зоны и запаса реактивности.

Оперативный персонал должен иметь графики (таблицы) изменения реактивности с момента сброса исполнительных органов СУЗ на любой момент кампании.

После перегрузки должны быть проведены испытания по подтверждению основных проектных и расчетных нейтронно-физических характеристик активной зоны в объеме требований технологического регламента.

10.6.2.15 Режим расхолаживания РУ (снижение давления и слива теплоносителя и др.) должен вестись так, чтобы не повредить ТВС и оборудование (корпус реактора, органы регулирования, ГЦН и пр.). Скорость расхолаживания не должна превышать значений, указанных в технологических регламентах по эксплуатации энергоблока (энергоблоков) АС.

10.6.2.16 При расхолаживании РУ должен осуществляться контроль:

— нейтронного потока в реакторе и его подкритичности;

— давления и температуры теплоносителя;

— температуры металлоконструкций;

— радиационной обстановки в герметичных помещениях;

— газовых и аэрозольных выбросов в вентиляционную трубу;

— концентрации растворенного в теплоносителе поглотителя (для реакторов типа ВВЭР);

— других параметров, предусмотренных технологическим регламентом и инструкциями по эксплуатации.

10.6.2.17 Азот и воздух, подаваемые в главный циркуляционный контур для вытеснения теплоносителя, должны быть проверены на отсутствие в них масла. Попадание масла в ГЦК не допускается.

10.6.2.18 Перед разуплотнением главного циркуляционного контура необходимо убедиться в отсутствии в нем избыточного давления.

10.6.2.19 Контроль дежурного персонала за остановленной РУ должен осуществляться постоянно в течение всего периода останова независимо от состояния реактора (расхоложен, вскрыт и т.д.).

10.6.2.20 Перед пуском РУ после ее останова более чем на 3 суток или ремонта должны быть проверены защиты и блокировки ГЦН. Запрещается пуск и работа ГЦН при неисправных его защитах и блокировках, а при неисправных блокировках в системах обеспечения их работоспособности (промежуточный контур, система технической воды и др.) пуск и работа ГЦН допускается только с разрешения главного инженера АС с обязательной регистрацией в журнале распоряжений.

10.6.2.21 В инструкции по обслуживанию ГЦН должен быть приведен перечень случаев, когда оператор должен немедленно

остановить ГЦН. При останове ГЦН мощность реактора должна быть снижена в соответствии с требованием технологического регламента по эксплуатации энергоблока (энергоблоков) АС.

10.6.2.22 Работы с фланцевыми разъемами на оборудовании главного циркуляционного контура должны проводиться по инструкции с использованием только специально предназначенного для этих целей инструмента.

На АС должны быть в наличии заглушки для закрытия отверстий люков, патрубков, чтобы исключить попадание посторонних предметов при ремонтах и осмотрах, а также гайковерты для всех видов разъемов по главному циркуляционному контуру, приспособления для дистанционного обслуживания и ремонта.

10.6.2.23 В технологическом регламенте по эксплуатации энергоблока (энергоблоков) атомной станции (в инструкции по эксплуатации РУ или другой документации, касающейся эксплуатации парогенераторов) должны быть определены:

— предельные положения уровня воды и связанные с ним отклонения, порядок достижения и поддержания уровня при заполнении, разогреве и эксплуатации;

— допустимые скорости разогрева и расхолаживания;

— температура питательной воды;

— необходимость аварийного отключения, в том числе при появлении повышенной активности во втором контуре, порядок расхолаживания и дренирования парогенератора в случае аварийного отключения;

— другие указания, обусловленные конструкцией парогенератора.

10.6.2.24 Для двухконтурных энергоблоков АС при появлении активности в продувочной воде парогенераторов за ними должен быть установлен дополнительный контроль. При превышении активности в продувочной воде пределов, установленных технологическим регламентом по эксплуатации энергоблока (энергоблоков) АС, оперативный персонал АС должен выполнить предписанные им процедуры.

10.6.2.25 При заполнении парогенераторов водой со стороны второго контура с целью проведения их гидравлических испытаний отключаемая часть петли для исключений термической переопрессовки петли и парогенераторов по первому контуру должна быть сообщена с реактором или сообщена с атмосферой

или сдренирована, если иное не оговорено проектной, конструкторской, заводской документацией или технологическим регламентом эксплуатации энергоблока (энергоблоков) АС.

10.6.2.26 При эксплуатации должны вестись температурный контроль толстостенных элементов оборудования главного циркуляционного контура охлаждения реактора, контроль за плотностью разъемов и появлением течи в оборудовании и трубопроводах.

10.6.2.27 При эксплуатации компенсаторов давления в них должно поддерживаться номинальное положение уровня теплоносителя. Запрещается эксплуатация компенсаторов давления при уровне теплоносителя, выходящем за пределы установленных максимального или минимального положений, кроме случаев гидроиспытаний первого контура или полного заполнения первого контура при перегрузке топлива реактора.

Запрещается опробование и включение электрических нагревателей компенсатора давления, если компенсатор давления не заполнен теплоносителем выше уровня нагревателей, для исключения их пережога.

10.6.2.28 Запрещаются работы на емкостях выдержки азота, барботерах и других устройствах, предназначенных для приема сбросов от предохранительных клапанов главного циркуляционного контура, если контур находится под давлением.

10.6.2.29 При закрытии главных запорных задвижек главного циркуляционного контура запрещается использовать приспособления, которые увеличивают значение момента затяга по сравнению с указанным заводом-изготовителем.

Затворы ГЗЗ должны находиться в крайнем положении (открыты или закрыты), если иное не оговорено проектной, конструкторской, заводской документацией или технологическим регламентом по эксплуатации энергоблока (энергоблоков) АС.

При неисправности любой ГЗЗ возможность дальнейшей эксплуатации энергоблока определяется главным инженером АС.

Запрещается подтяжка или замена сальникового уплотнения при наличии давления теплоносителя в контуре.

10.6.2.30 После проведения дезактивационных работ в боксах или устранения течи теплоносителя, а также после срабатывания спринклерной установки должно быть измерено сопротивление изоляции всех попавших в зону действия влаги электродвигате-

лей, кабелей, датчиков контрольно-измерительных приборов, нагревателей компенсаторов давления, а также другого электротехнического оборудования и устройств.

10.6.2.31 До загрузки топлива в реактор, а затем после ремонта или замены элементов, влияющих на герметичность и прочность, если эти элементы не могут быть проконтролированы локально, и периодически (не реже одного раза в год) должна контролироваться плотность системы герметичных ограждений для подтверждения соответствия фактической герметичности проектной.

10.6.2.32 После проведения ремонта оборудования и систем РУ, важных для безопасности, должна быть проведена проверка их работоспособности.

10.6.2.33 Периодическое опробование предохранительных клапанов компенсаторов давления, парогенераторов и барабан-сепараторов должно производиться в соответствии с требованиями технологических регламентов по эксплуатации энергоблоков АС.

10.6.2.34 Концентрация водорода в баке биологической защиты (кольцевом баке) и барботере не должна превышать предельного значения (3%).

Контроль за концентрацией водорода в кольцевом баке должен проводиться непрерывно, а при ручном контроле — не реже одного раза в смену, в барботере при эксплуатации реактора — непрерывно.

10.6.2.35 При эксплуатации ядерного реактора с борной системой регулирования должен постоянно поддерживаться необходимый аварийный запас раствора борной кислоты. Специальные емкости системы должны находиться в состоянии готовности для приема теплоносителя первого контура.

Системы подачи раствора борной кислоты высокого и низкого давления при эксплуатации реактора должны быть исправными и в состоянии готовности к работе в соответствии с требованиями технологического регламента по эксплуатации энергоблока АС, должны действовать все блокировки системы аварийного охлаждения активной зоны реактора и спринклерной системы.

10.6.2.36 Все резервные системы и оборудование в соответствии с проектом должны находиться в состоянии готовности к

работе и, если это предусмотрено, к автоматическому включению. Порядок и условия вывода оборудования и систем из резерва должны определяться инструкциями.

10.6.2.37 Переход с работающего оборудования на резервное должен осуществляться периодически по графику, утвержденному главным инженером АС. Перед переходом с работающего на резервное оборудование, как правило, должны проверяться все защиты и блокировки резервного оборудования.

Проверки защит и блокировок оборудования, которые не могут быть проведены при работающем блоке, должны предусматриваться графиками в период останова блока. Как правило, проверка защит и блокировок должна осуществляться выдачей импульса на их срабатывание с полной работой всей цепи, в том числе с включением оборудования, открытием арматуры и т.д.

10.6.3 Вентиляция и система удаления газообразных радиоактивных отходов

10.6.3.1 При эксплуатации вентиляционных систем должно обеспечиваться бесперебойное снабжение обслуживаемых помещений чистым воздухом в соответствии с проектными режимами. В необслуживаемых и периодически обслуживаемых помещениях, в которых возможно появление радиоактивных газов и аэрозолей, вентиляционные системы при всех нормальных эксплуатационных режимах работы АС должны поддерживать разрежения в пределах проектных значений, но не менее 50 Па (5 кгс/м^2) (за исключением герметичных помещений с двойной металлической оболочкой). Следует на период ремонта предусматривать увеличение количества удаляемого воздуха из данных помещений за счет включения резервного агрегата вытяжных систем.

10.6.3.2 Запрещается объединение различных по степени загрязненности помещений воздуховодами одной системы вентиляции. Вентиляция реакторного зала должна осуществляться самостоятельной системой, при этом воздухообмен в реакторном зале при условии посещения его персоналом должен быть не менее однократного в час.

10.6.3.3 Должен обеспечиваться 100%-ный резерв вытяжных и приточных вентиляторов (систем важных для безопасности) с автоматическим вводом резерва. Вытяжные вентиляционные

системы, обслуживающие ответственных потребителей, должны питаться от сети надежного электропитания и обеспечивать самозапуск после перерыва питания.

10.6.3.4 Во время эксплуатации систем вентиляции должны контролироваться следующие параметры:

— давление (разрежение) и температура воздуха в помещениях;

— напор, развиваемый вентиляторами;

— расход воздуха (газа);

— сопротивление фильтров;

— удельная активность радиоактивных аэрозолей до и после фильтров;

— удельная активность радиоактивных газов в помещениях.

Объем и периодичность контроля должны определяться инструкциями по эксплуатации вентсистем.

Активность радиоактивных газов и аэрозолей в вентиляционных трубах должна контролироваться непрерывно.

10.6.3.5 При очистке воздуха и газов угольными и аэрозольными фильтрами относительная влажность воздуха (газа) не должна превышать 70%, если не установлены иные величины в проектной, конструкторской или заводской документации. Запрещается эксплуатация этих фильтров при отключенном влагомере.

Эффективность очистки удаляемого воздуха от радиоактивных аэрозолей и соединений йода фильтрами вытяжных вентиляционных систем должна быть не менее 90%.

Эффективность очистки воздуха от аэрозольных частиц фильтрами приточных вентиляционных систем должна быть не менее 80%.

10.6.3.6 Эксплуатация систем очистки и удаления воздуха должна исключать возможность превышения допустимых выбросов радиоактивных веществ, установленных действующими правилами и нормами.

10.6.3.7 Удаляемые из технологического оборудования газы и воздух, содержащие радиоактивные вещества, перед выбросом в атмосферу должны подвергаться очистке, а при необходимости выдержке в специальных газгольдерах.

При аварии на АС, приводящей к загрязнению радионуклидами атмосферы в зоне воздухозаборных устройств приточных систем и вспомогательных зданий, следует выключить приточ-

но-вытяжные обменные системы вентиляции, не связанные с обеспечением условий работы технологического оборудования при ликвидации аварии.

Системы очистки удаляемых из технологического оборудования газов должны быть оснащены необходимыми контрольно-измерительными приборами.

Управление этой системой должно осуществляться дистанционно.

10.6.3.8 Во всех элементах оборудования систем сбора и очистки газов, газгольдерах и других емкостях, где возможно выделение и накопление водорода, систематически должна контролироваться его концентрация.

Концентрация водорода в газе более 3% не допускается.

Элементы, подлежащие контролю на возможное выделение и накопление водорода, должны быть указаны в инструкции по эксплуатации данного оборудования на основании проекта.

10.6.3.9 Эксплуатация установки дожигания водорода должна осуществляться в соответствии со специальной инструкцией. Запрещается эксплуатация этой установки при объемной концентрации водорода за контактным аппаратом более 1%.

10.6.3.10 Запрещается длительная (более 3 часов) эксплуатация установки дожигания водорода, если температура поступающего на контактный аппарат газа ниже 120 °С.

10.6.3.11 Осмотр оборудования систем вентиляции, очистки газов и дожигания водорода, опробование резервных агрегатов и переход на них осуществляется периодически (по графику). Капитальный и текущий ремонт этого оборудования должен проводиться по мере необходимости.

Ремонт вентиляционных агрегатов или замена фильтров на системах ремонтной вентиляции не должны выполняться в период проведения ремонтных или перегрузочных работ на оборудовании, за исключением резервных вентиляционных установок.

10.7 Электрическое оборудование АС

10.7.1 Генераторы

10.7.1.1 При эксплуатации генераторов должны быть обеспечены их бесперебойная работа в допустимых режимах, надеж-

ное действие систем возбуждения, охлаждения, маслоснабжения, устройств контроля, защиты, автоматики и диагностики.

10.7.1.2 Автоматические регуляторы возбуждения 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, а общестанционными и системными устройствами автоматики.

На АС должны быть данные об основных параметрах настройки АРВ.

На резервных возбудителях должна быть обеспечена форсировка возбуждения не ниже 1,3 номинального напряжения ротора.

10.7.1.3 АРВ и устройства форсировки рабочего возбуждения должны быть настроены так, чтобы при заданном понижении напряжения в сети были обеспечены:

— предельно установившееся напряжение возбуждения не ниже двукратного в рабочем режиме, если это значение не ограничено нормативными или техническими документами для отдельных старых типов машин;

— номинальная скорость нарастания напряжения возбуждения;

— автоматическое ограничение заданной длительности форсировки.

На генераторах АС, где предусматривается проектом использование кинетической энергии турбогенератора в режиме аварийного выбега, автоматически выводится из работы устройство ограничения длительности форсировки и должно обеспечиваться при необходимости предельное (потолочное) возбуждение генератора.

10.7.1.4 Генераторы должны быть введены 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.

10.7.1.5 На всех генераторах, оборудованных автоматическим гашением поля с разрывом цепи ротора, должна быть установлена и постоянно находиться в работе специальная защита от перенапряжений (разрядник и т.п.).

10.7.1.6 Резервные источники маслоснабжения уплотнений вала турбогенераторов с водородным охлаждением должны автоматически включаться в работу при отключении рабочего источника и снижения 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.

10.7.1.7 Турбогенераторы с водородным охлаждением после монтажа и ремонта должны вводиться в эксплуатацию при номинальном давлении водорода.

Для турбогенераторов, имеющих непосредственное водородное или водородно-водяное охлаждение активных частей, запрещается работа под нагрузкой на воздушном охлаждении.

Непродолжительная работа таких машин при воздушном охлаждении разрешается только в режиме холостого хода без возбуждения с температурой воздуха не выше указанной в заводской документации.

10.7.1.8 Устройства для пожаротушения генераторов должны быть в постоянной готовности и обеспечивать возможность их быстрого приведения в действие.

Генераторы с воздушным охлаждением должны быть оборудованы системой пожаротушения распыленной водой или инертным газом.

10.7.1.9 При пуске и во время эксплуатации генераторов и их вспомогательных систем должен быть организован контроль: электрических параметров статора, ротора и систем возбуждения, температуры обмотки и стали статора, охлаждающих сред уплотнений вала, подшипников и подпятников; давления, в том числе перепада давления на фильтрах, удельного сопротивления и расхода дистиллята через обмотки и другие активные и конс-

труктивные части; чистоты и давления водорода, давления и температуры масла, а также перепада давлений масло-водород в уплотнениях вала; герметичности систем жидкого охлаждения, влажности газа в корпусе турбогенераторов с водородным и полным водяным охлаждением, уровня масла в демпферных баках и поплавковых гидрозатворах турбогенераторов, вибрации подшипников и контактных колец турбогенераторов.

10.7.1.10 Периодичность определения показателей работы газомасляной и водяной систем генераторов, находящихся в работе или резерве, должна быть следующей:

— температуры точки росы (влажности) водорода в корпусе генератора — не реже одного раза в неделю, а при неисправной системе индивидуальной осушки газа или влажности, превышающей допустимую, — не реже одного раза в сутки;

— газоплотности корпуса машины (суточной утечки водорода) — не реже одного раза в месяц;

— чистоты водорода в корпусе машины — не реже одного раза в неделю по контрольным химическим анализам и непрерывно по автоматическому газоанализатору, а при неисправности автоматического газоанализатора — не реже одного раза в смену;

— содержания водорода в газовых ловушках обмоток статоров и газоохладителей турбогенераторов с водородно-водяным охлаждением, при наличии таких ловушек и наличии в них газов, в картерах подшипников, сливных маслопроводах уплотнений вала (с воздушной стороны), экранированных токопроводов, кожухах линейных и нулевых выводов — непрерывно автоматическим газоанализатором, действующим на сигнал, а при неисправности или отсутствии такого газоанализатора — переносным газоанализатором или индикатором не реже одного 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.

10.7.1.11 Чистота водорода в корпусах генераторов (с непосредственным водородным охлаждением) должна быть не ниже 98%.

Температура точки росы водорода в корпусе генератора при рабочем давлении должна быть не выше 15 °С и всегда ниже температуры воды на входе в газоохладители.

10.7.1.12 Содержание кислорода в водороде в корпусе генератора при чистоте водорода 98% должно быть не более 0,8%, а в поплавковом гидрозатворе, бачке продувки и водородоотделительном баке маслоочистительной установки генератора — не более 2%.

10.7.1.13 Содержание водорода в картерах подшипников, сливных маслопроводах уплотнений вала (с воздушной стороны), экранированных токопроводах, кожухах линейных и нулевых выводов турбогенератора должно быть менее 1%.

Запрещается работа турбогенератора при содержании водорода в токопроводах, кожухах линейных и нулевых выводов 1% и выше, а в картерах подшипников — более 2%.

10.7.1.14 Колебания давления водорода в корпусе генератора при номинальном избыточном давлении водорода до 100 кПа (1 кгс/см^2) должно быть не более 20%, а при большем избыточном давлении — не более ±20 кПа (± 0,2 кгс/см^2).

10.7.1.15 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.

10.7.1.16 В системе маслоснабжения уплотнений вала турбогенераторов должны быть постоянно включены в работу регуляторы давления масла (уплотняющего, прижимного, компенсирующего).

Арматура, устанавливаемая на линиях системы смазки, регулирования и уплотнений генератора должна быть опломбирована в рабочем положении.

10.7.1.17 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.

10.7.1.18 Генераторы, как правило, должны включаться в сеть способом точной синхронизации.

При использовании точной синхронизации должна быть введена блокировка от несинхронного включения.

Запрещается включение генератора в сеть методом самосинхронизации, за исключением генераторов мощностью до 220 МВт включительно в момент ликвидации аварий в энергосистеме, если это предусмотрено техническими условиями на их поставку или специально согласовано с заводом-изготовителем.

10.7.1.19 Генераторы в случае сброса нагрузки, не связанного с повреждением агрегата или неисправной работой системы регулирования турбины, разрешается включать в сеть без осмотра и ревизии.

10.7.1.20 Скорость повышения напряжения на генераторах не ограничивается.

Скорость набора активной нагрузки для всех генераторов должна быть определена условиями работы турбины или реактора (дизеля).

Скорость изменения реактивной нагрузки генераторов с косвенным 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 ситуациях не ограничивается.

10.7.1.21 Номинальная мощность генераторов при номинальном коэффициенте мощности (для турбогенераторов мощностью 30 МВт и более, также длительная максимальная мощность при установленных значениях коэффициента мощности и параметров охлаждения) должны сохраняться при одновременных отклонениях напряжения ±5% и частоты ±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 требованиях завода-изготовителя на отдельные типы машин не оговорены иные условия по отклонению напряжения и частоты.

Наибольший ток ротора, полученный при отклонении напряжения в пределах ±5%, длительно допустим при работе с номинальной мощностью и 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 наибольшее рабочее напряжение должно быть не выше 110% номинального. При напряжении выше 105% допустимая полная мощность генератора должна быть установлена в соответствии с указаниями завода-изготовителя или по результатам испытаний.

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

10.7.1.22 Запрещается длительная перегрузка генераторов по току сверх значения, допустимого при данных температуре и давлении охлаждающей среды.

В аварийных условиях генераторы разрешается кратковременно перегружать по токам статора и ротора согласно инструкциям завода-изготовителя, стандартам и техническим условиям. Если в них соответствующие указания отсутствуют, при авариях в энергосистеме допускаются кратковременные перегрузки генераторов по току статора при указанной в таблице 1 кратности тока, отнесенной к номинальному значению.

Таблица 1 — Допустимая кратность перегрузки генераторов 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 с косвенным охлаждением обмоток определяется допустимой перегрузкой статора. Для турбогенераторов с непосредственным водородным охлаждением обмотки ротора допустимая перегрузка

по току возбуждения должна быть определена кратностью тока, отнесенной к номинальному значению тока ротора (табл. 2).

Таблица 2 — Допустимая кратность перегрузки турбогенераторов по току ротора

Продолжительность перегрузки, мин, не более	Турбогенераторы	
	ТВВ-1000	ТГВ, ТВВ (до 500 МВт включительно)
60	1,06	1,06
4	–	1,2
3	1,2	–
0,75	1,5	1,5
0,25	2,0	–
0,33	–	2,0

10.7.1.23 При появлении однофазного замыкания на землю в цепи генераторного напряжения турбогенераторы мощностью 150 МВт и более, должны быть автоматически отключены, а при отказе защиты немедленно разгружены и отключены от сети. Такие же меры должны быть предусмотрены при замыкании на землю в обмотке статора турбогенераторов меньших мощностей с током замыкания более 5 А.

Работа турбогенераторов мощностью менее 150 МВт при токе замыкания на землю, не превышающем 5 А, допускается не более 2 ч, по истечении которых они должны быть отключены. Если установлено, что место замыкания на землю находится не в обмотке статора, по усмотрению главного инженера АС допускается работа генератора с замыканием на землю продолжительностью до 6 ч.

10.7.1.24 При появлении сигнала или выявлении измерениями глубокого снижения сопротивления изоляции цепи возбуждения турбогенератора с непосредственным охлаждением обмотки ротора до 10 кОм он должен быть не более чем за 1 ч, а при замыкании на землю — немедленно переведен на резервное возбуждение. Если при этом сопротивление изоляции восстановится, генератор может быть оставлен в работе, если оно останется пониженным, турбогенератор при первой возможности, но не позднее чем через 7 суток должен быть выве-

ден в ремонт (если иное не предусмотрено в заводской документации).

При дальнейшем снижении сопротивления изоляции (ниже значения, указанного в инструкции завода-изготовителя или других нормативных документах) при работе на резервном возбуждении турбогенератор должен быть в течение 1 ч разгружен, отключен от сети и выведен в ремонт.

При снижении сопротивления изоляции в цепях возбуждения турбогенератора с бесщеточной системой возбуждения принять меры по выявлению причин ухудшения изоляции и ее восстановлению. Если сопротивление изоляции остается пониженным, то при первой возможности, но не позднее чем через 7 суток вывести генератор в ремонт.

При срабатывании предупредительной ступени защиты от замыкания на землю в цепи возбуждения генератор в течение 1 ч должен быть разгружен, отключен от сети и выведен в ремонт.

При появлении замыкания на землю в цепи возбуждения турбогенератора с косвенным охлаждением обмотки ротора он должен быть переведен на резервное возбуждение. 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. При появлении сигнала этот турбогенератор должен быть немедленно разгружен и отключен от сети.

10.7.1.25 Допускается длительная работа с разностью токов в фазах, не превышающей 12% номинального для турбогенераторов и 20% для дизель-генераторов.

Во всех случаях ни в одной из фаз ток не должен быть выше номинального, если иное не оговорено в инструкции завода-изготовителя.

10.7.1.26 Запрещается несинхронная работа отдельного возбужденного генератора относительно других генераторов электростанции.

Допустимая нагрузка и продолжительность работы в асинхронном режиме без возбуждения турбогенераторов должны быть установлены на основании указаний заводских инструкций, а

при их отсутствии — на основании результатов специальных испытаний. Допустимость асинхронных режимов генераторов по их воздействию на сеть должна быть установлена расчетами или испытаниями.

10.7.1.27 Допустимость и продолжительность работы генератора в режиме электродвигателя ограничиваются условиями работы турбины и определяются заводом-изготовителем турбины или нормативными документами.

10.7.1.28 Длительная работа генераторов с коэффициентом мощности ниже номинального и в режиме 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 (в емкостном квадранте) должна быть установлена на основании заводских инструкций, а при их отсутствии на основании результатов специальных тепловых испытаний.

10.7.1.29 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, с учетом обеспечения устойчивости параллельной работы в сети и состояния стали сердечника генератора.

При регулярной работе генератора в режиме недовозбуждения должно быть обеспечено автоматическое ограничение минимального тока возбуждения.

10.7.1.30 Работа генераторов с непосредственным жидкостным охлаждением обмоток при отсутствии циркуляции дистиллята или масла в обмотках во всех режимах, кроме режима холостого хода, без возбуждения запрещается.

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 требования), генератор должен быть отключен от сети и возбуждение снято.

10.7.1.31 Сопротивление изоляции всей цепи возбуждения генераторов с газовым охлаждением обмотки ротора и с воздушным охлаждением элементов системы возбуждения, измеренное мегаомметром на напряжение от 500 до 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 и РД «Объем и нормы испытаний электрооборудования».

Работа генераторов, имеющих сопротивление изоляции цепей возбуждения ниже нормированных значений, допускается только с разрешения главного инженера электростанции с учетом п. 10.7.1.24.

10.7.1.32 Качество охлаждающей жидкости (дистиллята, химочищенной воды, изоляционного масла), циркулирующей в системе жидкостного охлаждения обмоток и выпрямительных установок генераторов, должно соответствовать требованиям типовой и заводских инструкций по эксплуатации генераторов и систем возбуждения.

Фильтры, установленные в системе жидкостного охлаждения, должны постоянно находиться в работе.

10.7.1.33 При снижении удельного сопротивления охлаждающей жидкости до 100 кОм·см должна действовать предупредительная сигнализация, а при его снижении до 50 кОм·см генератор должен быть разгружен, отключен от сети, и возбуждение снято.

10.7.1.34 Сопротивление изоляции подшипников и корпусов уплотнений вала генераторов и возбудителей при полностью собранных маслопроводах, измеренное при монтаже или ремонте мегаомметром на напряжение 1000 В, должно быть не менее 1 МОм, если в инструкциях не оговаривается более жесткая норма.

Исправность изоляции подшипников и уплотнений вала турбогенераторов и возбудителей должна проверяться не реже одного раза в месяц.

10.7.1.35 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.

10.7.1.36 Вибрация подшипников турбогенераторов должна соответствовать требованиям п. 10.4.4.26.

Вибрация контактных колец турбогенераторов должна измеряться не реже одного раза в 3 месяца и быть не выше 300 мкм.

При вибрации контактных колец свыше 300 мкм, сопровождающейся ухудшением работы щеточно-контактного аппарата, турбогенератор по решению главного инженера АС при первой возможности должен быть выведен в ремонт. Вибрация колец после ремонта не должна превышать 200 мкм.

10.7.1.37 После монтажа и капитального ремонта генераторы, как правило, могут быть включены без сушки. Необходимость сушки устанавливается РД «Объем и нормы испытаний электрооборудования».

10.7.1.38 Заполнение генераторов с непосредственным охлаждением обмоток водородом и освобождение от него в нормальных условиях должны проводиться 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 углекислым газом или азотом в соответствии с РД «Типовая инструкция по эксплуатации газомасляной системы водородного охлаждения генераторов».

10.7.1.39 На АС, где установлены генераторы с водородным охлаждением, запас водорода должен обеспечивать его десятидневный 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%.

10.7.1.40 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, влажности и давления водорода в генераторе должен осуществлять электрический цех АС.

Контроль электротехнических параметров состояния статора, ротора и системы возбуждения, температуры обмотки и стали статора осуществляет персонал электрического цеха АС.

Контроль 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 цех.

На тех АС, где имеется специализированный ремонтный цех, ремонт указанного оборудования должен выполнять этот цех.

10.7.1.41 Капитальный и текущие ремонты генераторов должны быть совмещены с капитальными и текущими ремонтами турбин.

Первые ремонтные работы с выемкой ротора на турбогенераторах, включая усиление крепления лобовых частей, перекликовку пазов статора, проверку крепления шин и кронштейнов, проверку крепления и плотности запрессовки сердечника статора, должны быть проведены не позднее чем через 8000 ч работы после ввода в эксплуатацию.

Выемка роторов генераторов при последующих ремонтах должна осуществляться по мере необходимости или в соответствии с требованиями нормативных документов.

10.7.1.42 Запрещается плановое отключение генератора от сети при наличии положительной мощности на выводах машины.

10.7.1.43 Профилактические испытания и измерения на генераторах должны проводиться в соответствии с РД «Объем и нормы испытаний электрооборудования».

10.7.1.44 При плановых и аварийных отключениях генераторов (блоков генератор–трансформатор) необходимо обес-

печить безотлагательную разборку главной схемы электрических соединений для предотвращения самопроизвольной или ошибочной подачи напряжения на останавливающийся генератор.

10.7.1.45 Круговой огонь на контактных кольцах турбогенератора, 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.

10.7.2 Электродвигатели

10.7.2.1 При эксплуатации электродвигателей, их пускорегулирующих устройств и защит должна быть обеспечена их надежная работа при пуске и в рабочих режимах.

10.7.2.2 На шинах собственных нужд электростанции напряжение должно поддерживаться в пределах от 100% до 105% номинального. При необходимости допускается работа электродвигателей при напряжении от 90% до 110% номинального с сохранением их номинальной мощности.

10.7.2.3 На электродвигатели и приводимые ими механизмы должны быть нанесены стрелки, указывающие направление вращения. На электродвигателях и их пусковых устройствах должны быть надписи с наименованием агрегата, к которому они относятся.

10.7.2.4 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 требованиям заводской документации.

Плотность тракта охлаждения (корпуса электродвигателя, воздуховодов, заслонок) должна проверяться не реже одного раза в год.

Индивидуальные электродвигатели внешних вентиляторов охлаждения должны автоматически включаться и выключаться при включении и отключении основных электродвигателей.

10.7.2.5 Электродвигатели с водяным охлаждением ротора и активной стали статора, а также со встроенными водяными воздухоохладителями должны быть, как правило, оборудованы устройствами, сигнализирующими о появлении воды в корпусе. Эксплуатация оборудования и аппаратуры систем водяного охлаждения, качество конденсата должны соответствовать требованиям заводской документации.

10.7.2.6 На электродвигателях, имеющих принудительную смазку подшипников, должна быть установлена защита, действующая на сигнал и отключение электродвигателя при повышении температуры вкладышей подшипников или прекращения поступления смазки.

10.7.2.7 При перерыве в электропитании собственных нужд должен быть обеспечен самозапуск электродвигателей ответственных механизмов при повторной подаче напряжения от рабочего или резервного источника питания с сохранением устойчивости технологического режима основного оборудования.

Время перерыва питания, при действии АВР, определяемое выдержками времени технологических и резервных электрических защит, должно быть не более 2,5 с.

В порядке исключения допускается большее время перерыва питания, если обеспечивается самозапуск электродвигателей, который должен быть подтвержден расчетно-экспериментальным путем. Допустимая продолжительность перерыва в электропитании ГЦН РУ определяется условиями защиты ядерных реакторов.

Перечень ответственных механизмов должен быть утвержден главным инженером АС.

10.7.2.8 Электродвигатели с короткозамкнутыми роторами разрешается пускать из холодного состояния два раза подряд, из горячего — один раз, если заводской документацией не допускается большего количества пусков.

Последующие пуски разрешаются после охлаждения электродвигателя в течение времени, определяемого заводской инструкцией для данного типа электродвигателя.

Запрещаются повторные включения электродвигателей напряжением 6 кВ после их отключения релейной защитой без проведения осмотра и устранения причин отключения. Для электродвигателей напряжением 6 кВ ответственных механиз-

мов, не имеющих резерва, допускается однократное повторное включение после внешнего осмотра двигателя и питающего кабеля. Перечень таких электродвигателей (приводных механизмов) должен быть приведен в инструкциях по эксплуатации электродвигателей (приводных механизмов) .

Допустимость повторного включения электродвигателей напряжением 0,4 кВ после их отключения релейной защитой или защитой, встроенной в выключатель, определяется инструкциями АС

10.7.2.9 Электродвигатели, длительно находящиеся в резерве, должны осматриваться и опробоваться вместе с механизмами по утвержденному главным инженером графику. При этом у электродвигателей наружной установки, не имеющих обогрева, должны проверяться сопротивление изоляции обмотки статора и коэффициент абсорбции.

10.7.2.10 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 и останову электродвигателя должен осуществлять дежурный персонал цеха, обслуживающего механизм.

В случаях, когда через камеры охладителей проходят токоведущие части, надзор и обслуживание схемы охлаждения электродвигателей в пределах этих камер должен осуществлять персонал электроцеха.

10.7.2.11 Электродвигатели должны быть немедленно отключены от сети при несчастных случаях с людьми, появлении дыма или огня из корпуса электродвигателя, его пусковых и возбудительных устройств, при 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;

— угрозы повреждения электродвигателей (заливание водой, запаривание, ненормальный шум и др.).

10.7.2.12 Для электродвигателей механизмов, подверженных технологическим перегрузкам, должен быть обеспечен контроль тока статора.

10.7.2.13 Вертикальная и поперечная составляющие вибрации (среднее квадратичное значение виброскорости или удвоенная амплитуда колебаний) измеренные на подшипниках электродвигателей, сочлененных с механизмами, не должны превышать значений, указанных в заводских инструкциях.

10.7.2.14 Профилактические испытания и ремонт электродвигателей, их съем и установку при ремонте, ремонт воздухоохладителей, встроенных в статор, элементов системы непосредственного жидкостного охлаждения обмоток и других активных и конструктивных частей внутри корпуса электродвигателя, щеточно-контактных аппаратов и пускорегулирующих устройств должен проводить персонал электроцеха, за исключением электродвигателей задвижек, обслуживаемых цехом тепловой автоматики и измерений.

10.7.2.15 Балансировку вращающихся частей электродвигателя и центровку агрегата; снятие ремонт и установку соединительных муфт (полумуфт электродвигателя и механизма) и выносных подшипников; ремонт вкладышей подшипников скольжения электродвигателей, фундаментов и рамы, масляной системы (при принудительной смазке подшипников), устройств подвода воздуха и воды для охлаждения обмоток, охладителей, не встроенных в статор электродвигателей, отключение и подключение фланцев трубопроводов систем технической воды и масла должен проводить персонал цеха, обслуживающего приводимый механизм или персонал подрядной организации, производящей ремонт оборудования на данной АС.

10.7.2.16 Профилактические испытания и измерения на электродвигателях должны быть организованы в соответствии с РД «Объем и нормы испытаний электрооборудования».

10.7.3 Силовые трансформаторы и масляные реакторы

10.7.3.1 При эксплуатации трансформаторов (автотрансформаторов) и масляных реакторов (далее — реакторов) должна быть обеспечена их длительная и надежная работа путем:

— соблюдения нагрузок, напряжений и температур в пределах установленных норм;

— поддержания характеристик масла и изоляции в нормированных пределах;

— содержания в исправном состоянии устройств охлаждения, регулирования напряжения, защиты масла и др.

10.7.3.2 Необходимо контролировать при монтаже правильность установки вновь монтируемых трансформаторов (реакторов), оборудованных устройствами газовой защиты. Трансформаторы (реакторы), оборудованные устройствами газовой защиты, должны быть установлены так, чтобы крышка имела 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.

10.7.3.3 Высоко расположенные (3 м и выше) части работающих трансформаторов и реакторов должны осматриваться с применением бинокля непосредственно с земли.

10.7.3.4 Стационарные средства пожаротушения, маслоприемники, маслоотводы и маслосборники должны быть в исправном состоянии.

10.7.3.5 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.

10.7.3.6 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.

10.7.3.7 Устройства регулирования напряжения под нагрузкой автотрансформаторов связи должны быть работать в режи-

ме, определенном (согласованным) техническим руководителем энергосистемы, в оперативном управлении (ведении) которой находятся автотрансформаторы.

РПН рабочих и резервных трансформаторов собственных нужд, как правило, должны быть в работе с дистанционным управлением. По решению главного инженера АС допускается работа РПН с автоматическим управлением, при условии обеспечения блокировки работы РПН в переходных режимах (пусковые токи и токи КЗ), а также если РПН задействован в управлении технологическим процессом. Их работа должна контролироваться по показаниям счетчиков числа операций.

Запрещается переключение устройства РПН трансформатора, находящегося под напряжением, вручную (рукояткой).

10.7.3.8 Вентиляция трансформаторных подстанций и камер должна обеспечивать работу трансформаторов во всех нормированных режимах.

10.7.3.9 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 документацией.

Запрещается эксплуатация трансформаторов и реакторов с искусственным охлаждением без включенных в работу устройств сигнализации о прекращении циркуляции масла, охлаждающей воды или об останове вентиляторов.

10.7.3.10 На трансформаторах с принудительной циркуляцией воздуха и естественной циркуляцией масла (система охлаждения вида Д) электродвигатели вентиляторов должны автоматически включаться при достижении температуры масла 55 °С или номинальной нагрузки независимо от температуры масла и отключаться при снижении температуры масла до 45 °С, если при этом ток нагрузки меньше номинального.

Условия работы трансформаторов с отключенным дутьем должны быть определены заводской документацией.

10.7.3.11 При масловодяном охлаждении трансформаторов давление масла в маслоохладителях должно превышать давление циркулирующей в них воды не менее чем на 10 кПа (0,1 кгс/см^2).

Система циркуляции воды должна быть включена после включения масляного насоса при температуре верхних слоев масла не ниже 15 °С и отключена при снижении температуры масла до 10 °С.

Должны быть предусмотрены меры для предотвращения замораживания маслоохладителей, насосов и водяных магистралей.

10.7.3.12 Масло в расширителе неработающего трансформатора (реактора) должно быть на уровне отметки, соответствующей температуре масла в трансформаторе (реакторе).

10.7.3.13 При номинальной нагрузке температура верхних слоев масла должна быть (если заводом-изготовителем не оговорены другие температуры) у трансформатора и реактора с охлаждением вида ДЦ не выше 75 °С; с естественным масляным охлаждением вида М и охлаждением вида Д — не выше 95 °С; у трансформаторов с охлаждением вида Ц температура масла на входе в маслоохладитель должна быть не выше 70 °С.

10.7.3.14 Допускается продолжительная работа трансформаторов (при нагрузке не более номинальной) при напряжении на любом ответвлении обмотки до 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 принудительными регулировочными трансформаторами допустимое повышение напряжения должно быть определено заводом-изготовителем.

10.7.3.15 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 регламентируется типовой инструкцией по эксплуатации трансформаторов и инструкциями заводов-изготовителей.

В автотрансформаторах, к обмоткам низкого напряжения которых подключены генератор или нагрузка, должен быть организован контроль тока общей части обмотки высшего напряжения.

10.7.3.16 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

Допускается перегрузка масляных трансформаторов сверх номинального тока до 40% общей продолжительностью не более 6 ч в сутки в течение 5 суток подряд при полном использовании всех устройств охлаждения трансформатора, если подобная перегрузка не обусловлена требованиями, указанными в инструкции по эксплуатации трансформаторов или нормативных документах.

10.7.3.17 При аварийном отключении устройств охлаждения условия работы трансформаторов определяются требованиями заводской документации.

10.7.3.18 Включение трансформаторов на номинальную нагрузку допускается:

— с системами охлаждения вида М и вида Д при любой отрицательной температуре воздуха;

— с системами охлаждения вида ДЦ и вида Ц при температурах окружающего воздуха не ниже минус 25 °С. При более низких температурах трансформатор должен быть предварительно прогрет включением на нагрузку 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 вида НДЦ, вида НЦ в соответствии с заводской документацией.

10.7.3.19 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 требованиями инструкций заводов-изготовителей.

10.7.3.20 Для каждой электроустановки в зависимости от графика нагрузки с учетом надежности питания потребителей должно быть определено количество одновременно работающих трансформаторов.

В распределительных электросетях напряжением до 20 кВ включительно должны быть организованы измерения нагрузок и напряжений трансформаторов не реже одного раза в год; в первый год эксплуатации — в период максимальных и номинальных нагрузок, в дальнейшем — по необходимости.

10.7.3.21 Нейтрали обмоток автотрансформаторов и реакторов 110 кВ и выше, а также трансформаторов 330 кВ и выше должны работать в режиме глухого заземления.

Допускается заземление нейтрали трансформаторов, 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.

10.7.3.22 При срабатывании газового реле на сигнал должны быть немедленно произведены разгрузки и отключения трансформатора (реактора) для отбора газа и выявления причин срабатывания газового реле. Внешним осмотром и по результатам анализа газа из газового реле, хроматического анализа масла и

других измерений определяется состояние трансформатора (реактора) и возможность его дальнейшей работы.

10.7.3.23 В случае автоматического отключения трансформатора (реактора) действием защит от внутренних повреждений трансформатор (реактор) можно включить в работу только после осмотра, 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.

10.7.3.24 Трансформаторы мощностью 1 МВ·А и более и реакторы должны эксплуатироваться с системой непрерывной регенерации масла в термосифонных или адсорбционных фильтрах.

Масло в расширителе трансформаторов (реакторов) 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.

10.7.3.25 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.

10.7.3.26 Осмотр трансформаторов (реакторов) без их отключения должен производиться в следующие сроки:

а) в установках с постоянным дежурством персонала:

– главных трансформаторов электростанций и подстанций, основных и резервных трансформаторов собственных нужд и реакторов — один раз в сутки;

– остальных трансформаторов — один раз в неделю;

б) в установках без постоянного дежурства персонала — не реже одного раза в месяц, в трансформаторных пунктах — не реже одного раза в 6 месяцев.

В зависимости от местных условий и состояния трансформаторов (реакторов) указанные сроки могут быть изменены главным инженером АС.

При резком снижении температуры окружающего воздуха или других резких изменениях погодных условий должны быть организованы дополнительные осмотры трансформаторов наружной установки.

10.7.3.27 Капитальные ремонты должны проводиться:

— трансформаторов напряжением от 110 до 150 кВ мощностью 125 МВ·А и более, трансформаторов напряжением 220 кВ, реакторов, основных трансформаторов собственных нужд АС — не позднее чем через 12 лет после ввода в эксплуатацию с учетом результатов профилактических испытаний, а в дальнейшем — по мере необходимости в зависимости от результатов испытаний и состояния;

— остальных трансформаторов — в зависимости от результатов испытаний и их состояния.

10.7.3.28 Профилактические испытания трансформаторов (реакторов) должны быть организованы в соответствии с документом «Объемы и нормы испытаний электрооборудования» и заводской документацией.

10.7.4. Распределительные устройства

10.7.4.1 Электрооборудование распределительных устройств всех видов и напряжений должно удовлетворять условиям работы, как при номинальных режимах, так и при коротких замыканиях, перенапряжениях и перегрузках.

Персонал, обслуживающий распределительные устройства, должен располагать схемами и указаниями 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 распределительные устройства 330 кВ и выше, должен располагать картой распределения напряженности электрического поля на площадке ОРУ на уровне 1,8 м над поверхностью земли.

10.7.4.2 Класс изоляции электрооборудования должен соответствовать номинальному напряжению сети, а устройства защиты от перенапряжений — уровню изоляции электрооборудования.

При расположении электрооборудования в местностях с загрязненной атмосферой на стадии проектирования и эксплуатации должны быть осуществлены меры, обеспечивающие надежную работу изоляции:

— в открытых распределительных устройствах — усиление, обмывка, очистка, покрытие гидрофобными пастами;

— в закрытых распределительных устройствах — защита от проникновения пыли и вредных газов;

— в комплектных распределительных устройствах наружной установки – уплотнение шкафов, обработка изоляции гидрофобными пастами и установка устройств электроподогрева с ручным или автоматическим управлением.

10.7.4.3 Температура воздуха внутри помещений ЗРУ в летнее время должна быть не более 40 °С. В случае ее превышения должны быть приняты меры к понижению температуры оборудования или охлаждению воздуха.

Температура в помещениях КРУ с элегазовой изоляцией должна соответствовать требованиям документации завода-изготовителя.

10.7.4.4 Должны быть приняты меры, исключающие попадание животных и птиц в помещения ЗРУ, камеры КРУ и КРУН.

Покрытие полов должно быть таким, чтобы не происходило образование цементной пыли.

10.7.4.5 Между деревьями и токоведущими частями распределительных устройств должны быть расстояния, при которых исключена возможность перекрытия.

На территории ОРУ не должно быть древесно-кустарниковой растительности.

10.7.4.6 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 бесперебойный отвод воды.

10.7.4.7 Маслоприемники, гравийные подсыпки, дренажи и маслоотводы должны поддерживаться в исправном состоянии.

10.7.4.8 Уровень масла в масляных выключателях, измерительных трансформаторах и вводах должен оставаться в пределах шкалы маслоуказателя при максимальной и минимальной температурах окружающего воздуха.

Масло негерметичных вводов должно быть защищено от увлажнения.

10.7.4.9 За температурой разъемных соединений шин в распределительных устройствах должен быть организован контроль по утвержденному графику.

10.7.4.10 Распределительные устройства напряжением 3 кВ и выше должны быть оборудованы блокировкой, предотвращающей возможность ошибочных операций разъединителями, отделителями, короткозамыкателями, выкатными тележками КРУ и заземляющими ножами. Блокировочные устройства, кроме механических, должны быть постоянно опломбированы.

10.7.4.11 На столбовых трансформаторных подстанциях, переключательных пунктах и других устройствах, не имеющих ограждений, приводы разъединителей и шкафы щитков низкого напряжения должны быть заперты на замок.

Стационарные лестницы у площадки обслуживания должны быть сблокированы с разъединителями и также заперты на замок.

10.7.4.12 Для наложения заземлений в распределительных устройствах 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.

10.7.4.13 На дверях и внутренних стенках камер ЗРУ, оборудовании ОРУ, лицевых и внутренних частях КРУ наружной и внутренней установки, сборках, а также на лицевой и оборотной стороне панелей щитов должны быть выполнены надписи, указывающие назначение присоединений и их диспетчерское наименование.

На дверях распределительных устройств должны быть предупреждающие знаки в соответствии с требованиями документа «Инструкция по применению и испытанию 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.

10.7.4.14 В распределительных устройствах должны находиться переносные заземления, защитные и противопожарные средства.

В местах постоянного дежурства персонала должны находиться средства по оказанию первой помощи пострадавшим. Места организации санитарных постов определяются приказом по АС.

10.7.4.15 Осмотр оборудования распределительных устройств без отключения от сети должен быть организован:

— на объектах с постоянным дежурством персонала — не реже одного раза в сутки; в темное время суток для выявления разрядов, коронирования — не реже одного раза в месяц;

— на объектах без постоянного дежурства персонала — не реже одного раза в месяц, а в трансформаторных и распределительных пунктах — не реже одного раза в 6 месяцев.

Внешний осмотр токопроводов должен проводиться на АС ежедневно. При изменении окраски оболочки токопровод должен быть отключен.

При неблагоприятной погоде (сильный туман, мокрый снег, гололед и т.п.) или усиленном загрязнении на ОРУ, а также после отключения оборудования при коротком замыкании должны быть организованы дополнительные осмотры.

О замеченных неисправностях должны быть произведены записи. Неисправности должны быть устранены в кратчайший срок.

Шкафы управления выключателей и разъединителей, верхняя часть которых расположена на высоте 2 м и более, должны иметь стационарные площадки обслуживания.

10.7.4.16 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.

10.7.4.17 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 распределительных устройствах, 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.

В масляных баковых выключателях, установленных в районах с низкими зимними температурами окружающего воздуха (ниже минус 25 °С), должно применяться арктическое масло или выключатели должны быть оборудованы устройством электроподогрева масла, включаемым при понижении температуры окружающего воздуха ниже допустимой.

10.7.4.18 В схемах питания электромагнитов управления приводов выключателей должна быть предусмотрена защита от длительного протекания тока.

10.7.4.19 Комплектные распределительные устройства от 6 до 10 кВ должны иметь быстродействующую защиту от дуговых коротких замыканий внутри шкафов КРУ.

Защиту допускается не устанавливать, если по конструктивному исполнению КРУ это выполнить невозможно.

10.7.4.20 Автоматическое управление, защита и сигнализация воздухоприготовительной установки, а также предохранительные клапаны должны систематически проверяться и регулироваться согласно действующим нормативным документам.

10.7.4.21 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 2 МПа (20 кгс/см^2) и не менее четырех — для аппаратов

с номинальным рабочим давлением от 2,6 до 4 МПа (от 26 до 40 кгс/см^2).

Допускаются также и другие способы осушки сжатого воздуха, например адсорбционные.

10.7.4.22 Влага из всех воздухосборников компрессорного давления от 4 до 4,5 МПа (от 40 до 45 кгс/см^2) должна удаляться не реже одного раза в 3 суток, 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 температурах наружного воздуха.

Удаление влаги из конденсатосборников групп баллонов давлением 23 МПа (230 кгс/см^2) должно осуществляться автоматически при каждом запуске компрессоров. Во избежание замерзания влаги нижние части баллонов и конденсатосборников должны быть установлены в теплоизолированной камере с электроподогревом (за исключением баллонов, установленных после блоков очистки сжатого воздуха).

Продувка влагоотделителя блока очистки сжатого воздуха должна производиться не реже трех раз в сутки. Проверка степени осушки—точки росы воздуха на выходе из БОВ должна производиться один 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.

10.7.4.23 Резервуары воздушных выключателей, а также воздухосборники и баллоны должны удовлетворять требованиям НП «Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением, для объектов использования атомной энергии».

Резервуары воздушных выключателей регистрации в межрегиональных территориальных округах Ростехнадзора не подлежат.

Внутренний осмотр резервуаров воздушных выключателей и других аппаратов должен производиться при капитальных ремонтах. Гидравлические испытания резервуаров воздушных выключателей должны производиться:

— перед вводом в работу (если не производились на заводе-изготовителе);

— после ремонта с применением сварки и пайки.

Продление срока службы резервуаров воздушных выключателей производится одновременно с продлением и/или определением остаточного ресурса воздушных выключателей с привлечением (по необходимости) специализированной организации.

10.7.4.24 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 приводе каждого аппарата воздухопровода. 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 проводиться продувки:

— магистральных воздухопроводов при плюсовой температуре окружающего воздуха — не реже одного раза в 2 месяца;

— 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 и капитального ремонтов аппарата;

— резервуаров воздушных выключателей — после текущих и средних ремонтов, а также при нарушении режимов работы компрессорных станций.

10.7.4.25 У воздушных выключателей должна периодически проверяться бесперебойность вентиляции внутренних полостей изоляторов (для выключателей, имеющих указатели).

Периодичность проверок должна быть установлена на основании рекомендаций заводов-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 в соответствии с требованиями заводов- изготовителей.

10.7.4.26 Выключатели и их приводы должны быть оборудованы указателями отключенного и включенного положений.

На выключателях со встроенным приводом или с приводом, расположенным в непосредственной близости от выключателя

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 на выключателе и встроенном или не отгороженном стенкой приводе необязательно.

Приводы разъединителей, заземляющих ножей, отделителей, короткозамыкателей и других аппаратов, отделенных от аппаратов стенкой, должны иметь указатели отключенного и включенного положений.

10.7.4.27 Капитальный ремонт оборудования распределительных устройств должен производиться:

— масляных выключателей — один раз в период от 6 до 8 лет при контроле характеристик выключателя с приводом в межремонтный период;

— выключателей нагрузки, разъединителей и заземляющих ножей — один раз в период от 4 до 8 лет (в зависимости от конструктивных особенностей);

— воздушных выключателей — один раз в период от 4 до 6 лет;

— отделителей и короткозамыкателей с открытым ножом и их приводов — один раз в период от 2 до 3 лет;

— компрессоров — один раз в период от 2 до 3 лет;

— всех аппаратов и компрессоров — после исчерпания ресурса независимо от продолжительности эксплуатации.

Первый ремонт установленного оборудования должен быть проведен в сроки, указанные в технической документации завода-изготовителя.

Ремонт разъединителей внутренней установки, при котором требуется снятие напряжения с шин или перевод присоединений с одной системы шин на другую, может проводиться по мере необходимости.

Периодичность ремонтов может быть изменена, исходя из опыта эксплуатации. Изменение периодичности ремонтов осуществляется решением главного инженера АС.

10.7.4.28 Испытания электрооборудования распределительных устройств должны быть организованы в соответствии с документом «Объем и нормы испытаний электрооборудования».

10.7.5 Аккумуляторные батареи

10.7.5.1 При эксплуатации аккумуляторных батарей должны быть обеспечены их надежная длительная работа и необходимый уровень напряжения на шинах постоянного тока в нормальных и аварийных режимах.

10.7.5.2 При приеме вновь смонтированной 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.

10.7.5.3 Аккумуляторные батареи должны эксплуатироваться в режиме постоянного подзаряда с точностью поддержания напряжения на конечных полюсах батареи ±1%.

Допускается эксплуатация аккумуляторных батарей с точностью поддержания напряжения подзаряда ±2%, при этом срок службы батареи сокращается.

Дополнительные элементы батарей, постоянно не используемые в работе, должны эксплуатироваться в режиме постоянного подзаряда.

10.7.5.4 На АС один раз в период от 1 до 2 лет должен выполняться контрольный разряд батареи для определения ее фактической емкости (в пределах номинальной емкости), если иной период между контрольными разрядами не установлен в заводской документации.

Для систем важных для безопасности контрольный разряд осуществляется при выводе в плановый ремонт указанных систем.

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.

10.7.5.5 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 должен быть определен инструкцией с учетом конкретных условий.

10.7.5.6 После аварийного разряда батареи на электростанции последующий ее заряд до емкости, равной 90% номинальной, должен быть осуществлен не более чем за 8 ч.

10.7.5.7 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.

10.7.5.8 Напряжение на шинах постоянного тока, питающих цепи управления, устройства релейной защиты, сигнализации, автоматики и телемеханики, в нормальных эксплуатационных условиях допускается поддерживать на 7,5% выше номинального напряжения электроприемников.

Все сборки и кольцевые магистрали постоянного тока должны быть обеспечены резервным питанием.

10.7.5.9 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 снижении сопротивления изоляции одного из полюсов до уставки 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 оперативного тока должно быть не ниже двукратного значения уставки устройства контроля изоляции.

10.7.5.10 При срабатывании устройства сигнализации в случае снижения уровня изоляции относительно земли в цепи оперативного тока должны быть немедленно приняты меры к устранению неисправностей. При этом запрещается производство

работ без снятия напряжения в этой сети, за исключением поисков места повреждения изоляции.

Для АС, 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.

10.7.5.11 Анализ электролита кислотной обслуживаемой аккумуляторной батареи должен проводиться ежегодно по пробам, взятым из контрольных элементов.

Количество контрольных элементов должно быть установлено главным инженером АС в зависимости от состояния батарей, но не менее 10% от общего количества элементов аккумуляторных батарей. 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 или химобессоленная вода, соответствующая требованиям завода-изготовителя аккумуляторной батареи. Допускается использование парового конденсата, удовлетворяющего требованиям 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. Запрещается использование масла для этой цели.

10.7.5.12 Температура в помещении аккумуляторной батареи должна поддерживаться на уровне 20 °С ± 5 °С.

10.7.5.13 На дверях помещения аккумуляторной батареи должны быть надписи: «Аккумуляторная», «Огнеопасно», «С огнем не входить», «Курение запрещается» или вывешены соответствующие знаки безопасности в соответствии со стандартами о запрещении пользоваться открытым огнем и курить.

10.7.5.14 Осмотр аккумуляторных батарей должен производиться по графику, утвержденному главным инженером АС.

Измерения напряжения, плотности и температуры электролита каждого элемента должны выполняться не реже одного раза в месяц.

10.7.5.15 Обслуживание аккумуляторных батарей на электростанциях должно быть возложено на аккумуляторщика или специально обученного электромонтера. На каждой аккумуляторной батарее должен быть журнал для записи данных осмотров и объемов проведенных работ.

10.7.5.16 Ремонт открытой аккумуляторной батареи производится по мере необходимости.

10.7.5.17 Аккумуляторные батареи должны эксплуатироваться в соответствии с требованиями инструкции завода-изготовителя, которые должны быть отражены в инструкциях по эксплуатации аккумуляторных батарей.

10.7.6 Силовые кабельные линии

10.7.6.1 При эксплуатации силовых кабельных линий должны проводиться техническое обслуживание и ремонтные мероприятия, направленные на обеспечение их надежной работы.

10.7.6.2 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 стандартами и техническими условиями. При этом нагрев кабелей должен проверяться на участках с наихудшими условиями охлаждения.

10.7.6.3 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 не более чем на 10 °С.

10.7.6.4 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 пластика — на 15%, для кабелей с изоляцией из резины и вулканизированного полиэтилена — на 18% длительно допустимой нагрузки

продолжительностью не более 6 ч в сутки в течение 5 суток, 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%.

Запрещается перегрузка кабелей с пропитанной бумажной изоляцией на напряжение 20 и 35 кВ.

Перегрузка кабельных линий на напряжение 110 кВ и выше должна регламентироваться нормативными документами.

Все случаи перегрузки по току кабельных линий должны фиксироваться в кабельном журнале.

10.7.6.5 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.

10.7.6.6 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 один раз в 6 лет.

10.7.6.7 Прокладка и монтаж кабельных линий всех напряжений, сооружаемых организациями других ведомств и передаваемых в эксплуатацию АС, должны быть выполнены под техническим надзором атомной станции.

10.7.6.8 Каждая кабельная линия должна иметь паспорт с указанием основных данных по линии, а также архивную папку с документацией по п. 4.33 настоящего стандарта.

Для АС, 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).

10.7.6.9 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.

10.7.6.10 Нагрузки кабельных линий, подверженных перегрузкам, должны измеряться периодически в сроки, установленные главным инженером АС.

На основании данных этих измерений должны уточняться режимы и схемы работы кабельных сетей.

Требования этого пункта распространяются и на кабельные линии потребителей, отходящие от шин распределительных устройств электростанций и подстанций.

10.7.6.11 Осмотры кабельных линий должны проводиться один раз в следующие сроки, месяцы:

	Напряжения кабеля, кВ	
	до 35	110–500
Трассы кабелей, проложенных в земле	3	1
Трассы кабелей, проложенных под усовершенствованным покрытием на территории городов	12	–
Трассы кабелей, проложенных в коллекторах, туннелях, шахтах и по железнодорожным мостам	6	3
Подпитывающие пункты при наличии сигнализации давления масла (при отсутствии сигнализации — по местным инструкциям)	–	1
Кабельные колодцы	24	3

Осмотр кабельных муфт напряжением выше 1000 В должен производиться при каждом осмотре кабельных линий.

Осмотр подводных кабелей должен проводиться в сроки, установленные главным инженером АС.

Периодически должны проводиться выборочные контрольные осмотры кабельных линий инженерно-техническим персоналом.

В период паводков и после ливней, а также при отключении кабельной линии релейной защитой проводятся внеочередные осмотры.

О выявленных при осмотрах нарушениях на кабельных линиях должны быть сделаны записи в журнале дефектов и неполадок. Нарушения должны устраняться в сроки, установленные главным инженером АС.

10.7.6.12 Туннели, шахты, кабельные этажи и каналы на электростанциях должны осматриваться не реже одного раза в месяц.

10.7.6.13 Технический надзор и эксплуатация устройств пожарной сигнализации и автоматического пожаротушения, установленных в кабельных сооружениях, должны осуществляться в соответствии с требованиями норм и правил, действующих в атомной энергетике.

10.7.6.14 Запрещается 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.

10.7.6.15 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 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 со шланговыми защитными покровами должно контролироваться состояние антикоррозионного покрытия в соответствии с инструкцией по эксплуатации силовых кабельных линий и документом «Нормы испытаний электрооборудования».

При обнаружении на кабельных линиях опасности разрушения металлических оболочек вследствие электрокоррозии, почвенной или химической коррозии должны быть приняты меры к ее предотвращению.

За установленными защитными устройствами должно быть установлено регулярное наблюдение.

10.7.6.16 Раскопки кабельных трасс или земляные работы вблизи них должны проводиться с письменного разрешения главного инженера АС.

10.7.6.17 При нормальной глубине прокладки кабелей запрещается производство раскопок землеройными машинами на расстоянии ближе 1 м от кабеля, а также применение отбойных молотков, ломов и кирок для рыхления грунта над кабелями на глубину более 0,3 м.

Применение ударных и вибропогружных механизмов разрешается на расстоянии не менее 5 м от кабелей.

Перед началом работ должно быть проведено под надзором персонала АС контрольное вскрытие трассы.

Для производства взрывных работ должны быть выданы дополнительные технические условия.

10.7.6.18 Кабельные линии должны периодически подвергаться профилактическим испытаниям повышенным напряжением постоянного тока в соответствии с документом «Объемы и нормы испытания электрооборудования».

Необходимость внеочередных испытаний на кабельных линиях после ремонтных работ или раскопок, связанных со вскрытием трасс, определяется руководством АС.

10.7.6.19 Для предупреждения электрических пробоев на вертикальных участках кабелей напряжением от 20 до 35 кВ вследствие осушения изоляции необходимо их периодически заменять или устанавливать на них стопорные муфты.

На кабельных линиях напряжением от 20 до 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.

10.7.6.20 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.

10.7.6.21 Предприятия кабельных сетей должны иметь лаборатории, оснащенные аппаратами для определения мест повреждения, измерительными приборами и передвижными измерительными и испытательными установками.

10.7.6.22 Образцы поврежденных кабелей и поврежденные кабельные муфты должны подвергаться лабораторным исследованиям для установления причин повреждения и разработки мероприятий по их предотвращению.

10.7.7 Релейная защита и электроавтоматика

10.7.7.1 Силовое электрооборудование АС и их электрические сети должны быть защищены от коротких замыканий и нарушений нормальных режимов устройствами релейной защиты, автоматическими выключателями или предохранителями и оснащены устройствами электроавтоматики, в том числе устройствами автоматического регулирования и устройствами противоаварийной автоматики в соответствии с проектом.

Устройства релейной защиты и электроавтоматики, в том числе противоаварийной автоматики, по принципам действия, уставкам, настройке и выходным воздействиям должны соответствовать схемам и режимам работы атомной станции и энергосистемы и постоянно находиться в работе, кроме устройств, которые должны выводиться из работы в соответствии с назначением и принципом действия, режимом работы и условиями селективности. Устройства аварийной и предупредительной сигнализации должны быть всегда готовы к действию.

10.7.7.2 В эксплуатации должны быть обеспечены условия нормальной работы аппаратуры релейной защиты, электроавтоматики и вторичных цепей (допустимые температура, влажность, вибрация, отклонения рабочих параметров от номинальных, электромагнитная обстановка и др.).

10.7.7.3 Все случаи срабатывания и отказа срабатывания устройств РЗА, а также выявленные 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.

10.7.7.4 На панелях РЗА и шкафах двустороннего обслуживания, а также на панелях и пультах управления на лицевой и оборотной стороне должны быть надписи, указывающие их назначение в соответствии с диспетчерскими наименованиями; на установленной на панелях, пультах и в шкафах с поворотными панелями аппаратуре с обеих сторон должны быть надписи или маркировка согласно схемам. Расположение надписей или маркировки должно однозначно определять соответствующий аппарат.

На устройствах, которыми управляет оперативный персонал (переключающие устройства, сигнальные реле и лампы, испытательные блоки и др.), должны быть соответствующие надписи, четко указывающие назначение этих устройств.

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.

10.7.7.5 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 защита или присоединение должно быть отключено.

10.7.7.6 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 выключателями должны осуществляться при введенных в действие 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.

10.7.7.7 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 измеряется мегаомметром на напряжение от 1000 до 2500 В.

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 на напряжение 500 В.

Измерение сопротивления изоляции цепей на рабочее напряжение 24 В и ниже устройств РЗА на микроэлектронной и микропроцессорной базе производится в соответствии с указаниями завода-изготовителя. При отсутствии таких показаний проверяется отсутствие замыкания этих цепей на землю омметром на напряжение до 15 В.

При проверке изоляции вторичных цепей должны быть приняты предусмотренные соответствующими инструкциями меры для предотвращения повреждения этих устройств.

10.7.7.8 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 веро-

ятность 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. 10.7.7.7 настоящего стандарта.

10.7.7.9 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.

10.7.7.10.В службе РЗА 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 схемы; для сложных устройств РЗА откорректированные схемы технических описаний завода-изготовителя в качестве исполнительных схем;

— рабочие (типовые) 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 устройств, на которые должны быть составлены рабочие программы, утверждается главным инженером АС.

Результаты технического обслуживания должны быть занесены в паспорт-протокол (подробные записи по сложным уст-

ройствам РЗА при необходимости должны быть сделаны в рабочем журнале).

10.7.7.11 Вывод из работы, ввод в работу, измерение параметров настройки или изменение действия устройств РЗА должны быть оформлены в соответствии с п. 11.1.4 настоящего стандарта.

При угрозе неправильного срабатывания устройство РЗА должно быть выведено из работы с учетом требования п. 10.7.7.5 без разрешения вышестоящего оперативного персонала, но с последующим сообщением ему (в соответствии с инструкцией) и последующим оформлением заявки в соответствии с п. 11.1.4.6.

10.7.7.12 Реле, аппараты и вспомогательные устройства РЗА, за исключением тех, уставки которых изменяет оперативный персонал, разрешается вскрывать только работникам служб РЗА, электротехнической лаборатории электроцехов АС, эксплуатирующим эти устройства, или по их указанию оперативному персоналу.

Работы в устройствах РЗА должен выполнять персонал, обученный и допущенный к самостоятельной проверке соответствующих устройств.

10.7.7.13 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.

10.7.7.14 При работе на панелях и в цепях управления, релейной защиты и электроавтоматики должны быть приняты меры предосторожности против ошибочного отключения оборудования. Работы должны выполняться только изолированным инструментом.

Запрещается выполнение этих работ без исполнительных схем, заданных объемов и последовательности работ (типовой или специальной программы).

Операции во вторичных цепях трансформаторов тока и напряжения (в том числе с испытательными блоками) должны проводиться 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.

10.7.7.15 Работы в устройствах РЗА, которые могут вызвать неправильное отключение защищаемого или других присоединений, а также иные не предусмотренные воздействия должны производиться по разрешенной заявке, учитывающей эти возможности.

10.7.7.16 Оперативный персонал должен осуществлять:

— 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 небаланса в разомкнутом треугольнике трансформатора напряжения;

— опробование устройств автоматического повторного включения, автоматического включения резерва и фиксирующих приборов;

— завод часов автоматических осциллографов и т.п.

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 инструкциями.

10.7.7.17 Персонал служб РЗА и электротехнических лабораторий АС должен периодически осматривать все панели и пуль-

ты 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 предприятия.

Независимо от периодических осмотров персоналом службы РЗА оперативный персонал должен нести ответственность за правильное положение тех элементов РЗА, с которыми ему разрешено выполнять операции.

10.7.7.18 Устройства РЗА и вторичные цепи должны проверяться и опробоваться в объеме и в сроки, указанные действующими правилами и инструкциями.

После неправильного срабатывания или отказа срабатывания этих устройств должны быть проведены дополнительные (послеаварийные) проверки.

10.7.7.19 Устройства РЗА должны иметь внешние отличительные признаки. Провода, 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.

10.7.7.20 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.

10.7.7.21 При применении контрольных кабелей с изоляцией, подверженной разрушению под воздействием воздуха, света и масла, на участках жил от зажимов до концевых разделок

должно быть дополнительное покрытие, препятствующее этому разрушению.

10.7.7.22 Вторичные обмотки трансформаторов тока должны быть всегда замкнуты на реле и приборы или закорочены. Вторичные цепи трансформаторов тока, напряжения и вторичные обмотки фильтров присоединения высокочастотных каналов должны быть заземлены.

10.7.7.23 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 мест повреждения на линиях электропередачи, должны быть всегда готовы к действию. Ввод и вывод из работы указанных устройств должны осуществляться по заявке.

10.7.7.24 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.

10.7.7.25 Для выполнения оперативным персоналом на панелях 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 или бланки для сложных переключений.

Об операциях по этим переключениям должна быть сделана запись в оперативный журнал.

10.7.7.26 На щитах управления электростанций и подстанций, а также на панелях переключающие устройства в цепях РЗА и противоаварийной автоматики должны быть расположены наглядно, а однотипные операции с ними должны производиться одинаково.

10.7.7.27 Экраны контрольных кабелей должны заземляться в одной точке, как правило со стороны приемника сигнала, и периодически проверяться на отсутствие второго заземления в случае повреждения оболочки кабеля.

10.7.8 Заземляющие устройства

10.7.8.1 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.

10.7.8.2 При сдаче в эксплуатацию заземляющих устройств электроустановок монтажной организацией кроме документации, указанной в п. 4.20, должны быть представлены протоколы приемо-сдаточных испытаний этих устройств.

10.7.8.3 Каждый элемент установки, подлежащий заземлению, должен быть присоединен к заземлению или заземляющей магистрали посредством заземляющего проводника.

Запрещается последовательное соединение с заземляющим проводником нескольких частей установки.

10.7.8.4 Присоединение заземляющих проводников к заземлителям, заземляющему контуру и к заземляемым конструкциям должно быть выполнено сваркой, а к корпусам аппаратов, машин и опорам воздушных линий электропередачи — сваркой или болтовым соединением.

10.7.8.5 Заземляющие проводники должны быть предохранены от коррозии.

Открыто проложенные заземляющие проводники должны иметь черную окраску.

10.7.8.6 Определение технического состояния заземляющего устройства периодически проводится в соответствии с требованиями документа «Объем и нормы испытаний электрооборудования», в том числе:

— внешний осмотр видимой части заземляющего устройства;

— осмотр с проверкой цепи между заземлителем и заземляемыми элементами (отсутствие обрывов и неудовлетворительных контактов в проводке, соединяющей аппарат с заземляющим устройством);

— измерение сопротивления заземляющего устройства;

— проверка надежности соединений естественных заземлителей;

— выборочное вскрытие грунта для осмотра элементов заземляющего устройства, находящегося в земле (не реже одного раза в 12 лет);

— в установках до 1000 В проверка пробивных предохранителей и полного сопротивления петли фаза-нуль;

— измерение напряжения прикосновения у заземляющих устройств, выполненных по нормам на напряжение прикосновения.

Полный объем и периодичность проверок технического состояния заземляющих устройств определяются действующими нормативными документами.

10.7.8.7 Внешний осмотр заземляющего устройства проводится вместе с осмотром электрооборудования распределительных устройств, трансформаторных подстанций и распределительных пунктов, а также цеховых и других электроустановок.

Об осмотрах, обнаруженных неисправностях и принятых мерах должны быть сделаны соответствующие записи в журнале осмотра заземляющих устройств или в оперативном журнале.

Измерение сопротивления заземляющих устройств должно проводиться:

— 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 разрушения изоляторов электрической дугой;

— на подстанциях воздушных распределительных сетей напряжением 35 кВ и ниже — не реже одного 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 одного раза в 6 лет; выборочно на 2% железобетонных и металлических опор в населенной местности, на участках ВЛ с наиболее агрессивными, оползневыми, выдуваемыми или плохо проводящими грунтами — не реже одного раза в 12 лет. Измерения должны выполняться в периоды наибольшего высыхания грунта.

10.7.8.8 В электроустановках, выполненных по нормам на напряжение прикосновения, измерения напряжений прикос-

новения должны производиться после монтажа, переустройства и капитального ремонта заземляющего устройства, но не реже одного раза в 6 лет. Измерения должны выполняться при присоединенных естественных заземлителях и тросах ВЛ.

10.7.8.9 Выборочная проверка на ВЛ со вскрытием грунта по п. 10.7.8.6 должна проводиться на 2 % опор с заземлителями. Для заземляющих устройств и заземлителей опор ВЛ, подверженных интенсивной коррозии, должна быть установлена более частая периодичность выборочных вскрытий грунта по решению главного инженера АС.

10.7.8.10 На каждое находящееся в эксплуатации заземляющее устройство должен иметься паспорт, содержащий схему заземления, основные технические данные, данные о результатах проверки состояния заземляющего устройства, характере ремонтов и изменениях, внесенных в данное устройство.

10.7.9 Защита от перенапряжений

10.7.9.1 На АС должны быть схемы защиты от перенапряжений каждого распределительного устройства.

На каждое ОРУ должны быть составлены очертания защитных зон молниеотводов, прожекторных мачт, металлических и железобетонных конструкций, возвышающихся сооружений и зданий, в зону защиты которых попадают токоведущие части.

10.7.9.2 Запрещается 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.

На указанных линиях должны применяться кабели с металлическими оболочками или кабели без оболочек, проложенные в металлических трубах в земле. Оболочки кабелей, металлические трубы должны быть заземлены.

Подводка линий к взрывоопасным помещениям должна выполняться с учетом требований действующей инструкции по устройству молниезащиты зданий и сооружений.

10.7.9.3 Ежегодно перед грозовым сезоном должна проводиться визуальная проверка состояния защиты от перенапря-

жений распределительных устройств и линий электропередачи и обеспечиваться готовность защиты от грозовых и внутренних перенапряжений.

На АС должны регистрироваться случаи грозовых отключений и повреждений оборудования распределительных устройств. На основании полученных данных должна проводиться оценка надежности грозозащиты и разрабатываться в случае необходимости мероприятия по повышению ее надежности.

При установке в распределительных устройствах нестандартных аппаратов или оборудования необходима разработка соответствующих грозозащитных мероприятий.

10.7.9.4 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.

10.7.9.5 Профилактические испытания вентильных и трубчатых разрядников, а также ограничителей перенапряжений должны проводиться в соответствии с действующим документом «Объем и нормы испытаний электрооборудования».

10.7.9.6 Трубчатые разрядники и защитные промежутки должны осматриваться при обходах линий электропередачи. Срабатывание разрядников должно быть отмечено в обходных листах. Проверка трубчатых разрядников со снятием с опор должна проводиться один 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 по инструкциям.

Ремонт трубчатых разрядников должен проводиться по мере необходимости в зависимости от результатов проверок и осмотров.

10.7.9.7 В сетях с изолированной нейтралью или с компенсацией емкостных токов допускается работа воздушных и кабельных линий электропередачи с замыканием на землю. К отысканию места повреждения персонал должен приступать немедленно и устранять 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. 10.7.1.23.

10.7.9.8 Компенсация емкостного тока замыкания на землю дугогасящими аппаратами должна применяться при емкостных токах, превышающих следующие значения:

номинальное напряжение сети, кВ	6	10	15–20	35 и выше
емкостной ток замыкания на землю, А	30	20	15	10

В сетях собственных нужд 6 кВ АС допускается режим работы с заземлением нейтрали сети через резистор.

В сетях от 6 до 35 кВ с ВЛ на железобетонных и металлических опорах должны использоваться дугогасящие аппараты при емкостном токе замыкания на землю более 10 А.

Работа сетей от 6 до 35 кВ без компенсации емкостного тока при его значениях, превышающих указанные выше значения, не допускается.

Для компенсации емкостных токов замыкания на землю в сетях должны применяться заземляющие дугогасящие аппараты с ручным или автоматическим регулированием.

Измерение емкостных токов, токов дугогасящих реакторов, токов замыкания на землю и напряжений смещения нейтрали должно проводиться при вводе в эксплуатацию дугогасящих аппаратов и значительных изменениях режимов сети, но не реже одного раза в 6 лет.

10.7.9.9 Мощность дугогасящих аппаратов должна быть выбрана по емкостному току сети с учетом ее перспективного развития.

Заземляющие дугогасящие аппараты должны быть установлены на подстанциях, связанных с компенсируемой сетью не менее чем двумя линиями электропередачи.

Запрещается установка дугогасящих аппаратов на тупиковых подстанциях.

Дугогасящие аппараты должны быть подключены к нейтралям трансформаторов, генераторов через разъединители.

Для подключения дугогасящих аппаратов, как правило, должны использоваться трансформаторы со схемой соединения обмоток звезда-треугольник.

Запрещается подключение дугогасящих аппаратов к трансформаторам, защищенным плавкими предохранителями.

Ввод дугогасящего аппарата, предназначенный для заземления, должен быть соединен с общим заземляющим контуром через трансформатор тока.

10.7.9.10 Дугогасящие аппараты должны иметь резонансную настройку.

Допускается настройка с перекомпенсацией, при которой активная составляющая тока замыкания на землю должна быть не более 5 А, а степень расстройки — не более 5%. Если установленные в сетях от 6 до 20 кВ дугогасящие аппараты 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%.

Разрешается применение настройки с недокомпенсацией лишь временно при отсутствии дугогасящих реакторов необходимой мощности и при условии, что аварийно возникающие несимметрии емкостей фаз сети (например, при обрыве проводов или перегорании плавких предохранителей) не могут привести к появлению напряжения смещения нейтрали, превышающего 70% фазного напряжения.

10.7.9.11 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.

Снижение 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.

Запрещаются пофазные включения и отключения воздушных и кабельных линий, которые могут приводить к напряжению смещения нейтрали, превышающему указанные значения.

10.7.9.12 В сетях от 6 до 10 кВ, как правило, должны применяться плавно регулируемые дугогасящие реакторы с автоматической настройкой тока компенсации.

При применении дугогасящих аппаратов с ручным регулированием тока показатели настройки должны определяться по измерителю расстройки компенсации. Если такой прибор отсутствует, показатели настройки должны выбираться на основании результатов измерений тока замыкания на землю, емкостных токов, тока компенсации с учетом напряжения смещения нейтрали.

Настройка дугогосящих реакторов на основании результатов измерений емкостного тока замыкания на землю и тока компенсации дугогасящих реакторов разрешается, только если емкостной ток замыкания на землю компенсируемой сети изменяется в среднем не чаще двух раз в сутки с расстройкой компенсации не более 5%.

10.7.9.13 На подстанциях от 110 до 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. Нейтраль питающего трансформатора должна быть заземлена перед отделением от сети ненагруженной системы шин с трансформаторами НКФ-110 и НКФ-220.

Распределительные устройства от 150 до 500 кВ с электромагнитными трансформаторами напряжения и выключателями, контакты которых шунтированы конденсаторами, должны быть проверены на возможность возникновения феррорезонансных перенапряжений при отключениях системы шин. При необходимости должны быть приняты меры к предотвращению феррорезонанса при оперативных и автоматических отключениях.

В сетях и на присоединениях от 6 до 35 кВ в случае необходимости должны быть приняты меры к предотвращению феррорезонансных процессов, в том числе самопроизвольных смещений нейтрали.

10.7.9.14 Неиспользуемые обмотки низшего (среднего) напряжения трансформаторов и автотрансформаторов должны быть соединены в звезду или в треугольник и защищены от перенапряжений.

Защита неиспользуемых обмоток низшего напряжения, расположенных между обмотками более высокого напряжения, должна быть осуществлена вентильными разрядниками, присоединенными к вводу каждой фазы. Защита не требуется, если к обмотке низшего напряжения постоянно подключена кабельная линия длиной не менее 30 м.

Защита неиспользуемых обмоток низшего и среднего напряжения в других случаях должна быть осуществлена заземлением одной фазы или нейтрали либо вентильными разрядниками, присоединенными к вводу каждой фазы.

10.7.9.15 В сетях напряжением 110 кВ и выше разземление нейтрали обмоток от 110 до 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 ограничителями перенапряжений.

10.7.9.16 В сетях от 110 до 750 кВ при оперативных переключениях и в аварийных режимах повышение напряжения промышленной частоты (50 Гц) на оборудовании должно быть не выше значений, указанных в табл. 3.

Указанные значения распространяются также на амплитуду напряжения, образованного наложением на синусоиду 50 Гц составляющих других частот.

В числителях таблицы указаны значения для изоляции фаза-земля в долях амплитуды наибольшего рабочего фазового 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.

Таблица 3 — Допустимое повышение напряжения промышленной частоты оборудования в электросетях от 110 до 750 кВ

Оборудование	Ном. напряжение, кВ	Допустимое повышение напряжения при длительности воздействия, с			
		1200	20	1	0,1
Силовые трансформаторы и автотрансформаторы[1]	100–500	1,10/1,10	1,25/1,25	1,90/1,50	2,00/1,58
Шунтирующие реакторы и электромагнитные трансформаторы напряжения	110–330 500	1,15/1,15 1,15/1,15	1,35/1,35 1,35/1,35	2,00/1,50 2,00/1,50	2,10/1,58 2,08/1,58
Коммутационные аппараты[2], емкостные трансформаторы напряжения, трансформаторы тока конденсаторы связи и шинные опоры	110–500	1,15/1,15	1,60/1,60	2,20/1,70	2,40/1,80
Вентильные разрядники всех типов	110–220	1,15	1,35	1,38	–
Вентильные разрядники типа РВМГ	330–500	1,15	1,35	1,38	–
Вентильные разрядники типа РВМК	330–500	1,15	1,35	1,45	–
Вентильные разрядники типа РВМК-II	330–500	1,15	1,35	1,70	–
Силовые трансформаторы и автотрансформаторы[3]	750	1,10	1,25	1,67	1,76

Продолжение табл. 3

Оборудование	Ном. напряжение, кВ	Допустимое повышение напряжения при длительности воздействия, с			
		1200	20	1	0,1
Шунтирующие реакторы, коммуникационные аппараты[4], трансформаторы напряжения и тока, конденсаторы связи и шинные опоры	750	1,10	1,30	1,88	1,98
Вентильные разрядники	750	1,15	1,35	1,40	–
Ограничители перенапряжений нелинейные	110–220	1,39	1,50	1,65	–
	330–750	1,26	1,35	1,52	–

[1] 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.

[2] Независимо от значений, указанных в таблице, собственное восстанавливающееся напряжение на контактах выключателя должно быть ограничено: по условию отключения неповрежденной фазы линии при несимметричном КЗ — до 2,4 или 2,8 (в зависимости от исполнения выключателя, указанного в технических условиях) для оборудования от 110 до 220 кВ и до 3,0 — для оборудования от 330 до 750 кВ; по условию отключения незагруженной линии — до 2,8 для оборудования от 330 до 750 кВ.

[3] При одновременном воздействии повышения напряжения на несколько видов оборудования допустимым для электроустановки в целом является значение, наинизшее из нормированных для этих видов оборудования.

[4] 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, указанной 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 суток

При длительности t повышения напряжения, промежуточной между двумя значениями, приведенными в табл. 3, допустимое повышение напряжения равно указанному для большего из этих двух значений длительности.

При $0,1 \leq t \leq 0,5$ с допускается повышение напряжения, равное

$$U(1с)+0,3\times[U(0,1с)-U(1с)], \qquad (2)$$

где U(1с) и U(0,1с) — допустимые повышения напряжения при длительности соответственно 1 и 0,1 с.

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 только 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 от 330 до 750 кВ и линий от 110 до 220 кВ большой длины. Для линий от 330 до 750 кВ и тех линий от 110 до 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.

10.7.10 Средства электрических измерений

10.7.10.1 Надзор за состоянием средств электрических измерений осуществляют метрологические службы или подразделе-

ния, выполняющие функции метрологической службы на АС. Техническое обслуживание и ремонт средств электрических измерений возлагается на ремонтные подразделения АС по закрепленным видам измерений.

10.7.10.2 Метрологическое обеспечение средств электрических измерений должно осуществляться в соответствии с п. 5.8 настоящего стандарта.

Запрещается эксплуатировать средства измерений, не прошедшие метрологическое обслуживание — калибровку (поверку) или с недействительными (просроченными или поврежденными) оттисками калибровочных (поверительных) клейм.

10.7.10.3 Все средства электрических измерений должны устанавливаться и эксплуатироваться в условиях, отвечающих требованиям стандартов, ТУ и заводских инструкций на эти средства измерений.

10.7.10.4 Средства электрических измерений на трансформаторах связи и линиях напряжением 330 кВ и выше, отходящих от электростанций и подстанций с дежурством персонала, должны быть отдельными для каждого присоединения; объединение этих измерений на общий прибор для контроля переключениями не разрешается. Для остальных измерений (в том числе дублирующих основные) допускается применение других средств централизованного контроля.

10.7.10.5 На стационарных средствах электрических измерений, по которым контролируется режим работы оборудования и линий электропередачи, должна наноситься отметка, соответствующая номинальному значению измеряемой величины.

10.7.10.6 Каждый электрический счетчик должен иметь надпись, указывающую присоединение, на котором производится учет электроэнергии.

10.7.10.7 Расход электроэнергии на собственные нужды АС должен учитываться на рабочих и резервных питающих элементах собственных нужд по расчетным счетчикам.

10.7.10.8 Наблюдение за нормальной работой средств электрических измерений, в том числе за работой регистрирующих приборов (смена бумаги, доливка чернил, сверка времени) и приборов с автоматическим ускорением записи в аварийных режимах, на АС ведет дежурный или оперативно-ремонтный персонал.

10.7.10.9 Персонал, обслуживающий оборудование, на котором установлены средства электрических измерений (электроизмерительные приборы, счетчики, преобразователи и т.п.), несет ответственность за их сохранность.

10.7.11 Освещение

10.7.11.1 Рабочее, аварийное и предусмотренное проектом 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 отличительными знаками или окраской. Светоограждение дымовых труб и других высоких сооружений должно соответствовать установленным правилам.

10.7.11.2 В помещениях главного, центрального и блочного щитов управления электростанций, а также на диспетчерских пунктах светильники аварийного освещения должны обеспечивать на фасадах панелей основного щита освещенность не менее 30 лк; одна или две лампы должны быть присоединены к шинам постоянного тока через предохранители (автоматы) и включены круглосуточно.

Эвакуационное освещение должно обеспечивать в помещениях и проходах освещенность не менее 0,5 лк на уровне пола.

10.7.11.3 Аварийное и рабочее освещение в нормальном режиме должно питаться от разных независимых источников питания. При отключении рабочих источников питания на АС 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, запрещается.

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.

10.7.11.4 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 от 12 до 42 В не должны подходить к розеткам 127 и 220 В. Розетки должны иметь надписи с указанием величины напряжения.

10.7.11.5 Запрещается установка ламп мощностью больше допустимой для данного типа светильников. Запрещается снятие рассеивателей, экранирующих и защитных решеток светильников.

10.7.11.6 Сеть освещения АС 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 освещения, а также прожекторных установок должно быть не более 5% номинального напряжения; у наиболее удаленных ламп сети наружного и аварийного освещения и в сети от 12 до 42 В. — не более 10% (для люминесцентных ламп — не более 7,5%).

10.7.11.7 В коридорах распределительных устройств, имеющих два выхода, и в проходных туннелях освещение должно быть выполнено с двусторонним управлением.

10.7.11.8 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.

10.7.11.9 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.

10.7.11.10 Очистку светильников должен выполнять по графику специально обученный персонал. Периодичность очистки должна быть установлена с учетом местных условий.

Смену ламп и плавких вставок, ремонт и осмотр осветительной сети на АС должен проводить персонал электроцеха или

специально обученный персонал других цехов. В помещениях с мостовыми кранами допускается их использование для обслуживания светильников с соблюдением мер безопасности.

10.7.11.11 Осмотр и проверка осветительной сети должны проводиться в следующие сроки:

— проверка действия автомата аварийного освещения — не реже одного раза в месяц в дневное время;

— проверка исправности аварийного освещения при отключении рабочего освещения — два раза в год;

— измерение освещенности рабочих мест — при вводе в эксплуатацию и в дальнейшем по мере необходимости;

— испытание изоляции стационарных трансформаторов от 12 до 42 В — один раз в год, переносных трансформаторов и светильников от 12 до 42 В — два раза в год.

Обнаруженные при проверке и осмотре дефекты должны быть устранены в кратчайший срок.

10.7.11.12 Проверка состояния стационарного оборудования и электропроводки аварийного и рабочего освещения, испытание и измерение сопротивления изоляции должны проводиться при пуске в эксплуатацию, а в дальнейшем — по графику, утвержденному главным инженером АС.

10.7.12 Система аварийного электроснабжения

10.7.12.1 Система аварийного электроснабжения энергоблоков АС, имея в своем составе автономные источники электропитания, распределительные и коммутационные устройства, должна обеспечивать электроснабжение потребителей систем безопасности АС во всех режимах работы атомной станции, в том числе при потере рабочих и резервных источников питания от энергосистемы.

10.7.12.2 САЭ АС должна эксплуатироваться в соответствии с требованиями документов:

— «Общие положения по устройству и эксплуатации систем аварийного электроснабжения атомных станций»;

— «Руководство по техническому обслуживанию резервных дизельных электрических станций АС»;

— РД «Дизель-генераторные установки атомных станций. Общие технические требования»;

— типовые инструкции по испытаниям и опробованиям дизель-генераторов [28 — 30];

— «Инструкция по эксплуатации и техническому обслуживанию агрегатов бесперебойного питания на атомных станциях» [31], а также других нормативных документов, действующих в атомной энергетике.

10.7.12.3 САЭ АС должна быть принята в эксплуатацию до физического пуска энергоблока.

10.7.12.4 Приемка в эксплуатацию САЭ АС осуществляется после успешного проведения комплексных испытаний, включающих проверку подсистем (элементов) САЭ: агрегатов бесперебойного питания, аккумуляторных батарей, дизель-генераторов, автоматики ступенчатого пуска механизмов при обесточивании собственных нужд АС, обратимых двигателей-генераторов.

Объем комплексных испытаний САЭ должен соответствовать требованиям нормативных документов, действующих в атомной энергетике.

10.7.12.5 САЭ АС должна находиться в режиме постоянной готовности к обеспечению электроснабжения систем безопасности, который включает в себя:

— проведение регулярных осмотров оперативным персоналом находящегося в работе оборудования и контроль за его состоянием по проектным средствам измерений и диагностики;

— периодические освидетельствования и проведение периодических испытаний оборудования САЭ на соответствие проектным показателям в режимах, максимально имитирующих аварийные или близкие к ним, если условия безопасности ограничивают возможность прямых и полных проверок.

10.7.12.6 Состояние САЭ во всех эксплуатационных и аварийных режимах энергоблока, на всех местах управления и контроля должно контролироваться и отображаться в полном объеме в соответствии с проектом.

10.7.12.7 Дизель-генераторы резервной дизельной электрической станции должны находиться в постоянной готовности к автоматическому и дистанционному запуску с БЩУ, по месту и автоматическому принятию нагрузки.

10.7.12.8 Аккумуляторные батареи САЭ должны быть полностью заряжены, готовы к работе и находиться в режиме под-

заряда от выпрямительных устройств. Эксплуатация аккумуляторных батарей должна осуществляться в соответствии с требованиями п. 10.7.12.5 настоящего стандарта.

10.7.12.9 Запрещается подключение непроектных потребителей к секциям и сборкам САЭ независимо от режима работы энергоблока и состояния САЭ, даже временно.

10.7.12.10 Опробования и испытания подсистем САЭ должны производиться по графику, утвержденному главным инженером АС. Объем, периодичность и порядок опробований и испытаний должны соответствовать требованиям заводской, нормативной и эксплуатационной (инструкциям, программам опробований и испытаний) документации.

При проведении опробований и испытаний САЭ должны выполняться эксплуатационные условия, которые не позволяют привести к нарушению пределов безопасной эксплуатации АС.

10.7.12.11 Проверки подсистем САЭ проводятся по рабочим программам, разработанными на АС и одобренным местной инспекцией Ростехнадзора. В программах проверки подсистем САЭ должны четко указываться критерии приемки и действия, которые должны быть предприняты в случае несоблюдения указанных критериев и при отступлении от проекта.

10.7.12.12 Ежегодно в период останова энергоблока на плановый ремонт или перегрузку топлива САЭ должна подвергаться комплексным испытаниям с запуском механизмов по обесточиванию собственных нужд и от аварийного технологического сигнала (МПА).

10.7.12.13 Техническими и организационными мерами должен быть исключен несанкционированный доступ в помещения и сооружения, в которых размещены подсистемы (оборудование) САЭ.

10.7.12.14 Положение ключей управления автоматики и блокировок, питающих элементов САЭ должны соответствовать режиму постоянной готовности к обеспечению электроснабжения систем безопасности.

Должны быть приняты меры по недопущению несанкционированного изменения положения ключей.

10.7.12.15 При работе реакторной установки на мощности допускается вывод из работы одного канала САЭ с обязательным выполнением требований технологического регламента по

эксплуатации энергоблока АС и на время, определенное технологическим регламентом, при этом должна быть подтверждена работоспособность других каналов систем безопасности.

10.7.12.16 На каждой АС должна быть разработана техническая документация по эксплуатации САЭ на основании требований проектной документации, технологического регламента по эксплуатации энергоблока АС, правил и норм в атомной энергетике и других нормативных документов.

10.7.12.17 Для анализа состояния оборудования САЭ на АС должны фиксироваться:

— случаи возникновения аварийных ситуаций, связанных с повреждением, выходом из строя и нарушениями в работе САЭ;

— случаи отказов при эксплуатации оборудования САЭ, сопровождающиеся нарушением требований технологического регламента, инструкций по эксплуатации, условий безопасной эксплуатации АС;

— ресурс оборудования САЭ.

Сведения и результаты анализов должны обобщаться в установленном порядке.

10.7.13 Электролизные установки

10.7.13.1 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 заводской документации и проведенных испытаний и соблюдаться при эксплуатации.

10.7.13.2 Технологические защиты электролизных установок должны действовать на отключение преобразовательных агре-

гатов (двигателей-генераторов) при следующих отклонениях от установленного режима:

— разности давлений в регуляторах давления водорода более 2 кПа (200 кгс/м^2);

— 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 (если заводом-изготовителем не оговорена другая температура), 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 персоналом только после выявления и устранения причины отключения.

10.7.13.3 Электролизная установка, работающая без постоянного дежурства персонала, должна осматриваться не реже одного 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 показателей дифференциального манометра-уровнемера уровням воды в регуляторах давления работающего электролизера;

— положение уровня воды в регуляторах давления отключенного электролизера;

— наличие воды в гидрозатворах;

— расход газов в датчиках газоанализаторов (по ротаметрам);

— нагрузку и напряжение на электролизере;

— давление водорода и кислорода в системе и ресиверах;

— давление инертного газа в ресиверах.

10.7.13.4 Для проверки правильности автоматических газоанализаторов один 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.

10.7.13.5.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 одного раза в 6 месяцев, а предохранительные клапаны на ресиверах — не реже одного раза в 2 года. Предохранительные клапаны должны испытываться на стенде азотом или чистым воздухом.

10.7.13.6 На трубопроводах подачи водорода и кислорода в ресиверы, а также на трубопроводе подачи обессоленной воды (конденсата) в питательные баки должны быть установлены газоплотные обратные клапаны.

10.7.13.7 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 стандартами должен применяться гидрат окиси калия (КОН): технический высшего сорта, поставляемый в виде чешуек, или марок ЧДА, Ч.

10.7.13.8 Чистота водорода, вырабатываемого электролизными установками, должна быть не ниже 99%, а кислорода — не ниже 98%.

Подъем давления газов в аппаратах до номинального значения разрешается только после достижения указанной чистоты водорода и кислорода.

10.7.13.9 Температура электролита в электролизере должна быть не выше 80 °С, а разность температур наиболее горячих и холодных ячеек электролизера не выше 20 °С.

10.7.13.10 При использовании кислорода для нужд АС его давление в ресиверах должно автоматически поддерживаться ниже давления водорода в них.

10.7.13.11 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 содержимое азота в выдуваемом воздухе достигает 97%.

Запрещается продувка аппаратуры электролизеров углекислым газом.

10.7.13.12 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 50 кПа (0,5 кгс/см^2).

10.7.13.13 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 — 95%.

Вытеснение воздуха или водорода азотом должно проводиться, 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%.

10.7.13.14 В процессе эксплуатации электролизной установки должны проверяться:

— плотность электролита — не реже одного раза в месяц;

— напряжение на ячейках электролизеров — не реже одного раза в 6 месяцев;

— действие технологических защит, предупредительной и аварийной сигнализации и состояние обратных клапанов — не реже одного раза в 3 месяца.

10.7.13.15 При работе установки сорбционной осушки водорода или кислорода переключение адсорберосушителей должно выполняться по графику.

Температура водорода после установки осушки должна быть не выше минус 5 °С.

Для оттаивания испаритель должен периодически по графику отключаться.

10.7.13.16 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 снижено до значения от 10 до 20 кПа (от 0,1 до 0,2 кгс/см^2), 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.

10.7.13.17 При работе на электролизной установке одного электролизера и нахождении второго в резерве клапаны выпуска водорода и кислорода в атмосферу на резервном электролизере должны быть открыты.

10.7.13.18 Промывка электролизеров, проверка усилия затяжки их ячеек и ревизия арматуры должны проводиться один раз в 6 месяцев.

Текущий ремонт, включающий вышеупомянутые работы, а также разборку электролизеров с заменой прокладок, промывку и очистку диафрагм и электродов и замену дефектных деталей, должен осуществляться один раз в 3 года.

Капитальный ремонт с заменой асбестовой ткани на диафрагменных рамах должен проводиться один 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 главного инженера АС.

10.7.13.19 Трубопроводы электролизной установки должны окрашиваться в соответствии с действующим стандартом «Трубопроводы промышленных предприятий. Опознавательная окраска, предупреждающие знаки и маркировочные щитки»; окраска аппаратов должна выполняться по цвету окраски трубопроводов соответствующего газа; окраска ресиверов — светлой краской с кольцами по цвету окраски трубопроводов соответствующего газа.

11 ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОЕ УПРАВЛЕНИЕ ПРОИЗВОДСТВОМ И ПОТРЕБЛЕНИЕМ ТЕПЛОВОЙ И ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ

11.1 Операторно-диспетчерское управление в ЕЭС

11.1.1 Общие задачи и организация управления энергообъектами

11.1.1.1 В каждой энергосистеме, объединенной и единой энергосистемах организовано круглосуточное оперативно-диспетчерское управление согласованной работой электростанций, электрических и тепловых сетей независимо от их форм собственности, задачами которого являются:

— планирование и ведение режимов работы электростанций, сетей и энергосистем, обуславливающих бесперебойность энергоснабжения потребителей;

— обеспечение устойчивости энергосистем;

— выполнение требований к качеству электрической энергии и тепла;

— обеспечение экономичности работы энергосистем и рационального использования энергоресурсов при соблюдении режимов потребления;

— предотвращение и ликвидация аварий и других технологических нарушений при производстве, преобразовании, передаче и распределении электрической энергии и тепла.

11.1.1.2 На каждом энергообъекте (АС, электрической сети, тепловой сети и подстанциях с постоянным обслуживающим персоналом) должно быть организовано круглосуточное управление оборудованием, задачами которого являются:

— ведение требуемого режима работы;

— производство переключений, пусков и остановов;

— локализация аварий и восстановление режима работы энергосистем, тепловых сетей;

— подготовка к производству ремонтных работ и ввода оборудования в работу.

11.1.1.3 Диспетчерское управление должно быть организовано по иерархической структуре, предусматривающей разделение функций оперативного управления и ведения между отдельны-

ми уровнями, а также подчиненность нижестоящих уровней управления вышестоящим.

Начальник смены АС в оперативном отношении подчиняется диспетчеру соответствующего филиала Системного оператора — центрального диспетчерского управления единой энергетической системы (объединенного диспетчерского управления или регионального диспетчерского управления). Взаимоотношения между АС и вышестоящим уровнем диспетчерского управления устанавливаются соответствующим положением.

11.1.1.4 Функции диспетчерского управления выполняются:

— в единой энергосистеме — ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС»;

— в объединенной энергосистеме — филиалами ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС»-ОДУ;

— в энергосистеме — филиалами ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС»-РДУ;

— в электрической сети — центрами управления сетями;

— в тепловой сети –диспетчерскими службами этой сети;

— на атомных станциях — начальниками смены АС.

11.1.1.5 Для каждого уровня диспетчерского управления установлены две категории управления оборудованием и сооружениями — оперативное управление и оперативное ведение.

11.1.1.6 В оперативном управлении дежурного диспетчера СО 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 операции с которым требуют координации действий подчиненного оперативного персонала, согласованных изменений на нескольких объектах.

Операции с указанным оборудованием и устройствами должны производиться по распоряжению или непосредственно диспетчером, в оперативном управлении которого находятся данные оборудование и устройства.

11.1.1.7 В оперативном ведении дежурного диспетчера СО должны находиться оборудование, теплопроводы, линии электропередачи, устройства релейной защиты, аппаратура систем противоаварийной и режимной автоматики, средства диспетчерского и технологического управления, оперативно-инфор-

мационные 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 дежурного диспетчера.

11.1.1.8 В узлах каждой АС все линии электропередачи, теплопроводы, оборудование и устройства АС и сетей должны быть распределены по уровням оперативно-диспетчерского управления.

11.1.1.9 Оперативный персонал АС в части обеспечения надежности параллельной работы АС в составе энергосистемы по существующим линиям электропередач, отходящих от АС, обязан руководствоваться документами ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» (его филиалов), введенными в действие приказами эксплуатирующей организации АС и атомной станции.

11.1.1.10 Взаимоотношения персонала различных уровней диспетчерского управления должны быть регламентированы типовыми положениями и инструкциями, согласованными и утвержденными в установленном порядке.

11.1.1.11 Оперативно-диспетчерское управление должно осуществляться с диспетчерских пунктов и щитов управления, оборудованных средствами диспетчерского и технологического управления и системами контроля, а также укомплектованных оперативными схемами и оперативно-технической документацией по списку, утвержденному главным инженером АС.

11.1.1.12 Все оперативно-диспетчерские переговоры, оперативно-диспетчерская документация на всех уровнях диспетчерского управления должны вестись с применением единой общепринятой терминологии, типовых распоряжений, сообщений и записей.

Диспетчерские переговоры на всех уровнях управления и оперативные переговоры персонала АС по каналам связи должны автоматически фиксироваться на магнитном или электронном носителе.

На каждой АС — объекте оперативно-диспетчерского управления и каждом уровне оперативно-диспетчерского управления ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» (его филиалов) разрабатываются инструкции по ведению оперативных переговоров и записей, производству оперативных переключений и ликвидации аварий-

ных режимов с учетом специфики и структурных особенностей энергосистемы.

11.1.1.13 В эксплуатирующей организации АС должен быть организован круглосуточный оперативный контроль работы АС в части:

— обеспечения выполнения объема производства электроэнергии и тепловой энергии атомными станциями;

— состояния основного оборудования энергоблоков;

— выполнения графиков ремонтных работ и соответствия графиков ремонтных работ поданным заявкам;

— организации системы оказания экстренной помощи АС;

— не превышения пределов безопасной эксплуатации энергоблоков АС, состояния систем безопасности и радиационной обстановки на промплощадке АС, в СЗЗ и ЗН;

— выполнения расчетных диспетчерских графиков несения электрической нагрузки, баланса ФСТ по выработке электроэнергии.

11.1.1.14 Функции оперативного контроля в эксплуатирующей организации АС выполняет дежурный персонал Кризисного центра.

11.1.2 Планирование режима работы энергообъектов

11.1.2.1 При планировании режима обеспечивается:

— сбалансированность графиков потребления и нагрузки электростанций с учетом внешних перетоков энергосистем;

— эффективность принципов управления режимом и функционирования систем противоаварийной и режимной автоматики;

— надежность и экономичность производства и передачи электрической энергии и тепла;

— выполнение годовых графиков ремонтов основного оборудования энергопредприятий.

11.1.2.2 Планирование режима осуществляется на основе:

— данных суточных ведомостей и статистических данных энергосистем, ОЭС, ЕЭС России за предыдущие дни и периоды;

— прогноза нагрузки энергосистем, ОЭС, ЕЭС России на планируемый период;

— результатов контрольных измерений потокораспределения, нагрузок и уровней напряжения в электрических сетях

энергосистем ОЭС и ЕЭС России, которые должны проводиться два раза в год в рабочие дни июня и декабря;

— данных о вводе новых генерирующих мощностей, теплоисточников и сетевых объектов;

— данных об изменении нагрузок с учетом заявок потребителей;

— данных о предельно допустимых нагрузках оборудования и линий электропередачи;

— данных гидравлического расчета тепловых сетей.

11.1.2.3 Долгосрочное планирование режима ЕЭС России, ОЭС, энергосистемы и энергопредприятия осуществляется для характерных периодов года (годовой максимум нагрузок, летнее время, период паводка, отопительный период и т.п.).

Долгосрочное планирование предусматривает:

— составление годовых, квартальных, месячных балансов энергии и баланса мощности на часы максимума нагрузок;

— составление сезонных балансов располагаемой мощности теплоисточников и присоединений тепловой нагрузки;

— определение и выдачу максимума электрической нагрузки и потребления электрической энергии и тепла, располагаемой мощности электростанций и теплоисточников с учетом заданного коэффициента эффективности использования установленной мощности и наличия энергоресурсов по месяцам года;

— составление годовых и месячных планов ремонта основного оборудования электростанций, подстанций и линий электропередачи, устройств релейной защиты и автоматики;

— разработку схем соединений электростанций, электрических и тепловых сетей для нормального и ремонтного режимов;

— расчеты нормальных, ремонтных и послеаварийных режимов с учетом ввода новых генерирующих мощностей и сетевых объектов энергосистемы и выбора параметров настройки средств противоаварийной и режимной автоматики;

— расчеты и определение максимально и аварийно допустимых значений перетоков мощности с учетом нормативных запасов устойчивости по линиям электропередачи (сечениям) для нормальных и ремонтных схем сети;

— расчеты токов короткого замыкания, проверку соответствия схем и режимов электродинамической и термической ус-

тойчивости 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 инструкций для оперативного персонала по ведению режима и использованию средств противоаварийной и режимной автоматики;

— определение потребности в новых устройствах автоматики.

11.1.2.4 Краткосрочное планирование режима ЕЭС России, ОЭС, энергосистем, электростанций, котельных, тепловых и электрических сетей производится с упреждением от одних суток до одной недели.

Краткосрочное планирование предусматривает:

— прогноз суточной электрической нагрузки ЕЭС России, ОЭС и энергосистемы;

— прогноз суточной тепловой нагрузки электростанций и котельных, а также расхода теплоносителя в тепловых сетях;

— оптимальное распределение нагрузки между ОЭС, энергосистемами, электростанциями и отдельными энергоустановками, задание суточных графиков межсистемных перетоков и суточных графиков нагрузки каждой ОЭС, энергосистемы, электростанции;

— решения по заявкам на вывод в ремонт или включение в работу оборудования с учетом мероприятий по безопасному и надежному ведению режима, изменению параметров настройки противоаварийной и режимной автоматики.

11.1.2.5 Суточные расчетные диспетчерские графики активной нагрузки в точках генерации и резерва мощностей ЕЭС России, ОЭС, энергосистем и электростанций, а также графики межсистемных перетоков выдаются соответствующему диспетчеру после утверждения главным диспетчером ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» (ОДУ, РДУ).

Атомные станции, имеющие теплофикационные установки и теплосети, составляют графики тепловой нагрузки в зависимости от температуры наружного воздуха, которые утверждаются главным инженером АС.

11.1.2.6 В установленные сроки составляются и выдаются согласованные суточные графики нагрузок АС с учетом состава работающего основного оборудования, состояния электрических сетей и режима работы энергосистемы.

В случае несогласия с заданным графиком нагрузки атомная электростанция передает АО-энерго (или правоприемнику АО-энерго по соответствующему вопросу после реструктуризации ОАО «РАО ЕЭС России») (далее — АО-энерго) и в эксплуатирующую организацию мотивированные возражения. АО-энерго, ОДУ, ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС», рассмотрев эти возражения АС, после согласования с эксплуатирующей организацией в оперативном порядке сообщает через АО-энерго окончательный график нагрузки АС, который является обязательным для выполнения.

11.1.2.7 Графики капитальных, средних и текущих ремонтов основного оборудования и сооружений АС на предстоящий год должны быть составлены на основании нормативов и заданных значений ремонтной мощности по месяцам года, согласованы с ОДУ или ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» и утверждены в установленном порядке.

Изменение годовых графиков капитальных и средних ремонтов допускается в исключительных случаях по согласованию с ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС», ОДУ с утверждением изменений в установленном порядке.

11.1.2.8 Режим работы АС должен удовлетворять требованиям безопасной их эксплуатации.

Для каждой АС разрабатываются годовые и квартальные (с разбивкой по месяцам) графики капитальных, средних и текущих ремонтов, суточные графики активной нагрузки, графики напряжения на сборных шинах АС, выполняются расчеты токов короткого замыкания и устойчивости параллельной работы АС с энергосистемой с определением настройки релейной защиты и противоаварийной автоматики; разрабатываются инструкции по ведению режима АС, оперативным переключениям, использованию и эксплуатации устройств релейной защиты и противоаварийной автоматики, предотвращению и ликвидации аварий.

11.1.2.9 Годовые и месячные графики капитальных и текущих ремонтов сетевого оборудования, устройств релейной защиты, систем противоаварийной автоматики, средств связи и телеме-

ханики, находящихся в оперативном ведении диспетчера энергосистемы (РДУ, ОДУ, ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС») и влияющих на выдачу мощности и надежность работы станции, разрабатываются АС и представляются в АО-энерго в установленные сроки. Рассмотренные АО-энерго, ОДУ, ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» (по оперативной подведомственности оборудования) графики ремонтов указанного оборудования после взаимного согласования с АС и последующего утверждения через АО-энерго передаются атомной электростанции. Сроки указанных ремонтов по возможности должны совмещаться с планируемыми остановами соответствующих энергоблоков.

11.1.2.10 В каждой энергосистеме на основе заданий ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС», ОДУ ежегодно разрабатываются и утверждаются графики ограничения потребителей и отключения нагрузки при недостатке электроэнергии и мощности.

11.1.3 Управление режимом работы энергообъектов

11.1.3.1 АС обязана в нормальных условиях выполнять расчетный диспетчерский график активной нагрузки в точках генерации. В случае отклонения от диспетчерского графика нагрузки начальник смены станции должен немедленно сообщить диспетчеру РДУ об отклонениях и вызвавших его причинах, а также принять все необходимые меры для вхождения в заданный график.

При необходимости оперативного изменения нагрузки АС (разгрузки, загрузки или отключения блока АС) начальник смены АС должен предварительно сообщить об этом диспетчеру энергосистемы.

11.1.3.2 Диспетчер РДУ, ОДУ, ОАО «СО–ЦДУ ЕЭС» через начальника смены АС имеет право изменить график нагрузки АС в аварийных режимах энергосистемы (ОЭС, ЕЭС России), при недопустимых для работы энергосистемы и АС отклонениях частоты, а также при аварийных отключениях или перегрузке отдельной линии электропередачи или оборудования подстанции, неисправности устройств РЗА и ПА, влияющих на надежность работы или выдачу мощности АС, в соответствии с Положением о взаимоотношениях АС с соответствующим АО-энерго и заключенными договорами.

Повышение или снижение нагрузки энергоблоков АС производится в соответствии с технологическими регламентами эксплуатации энергоблоков АС.

11.1.3.3 При необходимости ликвидации аварийной ситуации в энергосистеме, связанной со снижением запасов устойчивости, превышением допустимых пределов загрузки линий и оборудования, а также уровней частоты и напряжения, диспетчер РДУ, ОДУ, ОАО «СО–ЦДУ ЕЭС» имеет право дать команду начальнику смены АС на аварийную разгрузку (или загрузку) АС по активной мощности, а начальник смены АС должен ее выполнить с соблюдением требований технологического регламента по эксплуатации энергоблоков АС.

11.1.3.4 Регулирование частоты и мощности в ЕЭС России или в отдельно работающих ОЭС (энергосистемах) должно осуществляться электростанциями, подключенными к системе автоматического регулирования частоты и мощности.

11.1.3.5 При невозможности автоматического регулирования частоты и перетоков мощности (отсутствие или неисправность системы АРЧМ, ограничения по режиму) регулирование должно осуществляться энергосистемами или электростанциями по распоряжению диспетчера ОАО «СО–ЦДУ ЕЭС» (для раздельно работающих ОЭС или энергосистем — по распоряжению диспетчера ОДУ или РДУ).

Энергоблоки АС эксплуатируются в базовом (80–100% номинальной мощности) режиме. Атомные электростанции к оперативному регулированию частоты в ЕЭС не привлекаются, если это не предусмотрено технологическим регламентом безопасной эксплуатации энергоблоков АС, т.е. не применяется многократное изменение нагрузки АС в течение одних суток при отклонениях частоты в энергосистеме.

11.1.3.6 При снижении частоты ниже установленных пределов диспетчер ЕЭС России или изолированно работающей ОЭС (энергосистемы) вводит в действие имеющиеся резервы мощности.

В случае, если частота продолжает снижаться, а все имеющиеся мощности использованы, диспетчер обеспечивает восстановление нормальной частоты путем ограничения или отключения потребителей согласно инструкции.

11.1.3.7 При значениях перетоков мощности по межсистемным связям выше аварийно допустимых диспетчер ОЭС (энер-

госистемы), принимающей мощность, после мобилизации резервов мощности, разгружает связи путем отключения потребителей.

11.1.3.8 При аварийных отклонениях частоты персонал АС должен самостоятельно принимать меры к ее восстановлению, действуя в соответствии с требованиями технологических регламентов по эксплуатации энергоблоков АС, аварийных инструкций и Положений (инструкций) по взаимоотношениям АС с АО-энерго.

11.1.3.9 Обо всех изменениях нагрузки энергоблоков АС, вызванных распоряжениями диспетчеров АО-энерго, состоянием оборудования и другими причинами, начальник смены АС немедленно информирует начальника смены Кризисного центра.

11.1.3.10 Ответственность за поддержание частоты в ЕЭС России несет диспетчер ОАО «СО–ЦДУ ЕЭС», а в изолированно работающих ОЭС и энергосистемах — диспетчеры ОДУ или РДУ. При этом диспетчеры ОЭС, работающие в составе ЕЭС России, и энергосистем, работающих в составе ОЭС, отвечают за выполнение заданий по рабочей мощности электростанций, несение ими заданной нагрузки и непревышение потребителями заданного предельного потребления в часы максимума нагрузок, а начальники смен электростанций — за выполнение заданий по рабочей мощности и несение ими заданной нагрузки.

11.1.3.11 Регулированием напряжения на шинах АС должны быть обеспечены:

— соответствие уровня напряжения значениям, допустимым для оборудования электростанций и сетей;

— необходимый запас устойчивости энергосистем;

— минимум потерь электроэнергии в электрических сетях энергосистем.

11.1.3.12 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.

Регулирование напряжения должно осуществляться преимущественно средствами автоматики и телемеханики, а при их отсутствии — оперативным персоналом энергопредприятия под

контролем диспетчера предприятия электрических сетей, РДУ, ОДУ, ОАО «СО–ЦДУ ЕЭС».

Напряжение на сборных шинах АС должно поддерживаться оперативным персоналом АС в пределах согласованного диапазона изменением реактивной мощности генераторов. Графики напряжений задаются энергосистемой не реже чем один раз в квартал. Диспетчер РДУ, ОДУ, ОАО «СО–ЦДУ ЕЭС» имеет право, в зависимости от складывающейся обстановки в энергосистеме, оперативно корректировать заданный график напряжения.

11.1.3.13 Перечень пунктов, напряжение которых контролируется диспетчером ОАО «СО–ЦДУ ЕЭС» или ОДУ, а также графики напряжения и характеристики регулирования в этих пунктах утверждаются главным диспетчером ОАО «СО–ЦДУ ЕЭС»или ОДУ. Перечень пунктов, напряжение которых контролируются диспетчером РДУ, предприятия электрических сетей, а также графики напряжения и характеристики регулирования в них утверждаются главным инженером энергообъединения, энергопредприятия.

11.1.3.14 Регулирование параметров тепловых сетей должно обеспечивать поддержание заданного давления и температуры теплоносителя в контрольных точках (пунктах).

11.1.3.15 Регулирование в тепловой сети должно осуществляться автоматически или вручную путем воздействия на:

— работу энергоустановок 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.

11.1.4 Управление оборудованием энергообъектов

11.1.4.1 Оборудование энергоустановок, принятых в эксплуатацию, должно находиться в одном из четырех оперативных состояний: работе, резерве, ремонте или консервации.

11.1.4.2 Оперативные переключения на оборудовании и устройствах, вывод из работы в плановый ремонт, резерв или для про-

изводства испытаний оборудования и устройств, находящихся в оперативном управлении или ведении РДУ, ОДУ, ОАО «СО–ЦДУ ЕЭС», а также снижение их нагрузки и ввод в работу оформляются независимо от наличия утвержденных планов оперативной заявкой в энергосистему в установленные сроки и с разрешения дежурного диспетчера РДУ, ОДУ или ОАО «СО–ЦДУ ЕЭС».

Снижение мощности АС, связанное с требованием ее безопасной эксплуатации, необходимостью проведения ремонта оборудования, отключением или перегрузкой отдельных линий, профилактическими мероприятиями или испытаниями, должно быть оформлено соответствующими заявками, подаваемыми станцией в эксплуатирующую организацию АС и РДУ (ОДУ, ОАО «СО–ЦДУ ЕЭС») в установленные сроки.

11.1.4.3 Испытания, в результате которых возможно изменение нагрузки АС, перетоков по ВЛ, уровней напряжения, отключение оборудования, влияющего на нагрузку АС и перетоки по ВЛ, а также ложная или излишняя работа РЗА и ПА должны проводиться на основании программ, утвержденных эксплуатирующей организацией и согласованных энергосистемой, ОДУ, ОАО «СО–ЦДУ ЕЭС» (по принадлежности) в части операций с оборудованием и устройствами, находящимися в их оперативном управлении или ведении, с оформлением оперативной заявки.

11.1.4.4 В случае явной опасности для людей или при повреждениях оборудования, требующих немедленного отключения, оперативный персонал АС имеет право самостоятельно вывести аварийно из работы или резерва оборудование, находящееся в оперативном управлении или ведении диспетчера РДУ, ОДУ, ОАО «СО–ЦДУ ЕЭС», с последующим незамедлительным уведомлением диспетчера РДУ. В этом случае, а также при отключении оборудования действием защит оперативный персонал АС через диспетчера РДУ оформляет аварийную заявку на ремонт оборудования с указанием срока окончания ремонта, которая принимается к сведению.

При необходимости производства ремонта на выведенном из работы оборудовании должна быть оформлена соответствующая оперативная заявка.

11.1.4.5 Разрешение на вывод или перевод в ремонт основного оборудования АС, находящегося в ведении или управлении

энергосистемы, ОЭС, ЕЭС, должно быть получено в установленном порядке.

11.4.6 Порядок подачи плановых, неплановых, неотложных и аварийных заявок на вывод из работы оборудования в ремонт, резерв или для производства испытаний и получения разрешений определяется Положением о порядке передачи оперативной информации в концерн «Росэнергоатом», Росатом, Ростехнадзор, ОАО «СО–ЦДУ ЕЭС» о работе атомных станций.

11.1.4.7 Время операций, связанных с выводом в ремонт и вводом в работу оборудования и линий электропередачи, а также выводом реактора на МКУ, 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. Решение о продлении срока заявки принимают руководители эксплуатирующей организации и Главный диспетчер ОАО «СО–ЦДУ ЕЭС».

11.1.4.8 Несмотря на разрешенную заявку, вывод оборудования из работы и резерва или испытания могут быть выполнены лишь с разрешения соответственно начальника смены АС (диспетчера АС), дежурного диспетчера РДУ, ОДУ, ОАО «СО–ЦДУ ЕЭС» непосредственно перед выводом из работы и резерва оборудования или перед проведением испытаний.

11.1.4.9 Персонал АС не имеет права без разрешения начальника смены АС, диспетчера РДУ, ОДУ, ОАО «СО–ЦДУ ЕЭС» осуществлять отключения, включения, испытания и изменения установок системной автоматики, а также средств диспетчерского и технологического управления, 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 объектах.

11.1.4.10 Начальник смены АС при изменениях схем электрических соединений должен проверить и привести в соответствие новому состоянию этих схем настройку защит, системы противоаварийной и режимной автоматики.

11.1.4.11 Оборудование считается введенным в работу из ремонта после уведомления атомной станцией о завершении ремонтных работ, включения его в сеть и закрытия оперативной заявки.

Если по режиму работы не требуется включения оборудования, то по окончании ремонтных работ начальник смены АС заявляет указанное оборудование в резерв.

11.1.5 Предупреждение и ликвидация нарушений в энергосистеме, тепловой сети

11.1.5.1 Основными задачами оперативно-диспетчерского управления при ликвидации нарушений в энергосистеме являются:

— предотвращение развития нарушений, исключение поражения персонала и повреждения оборудования, не затронутого технологическим нарушением;

— срочное восстановление энергоснабжения потребителей и нормальных параметров отпускаемой потребителям электроэнергии;

— создание наиболее надежной послеаварийной схемы системы в целом и отдельных ее частей;

— выяснение состояния отключившегося и отключенного оборудования и при возможности включение его в работу.

11.1.5.2 Для предотвращения нарушения устойчивости работы энергосистемы должны применяться системная автоматика отключения нагрузки в энергосистемах, принимающих мощность, и автоматическая разгрузка электростанций в энергосистемах, выдающих мощность. В случае отказа автоматических устройств персонал должен быть готов к действиям вручную.

11.1.5.3 На каждом диспетчерском пункте РДУ, щите управления АС (энергоблока АС) и рабочих местах с дежурством персонала должны быть местные инструкции по предотвращению и ликвидации нарушений в энергосистеме, которые составляются в соответствии с типовой инструкцией и инструкцией вышестоящего органа оперативно-диспетчерского управления.

Планы ликвидации нарушений в тепловых сетях городов и крупных населенных пунктов должны быть согласованы с местными органами власти.

11.1.5.4 Распределение функций по ликвидации нарушений между диспетчерами ОАО «СО–ЦДУ ЕЭС», ОДУ, РДУ, предприятий сетей и оперативным персоналом атомных электростанций должно быть регламентировано соответствующими инструкциями.

Для ускорения ликвидации нарушений в энергосистеме и тепловой сети местному оперативному персоналу должна быть предоставлена максимальная самостоятельность.

11.1.5.5 Ликвидацией нарушения в зависимости от района его расположения должен руководить диспетчер ОАО «СО–ЦДУ ЕЭС», ОДУ, РДУ, диспетчера электрической или тепловой сети.

11.1.5.6 Ликвидация нарушений в электрической части АС, устройствах релейной защиты и противоаварийной автоматики, находящихся в оперативном ведении диспетчера РДУ (ОДУ, ОАО «СО–ЦДУ ЕЭС») и затрагивающих режимы работы энергосистемы или в энергосистеме, затрагивающих электрическую часть АС, производится под руководством диспетчера РДУ, ОДУ или ОАО «СО–ЦДУ ЕЭС» в соответствии с действующими инструкциями по ликвидации нарушений в энергосистеме. Ликвидацией нарушений на АС должен руководить начальник смены атомной станции.

11.1.5.7 Запрещается приемка и сдача смены во время ликвидации нарушений. Пришедший на смену оперативный персонал используется по усмотрению лица, руководящего ликвидацией нарушений. При ликвидации нарушений в зависимости от их характера в порядке исключения допускается передача смены с разрешения вышестоящего оперативного персонала.

Приемка и сдача смены во время переключений, пуска и останова оборудования допускается только с разрешения вышестоящего оперативного дежурного и административно-технического персонала.

11.1.5.8 Распределение обязанностей между оперативным персоналом при ликвидации нарушений, переключениях, пуске и останове оборудования должно быть регламентировано инструкциями.

11.1.5.9 Оперативный персонал даже в присутствии лиц из административно-технического персонала несет личную ответственность за правильность действий при ликвидации нару-

шений, единолично принимая решения и осуществляя мероприятия по восстановлению нормального режима.

11.1.5.10 В случае необходимости вышестоящее лицо из оперативного или административно-технического персонала имеет право поручить руководство ликвидацией нарушения в энергосистеме, тепловой сети другому лицу или взять руководство на себя, сделав запись в оперативном журнале об этом.

11.1.5.11 Система регистрации диспетчерских переговоров на всех уровнях управления и оперативных переговоров персонала АС по каналам связи должна сохранять работоспособность и обеспечивать сохранение информации в условиях нарушений в энергосистеме, тепловой сети, нарушений в работе АС, проектных и запроектных аварий.

11.1.6 Требования к оперативным электрическим схемам энергообъектов

11.1.6.1 Схемы электрических соединений ЕЭС России, ОЭС, энергосистем, электростанций, настройка средств релейной защиты и автоматики для нормальных и ремонтных режимов должны обеспечивать:

— надежное электроснабжение потребителей;

— устойчивую работу энергосистем, ОЭС и ЕЭС России;

— соответствие токов короткого замыкания значениям, допустимым для оборудования;

— экономичное распределение потоков активной и реактивной мощности;

— соответствие качества электроэнергии, отпускаемой потребителям, требованиям стандарта;

— локализацию аварий с минимальными потерями генерирующей мощности и отключение потребителей минимальной мощности.

11.1.6.2 Схемы собственных нужд переменного и постоянного тока электростанций 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 при исчезновении на ней напряжения;

— обеспечения самозапуска всех ответственных электродвигателей, кратковременно оставшихся без питания, от резервного источника питания (при действии устройства АВР основных шин СН);

— распределения источников питания СН по системам и секциям шин с учетом действия устройств АВР при исчезновении напряжения на секции. Источники рабочего и резервного питания должны быть присоединены к разным секциям распределительного устройства;

— распределения механизмов СН по секциям из условия минимального нарушения работы электростанции 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 с наименьшей потерей рабочей мощности при понижении частоты и напряжения до значений, угрожающих их бесперебойной работе.

11.1.6.3 Запрещается присоединение посторонних потребителей (поселков и пр.) к шинам распределительных устройств СН АС.

11.1.6.4 Нормальные и ремонтные схемы электрических соединений АС должны утверждаться главным инженером АС, а схемы энергосистемы — главным инженером энергообъединения.

Указанные схемы ежегодно должны согласовываться с органом диспетчерского управления, в чьем оперативном ведении или оперативном управлении находится входящее в них оборудование.

11.1.6.5 Атомные станции обязаны обеспечить исправную работу устройств телеизмерений и телесигнализации, приборов и систем коммерческого учета электроэнергии и мощности, необходимых для надежного ведения режима энергосистемой, а также своевременную передачу оперативных данных о параметрах электрического режима АС (суммарная активная нагрузка АС и отдельных энергоблоков, напряжение на шинах, показания счетчиков электрической энергии и др.).

11.1.6.6 При возникновении нарушений в электрической части АС или энергосистемы, атомная станция по запросу АО-энерго представляет сведения и обосновывающие материалы, необходимые для расследования причин нарушений и разработке мероприятий по их предотвращению.

11.1.7 Оперативный персонал энергобъектов

11.1.7.1 К оперативному персоналу энергообъединения (ОАО «СО–ЦДУ ЕЭС», ОДУ, РДУ и энергосистемы), тепловых сетей, эксплуатирующей организации АС и АС относятся:

— оперативный персонал — персонал, непосредственно воздействующий на органы управления оборудования и осуществляющий управление и обслуживание оборудования в соответствии с утвержденным графиком дежурств;

— оперативно–ремонтный персонал — ремонтный персонал с правом эксплуатационного обслуживания и выполнения оперативных переключений на оборудовании и в системах;

— руководящий оперативный персонал в смене: начальник смены АС, дежурный инженер (диспетчер) тепловой сети;

— дежурный персонал Кризисного центра эксплуатирующей организации;

— дежурный диспетчер ОАО «СО–ЦДУ ЕЭС», ОДУ, РДУ энергосистемы.

11.1.7.2 Оперативный персонал должен вести безопасный, надежный и экономичный режим работы оборудования АС, энергосистемы в соответствии с производственными и должностными инструкциями и оперативными распоряжениями вышестоящего оперативного персонала.

11.1.7.3 Оперативный персонал во время дежурства несет ответственность за правильное обслуживание и безаварийную работу оборудования, а также за чистоту и порядок в закрепленной за ним зоне обслуживания.

11.1.7.4 При нарушениях режима работы, повреждениях оборудования, возникновении пожара, обнаружении дефектов, угрожающих повреждением оборудования, оперативный персонал должен немедленно принять меры к восстановлению нормального режима работы или ликвидации предаварийной ситуации

(аварии) и предотвращению развития аварии, а также сообщить о происшедшем вышестоящему оперативному лицу и лицам из руководящего административно-технического персонала в соответствии с утвержденным списком.

11.1.7.5 Распоряжение вышестоящего оперативного персонала по вопросам, входящим в его компетенцию, обязательно к исполнению подчиненным оперативным персоналом.

Распоряжения диспетчера энергосистемы оперативным персоналом АС должны выполняться незамедлительно. В случае, если начальник смены АС усматривает в распоряжении диспетчера энергосистемы явную ошибку, опасность для жизни людей, сохранности оборудования или ядерной безопасности, он обязан сделать обоснованное возражение и не выполнять распоряжение. О своем отказе выполнить распоряжение диспетчера энергосистемы начальник смены АС должен немедленно доложить своему руководству.

Оперативный персонал АС несет полную ответственность за необоснованное невыполнение или задержку выполнения распоряжений диспетчера энергосистемы, а диспетчер энергосистемы — за обоснованность распоряжения.

Начальник смены АС обязан немедленно информировать дежурного диспетчера энергосистемы и начальника смены Кризисного центра об отключениях линий электропередачи и оборудования, срабатываниях релейной защиты и автоматики, нарушениях нормальной работы оборудования и устройств, находящихся в оперативном ведении или управлении диспетчера энергосистемы, РДУ, ОДУ или ОАО «СО–ЦДУ ЕЭС», а также нарушениях режима работы основного и вспомогательного оборудования АС, приведших или могущих привести к снижению ее нагрузки.

11.1.7.6 Оборудование, находящееся в оперативном управлении или оперативном ведении вышестоящего оперативного персонала, не может быть включено в работу или выведено из работы без его разрешения, за исключением случаев явной опасности для людей и оборудования.

11.1.7.7 В распоряжениях диспетчера энергосистемы по изменению режима работы оборудования, энергосистемы должны быть указаны значение изменяемого параметра и время, к которому оно должно быть достигнуто.

11.1.7.8 Распоряжения руководства АС своему оперативному персоналу по вопросам, входящим в компетенцию АО-энерго, РДУ, ОДУ (ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС»), касающиеся надежности параллельной работы энергосистем, устройств релейной защиты, противоаварийной автоматики, АРЧМ, средств диспетчерского и технологического управления, должны согласовываться с АО-энерго, РДУ, ОДУ (ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС»).

11.1.7.9 Ответственность за необоснованную задержку выполнения распоряжения вышестоящего оперативного персонала несут лица, не выполнившие распоряжение, а также руководители, санкционировавшие это невыполнение или задержку.

11.1.7.10 В случае, если распоряжение вышестоящего оперативного персонала представляется подчиненному оперативному персоналу неверным, он должен немедленно доложить об этом лицу, давшему распоряжение. При подтверждении распоряжения дежурный должен его выполнить с записью в оперативном журнале.

Запрещается выполнять распоряжения вышестоящего оперативного персонала, которые могут угрожать жизни людей, сохранности оборудования, ядерной и радиационной безопасности, привести к потере питания собственных нужд электростанции или обесточиванию особо ответственных потребителей. Об отказе выполнить распоряжение должно быть сообщено вышестоящему персоналу.

11.1.7.11 Лица из числа оперативного персонала, не находящиеся на дежурстве, могут быть привлечены к выполнению работ по обслуживанию оборудования в рамках их должностной инструкции и только с разрешения соответствующего руководящего оперативного персонала, находящего в смене.

11.1.7.12 Замена одного лица из числа оперативного персонала другим в случае необходимости допускается с разрешения лица, утвердившего график дежурств, и с уведомлением соответствующего руководителя из числа оперативного персонала.

Запрещается дежурство в течение двух смен подряд.

11.1.7.13 Каждый работник из числа оперативного персонала, приступая к работе, должен принять смену от предыдущего работника, а после окончания работы сдать смену следующему по графику работнику из числа оперативного персонала.

Запрещается уход с дежурства без сдачи смены.

11.1.7.14 При приемке смены работник из числа оперативного персонала должен:

— ознакомиться с состоянием, схемой и режимом работы оборудования, находящегося в его оперативном управлении или ведении, в объеме, определяемом соответствующими инструкциями;

— получить сведения от сдающего 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 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 со своего 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 своей подписью и подписью сдающего смену.

11.1.7.15 Оперативный персонал должен периодически в соответствии с инструкцией опробовать действие технологической, пожарной, предупредительной и аварийной сигнализации, средств связи, а также проверять правильность показаний часов на рабочем месте и т.д.

11.1.7.16 Оперативный персонал должен по утвержденным графикам осуществлять переход с рабочего на резервное оборудование, производить опробование и профилактические осмотры оборудования.

11.1.7.17 Оперативный персонал во время смены (дежурства) по разрешению соответствующего руководителя из числа оперативного 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 техники безопасности.

11.1.8 Средства диспетчерского и технологического управления энергообъектами

11.1.8.1 Диспетчерские управления, энергообъединения, атомные станции, электрические подстанции должны быть оснащены средствами СДТУ в соответствии с действующими нормативными документами. Эксплуатация СДТУ должна обеспечивать постоянное их функционирование и готовность к действию при установленном качестве передачи информации в нормальных и аварийных режимах энергосистем.

11.1.8.2 Аппаратура СДТУ, установленная на диспетчерских пунктах, электрообъединениях, электропредприятиях и энергообъектах, должна быть закреплена за службами (предприятиями) СДТУ соответствующего управления. Аппаратура связи и телемеханики высшего уровня управления, установленная на объектах низшего уровня управления, должна эксплуатироваться персоналом, обслуживающим СДТУ данного объекта.

11.1.8.3 Эксплуатация оборудования высокого напряжения высокочастотных каналов телефонной связи и телемеханики по линиям электропередачи (конденсаторы связи, реакторы высокочастотных заградителей, заземляющие ножи, устройства антенной связи, проходные изоляторы, разрядники элементов настройки и фильтров присоединения) должна осуществляться персоналом, обслуживающим установки высокого напряжения.

11.1.8.4 Техническое обслуживание и поверка датчиков (преобразователей) телеизмерений, включаемых в цепи вторичных обмоток трансформаторов тока и напряжения, должны производиться персоналом соответствующих служб РЗА (ЭТЛ) и метрологического обеспечения.

11.1.8.5 Перечень устройств и оборудования, обслуживаемых производственными подразделениями СДТУ АС, с указанием границ обслуживания должен быть утвержден главным инженером АС.

Взаимодействия между подразделениями и предприятиями, границы обслуживания СДТУ определяются РД «Организация технического обслуживания, эксплуатации и строительства средств диспетчерского и технологического управления на объектах атомной энергетики», а также документами, разработанными на его основе.

11.1.8.6 Оперативное и техническое обслуживание СДТУ должно быть обеспечено:

— службами связи и телемеханики ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС», ОДУ, РДУ;

— цехами (службами) средств диспетчерского и технологического управления на АС.

В целях обеспечения бесперебойной работы СДТУ должно быть организовано круглосуточное дежурство оперативного персонала, в состав смены должны входить 1–2 человека из числа инженерно-технических специалистов и 1–2 монтера связи.

11.1.8.7 Средства диспетчерского и технологического управления должны быть обеспечены гарантированным электропитанием в соответствии с действующими нормативными документами.

11.1.8.8 Средства регистрации оперативных переговоров должны обеспечивать круглосуточную запись переговоров всех диспетчерских каналов связи, щитов управления, начальников смен цехов и иметь коммутируемый аппаратный резерв.

Средства регистрации переговоров должны обеспечивать хранение записей в течение одного месяца и иметь возможность переноса информации на внешний носитель.

11.1.8.9 Цеха (службы) и участки СДТУ должны иметь и вести эксплуатационные документы в соответствии с действующими нормативными документами.

Ввод в работу и эксплуатация новых систем связи (систем и средств СДТУ), комплексов связи осуществляется приказом. Ввод в действие средств, ранее не использовавшихся на предприятиях эксплуатирующей организации, осуществляется после опытной эксплуатации.

11.1.8.10 Структура и качественные показатели сетей связи организации должны соответствовать требованиям действующих нормативных документов.

11.1.8.11 Устройства проводной связи, использующие для передачи информации систем электросвязи, должны быть защищены от опасных и мешающих влияний электроустановок высокого напряжения в соответствии с действующими нормативными документами.

11.1.8.12 Порядок и периодичность измерений уровня мешающих воздействий электромагнитных полей и радиопомех

должен быть установлен соответствующими методиками и инструкциями. При обнаружении воздействий электромагнитных полей и радиопомех, мешающих нормальному функционированию средств связи, должны приниматься меры по их устранению.

11.1.8.13 На линиях электропередачи, по которым организованы высокочастотные каналы связи и телемеханики, при работах, требующих наложения заземления, должны применяться переносные заземляющие высокочастотные заградители.

11.1.8.14 Вывод из работы средств диспетчерской связи, систем передачи данных, видеоконференцсвязи, каналов связи с Кризисным центром должен быть оформлен заявкой по установленной форме.

11.1.8.15 Способ выполнения и режим эксплуатации электрических цепей от датчиков (преобразователей) телеизмерений и телесигнализации до устройства приема и обработки информации должны исключать помехи, приводящие к искажению этой информации.

11.1.8.16 Сопротивление изоляции выходных цепей телеуправления и цепей питания напряжением 220 В должно измеряться мегаомметром от 1000 до 2500 В и быть не ниже 10 МОм.

11.1.8.17 Для вывода из работы выходных цепей телеуправления на электростанциях, подстанциях и диспетчерских пунктах должны применяться специальные общие ключи или отключающие устройства. Отключение цепей телеуправления и телесигнализации отдельных присоединений должно производиться на разъемных зажимах либо на индивидуальных отключающих устройствах. Все операции с общими ключами телеуправления и индивидуальными отключающими устройствами в цепях телеуправления и телесигнализации разрешается выполнять только по указанию или с ведома диспетчера.

11.1.8.18 На лицевой и оборотной стороне устройств, панелей и пультов СДТУ должны быть надписи, указывающие их назначение в соответствии с диспетчерскими наименованиями, а на установленной на них аппаратуре — надписи или маркировка. Провода внешних устройств телемеханики должны иметь маркировку, соответствующую исполнительным связям.

11.1.8.19 Персонал производственных подразделений, обслуживающий СДТУ, должен периодически осматривать ап-

паратуру в соответствии с производственными инструкциями, обращая особое внимание на правильность положения переключающих устройств и состояние сигнализации неисправностей.

Ответственность за сохранность и чистоту внешних поверхностей устройств и оборудования СДТУ АС несет оперативный персонал соответствующих цехов АС, в помещениях которых установлены устройства и оборудование.

11.1.8.20 Полные или частичные плановые проверки и ремонт СДТУ должны выполняться по утвержденному графику.

11.1.8.21 Все неисправности и неправильные действия СДТУ должны незамедлительно 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 вышестоящей службы СДТУ.

11.1.8.22 Каждая ячейка резервной дизельной электрической станции систем безопасности должна быть оборудована устройствами оперативной двухсторонней громкоговорящей связью с БЩУ и РЩУ и общестанционной телефонной связью. Данное требование распространяется на РДЭС систем безопасности, предназначенные для эксплуатации в режимах ожидания, автономной продолжительной работы, входящие в состав АС.

11.1.8.23 Устройства телефонной связи оперативного персонала, размещаемые в помещениях с повышенным уровнем шума (машинные залы, РДЭС) должны быть помещены в звукоизолированную кабину и дополнительно оснащаться вызывной световой сигнализацией, установленной вне кабины.

11.2 Организация Комплексной системы связи управления эксплуатацией и противоаварийными действиями на АС

11.2.1 Передача оперативной информации о работе АС на все уровни управления эксплуатирующей организации, осуществление контроля за ведением заданного режима энергоблока и обеспечения условий безопасной эксплуатации АС, управление

противоаварийными действиями должно обеспечиваться Комплексной системой связи управления эксплуатацией и противоаварийными действиями на АС.

11.2.2 Комплексная система связи управления эксплуатацией и противоаварийными действиями на АС является технологической сетью связи, которая включает в себя средства связи, линии и сооружения связи и использует различные сети операторов связи, сеть общего пользования, сети связи энергетики и ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС». Комплексная система связи управления эксплуатацией и противоаварийными действиями на АС включает в себя следующие системы:

— систему передачи данных (передача технологических, радиационных параметров и видеосвязи);

— систему телефонной связи;

— систему спутниковой диспетчерско-технологической связи;

— спутниковую систему связи системы ИНМАРСАТ или Глобалстар;

— систему оперативной диспетчерской связи;

— локальную систему оповещения;

— систему правительственной связи;

— систему междугородной телефонной связи;

— систему селекторной связи;

— систему звукорегистрации;

— систему оповещения руководящего состава (группы ОПАС и АС);

— подвижный узел связи Руководителя аварийных работ.

— систему радиосвязи (резервная внутриобъектовая и радиосвязь промплощадки и 5-км зоны);

— систему часофикации;

— систему промтелевидения;

— систему радиофикации служебных помещений.

11.2.3 Управление противоаварийными действиями должно обеспечиваться устойчивой, бесперебойной связью.

Связь при управлении противоаварийными действиями должна иметь приоритет при передаче и приеме информации в целях противоаварийного управления.

11.2.4 При чрезвычайных ситуациях порядок использования каналов связи с АС в части приоритетности предоставления

прав на управление коммутационным оборудованием и распределение частотной полосы пропускания цифровых каналов определяет Кризисный центр.

11.2.5 Для обеспечения связи в чрезвычайных ситуациях и функционирования Комплексной системы связи управления эксплуатацией и противоаварийными действиями на АЭС создаются три территориально разнесенных узла связи в защищённых пунктах управления противоаварийными действиями (узел связи ЗПУПД АС, узел связи ЗПУПД города, узел связи ЗПУПД района эвакуации) и подвижный узел связи руководителя аварийных работ. В эксплуатирующей организации организуется узел связи Кризисного центра и подвижный узел связи группы ОПАС.

Система связи должна обеспечивать управление противоаварийными действиями в случае сохранения работоспособности хотя бы одного из узлов связи. Обслуживание и поддержание готовности к работе узлов связи во всех ЗПУПД осуществляется цехом (службой) СДТУ АС.

11.2.6 На направлениях связи должно предусматриваться следующее количество каналов связи:

— АС — Кризисный центр — не менее 2 постоянно действующих наземных цифровой канал связи или 1-2 аналоговых магистральных канала связи. Не менее двух (включая аварийные) направлений спутниковой связи;

— АС — РДУ (ОДУ) — 2 независимых цифровых канала связи, организованных по географически разнесенным трассам или в разных физических средах передачи;

— Кризисный центр — Центры технической поддержки, ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» — не менее одного наземного или радиорелейного канала связи, обеспечивающего передачу цифровой информации со скоростью, не менее 512 кбит/с. Канал связи с ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» должен включать канал прямой диспетчерской связи;

— Кризисный центр — Ситуационный кризисный центр Росатома и Кризисный центр — Информационно-аналитический центр Ростехнадзора — один цифровой канал со скоростью не менее 512 кбит/с

11.2.7 Цифровые каналы связи АС — Кризисный центр должны обеспечивать передачу информации со скоростью не менее

512 кбит/с в каждом цифровом канале. Наземные каналы связи организуются по территориально разнесенным трассам.

Перечень каналов и их количество, используемых в интересах АС и не оканчивающиеся в Кризисном центре, определяется руководством АС в соответствии с требованиями нормативных документов.

11.2.8 Трафик наземных и спутниковых каналов связи в направлениях Кризисный центр — АС и Кризисный центр — Центры технической поддержки должен включать видео, телефонную связь и передачу данных по одному или нескольким основным цифровым каналам в зависимости от фактической пропускной способности используемого канала связи.

11.2.9 Каналы связи, обеспечивающие безопасность эксплуатации АС, должны резервироваться и заводиться на узлы связи ЗПУПД с возможностью коммутации их на повседневный узел связи. Их перечень определяется руководством АС и согласуется с Кризисным центром. Преимущественным способом резервирования наземных каналов связи является использование кольцевой топологии построения сети связи, использующей узлы связям АС и узлы связи ЗПУПД АС, города, района эвакуации.

Основными каналами связи, обеспечивающими управление противоаварийными действиями и связь группы ОПАС, являются проводные (кабельные) или радиорелейные каналы. Спутниковые и радиоканалы используются в случае нарушений в работе наземных каналов или недостатка наземных каналов. Для решения отдельных целевых задач используются каналы радиосвязи (транкинговой, сотовой, конвенциальной и другие).

Все цифровые каналы связи, определенные руководством эксплуатирующей организации АС, должны иметь средства криптографической защиты с использованием сертифицированных криптографических средств.

11.2.10 Дополнительные каналы, выделяемые в срочную временную аренду в экстренных ситуациях на территории Российской Федерации, должны приниматься в линейных аппаратных залах узлов связи АС и использоваться для организации дополнительных связей с АС. Трафик этих каналов определяется Кризисным центром, исходя из необходимости того или иного вида связи и технических возможностей узлов связи АС и Кризисного центра. Для приема дополнительных каналов узлы связи АС

и Кризисного центра должны оснащаться дополнительным оборудованием каналообразования и техническими средствами.

11.2.11 Средства связи должны находиться в состоянии постоянной готовности для выполнения возложенных на них задач в соответствии с НП «Положение о порядке объявления аварийной обстановки, оперативной передачи информации и организации экстренной помощи атомным станциям в случае радиационно опасных ситуаций».

В целях повышения живучести и надежности системы связи управления эксплуатацией и противоаварийными действиями на АС должна обеспечиваться возможность оперативной коммутации каналов связи.

Система радиосвязи АС должна обеспечивать управление эксплуатацией АС в повседневных условиях и управление противоаварийными действиями при чрезвычайных ситуациях. Средства радиосвязи АС и группы ОПАС не должны влиять на работу систем безопасности и друг на друга. В целях исключения указанного взаимного влияния при работе радиосредств подразделений АС, группы ОПАС и нацеленных на АС подразделений, а также проверки их влияния на системы безопасности АС, руководством АС организуются проверки состояния электромагнитной совместимости используемых средств связи в соответствии с требованиями руководящих документов.

11.2.12 Организация оповещения участников аварийного реагирования и связь управления противоаварийными действиями проводится на основе:

— внутриобъектовых нормативных документов о функционировании системы оповещения, связи и передачи данных, согласованных с взаимодействующими органами, с которыми должна быть определена и внедрена необходимая номенклатура и количественные характеристики оборудования связи;

— плана и схемы связи, обмена данными при управлении противоаварийными действиями;

— порядка функционирования локальной системы оповещения в интересах управления противоаварийными действиями.

В данных документах по организации связи, передачи данных в ходе аварийного реагирования и обеспечения задач взаимодействия в соответствии с планом связи должны быть определены:

— места расположения узлов связи АС и местных узлов связи;

— организация и обеспечение связи взаимодействия;

— организация и обеспечение конфиденциальной связи;

— режимы работы средств связи и передачи данных;

— сроки готовности связи по направлениям, задачам и видам;

— график наращивания сил и средств связи и передачи данных по мере усложнения аварийной обстановки;

— таблицы состава радиосетей и радионаправлений взаимодействия с радиоданными;

— данные по организации спутниковой и радиорелейной связи.

11.3 Контроль и учет электрической энергии и мощности

11.3.1 Требования коммерческого учета на рынке электрической энергии и мощности определяются действующими правилами оптового рынка электрической энергии (мощности), регламентом коммерческого учета электрической энергии оптового рынка электроэнергии и договорами (контрактами) 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 межгосударственным перетокам.

11.3.2 В соответствии с требованиями Договора присоединения к торговой системе оптового рынка электрической энергии (мощности) у всех субъектов оптового рынка должны быть созданы автоматизированные информационно-измерительные системы контроля и учета электрической энергии и мощности (АИИС КУЭ), соответствующие техническим требованиям на АИИС КУЭ субъекта оптового рынка электрической энергии (мощности).

АИИС КУЭ должны максимально использоваться в целях обеспечения эффективности оперативно-технологического и

оперативно-коммерческого управления режимами работы АС в составе единой энергосистемы.

11.3.3 АИИС КУЭ должны обеспечивать получение данных о средних 30-минутных 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.).

11.3.4 Средства измерения АИИС КУЭ должны быть метрологически аттестованы в соответствии с действующими нормативными документами.

Метрологическое обеспечение средств измерения АИИС КУЭ должно осуществляться в соответствии п. 5.8 настоящего стандарта.

Запрещается эксплуатировать средства измерений, не прошедшие метрологическое обслуживание — калибровку (поверку) или с недействительными (просроченными или поврежденными) оттисками калибровочных (поверительных) клейм.

11.3.5 Функционирование АИИС КУЭ должно обеспечиваться на основе сбора и передачи информации от энергообъектов по структуре, соответствующей, как правило, структуре системы сбора и передачи информации диспетчерского и технологического управления:

— атомная станция — энергосистема — объединенное диспетчерское управление — центральное диспетчерское управление;

— атомная станция — эксплуатирующая организация АС.

11.3.6 АИИС КУЭ 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.

11.3.7 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.

11.3.8 АИИС КУЭ на всех уровнях должны быть оснащены системами точного астрономического времени и гарантированным электропитанием.

11.4 Ведение оперативных переговоров

11.4.1 Оперативные переговоры — отдача и прием команд, распоряжений, передача и прием устной информации, непосредственно связанные с управлением и ведением технологических процессов при прямом устном контакте, а также с использованием имеющихся на АС технических средств оперативной связи, включая:

— телефонную;

— высокочастотную;

— оперативную громкоговорящую;

— командно-поисковую;

— резервную внутриобъектовую радиосвязь;

— другие применяемые на АС технические средства связи.

Приведенные ниже общие требования относятся к оперативным переговорам с использованием технических средств оперативной связи.

11.4.2 При ведении оперативных переговоров:

— начинать переговоры следует с наименования должности и фамилии лица, ответившего на вызов. Затем себя называет вызывающее лицо. При переговорах с использованием прямых каналов связи руководителям АС и вышестоящему оперативному персоналу называть должность не обязательно;

— отдавать оперативные распоряжения следует кратко и четко. Лицо, получившее распоряжение (команду), обязано повторить его содержание и получить подтверждение, что распоряжение (команда) понято правильно. Отданное или полученное распоряжение должны фиксироваться в оперативных журналах руководителя и исполнителя;

— после выполнения распоряжения (команды) следует доложить лицу, отдавшему распоряжение, о его выполнении с указанием времени и содержания выполненных операций. Оперативный руководитель должен повторить содержание доклада, а передающий должен подтвердить, что сообщение принято правильно. Информация о выполнении распоряжения должна фиксироваться в оперативных журналах руководителя и исполнителя.

11.4.3 Переговоры с диспетчерскими службами ОАО «СО-ЦДУ ЕЭС» и его филиалов (ОДУ, РДУ) должны вестись с применением высокочастотной оперативной связи и в соответствии

с установленным ОДУ или РДУ порядком ведения оперативных переговоров диспетчерским персоналом и дежурными работниками энергообъектов в операционной зоне ОДУ или РДУ.

Запрещается при оперативных переговорах отступление от установленных диспетчерских обозначений оборудования, присоединений и устройств.

11.4.4 Надежность и работоспособность технических средств оперативной связи обеспечивается службой СДТУ АС, которая осуществляет:

— техническое обслуживание и ремонт этих средств;

— опробования и испытания этих средств в соответствии с утвержденными графиками по утвержденным программам;

— принятие срочных мер по устранению неисправностей и дефектов в этих системах.

Служба СДТУ АС также обеспечивает исправную работу установленных на АС устройств автоматической записи оперативных переговоров с использованием технических средств оперативной связи и осуществляет хранение записей оперативных переговоров в течение срока, установленного на АС в зависимости от важности этих переговоров.

11.4.5 На АС должны быть определены лица, ответственные за организацию и периодический контроль ведения оперативных переговоров, их документирование в соответствии с установленными требованиями.

11.4.6 При приеме-сдаче смены оперативный персонал должен проверять наличие и работоспособность технических средств оперативной связи, имеющихся на рабочих местах.

11.4.7 На АС должны быть определены технические средства оперативной связи, используемые для оперативных переговоров различных уровней.

Не следует вести неслужебные переговоры по оперативным каналам связи.

Не допускается предоставлять средства оперативной связи лицам, не находящимся на дежурстве, за исключением лиц, выполняющих работы по программам или привлеченных к ликвидации аварийных ситуаций.

11.4.8 В случае аварийной ситуации следует предоставлять преимущество применения всех средств связи оперативному персоналу, связанному с ликвидацией аварийной ситуации.

11.4.9 Оперативные переговоры, ведущиеся во время противоаварийных тренировок, следует начинать словом «тренировка». В случае возникновения аварийной ситуации тренировку следует прекратить, оповестив об этом оперативный персонал. Переговоры, ведущиеся во время противоаварийных тренировок, в оперативной документации не фиксируются.

11.4.10 Применять станционную громкоговорящую связь следует для обеспечения внутренней связи при ведении технологического процесса в случае необходимости быстрого поиска или вызова работника, передачи распоряжений (команд) оперативному персоналу, а также в случаях, когда необходимо сделать сообщение, касающееся всего оперативного персонала.

11.4.11 Применять резервную внутри объектовую радиосвязь следует при частичном или полном выходе из строя проводных средств связи или при их отсутствии в местах производства работ.

При ведении оперативных переговоров с использованием радиостанций резервной внутриобъектовой радиосвязи следует пользоваться позывными, определенными для каждого рабочего места.

На АС должны быть определены помещения и места, в которых использование носимых радиостанций, включая телефоны сотовой связи не допускается.

Оперативные переговоры по радиосвязи должны фиксироваться в оперативных журналах с отметкой «по радио».

В случае аварийной ситуации радиосвязью должен пользоваться только персонал, участвующий в ликвидации аварийной ситуации, остальные радиостанции могут включаться только в режиме приема.

11.5 Оперативные переключения на АС

11.5.1 Общие требования к оперативным переключениям, выводу из работы и вводу в работу оборудования

11.5.1.1 Все оперативные переключения должны проводиться в соответствии с требованиями технологического регламента безопасной эксплуатации энергоблока АС, инструкций по эксплуатации, инструкции по оперативным переключениям, про-

грамм и бланков переключений и фиксироваться в оперативной документации.

11.5.1.2 На АС должны быть разработаны перечни работ, выполняемых по программам и перечни переключений, выполняемых по бланкам переключений.

Перечни утверждаются главным инженером АС.

Перечни должны корректироваться с учетом ввода нового, модернизации или демонтажа оборудования, изменения электрических и технологических схем, схем РЗА, технологических защит и автоматики и т.п. Перечень должен пересматриваться один раз в 3 года. Копии перечня должны находиться на рабочем месте старшего оперативного персонала цеха и АС.

11.5.1.3 Переключения на оборудовании разрешается выполнять персоналу, знающему его схему, расположение, обученному правилам выполнения операций, прошедшему проверку знаний и допущенному к самостоятельной работе.

Работники, проходящие дублирование, могут выполнять переключения только под непосредственным контролем персонала, имеющего право на переключения.

Выполнение переключений (даже отдельных операций) другими лицам, не имеющими на это права, не допускается.

11.5.1.4 На АС должна быть разработана и утверждена главным инженером инструкция по оперативным переключениям.

В инструкции по оперативным переключениям должны быть указаны порядок получения разрешения на переключения от лица, в чьем оперативном ведении находится оборудование, выдачи распоряжения на переключения лицом, в чьем оперативном управлении находится оборудование, оформления разрешений и распоряжений в зависимости от степени потенциально возможных отказов и отклонений от нормальной эксплуатации при их выполнении и влияния оборудования, на котором проводятся переключения, на устойчивость работы энергоблока, ядерную, радиационную и техническую безопасность.

На АС (в инструкции по оперативным переключениям) должен быть разработан и утвержден главным инженером перечень систем (оборудования), в котором должны быть определены:

— принадлежность систем (оборудования) к системам нормальной эксплуатации, системам важным для безопасности или системам безопасности;

— должностные лица подразделения АС, за которым закреплена система (оборудование);

— должностные лица подразделения АС, ответственного за ремонт и техническое обслуживание оборудования;

— должность административного персонала, уполномоченного принимать решение по заявкам на вывод из работы и ввод в работу системы (оборудования);

— должность оперативного персонала, в оперативном ведении которого находится система (оборудование);

— должность оперативного персонала, в оперативном управлении которого находится система (оборудование).

11.5.1.5 Влияющие на безопасность АС работы (испытания), не предусмотренные технологическим регламентом и инструкциями по эксплуатации, должны проводиться по программам, согласованным разработчиками проекта РУ и АС, утвержденным эксплуатирующей организацией.

11.5.1.6 Главным инженером АС выдается разрешение на переключения:

— не предусмотренные инструкциями по эксплуатации оборудования;

— изменяющие режим работы энергоблока в целом;

— изменяющие режим работы оборудования, не имеющего резервирования и отключение которого приводит к изменению мощности энергоблока (основного оборудования);

— на оборудовании, переключения на котором входят в перечень ядерно-опасных работ;

— на вывод из работы (резерва) оборудования систем автоматического пожаротушения.

— на вывод из работы оборудования, влияющего на нагрузку в случае отсутствия предусмотренного проектом резервирования;

— на вывод из работы и ввод в работу технологических защит или блокировок основного оборудования, а также оборудования систем безопасности.

Разрешение на такие переключения оформляется в оперативном журнале НС АС (дежурного диспетчера АС) или НСБ (НСО).

11.5.1.7 Руководителем (уполномоченным лицом) подразделения, за которым закреплена соответствующая система (оборудование), выдается разрешение на переключения:

— приведенные в п. 11.5.1.6;

— связанные с вводом в работу и выводом из работы систем (оборудования), важных для безопасности;

— на вывод из работы и ввод в работу технологических защит или блокировок оборудования систем, важных для безопасности, а также оборудования, закрепленного за подразделением;

— связанные с гидравлическими и пневматическими испытаниями оборудования и трубопроводов;

— связанные с работами, выполняемыми по программам переключений.

Такое разрешение оформляется в оперативном журнале персонала, в оперативном управлении которого находится система (оборудование).

11.5.1.8 Вывод из работы (резерва) оборудования, защит или блокировок осуществляется по заявкам, которые подаются и рассматриваются в установленном на АС порядке и оформляются в журнале заявок, который должен находиться, как правило, на рабочем месте оперативного персонала, в оперативном ведении которого находится соответствующее оборудование.

Заявки подаются руководителем (уполномоченным представителем) подразделения, за которым закреплено соответствующее оборудование или руководителем (уполномоченным представителем) подразделения, ответственного за ремонт и техническое обслуживание данного оборудования.

Если заявка подается подразделением, ответственным за ремонт и техническое обслуживание оборудования или технологических защит и блокировок, то необходимо согласование такой заявки руководителем (уполномоченным представителем) подразделения, за которым закреплено соответствующее технологическое оборудование.

При проведении переключений по выводу оборудования из работы (резерва) и вводу его в работу (резерв) в оперативном журнале персонала, в оперативном управлении которого находится это оборудование, делается ссылка на разрешенную заявку.

Перечни руководителей (уполномоченных лиц) подразделений, за которыми закреплено оборудование, и подразделений, ответственных за ремонт и техническое обслуживание оборудо-

вания, должны находиться на рабочих местах оперативного персонала, в оперативном ведении которого находится соответствующее оборудование.

11.5.1.9 Бланки переключений составляются на основании инструкций по эксплуатации и программ.

Форма бланков переключений, порядок их заполнения и работы по ним должны быть указаны в инструкции АС по оперативным переключениям.

11.5.1.10 Для часто повторяющихся переключений на АС могут применяться заранее составленные типовые программы работ, типовые бланки переключений.

Типовые бланки переключений могут использоваться для составления рабочих бланков переключений с учетом состояния схемы на момент начала переключений.

Типовые бланки переключений и программы работ должны пересматриваться не реже одного раза в 3 года и корректироваться в связи с модернизацией, изменением инструкций, схем, защит, блокировок и автоматики.

Типовые бланки переключений и типовые программы работ могут оформляться как приложения к инструкциям по эксплуатации систем и оборудования, пересматриваться и корректироваться вместе с ними.

11.5.1.11 В программах и бланках переключений должны быть установлены порядок и последовательность операций при проведении переключений.

11.5.1.12 Переключения по бланкам переключений должны выполнять не менее двух лиц, из которых одно является контролирующим.

Контролирующим, как правило, должен быть старший по должности оперативный или административный работник. Ответственность за правильность переключений возлагается на исполнителя и контролирующего переключения.

11.5.1.13 В распоряжении о переключениях должны быть указаны цель переключений и последовательность операций с необходимой степенью детализации.

Исполнителю переключений должно быть одновременно выдано не более одного задания на проведение оперативных переключений, содержащего операции одного целевого назначения.

11.5.1.14 При ликвидации технологических нарушений, нарушений в работе оборудования разрешается производить переключения без программ, бланков переключения по распоряжению лица, ответственного за ликвидацию нарушения, с последующей записью в оперативном журнале после ликвидации нарушения.

При необходимости по распоряжению лица, ответственного за ликвидацию нарушения, такие переключения могут выполняться единолично.

11.5.1.15 Запрещается начинать плановые оперативные переключения за полчаса до окончания смены и в первые полчаса после начала смены.

Допускается выполнение переключений за полчаса до окончания смены и в первые полчаса после начала смены по особому распоряжению главного инженера (заместителя главного инженера) АС, а также в аварийных ситуациях.

11.5.1.16 Типовые бланки и программы переключений должны храниться наравне с другой оперативной документацией.

Сроки хранения использованных бланков переключений и программ устанавливаются инструкцией по хранению служебной документации АС, разрабатываемой на основе требований НД.

11.5.2 Переключения в электрических установках

11.5.2.1 Все изменения в схемах электрических соединений электроустановок, выполненные при производстве переключений, а также места установки заземлений должны быть отражены на оперативной схеме или мнемосхеме (схеме-макете) по окончании переключений.

11.5.2.2 Все переключения в электроустановках, имеющих неисправные блокировочные устройства безопасности, должны выполняться по программам и/или бланкам переключений.

11.5.2.3 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.

11.5.2.4 При планируемых изменениях схемы и режимов работы энергосистемы и изменениях в устройствах РЗА производственными службами ОДУ (РДУ), в управлении которых находится оборудование и устройства РЗА, должны быть заранее разработаны необходимые изменения и дополнения типовых программ и бланков переключений на соответствующих уровнях оперативного управления.

11.5.2.5 Переключения на электрооборудовании и в устройствах РЗА, находящихся в оперативном управлении персонала ОДУ (РДУ), должны проводиться по его распоряжению, а находящиеся в его ведении — с его разрешения.

Переключения в электроустановках без распоряжения и разрешения вышестоящего оперативного персонала, но с последующим его уведомлением разрешается выполнять в случаях, не терпящих отлагательства (несчастный случай, стихийное бедствие, пожар, аварийная ситуация, авария).

При пожаре и ликвидации аварии оперативный персонал должен действовать в соответствии с инструкциями АС.

11.5.2.6 Любые изменения в электрических схемах, уставках и характеристиках настройки устройств, находящихся в оперативном управлении или ведении диспетчера энергосистемы ОДУ (РДУ), производятся только по предварительному согласованию и оформляются соответствующими заявками.

11.5.2.7 При исчезновении напряжения на электроустановке оперативный персонал должен быть готов к его подаче без предупреждения.

11.5.2.8 Отключение и включение под напряжение и в работу присоединения, имеющего в своей цепи выключатель, должно производиться выключателем.

Разрешается отключение и включение отделителями, разъединителями, разъемными контактами соединений КРУ (КРУН):

— трансформаторов напряжения;

— нейтралей силовых трансформаторов от 110 до 220 кВ;

— заземляющих дугогасящих реакторов от 6 до 35 кВ при отсутствии в сети замыкания на землю;

— намагничивающего тока силовых трансформаторов от 6 до 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 от 6 до 10 кВ разрешается отключение разъединителями уравнительных токов до 70 А и замыкание сети в кольцо при разности напряжений на разомкнутых контактах разъединителей не более 5%.

Допускается отключение и включение трехполюсными разъединителями наружной электроустановки 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 обесточиванию подстанции.

Допустимые значения отключаемых и включаемых разъединителями токов должны быть определены нормативными документами. Порядок и условия выполнения операций для различных электроустановок должны быть регламентированы инструкциями АС.

11.5.2.9 Оперативному персоналу, непосредственно выполняющему переключения, запрещается самовольно выводить из работы блокировки безопасности.

Вывод блокировок разрешается только после проверки на месте отключенного положения выключателей, разъединителей и заземляющих ножей и выяснения причины отказа блокировки с разрешения уполномоченных на это лиц.

11.5.3 Переключения в технологических схемах

11.5.3.1 По программам выполняются следующие работы:

— не предусмотренные инструкциями по эксплуатации оборудования или специально в них оговоренные;

— ядерно-опасные работы;

— гидравлические, пневматические испытания оборудования и трубопроводов;

— специальные испытания оборудования;

— проверка и испытания новых нетрадиционных способов эксплуатации оборудования;

— ввод основного оборудования после монтажа и модернизации.

11.5.3.2 В программах переключений должны быть указаны:

— цель выполнения переключений и объект переключений;

— условия выполнения работ (исходное состояние, подготовка, включая целевой инструктаж, ограничения со стороны смежных систем по режимам работы, получение разрешения, уведомление о начале переключений);

— необходимость составления бланков переключений;

— мероприятия по подготовке к выполнению переключений;

— руководитель работ по переключениям;

— контролирующие лица за проведением переключений на каждом этапе (на конкретном оборудовании);

— персонал, непосредственно осуществляющий переключения;

— необходимость инструктажа персонала;

— последовательность выполнения переключений с указанием положения запорной арматуры, регулирующих органов и элементов технологических защит, блокировок и автоматики;

— действия персонала при возникновении предаварийной, аварийной ситуации или положения, угрожающего жизни людей и целостности оборудования;

— описание конечного состояния объекта после окончания работ по переключениям;

— критерии оценки выполнения программы.

11.5.3.3 В бланке переключений должны быть указаны:

— объект переключений;

— время начала и окончания переключений;

— условия, необходимые для выполнения переключений, меры безопасности;

— контролирующие лица;

— сведения о персонале, выполняющем переключения (должность, фамилия);

— последовательность выполнения переключений;

— конечное состояние (положение запорной и регулирующей арматуры после окончания переключений).

11.5.4 Переключения в схемах тепловой автоматики и измерений

11.5.4.1 Переключения в цепях управления, защит и блокировок основного оборудования АС, а также оборудования важного для безопасности (включение, отключение автоматов питания промреле защит и блокировок, автоматов питания аппаратуры управления и защиты, операции с ключами и накладками ввода-вывода защит и блокировок, замена неисправных блоков аппаратуры управления и защиты, установка заклинок или расклинок на реле, снятие заклинок или расклинок с реле, вывод из работы для проверки канала или одного из двух комплектов аппаратуры управления и защиты) выполняются дежурным персоналом ЦТАИ под контролем НС ЦТАИ с разрешения лица, в оперативном ведении которого находится оборудование, по распоряжению лица, в оперативном управлении которого находится оборудование.

Вывод-ввод защит и блокировок основного оборудования и оборудования важного для безопасности, осуществляемый с помощью ключей, расположенных на панелях щитов управления, выполняет оперативный персонал технологического цеха под контролем вышестоящего оперативного персонала с разрешения НС АС по распоряжению НСБ (НСО).

11.5.4.2 Вывод из работы защит, блокировок или сигнализации работающего или находящегося в резерве технологического оборудования, не предусмотренный инструкциями по эксплуатации, должен осуществляться по разрешенным заявкам..

11.5.4.3 Переключения в цепях защит и блокировок оборудования, отключение которого не приводит к изменению мощности блока и не влияет на безопасность (вспомогательного оборудования), выполняет оперативный персонал ЦТАИ с разрешения лица, в оперативном управлении которого находится оборудование.

11.4.4.4 Переключения для поиска «земли» в цепях питания промреле защит и блокировок производятся в соответствии с инструкцией по эксплуатации, по программе или по бланку переключений с разрешения НСБ, НСО (НС АС).

11.5.4.5 Отключение автоматов питания промреле и аппаратуры защит и блокировок осуществляется, как правило, во

время плановых ремонтов основного оборудования энергоблока.

11.5.4.6 Переключения в сборках задвижек (включение, отключение автоматов питания электрифицированной арматуры или регуляторов), отключение или включение рубильников цепей сигнализации, отключение питания приборов ЦТАИ, проверки АВР вводов питания приборов и аппаратуры ЦТАИ при нахождении энергоблока в ремонте производится персоналом ЦТАИ с разрешения лица, в оперативном управлении которого находится оборудование.

11.5.4.7 Повторное включение (после автоматического отключения) автоматов питания оборудования ЦТАИ (электрифицированной арматуры, регуляторов, схем защит, блокировок, сигнализации и т.п.) разрешается производить только после проверки сопротивления изоляции на соответствие установленным нормам.

Все отключения, включения автоматов питания оборудования и аппаратуры ЦТАИ в обязательном порядке фиксируются в оперативных журналах НС ЦТАИ.

11.5.4.8 При работе энергоблока на мощности цепи сигнализации должны находиться постоянно в работе. Обесточивание участков технологической сигнализации допускается кратковременно для поиска «земли», замены неисправных ячеек сигнализации.

Переключения в цепях технологической сигнализации на щитах управления (включение, отключение автоматов питания участков сигнализации, отключение цепей сигнализации от измерительных приборов, замена ячеек сигнализации, выдача сигналов для проверки работоспособности цепей сигнализации, отключение, включение рубильников цепей сигнализации электрифицированной арматуры в сборках задвижек) производятся оперативным персоналом ЦТАИ с разрешения лица, в оперативном управлении которого находится оборудование.

БИБЛИОГРАФИЯ

[1] Федеральный закон Российской Федерации от 21.11.95 № 170-ФЗ	Об использовании атомной энергии
[2] Федеральный закон Российской Федерации от 15.12.2002 № 184-ФЗ	О техническом регулировании
[3] Федеральный закон Российской Федерации от 10.2001 03 № 15-ФЗ	Об обеспечении единства измерений
[4] Утверждены Госкомприроды СССР 31.10.90	Правила охраны поверхностных вод
[5] Постановление Правительства Российской Федерации от 11.11.2002 № 796	Федеральная целевая программа «Энергоэффективная экономика на 2002–2005 годы и на перспективу до 2010 года»
[6] Постановление Правительства Российской Федерации от 15.12.2000 № 962	Федеральная целевая программа «Развитие атомного энергопромышленного комплекса России на 2007–2010 годы и на перспективу до 2015 года»
[7] Федеральный закон Российской Федерации от 07.03.2001 № 24-ФЗ	Об инвестиционной деятельности в Российской Федерации, осуществляемой в форме капитальных вложений
[8] Приказ концерна «Росэнергоатом» от 21.03.2005 № 223	Методические основы оценки эффективности инвестиционных проектов и программ концерна «Росэнергоатом»

[9] Приказ ФГУП концерн «Росэнергоатом» от 16.03.2005 № 202	Самооценка эксплуатационной безопасности атомных станций. Руководство
[10] Федеральный закон Российской Федерации от 09.01.96 № 3-ФЗ	О радиационной безопасности населения
[11] От 30.12.2001 № 197-ФЗ	Трудовой кодекс Российской Федерации
[12] Постановление Правительства Российской Федерации от 15.12.2000 № 967	Положение о расследовании и учете профессиональных заболеваний
[13] Федеральный закон Российской Федерации от 10.01.2002 № 7-ФЗ	Об охране окружающей среды
[14] Федеральный закон Российской Федерации от 24.06.98 № 89-ФЗ	Об отходах производства и потребления
[15] Постановление Правительства Российской Федерации от 07.03.97 № 264	Правила физической защиты ядерных материалов, ядерных установок и пунктов хранения ядерных материалов
[16] Постановление Правительства Российской Федерации от 30.12.2003 № 794 (с изменениями, утвержденными Постановлением Правительства Российской Федерации от 27.05.2005 № 335)	Положение о единой государственной системе предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций (РСЧС)

[17] Приказ Росатома от 13.03.2006 № 224	О функциональной подсистеме предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций
[18] Приказ ФГУП концерн «Росэнергоатом» от 24.03.2006 № 224	Положение о системе предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций ФГУП концерн «Росэнергоатом» (СЧСК)
[19] Приказ ФГУП концерн «Росэнергоатом» от 29.09.2006 № 612	Положение о комиссии по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций и обеспечению пожарной безопасности ФГУП концерн «Росэнергоатом» (СЧСК)
[20] Постановление Правительства Российской Федерации от 01.03.97 № 233	О перечне медицинских противопоказаний и перечне должностей, на которые распространяются данные противопоказания, а также о требованиях к проведению медицинских осмотров и психофизиологических обследований работников объектов использования атомной энергии
[21] Федеральный закон Российской Федерации от 21.07.97 № 117-ФЗ	О безопасности гидротехнических сооружений
[22] Федеральный закон Российской Федерации от 10.01.2003 № 17-ФЗ	О железнодорожном транспорте в Российской Федерации
[23] Федеральный закон Российской Федерации от 10.01.2003 № 18-ФЗ	Устав железнодорожного транспорта Российской Федерации

[24] Приказ МПС России от26.04.93 № ЦРБ-162	Правила технической эксплуатации железных дорог Российской Федерации
[25] Федеральный закон Российской Федерации от 07.03.2001 № 24-ФЗ	Кодекс внутреннего водного транспорта Российской Федерации
[26] Приказ МПС от 18.06.2003 № 25	Правила перевозки грузов на железнодорожном транспорте
[27] Постановление Правительства Российской Федерации от 15.12.2000 № 962	Положение о государственном учете и контроле ядерных материалов
[28] ОЭ-1559/83, утверждена ВПО «Союзатомэнерго» 23.09.83	Типовая инструкция опробований и испытаний резервных дизель-электрических станций с дизель-генераторами 15Д-100
[29] ОЭ-1560/83, утверждена ВПО «Союзатомэнерго» 23.09.83	Типовая инструкция опробований и испытаний резервных дизель-электрических станций АЭС с дизель-генераторами ДГ-4000
[30] ОЭ-1829/84, утверждено ВПО «Союзатомэнерго» 07.10.84	Типовая инструкция опробований и испытаний резервных дизель-электрических станций с дизель-генераторами мощностью 5,5 МВт производства СФРЮ (ПНР)
[31] Приказ концерна «Росэнергоатом» от 26.01.99 № 18	Инструкция по эксплуатации и техническому обслуживанию агрегатов бесперебойного питания на атомных станциях (с изменением № 1 2000 г.)

УДК [621.311.25/621.039].004.1(083.75)
ББК 31.4
О-75

Ключевые слова: *атомная станция, безопасность, эксплуатация, специальное оборудование, тепломеханическое оборудование, электрическое оборудование, оперативно-диспетчерское управление*

О-75 **Основные правила** обеспечения эксплуатации атомных станций. СТО 1.1.1.01.0678-2007: стандарт организации. – М.: Репроцентр М, 2007. – 000 с.

ISBN 978–5–94939–048–1

Материалы, содержащиеся в настоящем издании, являются нормативными требованиями к организации и ведению безопасной, надежной и экономичной эксплуатации атомных станций.

Стандарт организации разработан и введен в действие взамен РД ЭО 0348-02.

Стандарт разработан филиалом ФГУП концерн «Росэнергоатом» — Научно-техническим центром по аварийно-техническим работам (НТЦ АТР), при участии руководителей и специалистов Центрального аппарата концерна, филиалов концерна – атомных станций и технологического филиала, организаций, обеспечивающих поддержку эксплуатации атомных станций.

ISBN 978–5–94939–048–1

© ФГУП концерн «Росэнергоатом», 2007.
© НТЦ АРТ, составление,
© Оформление издательство«Репроцентр М», 2007

Нормативное производственно-практическое издание

ОСНОВНЫЕ ПРАВИЛА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ АТОМНЫХ СТАНЦИЙ

СТО 1.1.1.01.0678-2007

Разработчики:
В.К. Вуколов — директор филиала концерна «Росэнергоатом» НТЦ АТР,
А.В. Гайдадей — заместитель начальника отдела ТП КЦ.

Издательство «РепроЦентр М»
117246, Москва, Научный проезд, д. 14А, стр. 3

Ответственный за издание: *Кулева Н.В.*
Корректор: *Слизин Т.Б.*
Верстка: *Челюканов А.В.*

Подписано в печать 10.01.2007. Формат 84×108/32.
Печать офсетная. Усл. печ. л. 19,0. Тираж 5000 экз.

ГОСУДАРСТВЕННАЯ КОРПОРАЦИЯ ПО АТОМНОЙ ЭНЕРГИИ «РОСАТОМ»

Федеральное государственное унитарное предприятие
«Российский государственный концерн по производству электрической и тепловой энергии на атомных станциях» (концерн «Росэнергоатом»)

(ФГУП концерн «РОСЭНЕРГОАТОМ»)

П Р И К А З

22.07.2008 № 638

Москва

О внесении изменений в
СТО 1.1.1.01.0678-2007

Для приведения СТО 1.1.1.01.0678-2007 «Основные правила обеспечения эксплуатации атомных станций» в соответствие с НП-082-07 «Правила ядерной безопасности реакторных установок атомных станций» и в целях совершенствования эксплуатации атомных станций

ПРИКАЗЫВАЮ:

1. Утвердить и ввести в действие прилагаемое Изменение № 1 в СТО 1.1.1.01.0678-2007 «Основные правила обеспечения эксплуатации атомных станций» (далее - Изменение № 1).

2. Заместителям Генерального директора - директорам филиалов ФГУП концерн «Росэнергоатом» - действующих атомных станций и руководителям структурных подразделений центрального аппарата ФГУП концерн «Росэнергоатом» принять Изменение № 1 к руководству и исполнению.

3. Контроль за исполнением настоящего приказа возложить на заместителя Генерального директора - технического директора Сорокина Н.М.

Генеральный директор С.А. Обозов

Приложение к приказу
ФГУП концерн «Росэнергоатом»
от 22.07.08 № 638

Изменения № 1
в СТО 1.1.1.01.0678-2007 «Основные правила обеспечения эксплуатации атомных станций»
(введен в действие приказом ФГУП концерн «Росэнергоатом» от 06.12.2007 № 1254)

1. Раздел 2 «Нормативные ссылки»

1.1. Исключить «ПНАЭ Г-1-024-90. Правила ядерной безопасности реакторных установок атомных станций (ПБЯ РУ АС – 89)» и включить «НП-082-07. Правила ядерной безопасности реакторных установок атомных станций».

1.2. Включить «НП-061-05. Правила безопасности при хранении и транспортировании ядерного топлива на объектах использования атомной энергии».

2. Разделе 7.6 «Ядерная безопасность»

2.1. П. 7.6.1 дополнить вторым абзацем:

«Деятельность эксплуатирующей организации АС, атомных станций по обеспечению ядерной безопасности определяется требованиями «Общих положений обеспечения безопасности атомных станций», «Правил ядерной безопасности реакторных установок атомных станций», «Правил безопасности при хранении и транспортировании ядерного топлива на объектах использования атомной энергии», другими правилами и нормами в области использования атомной энергии».

2.2. П. 7.6.3, второй абзац записать в редакции:

«На основе проектов РУ и АС с учетом требований технологического регламента безопасной эксплуатации блока АС разрабатываются для систем, важных для безопасности:

- инструкции по проведению проверок и испытаний;
- графики проведения технического обслуживания, планово-предупредительных и капитальных ремонтов систем и элементов;
- графики проведения испытаний и проверок функционирования систем безопасности».

2.3. П. 7.6.5 дополнить третьим абзацем:

«Результаты проверок, проводимых эксплуатирующей организацией, представляются органу государственного регулирования безопасности при использовании атомной энергии».

2.4. П. 7.6.18 записать в редакции:

«На основе проектной документации, проектного перечня ядерно опасных работ и опыта эксплуатации должен быть разработан перечень ядерно опасных

работ блока АС. Ядерно опасные работы должны проводиться по специальной рабочей программе, утверждаемой административным руководством АС.

Ядерно опасные работы, не предусмотренные технологическим регламентом безопасной эксплуатации блока АС и инструкциями по эксплуатации, должны проводиться по специальной рабочей программе, утверждаемой эксплуатирующей организацией при согласовании разработчиками проекта РУ и АС.

Рабочая программа должна содержать:

- цель проведения ядерно опасных работ;
- перечень ядерно опасных работ;
- технические и организационные меры по обеспечению ядерной безопасности;
- критерии и контроль правильности завершения ядерно опасных работ;
- указание о назначении ответственного за проведение ядерно опасных работ.

Ядерно опасные работы должны проводиться, как правило, на остановленном реакторе с подкритичностью не менее 0,02 для состояния реактора с максимальным запасом реактивности (для реакторов канального типа рабочие органы АЗ должны быть взведены, а остальные рабочие органы СУЗ введены в активную зону)».

3. Раздел 10.4.7 «Трубопроводы и арматура»

П. 10.4.7.9 дополнить вторым абзацем:

«Устанавливаемые ремонтные заглушки, определяющие ремонтные участки трубопроводов, должны иметь внешние отличительные признаки (наличие хвостовика, отличительную окраску). Операции установки ремонтных (временных) заглушек должны быть записаны в ремонтном журнале. После завершения ремонтных работ при снятии ремонтных (временных) заглушек необходимо руководствоваться учетными записями в ремонтном журнале об установке заглушек с соответствующей пометкой об их снятии».

Третий абзац п. 10.4.7.9 оставить в существующей редакции второго абзаца данного пункта.

4. Раздел 10.6.2 «Реакторная установка»

4.1. П. 10.6.2.3 записать в редакции:

«Изменение состава, конструкции и/или характеристик РУ и систем РУ, важных для безопасности, а также изменения пределов, установленных техническим проектом РУ и технологическим регламентом безопасной эксплуатации блока АС, должны быть согласованы в установленном порядке до их введения на РУ».

4.2. П. 10.6.2.4 записать в редакции:

«Работы с системами (элементами), важными для безопасности, по выводу в ремонт и вводу в эксплуатацию, а также испытания этих систем (элементов), не предусмотренные технологическим регламентом безопасной эксплуатации блока АС и инструкциями по эксплуатации, являются ядерно опасными и должны проводиться по специальной рабочей программе, утверждаемой эксплуатирующей организацией при согласовании разработчиками проекта РУ и АС».

Испытания разрешаются Ростехнадзором в установленном порядке и проводятся по разрешению эксплуатирующей организации АС».

5. Раздел 11.5.1 «Общие требования к оперативным переключениям, выводу из работы и вводу в работу оборудования»

П. 11.5.1.5 записать в редакции:

«Работы с системами (элементами), важными для безопасности, по выводу в ремонт и вводу в эксплуатацию, а также испытания этих систем (элементов), не предусмотренные технологическим регламентом безопасной эксплуатации блока АС и инструкциями по эксплуатации, являются ядерно-опасными и должны проводиться в соответствии с п. 10.6.2.4 настоящего стандарта».

Руководитель Производственно-технического департамента  В.И. Андреев