РОСЭНЕРГОАТОМ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ДИВИЗИОН РОСАТОМА

Акционерное общество
«Российский концерн по производству электрической
и тепловой энергии на атомных станциях»

(АО «Концерн Росэнергоатом»)

ПРИКАЗ

25.12.2015 № 9/1483-П

Москва

О введении в действие
СТО 1.1.1.01.0678-2015

В целях поддержания актуального состояния нормативных документов, устанавливающих основные требования к организации и ведению безопасной, надежной и экономически эффективной эксплуатации атомных станций АО «Концерн Росэнергоатом», выполнен плановый пересмотр СТО 1.1.1.01.0678-2007 с учетом накопленного опыта его применения и рекомендаций Ростехнадзора с разработкой новой редакции.

На основании изложенного

ПРИКАЗЫВАЮ:

1. Ввести в действие с 16.05.2016 СТО 1.1.1.01.0678-2015 «Основные правила обеспечения эксплуатации атомных станций» (далее – СТО 1.1.1.01.0678-2015, приложение 1).

2. Заместителям Генерального директора – директорам филиалов ОАО «Концерн Росэнергоатом» – действующих атомных станций, директорам филиалов ОАО «Концерн Росэнергоатом» – дирекций строящихся атомных станций, руководителям структурных подразделений центрального аппарата АО «Концерн Росэнергоатом», директорам филиалов ОАО «Концерн Росэнергоатом» принять СТО 1.1.1.01.0678-2015 к руководству и исполнению.

3. Заместителям Генерального директора – директорам филиалов ОАО «Концерн Росэнергоатом» – действующих атомных станций обеспечить в срок до 16.05.2016:

3.1. Разработку и утверждение плана организационно-технических мероприятий по внедрению СТО 1.1.1.01.0678-2015, предусмотрев:

3.1.1. Проведение анализа отступлений производственной документации от требований внедряемого документа.

3.1.2. Разработку и внедрение компенсирующих мероприятий и/или мероприятий по устранению отступлений с указанием сроков реализации мероприятий, предусмотрев при этом корректировку или разработку документации, определенной в результате анализа.

3.1.3. Внесение изменений (дополнений) в производственную документацию в установленном на атомных станциях порядке.

3.1.4. Проведение внепланового инструктажа персоналу, проходящему проверку знаний по основным правилам обеспечения эксплуатации атомных станций, должностным и производственным инструкциям.

3.1.5. Проведение проверок знаний требований СТО 1.1.1.01.0678-2015 в плановые сроки очередной проверки знаний персонала.

3.2. Предоставление в Департамент контроля безопасности и производства копии плана организационно-технических мероприятий по внедрению СТО 1.1.1.01.0678-2015.

4. Рекомендовать руководителям организаций, входящих в контур управления АО «Концерн Росэнергоатом» (далее – Организации, приложение 2), обеспечить:

4.1. Принятие до 16.05.2016 локального нормативного акта Организации, предусматривающего введение в действие СТО 1.1.1.01.0678-2015 и отмену локальных нормативных актов Организации, противоречащих СТО 1.1.1.01.0678-2015.

4.2. Представление до 16.05.2016 в Департамент контроля безопасности и производства Концерна копии локальных нормативных актов, указанных в пункте 4.1 настоящего приказа, изданных во исполнение настоящего приказа.

5. Департаменту планирования производства, модернизации и продления срока эксплуатации (Дементьев А.А.) внести СТО 1.1.1.01.0678-2015 в подраздел 1.1.1 части III Указателя технических документов, регламентирующих обеспечение безопасности на всех этапах жизненного цикла атомных станций (обязательных и рекомендуемых к использованию).

6. Признать утратившими силу с 16.05.2016 приказы:

– ФГУП концерн «Росэнергоатом» от 06.12.2007 № 1254 «Об утверждении и введении в действие стандарта организации»;

– ФГУП концерн «Росэнергоатом» от 22.07.2008 № 638 «О внесении изменений в СТО 1.1.1.01.0678-2007»;

– ОАО «Концерн Росэнергоатом» от 23.11.2009 № 1245 «О внесении изменений в нормативные документы»;

– ОАО «Концерн Росэнергоатом» от 26.05.2010 № 649 «О внесении изменений в СТО 1.1.1.01.0678-2007»;

– ОАО «Концерн Росэнергоатом» от 29.06.2010 № 868 «О внесении изменений в СТО 1.1.1.01.0678-2007»;

– ОАО «Концерн Росэнергоатом» от 31.12.2010 № 1789 «О внесении изменений в СТО 1.1.1.01.0678-2007»;

– ОАО «Концерн Росэнергоатом» от 24.12.2012 № 9/1227 П «О введении в действие Изменения № 6 в СТО 1.1.1.01.0678-2007»;

– ОАО «Концерн Росэнергоатом» от 28.12.2012 № 9/1274-П «О введении в действие Изменения № 7 в СТО 1.1.1.01.0678-2007»

– ОАО «Концерн Росэнергоатом» от 03.10.2013 № 9/914-П «О введении в действие Изменения № 8 в СТО 1.1.1.01.0678-2007»

– ОАО «Концерн Росэнергоатом» от 14.05.2014 № 9/514-П «Об утверждении и введении в действие Изменения № 9 к СТО 1.1.1.01.0678-2007»

– ОАО «Концерн Росэнергоатом» от 09.02.2015 № 9/158-П «Об утверждении и введении в действие Изменения № 10 к СТО 1.1.1.01.0678-2007».

И. о. Генерального директора О.Г. Черников

О.Ю. Ларин
+7 (495) 710-55-20

Приложение 1 к приказу
АО «Концерн Росэнергоатом»
от 25.12.2015 № 9/1483-П

РОСЭНЕРГОАТОМ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ ДИВИЗИОН РОСАТОМА

Открытое акционерное общество
«Российский концерн по производству электрической
и тепловой энергии на атомных станциях»

(ОАО «Концерн Росэнергоатом»)

УТВЕРЖДАЮ
Генеральный директор

_____А.Ю. Петров
«____»_____2015

Стандарт организации **СТО 1.1.1.01.0678-2015**

ОСНОВНЫЕ ПРАВИЛА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ АТОМНЫХ СТАНЦИЙ

Предисловие

1 РАЗРАБОТАН Филиалом АО «Концерн Росэнергоатом» - Научно-техническим центром по аварийно-техническим работам (НТЦ АТР)

2 ВНЕСЕН Департаментом контроля безопасности и производства

3 ВВЕДЕН В ДЕЙСТВИЕ приказом АО «Концерн Росэнергоатом» от 25.12.2015 № 9/1483-П

4 ВЗАМЕН СТО 1.1.1.01.0678-2007

Содержание

1 Область применения ... 1
2 Нормативные ссылки ... 1
3 Термины, определения и сокращения ... 7
3.1 Термины и определения ... 7
3.2 Сокращения ... 10
4 Ввод в эксплуатацию энергоблоков АС ... 15
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 ... 29
5.4 Распространение и использование опыта эксплуатации АС ... 30
5.5 Система внутреннего контроля безопасности и качества. ... 31
5.6 Производственный контроль состояния безопасности АС ... 33
5.7 Контроль за эффективностью работы АС ... 35
5.8 Контроль за состоянием металла ... 36
5.9 Метрологическое обеспечение ... 38
5.10 Сбор, хранение, транспортировка и захоронение радиоактивных отходов, дезактивация ... 43
6 Продление срока эксплуатации действующего блока АС. Вывод из эксплуатации энергоблока АС ... 46
6.1 Принятие решения ... 46
6.2 Продление срока эксплуатации энергоблока АС ... 46
6.3 Вывод из эксплуатации блока АС ... 47
7 Обеспечения безопасности при эксплуатации АС ... 50
7.1 Общие положения ... 50
7.2 Система физических барьеров ... 50
7.3 Система технических и организационных мер ... 51
7.4 Культура безопасности ... 51
7.5 Самооценка эксплуатационной безопасности ... 53
7.6 Ядерная безопасность ... 53

7.7 Радиационная безопасность ... 59
7.8 Охрана труда ... 62
7.9 Пожарная безопасность ... 65
7.10 Охрана окружающей среды ... 69
7.11 Физическая защита ядерных материалов, ядерных установок и пунктов хранения ядерных материалов на АС ... 71
7.12 Предупреждение и ликвидация чрезвычайных ситуаций на АС ... 73
7.13 Промышленная безопасность ... 76
8 Техническая документация ... 77
9 Подбор, подготовка и поддержание квалификации персонала ... 83
10 Требования к зданиям, сооружениям, оборудованию и технологическим процессам ... 84
10.1 Территория ... 84
10.2 Производственные здания, сооружения, санитарно-технические устройства ... 86
10.3 Гидротехнические сооружения и водное хозяйство АС ... 88
10.3.1 Гидротехнические сооружения и их механическое оборудование ... 88
10.3.2 Водное хозяйство атомных станций, гидрологическое и метеорологическое обеспечение ... 92
10.3.3 Техническое водоснабжение ... 95
10.4 Тепломеханическое оборудование АС и тепловых сетей ... 98
10.4.1 Топливно-транспортное хозяйство ... 98
10.4.2 Прием, хранение и подготовка к сжиганию жидкого топлива ... 100
10.4.3 Котельные установки ... 101
10.4.4 Паротурбинные установки ... 105
10.4.5 Водоподготовка и водно-химический режим ... 115
10.4.6 Химический контроль ... 120
10.4.7 Трубопроводы и арматура ... 121
10.4.8 Теплофикационные установки ... 124
10.4.9 Тепловые сети ... 127
10.5 Автоматизированные системы управления технологическими процессами атомных станций, тепловая автоматика и измерения ... 133
10.6 Специальное оборудование АС ... 138

10.6.1 Ядерное топливо. Транспортно-технологические операции..... 138
10.6.2 Реакторная установка 142
10.6.3 Вентиляция и система удаления газообразных радиоактивных отходов..... 148
10.7 Электрическое оборудование АС..... 150
10.7.1 Генераторы..... 150
10.7.2 Электродвигатели 159
10.7.3 Силовые трансформаторы и масляные реакторы 162
10.7.4 Распределительные устройства 167
10.7.5 Аккумуляторные батареи..... 172
10.7.6 Силовые кабельные линии 175
10.7.7 Релейная защита и электроавтоматика 178
10.7.8 Заземляющие устройства 184
10.7.9 Защита от перенапряжений..... 185
10.7.10 Средства электрических измерений..... 191
10.7.11 Освещение..... 192
10.7.12 Система аварийного электроснабжения 194
10.7.13 Электролизные установки..... 196
10.7.14 Энергетические масла..... 199
10.7.15 Конденсаторные установки..... 203
10.7.16 Воздушные линии электропередачи 205
10.8 Резервные пульты управления (резервные щиты управления)..... 207
10.9 Средства диспетчерского и технологического управления энергообъектами 210
11 Оперативно-диспетчерское управление ЕЭС..... 213
11.1. Общие задачи и организация управления энергообъектами 213
11.2 Планирование режимов работы энергообъектов..... 215
11.3 Управление режимами работы энергообъектов 216
11.4 Предупреждение и ликвидация нарушений в энергосистеме, тепловой сети..... 218
11.5 Управление оборудованием энергообъектов 219
11.6 Требования к оперативным электрическим схемам энергообъектов ... 222
11.7 Оперативный персонал энергобъектов 224

12 Ведение оперативных переговоров 226
13 Оперативные переключения на АС 228
13.1 Общие требования к оперативным переключениям, выводу из работы и вводу в работу оборудования 228
13.2 Переключения в электрических установках 232
13.3 Переключения в технологических схемах 234
13.4 Переключения в схемах тепловой автоматики и измерений 236
14 Контроль и учет электрической энергии и мощности 237
15 Организация Комплексной системы связи управления эксплуатацией и противоаварийными действиями на АС 238
Библиография 242

СТАНДАРТ ОРГАНИЗАЦИИ

ОСНОВНЫЕ ПРАВИЛА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ АТОМНЫХ СТАНЦИЙ

Дата введения – 16.05.2016

1 Область применения

Настоящий стандарт организации «Основные правила обеспечения эксплуатации атомных станций» (далее – стандарт) устанавливает основные требования к организации и ведению безопасной, надежной и экономически эффективной эксплуатации атомных станций АО «Концерн Росэнергоатом» (далее - эксплуатирующая организация).

Детализированные требования к оборудованию, процедурам (документации), процессам и персоналу АС устанавливаются нормативными документами эксплуатирующей организацией, а также национальными и межгосударственными стандартами и введенными в действие в эксплуатирующей организации нормативными правовыми актами федеральных органов исполнительной власти.

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

2 Нормативные ссылки

В настоящем стандарте использованы ссылки на следующие нормативные документы:

НП-001-97 (ПНАЭ Г-01-011-97) Общие положения обеспечения безопасности атомных станций (ОПБ-88/97)

НП-002-15 Правила безопасности при обращении с радиоактивными отходами атомных станций

НП-004-08 Положение о порядке расследования и учета нарушений в работе атомных станций

НП-005-98 Положение о порядке объявления аварийной обстановки, оперативной передачи информации и организации экстренной помощи АС в случае радиационно-опасных ситуаций

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

НП-010-98 Правилах устройства и эксплуатации локализующих систем безопасности атомных станций

НП-012-99 Правила обеспечения безопасности при выводе из эксплуатации

блока атомной станции

НП-015-12 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-018-05 Требования к содержанию отчета по обоснованию безопасности АС с реакторами на быстрых нейтронах

НП-030-12 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

НП-053-04 Правила безопасности при транспортировании радиоактивных материалов

НП-082-07 Правила ядерной безопасности реакторных установок атомных станций

НП-086-12 Правила устройства и эксплуатации исполнительных механизмов органов воздействия на реактивность

НП-087-11 Требования к системам аварийного электроснабжения атомных станций

НП-060-05 Размещение пунктов хранения ядерных материалов и радиоактивных веществ. Основные критерии и требования по обеспечению безопасности

НП-061-05 Правила безопасности при хранении и транспортировании ядерного топлива на объектах использования атомной энергии

НП-090-11 Требования к программам обеспечения качества для объектов использования атомной энергии

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

Правила устройства электроустановок (ПУЭ). Шестое издание

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

СанПиН 2.6.1.2523-09 Нормы радиационной безопасности (НРБ-99/2009)

СанПиН 2.6.1.24-03 Санитарные правила проектирования и эксплуатации атомных станций. СП АС-03

СНиП 41-02-2003 Тепловые сети

ГОСТ 1.1-2002 Международная система стандартизации. Термины и определения

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

ГОСТ 23118-2012 Конструкции стальные строительные. Общие технические условия

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

ГОСТ 34.603-92 Межгосударственный стандарт. Информационная технология. Виды испытаний автоматизированных систем

ГОСТ Р 12.4.026-2001 Система стандартов безопасности труда. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний

ГОСТ Р 50746 - 2000 Совместимость технических средств электромагнитная. Технические средства для атомных станций. Требования и методы испытаний

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

ГОСТ Р 55608-2013 Единая энергетическая система и изолированно работающие энергосистемы. Оперативно-диспетчерское управление. Переключения в электроустановках. Общие требования

ГОСТ Р 8.563-2009 ГСИ. Методики (методы) измерений

ГОСТ Р 8.565-2014 Государственная система обеспечения единства измерений. Метрологическое обеспечение эксплуатации атомных станций. Основные положения

ГОСТ ISO 9001-2011 Системы менеджмента качества. Требования

ГОСТ ISO 9000-2011 Системы менеджмента качества. Основные положения и словарь

ОСТ 95 10260-93 Автоматизированные системы. Порядок ввода в действие

ОСТ 95 10510-94 Автоматизированные системы. Организация работ по созданию автоматизированных систем в отрасли

СП 165.1325800.2014 Инженерно-технические мероприятия по гражданской обороне. Актуализированная редакция (СНиП 2.01.51-90)

СП 2.6.1.2612-10 Основные санитарные правила обеспечения радиационной безопасности (ОСПОРБ-99/2010)

СП 30.13330.2012 Свод правил. Внутренний водопровод и канализация зданий.

СП 58.13330.2012 Свод правил. Гидротехнические сооружения. Основные положения

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

СТО 1.1.1.01.002.0646-2012 Анализ и использование опыта эксплуатации атомных станций. Основные положения

СТО 1.1.1.01.003.0667-2011 Техническая документация. Классификация технической документации ОАО «Концерн Росэнергоатом»

СТО 1.1.1.01.003.0668-2013 Техническая документация. Правила построения, изложения, оформления и обозначения нормативных документов

СТО 1.1.1.01.003.0670-2010 Техническая документация. Общие требования к обращению технической документации ОАО «Концерн Росэнергоатом»

СТО 1.1.1.01.003.0771-2013 Техническая документация. Общие требования к

выводу из обращения документов

СТО 1.1.1.01.003.0779-2014 Техническая документация. Эксплуатационная документация. Порядок разработки и обращения. Документы по ведению технологических процессов

СТО 1.1.1.01.003.0845-2011 Техническая документация. Термины и определения

СТО 1.1.1.01.003.0859-2011 Техническая документация. Требования к разработке, обращению и выводу из обращения программ

СТО 1.1.1.01.003.0860-2011 Техническая документация. Управленческая техническая документация. Общие положения

СТО 1.1.1.01.0069-2013 Правила организации технического обслуживания и ремонта систем и оборудования атомных станций

СТО 1.1.1.01.006.0327-2015 Продление срока эксплуатации блока атомной станции

СТО 1.1.1.01.007.0281-2010 Управление ресурсными характеристиками элементов энергоблоков атомных станций

СТО 1.1.1.01.999.0466-2013 Основные правила обеспечения охраны окружающей среды на атомных станциях

СТО 1.1.1.02.006.0856-2011 Правила эксплуатации гидротехнических сооружений атомных станций

СТО 1.1.1.02.011.0821-2013 Системы и оборудование внутренней оперативной связи атомных станций

СТО 1.1.1.02.013.0715-2009 Водно-химический режим основного технологического контура и вспомогательных систем атомных электростанций с реакторами РБМК-1000. Нормы качества рабочей среды и средства их обеспечения

СТО 1.1.1.03.003.0881-2012 Ввод в эксплуатацию блоков атомных станций с водо-водяными энергетическими реакторами

СТО 1.1.1.04.001.0143-2009 Положение о годовых отчетах по оценке состояния безопасной эксплуатации энергоблоков атомных станций

СТО 1.1.1.04.001.0802-2015 Производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах

СТО 1.1.1.04.001.0947-2013 Положение о системе управления радиационной безопасностью

СТО 1.1.1.04.003.0542-2012 Порядок организации и проведения модернизации систем и оборудования

СТО 1.1.1.04.004.0214-2013 Руководство по обеспечению качества

СТО 1.1.1.04.004.0977-2014 Общее руководство по качеству эксплуатирующей организации ОАО «Концерн Росэнергоатом»

СТО 1.1.1.04.008.0134-2011 Система управления охраной труда (СУОТ)

СТО 1.1.1.06.003.0854-2011 Техническая документация. Термины и определения при эксплуатации АЭС

Правила организации работы с персоналом на атомных станциях (ПОРП)

РД 153-34.0-45.512-97 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 ЭО 0017-2004 Технологическая документация на ремонт. Виды и комплектность. Требования к содержанию и оформлению

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

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

РД ЭО 0597-2004 Методические указания по контролю состояния трансформаторов тока на основе хроматографического анализа растворенных газов (ХАРГ) в масле

РД ЭО 0638-2005 Руководство по организации локальных систем оповещения в районе размещения атомных станций

РД ЭО 1.1.2.01.0086-2014 Обеспечение качества при ремонте систем и оборудования атомных станций. Основные положения

РД ЭО 1.1.2.01.0094-2011 Положение о порядке разработки и введения в действие технических документов

РД ЭО 1.1.2.01.0152-2013 Организация отраслевой информационно-аналитической системы ОАО «Концерн «Росэнергоатом» по опыту эксплуатации атомных станций. Основные положения

РД ЭО 1.1.2.01.0163-2013 Положение об организации расследования значимых для безопасности и надежности событий на атомных станциях ОАО «Концерн Росэнергоатом»

РД ЭО 1.1.2.01.0318-2014 Метрологическое обеспечение атомных станций. Метрологическое обеспечение неразрушающего контроля и диагностики. Основные положения

РД ЭО 1.1.2.01.0331-2010 Положение о порядке передачи оперативной информации о работе атомных станций в ОАО «Концерн Росэнергоатом» и заинтересованные организации

РД ЭО 1.1.2.01.0442-2013 Техническая документация. Положение о порядке разработки и выдачи в производство проектной и рабочей документации на модернизацию и реконструкцию

РД ЭО 1.1.2.01.0461-2013 Положение об отраслевой системе надзора за безопасностью гидротехнических сооружений атомных станций

РД ЭО 1.1.2.01.0516-2011 Положение о метрологической службе ОАО «Концерн Росэнергоатом»

РД ЭО 1.1.2.01.0573-2014 Порядок проведения проверок выполнения программ обеспечения качества ОАО «Концерн Росэнергоатом» и организаций, выполняющих работы и предоставляющих услуги эксплуатирующей организации

РД ЭО 1.1.2.01.0740-2012 Техническая документация. Положение о порядке разработки, регистрации и учета решений

РД ЭО 1.1.2.01.0787-2012 Положение по идентификации и регистрации опасных производственных объектов, эксплуатируемых ОАО «Концерн Росэнергоатом»

РД ЭО 1.1.2.01.0817-2011 Положение о системе управления промышленной

безопасностью

РД ЭО 1.1.2.01.0958-2014 Согласование технических требований и решений о применении импортной продукции, предназначенной для использования на атомных станциях. Положение

РД ЭО 1.1.2.03.0127-2013 Организация работ со вскрытием оборудования. Правила

РД ЭО 1.1.2.03.0857-2011 Технические условия на ремонт оборудования. Правила построения, изложения, оформления и регистрации

РД ЭО 1.1.2.05.0444-2009 Требования к эксплуатации, организации и проведению испытаний трансформаторных и турбинных масел на атомных станциях

РД ЭО 1.1.2.11.0805-2010. Водно-химический режим в системе охлаждения обмоток статора турбогенератора на атомных электростанциях с реакторами ВВЭР. Нормы качества рабочей среды и средства их обеспечения»

РД ЭО 1.1.2.12.0085-2014 Периодичность и нормативная продолжительность ремонта энергоблоков АС

РД ЭО 1.1.2.19.0036-2008 Инструкцией по расследованию и учету пожаров на атомных станциях

РД ЭО 1.1.2.22.0460-2013 Типовая программ обследований гидротехнических сооружений атомных станций

РД ЭО 1.1.2.25.0295-2011 Исполнительные документы ремонтных работ с применением сварки. Виды и требования к содержанию и оформлению

РД ЭО 1.1.2.25.0274-2013 Метрологическое обеспечение атомных станций. Поверочные лаборатории атомных станций. Технические требования

РД ЭО 1.1.2.25.0329-2013 Организация технического обслуживания, эксплуатации и строительства средств диспетчерского и технологического управления на объектах атомной энергетики. Общие технические требования

РД ЭО 1.1.2.25.0705-2006 Техническое обслуживание и ремонт систем и оборудования атомных станций. Документы Программы и Регламента. Виды и комплектность. Требования к содержанию и оформлению

РД ЭО 1.1.2.29.0145-2013 Метрологическое обеспечение атомных станций. Порядок составления, согласования и утверждения перечней методик (методов) измерений, применяемых на атомных станциях

РД ЭО 1.1.2.29.0202-2013 Метрологическое обеспечение атомных станций. Порядок организации и проведения первичной калибровки средств измерений

РД ЭО 1.1.2.29.0203-2014 Метрологическое обеспечение атомных станций. Порядок формирования и ведения информационного фонда по обеспечению единства измерений

РД ЭО 1.1.2.29.0431-2014 Положение об аттестации персонала метрологических служб АС. Организация и порядок проведения

РД ЭО 1.1.2.29.0960-2015 Порядок согласования и утверждения программ обеспечения качества и руководств по качеству

РД ЭО 1.1.2.29.0926-2013 Порядок рассмотрения проектов документов в области использования атомной энергии.

РД ЭО 1.1.2.99.0007-2011 Типовая инструкция по эксплуатации производственных зданий и сооружений атомных станций

РД ЭО 1.1.2.99.0570-2013 Инструкция по обследованию подводных частей гидротехнических сооружений

РД ЭО 1.1.2.01.0924-2013 Метрологическое обеспечение атомных станций. Метрологическое обеспечение измерительных систем при сооружении и эксплуатации атомных станций. Основные положения

РД ЭО 1.1.2.99.0925-2013 Метрологическое обеспечение атомных станций. Индикаторы. Идентификация и порядок обслуживания

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

ТНР 1.2.6.4.0976-2014 Материально-техническое обеспечение пожарных подразделений, осуществляющих пожарную охрану атомных станций. Типовые нормы

ТИ 1.1.8.01.1017-2015 Типовая инструкция по тушению пожаров на электроустановках под напряжением до 10 кВ

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

СО 153-34.21.122-2003 Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и промышленных коммуникаций

3 Термины, определения и сокращения

3.1 Термины и определения

В настоящем стандарте применены термины по НП-001, СТО 1.1.1.01.003.0845 и СТО 1.1.1.06.003.0854, а также следующие термины с соответствующими определениями:

3.1.1 авария: Нарушение эксплуатации АС, при котором произошел выход радиоактивных веществ и/или ионизирующего излучения за предусмотренные проектом для нормальной эксплуатации границы в количествах, превышающих установленные пределы безопасной эксплуатации. Авария характеризуется исходным событием, путями протекания и последствиями (НП-001).

3.1.2 аварийная защита: Функция безопасности, заключающаяся в быстром переводе реактора в подкритическое состояние и в поддержании его в подкритическом состоянии; комплекс систем безопасности, выполняющий функцию А3 (НП-082).

3.1.3 администрация (административное руководство) АС: Руководители и другие должностные лица, которые наделены эксплуатирующей организацией правами, обязанностями и ответственностью на этапах сооружения, ввода в эксплуатацию, эксплуатации и вывода из эксплуатации АС (НП-001).

3.1.4 атомная станция: Ядерная установка для производства энергии в заданных режимах и условиях применения, располагающаяся в пределах определенной проектом территории, на которой для осуществления этой цели используется ядерный реактор (реакторы) и комплекс необходимых систем, устройств, оборудования и сооружений с необходимыми работниками (персоналом) (НП-001).

3.1.5 генеральный подрядчик (генподрядчик): Организация, заключившая с Застройщиком (Техническим заказчиком) договор на выполнение комплекса или

отдельных видов работ и услуг по строительству блоков АС или АС (СТО 1.1.1.03.003.0881)

3.1.6 гидротехническое сооружение: Сооружения, подвергающиеся воздействию водной среды, предназначенные для использования и охраны водных ресурсов, предотвращения вредного воздействия вод, в том числе загрязненных жидкими отходами, включая плотины, здания гидроэлектростанций (ГЭС), водосбросные, водоспускные и водовыпускные сооружения, туннели, каналы, насосные станции, судоходные шлюзы, судоподъемники, доки; сооружения, предназначенные для защиты от наводнений и разрушений берегов морей, озер и водохранилищ, берегов и дна русел рек; струенаправляющие и оградительные сооружения; сооружения (дамбы), ограждающие золошлакоотвалы и хранилища жидких отходов промышленных и сельскохозяйственных организаций; набережные, пирсы, причальные сооружения портов; сооружения систем технического водоснабжения, системы гидротранспорта отходов и стоков, подачи осветленной воды, устройства защиты от размывов на каналах, сооружения морских нефтегазопромыслов (СП 58.13330)

3.1.7 застройщик: Физическое или юридическое лицо, обеспечивающее на принадлежащем ему земельном участке строительство, реконструкцию, капитальный ремонт объектов капитального строительства, а также выполнение инженерных изысканий, подготовку проектной документации для их строительства, реконструкции, капитального ремонта. Застройщик вправе самостоятельно осуществлять функции Технического заказчика. (СТО 1.1.1.03.003.0881)

3.1.8 объект диспетчеризации: Оборудование электростанций, подстанций, линии электропередачи, устройства релейной защиты, аппаратура противоаварийной и режимной автоматики, средства диспетчерского и технологического управления, оперативно-информационные комплексы и иные объекты электроэнергетики, технологический режим работы и эксплуатационное состояние которых влияют или могут влиять на электроэнергетический режим энергосистемы в операционной зоне диспетчерского центра и в отношении которых соответствующий диспетчерский центр осуществляет диспетчерское управление или диспетчерское ведение в соответствии с установленным им перечнем объектов диспетчеризации с их распределением по способу управления [1]

3.1.9 объекты электроэнергетики: Имущественные объекты, непосредственно используемые в процессе производства, передачи электрической энергии, оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике и сбыта электрической энергии, в том числе объекты электросетевого хозяйства. [2]

3.1.10 оперативный персонал АС: Персонал из числа руководителей, специалистов и рабочих АС, работающих в смене и осуществляющих комплекс операций по управлению технологическими процессами с целью выработки электрической и (или) тепловой энергии (ПОРП).

3.1.11 опытно-промышленная эксплуатация: Этап ввода АС в эксплуатацию от энергетического пуска до приемки АС в промышленную эксплуатацию (НП-001).

3.1.12 пересмотр (нормативного документа): Внесение всех необходимых изменений в содержание нормативного документа с оформлением, принятием и

опубликованием нового нормативного документа, заменяющего действующий документ (ГОСТ 1.1).

3.1.13 персонал АС: Все лица, работающие на площадке атомной станции постоянно или временно, с которыми работодателем заключены в установленном порядке трудовые договоры (ПОРП).

3.1.14 подрядные организации (подрядчик): Организация или лицо, представляющие услуги работодателю на территории работодателя в соответствии с договором, согласованными техническими требованиями, сроками и условиями (СТО 1.1.1.04.008.0134).

3.1.15 предпусковые наладочные работы: Этап ввода АС в эксплуатацию, при котором законченные строительством и монтажом системы и элементы АС приводятся в состояние эксплуатационной готовности с проверкой их соответствия установленным в проекте критериям и характеристикам и который завершается готовностью АС к физическому пуску реактора (НП-001).

3.1.16 реакторная установка: Комплекс систем и элементов АС, предназначенный для преобразования ядерной энергии в тепловую, включающий реактор и непосредственно связанные с ним системы, необходимые для его нормальной эксплуатации, аварийного охлаждения, аварийной защиты и поддержания в безопасном состоянии при условии выполнения требуемых вспомогательных и обеспечивающих функций другими системами станции. Границы РУ устанавливаются для каждой АС в проекте (НП-001).

3.1.17 системный оператор: - Открытое акционерное общество «Системный оператор Единой энергетической системы» (ОАО «СО ЕЭС»), включая филиалы ОАО «СО ЕЭС» [1].

3.1.18 субъекты оптового рынка: Юридические лица, получившие в установленном Федеральным законом порядке право участвовать в отношениях, связанных с обращением электрической энергии и (или) мощности на оптовом рынке, в соответствии с утверждаемыми Правительством Российской Федерации правилами оптового рынка [2].

3.1.19 субъекты электроэнергетики: Лица, осуществляющие деятельность в сфере электроэнергетики, в том числе производство электрической, тепловой энергии и мощности, приобретение и продажу электрической энергии и мощности, энергоснабжение потребителей, оказание услуг по передаче электрической энергии, оперативно-диспетчерскому управлению в электроэнергетике, сбыт электрической энергии (мощности), организацию купли-продажи электрической энергии и мощности [2].

3.1.20 техническая безопасность: Достигаемое техническими средствами и организационными мерами свойство объектов использования атомной энергии, характеризуемое качеством и надежностью применяемого оборудования и механизмов, которые наряду с выполнением требуемых функций обеспечивают в процессе их эксплуатации приемлемое состояние защищенности людей и окружающей среды от воздействия любых неблагоприятных факторов (радиация, взрывы, разрушения, давление, температура, токсичные среды, электрическое напряжение и т.д.), связанных с использованием атомной энергии.

3.1.21 физический пуск: Этап ввода блока АС в эксплуатацию, включающий

загрузку реактора ядерным топливом, достижение критического состояния реактора и выполнение необходимых физических экспериментов на уровне мощности, при котором теплоотвод от реактора осуществляется за счет естественных теплопотерь (рассеяния) (НП-001).

3.1.22 энергетический пуск: Этап ввода блока АС в эксплуатацию от завершения физического пуска до начала выработки электроэнергии (НП-001).

3.1.23 ядерные материалы: Материалы, содержащие или способные воспроизвести делящиеся (расщепляющиеся) ядерные вещества (НП-060).

3.2 Сокращения

В настоящем стандарте приняты следующие сокращения:

АВР – автоматический ввод резерва

АИ – административная инструкция;

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

АО – акционерное общество

АРВ – автоматический регулятор возбуждения

АС – атомная электрическая станция

АСУ ТП – автоматизированная система управления технологическим процессом

АТС – автоматизированная телефонная станция

АЦ – аварийный центр

БВ – бассейн выдержки

БН – реактор на быстрых нейтронах

БОВ – блок очистки воздуха

БПУ (БЩУ) – блочный пункт (щит) управления

ВВЭР – водо-водяной энергетический реактор

ВЛ – воздушная линия электропередачи

ВХР – водно-химический режим;

ГЗЗ – главная запорная задвижка

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

ГРП – группа руководства пуском

ГТС – гидротехническое сооружение

ГЦН – главный циркуляционный насос

ГЦК – главный циркуляционный контур

ДВ – допустимый выброс

ДД АС – дежурный диспетчер АС

ДД – дежурный диспетчер Кризисного центра АО «Концерн

Росэнергоатом»

ДС – допустимый сброс

ДСЭ – дополнительный срок эксплуатации

ДЦ – диспетчерский центр

ЕЭС – единая энергосистема

ЖРО – жидкие радиоактивные отходы

ЗБМ – зона баланса материалов

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 АО «Концерн Росэнергоатом»

КЧСПБК – комиссия по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций и обеспечению пожарной безопасности эксплуатирующей организации

КЧСПБО – комиссии по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций и обеспечению пожарной безопасности объекта (атомной станции)

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 (Филиал ОАО «СО ЕЭС»)

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

хранения

ООБ – отчет по обоснованию безопасности

ОПАС – оказание экстренной помощи атомным станциям

ОПРЧ – общее первичное регулирование частоты

ОРУ – открытое распределительное устройство

ОТВС – отработавшая тепловыделяющая сборка

ОТК – отдел технического контроля

ОУОБ – отчет по углубленной оценке безопасности

ОЭС – объединенная энергосистема

ПА – противоаварийная автоматика

ПБ – пожарная безопасность

ПДВ – предельно допустимый выброс

ПДК – предельно допустимая концентрация

ПДС – предельно допустимый сброс

ПКСБ – производственный контроль состояния безопасности АС

ПНР – предпусковые наладочные работы

ПКТД – проектная, конструкторская и технологическая документация

ПОКАС (О) – общая программа обеспечения качества атомной станции

ПОКАС – частная программа обеспечения качества атомной станции

ПОК (ВП) – частная программа обеспечения качества при выборе площадки

ПОК (П) – частная программа обеспечения качества при проектировании ОИАЭ

ПОК (РУ) – частная программа обеспечения качества при разработке реакторной установки

ПОК (Р) – частная программа обеспечения качества при разработке оборудования, важного для безопасности

ПОК (И) – частная программа обеспечения качества при изготовлении оборудования, важного для безопасности

ПОК (С) – частная программа обеспечения качества при сооружении

ПОКАС (ВЭ) – частная программа обеспечения качества при вводе АС в эксплуатацию

ПОКАС (Э) – частная программа обеспечения качества при эксплуатации АС.

ПОКАС (ВвЭ) – частная программа обеспечения качества при выводе АС из эксплуатации

ПООБ – предварительный отчет по обоснованию безопасности

ППР – планово-предупредительный ремонт

ПТК – пожарно-техническая комиссия

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 (Филиал ОАО «СО ЕЭС»)
РДГ – расчетный диспетчерский график
РДЭС – резервная дизельная электрическая станция
РЗА – релейная защита и электроавтоматика
РПН – регулирование напряжения под нагрузкой
РК – рабочая комиссия
РПУ (РЩУ) – резервный пункт (щит) управления
РСЧС – единая государственная (российская) система предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций
РУ – реакторная установка
РУС – распределительное устройство
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 Госкорпорации «Росатом»
СН – собственные нужды
СНиП – строительные нормы и правила
СО – системный оператор
СО-ЕЭС – системный оператор-единой энергосистемой
СМК – система менеджмента качества
СТО – стандарт организации
СУЗ – система управления и защиты
СФЗ – система физической защиты
СЧСК – система предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций АО «Концерн Росэнергоатом»
СЧСО – система предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций объекта (атомной станции)
ТАИ – тепловая автоматика и измерения

ТВС	– тепловыделяющая сборка
твэл	– тепловыделяющий элемент
ТЗ	– техническое задание
ТЗиБ	– технологические защиты и блокировки
ТК	– технологический канал
ТОБ	– техническое обоснование безопасности
ТРО	– твердые радиоактивные отходы
ТУ	– технические условия
ТЭО	– технико-экономическое обоснование
УКК	– учебно-курсовой комбинат
УП	– указатель положения
УРОВ	– устройство резервирования отказа выключателя
УТЦ	– учебно-тренировочный центр
ФГУ	– функционально-групповое управление
ФАС	– Федеральная антимонопольная служба
ХЖО	– хранилище жидких радиоактивных отходов
ХТРО	– хранилище твердых радиоактивных отходов
ЦТАИ	– цех тепловой автоматики и измерений
ЦУС	– центр управления сетью (сетями)
ЧС	– чрезвычайная ситуация
ЭВМ	– электронная вычислительная машина
ЭГП	– электрогидравлический преобразователь
ЭТЛ	– электротехническая лаборатория
ЯМ	– ядерные материалы
ЯТ	– ядерное топливо

4 Ввод в эксплуатацию энергоблоков АС

4.1 Законченные строительством энергоблоки АС принимаются в промышленную эксплуатацию в порядке, установленном Федеральными законами [3] и [4], а также нормативными документами по безопасности в области использования атомной энергии.

4.2 Ввод в эксплуатацию осуществляется в два периода - период «в холостую» и период «под нагрузкой». Границей между периодами «в холостую» и «под нагрузкой» является момент первого успешного включения генератора в сеть и устойчивой работы на заданном уровне мощности в течение четырех часов.

Опытно-промышленная эксплуатация начинается на основании решения ГРП после включения турбогенератора в сеть и устойчивой работы энергоблока в течение четырех часов на уровне тепловой мощности не менее минимально допустимой электрической мощности турбоустановки, определяемой предприятиями-изготовителями турбины и генератора.

Опытно-промышленная эксплуатация осуществляется в течение времени, необходимого для освоения проектной мощности.

Энергоблоки АС принимаются в промышленную эксплуатацию приёмочной комиссией создаваемой застройщиком.

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

Эксплуатирующая организация в процессе ввода в эксплуатацию несёт полную ответственность за безопасность энергоблока АС.

Эксплуатирующая организация создаёт структурные подразделения для осуществления непосредственно на площадке АС деятельности по сооружению и безопасному вводу в эксплуатацию энергоблоков АС, наделяя их необходимыми правами, финансовыми средствами, материальными и людскими ресурсами, и возлагает на них ответственность за эту деятельность, а также осуществляет контроль этой деятельности.

До начала ввода в эксплуатацию создаются временные организационные структуры: группа руководства пуском, рабочая комиссия, рабочие подкомиссии - для управления, координации работами и приёмки выполненных строительно-монтажных и/или пусконаладочных работ, объектов пускового комплекса.

4.4 Процесс ввода в эксплуатацию энергоблока АС включает в себя:

– предпусковые наладочные работы - этап ввода АС в эксплуатацию, при котором законченные строительством и монтажом системы и элементы АС приводятся в состояние эксплуатационной готовности с проверкой их соответствия установленным в проекте критериям и характеристикам и который завершается готовностью АС к физическому пуску реактора;

– физический пуск - этап ввода блока АС в эксплуатацию, включающий загрузку реактора ядерным топливом, достижение критического состояния реактора и выполнение необходимых физических экспериментов на уровне мощности, при котором теплоотвод от реактора осуществляется за счет естественных теплопотерь (рассеяния);

– энергетический пуск - этап ввода в эксплуатацию блока АС от завершения физического пуска до начала выработки электроэнергии;

– опытно-промышленная эксплуатация - этап ввода в эксплуатацию от завершения энергетического пуска до приёмки блока АС в промышленную эксплуатацию.

Требования к последовательности и объёму этапов предпусковых наладочных работ, физического, энергетического пусков и опытно-промышленной эксплуатации, включая разделение этапов ввода в эксплуатацию на подэтапы, критерии перехода от одного этапа (подэтапа) ввода в эксплуатацию к другому, а также критерии для вводимых в эксплуатацию систем и оборудования устанавливаются в программе ввода энергоблока в эксплуатацию, этапных программах, рабочих программах проведения испытаний и проверок.

Для энергоблоков с РУ типа БН название подэтапов этапа предпусковых наладочных работ, цели и задачи, последовательность могут отличаться от установленных для энергоблоков с РУ типа ВВЭР. Объём работ на этапах физического, энергетического пусков и опытно-промышленной эксплуатации, включая разделение этапов ввода в эксплуатацию на подэтапы, критерии перехода от одного этапа (подэтапа) ввода в эксплуатацию к другому должны быть обоснованы в ПООБ и отражены в программе ввода энергоблока в эксплуатацию. Программа ввода энергоблока в эксплуатацию, этапные программы должны быть одобрены органами государственного регулирования в процессе лицензирования.

4.5 Выполняемые в процессе ввода в эксплуатацию энергоблока АС ПНР включают в себя проверку, настройку и испытания оборудования, элементов, систем, обеспечивающих достижение проектных параметров и режимов, ввод в эксплуатацию систем, оборудования и энергоблока АС в целом. ПНР начинаются с момента передачи из монтажа в ПНР и начала ПНР на первой системе или оборудовании объекта пускового комплекса и заканчиваются проведением комплексного опробования энергоблока АС.

4.6 Эксплуатирующая организация в целях безопасного и качественного ведения работ по вводу в эксплуатацию энергоблока АС обеспечивает разработку и реализацию программы ввода в эксплуатацию блока АС и программы обеспечения качества при вводе в эксплуатацию блока АС - ПОКАС (ВЭ).

Программа ввода в эксплуатацию блока АС должна содержать требования к полноте и последовательности проводимых испытаний оборудования, систем и энергоблока АС в целом, выполнение которых обеспечивает безопасный ввод в эксплуатацию энергоблока АС и должна быть одобрена Ростехнадзором в процессе лицензирования.

Программа обеспечения качества при вводе в эксплуатацию блока АС должна регламентировать деятельность по обеспечению качества, направленную на реализацию основных критериев и принципов обеспечения безопасности АС и осуществляемую эксплуатирующей организацией и организациями, выполняющими работы и предоставляющими услуги эксплуатирующей организации в процессе ввода в эксплуатацию блока АС. ПОКАС (ВЭ) разрабатывается согласно требованиям НП-090.

4.7 Организации, выполняющие работы или предоставляющие услуги для эксплуатирующей организации, разрабатывают свои частные программы обеспечения качества по соответствующим видам деятельности и согласовывают их с эксплуатирующей организацией в установленном порядке согласно РД ЭО 1.1.2.29.0960.

4.8 Администрация АС обеспечивает разработку на основе проекта РУ и АС и согласование в соответствии с НП-001 с разработчиками проектов РУ и АС, научным руководителем проекта и научным руководителем пуска программ предпусковых наладочных работ, физического и энергетического пусков и опытно - промышленной эксплуатации. Эксплуатирующая организация вправе принять решение о расширении списка организаций, согласующих отдельные программы.

Программы должны быть утверждены эксплуатирующей организацией и представляться в установленном порядке в Ростехнадзор.

4.9 Первый завоз ядерного топлива на площадку, а также физический и энергетический пуски, опытно-промышленная эксплуатация блока АС разрешаются Ростехнадзором эксплуатирующей организации в соответствии с условиями перехода от одного этапа ввода в эксплуатацию к другому после проведения проверки готовности АС к завозу ядерного топлива и к этим этапам ввода в эксплуатацию.

К моменту завоза ядерного топлива система физической защиты должна функционировать в полном объеме.

4.10 Для оперативного и научно-технического руководства вводом в эксплуатацию энергоблока на период с начала проведения предпусковых наладочных работ и заканчивая комплексным опробованием блока на номинальной мощности на АС создаётся Группа руководства пуском под руководством главного инженера АС, в состав которой входят полномочные представители разработчиков проекта АС и РУ, научный и технические руководители пуском.

4.11 Техническое руководство и координацию ПНР в процессе ввода в эксплуатацию энергоблока АС выполняет Генеральный подрядчик по ПНР.

4.12 Приемка выполненных строительных, монтажных и пусконаладочных работ, определение строительной, монтажной и пусконаладочной готовности блока АС к проведению этапов (подэтапов) ввода в эксплуатацию, приемка законченных строительством отдельных объектов пускового комплекса блока АС в ходе выполнения этапов ввода в эксплуатацию, а также определение готовности блока АС для предъявления приемочной комиссии для его приемки с целью получения разрешения на ввод блока АС в эксплуатацию осуществляется рабочей комиссией.

Администрация АС образовывает специализированные подкомиссии (строительную, турбинную, гидротехническую, электрическую, по системам контроля и управления и др.). Подкомиссии должны составить акты готовности соответствующей их профилю к выполнению ПНР и предоставлять утверждённые акты в рабочие комиссии по их требованию.

Акты рабочих подкомиссий, подписанные их членами, утверждаются председателем рабочей подкомиссии.

Порядок формирования, состав, функции, права, обязанности, ответственность рабочей комиссии и подкомиссий, порядок их работы определяются нормативными

документами и совместным приказом филиала эксплуатирующей организации и Генерального подрядчика по сооружению энергоблока.

4.13 В период ввода блока АС в эксплуатацию монтажными организациями согласно программам, разработанным пусконаладочной организацией и под её контролем и координацией работ, осуществляются послемонтажные очистки трубопроводов и оборудования технологических систем (если они не монтировались с соблюдением мероприятий «чистого монтажа»), а также индивидуальные испытания (гидро/пневмо и др.) трубопроводов и оборудования.

В случае, если для после монтажных очисток и индивидуальных испытаний используется штатное оборудование, включаемое в работу по проектным схемам, в помещениях, где оно находится, а также на соответствующих системах и оборудовании вводится на период проведения послемонтажных очисток и индивидуальных испытаний эксплуатационный режим, все оперативные переключения в процессе выполнения работ выполняются эксплуатационным персоналом.

4.14 После завершения индивидуальных испытаний трубопроводов и оборудования на соответствующей системе, система принимается из монтажа для проведения на ней ПНР. На системах и оборудовании, принятых из монтажа для выполнения ПНР, а также в помещениях, где они расположены, вводится эксплуатационный режим.

4.15 После завершения наладочных работ, функциональных испытаний, комплексного опробования отдельных технологических систем и/или оборудования они принимаются соответствующей рабочей подкомиссией.

4.16 Пусконаладочные работы по электротехническим элементам, оборудованию и системам осуществляются в четыре этапа:

– первый этап - подготовительные работы, выполняемые до начала монтажных работ на объекте;

– второй этап - подготовительные работы, совмещённые с электромонтажными работами;

– третий этап - индивидуальные испытания электротехнических элементов и оборудования;

– четвертый этап - комплексное опробование электротехнического оборудования и систем.

4.17 На третьем этапе пусконаладочных работ выполняются индивидуальные испытания электрооборудования. Началом данного этапа считается введение эксплуатационного режима на данной электроустановке, после чего пусконаладочные работы должны относиться к работам, производимым в действующих электроустановках.

С введением эксплуатационного режима обеспечение требований безопасности, оформление нарядов и допуска к производству пусконаладочных работ должны осуществляться заказчиком.

4.18 ПНР на электротехническом оборудовании считаются законченными после проведения комплексного опробования электротехнического оборудования.

4.19 АСУ ТП после выполнения наладочных работ принимается согласно ОСТ 95 10510, ГОСТ 34.603 и ОСТ 95 10260 вначале в опытную эксплуатацию, а после её успешного завершения - в промышленную.

В опытную эксплуатацию АСУ ТП принимается после проведения предварительных испытаний - автономных и комплексных.

4.20 Технические средства и программное обеспечение подсистем АСУ ТП и АСУ ТП в целом, необходимые для проведения индивидуальных испытаний технологического и электротехнического оборудования, а также для начала этапов (подэтапов) ввода в эксплуатацию, должны быть налажены, а также приняты в опытную эксплуатацию в сроки, обеспечивающие возможность выполнения этих работ в установленных программами объёмах и предусмотренные графиками сроки.

4.21 Техническое обслуживание систем и оборудования энергоблока после оформления акта готовности для выполнения (передачи в) ПНР, производится персоналом АС.

4.22 Объекты пускового комплекса сооружаемого энергоблока АС принимаются рабочей комиссией в эксплуатацию после завершения на них всех строительно-монтажных и пусконаладочных работ (для электротехнического оборудования - завершения индивидуальных испытаний) на расположенных в этих объектах системах и оборудовании.

4.23 При приёмке систем, оборудования, зданий и сооружений рабочей комиссией Генеральный подрядчик должен представить документацию в объёме, предусмотренном строительными нормами и правилами и нормативными документами, действующими в атомной энергетике.

4.24 Контроль за устранением несоответствий, выявленных рабочей комиссией, обеспечивает администрация АС с участием полномочных представителей авторского надзора со стороны разработчиков проектов РУ и АС.

Разрешение на выполнение очередного этапа выдает эксплуатирующая организация на основании проверки готовности и результатов инспекции Ростехнадзора.

4.25 На основании требований проекта РУ, АС, отчета по безопасности и утвержденного технологического регламента безопасной эксплуатации энергоблока АС до начала ПНР на системах и/или оборудовании должны быть разработаны и утверждены инструкции по эксплуатации этих систем и/или оборудования, которые в дальнейшем должны быть откорректированы по результатам ввода в эксплуатацию энергоблока АС.

4.26 Решение о проведении всех подэтапов предпусковых наладочных работ принимает ГРП на основании акта рабочей комиссии о готовности блока АС к проведению соответствующего подэтапа (для подэтапов А-0, А-4 акт рабочей комиссии не требуется).

Решение о проведении физического пуска, энергетического пуска, опытно-промышленной эксплуатации, включая комплексное опробование энергоблока, принимает ГРП в установленном порядке на основании акта рабочей комиссии о готовности систем и оборудования, подготовленности персонала (для физического пуска) и акта эксплуатирующей организации об устранении недостатков по результатам инспекции Ростехнадзора (для физического пуска и энергетического

пуска).

До начала комплексного опробования блока рабочей комиссией должны быть приняты в эксплуатацию все объекты пускового комплекса блока АС.

4.27 При вводе в эксплуатацию энергоблока АС должны быть обеспечены условия эксплуатационной готовности и безопасной эксплуатации, установленные проектом РУ и АС, действующими нормами и правилами в области использования атомной энергии, нормативными документами эксплуатирующей организации, программами ПНР и эксплуатационными инструкциями.

4.28 В процессе выполнения работ по вводу в эксплуатацию энергоблока АС должны быть подтверждены с документальным оформлением (акты, протоколы, отчёты и т.д.) проектные характеристики оборудования и систем, а также уточнены технологические ограничения, пределы и условия безопасной эксплуатации энергоблока АС.

4.29 Испытания оборудования и систем должны проводиться по проектным схемам после окончания соответствующих строительных и монтажных работ в соответствии с требованиями рабочей и пусконаладочной документации. Перед испытаниями должно быть проверено выполнение условий готовности согласно требованиям программ, 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 предприятий-изготовителей, требований проектно-конструкторской документации, инструкций по монтажу оборудования.

4.30 До начала физического пуска РУ должны быть испытаны и введены в работу все системы нормальной эксплуатации, системы безопасности АС и системы управления запроектными авариями, внутренний и внешний аварийные центры, организована передача данных в аварийные центры АС и КЦ эксплуатирующей организации от систем радиационного контроля и АСУ ТП.

4.31 Перед физпуском должны быть подготовлены условия для надежной и безопасной эксплуатации энергоблока, укомплектован и обучен (с проверкой знаний) оперативный и ремонтный персонал, разработаны эксплуатационные инструкции и оперативные схемы, техническая документация по учету и контролю ядерных материалов, подготовлены запасы ядерного топлива, материалов, запасные части, средства технического обслуживания и ремонта оборудования и систем, введены в действие СДТУ с линиями связи, системы пожарной сигнализации и пожаротушения, радиационного контроля, управления и защиты, вентиляции, устройства переработки и хранения радиоактивных отходов.

4.32 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.

4.33 Физический, энергетический пуски и опытно-промышленную эксплуатацию 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 испытаний в соответствии с программами физического, энергетического пусков и опытно-промышленной эксплуатации осуществляет Научный руководитель пуска, назначаемый эксплуатирующей организацией. Руководство проведением испытаний в смене по программам физических экспериментов и в соответствии со сменным заданием осуществляет контролирующий физик через НС энергоблока АС.

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

4.35 Вывод РУ на заданный уровень мощности должен осуществляться в соответствии с технологическим регламентом безопасной эксплуатации энергоблока АС и инструкцией по эксплуатации РУ по разрешенной эксплуатирующей организацией заявке.

4.36 В процессе энергопуска и опытно-промышленной эксплуатации должны быть проверены работоспособность систем и оборудования, безопасность их эксплуатации, при проектных параметрах проведена проверка и корректировка настройки всех систем контроля, управления и средств измерений, автоматических регуляторов, защит, блокировок, сигнализации, контрольно-измерительных приборов, измерительных каналов, измерительных систем (ИС-1) и проведены работы по утверждению типа измерительных систем (ИС-2) и выполнению первичной поверки ИС-2 до ввода в промышленную эксплуатацию АСУ ТП, учтены все метрологические процедуры в порядке, установленном на АС для нового оборудования.

4.37 Несоответствия и недоделки, допущенные в ходе строительства и монтажа, а также несоответствия оборудования, выявленные в процессе предпусковых наладочных работ, физического и энергетического пусков, опытно-промышленной эксплуатации должны быть устранены проектными, строительными, монтажными организациями и поставщиками оборудования, соответственно, до начала следующего этапа.

4.38 При комплексном опробовании энергоблока АС должна быть проверена совместная работа основного и вспомогательного оборудования под нагрузкой.

Комплексное опробование систем, оборудования по схемам, не предусмотренным проектом, запрещается.

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

Комплексное опробование энергоблока 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.

4.39 До приемки энергоблока в промышленную эксплуатацию приемочной комиссией рабочая комиссия должна оформить акт о выполнении комплексного опробования энергоблока и устранении выявленных дефектов и недоделок.

4.40 Приёмка законченного строительством блока АС производится приёмочной комиссией после завершения опытно-промышленной эксплуатации блока АС, включая проведение комплексного опробования блока АС на номинальной мощности непрерывно в течение 15 суток при работе в базисном режиме.

После проведения комплексного опробования блока, на основании извещения филиала эксплуатирующей организации об окончании строительства Ростехнадзор проводит проверку (итоговую) соответствия и инспекцию готовности к вводу блока АС в эксплуатацию. Акты проведённых проверки и инспекции передаются АС. Администрация АС обеспечивает устранение указанных в актах несоответствий (нарушений) при их наличии.

По результатам проведенных проверки и инспекции с учётом устранения выявленных несоответствий (нарушений) на основании обращения филиала эксплуатирующей организации Ростехнадзором принимается решение о выдаче заключения о соответствии объекта требованиям технических регламентов (норм и правил), иных нормативных и правовых актов и проектной документации.

По результатам рассмотрения представленного рабочей комиссией комплекта документации и сделанных на их основе оценок и заключений приёмочная комиссия принимает решение о приёмке блока АС и готовности блока АС к эксплуатации.

4.41 На основании направленного в Госкорпорацию «Росатом» акта приёмки объекта капитального строительства по форме № КС-14 и заключения о соответствии построенного объекта капитального строительства требованиям технических регламентов (норм и правил, иных нормативно-правовых актов и проектной документации). Госкорпорацией «Росатом» оформляется разрешение о вводе энергоблока АС в промышленную эксплуатацию.

Датой ввода энергоблока АС в промышленную эксплуатацию считается дата выдачи разрешения Государственной корпорации «Росатом» на ввод энергоблока АС в промышленную эксплуатацию.

5 Организация эксплуатации АС

5.1 Задачи и организационная структура

5.1.1 Основными обязанностями работников эксплуатирующей организации, в том числе АС, предприятий и организаций, непосредственно обеспечивающих эксплуатацию АС, являются:

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

– обеспечение безопасной, надежной и экономически эффективной работы систем и оборудования АС;

– снижение вредного воздействия производства на людей и окружающую среду;

– содержание зданий, сооружений, систем и оборудования в состоянии эксплуатационной готовности;

– обеспечение единства измерений при производстве, передаче и распределении энергии;

– 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, федеральные нормы и правила в области использования атомной энергии, нормы и правила по ядерной, радиационной, промышленной, технической, экологической, пожарной безопасности и других видов безопасности, определённые федеральными законами, правил охраны труда, а также федеральные нормы и правила, национальные стандарты, нормативные и распорядительные документы Госкорпорации «Росатом» и эксплуатирующей организации, регламенты, инструкции, программы и методики испытаний и другие документы, касающиеся его деятельности, правила личной гигиены и внутреннего распорядка.

Обязательные и рекомендуемые к использованию технические документы приведены в «Указателе технических документов, регламентирующих обеспечение безопасности на всех этапах жизненного цикла атомных станций (обязательных и рекомендуемых к использованию)» (далее – Указатель НД), постоянно поддерживаемом эксплуатирующей организацией в актуализированном состоянии.

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;

– обеспечение качества 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, предприятия-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 расследован и учтен в соответствии с НП-004.

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, превышающих установленные пределы безопасной эксплуатации, АС обязана немедленно информировать об этом эксплуатирующую организацию, органы государственного регулирования безопасности и организации научно-технической поддержки эксплуатации АС 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 организации научно-технической поддержки эксплуатации АС и органы государственного регулирования безопасности в соответствии с требованиями НП-004.

Администрация АС должна обеспечить передачу в установленном порядке в адрес разработчиков проектов и предприятий-изготовителей оборудования копий отчетов о расследовании нарушений в работе АС, не подлежащих сообщению регулирующему органу, выпускаемых атомными станциями в соответствии с РД ЭО 1.1.2.01.0331.

Организация и проведение расследования, оформление и распространение результатов расследования, контроль качества расследования различных типов событий на АС установлено в РД ЭО 1.1.2.01.0163.

События низкого уровня, которые не привели к нарушениям в работе АС и отклонениям на АС, неплановым ремонтам энергоблоков, учитываются и анализируются в порядке, установленном СТО 1.1.1.04.005.0797, РД ЭО 1.1.2.01.0308.

5.1.7 Для обеспечения готовности АС к прохождению климатических периодов, повышения эксплуатационной надежности и устойчивости энергоблоков АЭС, предупреждения отказов оборудования, связанных с прохождением опасных природных явлений на АС должны ежегодно разрабатываться и выполняться:

а) Мероприятия по подготовке объектов АЭС к работе в период прохождения паводка;

б) Мероприятия по подготовке АЭС к прохождению опасных природных явлений в летний период, включающий три основных раздела:

– организационно-технические мероприятия по обеспечению пожарной безопасности в пожароопасный период;

– организационно-технические мероприятия по подготовке к прохождению грозового периода;

– организационно-технические мероприятия по предупреждению нарушений в работе оборудования АЭС при аномально высоких температурах наружного воздуха;

в) Мероприятия по подготовке АЭС к работе в осенне-зимний период.

Порядок разработки мероприятий и контроля их выполнения определяется руководящими документами эксплуатирующей организации.

5.1.8 По итогам работы за год атомная станция должна разрабатывать и выпускать отчет о текущем уровне состояния безопасности при эксплуатации энергоблоков в соответствии с СТО 1.1.1.04.001.0143.

5.1.9 Разграничение сфер деятельности руководителей и подразделений и зон обслуживания подразделениями должно осуществляться соответствующими положениями или другими документами, утвержденными директором АС, главным инженером АС или заместителем главного инженера АС по направлению.

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 - часть скоординированной деятельности по руководству и управлению организацией, направленная на создание уверенности, что требования к качеству будут выполнены, и 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 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 должна быть определена, доведена до всего персонала и выполняться Политика в области качества.

Знание Политики в области качества является обязательной для работников эксплуатирующей организации, в том числе АС.

5.2.5 Обеспечение качества выполняемых работ и предоставляемых услуг должно входить в круг основных функций работников эксплуатирующей организации 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 и на АС должна быть создана и функционировать система качества в соответствии с требованиями НП-090, ГОСТ ISO 9001 (с учетом терминов по ГОСТ ISO 9000) и [5].

5.2.7 Система 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 эксплуатирующей организации.

В рамках системы качеством необходимо:

а) разрабатывать, документально оформлять, доводить до сведения персонала и периодически анализировать политику в области качества с целью подтверждения соответствия поставленных руководством целей организации и выполняемой текущей деятельности;

б) создавать организационную структуру управления АС, в которой:

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

– предусматривать подразделение по качеству;

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

в) 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;

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

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

е) предусматривать проведение регулярных внутренних и внешних проверок по качеству с последующей разработкой, реализацией, контролем и оценкой результативности корректирующих и предупреждающих действий;

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

з) обеспечивать проведение анализа результативности СМК на АС руководством станции с последующей разработкой мероприятий по ее совершенствованию.

5.2.8 В системе качества эксплуатирующей организации, в том числе АС, 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, 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 Описание систем качества атомных станций и организаций, выполняющих работы и предоставляющих услуги эксплуатирующей организации, в

том числе АС, приведены в их программах обеспечения качества, разработанных в соответствии с требованиями НП-090.

5.2.10 При функционировании в эксплуатирующей организации, на атомных станциях, в организациях выполняющих работы или предоставляющих услуги эксплуатирующей организации, в том числе АС, систем менеджмента качества или систем менеджмента, разработанных в соответствии с положениями национальных и (или) международных стандартов, ПОК должны содержать краткую информацию о СМК (включая область ее применения, сведения о сертификате соответствия СМК установленным требованиям, сроке его действия, ссылки на документированные процедуры СМК, используемые при разработке и выполнении ПОК).

5.2.11 Эксплуатирующая организация в соответствии с требованиями Федерального закона [6], НП-001 и НП-090 и СТО 1.1.1.04.004.0977 для функционирования системы обеспечения качества на атомных станциях выполняет следующие обязанности:

– предусматривает и совершенствует организационные структуры эксплуатирующей организации 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 федеральных норм и правил по безопасности, отраслевых норм, национальных стандартов, стандартов организации, руководящих документов Госкорпорации «Росатом» и эксплуатирующей организации;

– устанавливает требования к программам обеспечения качества предприятий и организаций, выполняющих работы и предоставляющих услуги эксплуатирующей организации, в том числе АС;

– организует работы в соответствии с НД, устанавливающей требования к конкретным видам деятельности;

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

– включает требования о наличии планов качества, необходимых сертификатов, требований технических регламентов Таможенного Союза и Российской Федерации в типовую форму договора на поставку оборудования, запчастей и материалов и на выполнение услуг поставщиками и подрядчиками, обеспечивает контроль за качеством изготовления и приемки ядерного топлива, оборудования, запчастей и материалов для атомных станций;

– осуществляет проведение проверок выполнения и оценку результативности программ обеспечения качества атомных станций;

– осуществляет согласование, контроль за выполнением и оценку результативности выполнения программ обеспечения качества организаций, выполняющих работы и предоставляющих услуги для эксплуатирующей организации;

– 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 функционированию системы менеджмента качества в соответствии с требованиями стандартов ISO;

– проводит анализ результативности системы качества, предпринимает корректирующие действия по повышению результативности, управляет ресурсами для решения этой задачи.

5.2.12 Эксплуатирующая организация осуществляет проведение проверок выполнения программ обеспечения качества в соответствии с РД ЭО 1.1.2.01.0573.

5.2.13 Атомные станции осуществляют контроль за выполнением и оценку результативности выполнения ПОКАС(О), своих частных программ обеспечения качества и ПОК организаций, выполняющих работы и предоставляющих услуги для АС.

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 Периодичность и нормативная продолжительность ремонта энергоблоков АС должна выполняться согласно требованиям РД ЭО 1.1.2.12.0085.

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

5.3.5 Организация технического обслуживания и ремонта оборудования и систем АС должны соответствовать требованиям СТО 1.1.1.01.0069, РД ЭО 1.1.2.01.0086 и действующих руководящих документов системы ТОиР, 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 технологических регламентов по эксплуатации энергоблоков АС, инструкций по эксплуатации и/или программ испытаний систем и оборудования.

5.3.6 При выводе систем безопасности в техническое обслуживание, ремонт, а также при их испытаниях и проверках должны соблюдаться установленные в

технологическом регламенте и инструкциях по эксплуатации требования по обеспечению безопасности.

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

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

5.3.9 Вывод оборудования из работы (резерва) в ремонт или его испытания должны проводиться по заявкам в установленном порядке.

5.3.10 Порядок организации и проведения модернизации систем и оборудования АС определяется СТО 1.1.1.04.003.0542.

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

5.3.11 Управление ресурсными характеристиками оборудования должно соответствовать требованиям правил и норм в области использования атомной энергии и СТО 1.1.1.01.007.0281.

5.4 Распространение и использование опыта эксплуатации АС

5.4.1 Опыт эксплуатации АС является важным источником информации в рамках процесса формирования и принятия решений, направленных на обеспечение безопасной, надежной и экономически эффективной эксплуатации АС, и должен использоваться в течение всего срока эксплуатации АС эксплуатирующей организацией, атомными станциями и организациями, выполняющими работы и предоставляющими услуги для эксплуатирующей организации, в том числе АС.

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

– проведения конференций, совещаний, семинаров, советов руководителей и специалистов атомных станций, эксплуатирующей организации и организаций, выполняющих работы и предоставляющих услуги для эксплуатирующей организации, в том числе АС, по видам деятельности и вопросам эксплуатации АС;

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

– функционирования и расширения отраслевой информационно-аналитической системы по опыту эксплуатации атомных станций, обеспечивающей сбор, накопление, обработку, размещение и хранение, анализ, распространение и использование информации о внутреннем и внешнем опыте эксплуатации АС в объёме требований к ней, определяемых РД ЭО 1.1.2.01.0152;

– анализа опыта эксплуатации АС, направленного на разработку и реализацию корректирующих и предупреждающих мер в целях повышения безопасности АС и улучшения их эксплуатационных показателей;

– оценки результативности реализованных корректирующих и предупреждающих мер;

– разработки и использовании отчетов о расследованию событий в работе АС в т.ч. нарушений, отклонений, пожаров, несчастных случаев и т.д.

5.4.3 Функционирование отраслевой информационно-аналитической системы по опыту эксплуатации АС организуется и поддерживается эксплуатирующей организацией в соответствии с РД ЭО 1.1.2.01.0152, СТО 1.1.1.01.002.0646, [7] и [8].

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

а) атомные станции обеспечивают:

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

– разработку и внедрение мероприятий по использованию опыта эксплуатации, контроль их реализации (на уровне АС);

– выявление положительных практик эксплуатации АС;

– анализ материалов по положительным практикам, размещенных в отраслевой информационно-аналитической системе с целью внедрения лучших примеров на своей АС;

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

б) эксплуатирующая организация обеспечивает:

– организацию и управление системой анализа и использования опыта эксплуатации АС, оценку эффективности функционирования системы использования опыта эксплуатации на уровне ЭО;

– анализ информации о внутреннем и внешнем опыте эксплуатации (в т.ч. о положительных практиках), разработку и контроль реализации корректирующих мероприятий на уровне ЭО;

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

5.4.5 Накопленный опыт эксплуатации АС реализуется в проектных, конструкторских и эксплуатационных решениях, распорядительных и нормативных документах.

5.5 Система внутреннего контроля безопасности и качества.

5.5.1 Контроль обеспечения безопасности и качества как неотъемлемый элемент системы управления деятельностью по обеспечению безопасности организуется посредством создания и внедрения системы внутреннего контроля безопасности и качества (далее - Система ВКБК).

5.5.2 Основной целью функционирования Системы ВКБК является обеспечение гарантий достижения целей эксплуатирующей организации атомных станций.

5.5.3 Основными элементами Системы ВКБК являются:

– инспекционный контроль полноты выполнения обязательных требований по обеспечению безопасности и качества, осуществляемый специализированным органом Системы ВКБК эксплуатирующей организации;

– производственный контроль соблюдения установленных требований по обеспечению безопасности;

– контроль полноты выполнения установленных требований по обеспечению качества

5.5.4 Система ВКБК должна обеспечивать:

– - предотвращение возникновения аварий, происшествий, инцидентов и нарушений обязательных требований по обеспечению безопасности в эксплуатирующей организации;

– исключение возможности поставок на АЭС продукции и предоставления работ и услуг ненадлежащего качества без проведения внутренних контрольных процедур на соответствие их установленным требованиям безопасности и качества или не прошедших требуемых испытаний и экспертиз;

– выявление и пресечение нарушений обязательных требований по обеспечению безопасности и качества в эксплуатирующей организации посредством организации и проведения внутренних проверок, а также расследования обстоятельств и причин допущенных нарушений в работе АС;

– проведение систематического контроля за выполнением на подконтрольных объектах обязательных требований по обеспечению безопасности, устранением ранее выявленных нарушений, а также надлежащим исполнением предписаний федеральных органов исполнительной власти и поручений руководства эксплуатирующей организации по обеспечению безопасности и качества;

– осуществление информирования руководства эксплуатирующей организации о результатах оценки эффективности осуществления мероприятий федеральных, межотраслевых и отраслевых целевых программ и проектов, направленных на повышение безопасности и качества;

– проведение аналитической работы для оценки состояния подконтрольных объектов и выполнения обязательных требований по обеспечению безопасности и качества, а также своевременной подготовки предложений для принятия руководством эксплуатирующей организации корректирующих управленческих решений, в том числе профилактического характера.

5.5.5 Внутренний контроль безопасности и качества в Системе ВКБК реализуется в формах:

– проведения производственного контроля за соблюдением установленных требований по обеспечению безопасности в соответствии с принятой системой производственного контроля;

– проведения внутренних проверок безопасности и качества;

– получения и передачи в установленном порядке информации по вопросам обеспечения безопасности и качества;

– информирования руководства эксплуатирующей организации о состоянии и результатах внутреннего контроля безопасности и качества;

– анализа результатов проверок органами внутреннего контроля безопасности и качества и государственного надзора в области использования атомной энергии и подготовки на его основе предложений по устранению причин выявленных нарушений, повышению эффективности системы обеспечения безопасности и качества;

– заслушивания руководителей и должностных лиц АС о состоянии и обеспечении безопасности и качества, а также ходе устранения нарушений и мерах по их предупреждению.

5.5.6 В рамках инспекционного контроля решаются следующие основные задачи:

– разработка, внедрение и совершенствование регламентирующей и методической документации;

– планирование, организация и проведение внутренних проверок безопасности и качества;

– контроль за устранением выявленных внутренними и внешними проверками нарушений обязательных требований безопасности и качества;

– анализ и оценка деятельности структурных подразделений и ДЗО по обеспечению безопасности и качества;

– анализ нарушений норм и правил по безопасности, а также их причин, выработка рекомендаций по устранению выявленных нарушений и принятию профилактических мер по их предотвращению в дальнейшем;

– оценка эффективности деятельности специализированных органов Системы ВКБК.

5.5.7 Функция производственного контроля состояния безопасности АС подробно описана в разделе 5.6.

5.5.8 Конкретные процедуры деятельности в Системе ВКБК устанавливаются руководящими документами эксплуатирующей организации.

Состав указанных документов должен определяться разделом «Инспекции и контроль» Указателя НД.

5.5.9 Контроль обеспечения безопасности и качества осуществляется эксплуатирующей организацией в соответствии с законодательными и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

5.6 Производственный контроль состояния безопасности АС

5.6.1 Производственный контроль состояния безопасности АС является неотъемлемой частью деятельности эксплуатирующей организации и администрации АС по обеспечению безопасности АС.

5.6.2 Цель ПКСБ АС - предупреждение возникновения событий на АС, влияющих на состояние глубоко эшелонированной защиты и/или оказывающих неблагоприятное воздействие на персонал, население и окружающую среду.

5.6.3 Под системой ПКСБ АС понимается совокупность органов управления, сил и средств эксплуатирующей организации, обеспечивающих контроль соблюдения установленных требований по безопасности.

5.6.4 ПКСБ осуществляется по следующим основным видам безопасности:

1) ядерная безопасность;
2) радиационная безопасность;
3) промышленная безопасность;
4) техническая безопасность;
5) экологическая безопасность;
6) пожарная безопасность;
7) безопасность ГТС.

5.6.5 ПКСБ осуществляется на следующих уровнях управления:

1) уровень эксплуатирующей организации;
2) уровень АС;
3) уровень подразделений АС.

5.6.5.1 ПКСБ АС на уровне эксплуатирующей организации осуществляется подразделениями центрального аппарата эксплуатирующей организации в соответствии с распределением обязанностей по проведению единой технической политики и выполнению функций эксплуатирующей организации по следующим направлениям:

1) контроль внедрения отраслевых нормативных документов по безопасности, норм и правил по безопасности;
2) контроль соблюдения норм и правил по безопасности, требований технологических регламентов безопасной эксплуатации, отраслевых нормативных документов по безопасности на АС;
3) методическое руководство;
4) производственный мониторинг состояния безопасности АС;
5) проведение производственных проверок состояния безопасности;
6) контроль выполнения УДЛ на эксплуатацию энергоблоков АС и лицензий на НИР с ЯМ;
7) расследование важных для безопасности событий на АС;
8) анализ текущего состояния безопасности АС и тенденций его изменения;
9) контроль выполнения отраслевых мероприятий по безопасности и корректирующих мероприятий на АС.

5.6.5.2 ПКСБ на уровне АС осуществляется в виде:

1) контроля исполнения подразделениями АС установленных требований путем обходов зданий, сооружений, помещений, оборудования и рабочих мест руководителями АС (директор, главный инженер, их заместители);
2) контроля технической документации на стадии согласования, подписания и утверждения руководителями АС, а также руководителями уполномоченных подразделений (служб) АС;
3) проверок соблюдения требований безопасности уполномоченными подразделениями (службами) АС;
4) самооценок и проверок внутренними комиссиями АС;
5) технического контроля и измерений, выполняемых уполномоченными подразделениями (службами) АС.

5.6.5.3 ПКСБ на уровне подразделений АС осуществляется в виде:

1) контроля руководителями и работниками подразделений соответствия закрепленного за подразделением и смежного оборудования, зданий, сооружений, помещений требованиям действующих норм и правил по безопасности и проекту;

2) контроля руководителями и работниками подразделений соответствия технологических процессов требованиям инструкций по эксплуатации, регламентов, действующих норм и правил и проекта.

3) контроля руководителями подразделений (уполномоченными работниками подразделений) соблюдения установленных требований безопасности персоналом подразделений АС;

4) контроля технической документации на стадии разработки, согласования или подписания руководителями (работниками) подразделений;

5) постоянных и целевых самооценок, проводимых руководителями и специалистами подразделений.

5.6.6 Объем, форма и периодичность осуществления ПКСБ на каждом уровне управления в эксплуатирующей организации и на АС определяются дифференцировано в зависимости от вида безопасности, потенциальной опасности, состояния и достигнутого уровня безопасности на эксплуатируемых объектах.

5.6.7 Подразделения АС реализуют функции ПКСБ в соответствии с отраслевыми нормативными документами по осуществлению производственного контроля, станционными положениями о подразделениях, действующими на АС техническими документами, регламентами деятельности персонала специализированных подразделений ПКСБ и процедурами контроля.

5.7 Контроль за эффективностью работы АС

5.7.1 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.

5.7.2 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.

5.7.3 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.

5.7.4 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 1 раз в месяц.

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

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

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

5.7.8 Эффективность работы оборудования АС должна оцениваться по технико-экономическим показателям на основе [10]. 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.

5.8 Контроль за состоянием металла

5.8.1 Для повышения безопасности и надежности 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).

5.8.2 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 нормативной 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 - 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.

5.8.3 Конкретный перечень оборудования и трубопроводов, подлежащих контролю, устанавливается типовыми программами контроля, которые разрабатываются эксплуатирующей организацией, согласовываются разработчиками РУ, АС и головной материаловедческой организацией, утверждаются эксплуатирующей организацией.

5.8.4 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.

5.8.5 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.

На АС работы с образцами-свидетелями могут выполняться по отдельным программам.

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

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

Указанная рабочая программа утверждается главным инженером АС.

5.8.7 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, являющимися отчетной документацией по контролю.

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

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

5.8.10 Метрологическое обеспечение средств контроля должно осуществляться в соответствии с 5.9 и требованиями РД ЭО 1.1.2.01.0318.

Запрещается эксплуатировать средства измерений, в том числе измерительные системы, измерительные каналы, как самостоятельные, так и из состава более сложных систем – систем диагностики, контроля, мониторинга, не прошедшие

поверку (калибровку) или с недействительными (с истёкшим сроком действия или поврежденными) знаками поверки (калибровки), и применять неаттестованные методики (методы) измерений, в том числе из состава методик (регламентов) контроля, другой эксплуатационной документации.

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

5.9 Метрологическое обеспечение

5.9.1 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 АС должно осуществляться на всех этапах жизненного цикла АС с целью получения достоверной измерительной информации о состоянии контролируемых объектов и процессов на основе соблюдения установленных метрологических требований и норм, что позволит исключить или свести к минимуму риски принятия ошибочных решений при размещении, проектировании, разработке процедур и конструированию, изготовлению, монтажу и наладке систем, оборудования и других элементов АС, сооружении и управлении АС, эксплуатации, модернизации и ремонте ее систем и оборудования, выводе из эксплуатации энергоблоков АС и осуществляется в соответствии с, законодательством по обеспечению единства измерений, в том числе в области использования атомной энергии, включая, Постановления Правительства и нормативно-правовые акты, утвержденные Приказами Минпромторга, Госкорпорации «Росатом», Росстандарта, Ростехнадзора, другими федеральными органами исполнительной власти, органами государственного регулирования, осуществляющими нормативно-правовое регулирование в соответствующих областях деятельности, а также в соответствии с положениями и требованиями ГОСТ Р 8.565, ГОСТ Р 8.563, другими документами государственной системы обеспечения единства измерений, нормативными документами уполномоченного органа управления использованием атомной энергии, эксплуатирующей организации, локальными нормативными актами АС в области метрологического обеспечения АС.

5.9.2 Объектами метрологического обеспечения являются:

– измерения, контроль, испытания, а также работы и технологические процессы, составной частью которых являются указанные операции, и АС в целом;

– средства измерений, включая измерительные системы, как самостоятельные, так и входящие в состав более сложных структур (систем контроля, управления технологическими процессами, безопасности, противоаварийной защиты, диагностирования, мониторинга, других систем и оборудования АС), средства испытаний, средства (системы) технического контроля (в том числе допускового, радиационного, измерительного, производственного и

эксплуатационного, далее – контроля) и диагностирования, индикаторы, эталоны, стандартные образцы, аттестованные объекты;

– методики (методы) измерений, методики испытаний, контроля, вычислительные алгоритмы (реализующие их программные средства) обработки результатов измерений (измерительной информации);

– организационно-распорядительная, нормативная и техническая документация, связанная с получением или использованием измерительной информации, т.е. которая содержит требования к измерениям, испытаниям, контролю, их средствам и методикам (методам), эталонам, стандартным образцам, индикаторам и другим объектам метрологического обеспечения, требования и/или положения по обеспечению единства измерений, метрологии и метрологическому обеспечению.

5.9.3 Метрологическое обеспечение АС основано на:

– использовании допущенных к применению единиц величин, стандартных справочных данных о физических константах и свойствах веществ и материалов, единой терминологии в области метрологии;

– использовании установленных норм точности;

– применении аттестованных методик (методов) измерений, алгоритмов и программного обеспечения, реализующих обработку результатов измерений;

– использовании технических средств, являющихся объектами метрологического обеспечения, допущенных к применению на АС в установленном органами государственного регулирования безопасности и уполномоченным органом управления использованием атомной энергии порядке;

– функционировании метрологической службы эксплуатирующей организации в соответствии с РД ЭО 1.1.2.01.0516 и РД ЭО 1.1.2.25.0274;

– технической компетентности работников метрологической службы и приверженности их принципам культуры безопасности,

и включает в себя работы, определяемые ГОСТ Р 8.565 для всех этапов жизненного цикла АС, РД ЭО 1.1.2.01.0516 и Положениями о метрологических службах АС, в том числе:

– метрологическую экспертизу документации, являющейся объектом метрологического обеспечения;

– поверку (калибровку) средств измерений, в том числе измерительных систем;

– метрологический надзор на АС, включая метрологический надзор со стороны уполномоченного органа управления использованием атомной энергии, эксплуатирующей организации, внутренний метрологический надзор АС;

– оценку состояния измерений в испытательных и измерительных (в том числе аналитических) подразделениях, лабораториях АС;

– формирование и ведение Паспорта метрологической службы АС и информационного фонда эксплуатирующей организации и АС по обеспечению единства измерений в соответствии с РД ЭО 1.1.2.29.0203, включая перечни СИ и индикаторов, методик (методов) измерений АС.

5.9.4 СИ, применяемые на АС, должны быть утвержденного типа, пройти перед поставкой на АС первичную поверку в соответствии с РД ЭО 1.1.2.29.0202 (в установленных случаях – первичную калибровку после монтажа и наладки, перед вводом в опытную или опытно-промышленную эксплуатацию) и иметь действующее свидетельство о поверке (в установленных случаях – сертификат о калибровке), необходимую сопроводительную документацию на русском языке (паспорт/формуляр), инструкцию (руководство) по эксплуатации с методикой поверки (и, при необходимости, калибровки), и проходить периодически в процессе эксплуатации поверку (калибровку) через установленный межповерочный (межкалибровочный) интервал. Измерительные системы являются разновидностью СИ, и на них распространяются все требования, предъявляемые к СИ. Особенности метрологического обеспечения таких сложных СИ, как измерительные системы, изложены в РД ЭО 1.1.2.01.0924.

Для применяемых вне сферы государственного регулирования обеспечения единства измерений уникальных, единичных образцов средств измерений, в том числе одноразового применения, тиражирование которых, включая модификации, не предусмотрено, требования к проведению процедур по утверждению их типа, поверке и (или) калибровке устанавливают в соответствии с приказом Госкорпорации «Росатом»[9].

Индикаторы, в том числе из состава средств контроля и испытаний, должны проходить установленное техническое обслуживание в соответствии с требованиями РД ЭО 1.1.2.99.0925.

Применяемые для поверки (калибровки) СИ АС эталоны (в том числе эталоны АС), аттестованные объекты (по приказу Госкорпорации «Росатом»[9]), испытательное оборудование, а также методики (методы) измерений, в том числе входящие в состав методик контроля, испытаний, эксплуатационную документацию средств измерений, контроля, испытаний, должны быть аттестованы.

Документация, разрабатываемая для АС (или эксплуатирующей организации) и являющаяся объектом метрологического обеспечения, должна пройти при разработке метрологическую экспертизу и быть согласована метрологическим службами соответствующих АС (или эксплуатирующей организации).

Все объекты метрологического обеспечения, такие как технические средства и документация, при поставке на АС должны пройти входной контроль в части метрологического обеспечения.

5.9.5 Запрещается эксплуатировать средства измерений, не прошедшие поверку (калибровку) или с недействительными (с истёкшим сроком действия или поврежденными) знаками поверки (калибровки), и применять неаттестованные эталоны, методики (методы) измерений, в том числе из состава методик (регламентов) контроля, другой эксплуатационной документации, стандартные образцы, тип которых не утвержден.

5.9.6 Работы по метрологическому обеспечению АС, в т.ч. поверку (калибровку) СИ в процессе эксплуатации, разработку и аттестацию методик (методов) измерений в соответствии с РД ЭО 1.1.2.29.0145, метрологическую экспертизу документации, метрологический надзор, другие виды метрологической деятельности, осуществляют самостоятельные специализированные

метрологические структурные подразделения АС и другие организации (кроме метрологического надзора) с подтвержденной технической компетентностью (в частности – аккредитацией) в конкретной области работ в соответствии с требованиями нормативных документов государственной системы обеспечения единства измерений, органов государственного регулирования безопасности, уполномоченного органа управления использованием атомной энергии, эксплуатирующей организации.

Работы по метрологическому обеспечению АС относятся к основным видам деятельности эксплуатирующей организации и основным работам по эксплуатации АС, а метрологические структурные подразделения эксплуатирующей организации и АС – к основным производственным подразделениям.

5.9.7 Исполнение отраслевой функции «Метрологическое обеспечение» обеспечивает функционирующая в соответствии с РД ЭО 1.1.2.01.0516 метрологическая служба эксплуатирующей организации.

Метрологическая служба эксплуатирующей организации возглавляется главным метрологом эксплуатирующей организации и состоит из:

- метрологических служб атомных станций и других филиалов;
- метрологической службы центрального аппарата – ГОМС.

Метрологические службы АС являются основой метрологической службы эксплуатирующей организации. Метрологические службы АС возглавляются главными метрологами АС и состоят из отделов метрологии и персонала других подразделений АС, выполняющих отдельные функции по метрологическому обеспечению, в соответствии с их спецификой.

Метрологические службы АС должны быть оснащены необходимыми средствами поверки, калибровки, аттестации, помещениями, справочно-информационным фондом в соответствии с РД ЭО 1.1.2.25.0274, квалифицированным и аттестованным (в соответствии с РД ЭО 1.1.2.29.0431) персоналом.

На метрологические службы АС в соответствии с РД ЭО 1.1.2.01.0516 возложены функции базовых организаций в составе метрологической службы эксплуатирующей организации по видам измерений и видам метрологической деятельности.

Функции метрологической службы центрального аппарата - ГОМС возложены на научно-исследовательский отраслевой центр метрологии эксплуатирующей организации.

5.9.8 Единую техническую политику эксплуатирующей организации в области метрологического обеспечения эксплуатации АС формирует и реализует главный метролог эксплуатирующей организации. На АС единую техническую политику эксплуатирующей организации в данной области реализует главный метролог АС.

5.9.9 Задачи, функции, полномочия метрологической службы эксплуатирующей организации в целом, метрологических служб АС, их главных метрологов, ГОМС, метрологических структурных подразделениях АС и эксплуатирующей организации, установлены в РД ЭО 1.1.2.01.0516, положениях о метрологических службах АС, о ГОМС, об отделах метрологии АС и научно-

исследовательском отраслевом центре метрологии эксплуатирующей организации, соответственно.

Права и обязанности руководителей и персонала метрологических структурных подразделений АС и эксплуатирующей организации приведены в их должностных инструкциях.

Руководители структурных подразделений АС, эксплуатирующих (применяющих) средства и методики (методы) измерений, испытаний, контроля, индикаторы, стандартные образцы и другие объекты метрологического обеспечения, и (или) обеспечивающих их разработку, поставку на АС, техническое обслуживание и ремонт, несут ответственность в части их своевременной технической готовности к метрологическому обеспечению, предоставления необходимых данных в метрологическую службу АС об объектах метрологического обеспечения для их метрологического учета, в том числе для включения средств измерений и индикаторов в номенклатурные перечни, графики поверки (калибровки), направления документации, являющейся объектом метрологического обеспечения, на метрологическую экспертизу в метрологическую службу (согласование, визирование главным метрологом), в том числе технические задания на разработку и/или заявки на поставки средств и методик (методов) измерений, других объектов метрологического обеспечения.

Ответственность главного метролога АС определена в положении о метрологической службе АС.

Ответственность за состояние измерений на АС, состояние и применение их средств и методов, других объектов метрологического обеспечения, а также за метрологическое обеспечение АС в целом, несет главный инженер АС.

Для исполнения своих функций, в том числе по руководству работами по метрологическому обеспечению АС и осуществлению метрологического надзора на АС, независимо от руководителей других подразделений АС, главный метролог АС подчиняется непосредственно руководству АС с уровнем подчиненности, обеспечивающим эту независимость. Главный метролог эксплуатирующей организации подчиняется непосредственно руководству эксплуатирующей организации.

5.9.10 Метрологический надзор на всех этапах жизненного цикла АС осуществляет Уполномоченный орган управления использованием атомной энергии.

Метрологический надзор на этапах ввода в эксплуатацию, эксплуатации и вывода из эксплуатации, осуществляется ГОМС в порядке, установленном эксплуатирующей организацией, а также метрологической службой АС – в соответствии с локальными нормативными актами АС.

Объектами метрологического надзора на АС являются все объекты метрологического обеспечения АС, АС в целом и ее структурные подразделения, выполняющие измерения, контроль, испытания, а также работы и технологические процессы, составной частью которых являются указанные операции, выполняемые на всех этапах жизненного цикла АС, а также сторонние для АС организации, оказывающие для АС услуги по выполнению таких работ и работ по метрологическому обеспечению на (для) АС, и попадающие в соответствии с

законодательством под отношения, возникающие при использовании атомной энергии.

Состояние измерений и обеспечения их единства на АС в сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений контролируется также при осуществлении федерального государственного метрологического надзора.

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

5.10.1 Сбор, хранение, транспортировка, переработка, кондиционирование и захоронение радиоактивных отходов должны осуществляться в соответствии с действующими правилами и инструкциями, с учетом требований НП-002.

5.10.2 Классификация жидких радиоактивных отходов проводится по величине объемной активности в соответствии с СП АС. ЖРО должны храниться в специальных хранилищах (ХЖО).

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

При отсутствии автоматизированных систем, контроль должен вестись переносными приборами.

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

5.10.5 Должны быть обеспечены:

– контроль за протечками из емкостей, трубопроводов жидких отходов, за каналами и лотками;

– сбор, переработка и удаление возможных продуктов протечек.

5.10.6 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.

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

5.10.8 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.

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

Условия сброса очищенных вод должны удовлетворять требованиям ОСПОРБ и Федерального закона [6].

Запрещается неконтролируемый сброс радиоактивных вод из спецканализации в водоемы, на поверхность земли, а также в систему хозяйственно-фекальной и промливневой канализации.

На АС должны быть разработаны и утверждены главным инженером нормы образования РАО и мероприятия по снижению образования РАО по величине их активности, массе (объему), которые должны периодически, не реже одного раза в пять лет пересматриваться с учетом достигнутого положительного опыта обращения с РАО.

Сбор ЖРО для временного хранения должен осуществляться в проектные емкости хранилища жидких радиоактивных отходов. Отработавшие ионообменные смолы, перлит и угольные сорбенты должны собираться в отдельные емкости.

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

5.10.10 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 2.6.1.2612.

Персонал АС должен предотвращать смешивание радиоактивных отходов различной степени активности, а также исключать смешивания радиоактивных и нерадиоактивных отходов.

5.10.11 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.

5.10.12 Транспортировка РАО по площадке АС должна проводиться

– на специальных транспортных средствах, имеющих санитарно-эпидемиологическое заключение;

– по установленным проектом АС маршрутам в соответствии с технологической схемой транспортирования по площадке АС;

– в специальных транспортных контейнерах с учетом габаритов и массы транспортируемых РАО, их физических свойств, активности, вида излучения и мощности дозы на наружной поверхности контейнеров.

Вне площадки АС РАО должны транспортироваться в соответствии с федеральными нормами и правилами в области использования атомной энергии.

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

Должен вестись учет вывозимых РАО с записью в соответствующем журнале.

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

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

5.10.14 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.

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

5.10.16 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.

5.10.17 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.

5.10.18 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.

5.10.19 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.

5.10.20 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 блока АС. Вывод из эксплуатации энергоблока АС

6.1 Принятие решения

6.1.1 На основании утвержденной в установленном порядке ПД ИП ПСЭ блока АС за пять – семь лет до истечения назначенного срока эксплуатации блока АС принимается решение эксплуатирующей организации (приказ ОАО «Концерн Росэнергоатом») о подготовке блока АС к дополнительному сроку эксплуатации (ДСЭ).

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 действующего блока АС осуществляется на основании утвержденных в установленном порядке программы подготовки блока АС к ДСЭ и проектной документации инвестиционного проекта ПСЭ блока АС, разработанных в соответствии с требованиями НП-017 и СТО 1.1.1.01.006.0327.

6.2.3 Программа подготовки к ДСЭ должна предусматривать следующие основные мероприятия:

- технические мероприятия, направленные на обеспечение безопасности блока АС в период ДСЭ;
- мероприятия по замене элементов, выработавших ресурс;
- работы по обоснованию ПСС;
- работы по обоснованию безопасности блока АС в период ДСЭ;
- проведение пуско-наладочных работ и испытаний систем (элементов) блока (при необходимости);

- корректировку эксплуатационной документации (при необходимости);
- переподготовку оперативного персонала (при необходимости);
- получение лицензии Ростехнадзора на эксплуатацию блока в период ДСЭ.

6.2.4 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 соответствии с СТО 1.1.1.04.003.0542, в период плановых ремонтов в течение, как минимум, пяти 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.

6.2.5 Отдельные масштабные работы по модернизации могут выполняться по отдельным проектам до формирования инвестиционного проекта ПСЭ (за 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).

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

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

6.2.8 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.

6.2.9 По результатам выполнения программы подготовки блока АС к дополнительному сроку эксплуатации:

– ГК «Росатом» принимает решение об эксплуатации блока АС за пределами назначенного срока эксплуатации (устанавливается новый срок эксплуатации блока АС);

– эксплуатирующая организация готовит в соответствии с требованиями лицензирующего органа комплект документов, обосновывающий безопасность блока АС в период ДСЭ и направляет в Ростехнадзор для получения лицензии на эксплуатацию.

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

6.3 Вывод из эксплуатации блока 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 НП-012, 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, в соответствии с РБ-013 должна обеспечить разработку программы вывода из эксплуатации блока АС и представить ее в Ростехнадзор для оформления в установленном порядке вытекающие из нее изменения 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 обеспечивает разработку проекта вывода из эксплуатации и всего комплекта документов в соответствии с требованиями лицензирующего органа к комплекту документов для лицензирования.

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 требованиями лицензирующего органа к комплекту документов для лицензирования.

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 Обеспечения 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.

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 (ограничения) 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 Формирование и поддержание культуры безопасности является одним из основополагающих принципов обеспечения безопасности АС.

7.4.3 Культура безопасности обеспечивается:

– установлением приоритета безопасности АС над экономическими и производственными целями;

– четким распределением полномочий и персональной ответственности руководителей и исполнителей;

– пониманием каждым работником влияния его деятельности на безопасность и последствий, к которым может привести несоблюдение или некачественное выполнение требований нормативных документов, программ

обеспечения качества, производственных и должностных инструкций, технологических регламентов;

– установлением такой системы поощрений и взысканий по результатам производственной деятельности, которая стимулирует открытость действий работников и не способствует сокрытию ошибок в их работе.

– установлением руководителями всех уровней атмосферы доверия и таких подходов к коллективной работе, а также к социально-бытовым условиям жизни персонала АС, которые способствуют укреплению позитивного отношения к безопасности;

– пониманием каждым руководителем и работником недопустимости сокрытия ошибок в своей деятельности, необходимости выявления и устранения причин их возникновения, необходимости постоянного самосовершенствования, изучения и внедрения передового опыта, в том числе зарубежного.

7.4.4 Для формирования культуры безопасности на АС должны обеспечиваться:

– ознакомление персонала с политикой эксплуатирующей организации в области безопасности АС;

– создание и поддержание эффективной структуры управления АС с установлением строгого и четкого распределения обязанностей и ответственности должностных лиц;

– подбор и назначение на должность персонала с учетом квалификационных требований, медицинских и психофизиологических показаний;

– профессиональное обучение, поддержание и повышение квалификации руководителей и персонала в каждой сфере деятельности, влияющей на безопасность, с акцентом на приоритет безопасности и осознание последствий ошибочных действий для безопасности;

– разработка учебно-методических материалов по вопросам КБ;

– формирование у руководителей навыков управленческих компетенций, лидерства, психологических аспектов формирования культуры безопасности;

– разработка и строгое соблюдение требований программ обеспечения качества, производственных инструкций и технологических регламентов, их периодическое обновление с учетом накапливаемого опыта;

– контроль за выполнением на АС обязательных требований по обеспечению безопасности;

– систематическая оценка деятельности, связанной с безопасностью;

– использование опыта эксплуатации и внедрение лучших практик;

– создание атмосферы, в которой безопасность рассматривается как важное дело и предмет личной ответственности каждого работника эксплуатирующей организации;

– создание системы мотивации, направленной на поощрение выявления и сообщений работниками недостатков, которые могут сказаться на безопасности, отсутствие сокрытия важных с точки зрения безопасности событий;

– проведение социально-психологических исследований факторов, влияющих на безопасность;

– разработка и реализация мероприятий по формированию и совершенствованию культуры безопасности.

7.4.5 Для работников понятие культуры безопасности состоит из следующих элементов:

– самоконтроля, критической позиции, коммуникативности и взвешенного подхода при осуществлении деятельности, влияющей на безопасность;

– строгого соблюдения требований действующих инструкций при осуществлении деятельности по обеспечению безопасной эксплуатации АС;

– знаний и компетентности, обеспечиваемых необходимой подготовкой;

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

– готовности реагировать на критическую ситуацию;

– четкого понимания своих прав, обязанностей и ответственности;

– готовности своевременно сообщать о выявленных проблемах или недостатках в обеспечении безопасности.

7.5 Самооценка эксплуатационной безопасности

7.5.1 Самооценка эксплуатационной безопасности является одной из составляющих частей системы управления АС. Целью самооценки эксплуатационной безопасности АС является повышение безопасности АС, а также постоянное совершенствование существующей системы управления АС путем привлечения персонала к критической оценке своей деятельности и ее результатов.

7.5.2 Самооценка эксплуатационной безопасности используется руководителями и персоналом АС для анализа состояния эксплуатационной безопасности и эффективности функционирования АС с целью выявления областей для улучшения, а также своевременного выявления несоответствий или негативных тенденций в изменении состояния безопасности и принятия своевременных мер по их устранению на ранних стадиях для предупреждения возникновения нарушений, влияющих на безопасность и надежность эксплуатации энергоблоков АС.

7.5.3 Атомные станции на основании [12] разрабатывают станционное положение о самооценке эксплуатационной безопасности АС, устанавливающее порядок организации, проведения и анализа результатов самооценки эксплуатационной безопасности, с учетом особенностей организационно-функциональной структуры управления конкретной АС и действующей организационной и производственной документации АС.

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.

Деятельность эксплуатирующей организации, атомных станций по обеспечению ядерной безопасности определяется требованиями настоящего стандарта, НП-087, НП-061, НП-086, НП-053 и другими правилами и нормами в области использования 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 техническое обслуживание, ремонт и испытания в соответствии с требованиями эксплуатационной документации и документации по техническому обслуживанию и ремонту.

На основе проектов РУ и АС с учетом требований технологического регламента безопасной эксплуатации энергоблока АС разрабатываются для систем, важных для безопасности:

– инструкции по эксплуатации и проведению проверок и испытаний;

– графики проведения технического обслуживания, планово-предупредительных и капитальных ремонтов систем и элементов;

– графики 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, соответствующими 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 – 1 раз в 2 года.

Результаты проверок, проводимых эксплуатирующей организацией, представляются органу государственного регулирования безопасности при использовании атомной энергии.

7.6.6 Все случаи нарушения ядерной безопасности АС должны расследоваться в соответствии с НП-004, 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 реактора без нарушения пределов безопасной эксплуатации;

– останов реактора с переводом 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 реактора во всем диапазоне изменения плотности нейтронного потока в активной зоне от 10^{-7} процента до 120 процентов номинального значения так, чтобы контроль осуществлялся как минимум тремя независимыми друг от друга каналами измерения плотности нейтронного потока с показывающими приборами и тремя независимыми друг от друга каналами измерения скорости изменения плотности нейтронного потока. По крайней мере, два из трех каналов контроля плотности нейтронного потока должны быть оснащены записывающими устройствами с возможностью их подключения к любому каналу контроля плотности нейтронного потока. Записывающие устройства должны обеспечивать возможность измерения и записи показаний во всем проектном диапазоне изменения плотности нейтронного потока;

– контроль изменения реактивности, для чего в проекте РУ должен быть предусмотрен измеритель реактивности с датчиками, устройствами оперативного отображения и регистрации, с автоматическим переключением диапазонов плотности нейтронного потока и реактивности;

– 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 поддиапазонов измерения не менее чем в пределах одного десятичного порядка в единицах плотности нейтронного потока и автоматическое переключение поддиапазонов, в случае необходимости разбиения диапазона измерения плотности нейтронного потока на несколько поддиапазонов. При этом должна быть предусмотрена возможность подключения регистрирующего устройства к каждому каналу контроля плотности нейтронного потока;

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

7.6.8 По сигналу АЗ рабочие органы АЗ должны приводиться в действие из любых рабочих или промежуточных положений.

Если рабочие органы АЗ не приведены в рабочее положение средствами воздействия на реактивность, предусмотренными проектом РУ, должен быть исключен ввод положительной реактивности. Рабочее положение рабочих органов АЗ и порядок их извлечения должны быть определены в проекте РУ.

7.6.9 Скорость увеличения реактивности средствами воздействия на реактивность не должна превышать 0,07 бета эф/с. Для рабочих органов СУЗ с эффективностью более 0,7 бета эф ввод положительной реактивности должен быть шаговым, с эффективностью шага не более 0,3 бета эф (обеспечивается техническими мерами). В проекте РУ должна быть указаны величина шага, пауза между шагами и скорость увеличения реактивности.

7.6.10 Подкритичность реактора в любой момент кампании после взведения 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 эффективным коэффициентом размножения.

7.6.11 В проекте РУ должно быть показано, что системы остановки реактора, выполняющие функцию АЗ, без одного наиболее эффективного рабочего органа обладают:

– быстродействием, достаточным для перевода реактора в подкритическое состояние без нарушения пределов безопасной эксплуатации при нарушениях нормальной эксплуатации;

– эффективностью, достаточной для перевода реактора в подкритическое состояние и поддержания подкритического состояния реактора при нарушениях нормальной эксплуатации, включая проектные аварии.

Если эффективность АЗ недостаточна для длительного поддержания реактора в подкритическом состоянии, в проекте РУ должно быть предусмотрено автоматическое подключение другой (других) системы (систем) остановки реактора, обладающей (обладающих) эффективностью, достаточной для поддержания подкритического состояния реактора с учетом возможного высвобождения положительной реактивности.

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

– рабочие органы АЗ должны быть взведены в рабочее положение;

– 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 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 охлаждения реактора и системы локализации аварий;

– других условий, определенных проектом, технологическим регламентом безопасной эксплуатации энергоблока АС и инструкцией по эксплуатации реакторной установки.

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 и, в том числе, 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 РУ имеет право и обязан самостоятельно перевести реактор в подкритическое состояние в случаях:

– предусмотренных технологическим регламентом безопасной эксплуатации энергоблока АС;

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

– если оператор считает, что дальнейшая эксплуатация реактора 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 активной зоны определяется программой и (или) инструкцией по перегрузке, рабочим графиком и картограммами перегрузки, составленными персоналом АС, утвержденными администрацией АС и согласованными в установленном порядке.

7.6.17 В реакторах, где перегрузка осуществляется с расцеплением рабочих органов СУЗ, перегрузка должна проводиться при введенных в активную зону рабочих органах СУЗ и других средствах воздействия на реактивность. Минимальная подкритичность реактора в процессе перегрузки с учетом возможных ошибок должна составлять не менее 0,02.

В реакторах, где перегрузка осуществляется с расцеплением рабочих органов СУЗ и реактивность компенсируется раствором жидкого поглотителя, перегрузка должна проводиться при введенных в активную зону рабочих органах СУЗ и других средствах воздействия на реактивность. Концентрация раствора жидкого поглотителя должна быть доведена до значения, при котором (с учетом возможных ошибок) обеспечивается подкритичность реактора не менее 0,02 (без учета введенных рабочих органов СУЗ).

В реакторах, в которых при перегрузках требуемая подкритичность обеспечивается раствором жидкого поглотителя, должны быть предусмотрены технические средства и организационные меры, гарантирующие при перегрузках исключение подачи чистого конденсата в реактор и в первый контур.

Перегрузка ТВС и других элементов активной зоны на остановленном реакторе канального типа должна проводиться при взведенных рабочих органах АЗ. Минимальная подкритичность реактора в процессе перегрузки с учетом возможных ошибок должна составлять не менее 0,02.

Для РУ, на которых перегрузка проводится при работе реактора на мощности, в проекте РУ должны быть обоснованы и определены допустимые эксплуатационные режимы работы (мощность, расход теплоносителя и др.) в процессе перегрузки. Должна быть обоснована эффективность средств, используемых для подавления избыточной реактивности, ввод которой возможен из-за ошибок при загрузке или из-за эффектов реактивности.

7.6.18 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).

7.6.19 В соответствии с требованиями НП-001 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 выполнятся требования Федерального закона [13], СанПиН 2.6.1.2523, СП 2.6.1.2612, СанПиН 2.6.1.24, СП 2.6.1.28 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 ионизирующего 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) устанавливаются АС.

7.7.1.12 Планируемое повышенное облучение персонала сверх основных дозовых пределов разрешается только в случае ликвидации последствий радиационной аварии в порядке, установленном СанПиН 2.6.1.2523.

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 установленном порядке 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, обеспечения радиационной безопасности, входящих в их состав средств измерений, должно осуществляться в соответствии с 5.9.

Запрещается эксплуатировать средства измерений, в том числе измерительные системы, измерительные каналы, как самостоятельные, так и из состава более сложных систем – систем контроля, мониторинга, не прошедшие поверку (калибровку) или с недействительными (с истёкшим сроком действия или поврежденными) знаками поверки (калибровки), и применять неаттестованные методики (методы) измерений, в том числе из состава методик (регламентов) контроля, другой эксплуатационной документации.

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 02.07.1999, 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 СанПиН 2.6.1.2523.

7.7.2.3 На АС, проекты которых утверждены после 02.07.1999, 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 СанПиН 2.6.1.2523.

7.7.2.4 Пределы безопасной эксплуатации по выбросам и сбросам должны быть установлены на уровне рассчитанных из квоты индивидуальной эффективной дозы облучения населения ПДВ и допустимых сбросов ($ДС_{50}$) соответственно.

Эксплуатационные пределы по выбросам и сбросам должны быть установлены на уровне рассчитанных из минимально значимой дозы облучения (10 мкЗв/год) ДВ и допустимых сбросов ($ДС_{10}$) соответственно.

При этом установленные для одного энергоблока АС пределы безопасной эксплуатации и эксплуатационные пределы не должны превышаться при эксплуатации всех энергоблоков АС.

7.7.2.5 Все АС должны иметь в технологических регламентах безопасной эксплуатации энергоблоков значения эксплуатационных пределов и пределов безопасной эксплуатации по радиационным параметрам.

7.7.3 Администрация АС должна обеспечить учет количества, перемещения и места нахождения всех делящихся и радиоактивных материалов, источников ионизирующего излучения, 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 СТО 1.1.1.04.008.0134 должны быть разработаны Положения о системе управления охраной труда (СУОТ), учитывающие особенности и специфику конкретных АС и подрядных организаций.

7.8.3 Системой управления охраной труда на АС и в подрядных организациях должно обеспечиваться выполнение следующих функций:

– организация и координация работ по охране труда и функционирования системы управления охраной труда;

– планирование работ по охране труда и совершенствованию системы управления охраной труда;

– контроль, анализ и оценка состояния охраны труда и эффективности системы управления охраной труда;

– совершенствование системы управления охраной труда, стимулирование достижений по охране труда.

7.8.4 Директором АС осуществляется общее руководство работой по охране труда, а главным инженером непосредственное руководство организацией работ по охране труда на АС в соответствии с требованиями СУОТ.

Начальники подразделений, руководители всех уровней 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 подчиненными работниками.

Руководителями подрядных организаций осуществляется общее руководство работой по охране труда в подрядной организации в соответствии с требованиями СУОТ.

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

– безопасность работников при эксплуатации зданий, сооружений, систем и оборудования, при осуществлении технологических процессов, а также при применении в производстве инструмента, приспособлений, грузоподъёмных механизмов и сырья;

– 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 специальной оценки условий труда в соответствии с законодательством о специальной оценке условий 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.

7.8.6 Тепломеханическое оборудование, приспособления, другое оборудование и установки, на которые распространяются правила и нормы органа государственного регулирования безопасности, должны быть зарегистрированы и оформлены в соответствии с требованиями норм и правил.

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

7.8.8 Должностные инструкции, положения, инструкции по охране труда, действующие на АС и обязательном порядке включать функции по охране труда, определенные в СУОТ.

7.8.9 Расследование и профилактика несчастных случаев, профессиональных заболеваний и инцидентов на АС.

– материалы расследования несчастных случаев, профессиональных заболеваний и инцидентов на АС должны использоваться для корректировки деятельности по обеспечению безопасности и охраны здоровья работников и при необходимости для внесения соответствующих изменений в СУОТ.

– результаты расследований и рекомендации доводятся до сведения соответствующих лиц с целью выполнения корректирующих действий, направленных на предотвращение повторения несчастных случаев, профессиональных заболеваний и инцидентов на производстве, включаются в анализ эффективности СУОТ и учитываются при непрерывном совершенствовании деятельности по охране труда.

– результаты расследований, отчеты, подготовленные внешними расследующими организациями, такими как инспекции и учреждения социального страхования, и результаты внутренних расследований рассматриваются и принимаются к исполнению в установленном порядке, с учетом требований конфиденциальности.

7.8.10 Сообщения о несчастных случаях, их расследование и учет должны производиться в соответствии с Федеральным законом [14].

Сообщения о случаях повышенного облучения персонала их расследование и учет должны производиться в соответствии с Федеральным законом [14] и РД ЭО 0494.

7.8.11 Каждый случай профессионального заболевания персонала должен быть расследован, выявлены причины и виновники их возникновения, приняты меры по предотвращению повторения подобных случаев в соответствии с положением [15].

7.8.12 Между подрядными организациями, непосредственно обеспечивающими эксплуатацию атомных станций и АС должны быть разработаны согласованные между собой мероприятия по охране труда, учитывающие взаимодействие и ответственность подразделений, выполняющих работы.

Ответственность за выполнение указанных мероприятий несут руководители соответствующих организаций.

7.8.13 Допуск персонала подрядных организаций, непосредственно обеспечивающих эксплуатацию атомных станций, к работам на действующих АС должен осуществляться в соответствии с установленными требованиями норм и правил по охране труда.

7.8.14 Персонал подрядных организациях, непосредственно обеспечивающих эксплуатацию атомных станций для выполнения работ в зоне контролируемого доступа должен пройти в установленном порядке медицинский осмотр и обучение по охране труда в соответствии с действующими правилами и нормами.

7.8.15 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.

7.8.16 Для оказания первой помощи пострадавшим в производственные помещения должны быть укомплектованы аптечками. Состав и комплектность аптечек должен соответствовать установленным требованиям. Аптечки должны содержаться в чистоте и порядке, а запас материалов и медикаментов систематически пополняться. Место нахождения аптечек определяет руководитель подразделения.

7.8.17 При нахождении в помещениях с действующим энергетическим оборудованием (за исключением щитов управления, релейных и им подобных, лестничных клеток и коридоров, переходных галерей и холлов), в закрытых и открытых распредустройствах, колодцах, камерах, каналах, туннелях, на строительной площадке и в ремонтной зоне весь персонал должен надевать защитные каски, оборудованные средствами фиксации (храповой механизм, подбородный ремень и т.п.), входящими в их комплектацию. Запрещается применение защитных касок без фиксации.

7.9 Пожарная безопасность

7.9.1 В отношении объектов защиты АС действуют требования нормативных правовых актов Российской Федерации в области пожарной безопасности, а также действующие отраслевые и локальные нормативные и организационно-распорядительные документы Госкорпорации «Росатом», эксплуатирующей организации (см. нормативные ссылки).

7.9.2 В соответствии со статьей 37 Федерального закона [16] и должностными обязанностями директора АС осуществляют непосредственное руководство системой пожарной безопасности в пределах своей компетенции на подведомственных объектах и несут персональную ответственность за соблюдение требований пожарной безопасности.

7.9.3 Ответственность за обеспечение и соблюдение требований пожарной безопасности на отдельных объектах защиты АС, в т.ч. зданиях, сооружениях, установках, помещениях и оборудовании, возлагается приказом директора АС на руководителей структурных подразделений и иных ответственных работников АС.

Каждый работник АС обязан знать, применительно к обслуживаемому участку (оборудованию) и соблюдать требования пожарной безопасности, а также

выполнять предписания, постановления и иные законные требования должностных лиц пожарной охраны и АС.

7.9.4 В целях определения достаточности мер обеспечения пожарной безопасности на объекты защиты атомной станции в соответствии с требованиями статьи 64 Федерального закона [17] составляется декларация пожарной безопасности. При этом на действующие объекты защиты расчет пожарного риска не требуется. Декларация представляется в территориальные органы государственного пожарного надзора в уведомительном порядке и не подлежит согласованию с ними.

При этом в отношении объектов защиты, на которых были проведены капитальный ремонт, реконструкция или техническое перевооружение, требования Федерального закона [17] применяются в части, соответствующей объему работ по капитальному ремонту, реконструкции или техническому перевооружению.

7.9.5 В целях обеспечения профилактики и тушения пожаров на объектах защиты АС:

– на территории промышленной площадки АС должно размещаться пожарное депо, обеспечивающее по месту своей дислокации нормативное время прибытия подразделения пожарной охраны к наиболее удаленному объекту защиты АС;

– подразделение пожарной охраны оснащается основными и специальными пожарными автомобилями и пожарно-техническим вооружением исходя из специфики тушения пожаров и проведения аварийно-спасательных работ на объектах защиты АС, в т.ч. в условиях радиационных аварий и необесточенных силовых электроустановок, с учетом требуемого расхода воды на наружное пожаротушение, однородности средств пожаротушения, показателей пожарной опасности, токсичности, химической активности хранящихся и обращающихся веществ и материалов. Тип и количество пожарных автомобилей подразделения пожарной охраны определяются в соответствии с типовыми нормами ТНР 1.2.6.4.0976.

7.9.6 На каждой АС должны разрабатываться документы оперативного планирования действий по тушению пожаров и обеспечению мер пожарной безопасности, в т.ч.:

– планы тушения пожаров на объекты защиты АС;

– станционная инструкция по тушению электроустановок под напряжением;

– оперативные карточки основных действий персонала при возникновении пожара на электроустановках;

– станционная инструкция о мерах пожарной безопасности;

– инструкция (регламент) по содержанию и эксплуатации автоматических установок пожарной сигнализации и пожаротушения, дымоудаления и систем оповещения и управления эвакуацией.

– инструкция о порядке организации и проведения на АС огневых и других пожароопасных работ.

– инструкции (регламент) по эксплуатации систем противопожарного водоснабжения АС.

– эксплуатационные схемы насосных станций воды, предназначенной для обеспечения наружных и внутренних сетей противопожарного водопровода АС.

– инструкция и планы эвакуации людей из зданий и сооружений АС.

7.9.7 В рамках продления сроков эксплуатации энергоблоков АС и/или их модернизации на каждый энергоблок АС в установленном порядке разрабатываются:

– анализ влияний пожаров и их последствий на безопасный останов и расхолаживание (РУ) и технические мероприятия по повышению пожарной безопасности.

– отчёт о наличии противопожарной защиты объекта использования атомной энергии при его эксплуатации.

7.9.8 Планы тушения пожаров на объекты защиты АС разрабатываются подразделением пожарной охраны совместно с администрацией АС и утверждаются в установленном порядке.

Разработка плана тушения пожаров осуществляется с учетом тактико-технических характеристик объектов защиты, результатов анализа влияния пожара на безопасный останов и расхолаживание реакторной установки, наличия опасных факторов возможных пожаров и их сопутствующих проявлений, а также сценариев проектных и запроектных (тяжелых) аварий и их последствий для энергоблоков АС.

7.9.9 Для обучения работников мерам пожарной безопасности и действиям при пожаре, в годовых план-графиках работы с персоналом АС должны предусматриваться:

– проведение инструктажей и обучение мерам пожарной безопасности в объеме требований к должности (профессии);

– обучение отдельных категорий работников по программе пожарно-технического минимума;

– проведение противопожарных тренировок с участием персонала АС и подразделений объектовой пожарной охраны, а также тренировок по эвакуации персонала АС при возникновении пожара;

– проверка знаний персонала требований норм и правил пожарной безопасности в объеме выполняемых должностных обязанностей.

7.9.10 В целях организации планирования мер, направленных на обеспечение и/или повышение пожарной безопасности энергоблоков АС и осуществления контроля за их реализацией, на АС создаются ПТК, возглавляемые главными инженерами.

Производственные, вспомогательные, подсобные, бытовые здания и сооружения АС должны осматриваться ПТК не реже одного раза в полугодие. Выявленные недостатки должны устраняться в установленные сроки.

7.9.11 Руководители АС и подрядных (сторонних) организаций обязаны обеспечить ввод в эксплуатацию новых объектов на действующих АС и объектов после реконструкции, модернизации, капитального ремонта в полном соответствии с проектом и требованиями действующих нормативных документов по ПБ.

7.9.12 За состоянием эксплуатации систем автоматического обнаружения и тушения пожаров должен осуществляться постоянный надзор со стороны персонала

АС, обученного и допущенного в установленном порядке. Закрепление указанных систем утверждается приказом (распоряжением) директора АС, а график их проверки утверждается главным инженером АС.

Работы, связанные с отключением систем (элементов) и участков автоматического обнаружения и тушения пожаров, участков противопожарного водопровода, а также с перекрытием дорог и проездов, должны проводиться только с письменного разрешения главного инженера АС и лиц, ответственных за пожарную безопасность соответствующего участка с уведомлением подразделения объектовой пожарной охраны.

7.9.13 Производство электросварочных, газосварочных, других огневых и пожароопасных работ должно выполняться с соблюдением требований действующей на АС инструкции.

7.9.14 При возникновении пожара, руководителем его тушения, до прибытия подразделения пожарной охраны, является начальник смены АС.

7.9.15 По прибытии первого подразделения пожарной охраны руководство тушением пожара и проведением аварийно-спасательных работ в соответствии со статьей 22 Федерального закона [16] принимает на себя старшее оперативное должностное лицо пожарной охраны, прибывшее на пожар, которое управляет на принципах единоначалия личным составом пожарной охраны, участвующим в тушении пожара, а также привлеченными к тушению пожара и проведению аварийно-спасательных работ силами и средствами.

7.9.16 Начальник смены АС должен обязан выдать ему письменный допуск на тушение пожара в электроустановках и/или дозиметрический допуск, допустить пожарное подразделение к месту пожара и информировать руководителя тушения пожара по:

– факту и месту возникновения пожара;

– наличию пострадавших и персонала АС (иных организаций) в зоне развития пожара и принятым мерам по их спасению и/или эвакуации, а также тушению пожара, в т.ч. с применением автоматических систем тушения пожара и первичных средств пожаротушения;

– о состоянии технологического оборудования, наличия и уровня радиации и способах требуемой индивидуальной защиты с учетом ведения работ по тушению пожара;

– возможному влиянию пожара и его опасных факторов на безопасность реакторной установки;

– специфике тушения электроустановок в зоне возникновения и развития пожара;

– другим особенностям тушения пожара и проведения аварийно-спасательных работ с учетом специфики АС.

7.9.17 В дальнейшем руководитель тушения пожара обязан согласовывать свои действия с начальником смены АС (блока, цеха).

7.9.18 При тушении возможных пожаров на действующих энергоблоках АС следует учитывать безусловный приоритет мероприятий по обеспечению ядерной безопасности.

В этой связи при возникновении запроектных (тяжелых) аварий на энергоблоках АС личный состав и пожарная техника объектовых подразделений пожарной охраны привлекаются к проведению работ по их локализации и ликвидации в соответствии с [18].

В случае необходимости тушения отдельных электроустановок, включенных в утвержденный на АС Перечень, без снятия нагрузки по напряжению, следует руководствоваться требованиями ТИ 1.1.8.01.1017.

7.9.19 В целях объективного установления причин возникновения пожара и всестороннего анализа влияния его опасных факторов и последствий на ядерную, радиационную, техническую и пожарную безопасность АС, как следствие на дальнейшую безопасную эксплуатацию объектов защиты АС, каждый случай пожара должен расследоваться комиссией эксплуатирующей организации или АС в порядке, установленном РД ЭО 1.1.2.19.0036.

По результатам расследования пожара разрабатываются и реализуются компенсирующие противопожарные мероприятия.

7.10 Охрана окружающей среды

7.10.1 При размещении, проектировании, строительстве, эксплуатации и выводе из эксплуатации атомных станций должны выполняться требования Федерального закона [19], СТО 1.1.1.01.999.0466, 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, ответственность 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 производственного экологического контроля на промплощадке и в санитарно-защитной зоне АС, методическое руководство работами в области охраны окружающей среды и контроль за соблюдением всеми работающими на АС основных правил обеспечения охраны окружающей среды 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 (изыскательской документации, ТЭО инвестиций) на строительство (реконструкцию, вывод из эксплуатации) объектов должны быть разработаны мероприятия по охране окружающей среды, с включением соответствующего раздела «Охрана окружающей среды» в данную документацию.

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 нормативов предельно допустимых выбросов и нормативов допустимых сбросов (временно согласованных выбросов и сбросов).

При осуществлении деятельности в области обращения с отходами производства и потребления недопустимо превышение разработанных и утвержденных нормативов образования отходов производства и потребления 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 производства и потребления на АС должно осуществляться в соответствии с требованиями Федерального закона [20], законодательных актов и нормативных документов, действующих в области обращения с отходами производства и потребления.

АС должны обеспечивать хранение и захоронение отходов производства и потребления 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 5.9.

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 по тексту физическая защита) обеспечивается СФЗ АС, представляющей единую систему планирования, координации, контроля и реализации комплекса технических и организационных мер, осуществляемых на ядерных объектах, в целях обеспечения безопасности деятельности в области использования атомной энергии.

7.11.2 Целью СФЗ АС является предотвращение несанкционированных действий по отношению к ядерным материалам, ядерной установке и пунктам хранения ядерных материалов.

7.11.3 Цель СФЗ АС достигается путем создания и обеспечения функционирования единой системы мер, направленных на решение задач СФЗ:

- предупреждение несанкционированных действий;
- своевременное обнаружение несанкционированных действий;
- задержка (замедление) проникновения (продвижения) нарушителя;
- реагирование на несанкционированные действия и нейтрализация нарушителей для пресечения несанкционированных действий;
- задержание лиц, причастных к подготовке или совершению несанкционированных действий.

7.11.4 Обеспечение физической защиты должно осуществляться на всех этапах проектирования, сооружения, эксплуатации и выводу 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 [6] и [21], 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 персонал физической защиты, организационно-технические мероприятия и комплекс ИТСФЗ, направленные на достижение поставленной цели.

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 подлежат сертификации в соответствии с законодательством Российской Федерации.

7.11.10 При создании (совершенствовании) СФЗ АС необходимо:

– учитывать особенности АС и действующие меры ядерной, радиационной, экологической, пожарной, технической, информационной безопасности и безопасности иных видов;

– ограничивать число лиц, имеющих доступ к предметам физической защиты, к элементам и системам, важным для обеспечения безопасности ядерного объекта или его СФЗ, к информации об организации, составе и функционировании СФЗ;

– обеспечивать соответствие СФЗ требованиям, установленным в отношении АС;

– устанавливать требования к организационно-техническим мерам по обеспечению физической защиты в зависимости от категории предметов физической защиты.

7.11.11 Требования к созданию и организации функционирования СФЗ АС устанавливаются на основании принципов:

– зонального построения;
– равнопрочности защищаемых рубежей;
– обеспечения надежности и живучести;
– адаптивности;
– регулярности контроля функционирования;
– адекватности.

7.11.12 Ответственность за обеспечение физической защиты несет директор атомной станции.

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

7.11.14 Государственная корпорация «Росатом» в рамках своих полномочий:

– координирует работу федеральных органов исполнительной власти, осуществляющих управление (координацию) деятельностью ядерных объектов при решении задач физической защиты;

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

– обеспечивает силами ведомственной охраны охрану подведомственных ядерных объектов, ядерных материалов, ядерных установок и пунктов хранения, а также сопровождение ядерных материалов при их перевозке и транспортировании;

– определяет порядок выдачи сертификатов на технические средства, используемые в системе физической защиты.

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 Органами МВД и ФСБ России должны проводиться учения с целью подготовки к действиям при ЧС, проверки эффективности СФЗ АС и совершенствования взаимодействия персонала АС и подразделений охраны.

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 Федерального закона [22], постановления Правительства [23] и приказа Госкорпорации «Росатом» [24] создаются:

– на уровне эксплуатирующей организации: СЧСК;
– на уровне объекта (атомной станции): 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 в соответствии с приложением 1 приказа [25] и соответствующими положениями, разработанными на АС.

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

– в эксплуатирующей организации: КЧСПБК, в соответствии с приложением 2 приказа [25];
– на объекте (атомной станции): КЧСПБО.

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

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

Состав КЧСПБО определяется директором АС.

7.12.6 Основные мероприятия, проводимые органами управления и силами СЧСО в различных режимах функционирования определены в Положении о СЧСО. Действия по предупреждению и ликвидации чрезвычайной ситуации природного и техногенного характера на атомной станции выполняются в соответствии с Планом мероприятий по защите персонала в случае аварии 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-005.

7.12.8 Порядок оповещения и оперативной передачи информации при радиационно - опасных ситуациях или авариях на АС определен НП-005.

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 по защите персонала).

7.12.10 Критерии для объявления состояния «Аварийная готовность» или «Аварийная обстановка» (введения режима функционирования СЧСО «Повышенная готовность» или «Чрезвычайная ситуация») устанавливаются в соответствии с федеральными нормами и правилами в области использования атомной энергии, определяющими порядок объявления аварийной обстановки.

Решение на введение в действие Плана мероприятий по защите принимает директор АС (или лицо, его замещающее), а в случае их отсутствия на АС – НСС.

План мероприятий по защите вводится в действие в случае принятия решения об объявлении состояния «Аварийная готовность» и (или) «Аварийная обстановка», а также при воздействии других факторов природного и техногенного характера, подпадающих под критерии ЧС, при угрозе и проведении террористического акта.

7.12.11 Руководство силами и средствами, привлекаемыми к ликвидации ЧС на АС и в ССЗ, организацию их взаимодействия осуществляет РАР - директор АС, который является председателем КЧСПБО.

7.12.12 Управление действиями сил и средств по локализации и ликвидации ЧС на АС в зависимости от складывающейся обстановки осуществляется из защищенного пункта управления противоаварийными действиями АС с внутренним аварийным центром, 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 пункта управления/подвижного узла связи группы ОПАС.

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

– в эксплуатирующей организации - из Кризисного центра, защищенного пункта управления эксплуатирующей организации и/или подвижного пункта управления, подвижного узла связи группы ОПАС;

– в отрасли из Ситуационно-кризисного центра Росатома;

– 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 На АС должны функционировать внутренний (в составе ЗПУПД АС) и внешний (в составе ЗПУПД Г) аварийные центры, служащие местом сбора и работы участников аварийного реагирования – КЧСПБО и группы ОПАС после её прибытия на аварийную АС.

Размещение и техническое оснащение АЦ должно быть предусмотрено проектом АС.

По своему техническому оснащению внутренний и внешний АЦ должны обеспечить выполнение всех возложенных на него задач. Средства связи и оповещения, программно- технические комплексы АЦ должны обеспечивать создание единого информационного пространства для руководства силами противоаварийного реагирования и взаимодействия его участников.

АЦ должен включать:

1) специально оснащённые помещения;

2) персонал, обеспечивающий функционирование АЦ.

Помещения АЦ должны быть защищены от внешних радиационных и иных техногенных и (или) природных воздействий для обеспечения безопасности персонала, выполняющего работы по аварийному реагированию и находящегося в этих помещениях.

АЦ должны иметь технические возможности для обеспечения информационного взаимодействия с КЦ, организациями, осуществляющими действия по аварийному реагированию, и органами местного самоуправления.

В АЦ должно быть предусмотрено наличие:

1) систем обеспечения жизнедеятельности;

2) средств связи с участниками аварийного реагирования;

3) технических средств, обеспечивающих поступление, обработку, отображение, регистрацию в них информации о технологических параметрах АС и радиационной обстановке на площадке АС, в СЗЗ и в зоне наблюдения;

4) средств связи с пунктами управления энергоблоками АС, резервными пунктами управления энергоблоками АС, начальником смены АС, начальниками смен цехов (служб) АС, а также с организациями, осуществляющими действия по аварийному реагированию;

5) технических средств, необходимых для функционирования АЦ в условиях радиационно опасной ситуации;

6) технической документации для всех блоков данной АС;

7) средств аварийного электроснабжения АЦ.

7.12.16 Защита персонала АС должна осуществляться в защитных сооружениях, отвечающих требованиям СП 165.1325800.

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 инструкцией по проверке и оценке состояния ГО, предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций филиалов эксплуатирующей организации - действующих атомных станций. Проверки осуществляются в соответствии с графиком, утвержденным руководителем эксплуатирующей организации.

7.12.18 Подготовка руководителей, должностных лиц и специалистов РСЧС АС, персонала АС в области защиты от чрезвычайных ситуаций организуется в рамках единой системы подготовки населения в области гражданской обороны и защиты населения от чрезвычайных ситуаций.

7.13 Промышленная безопасность

7.13.1 На АС к категории опасных производственных объектов относятся объекты, обладающие признаками опасности в соответствии с требованиями, установленным Федеральным законом [26], не включенные в состав объектов использования атомной энергии в соответствии с Решением об отнесении объектов использования атомной энергии к отдельным категориям.

7.13.2 Опасные производственные объекты подлежат регистрации в ведомственном (отраслевом) разделе государственном реестре опасных производственных объектов.

Порядок проведения работ по регистрации опасных производственных объектов, устанавливается нормативными документами Ростехнадзора, ГК «Росатом», Концерна.

7.13.3 При эксплуатации опасных производственных объектов следует руководствоваться требованиями в области промышленной безопасности, установленными Федеральным законом [26] и другими федеральными законами, иными нормативными правовыми актами Российской Федерации, а также нормативными и техническими документами, которые принимаются в установленном порядке и соблюдение которых обеспечивает соблюдение требований промышленной безопасности.

7.13.4 Эксплуатации взрывопожароопасных и химически опасных производственных объектов I, II и III классов опасности подлежат лицензированию в соответствии с законодательством Российской Федерации.

7.13.5 Концерн осуществляет страхование опасных производственных объектов в соответствии с законодательством Российской Федерации об обязательном страховании гражданской ответственности владельца опасного объекта за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте.

7.13.6 При эксплуатации опасных производственных объектов, АС обязаны организовывать и осуществлять производственный контроль за соблюдением требований промышленной безопасности в соответствии с требованиями Правил [27] и СТО 1.1.1.04.001.0802.

7.13.7 АС обязаны обеспечивать функционирование системы управления промышленной безопасностью в соответствии с РД ЭО 1.1.2.01.0817.

7.13.8 Для опасных производственных объектов II класса опасности, на которых получаются, используются, перерабатываются, образуются, хранятся, транспортируются, уничтожаются опасные вещества, разрабатывается декларации промышленной безопасности в установленных законодательством Российской Федерации.

7.13.9 АС обязана обеспечивать готовность АС к действиям по локализации и ликвидации последствий аварии в соответствии с законодательством Российской Федерации.

Для опасных производственных объектов I, II и III классов опасности, на которых получаются, используются, перерабатываются, образуются, хранятся, транспортируются, уничтожаются опасные вещества, осуществляется разработка планов мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий.

7.13.10 По каждому факту возникновения промышленной аварии и инцидентов на опасном производственном объекте осуществляется техническое расследование их причин, в соответствии с Порядком [29] и СТО 1.1.1.04.001.0802.

7.13.11 Государственный надзор за соблюдением требований в области промышленной безопасности осуществляет Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору (Ростехнадзор) в рамках установленных полномочий.

8 Техническая документация

8.1 Структура технической документации, применяемой АС, установлена СТО 1.1.1.01.003.0667.

8.2 Содержание, оформление и обозначение технической документации, правила разработки, обращения, вывода из обращения должны соответствовать требованиям, установленным стандартами и руководящими документами эксплуатирующей организации: СТО 1.1.1.01.003.0667, СТО 1.1.1.01.003.0668, СТО 1.1.1.01.003.0670, СТО 1.1.1.01.003.0771, СТО 1.1.1.01.003.0779, СТО 1.1.1.01.003.0845, СТО 1.1.1.06.003.0854, СТО 1.1.1.01.003.0859, СТО 1.1.1.01.003.0860, РД ЭО 0017, РД ЭО 1.1.2.01.0094, РД ЭО 1.1.2.25.0295, РД ЭО 1.1.2.01.0442, РД ЭО 1.1.2.25.0705, РД ЭО 1.1.2.01.0740, РД ЭО 1.1.2.03.0857, РД ЭО 1.1.2.29.0926, РД ЭО 1.1.2.01.0958.

8.3 На АС должен быть разработан и утвержден главным инженером АС указатель (перечень) технической документации, регламентирующей безопасную эксплуатацию атомной станции. Указатель (перечень) разрабатывается на основе Указателя технических документов, регламентирующих обеспечение безопасности на всех этапах жизненного цикла атомных станций (обязательных и рекомендуемых к использованию), утверждаемого эксплуатирующей организацией.

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 (директором АС, заместителями главного инженера, заместителями директора АС, главным инспектором, главным бухгалтером - по направлению деятельности (подчиненности) структурных подразделений). Структурные подразделения должны быть укомплектованы необходимой документацией в соответствии с перечнями, с учетом электронного архива.

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 структурного подразделения.

8.6 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, учтенными и электронными копиями которых комплектуется рабочее место для обеспечения производственной деятельности работника (работников) на данном рабочем месте.

Допускается формирование единого перечня документации для нескольких рабочих мест, расположенных в одном помещении или блоке помещений

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

Для рабочих мест оперативного персонала нормативная документация может храниться у административно-технического персонала цеха, о чем должна быть сделана ссылка в перечне документации на рабочем месте.

8.8 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.

8.9 Допускается использование электронных копий документов для обеспечения рабочих мест.

При использовании на рабочем месте электронных копий документов в перечне необходимой документации на рабочем месте должна быть сделана соответствующая пометка.

Документы на рабочих местах оперативного и оперативно-ремонтного персонала, в которых изложены требования по эксплуатации систем и оборудования, должны быть выполнены на бумажных носителях.

8.10 По решению главного инженера АС допускается ведение оперативной и другой документации в электронном виде. Перечень документов, используемых в электронном виде, включается в перечень документов на отдельном рабочем месте (группе рабочих мест) оперативного персонала.

Порядок ведения документации в электронном виде, ознакомления персонала АС с электронными копиями документов, а также с вносимыми в электронные копии документов изменениями должен быть определен инструкцией АС. При ведении оперативной документации в электронном виде должен быть определен срок хранения и обеспечена архивация документа в течении всего этого срока. При использовании электронных копий документов должны приниматься меры по исключению несанкционированного доступа к контрольной/электронной версии документа.

8.11 Все экземпляры документов, включенные в перечни, должны быть зарегистрированы в установленном на АС порядке и поддерживаться подразделением, к которому относится данное рабочее место, в актуальном состоянии.

8.12 На каждой АС должна быть следующая документация:

– утвержденная проектная документация со всеми последующими изменениями;

– ООБ АС (ТОБ АС, ОУОБ АС, в зависимости от того, к какому поколению относится РУ);

– технологические регламенты безопасной эксплуатации каждого из энергоблоков АС;

– технические решения (решения) на все изменения проекта в процессе эксплуатации;

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

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

– исполнительные рабочие схемы первичных и вторичных электрических соединений;

– акты рабочей и приемочной 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 руководящие документы эксплуатирующей организации, внедренные федеральные нормы и правила, нормативные правовые акты органов исполнительной власти, национальные и межгосударственные стандарты, 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;

– энергетические паспорта на здания и сооружения АС;

– отчеты о расследовании нарушений в работе АС.

Указанная выше документация должна быть зарегистрирована или учтена на АС. Порядок её регистрации (учета), а также способы хранения устанавливаются АС с учетом требований стандартов и руководящих документов эксплуатирующей организации.

8.13 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 по НП-001, должны быть зарегистрированы и храниться на АС на протяжении всего срока ее службы.

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

– для элементов, относящихся к системам 1 или 2 класса по НП-001 или к группе «А» или «Б» по ПНАЭ Г-7-008;

– в остальных случаях – по техническому решению атомной станции.

8.15 Контроль реализации технического решения (Решения) осуществляется в соответствии с РД ЭО 1.1.2.01.0740.

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

8.17 На АС подразделениями-владельцами оборудования должен вестись учет систем и оборудования.

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

Регистр систем и оборудования АС оформляется на бумажном носителе или ведется в электронной базе данных информационных систем АС. В подразделениях-владельцах оборудования должны быть назначены специалисты, ответственные за сопровождение, корректировку и поддержание базы данных оборудования в актуальном состоянии.

Программные средства должны позволять получать отчеты из базы данных по формам «Регистра систем и оборудования АС», который включает:

а) перечень систем в составе энергоблоков и общестанционных объектов АС;

б) перечень оборудования в составе систем АС;

в) перечень оборудования АС, ремонтируемого при работе энергоблока на мощности.

8.18 Администрацией АС должны быть разработаны инструкции по эксплуатации систем и оборудования энергоблока до начала ПНР и выполнения технологических операций на соответствующих системах (оборудовании).

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

Инструкции по эксплуатации должны быть откорректированы по результатам опытно-промышленной эксплуатации систем и/или оборудования АС.

Инструкции по эксплуатации оборудования и/или систем должны содержать конкретные указания персоналу о способах ведения работ при нормальной эксплуатации и нарушениях нормальной эксплуатации, включая предаварийные ситуации.

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 СТО 1.1.1.01.00300779.

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

- общие положения системы (оборудования);
- назначение, краткое описание и характеристика системы (оборудования);
- меры безопасности при эксплуатации;
- порядок подготовки к работе, пуску и пуск системы (оборудования);
- параметры системы (оборудования) при нормальной эксплуатации;
- режимы работы системы (оборудования);
- порядок обслуживания системы (оборудования) при работе, дежурстве, резерве;
- останов системы (оборудования);
- вывод в ремонт системы (оборудования);
- возможные нарушения и отказы при эксплуатации системы (оборудования), действия персонала по их устранению;
- пределы безопасной эксплуатации, ограничения по эксплуатации;
- перечень защит, блокировок, сигнализации (при необходимости);
- требования к дезактивации (при необходимости).

8.20 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.

8.21 Инструкции по эксплуатации должны быть подписаны руководителем подразделения-владельца оборудования (подразделения, ведущего работы) и утверждены главным инженером АС (заместителем главного инженера АС по

направлению деятельности). Инструкции по эксплуатации систем, важных для безопасности, должны утверждаться только главным инженером АС.

8.22 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, связанные с заменой (модернизацией, ПСЭ) оборудования, выполненные при работе энергоблока на мощности или в ходе планово-предупредительных ремонтов (остановов) должны вноситься в Регистры систем и оборудования подразделений-владельцев оборудования, а также оформляться в журналах технических распоряжений с указанием сроков и ответственных исполнителей за внесение изменений в соответствующую эксплуатационную документацию.

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

8.23 Процедура пересмотра технической документации и периодичность пересмотра установлена в СТО 1.1.1.01.003.0670.

Пересмотр ТУ на ремонт, регламентов (программ) технического обслуживания и ремонта, технологической документации на ремонт систем (элементов) выполняется при:

– изменении нормативной базы;

– выпуске циркуляров, предписаний, решений, технических решений, приказов, планов мероприятий и т.п.;

– изменении проектной и конструкторской документации;

– применении новых материалов и технологий.

Пересмотр ТУ на ремонт и регламентов (программ) технического обслуживания и ремонта должен проводиться также при изменении ремонтного цикла элементов.

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

8.24 Руководящий оперативный персонал должен вести оперативную документацию, объем которой определяет главный инженер АС.

По решению главного инженера допускается ведение оперативной документации в электронном виде.

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

8.26 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.

8.27 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.

8.28 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, ПОРП и нормативных актов эксплуатирующей организации.

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

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 [6].

9.4 В соответствии со статьями 69 и 213 Федерального закона [14] 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 психофизиологические обследования в соответствии с [30].

Перечень медицинских противопоказаний и перечень должностей, на которые распространяются данные противопоказания, а также требования к проведению

медицинских осмотров и психофизиологических обследований утверждены постановлением Правительства [30].

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 ПОРП.

9.8 С целью контроля уровня знаний, необходимых работнику для выполнения трудовых обязанностей, на АС проводится проверка знаний в соответствии с требованиями ПОРП.

9.9 Вновь принятые работники, работники, имевшие перерыв в работе более шести 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 ПОРП.

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 правил ПОРП.

9.11 Работники организаций, указанных в 9.1, должны проходить подготовку на должность, проверку знаний и поддержание квалификации в соответствии с требованиями ПОРП.

10 Требования к зданиям, сооружениям, оборудованию и технологическим процессам

10.1 Территория

10.1.1 Территория АС должна соответствовать требованиям СанПиН 2.6.1.24-03, СП 2.6.1.28-2000, [31] 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;

– противооползневые, противообвальные, берегоукрепительные, противолавинные и противоселевые сооружения;

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

– системы молниезащиты и заземления.

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 и радиационный 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 вывозимых (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 должны 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 предусмотренных проектом, может быть выполнена 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 СанПиН 2.6.1.24 и СП 2.6.1.28.

10.2.2 Обследование производственных зданий и сооружений АС должно проводиться один раз в четыре года специализированными организациями или специализированным подразделением АС в соответствии с требованиями РД ЭО 1.1.2.99.0007.

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 1Тщательный 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 осадков - один раз в год, после стабилизации осадков (1 мм в год и менее) - один раз в пять 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 два раза в год (весной и осенью). Наружное и внутреннее обследование дымовых труб должно производиться с привлечением специализированных организаций через год после ввода в эксплуатацию, а в дальнейшем по мере необходимости, но не реже одного раза в пять лет с обязательной экспертизой промышленной безопасности дымовых труб. Обследование состояния теплоизоляции, кирпичной и монолитной футеровки труб может быть выполнено тепловизионным методом.

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.

При изменении (снижении) несущей способности перекрытий в процессе эксплуатации, выявленном обследованием, должны быть выполнены мероприятия по восстановлению их несущей способности и проектных характеристик. Результативность выполненных мероприятий должна быть подтверждена поверочными расчетами.

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, щелочей, 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 ГТС должно обеспечиваться выполнение требований законодательства Российской Федерации и нормативных документов в области безопасности ГТС.

Эксплуатирующая организация в соответствии с Федеральным законом [32] несет ответственность за безопасную эксплуатацию ГТС и должен:

- обеспечивать соблюдение норм и правил безопасности ГТС;
- обеспечивать контроль (мониторинг) за показателями состояния ГТС;
- обеспечивать проведение регулярных обследований ГТС;
- осуществлять оценку безопасности ГТС;
- представлять в установленном порядке в органы государственного надзора на утверждение декларацию безопасности ГТС и получать разрешение на эксплуатацию ГТС.

Организация взаимодействия работ направленных на обеспечение в эксплуатирующей организации безопасной эксплуатации ГТС должна осуществляется в соответствии с требованиями СТО 1.1.1.02.006.0856 и РД ЭО 1.1.2.01.0461

10.3.1.2 Земляные плотины и дамбы должны быть защищены от размыва. Крепления откосов каналов и систем водоотведения должны поддерживаться в исправном состоянии. Земляные сооружения, особенно каналы в насыпях и водонепроницаемых грунтах, плотины и дамбы, должны предохраняться от повреждения, в том числе животными. Запрещается выемка грунта из тела дамбы без проектного обоснования, согласованного с собственником сооружения.

В случае появления выноса грунта следует принять меры по его устранению.

Бермы и кюветы каналов должны регулярно очищаться от грунта осыпей и выносов.

10.3.1.3 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 повреждения 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 расчетной призмы 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 приспособлениями и содержаться в исправном состоянии. Вода из дренажных устройств должна отводиться от сооружений непрерывно. При обнаружении выноса грунта фильтрационной водой необходимо принять незамедлительные меры к прекращению его выноса.

10.3.1.7 Скорость воды в каналах должна быть в пределах значений неразмываемости и незаиляемости откосов и дна канала. Должна быть обеспечена бесперебойная подача воды при наличии ледовых образований. Максимальные и минимальные скорости воды должны соответствовать расчетным значениям и указаны в станционных правилах эксплуатации ГТС.

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; допускаемые скорости опорожнения и наполнения должны соответствовать расчетным значениям и указаны в станционных правилах эксплуатации ГТС.

10.3.1.9 При эксплуатации напорных трубопроводов должны быть:

– устранены 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 станционных правилах эксплуатации ГТС, должны проводиться проверки состояния аэрационных устройств.

10.3.1.11 Металлические напорные трубопроводы и металлические части ГТС, 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 станционных правилах эксплуатации ГТС должен быть изложен план действия персонала при возникновении на ГТС 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 и водоотливные устройства, водоспасательные средства должны содержаться в исправном состоянии и постоянно находиться в состоянии готовности к действию.

10.3.1.15 Капитальный ремонт ГТС 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 ГТС, создающие опасность для людей и оборудования, должны устраняться немедленно.

10.3.1.17 Систематический контроль за ГТС на АС является основным средством для оценки состояния и условий их работы.

10.3.1.18 Ответственность за организацию контроля за состоянием ГТС, за своевременное выявление аварийных ситуаций, разработку и выполнение мероприятий по их устранению в соответствии с [32] 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 ГТС 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 В период эксплуатации по решению АС (эксплуатирующей организации) состав КИА и объем наблюдений могут быть сокращены или увеличены в зависимости от состояния ГТС, по согласованию с проектной организацией.

На каждой АС должна быть ведомость и схема размещения всей КИА с указанием даты установки каждого прибора и начальных отчетов; состояние КИА должно проверяться в сроки, указанные станционными правилами эксплуатации ГТС.

10.3.1.21 На каждой АС должны быть проект мониторинга безопасности ГТС и инструкция о порядке ведения мониторинга безопасности ГТС, утвержденные директором АС, согласованные с территориальными органами Федеральной службы

по экологическому, технологическому и атомному надзору. В сроки и объемах установленные проектом мониторинга, 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 сооружения, 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 ГТС и др. При существенных изменениях условий эксплуатации ГТС должны проводиться дополнительные наблюдения по специальным программам.

В станционных правилах по эксплуатации ГТС 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 ГТС должны быть установлены базисные и рабочие реперы. Оси основных ГТС должны быть надежно обозначены на местности знаками с надписями и связаны с базисными реперами. Установка КИА для контроля за осадкой ГТС (базисные и рабочие реперы, поверхностные и закладные марки) определяется проектом. 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, 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 ГТС, их механического оборудования, подъемных устройств, руководит пропуском половодья (паводка) и после его прохождения снова осматривает сооружения.

10.3.1.25 Обследования состояния ГТС АС должны проводиться в соответствии с требованиями РД ЭО 1.1.2.22.0460.

Обследования подводных частей ГТС и туннелей должны проводиться после первых двух лет эксплуатации и далее по мере необходимости, но не реже одного раза в 5 лет в соответствии с требованиями РД ЭО 1.1.2.99.0570.

10.3.1.26 Механическое оборудование ГТС (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 ГТС 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 не допустимых деформаций при работе под напором.

Запрещается нахождение затворов в положениях, при которых появляется повышенная вибрация затворов или конструкций ГТС.

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 биоорганизмами.

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.

10.3.2 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 гидравлические характеристики водопропускных (водосбросных) сооружений.

По мере накопления эксплуатационных данных гидравлические характеристики должны уточняться и дополняться, и направляться в проектную организацию.

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 станционных правилах эксплуатации ГТС.

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 станционными правилами эксплуатации ГТС.

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 нанососдерживающие 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 имеется 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: механические, биологические, химические.

Обеспечивать проведение биолого-химического мониторинга водоемов-охладителей и других источников систем технического водоснабжения с обеспечением (при необходимости) прогнозирования возникновения биопомех.

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 ГТС 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 при необходимости должны получать от органов Федеральной службы по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды следующие данные:

– сведения по использованному 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, необходимы 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.

Для безопасного прохождения весеннего половодья (паводка) через гидроузел и защиты ГТС от повреждений, службы эксплуатации ГТС должны получать от Федеральной службы по гидрометеорологии и мониторингу окружающей среды следующие данные:

– сведения об объеме стока весеннего половодья;

– о максимальном расходе воды весеннего половодья;

– о гидрографе весеннего половодья.

10.3.2.13 Объем и сроки передачи гидрологических и метеорологических прогнозов и предупреждений об опасных явлениях устанавливаются для каждой АС соответствующими органами 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 проектом мониторинга безопасности ГТС, должны быть организованы наблюдения за:

– уровнями воды в бьефах водонапорных сооружений, у водозаборных сооружений, в каналах;

– расходами воды, пропускаемыми через ГТС 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 органом 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, приводящими 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 выгодного 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 ГТС, должны эксплуатироваться в соответствии с инструкциями, разработанными на основании проекта, технологического регламента по эксплуатации энергоблока АС.

10.3.3.9 Осмотр основных конструкций градирен и брызгальных устройств:

а) осмотр основных конструкций градирен (элементов башни, противообледенительного тамбура, водоуловителя, оросителя, водораспределительного устройства и вентиляционного оборудования) и брызгальных устройств должны проводиться ежегодно в весенний и осенний период. 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 асбоцементные листы обшивок башен градирен должны иметь надежную гидроизоляцию, деревянные части защищены от гниения;

б) 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 два года очищаться от ила и мусора;

в) конструкции оросителей градирен должны очищаться от минеральных и органических отложений;

г) 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;

д) при эксплуатации градирен и брызгальных устройств в зимних условиях, должны приниматься меры для предотвращения обледенения конструктивных элементов охладителей и прилегающей территории.

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;

е) при наличии параллельно работающих градирен и уменьшения зимой общего расхода воды во избежание обледенения 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;

ж) при кратковременном отключении градирен или брызгального устройства в зимний период должна быть обеспечена циркуляция теплой воды в бассейне для предотвращения образования в нем льда;

и) детальное обследование металлических каркасов вытяжных башен обшивных градирен должно проводиться не реже одного раза в десять лет, железобетонных оболочек - не реже одного раза в пять лет.

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 [33], Уставом [34], правилами [35] и Кодексом [36];

– 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, вызывающие 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 организован учет всего количества топлива при поступлении на АС, расходовании, а также хранении на складах в соответствии с положениями действующих правил.

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 действующими правилами перевозки грузов на железнодорожном транспорте 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.

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 плюс 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 пять 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 ранение 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 плюс 0,1 МПа (1 кгс/см^2).

10.4.2.11 Вязкость мазута в котельной не должна превышать, ^{o}ВУ:

- для электростанций, применяющих механические и паромеханические форсунки - 2,5;

- при применении паровых и ротационных форсунок - 6.

10.4.2.12 Фильтры должны очищаться при повышении их сопротивления на 50 процентов 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 процентов от 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 метра) 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 предприятия-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 и выборочная ревизия арматуры - не реже одного раза в четыре года.

10.4.2.18 Прием, хранение и подготовка к сжиганию заменителей мазута должны осуществляться в соответствии с директивными указаниями и станционными 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;

– допустимые выбросы вредных веществ в атмосферу.

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 трех суток) должны быть проверены исправность и готовность к включению вспомогательного оборудования, КИП, 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 предприятия-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 минут с расходом воздуха не менее 25 процентов от 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) - 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 поправок).

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 предприятия-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 должна 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 предприятия-изготовителя и испытаний.

10.4.3.14 На котлах, сжигающих в качестве основного топлива мазут с содержанием серы более 0,5 процентов 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 процента.

10.4.3.16 При эксплуатации котлов температура воздуха (^{o}C), поступающего в воздухоподогреватель, должна поддерживаться не ниже:

- мазут с содержанием серы более 0,5 процента - 110
- мазут с содержанием серы менее 0,5 процента - 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 часа после останова.

10.4.3.25 Котел должен быть немедленно остановлен и отключен действием защит или персоналом в случаях:

1) недопустимого повышения или понижения уровня воды в барабане или выхода из строя всех водоуказательных приборов;

2) быстрого снижения уровня воды в барабане несмотря на усиленное питание котла;

3) 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 секунд;

4) прекращения действия всех питательных устройств (насосов);

5) недопустимого повышения давления в пароводяном тракте;

6) прекращения действия более 50 процентов предохранительных клапанов или других заменяющих их предохранительных устройств;

7) недопустимого повышения или понижения давления в тракте прямоточного котла до встроенных задвижек, недопустимого снижения давления в тракте водогрейного котла более, чем на 10 секунд;

8) 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;

9) погасания факела в топке;

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

11) 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;

12) снижению расхода воды через водогрейный котел ниже минимально допустимого значения более, чем на 10 секунд;

13) падения давления воды перед водогрейным котлом ниже допустимого;

14) повышения температуры воды на выходе из водогрейного котла выше допустимой по условиям вскипания (ниже на 10°С температуры насыщения,

15) соответствующей рабочему давлению в выходном коллекторе);

16) пожара, угрожающего персоналу или оборудованию, а также цепям дистанционного управления отключающей арматуры, входящей в систему защиты котла;

17) исчезновения напряжения на устройствах дистанционного и автоматического управления и на всех контрольно-измерительных приборах;

18) разрыва мазутопровода или газопровода в пределах котла.

10.4.3.26 Котел должен быть остановлен в случаях:

1) 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;

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

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

4) резкого ухудшения качества питательной воды против установленных норм;

5) 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:

– безопасность, надежность и экономическая эффективность работы основного и вспомогательного оборудования;

– высокий коэффициент использования установленной мощности;

– высокий коэффициент готовности к работе;

– готовность принятия номинальных и наибольших разрешенных электрической и тепловой нагрузок;

– нормативные показатели экономичности основного и вспомогательного оборудования.

Срок действия нормативных энергетических характеристик оборудования устанавливается в зависимости от степени их проработки и достоверности исходных материалов. При этом энергетические характеристики оборудования могут быть переработаны полностью или частично по результатам натурных испытаний, а также переутверждены без изменения.

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, должно быть выдержаны в эксплуатации на уровне, указанном в ГОСТ 24277.

10.4.4.4 Все проверки и испытания системы регулирования и защиты турбин от повышения частоты вращения должны выполняться в соответствии с требованиями инструкций предприятий-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 процентов до 12 процентов сверх номинальной или до значения, указанного предприятием-изготовителем.

При срабатывании автомата безопасности должны закрываться стопорные, регулирующие, отсечные, клапаны в соответствии с указаниями предприятия-изготовителя.

10.4.4.6 Система защиты турбины от повышения частоты вращения (включая все элементы), если нет специальных указаний предприятия-изготовителя, должна быть испытана увеличением 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 тридцати 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 четыре месяца. Увеличение периодичности проверки системы защиты турбины допускается устанавливать решением эксплуатирующей организации, согласованным с предприятием-изготовителем при выполнении компенсирующих мероприятий. 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 предприятия-изготовителя или действующим РД 34.30.310, а для турбин, критерии проверки которых не оговорены инструкциями предприятия-изготовителя или методическими указаниями, не должно быть выше 50 процентов 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 предприятия-изготовителя; на часть хода – во время работы турбины в соответствии с указаниями предприятия-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 предприятия-изготовителя. При работе турбины проверка обратных клапанов должна проводиться путем расхаживания на часть хода, если это не противоречит требованиям предприятия-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 10.4.4.3 и данным предприятия-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 предприятием-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 процентов.

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 месяц 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 нагрузки конденсатора от 40 до 100 процентов 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.

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 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 парораспределения, 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 предприятием-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 предприятий-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 по любой компоненте (вертикальная, поперечная, осевая) запрещается эксплуатировать турбоагрегаты более 7 суток.

При достижении вертикальной или поперечной компоненты вибрации до 11,2 мм/с турбоагрегат должен быть отключён автоматической защитой по определённому проектом алгоритму формирования сигналов защиты, а при отсутствии системы защиты или выводе защиты из работы — немедленно обслуживающим персоналом.

При росте осевой компоненты вибрации подшипника до 11,2 мм/с должны быть приняты незамедлительные меры по её снижению, включая разгрузку

турбоагрегата. Если принятые меры не привели к снижению вибрации, турбоагрегат должен быть остановлен обслуживающим персоналом.

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 семи суток.

Вибрация должны 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 процентов. При этом давление не должно превышать предельных значений, установленных предприятием-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 ремонтов 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 неотключаемых 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 предприятия-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 неотключаемых для ремонта участках трубопроводов пароводяного тракта;

– обнаружения недопустимой концентрации водорода в картерах подшипников, токопроводах, маслобаке, а также 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, значений концентраций водорода в картерах подшипников, токопроводах, маслобаке, а также превышающей норму утечки 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 предприятия-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 предприятия-изготовителя.

10.4.4.34 Проведение реконструкции и модернизации турбинного оборудования на электростанциях должно быть согласовано с предприятием-изготовителем или предприятием, имеющим лицензию на проектирование и изготовление турбинного оборудования, при этом должны быть предусмотрены максимально возможная 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 тепловыделяющих сборках и 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 подразделений АС, ответственный за выполнение указанных функций.

Внутренние осмотры теплоэнергетического оборудования, отбор проб отложений и ионообменных материалов, вырезки образцов для анализа, составление актов осмотра, а также расследование аварий и неполадок, связанных с водно-

химическим режимом, должны выполняться с участием персонала подразделений АС, ответственного за выполнение указанных функций.

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, общестанционных 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 коррозионно-стойких 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 сред, 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 должны обрабатываться, если при их сбросе будут превышены нормы допустимого сброса загрязняющих и/или радиоактивных веществ в поверхностные воды для данной АС.

Сточные воды должны сбрасываться в соответствии с Федеральным законом [11], СП 2.6.1.28, СанПиН 2.6.1.24 и СанПиН 2.6.1.2523.

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.

Качество химических реагентов, применяемых для обработки питательной воды парогенераторов и конденсата турбин, а также теплоносителя первого контура должно удовлетворять требованиям действующих нормативных и эксплуатационных документов.

10.4.5.15 Применение новых методов водоподготовки и водно-химических режимов на АС должно быть согласовано в установленном порядке и утверждено эксплуатирующей организацией.

10.4.5.16 Суммарные потери пара и конденсата на АС с реакторами типа ВВЭР и БН не должны превышать 1 процент, а типа РБМК - 0,5 процента номинальной паропроизводительности реакторной установки.

10.4.5.17 Карбонатный индекс Ик сетевой воды при нагреве ее в сетевых подогревателях должен быть не выше значений, приведенных в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 - Нормативные значения Ик при нагреве сетевой воды в сетевых подогревателях в зависимости от pH воды

Температура нагрева сетевой воды, °С	Ик (мг-экв/дм^3)^2 при значениях pH			
	не выше 8,5	8,51 -8,8	8,81-9,2	выше 9,2
70 -100	4,0	2,6	2,0	1,6
101 -120	3,0	2,1	1,6	1,4
121 -140	2,5	1,9	1,4	1,2
141 -150	2,0	1,5	1,2	0,9
151 - 200	1,0	0,8	0,6	0,4

Ик сетевой воды при нагреве ее в водогрейных котлах должен быть не выше значений, приведенных в таблице 2

Т а б л и ц а 2 - Нормативные значения Ик при нагреве сетевой воды в водогрейных котлах в зависимости от pH воды

Температура нагрева сетевой воды, °С	Ик (мг-экв/дм^3)^2 при значениях pH			
	не выше 8,5	8,51 -8,8	8,81-9,2	выше 9,2
70 -100	3,2	2,3	1,8	1,5
101 -120	2,0	1,5	1,2	1,0
121 -140	1,5	1,2	1,0	0,7
141 -150	1,2	1,0	0,8	0,5
151 - 200	0,8	0,7	0,5	0,3

Значения Ик подпиточной воды открытых систем теплоснабжения должны быть такими же, как нормативные для сетевой воды.

Качество подпиточной воды открытых систем теплоснабжения (с непосредственным водоразбором) должно удовлетворять также действующим нормам для питьевой воды по ГОСТ Р 51232. Подпиточная вода для открытых систем теплоснабжения должна быть подвергнута коагулированию для удаления из нее органических примесей, если цветность пробы воды при ее кипячении в течение 20 минут увеличивается сверх нормы, указанной в действующих нормативных документах для питьевой воды.

Качество подпиточной воды для закрытых систем теплоснабжения должно быть таким, чтобы обеспечить нормативное значение Ик сетевой воды.

Качество воды для подпитки закрытых тепловых сетей должно удовлетворять следующим нормам:

Содержание свободной угольной кислоты……0

Значение pH для систем теплоснабжения:

открытых……8,3 - 9,0[1)]

закрытых……8,3 - 9,5[1)]

Содержание растворенного кислорода, мкг/дм^3, не более……..50

Количество взвешенных веществ, мг/дм^3, не более……..5

Содержание нефтепродуктов, мг/дм^3, не более……1

При силикатной обработке воды для подпитки тепловых сетей с непосредственным разбором горячей воды содержание силиката в подпиточной воде должно быть не более 50 мг/дм^3 в пересчете на SiO_2.

При силикатной обработке подпиточной воды предельная концентрация кальция должна определяться с учетом суммарной концентрации не только сульфатов (для предотвращения выпадения $CaSO_4$), но и кремниевой кислоты (для предотвращения выпадения $CaSiO_3$) для заданной температуры нагрева сетевой воды с учетом ее превышения в пристенном слое труб котла на 40°С.

Непосредственная присадка гидразина и других токсичных веществ в подпиточную воду тепловых сетей и сетевую воду не допускается.

Качество сетевой воды должно удовлетворять следующим нормам:

Содержание свободной угольной кислоты……0

Значение pH для систем теплоснабжения:

открытых……8,3 - 9,0

закрытых……8,3 - 9,5

Содержание соединений железа, мг/дм^3, не более,
для систем теплоснабжения:

открытых……0,3[2)]

закрытых……0,5

Содержание растворенного кислорода, мкг/дм^3, не более……..20

Количество взвешенных веществ, мг/дм^3, не более……..5

Содержание нефтепродуктов, мг/дм^3, не более,
для систем теплоснабжения:

открытых……0,1

закрытых……..1

В начале отопительного сезона и в послеремонтный период допускается превышение норм в течение четырех недель для закрытых систем теплоснабжения и двух недели для открытых систем по содержанию соединений железа - до 1,0 мг/дм^3, растворенного кислорода - до 30 и взвешенных веществ - до 15 мг/дм^3.

[1)] Верхний предел значения pH допускается только при глубоком умягчении воды, нижний - с разрешения энергосистемы может корректироваться в зависимости от интенсивности коррозионных явлений в оборудовании и трубопроводах систем теплоснабжения. Для закрытых систем теплоснабжения с разрешения энергосистемы верхний предел значения pH допускается не более 10,5 при одновременном уменьшении значения карбонатного индекса до 0,1 (мг-экв/дм^3)^2, нижний предел может корректироваться в зависимости от коррозионных явлений в оборудовании и трубопроводах систем теплоснабжения.

[2)] По согласованию с санитарными органами допускается 0,5 мг/дм^3.

При открытых системах теплоснабжения по согласованию с органами санитарно-эпидемиологической службы допускается отступление от действующих норм для питьевой воды по показателям цветности до 70° и содержанию железа до 1,2 мг/дм^3 на срок до четырнадцати дней в период сезонных включений эксплуатируемых систем теплоснабжения, присоединения новых, а также после их ремонта.

По окончании отопительного сезона или при останове водогрейные котлы и тепловые сети должны быть законсервированы.

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, ^{0}С, не более……40
- 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 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.

10.4.6.11 Метрологическое обеспечение химического контроля должно осуществляться в соответствии с 5.9.

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 (методов) измерений.

10.4.6.15 Отбор проб технологических сред, отложений и ионообменных материалов для проведения лабораторного контроля (химический анализ конечного объема пробы) должен проводиться в соответствии с требованиями регламентов эксплуатации технологических установок и методик (методов) 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;

– отсутствие 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»;

– герметичность сальниковых уплотнений арматуры.

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.

Отключение этих трубопроводов должны 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.

При прокладке дренажных линий должно быть учтено направление тепловых перемещений во избежание защемления трубопроводов.

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 - 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.

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.

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 ЭО 1.1.2.03.0127.

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 плюс 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 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.

10.4.7.14 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 часов, 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, $\pm 2^{o}$ С;
- по давлению в подающем трубопроводе ± 5 процентов;
- 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 ± 5 процентов 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 четыре 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;

– контроль за температурным напором;

– контроль за нагревом сетевой воды;

– контроль за гидравлической плотностью по качеству конденсата греющего пара.

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 деаэрированной 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 требованиям СП 30.13330.

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 три 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 процентов толщины металла, баки подлежат немедленному выводу в ремонт.

После окончания монтажа или ремонта должны быть проведены испытания баков-аккумуляторов в соответствии с требованиями ГОСТ 23118. 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. Границы балансовой принадлежности в каждом конкретном случае определяются с учетом местных условий и фиксируются актами о разграничении балансовой принадлежности.

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 10.4.9.43.

10.4.8.16 Эксплуатация станционных теплофикационных трубопроводов должна быть организована в соответствии с положениями раздела 10.4.9.

Антикоррозионное покрытие и тепловая изоляция станционных теплофикационных трубопроводов должны быть в удовлетворительном состоянии.

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 10.4.8.9;

– 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 (кондесатопроводе) - 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 допустимого 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, эстакады 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 подземных 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.

Секционирующие задвижки и запорная арматура в нормальном режиме должны быть в полностью открытом или полностью закрытом положении.

10.4.9.29 Среднегодовая утечка теплоносителя из водяных тепловых сетей не должна превышать в час 0,25 процента 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 НП-045.

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 пункта 1.1.4 НП-045.

Максимальное значение пробного давления устанавливается в соответствии с пунктом 4.12.4 НП-045 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 плюс 5°С и не выше плюс 40°С.

На время проведения испытаний тепловой сети пробным давлением тепловые пункты и системы теплопотребления должны быть надежно отключены.

10.4.9.32 Помимо испытаний тепловых сетей на прочность и плотность проводятся их испытания на максимальную температуру теплоносителя, на определение тепловых и гидравлических потерь 1 раз в 5 лет.

10.4.9.33 Все испытания тепловых сетей выполняются раздельно, по графику и программам, утвержденным главным инженером.

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°С 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 41-02.

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 СанПиН 2.1.4.1074 и СанПиН 2.6.1.2523.

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 возможность передачи технологических и радиационных параметров, характеризующих безопасность реакторной установки (энергоблока), через специальные шлюзы связи во внутренний и внешний

аварийные центры АС и в Кризисный центр эксплуатирующей организации. При этом должны быть соблюдены требования информационной безопасности об односторонней передаче информации от АСУ ТП во внешние связанные подсистемы. Передача информации в АСУ ТП, реализованную на программно-технических средствах, от внешних систем (кроме меток от систем единого времени) должна быть исключена.

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 три 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 три 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 предприятием-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 работниками ЦТАИ с записью об этом в оперативном журнале.

В случае, если изменение алгоритмов и/или уставок производится программным путём с инженерных станций, должны быть приняты необходимые организационно-технические меры, исключающие доступ неавторизованных пользователей к средствам изменения уставок и модификации алгоритмов.

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 (заместителем главного инженера 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 средой с качеством, удовлетворяющим нормам ВХР в сторону контура в случае подключения их к трубопроводам и аппаратам, заполненным радиоактивными веществами активностью более $3{,}7 \cdot 10^5$ Бк/л ($1 \cdot 10^{-5}$ Ки/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 запорных 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 электроустановок устройств тепловой автоматики и измерений несет оперативный персонал соответствующих цехов АС, участков тепловых сетей, в помещениях которых установлены устройства.

Ответственность за чистоту внешних частей электроустановок 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 электроустановок 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 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 приводов, входящих в комплект устройств автоматического регулирования, защиты и дистанционного управления, должна выполняться персоналом АС или ремонтного предприятия.

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, блокировки и автоматические регуляторы, введённые в постоянную эксплуатацию, должны находиться во включенном состоянии в течение всего времени работы оборудования, которые они защищают или параметры работы которого они регулируют. Запрещается вывод из работы исправных технологических защит.

Вывод из работы устройств технологической защиты, перевод электроприводной арматуры из автоматического в дистанционный режим управления на оборудовании, находящемся в работе, разрешается только в следующих случаях:

– необходимости отключения защиты, перевода электроприводной арматуры на дистанционный режим управления, обусловленной эксплуатационной документацией (инструкцией по эксплуатации основного оборудования, графиком проверки исправного состояния оборудования, программой производства работ на оборудовании), утверждённой главным инженером;

– выявленной очевидной неисправности защиты, блокировки, автоматического регулятора. Отключение должно выполняться по распоряжению начальника смены АС с записью в журнале ввода-вывода защит и блокировок (для ТЗиБ) или в оперативном журнале (для автоматических регуляторов, не связанных с защитами и блокировками) 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 трех суток.

Если во время остановов технологического оборудования на срок менее трех суток в цепях устройств ФГУ проводились ремонтные 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 АСУ ТП, входящих в их состав средств измерений и контроля, применяемых методик (методов) измерений, контроля, испытаний, должно осуществляться в соответствии с 5.9.

Запрещается эксплуатировать средства измерений, в том числе измерительные системы, измерительные каналы, как самостоятельные, так и из состава более сложных систем – систем контроля и управления, диагностирования, мониторинга, не прошедшие поверку (калибровку) или с недействительными (с истёкшим сроком действия или поврежденными) знаками поверки (калибровки), и применять неаттестованные методики (методы) измерений, в том числе из состава методик контроля и испытаний, другой эксплуатационной документации.

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:

– учет ЯТ в ЗБМ АС, при перемещениях ЯТ в ЗБМ и между ЗБМ, при получении ЯТ в ЗБМ АС от предприятия-изготовителя и отправке ЯТ из ЗБМ 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 Для каждой зоны баланса ядерных материалов приказом директора АС должны назначаться лица, материально ответственные за ядерные материалы, находящиеся в данной зоне.

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 предприятия-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 предприятия-изготовителя.

10.6.1.6 При приемке свежего ядерного топлива от предприятия-изготовителя должны проверяться:

– сопроводительная документация;

– количество контейнеров с ядерным топливом;

– целостность пломб, установленных на транспортном средстве и контейнерах с ядерным топливом;

– соответствие идентификаторов контейнеров и установленных пломб, указанных 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 положения [37], НП-030, 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 НП-001, 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, которая должна проводиться по инструкции (технологии), утвержденной главным инженером АС.

10.6.1.11 Гнезда (ячейки) для установки свежих ТВС должны осматриваться, при необходимости очищаться перед выполнением транспортно-технологических операций с ТВС. Чистота поверхностей гнезд (ячеек) должна проверяться в соответствии с инструкцией.

Помещения хранения ТВС должны проверяться на радиоактивную загрязненность в соответствии с действующими ПРБ АС.

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, при достижения соответствующего критерия негерметичности.

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 СП 2.6.1.28.

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 безопасности определяются станционными 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:

– безопасная и надежная 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, ООБ АС (ТОБ АС или ОУОБ АС) и технологического регламента безопасной эксплуатации 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 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.

10.6.2.4 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.

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.

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 ПНАЭ Г-7-008-89. 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 нейтронного 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 при соблюдении требований 7.6.12.

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 трех 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 трое 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 ним 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 ПГ 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 предприятием-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 устранении течи теплоносителя, а также после срабатывания спринклерной установки должно быть измерено сопротивление изоляции всех попавших в зону действия влаги электродвигателей, кабелей, датчиков контрольно-измерительных приборов, нагревателей компенсаторов давления, а также другого электротехнического оборудования и устройств.

10.6.2.31 Локализующие системы безопасности и их элементы должны проходить проверку на соответствие проектным показателям при вводе в эксплуатацию, после ремонта и периодически в течение всего срока службы блока АС в объёме и с периодичностью, указанной в НП-010.

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 процента).

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 атомной станции. 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 должны 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 процентный 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 процентов, 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 процентов.

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 приточно-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 процентов 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 процента.

10.6.3.10 Запрещается длительная (более трех 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, надежное 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 и 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, как правило, на основном возбуждении.

В условиях эксплуатации переводы с основного возбуждения на резервное и обратно должны выполняться без отключения генераторов от сети.

Переход 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 питания или 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 Первичные средства пожаротушения и установки 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 конструктивные 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 процентов.

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 процентов должно быть не более 0,8 процентов, а в поплавковом гидрозатворе, бачке продувки и водородоотделительном баке маслоочистительной установки генератора - не более 2 процентов.

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 процента.

Запрещается работа турбогенератора при содержании водорода в токопроводах, кожухах линейных и нулевых выводов 1 процент и выше, а в картерах подшипников более 2 процентов.

10.7.1.14 Колебания давления водорода в корпусе генератора при номинальном избыточном давлении водорода до 0,1 МПа (1 кгс/см^2) должно быть не более 20 процентов, а при большем избыточном давлении – не более ± 20 кПа (± 0,2 кгс/см2).

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 предприятия-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 процентов, а суточный расход с учетом продувок - не более 10 процентов 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 предприятием-изготовителем.

10.7.1.19 Генераторы в случае сброса нагрузки, не связанного с повреждением агрегата или неисправной работы 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 процентов и частоты ± 2,5 процентов номинальных значений при условии, что при работе с повышенным напряжением и пониженной частотой сумма абсолютных значений отклонений напряжения и частоты не превышает 6 процентов, если в требованиях предприятия-изготовителя на

отдельные типы машин не оговорены иные условия по отклонению напряжения и частоты.

Наибольший ток ротора, полученный при отклонении напряжения в пределах ± 5 процентов 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 процентов длительно допустим только при соответствующих параметрах охлаждения.

Для всех генераторов наибольшее рабочее напряжение должно быть не выше 110 процентов номинального. При напряжении выше 105 процентов допустимая полная мощность генератора должна быть установлена в соответствии с указаниями предприятия-изготовителя или по результатам испытаний.

При напряжении на генераторе ниже 95 процентов номинального ток статора должен быть не выше 105 процентов 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 предприятия-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 3 кратности тока, отнесенной к номинальному значению.

Т а б л и ц а 3 - Допустимая кратность перегрузки генератора 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 (таблица 4).

Таблица 4 - 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 часов, 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 часов.

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 час, 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 выведен в ремонт (если иное не предусмотрено в заводской документации).

При дальнейшем снижении сопротивления изоляции (ниже значения, указанного в инструкции предприятия-изготовителя или других нормативных документах) при работе на резервном возбуждении турбогенератор должен быть в течение 1 часа 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 часа 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 процентов номинального для турбогенераторов и 20 процентов для дизель-генераторов.

Во всех случаях ни в одной из фаз ток не должен быть выше номинального, если иное не оговорено в инструкции предприятия-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 предприятием-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 квадрате) 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 минут (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 34.45-51.300.

Работа генераторов, имеющих сопротивление изоляции цепей возбуждения ниже нормированных значений, допускается только с разрешения главного инженера электростанции с учетом 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.

Качество воды в системе охлаждения обмоток статора турбогенератора для АС с ВВЭР и РБМК-1000 должно соответствовать требованиям РД ЭО 1.1.2.11.0805 и СТО 1.1.1.02.013.0715, соответственно.

10.7.1.33 При снижении удельного сопротивления охлаждающей воды в системе охлаждения обмоток статора турбогенератора должна действовать предупредительная сигнализация:

- при щелочном бескислородном ВХР до 200 кОм·см;
- при нейтральном бескислородном ВХР до 500 кОм·см;
- при кислородном ВХР до 330 кОм·см.

При снижении удельного сопротивления охлаждающей воды в системе охлаждения обмоток статора турбогенератора при любом ВХР до 50 кОм·см генератор должен быть разгружен, отключён 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 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 34.45-51.300.

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 153-34.0-45.512.

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 процентов.

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, если в соответствии с фактическими условиями эксплуатации турбогенератора не установлен иной, согласованный предприятием-изготовителем и эксплуатирующей организацией, порядок.

Первые ремонтные работы с выемкой ротора на турбогенераторах, включая усиление крепления лобовых частей, переклиновку 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 34.45-51.300.

10.7.1.44 При плановых и аварийных отключениях генераторов (блоков генератор-трансформатор) необходимо обеспечить безотлагательную разборку главной схемы электрических соединений для предотвращения самопроизвольной или ошибочной подачи напряжения на останавливающийся генератор.

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 процентов номинального. При необходимости допускается работа электродвигателей при напряжении от 90 до 110 процентов 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 секунд.

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 механизмов, не имеющих резерва, допускается однократное повторное включение после внешнего осмотра двигателя и концевых разделок питающего кабеля. Перечень таких электродвигателей (приводимых 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, 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 34.45-51.300.

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 процента, а маслопровод к расширителю - не менее 2 процентов. Полость выхлопной трубы должна быть соединена с полостью расширителя. При необходимости мембрана (диафрагма) на выхлопной трубе должна быть заменена аналогичной, поставленной предприятием-изготовителем.

10.7.3.3 Высоко расположенные (три метра и выше) части работающих трансформаторов и реакторов должны осматриваться с применением бинокля непосредственно с земли или со стационарных лестниц с соблюдением требований правил по охране труда при работах на высоте и электробезопасности.

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 оперативные (диспетчерские) наименования. 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 режиме, 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 предприятием-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 процентов 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 предприятием-изготовителем.

10.7.3.15 Для масляных трансформаторов допускается длительная перегрузка по току любой обмотки на 5 процентов 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 предприятий -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:

а) масляные трансформаторы:

перегрузка по току, проценты ……..	30	45	60	75	100
длительность перегрузки, мин……..	120	80	45	20	10

б) сухие трансформаторы:

перегрузка по току, проценты ……	20	30	40	50	60
длительность перегрузки, мин…….	60	45	32	18	5

Допускается перегрузка масляных трансформаторов сверх номинального тока до 40 процентов общей продолжительностью не более шести часов в сутки в течение пяти 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 НДЦ, 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 предприятий-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 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 реакторов 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 газовой защиты на «сигнал» необходимо выполнить осмотр трансформатора (реактора), при обнаружении явных признаков повреждения (потрескивание, щелчки и другие признаки повреждения внутри бака, выброс масла) трансформатор (реактор) должен быть отключен, и произведен отбор газа. По результатам анализа газа из газового реле, хроматографического анализа масла и других измерений определяется состояние трансформатора (реактора) и возможность его дальнейшей работы.

Отключающий элемент газовой защиты должен быть включен с действием «на отключение».

Перевод отключающего элемента газовой защиты с действием «на сигнал» должен производиться в следующих случаях:

а) на время проверки защиты;

б) при неисправности защиты;

в) при работах в масляной системе трансформатора (реактора), в том числе и при доливке масла;

г) при производстве земляных ударных работах вблизи места установки трансформатора (реактора);

д) при выводе в ремонт трансформатора (реактора) с сохранением в работе его выключателей.

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 предприятия-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 шесть 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 метра 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 предприятия-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 [38].

На предохранительных щитках и (или) у предохранителей присоединений должны быть надписи, указывающие номинальный ток плавкой вставки.

На металлических частях токопроводов (при пофазном исполнении) и токоведущих шинах должна быть обозначена расцветка, условная маркировка или наименование фаз.

10.7.4.14 В распределительных устройствах должны находиться переносные заземления, средства защиты от поражения электротоком и первичные средства пожаротушения.

В местах постоянного дежурства персонала должны находиться средства по оказанию первой медицинской 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 открытых распределительных устройств без постоянного дежурства персонала - не реже одного раза в месяц, а в трансформаторных и распределительных пунктах - не реже одного раза в шесть месяцев.

Внешний осмотр токопроводов должен проводиться на АС не реже двух раз в месяц. 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 два метра и более, должны иметь стационарные (или переносные в условиях КРУ) 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.

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).

Допускается 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 трое 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-044.

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 предприятии-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 воздухопроводе. После окончания монтажа воздухоприготовительной сети перед первичным наполнением резервуаров воздушных выключателей и приводов других аппаратов должны быть продуты все воздухопроводы.

Для предупреждения загрязнения сжатого воздуха в процессе эксплуатации должны проводиться продувки:

– магистральных воздухопроводов при плюсовой температуре окружающего воздуха - не реже одного раза в два 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 предприятий-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 предприятий-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. Указатель положения

выключателя в данном случае должен быть виден без открытия дополнительной дверцы.

10.7.4.27 Капитальный ремонт оборудования распределительных устройств должен производиться:

– масляных выключателей - один раз в период от шести до восьми лет при контроле характеристик выключателя с приводом в межремонтный период;

– выключателей нагрузки, разъединителей и заземляющих ножей – один раз в период от четырех до восьми лет (в зависимости от конструктивных особенностей);

– воздушных выключателей - один раз в период от четырех до шести лет;

– отделителей и короткозамыкателей с открытым ножом и их приводов - один раз в период от двух до трех лет;

– компрессоров - один раз в период от двух до трех 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 предприятия-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 РД 34.45-51.300.

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 десяти 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 процентов номинальной емкости.

10.7.5.3 Аккумуляторные батареи должны эксплуатироваться в режиме постоянного подзаряда с точностью поддержания напряжения на конечных полюсах батареи ± 1 процент.

Допускается эксплуатация аккумуляторных батарей с точностью поддержания напряжения подзаряда ± 2 процента, 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 одного до двух 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 часа 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 процентов номинальной, должен быть осуществлен не более чем за восемь часов.

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 процента 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 двухкратного 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 напряжений 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.

Предельно допустимое содержание примесей в электролите устанавливается предприятием-изготовителем аккумуляторной батареи.

Количество контрольных элементов должно быть установлено главным инженером АС (Заместителем главного инженера АС), но не менее 10 процентов 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 содержание допустимых примесей хлора – не более 0,5 мг/дм^3 и железа – не более 3 мг/дм^3, или химобессоленная вода, соответствующая требованиям предприятия-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 Двери тамбура аккумуляторной должны открываться наружу, иметь надписи «Аккумуляторная», «Огнеопасно», «Курение запрещается» и знаки пожарной безопасности в соответствии с ГОСТ Р 12.4.026 (запрещается пользоваться открытым огнем, электронагревательными приборами).

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.

Персонал, обслуживающий аккумуляторную установку, должен быть обеспечен средствами защиты и инвентарем согласно инструкции по эксплуатации.

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 предприятия-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 метров. 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 процентов, для кабелей с изоляцией из полиэтилена и поливинилхлоридного пластика - на 15 процентов, для кабелей с изоляцией из резины и вулканизированного полиэтилена - на 18 процентов длительно допустимой нагрузки продолжительностью не более шести часов в сутки в течение пяти суток, но не более ста часов в год, если нагрузка в остальные периоды не превышает длительно допустимой.

Для кабелей, находящихся в эксплуатации более пятнадцати лет, перегрузка по току не должна превышать 10 процентов.

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 один год после включения, затем через три года и в последующем один раз в шесть 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 10.6.7.

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 метров 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 антикоррозионными лаками и красками, обеспечивающими поддержку группы горючести Г1 (в соответствии со статьей 13 Федерального закона [17]), а в зоне контролируемого доступа дезактивируемым антикоррозионным покрытием.

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 станционным 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 контрольные осмотры кабельных линий должны проводиться инженерно-техническим персоналом кабельного хозяйства.

В период паводков и после ливней, а также при отключении кабельной линии релейной защитой проводятся внеочередные осмотры инженерно-техническим персоналом кабельного хозяйства и оперативным персоналом.

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 кабельной 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 РД 34.45-51.300.

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 одного метра от кабеля, а также применение отбойных молотков, ломов и кирок для рыхления грунта над кабелями на глубину более 0,3 метра.

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 РД 34.45-51.300.

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 с бумажной изоляцией напряжением 20 - 35 кВ необходимо периодически контролировать степень осушения изоляции вертикальных участков по графику. По результатам контроля при необходимости следует их 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 быстродействующая защита или введено ускорение резервной защиты, 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 ремонтов 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 Сопротивления 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 предприятия-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 одной минуты должна быть испытана изоляция между жилами контрольного кабеля тех цепей, где имеется повышенная вероятность замыкания между жилами с серьезными последствиями (цепи газовой защиты, цепи конденсаторов, используемых как источник оперативного тока, вторичные цепи трансформаторов тока с номинальным значением тока 1 А и т.п.).

В последующей эксплуатации изоляция цепей РЗА (за исключением цепей напряжением 60 В и ниже) должна испытываться при профилактических восстановлениях напряжением 1000 В переменного тока в течение 1 мин или выпрямленным напряжением 2500 В с использованием мегаомметра или специальной установки.

Испытание изоляции цепей РЗА напряжением 60 В и ниже производится в процессе ее измерения по 10.7.7.7.

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 предприятия-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 устройствам 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 11.5.

При угрозе неправильного срабатывания устройство РЗА должно быть выведено из работы с учетом требования 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 11.5.3.

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 пульты управления, панели релейной защиты, электроавтоматики, сигнализации, обращая особое внимание на правильность положения переключающих устройств (рубильников, ключей управления, накладок и пр.) и крышек испытательных блоков и соответствие их положения схемам и режимам работы электрооборудования.

Периодичность осмотров должна быть установлена руководством 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 метров 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 ВЧ 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 Следует периодически выполнять контроль состояния заземлений экранов контрольных кабелей в том числе на предмет соответствия их выполнения требованиям проекта

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 4.23, 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 контуров к заземлителям и к заземляющим конструкциям должно быть выполнено сваркой, а к корпусам аппаратов, машин и опорам воздушных линий электропередачи - сваркой или болтовым соединением (или болтовыми соединениями с двух сторон в случае применения гибкого проводника).

10.7.8.5 Заземляющие проводники должны быть предохранены от коррозии.

Заземляющие проводники контура должны иметь желто-зеленую окраску в соответствии с ПУЭ.

10.7.8.6 Определение технического состояния заземляющего устройства периодически проводятся в соответствии с требованиями РД 34.45-51.300, в т.ч.:

– 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 двенадцать 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.

Обнаруженные неисправности регистрируются и устраняются в установленном на АС порядке.

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 двенадцать 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 шесть лет; выборочно на 2 процента железобетонных и металлических опор в населенной местности, на участках ВЛ с наиболее агрессивными, оползневыми, выдуваемыми или плохо проводящими грунтами - не реже одного раза в двенадцать лет. Измерения должны выполняться в периоды наибольшего высыхания грунта.

10.7.8.8 В электроустановках, выполненных по нормам на напряжение прикосновения, измерения напряжений прикосновения должны производиться после монтажа, переустройства и капитального ремонта заземляющего устройства, но не реже одного раза в шесть лет. Измерения должны выполняться при присоединенных естественных заземлителях и тросах ВЛ.

10.7.8.9 Выборочная проверка на ВЛ со вскрытием грунта по 10.7.8.6 должна проводиться на 2 процента 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.

10.7.8.11 Устройство технических средств молниезащиты и периодичность их эксплуатационных проверок исправности и испытаний на работоспособность должны соответствовать требованиям и рекомендациям СО 153-34.21.122.

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 перенапряжений 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 требованиями РД 34.45-51.300.

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 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 должны проводиться при вводе в эксплуатацию дугогасящих аппаратов и значительных изменениях режимов сети, но не реже одного раза в шесть 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 реактивная составляющая тока замыкания на землю должна быть не более 5 А, а степень расстройки - не более 5 процентов. 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 процентов.

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 процентов фазного напряжения.

10.7.9.11 В сетях, работающих с компенсацией емкостного тока, напряжение несимметрии должно быть не выше 0,75 процента фазного напряжения. При отсутствии в сети замыкания на землю напряжение смещения нейтрали допускается не выше 15 процентов фазного напряжения длительно и не выше 30 процентов в течение одного часа.

Снижение напряжения несимметрии и смещения нейтрали до указанных значений должны 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 процентов.

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 метров.

Защита неиспользуемых обмоток низшего напряжения, расположенных между обмотками более высокого напряжения, должна быть осуществлена вентильными разрядниками или ограничителями перенапряжений, присоединенными к вводу каждой фазы. Защита не требуется, если к обмотке низшего напряжения постоянно подключена кабельная линия длиной не менее 30 м, имеющая заземленную оболочку или броню.

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 таблице 5.

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.

При длительности t повышения напряжения, промежуточной между двумя значениями, приведенными в таблице 5, допустимое повышение напряжения равно указанному для большего из этих двух значений длительности.

Таблица 5 - Допустимое повышение напряжения промышленной частоты оборудования в электросетях от 110 до 750 кВ

Оборудование	Номинальное напряжение, кВ	Допустимое повышение напряжения при длительности воздействия, с			
		11200	220	11	00,1
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	1,15/1,15	1,35/1,35	2,00/1,50	2,10/1,58
	500	1,15/1,15	1,35/1,35	2,00/1,50	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	1,1	1,25	1,67	1,76
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 $0,1 \leq t \leq 0,5$ с допускается повышение напряжения, равное

$$U(1c)+0,3x[U(0,1c)-U(1c)], \quad (2)$$

где U(1c) и U(0,1c) - допустимые повышения напряжения при длительности соответственно 1 и 0,1 секунды.

Промежуток времени между двумя повышениями напряжения длительностью 1200 и 20 секунд должен быть не менее 1 часа. Если повышение напряжения длительностью 1200 секунд имело место два раза (с часовым интервалом), то в течение ближайших 24 часа повышение напряжения в третий раз допускается только лишь в случае, если это требуется ввиду аварийной ситуации, но не ранее чем через 4 часа.

Количество повышений напряжения длительностью 0,1 и 1 секунда 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 подразделения, 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 5.9.

Запрещается эксплуатировать средства измерений, в том числе измерительные системы, измерительные каналы, как самостоятельные, так и из состава более сложных систем – систем диагностирования, контроля, мониторинга, не прошедшие поверку (калибровку) или с недействительными (с истёкшим сроком действия или поврежденными) знаками поверки (калибровки), и применять неаттестованные методики (методы) измерений, в том числе из состава методик контроля и испытаний, другой эксплуатационной документации.

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 (при напряжении выше номинала ламп должны применяться меры для снижения напряжения на лампе или применяться лампы соответствующего напряжения).

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, от отдельных трансформаторов или от источников, 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 процентов номинального напряжения; у наиболее удаленных ламп сети наружного и аварийного освещения и в сети от 12 до 42. В - не более 10 процентов (для люминесцентных ламп - не более 7,5 процентов).

10.7.11.7 В коридорах распределительных устройств, имеющих несколько выходов, и в проходных туннелях освещение должно быть выполнено с управлением у каждого выхода.

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 высоте не более 2,5 метров на АС должен проводить персонал электроцеха или персонал других цехов, обученный в специализированных центрах подготовки (учебных комбинатах, УТЦ и т. п.), и имеющих группу по электробезопасности не ниже II. 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;

– 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 РД ЭО 0052, [39], [40], [41], [42] и [43]

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 обесточении 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 подзаряда от выпрямительных устройств. Эксплуатация аккумуляторных батарей должна осуществляться в соответствии с требованиями 10.7.12.5.

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. 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 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.

10.7.12.18 При останове энергоблока на плановый ремонт или перегрузку топлива должна быть обеспечена постоянная готовность к работе каналов САЭ в объёме требований технологического регламента безопасной эксплуатации энергоблока АС для обеспечения безопасности энергоблока АС при потере электроснабжения энергоблока АС от энергосистемы.

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 агрегатов (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 процента;

– содержании кислорода в водороде 1 процент;

– давление 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 предприятием-изготовителем не оговорена другая температура), при увеличении содержания водорода в воздухе помещений электролизеров и датчиков газоанализаторов до 1 процента на щит управления должен подаваться сигнал.

После получения сигнала оперативный персонал должен прибыть на установку не позднее чем через 15 минут.

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;

– открытие клапанов выпуска газов в атмосферу из регуляторов давления отключенного электролизера;

– температуру газов на выходе из электролизера.

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 два часа.

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 шесть месяцев, а предохранительные клапаны на ресиверах - не реже одного раза в два 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: 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 процентов, а кислорода - не ниже 98 процентов.

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 процентов. Продувка считается законченной, если содержимое азота в выдуваемом воздухе достигает 97 процентов.

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 процентов, а при вытеснении водорода – 95 процентов.

Вытеснение воздуха или водорода азотом должно проводится, пока содержание азота в выдуваемом газе не достигнет 97 процентов.

При необходимости внутреннего осмотра ресиверов они должны предварительно продуваться воздухом до тех пор, пока содержание кислорода в выдуваемом газе не достигнет 20 процентов.

Азот или углекислый газ должен вытесняться водородом из ресиверов, пока в их нижней части содержание водорода не достигнет 99 процентов.

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 шесть месяцев;

– действие технологических защит, предупредительной и аварийной сигнализации и состояние обратных клапанов - не реже одного раза в три месяца.

10.7.13.15 При работе установки сорбционной осушки водорода или кислорода переключение адсорберо-осушителей 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 часа 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 четырех часов 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 четырех часов 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 шесть 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 шесть 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 ГОСТ 14202; окраска аппаратов должна выполняться по цвету окраски трубопроводов соответствующего газа; окраска ресиверов - светлой краской с кольцами по цвету окраски трубопроводов соответствующего газа.

10.7.14 Энергетические масла

10.7.14.1 При эксплуатации энергетических масел должны быть обеспечены:

– надежная работа масляных систем агрегатов и электрического маслонаполненного оборудования;

– сохранение эксплуатационных свойств масел;

– сбор отработанного масла, регенерация и повторное его использование.

10.7.14.2 Все энергетические масла (турбинные, электроизоляционные, компрессорные, индустриальные и др.) и дизельное топливо, принимаемые на АС от поставщиков, должны иметь сертификаты или паспорта предприятия-изготовителя и быть подвергнуты входному лабораторному контролю в целях определения их соответствия стандартам или техническим условиям.

В случае несоответствия их качества применение этих масел (дизельного топлива) в оборудовании не допускается.

Отбор проб масел (дизельного топлива) из транспортных емкостей осуществляется в строгом соответствии с положениями действующих стандартов, определяющих порядок отбора проб.

10.7.14.3 Контроль качества энергетических масел должен быть организован в соответствии с РД 34.45-51.300 и РД ЭО 1.1.2.05.0444.

Контроль качества дизельного топлива (объем и периодичность) должен быть организован в соответствии с требованиями государственных стандартов и нормативными документами эксплуатирующей организации.

10.7.14.4 Электрооборудование в зависимости от типа и класса напряжения после ремонта, выполнявшегося со сливом масла из оборудования, должно быть залито подготовленным электроизоляционным маслом. Качество электроизоляционного масла должно соответствовать положениям документа «Объем и нормы испытаний электрооборудования», определяющим качество регенерированных или очищенных эксплуатационных масел.

Электрооборудование (активная часть, маслобак и т. д.) должно быть промыто или очищено от остатков загрязнения до начала заливки электроизоляционного масла, которое затем будет в нем эксплуатироваться.

Качество элетроизоляционного масла в электрооборудовании, ремонт которого выполнялся без слива масла, должно соответствовать положениям РД 34.45-51.300, определяющим качество эксплуатационных масел в области «нормального состояния» и РД ЭО 0597.

10.7.14.5 Марка свежего трансформаторного масла должна выбираться в зависимости от типа и класса напряжения оборудования. При необходимости допускается смешивание свежих масел, имеющих одинаковые или близкие области применения. Смесь масел, предназначенных для оборудования различных классов напряжения, должна заливаться только в оборудование низшего класса напряжения.

10.7.14.6 Сорбенты в термосифонных и адсорбционных фильтрах трансформаторов мощностью свыше 630 кВ·А должны заменяться при достижении кислотного числа масла 0,1 мг гидрата окиси калия на 1 грамм масла, а также в случае появления в масле растворенного шлама, водорастворимых кислот и (или) повышения значения тангенса угла диэлектрических потерь выше эксплуатационной нормы.

Замена сорбента в фильтрах трансформаторов мощностью до 630 кВ·А включительно должна производиться во время ремонта или при эксплуатации при ухудшении характеристик твердой изоляции.

Содержание воды в сорбенте, загружаемом в фильтры, должно быть не более 0,5 процента массы.

10.7.14.7 Контроль качества трансформаторного масла при приемке и хранении осуществляется в соответствии с положениями РД 34.45-51.300. Допускается определять класс промышленной чистоты вместо определения содержания механических примесей.

10.7.14.8 Баки (резервуары) для хранения масел (дизельного топлива) должны быть оборудованы воздухоосушительными фильтрами.

Перед заливом масла (дизельного топлива) баки проверяют на чистоту и при необходимости очищают от загрязнений.

10.7.14.9 На АС постоянно должен быть запас трансформаторного масла в количестве равном (или более) вместимости одного самого вместительного масляного выключателя, и запас на доливки не менее 1 процента от всего масла, залитого в оборудование. На АС, имеющих только воздушные или малообъемные масляные выключатели, - не менее 10 процентов от объема масла, залитого в трансформатор наибольшей емкости.

10.7.14.10 До слива из цистерн масло должно быть подвергнуто лабораторному испытанию:

– нефтяное - на кислотное число, температуру вспышки, вязкость в целях определения соответствия масла стандарту или техническим условиям; визуально должно определяться наличие механических примесей и воды;

– огнестойкое - на кислотное число, содержание водорастворимых кислот и щелочей, температуру вспышки, вязкость, плотность, цвет на соответствие стандарту или техническим условиям; содержание механических примесей должно определяться экспресс-методом.

Нефтяное турбинное масло, слитое в резервуар из цистерны, должно быть проверено на время деэмульсации, стабильность против окисления, антикоррозионные свойства. В случае несоответствия качества масла по этим показателям требованиям стандарта должен быть выполнен анализ пробы, отобранной из цистерны.

Масло перед заливом в оборудование должно быть подготовлено и соответствовать положениям инструкций по эксплуатации турбинных масел, определяющих качество масел, заливаемых в оборудование.

10.7.14.11 Эксплуатационное турбинное масло в паровых турбинах, питательных электро- и турбонасосах должно удовлетворять нормам, приведенным в РД ЭО 1.1.2.05.0444.

10.7.14.12 Огнестойкие турбинные масла, достигшие предельной эксплуатационной нормы по кислотному числу, должны быть отправлены на предприятие-изготовитель для восстановления качества. Эксплуатация огнестойких турбинных масел должна осуществляться по специальной инструкции.

10.7.14.13 В процессе хранения и эксплуатации турбинное масло должно периодически подвергаться визуальному контролю и сокращенному анализу.

В объем сокращенного анализа нефтяного масла входит определение кислотного числа, наличия механических примесей, шлама и воды; огнестойкого масла - определение кислотного числа, содержания водорастворимых кислот, наличия воды, количественное определение содержания механических примесей экспресс-методом.

Визуальный контроль масла заключается в проверке его по внешнему виду на содержание воды, шлама и механических примесей для решения о необходимости его очистки.

Дополнительно рекомендуется определять класс промышленной чистоты.

10.7.14.14 Периодичность проведения сокращенного анализа турбинного масла следующая:

– масла Тп-22С или Тп-22Б - не позднее чем через один месяц после заливки в масляные системы и далее в процессе эксплуатации не реже одного раза в три

месяца при кислотном числе до 0,1 мг гидрата окиси калия на 1 грамм включительно и не реже одного раза в два месяца при кислотном числе более 0,1 мг гидрата окиси калия на 1 грамм;

– огнестойкого масла - не позднее чем через 1 неделю после далее начала эксплуатации, далее не реже одного раза в 2 месяца при кислотном числе не выше 0,5 мг гидрата окиси калия на 1 грамм и не реже одного раза в три недели при кислотном числе выше 0,5 мг гидрата окиси калия на 1 грамм.

При обнаружении в масле шлама или механических примесей во время визуального контроля должен быть проведен внеочередной сокращенный анализ.

Находящееся в резерве нефтяное турбинное масло должно подвергаться сокращенному анализу не реже одного раза в три года и перед заливкой в оборудование, а огнестойкое масло - не реже одного раза в год и перед заливкой в оборудование.

10.7.14.15 Визуальный контроль масла, применяемого в паровых турбинах и турбонасосах, должен проводиться один раз в сутки.

10.7.14.16 На АС должен храниться постоянный запас нефтяного масла в количестве, равном (или более) вместимости масляной системы самого крупного агрегата и запас на доливки не менее сорока пятидневной потребности.

Постоянный запас огнестойкого турбинного масла должен быть не менее годовой потребности его на доливки для одного турбоагрегата, но не более 15 процентов вместимости масляной системы агрегата.

10.7.14.17 Получаемые индустриальные масла и пластичные смазки должны быть подвергнуты визуальному контролю в целях обнаружения механических примесей и воды. Индустриальное масло, кроме того, должно быть дополнительно испытано на вязкость для контроля соответствия этого показателя стандарту или техническим условиям.

10.7.14.18 Для вспомогательного оборудования и механизмов на АС должны быть установлены нормы расхода, периодичность контроля качества и смены смазочных материалов.

Марка смазочного материала, используемого для этих целей, должна соответствовать требованиям заводских инструкций по эксплуатации к ассортименту смазок, допущенных к применению на данном оборудовании. Возможность замены смазочных материалов должна быть согласована с предприятием - изготовителем оборудования.

В системах смазки вспомогательного оборудования с принудительной циркуляцией масло должно подвергаться визуальному контролю на содержание механических примесей, шлама и воды не реже одного раза в месяц. При обнаружении загрязнения масло должно быть очищено или заменено.

На каждой АС должен храниться постоянный запас смазочных материалов для вспомогательного оборудования не менее сорока пятидневной потребности.

10.7.14.19 Контроль качества свежих и находящихся в эксплуатации энергетических масел и дизельного топлива на АС и выдачу рекомендаций по применению масел (дизельного топлива), в том числе составление графиков их контроля, а также техническое руководство технологией обработки, должен осуществлять химический цех (химическая лаборатория или соответствующее

подразделение). Масляное хозяйство АС должно находиться в подчинении электроцеха АС (или соответствующего подразделения); масляное хозяйство огнестойкого масла - в подчинении турбинного цеха.

Утилизация отработавших масел (турбинных, электроизоляционных, компрессорных, индустриальных и др., в том числе ядовитых) должна выполняться в соответствии с утверждёнными инструкциями с выполнением требований по защите персонала и охране окружающей среды.

10.7.14.20 В химической лаборатории на турбинные, трансформаторные и индустриальные масла, залитые в оборудование, должен быть журнал, в который вносятся: номер стандарта или технических условий, название предприятия-изготовителя, результаты испытания масла, тип и станционный номер оборудования, сведения о вводе присадок, количестве долитого масла.

10.7.14.21 Необходимость и периодичность дополнительных анализов находящегося в работе масла должны быть определены инструкциями по эксплуатации конкретного оборудования.

10.7.14.22 Прием из транспортных емкостей и подача трансформаторного или турбинного масла к оборудованию должны осуществляться по раздельным маслопроводам, а при отсутствии маслопроводов - с применением цистерн или металлических бочек.

Транспортирование подготовленных к заливу в оборудование и отработанных масел должно осуществляться по раздельным трубопроводам; передвижные емкости, применяемые для этих целей, должны быть подготовлены в соответствии с действующими стандартами.

Стационарные маслопроводы в нерабочем состоянии должны быть целиком заполнены маслом.

На трубопроводах, предназначенных для залива масла в оборудование, должны быть выполнены пробоотборные устройства непосредственно перед запорной арматурой на входе в оборудование.

Перед подачей подготовленных к заливу в оборудование масел в случае несоответствия качества масла в трубопроводе положениям нормативных документов, определяющих качество масел, предназначенных для залива в оборудование, трубопроводы должны быть опорожнены и очищены от загрязнений.

10.7.14.23 Подготовленные к заливу масла, отвечающие положениям действующих нормативных документов по их эксплуатации, должны заливаться в маслосистемы, не содержащие загрязнений, масляного шлама и принятые на чистоту.

10.7.14.24 Для вспомогательного оборудования и механизмов должны быть установлены нормы расхода, периодичность контроля качества и смены смазочных материалов.

10.7.15 Конденсаторные установки

10.7.15.1 Требования подраздела распространяются на установки напряжением 6 кВ и выше и частотой 50 Гц, предназначенные для выработки реактивной мощности и регулирования напряжения.

Управление режимом работы конденсаторной установки должно быть автоматическим, если при ручном управлении невозможно обеспечить требуемое качество электроэнергии.

Конденсаторная установка (конденсаторная батарея или ее секция) должна включаться при напряжении ниже номинального и отключаться при повышении напряжения до 105 – 110 процентов номинального.

10.7.15.2 Допускается работа конденсаторной установки при напряжении 110 процентов номинального и с перегрузкой по току до 130 процентов за счет повышения напряжения и содержания в составе тока высших гармонических составляющих.

10.7.15.3 Если напряжение на выводах единичного конденсатора превышает 110 процентов его номинального напряжения, эксплуатация конденсаторной установки не допускается.

10.7.15.4 Температура окружающего воздуха в месте установки конденсаторов не должна превышать верхнего значения, указанного в инструкции по эксплуатации конденсаторов. Должны быть приняты меры, усиливающие эффективность вентиляции. Если в течение 1 часа не произошло понижения температуры, конденсаторная установка должна быть отключена.

10.7.15.5 Не допускается включение конденсаторной установки при температуре конденсаторов ниже:

- минус 40°С - для конденсаторов климатического исполнения У и Т;
- минус 60°С - для конденсаторов климатического исполнения ХЛ.

Включение конденсаторной установки в соответствии с инструкцией по их эксплуатации разрешается лишь после повышения температуры конденсаторов (окружающего воздуха) до указанных в инструкции значений и выдержки их при этой температуре в течение указанного времени.

10.7.15.6 Если токи в фазах различаются более чем на 10 процентов, работа конденсаторной установки не допускается.

10.7.15.7 Повторное включение конденсаторной установки допускается не ранее чем через одну минуту после отключения.

10.7.15.8 Включение конденсаторной установки, отключившейся действием защит, разрешается после выяснения и устранения причины ее отключения,

10.7.15.9 Конденсаторы с пропиткой трихлордифенилом должны иметь па корпусе отличительный знак в виде равностороннего треугольника желтого цвета со стороной 40 мм.

При обслуживании этих конденсаторов должны быть приняты меры, предотвращающие попадание трихлордифенила в окружающую среду. Вышедшие из строя конденсаторы с пропиткой трихлордифенилом должны храниться в герметичном контейнере, конструкция которого исключает попадание трихлордифенила в окружающую среду.

Уничтожение поврежденных конденсаторов с пропиткой трихлордифенилом должно производиться централизованно на специально оборудованном полигоне.

10.7.15.10 Осмотр конденсаторной установки без отключения должен производиться не реже одного раза в месяц.

10.7.15.11 Средний ремонт конденсаторных установок должен производиться в зависимости от их технического состояния по решению главного инженера АС.

Текущий ремонт конденсаторных установок должен производиться ежегодно.

10.7.15.12 Испытания конденсаторных установок должны быть организованы в соответствии с РД 34.45-51.300 и инструкциями предприятий-изготовителей.

10.7.16 Воздушные линии электропередачи

10.7.16.1 При эксплуатации ВЛ должны производиться техническое обслуживание и ремонт, направленные на обеспечение их надежной работы.

10.7.16.2 При техническом обслуживании должны производиться работы по поддержанию работоспособности и исправности ВЛ и их элементов путем выполнения профилактических проверок и измерений, предохранению элементов ВЛ от преждевременного износа.

При капитальном ремонте ВЛ выполняются работы по восстановлению исправности и работоспособности ВЛ и их элементов путем ремонта или замены новыми, повышающими их надежность и улучшающими эксплуатационные характеристики линии.

10.7.16.3 Техническое обслуживание и ремонтные работы должны быть организованы, как правило, комплексно путем проведения всех необходимых работ с максимально возможным сокращением продолжительности отключения ВЛ. Они могут производиться с отключением ВЛ, одной фазы (пофазный ремонт) и без снятия напряжения.

10.7.16.4 Техническое обслуживание и ремонт ВЛ должны выполняться с использованием специальных машин, механизмов, транспортных средств, такелажа, оснастки, инструмента и приспособлений.

Средства механизации должны быть укомплектованы в соответствии с действующими нормативами.

10.7.16.5 Антикоррозионная зашита стальных опор и металлических деталей железобетонных опор, грозозащитных тросов и тросовых элементов опор должна возобновляться или производиться заново по мере необходимости.

10.7.16.6 На участках ВЛ, подверженных интенсивному загрязнению, должна применяться специальная или усиленная изоляция и при необходимости выполняться чистка (обмывка) изоляции, замена загрязненных изоляторов.

В зонах интенсивных загрязнений изоляции птицами и местах их массовых гнездований на конструкциях опор ВЛ должны устанавливаться специальные устройства, исключающие возможность перекрытий, а также применяться устройства, отпугивающие птиц и не угрожающие их жизни.

10.7.16.7 При эксплуатации ВЛ в пролетах пересечения действующей линии с другими ВЛ и линиями связи на каждом проводе или тросе пересекающей ВЛ допускается не более двух соединителей; количество соединений проводов и тросов на пересекаемой ВЛ не регламентируется,

10.7.16.8 Должны содержаться в исправном состоянии:

– устройства светоограждения, установленные на опорах ВЛ в соответствии с требованиями правил маркировки и светоограждения высотных препятствий;

– постоянные знаки, установленные на опорах в соответствии с проектом ВЛ и положениями нормативных документов.

10.7.16.9 При эксплуатации ВЛ должны быть организованы их периодические и внеочередные осмотры. Периодичность осмотров каждой ВЛ должна быть не реже одного раза в год. Кроме того, не реже одного раза в год инженерно-техническим персоналом должны производиться выборочные осмотры отдельных ВЛ (или их участков), а все ВЛ (участки), подлежащие капитальному ремонту, должны быть осмотрены полностью.

Верховые осмотры с выборочной проверкой проводов и тросов в зажимах и в дистанционных распорках на ВЛ напряжением 35 кВ и выше или их участках, имеющих срок службы двадцать лет и более или проходящих в зонах интенсивного загрязнения, а также по открытой местности, должны производиться не реже одного раза в шесть лет; на остальных ВЛ 35 кВ и выше (участках) - не реже одного раза в двенадцать лет.

На ВЛ от 0,38 до 20 кВ верховые осмотры должны проводиться при необходимости.

10.7.16.10 Внеочередные осмотры ВЛ или их участков должны проводиться:

– при образовании на проводах и тросах гололеда, при пляске проводов, во время ледохода и разлива рек, при лесных и степных пожарах, а также после стихийных бедствий;

– после автоматического отключения ВЛ релейной защитой.

10.7.16.11 На ВЛ должны выполняться следующие проверки и измерения:

– проверка состояния трассы ВЛ - при проведении осмотров и измерения расстояний от проводов до деревьев и кустарников под проводами, измерения стрел провеса проводов - при необходимости;

– проверка визуально состояния изоляторов и линейной арматуры при осмотрах, а также проверка электрической прочности подвесных тарельчатых фарфоровых изоляторов первый раз на 1 - 2-м, второй раз на 6 - 10-м годах после ввода ВЛ в эксплуатацию и далее с периодичностью, приведенной в типовой инструкции по эксплуатации воздушных линий электропередачи напряжением от 35 до 800 кВ в зависимости от уровня отбраковки и условий работы изоляторов на ВЛ;

– проверка состояния опор, проводов, тросов при проведении осмотров;

– проверка состояния прессуемых, сварных, болтовых (на ВЛ напряжением до 20 кВ), выполненных овальными соединителями соединений проводов производится визуально при осмотре линии по мере необходимости; проверка состояния болтовых соединений проводов ВЛ напряжением 35 кВ и выше путем электрических измерений - не реже одного раза в шесть лет; болтовые соединения, находящиеся в неудовлетворительном состоянии, подвергаются вскрытию, а затем ремонтируются или заменяются;

– проверка и подтяжка бандажей, болтовых соединений и гаек анкерных болтов - не реже одного раза в шесть лет;

– выборочная проверка состояния фундаментов и U-образных болтов на оттяжках со вскрытием грунта - не реже одного раза в шесть лет;

– проверка состояния железобетонных опор и приставок - не реже одного раза в шесть лет;

– проверка состояния антикоррозионного покрытия металлических опор и траверс, металлических подножников и анкеров оттяжек с выборочным вскрытием грунта - не реже 1 раза в шесть лет;

– проверка натяжения в оттяжках опор - не реже одного раза в шесть лет;

– измерения сопротивления заземления опор, а также повторных заземлений нулевого провода - в соответствии с 10.7.8;

– измерения сопротивления петли фаза-нуль на ВЛ напряжением до 1000 В при приемке в эксплуатацию, в дальнейшем - при подключении новых потребителей и выполнении работ, вызывающих изменение этого сопротивления;

– проверка состояния опор, проводов, тросов, расстояний от проводов до поверхности земли и различных объектов, до пересекаемых сооружений - при осмотрах ВЛ.

10.7.16.12 Неисправности, выявленные при осмотре ВЛ и производстве проверок и измерений, должны быть отмечены в эксплуатационной документации и в зависимости от их характера устранены в кратчайший срок при проведении или технического обслуживания, или капитального ремонта ВЛ.

10.7.16.13 Капитальный ремонт ВЛ должен выполняться по решению технического руководителя организации, эксплуатирующей электрические сети, на ВЛ с железобетонными и металлическими опорами - не реже 1 раза в 12 лет.

10.7.16.14 Конструктивные изменения опор и других элементов ВЛ, а также способа закрепления опор в грунте должны выполняться только при наличии технической документации и с разрешения технического руководителя организации, эксплуатирующей электрические сети.

10.7.16.15 На ВЛ напряжением выше 1000 В, подверженных интенсивному гололедообразованию, должна осуществляться плавка гололеда электрическим током.

Организация, эксплуатирующая электрические сети, должна контролировать процесс гололедообразования на ВЛ и обеспечивать своевременное включение схем плавки гололеда; ВЛ, на которых производится плавка гололеда, должны быть, как правило, оснащены устройствами автоматического контроля и сигнализации гололедообразования и процесса плавки, а также закорачивающими коммутационными аппаратами.

10.8 Резервные пульты управления (резервные щиты управления)

10.8.1 С РПУ (РЩУ) должны осуществляться следующие функции:

– перевод и поддержание реактора в подкритическом состоянии;
– теплоотвод от активной зоны реактора (расхолаживание);
– управление системами безопасности;
– обеспечение контроля состояния РУ, систем безопасности энергоблока.

10.8.2 РПУ (РЩУ) оснащаются необходимым набором технических средств (пультовые устройства, средства связи, системы жизнеобеспечения, и т.п.), позволяющим выполнять вышеуказанные функции.

Технические средства должны поддерживаться в исправном состоянии, на периодической основе должны проводиться их ТОиР и проверка.

10.8.3 Перечни исходных событий, требующих перевода персонала на РПУ (РЩУ) для управления оборудованием и параметрами энергоблока, порядок перехода персонала, порядок перевода управления энергоблоком на РПУ (РЩУ), а также действия персонала по управлению блоком с РПУ (РЩУ) в различных режимах работы энергоблока должны быть разработаны и установлены в станционных документах.

10.8.4 На АС должен быть разработан перечень необходимой документации, находящейся на РПУ (РЩУ). Перечень должен быть утвержден Главным инженером АС. РПУ (РЩУ) должен быть обеспечен документацией в соответствии с перечнем. Документация должна поддерживаться в актуализированном состоянии.

10.8.5 На АС должен быть разработан, утвержден и размещен в помещении РПУ (РЩУ) рабочий перечень оснащения РПУ (РЩУ) на случаи запаривания помещений, затоплений, пожаров, террористических действий, потери контроля реактора с БЩУ, проектных, запроектных и тяжелых аварий. Перечень разрабатывается индивидуально для РПУ (РЩУ) каждого блока АС, с учетом индивидуальных особенностей энергоблока, исходя из реально необходимой потребности, особенностей компоновки РПУ (РЩУ), ближайших помещений и местных условий.

10.8.6 Оборудование РПУ (РЩУ) (пультовые устройства, средства связи, системы жизнеобеспечения и средства оснащения) должно быть распределено и закреплено между подразделениями АС, назначены ответственные за его исправное состояние.

10.8.7 Маркировка оборудования РПУ (РЩУ) должна быть выполнена в соответствии с требованиями действующих документов.

10.8.8 Средства управления, контрольно-измерительные приборы РПУ (РЩУ) должны находиться в исправном состоянии. Индикация состояния оборудования должна соответствовать состоянию оборудования на БЩУ. Показания контрольно-измерительных приборов - соответствовать текущим параметрам работы оборудования.

Контрольно-измерительные приборы РПУ (РЩУ) должны соответствовать установленным требованиям по точности измерений.

10.8.9 Системы жизнеобеспечения РПУ (РЩУ) (рабочее и аварийное освещение, вентиляция, отопление, кондиционирование, пожаротушение и другие, предусмотренные проектом) должны поддерживаться в исправном состоянии, на периодической основе должны проводиться их проверка и ТОиР.

10.8.10 С целью своевременного выявления дефектов и обеспечения работоспособного состояния оборудования РПУ (РЩУ) должны быть регламентированы:

– обходы-осмотры РПУ (РЩУ) с контролем его работоспособного состояния;

– техобслуживание и ремонт оборудования РПУ (РЩУ);

– проверка технологических защит и блокировок и опробование оборудования от ключей управления РПУ (РЩУ) в соответствии со станционной документацией.

10.8.11 На АС должны быть разработаны регламент и графики обходов РПУ (РЩУ) для оперативного и административно-технического персонала. Должны быть разработаны чек-листы контроля состояния РПУ (РЩУ) при работе блока на мощности и в период ППР. Периодичность и порядок оформления результатов анализа чек-листов устанавливается внутренними документами АС.

При контроле состояния РПУ (РЩУ) при работе блока на мощности и в период ППР для оборудования систем безопасности, находящегося в работе или в режиме «ожидание», должна проводиться проверка:

– соответствия положения арматуры по показаниям индикации на БЩУ и РПУ (РЩУ);

– соответствия показаний контрольно-измерительных приборов на БЩУ и РПУ (РЩУ);

– соответствия выставленных уставок;

– работоспособного состояния самописцев и других регистрирующих приборов;

– исправности ламп и светодиодов сигнализации и подсветки приборов и арматуры;

– работоспособности сигнализации, громкоговорящей и телефонной связи;

– состояния средств пожаротушения;

– работоспособности рабочего и аварийного освещения;

– наличие и состояние средств оснащения согласно утвержденного перечня;

– наличия документации согласно утвержденного перечня.

10.8.12 Обходы РПУ (РЩУ) оперативным персоналом должны выполняться:

– ежесменно – внешний осмотр и контроль исправного состояния систем контроля и управления РПУ (РЩУ), включенное состояние приборов, автоматов питания, сохранность пломб на соответствующих ключах (ответственный – персонал ЦТАИ);

– ежесуточно (в ночную смену) – контроль исправного состояния оборудования и средств оснащения РПУ (РЩУ), проверка показаний приборов и сигнализации;

– еженедельно (в дневную смену) – сверка индикации положения арматуры, показаний КИП и уставок на РПУ (РЩУ) с индикацией, показаниями и уставками на БЩУ.

Результаты контроля РПУ (РЩУ) должны фиксироваться в оперативных журналах персонала, выполняющего проверку.

10.8.13 Оборудование РПУ (РЩУ) должно быть включено в графики ТОиР. На АС должны быть разработаны программы ТОиР для оборудования РПУ (РЩУ).

10.8.14 Проверки технологических защит и блокировок и опробования оборудования, управляемого с РПУ (РЩУ), должны быть включены в регламенты и графики проверок и испытаний СВБ. Периодичность проверок должна обеспечивать

работоспособное состояние элементов управления оборудованием и контрольно-измерительных приборов РПУ (РЩУ).

10.8.15 Оформление результатов опробований и проверок производится НСБ (НСО) – в оперативном журнале и журнале проверок состояния готовности СБ блока, НС цехов – в оперативной документации в установленном на АС порядке.

10.8.16 Доступ персонала на РПУ (РЩУ) должен быть организован в соответствии с требованиями физической защиты. Списки лиц, имеющих право доступа в помещения РПУ (РЩУ) должны быть утверждены главным инженером АС. В инструкциях АС должен быть определен порядок доступа персонала на РПУ (РЩУ).

10.8.17 Для исключения несанкционированного доступа двери помещения РПУ (РЩУ) должны быть постоянно закрыты, сигнализация открытия дверей включена.

Не менее двух комплектов ключей от РПУ (РЩУ) должны находиться у оперативного персонала БЩУ (БПУ), не менее двух комплектов ключей – у оперативного персонала ЦТАИ.

К помещениям РПУ (РЩУ) должен быть обеспечен беспрепятственный проход. В помещении РПУ (РЩУ) должны отсутствовать посторонние предметы. Должны соблюдаться установленные станционные графики поддержания чистоты и порядка.

10.9 Средства диспетчерского и технологического управления энергообъектами

10.9.1 Диспетчерские управления, энергообъединения, атомные станции, электрические подстанции должны быть оснащены 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.

10.9.2 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.

10.9.3 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.

10.9.4 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.

10.9.5 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 ЭО 1.1.2.25.0329, а также документами, разработанными на его основе.

10.9.6 Оперативное и техническое обслуживание СДТУ должно быть обеспечено:

– центральными узлами средств управления (ЦУСУ) ОАО «СО ЕЭС», ОДУ, РДУ;

– подразделениями АС, ответственные за обслуживание средств диспетчерского и технологического управления.

В целях обеспечения бесперебойной работы СДТУ должно быть организовано круглосуточное дежурство оперативного персонала подразделений, в эксплуатации и обслуживании которых находятся указанные средства.

10.9.7 Средства диспетчерского и технологического управления должны быть обеспечены гарантированным электропитанием в соответствии с действующими нормативными документами.

10.9.8 Средства регистрации оперативных переговоров должны обеспечивать круглосуточную запись переговоров всех диспетчерских каналов связи, щитов управления, начальников смен цехов и иметь коммутирующий аппаратный резерв.

Средства регистрации переговоров должны обеспечивать хранение записей в течение одного месяца и иметь возможность переноса информации на внешний носитель.

10.9.9 Ввод в работу и эксплуатация вновь построенных и реконструированных радиорелейных линий и средств радиосвязи (УКВ и КВ радиостанций) должны быть организованы в соответствии с действующими нормативными документами.

10.9.10 Структура и качественные показатели производственных телефонных сетей всех уровней должны соответствовать действующим нормативным документам по системам автоматизированной производственной телефонной связи.

10.9.11 Устройства проводной связи должны быть защищены от опасных и мешающих влияний электроустановок высокого напряжения в соответствии с действующими нормативными документами.

10.9.12 Порядок и периодичность измерений уровня мешающих воздействий и помех должен быть установлен инструкциями. При обнаружении воздействий и помех, мешающих нормальному функционированию средств связи, должны приниматься меры по их устранению.

10.9.13 На линиях электропередачи, по которым организованы высокочастотные каналы связи и телемеханики, при работах, требующих наложения заземления, должны применяться переносные заземляющие высокочастотные заградители.

10.9.14 Вывод из работы средств диспетчерской связи, систем телемеханики, систем передачи данных, видеоконференцсвязь, каналов связи с Кризисным центром должен быть оформлен заявкой по установленной форме.

10.9.15 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.

10.9.16 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.

10.9.17 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.

10.9.18 На лицевой и оборотной сторонах 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.

10.9.19 Персонал производственных подразделений, обслуживающий СДТУ, должен периодически осматривать аппаратуру в соответствии с производственными инструкциями, обращая особое внимание на правильность положения переключающих устройств и состояние сигнализации неисправностей.

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.

10.9.20 Полные или частичные плановые проверки и ремонт СДТУ должны выполняться по утвержденному графику.

10.9.21 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.

10.9.22 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.

10.9.23 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 Оперативно-диспетчерское управление ЕЭС

11.1. Общие задачи и организация управления энергообъектами

11.1.1 В пределах Единой энергетической системы России вышестоящим субъектом оперативно-диспетчерского управления по отношению к другим субъектам оперативно-диспетчерского управления выступает системный оператор – ОАО «СО ЕЭС».

11.1.2 В пределах технологически изолированной территориальной электроэнергетической системы вышестоящим субъектом оперативно-диспетчерского управления определяется в соответствии с [44].

11.1.3 Порядок взаимодействия диспетчерских центров системного оператора (ОДУ, РДУ) и оперативно-диспетчерских управлений технологически изолированных территориальных электроэнергетических систем (далее – диспетчерских центров, ДЦ) с АС при осуществлении функций оперативно-диспетчерского управления АС, в том числе порядок распределения функций по расчету и заданию уставок устройств РЗА и регламент оперативного взаимодействия ДЦ и АС при эксплуатации СДТУ определяется положениями о взаимоотношениях диспетчерских центров и АС, совместно разрабатываемых каждым ДЦ и АС в соответствии с требованиями Положения [1]

11.1.4 Оперативно-диспетчерское управление атомными станциями осуществляется в соответствии с Правилами [44], с учетом особенностей, предусмотренных законодательством РФ в области использования атомной энергии.

11.1.5 Основные принципы оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике

– обеспечение баланса производства и потребления электрической энергии;

– безусловное исполнение субъектами электроэнергетики и потребителями электрической энергии с управляемой нагрузкой оперативных диспетчерских команд и распоряжений;

– осуществление мер, направленных на обеспечение безопасного функционирования электроэнергетики и предотвращение возникновения аварийных ситуаций;

– принятие мер, направленных на обеспечение в Единой энергетической системе России нормированного резерва энергетических мощностей;

– обеспечение долгосрочного и краткосрочного прогнозирования объема производства и потребления электрической энергии; экономическая эффективность оперативных диспетчерских команд и распоряжений;

– ответственность субъектов оперативно-диспетчерского управления перед субъектами оптового и розничных рынков за результаты действий, осуществляемых с нарушением законодательства Российской Федерации, порядка оперативно-

диспетчерского управления в электроэнергетике и правил оптового рынка, утверждаемых Правительством Российской Федерации.

11.1.6 АО «Концерн Росэнергоатом» - генерирующая компания, являющаяся субъектом электроэнергетики и осуществляющая деятельность по производству электрической и тепловой энергии посредством безопасной эксплуатации АС на территории Российской Федерации.

Эксплуатирующая организация обеспечивает возможность отдачи диспетчерских команд и разрешений диспетчером системного оператора непосредственно оперативному персоналу АС.

11.1.7 Каждая диспетчерская команда регистрируется диспетчерским центром с указанием следующих сведений:

а) время, когда дается команда;

б) требуемое время исполнения команды, если команда касается изменения нагрузки генераторов;

в) фамилия, инициалы и должность лица, давшего команду;

г) фамилия, инициалы и должность лица, которому адресована команда;

д) содержание команды;

е) наличие подтверждения получения команды.

Регистрация диспетчерской команды осуществляется при помощи технических средств (в том числе средств звукозаписи), позволяющих обеспечить достоверность указанных сведений посредством их расшифровки (стенографирования) и защиты от изменений после регистрации. Порядок и сроки хранения зарегистрированных сведений устанавливает системный оператор.

11.1.8 Оперативный персонал АС обязан выполнять диспетчерские команды, разрешения, отказы в разрешении (согласовании) и диспетчерские распоряжения об изменении технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации. Диспетчерские команды не подлежат исполнению в случае, если это создает угрозу жизни людей, угрозу повреждения оборудования или может привести к нарушению пределов и условий безопасной эксплуатации атомных электростанций, в том числе пределов и условий нормальной эксплуатации реакторных установок.

В случае отказа оперативного персонала АС выполнить диспетчерскую команду или принятия оперативным персоналом АС решения выполнить действия, не согласованные диспетчерским разрешением, оперативный персонал АС должен незамедлительно сообщить диспетчеру отдавшему команду (отказавшему в разрешении), о причинах такого отказа (решения), сделать запись в оперативном журнале, а также доложить руководству АС и ДД эксплуатирующей организации.

11.1.9 Эксплуатирующая организация, в том числе АС, обязаны ежегодно в срок до 01 января представлять в соответствующие ДЦ списки лиц:

– оперативного персонала, имеющего право ведения оперативных переговоров и переключений в электроустановках;

– административно-технического персонала, имеющего право контролировать переключения;

– персонала, имеющего право подписи диспетчерских заявок;

– руководства АС и руководства электроцеха АС.

В случае внесения изменений в указанные списки персонала Сторона, инициирующая внесение изменений, обязана в течение двух рабочих дней уведомить соответствующий ДЦ, эксплуатирующую организацию, в том числе АС, о внесенных в них корректировках.

11.1.10 В эксплуатирующей организации 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;

– непревышения 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 ФАС по выработке электроэнергии.

11.2 Планирование режимов работы энергообъектов

11.2.1 Согласование ограничений установленной мощности и технологических минимумов энергоблоков АС производится в порядке и сроки, определенные Техническими требованиями к генерирующему оборудованию участников оптового рынка, утвержденными системным оператором.

11.2.2 Планирование режимов работы энергоблоков АС в эксплуатирующей организации осуществляется согласно требованиям Регламента [45]

11.2.3 Годовые и месячные графики ремонтов оборудования и технического обслуживания устройств РЗА и СДТУ формируются и утверждаются в соответствии с Регламентом [45] и [46].

11.2.4 Краткосрочное планирование (на сутки) режимов работы АС осуществляется системным оператором на основании уведомлений о составе и параметрах генерирующего оборудования, передаваемых персоналом АС в ДЦ, в соответствии с [45] и регламентами оптового рынка - приложениями к договору о присоединении к торговой системе оптового рынка.

11.2.5 На этапе суточного планирования АС заявляют работу энергоблоков АС заданным графиком в соответствии с согласованной величиной базовой мощности АС с возможным диапазоном регулирования не менее 3 МВт для каждой ГТП генерации АС. При формировании ПДГ и ППБР системный оператор использует регулировочные диапазоны рабочей мощности АС, указанные в уведомлениях о составе и параметрах генерирующего оборудования.

11.2.6 При значительном снижении потребляемой мощности в ЕЭС России и исчерпании регулировочных возможностей генерирующих мощностей на ТЭС и ГЭС системный оператор и эксплуатирующая организация согласовывают уменьшение базовой мощности АС на длительный период (сутки и более).

В этом случае уведомления о составе и параметрах генерирующего оборудования, передаваемые АС в диспетчерские центры системного оператора на этапе суточного планирования, формируются в соответствии с согласованной величиной базовой мощности АС.

11.2.7 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 станция передает в ДЦ и эксплуатирующую организацию мотивированные возражения. ДЦ, рассмотрев эти возражения АС, после согласования с эксплуатирующей организацией в оперативном порядке сообщает окончательный график нагрузки АС, который является обязательным для выполнения.

11.2.8 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 ДЦ и утверждены в установленном порядке.

Изменение годовых графиков капитальных и средних ремонтов допускается в исключительных случаях по согласованию с ДЦ, с утверждением изменений в установленном порядке.

11.2.9 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.

11.2.10 Годовые и месячные графики капитальных и текущих ремонтов сетевого оборудования, устройств релейной защиты, систем противоаварийной автоматики, средств связи и телемеханики, находящихся в оперативном ведении ДЦ и влияющих на выдачу мощности и надежность работы станции, разрабатываются АС и представляются в ДЦ в установленные сроки. Рассмотренные ДЦ (по оперативной подведомственности оборудования) графики ремонтов указанного оборудования после взаимного согласования с АС и ДЦ и последующего утверждения передаются атомной электростанции. Сроки указанных ремонтов по возможности должны совмещаться с планируемыми остановами соответствующих энергоблоков.

11.3 Управление режимами работы энергообъектов

11.3.1. В нормальном режиме энергоблоки АС эксплуатируются в базовом режиме, указанном в уведомлении о составе и параметрах генерирующего оборудования, если иное не предусмотрено проектом АС. К оперативному (суточному) регулированию частоты (в зоне нечувствительности системы первичного регулирования) и перетоков мощности в контролируемых сечениях АС не привлекаются.

11.3.2. Нагрузка энергоблока АС в пределах от 80 до 100 процентов установленной и/или допустимой мощности (базовый режим эксплуатации энергоблока АС) используется диспетчерскими центрами ДЦ в качестве резерва третичного регулирования при исчерпании регулировочных возможностей генерирующих мощностей на ТЭС и ГЭС.

11.3.3. ОПРЧ должно осуществляться энергоблоками АС путем изменения мощности под воздействием систем автоматического регулирования турбины и реактора в пределах имеющихся регулировочных возможностей, ограниченных только допустимостью режимов оборудования и требованиями к безопасности энергоблоков.

ОПРЧ должно осуществляться всеми энергоблоками АС с реакторами ВВЭР.

11.3.4. Повышение или снижение нагрузки энергоблоков АС, скорость изменения нагрузки, а также время включения энергоблоков АС после останова должны соответствовать требованиям технологических регламентов безопасной эксплуатации энергоблоков АС и инструкций по эксплуатации систем и оборудования АС.

11.3.5. При нештатных ситуациях на АС (несчастный случай, возникший в результате эксплуатации оборудования, стихийное бедствие, пожар, авария, иные нештатные ситуации, создающие угрозу жизни и здоровью людей) допускается изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации оперативным персоналом АС без диспетчерской команды или разрешения соответствующего ДЦ с последующим незамедлительным его уведомлением о произведенных изменениях и причинах их вызвавших.

11.3.6. В случае возникновения отклонения от диспетчерского графика нагрузки оперативный персонал АС должен немедленно доложить диспетчеру ДЦ об указанном отклонении, о его причинах и ожидаемой продолжительности отклонения. В случае невозможности соблюдения заданного диспетчерского графика нагрузки оперативный персонал АС должен отправить в ДЦ оперативное уведомление и диспетчерскую заявку.

11.3.7. При необходимости оперативного изменения нагрузки АС и/или состава генерирующего оборудования оперативный персонал АС должен запросить разрешение у диспетчера соответствующего ДЦ с фиксацией в оперативном журнале. Согласованное изменение диспетчерского графика нагрузки АС оформляется стандартной документируемой диспетчерской командой ДЦ.

11.3.8. Передача оперативных данных о фактических режимах работы АС за прошедший период (сутки, месяц) осуществляется ежедневно в соответствии с [47] и РД ЭО 1.1.2.01.0331 в соответствующие диспетчерские центры в следующем объеме:

– суточный объем производства электроэнергии (по энергоблокам и суммарно по АС) с указанием нарастающего итога на данные сутки месяца;

– суточный расход электроэнергии на собственные нужды АС с указанием нарастающего итога на данные сутки месяца;

– суточная величина перетока электроэнергии по линиям связи с энергосистемой с указанием нарастающего итога на данные сутки месяца;

– отпуск тепловой энергии АС в тепловые сети энергосистемы с указанием нарастающего итога (суммарно по АС) на данные сутки месяца.

11.4 Предупреждение и ликвидация нарушений в энергосистеме, тепловой сети

11.4.1 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.

11.4.2 При возникновении недопустимого отклонения напряжения или частоты в энергосистеме, при котором возможно нарушение в работе оборудования собственных нужд АС, оперативный персонал станции должен уведомить диспетчера ДЦ о невозможности дальнейшей работы АС в составе энергосистемы и приступить к переводу нагрузки станции на собственные нужды.

11.4.3 После того как значения напряжения и частоты вошли в пределы допустимых для АС значений, оперативный персонал АС обязан прекратить процесс разгрузки (остановки) энергоблоков АС и начать в соответствии с технологическими регламентами энергоблоков АС подготовку к синхронизации с энергосистемой и подъему нагрузки по команде диспетчера ДЦ.

11.4.4 Оперативный персонал АС должен незамедлительно сообщать соответствующему диспетчеру ДЦ:

– обо всех изменениях эксплуатационного состояния и технологического режима работы объектов диспетчеризации, в том числе вызванных срабатыванием устройств РЗА, с указанием состава изменений, перечня сработавших устройств и причин, вызвавших их срабатывание;

– об иных технологических нарушениях на АС в соответствии с критериями, установленными приложением 1 к действующему Регламенту представления в диспетчерские центры оперативной и текущей информации о возникновении технологических нарушений в работе атомных электрических станций, влияющих на надежное функционирование ЕЭС России.

Передача иной информации о нештатных ситуациях в работе АС производится оперативным персоналом АС в сроки и объемах, предусмотренных документами, регламентирующими порядок передачи оперативной информации об авариях в электроэнергетике.

11.4.5 О возникновении РВР на территории операционной зоны РДУ при наличии оснований, предусмотренных правилами [48] и [49], объявляет РДУ. В этом случае:

1) разработка и выбор мер, направленных на локализацию и ликвидацию РВР, определение приоритетов по восстановлению электроснабжения потребителей, взаимодействие с КЧСПБО и оперативными штабами других субъектов электроэнергетики осуществляются оперативным штабом РВР, созданным в соответствующем ДЦ.

2) оперативный штаб уведомляет оперативный персонал АС о возможных нарушениях в работе энергосистемы и энергоснабжении потребителей и необходимости принятия мер превентивного характера.

3) предоставление АС диспетчерским центрам информации, необходимой для принятия решения о применении мер, направленных на предотвращение нарушения электроснабжения и (или) ликвидацию его последствий, локализацию и ликвидацию РВР, осуществляется в соответствии с правилами [48] и [49].

11.5 Управление оборудованием энергообъектов

11.5.1 Оборудование энергоустановок, принятых в эксплуатацию, должно находиться в одном из четырех оперативных состояний: работе, резерве, ремонте или консервации.

11.5.2 Запрос АС на изменение технологического режима работы или эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации диспетчерских центров, в том числе на ввод нового оборудования и проведение испытаний, независимо от наличия утвержденного графика ремонтов оборудования и технического обслуживания устройств РЗА и СДТУ, осуществляется путем оформления и подачи диспетчерской заявки.

11.5.3 Оформление, подача, рассмотрение и согласование диспетчерских заявок на изменение технологического режима работы и эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации АС, осуществляется в соответствии с положением [50].

11.5.4 Все переключения в электрической сети ЕЭС России, кроме переключений в условиях нарушения нормального режима, должны производиться согласно поданным и согласованным в установленном порядке диспетчерским заявкам, в соответствии с 11.5.3, с обязательным использованием программ переключений (бланков переключений).

11.5.5 Независимо от наличия разрешенной диспетчерской заявки изменение эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации, находящегося в диспетчерском управлении ДЦ, производится по диспетчерской команде в соответствии с программой переключений.

11.5.6 Независимо от наличия разрешенной диспетчерской заявки изменение эксплуатационного состояния объекта диспетчеризации, находящегося в диспетчерском ведении ДЦ, производится с разрешения диспетчера, полученного непосредственно перед началом переключений.

11.5.7 Вывод в ремонт и из эксплуатации объектов диспетчеризации осуществляется по согласованию с системным оператором, в соответствии с [45] и [46].

11.5.8 Плановый ремонт объектов диспетчеризации производится в соответствии с годовым и месячными графиками ремонта, согласованными с ДЦ и

утвержденными Генеральным директором эксплуатирующей организации, согласно требованиям [45] и [46].

11.5.9 Форма предоставления заявки на вывод объектов диспетчеризации в ремонт направляемой заявителем в уполномоченный ДЦ должна соответствовать требованиям Регламента [45].

11.5.10 Вывод в ремонт объекта диспетчеризации, не предусмотренного месячным графиком ремонта (далее - неплановый ремонт), осуществляется в случае:

а) автоматического отключения оборудования действием устройств релейной защиты, автоматики и противоаварийной автоматики или вследствие отключения оборудования дежурным работником при возникновении неисправности, а также вследствие отключения устройств релейной защиты, автоматики и противоаварийной автоматики дежурным работником в случае их неисправности или ложных (излишних) срабатываний указанных устройств;

б) наступления обстоятельств, вызванных необходимостью выполнения работ для предотвращения повреждения оборудования и аварийных отключений;

в) возникновения в процессе эксплуатации объектов диспетчеризации причин, которые невозможно было предвидеть заранее и которые требуют проведения незамедлительно ремонтных работ.

11.5.11 В целях осуществления непланового ремонта АС или эксплуатирующая организация подает в уполномоченный диспетчерский центр неотложную заявку.

По результатам рассмотрения неотложной заявки на вывод объекта диспетчеризации в неплановый ремонт ДЦ выдает разрешение на вывод такого объекта в неплановый ремонт или отказывает в согласовании вывода объекта диспетчеризации в неплановый ремонт по основаниям, предусмотренными [46].

11.5.12 Решение, принятое по результатам рассмотрения неотложных заявок на вывод объекта диспетчеризации в неплановый ремонт, доводится уполномоченным ДЦ до сведения уполномоченного дежурного работника заявителя непосредственно после его принятия.

11.5.13 В случае если объект диспетчеризации требует незамедлительного отключения или в результате неисправности отключается автоматически, заявитель вправе вывести такой объект в ремонт с обязательным уведомлением диспетчера уполномоченного ДЦ с обязательным представлением в последующем заявки в течение четырех часов с момента отключения объекта диспетчеризации.

11.5.14 Заявитель обязан ввести в работу объект диспетчеризации не позднее сроков окончания ремонта, указанных в заявке на вывод объектов диспетчеризации в ремонт, либо досрочно по решению ДЦ.

11.5.15 В случае возникновения необходимости в продлении установленного срока ремонта заявитель должен не менее чем за 48 часов до истечения согласованного ранее срока окончания ремонта обратиться с заявкой в уполномоченный ДЦ с указанием причины продления срока ремонта и нового срока окончания ремонта. Порядок рассмотрения и согласования продления установленных сроков ремонта определяется правилами оформления, подачи, рассмотрения и согласования диспетчерских заявок, утверждаемыми ДЦ.

11.5.16 Испытания вновь вводимого и модернизируемого (реконструируемого) генерирующего оборудования АС, должны осуществляться в соответствии с порядком установления соответствия генерирующего оборудования участников оптового рынка техническим требованиям, утверждённым системным оператором.

11.5.17 Испытание с изменением нагрузки АС, включением в сеть и отключением от сети генерирующего оборудования, не находящегося в ремонте, могут проводиться в следующих случаях:

– если такие испытания предусмотрены технологическими регламентами безопасной эксплуатации энергоблоков АС и эксплуатационной документацией АС;

– в период освоения мощности и опытно-промышленной эксплуатации новых энергоблоков;

– перед капитальным (средним) ремонтом для оценки текущего состояния оборудования энергоблоков;

– приемо-сдаточные испытания после капитальных (средних) ремонтов;

– при вводе в эксплуатацию технологических защит и устройств РЗА, воздействующих на основное оборудование АС;

– по решению эксплуатирующей организации

– для подтверждения проектных характеристик систем и оборудования энергоблоков.

11.5.18 Программа проведения указанных испытаний, содержащая, в том числе, данные о длительности проведения испытаний, графиках нагрузки и возможности аварийного отключения оборудования, должна быть представлена АС в диспетчерский центр системного оператора не позднее 15 рабочих дней до начала проведения испытаний. Программа рассматривается и согласовывается ДЦ в части объектов диспетчеризации диспетчерского центра в соответствии со стандартной процедурой рассмотрения программ испытаний генерирующего оборудования электростанций, установленной в данном диспетчерском центре.

11.5.19 На время проведения испытаний АС подает в ДЦ соответствующую диспетчерскую заявку.

11.5.20 Заявка на вывод объекта диспетчеризации из эксплуатации подается в уполномоченный диспетчерский центр не позднее чем за шесть месяцев до планируемого заявителем вывода объекта из эксплуатации.

11.5.21 ДЦ в течение 30 дней после получения заявки на вывод объекта диспетчеризации из эксплуатации рассматривает ее, принимает по результатам рассмотрения решение о ее согласовании (об отказе в согласовании) и уведомляет заявителя о принятом решении непосредственно после рассмотрения заявки.

11.5.22 Заявитель выводит объект диспетчеризации из эксплуатации после получения от уполномоченного ДЦ подтверждения разрешения на вывод объекта диспетчеризации из эксплуатации в согласованные сроки.

11.5.23 К заявке на вывод из эксплуатации генерирующего объекта, включая входящее в его состав оборудование, функционирующего в режиме комбинированной выработки электрической и тепловой энергии, прилагаются согласования вывода из эксплуатации источника тепловой энергии, полученные в

установленном порядке от органов местного самоуправления поселений или городских округов, на территории которых теплоснабжение потребителей тепловой энергии осуществляется с использованием тепловой энергии, производимой на указанном источнике.

11.6 Требования к оперативным электрическим схемам энергообъектов

11.6.1 Схемы электрических соединений объектов электроэнергетики (в том числе для ремонтных электроэнергетических режимов энергосистемы) должны обеспечивать:

– снабжение потребителей электрической энергией, качество которой соответствует требованиям технических регламентов и иным обязательным требованиям;

– запас устойчивости энергосистем, определяемый системным оператором;

– соответствие возможных параметров электроэнергетического режима энергосистемы параметрам, допустимым для оборудования;

– максимальную пропускную способность электрических сетей;

– локализацию аварий при минимизации отклонений производства электрической энергии от уровня, предшествовавшего аварийному электроэнергетическому режиму энергосистемы.

11.6.2 Схемы электрических соединений объекта электроэнергетики ежегодно утверждаются соответствующим субъектом электроэнергетики. Схемы электрических соединений объектов электроэнергетики, входящих в операционную зону диспетчерского центра, утверждаются Главным инженером АС.

11.6.3 Все переключения в схемах электрических соединений объектов электроэнергетики осуществляются в соответствии с инструкциями по производству переключений соответствующих субъектов электроэнергетики. Указанные инструкции составляются в соответствии с требованиями, определяемыми ДЦ (в технологически изолированной территориальной электроэнергетической системе - соответствующим субъектом оперативно-диспетчерского управления).

11.6.4 Субъекты электроэнергетики и диспетчерские центры определяют в отношении соответствующих объектов электроэнергетики перечни переключений, требующих соблюдения строгой последовательности операций (сложных переключений). Указанные перечни пересматриваются при изменении схемы электрических соединений и состава оборудования объекта электроэнергетики.

Сложные переключения осуществляются на основании документов, устанавливающих состав и последовательность соответствующих операций (программ и бланков переключений).

11.6.5 В диспетчерской команде по осуществлению переключений указывается последовательность операций со степенью детализации, не допускающей неверную трактовку команды дежурным работником. Дежурному работнику подается одновременно не более одной диспетчерской команды, содержащей операции одного целевого назначения.

11.6.6 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.

11.6.7 Запрещается присоединение посторонних потребителей (поселков и пр.) к шинам распределительных устройств СН АС.

11.6.8 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.

11.6.9 АС 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.).

11.6.10 При возникновении нарушений в электрической части АС или энергосистемы, АС по запросу системного оператора представляет сведения и обосновывающие материалы, необходимые для расследования причин нарушений и разработке мероприятий по их предотвращению.

11.7 Оперативный персонал энергобъектов

11.7.1 К оперативному персоналу энергообъединения (ОАО «СО ЕЭС», ОДУ, РДУ и энергосистемы), энергопредприятия (тепловые сети, тепловые электростанции) 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 ДЦ энергосистемы.

11.7.2 Оперативный персонал должен вести безопасный, надежный и экономически эффективный режим работы оборудования АС, энергосистемы в соответствии с производственными и должностными инструкциями и оперативными распоряжениями вышестоящего оперативного персонала.

11.7.3 Оперативный персонал во время дежурства несет ответственность за правильное обслуживание и безаварийную работу систем и оборудования, а также за чистоту и порядок в закрепленной за ним зоне обслуживания.

11.7.4 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.

11.7.5 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, представляющую опасность для жизни людей, целостности оборудования или нарушения ядерной, радиационной, пожарной безопасности, взрывобезопасности, для потери питания собственных нужд электростанции или обесточиванию особо ответственных потребителей, 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 об отключениях линий электропередачи и оборудования, срабатываниях релейной защиты, и автоматики, нарушениях нормальной работы оборудования и устройств, находящихся в оперативном ведении или управлении диспетчера ДЦ, а также нарушениях режима работы основного и вспомогательного оборудования АС, приведших или могущих привести к снижению ее нагрузки.

11.7.6 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.

11.7.7 В распоряжениях диспетчера энергосистемы по изменению режима работы оборудования, энергосистемы должны быть указаны значение изменяемого параметра и время, к которому оно должно быть достигнуто.

11.7.8 Распоряжение руководства АС своему оперативному персоналу по вопросам, входящим в компетенцию ДЦ, касающиеся надежности параллельной работы энергосистем, устройств релейной защиты, противоаварийной автоматики, АРЧМ, средств диспетчерского и технологического управления, должны согласовываться с ДЦ.

11.7.9 Ответственность за необоснованную задержку выполнения распоряжения вышестоящего оперативного персонала несут лица, не выполнившие распоряжение, а также руководители, санкционировавшие это невыполнение или задержку.

11.7.10 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.

11.7.11 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.

11.7.12 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.

11.7.13 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.

11.7.14 Оперативный персонал должен периодически в соответствии с инструкцией опробовать действие технологической, пожарной, предупредительной и аварийной сигнализации, средств связи, а также проверять правильность показаний часов по сигналам точного времени и синхронизацию (периодическую ручную или автоматическую) показаний часов БПУ, РПУ, АСУ ТП и на всех остальных рабочих местах оперативного персонала.

11.7.15 Оперативный персонал должен по утвержденным графикам осуществлять переход с рабочего на резервное оборудование, производить опробование и профилактические осмотры оборудования.

11.7.16 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 охраны труда и радиационной безопасности.

12 Ведение оперативных переговоров

12.1 Оперативные переговоры - отдача и прием команд, распоряжений, передача и прием иной устной информации, непосредственно связанной с управлением и ведением технологических процессов при прямом устном контакте, а также с использованием имеющихся технических средств оперативной связи, включая:

– оперативную телефонную (в том числе, прямую) связь;

– прямую двухстороннюю громкоговорящую связь;

– оперативную диспетчерскую высокочастотную связь;.

– резервную внутриобъектовую радиосвязь;

– одностороннюю громкоговорящую командно-поисковую связь (с подтверждением получения команды, распоряжения по иному каналу связи, установленному для этого на АС).

12.2 При ведении оперативных переговоров:

– начинать переговоры следует с наименования должности и фамилии лица, ответившего на вызов. Затем себя называет вызывающее лицо, указывая свою должность и фамилию;

– отдавать оперативные распоряжения следует кратко и четко. Лицо, получившее распоряжение (команду), обязано повторить его содержание и получить подтверждение, что распоряжение (команда) понято правильно (словами «Правильно. Выполняйте»). Отданное или полученное распоряжение должны фиксироваться в оперативных журналах отдающего и принимающего распоряжение (команду) при их наличии;

– после выполнения распоряжения (команды) следует доложить лицу, отдавшему распоряжение, о его выполнении с указанием содержания выполненных операций. Принимающий должен повторить содержание доклада, а передающий должен подтвердить, что сообщение принято правильно (словом «Правильно»). Информация о выполнении распоряжения должна фиксироваться в оперативных журналах отдающего и принимающего распоряжение (команду) при их наличии.

12.3 Переговоры с ДЦ должны вестись по каналам связи, организованным на основании технических условий, выданных в соответствии с установленным ДЦ порядком ведения оперативных переговоров диспетчерским персоналом и дежурными работниками энергообъектов.

Запрещается при оперативных переговорах отступление от установленных диспетчерских обозначений оборудования, присоединений и устройств.

12.4 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.

12.5 На АС должны быть определены лица, ответственные за организацию и периодический контроль ведения оперативных переговоров, их документирование в соответствии с установленными требованиями.

12.6 При приеме-сдаче смены оперативный персонал должен проверять наличие и работоспособность технических средств оперативной связи, имеющихся на рабочих местах.

12.7 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 привлеченным к ликвидации аварийных ситуаций.

12.8 В случае аварийной ситуации следует предоставлять преимущество применения всех средств связи оперативному персоналу, связанному с ликвидацией аварийной ситуации.

12.9 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.

12.10 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

12.11 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 внутри объектовой 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.

13 Оперативные переключения на АС

13.1 Общие требования к оперативным переключениям, выводу из работы и вводу в работу оборудования

13.1.1 Все оперативные переключения должны проводиться в соответствии с требованиями технологического регламента безопасной эксплуатации энергоблока АС, инструкций по эксплуатации, программам и методик испытаний, противоаварийной документации, инструкции по оперативным переключениям, программ и бланков переключений и фиксироваться в оперативной документации.

13.1.2 На АС должны быть разработаны перечни работ, выполняемых по программам, перечни переключений, выполняемых по бланкам переключений, а также перечни работ, выполняемых без бланков переключений одним работником в порядке текущей эксплуатации.

Перечни утверждаются Главным инженером АС и должны корректироваться с учетом ввода нового, модернизации или демонтажа оборудования, изменения электрических и технологических схем, схем РЗА, технологических защит и автоматики и т.п. Копии перечня должны находиться на рабочем месте старшего оперативного персонала цеха и АС.

Перечень должен пересматриваться один раз в три года.

13.1.3 Переключения на оборудовании разрешается выполнять персоналу, знающему его схему, расположение оборудования, обученному правилам выполнения переключений, прошедшему проверку знаний и допущенному к самостоятельной работе.

Работники, проходящие дублирование, могут выполнять переключения только под непосредственным контролем персонала, ответственного за дублирование, имеющего право на переключения.

Выполнение переключений (даже отдельных операций) другими лицам, не имеющим на это права, не допускается.

13.1.4 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 производятся переключения, на устойчивость работы энергоблока, ядерную, радиационную и техническую безопасность.

На АС должны быть разработаны и утверждены главным инженером перечни (сводный перечень) систем (оборудования), в которых 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).

13.1.5 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 10.6.2.3 и 10.6.2.4.

13.1.6 Главным инженером АС утверждается заявка (сменное задание) 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);

– при выполнении работ по программам выполнения ядерно-опасных работ;

– при выполнении работ по программам выполнения особо радиационно-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, разрешённых к выводу технологическим регламентом по эксплуатации энергоблока. Допускается заместителям главного инженера АС утверждать заявки на следующие переключения:

– на оборудовании, переключения, на котором входят в перечень ядерно-опасных работ;

– на вывод из работы (резерва) оборудования систем автоматического пожаротушения;

– на вывод из работы и ввод в работу технологических защит или блокировок основного оборудования, а также оборудования систем безопасности, разрешённых к выводу технологическим регламентом по эксплуатации энергоблока.

Разрешения на такие переключения выдает НС АС. Оформление разрешений осуществляется в соответствии с установленным на АС порядком.

13.1.7 Руководителем (уполномоченным лицом) подразделения, за которым закреплена соответствующая система (оборудование), выдается разрешение на переключения:

– связанные с вводом в работу и выводом из работы систем (оборудования), важных для безопасности;

– 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), журнале распоряжений или другой, специально предназначенной для этого оперативной документации, находящейся на рабочем месте начальника смены подразделения.

13.1.8 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 переключению 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 оборудования, должны находиться на рабочих местах оперативного персонала, в оперативном ведении которого находится соответствующее оборудование.

13.1.9 Бланки переключений составляются на основании оперативных технологических и электрических схем, инструкций по эксплуатации, программ и методик испытаний, противоаварийной документации и типовых бланков переключений.

Форма бланков переключений, порядок их заполнения и работы по ним должны быть указаны в инструкции АС по оперативным переключениям.

13.1.10 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 реального состояния систем и оборудования на момент начала переключений.

Типовые бланки переключений и программы работ должны пересматриваться не реже одного раза в три 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.

13.1.11 В программах и бланках переключений должны быть установлены порядок и последовательность операций при проведении переключений.

13.1.12 Переключения по бланкам переключений должны выполнять не менее двух лиц , из которых одно является контролирующим.

Контролирующим, как правило, должен быть старший по должности работник из оперативного персонала. Ответственность за правильность переключений возлагается на исполнителя и контролирующего переключения.

13.1.13 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.

13.1.14 При ликвидации технологических нарушений, нарушений в работе оборудования разрешается производить переключения без программ, бланков переключений и разрешений на 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.

13.1.15 Запрещается начинать плановые оперативные переключения за полчаса до окончания смены и в первые полчаса после приёма смены.

Допускается начинать переключения за полчаса до окончания смены и в первые полчаса после приёма смены по особому распоряжению главного инженера (заместителя главного инженера) АС, а также в аварийных ситуациях

13.1.16 Типовые бланки и программы переключений должны храниться наравне с другой оперативной документацией.

Сроки хранения использованных бланков переключения и программ устанавливаются инструкцией по хранению служебной документации АС.

13.2 Переключения в электрических установках

13.2.1 Переключения в электроустановках осуществляются в соответствии с требованиями инструкций по производству переключений.

Инструкция по производству переключений в электроустановках электрической станции должна разрабатываться в соответствии с требованиями ГОСТ Р 55608 и учитывать требования инструкций по производству переключений всех ДЦ, в диспетчерском управлении или ведении которых находятся оборудование, устройства РЗА электростанции или отходящие от нее ЛЭП, а также требования инструкции по производству переключений ЦУС, если в его технологическом управлении находятся оборудование электростанции или отходящие от нее ЛЭП.

13.2.2 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.

13.2.3 Все переключения в электроустановках, имеющих неисправные блокировочные устройства безопасности, должны выполняться по программам и/или бланкам переключений

13.2.4 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.

13.2.5 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 переключения на соответствующих уровнях оперативного управления.

13.2.6 Переключения на электрооборудовании и в устройствах РЗА, находящихся в оперативном управлении персонала ДЦ, 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, противопожарной и противоаварийной документацией и распоряжениями руководителя ликвидации пожара или аварии.

13.2.7 Любые изменения в электрических схемах, уставках и характеристиках настройки устройств, находящихся в оперативном управлении или ведении диспетчера ДЦ энергосистемы производится только по предварительному согласованию и оформляется соответствующими заявками.

13.2.8 При исчезновении напряжения на электроустановке персонал должен быть готов к его подаче без предупреждения.

13.2.9 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.

13.2.10 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 процентов.

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 обесточению подстанции.

Допустимые значения отключаемых и включаемых разъединителями токов должны быть определены нормативными документами. Порядок и условия выполнения операций для различных электроустановок должны быть регламентированы инструкциями АС.

13.2.11 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.

13.2.12 В ОРУ переключения, не связанные с предотвращением развития и ликвидацией нарушения нормального режима, не допускается производить в следующих случаях:

- гроза;
- ветер скоростью выше 20 м/с.

Для исключения отказов в работе оборудования (повреждений фарфоровой изоляции разъединителей, отделителей, воздушных выключателей и пр.) не рекомендуется в электроустановках производить переключения, не связанные с предотвращением развития и ликвидацией нарушения нормального режима, при резких (в течение суток) колебаниях температуры окружающего воздуха (более 15°С) с переходом через 0°С. Минимальная отрицательная температура окружающего воздуха, при которой возможно выполнение плановых переключений в электроустановках, расположенных в той или иной климатической зоне, должна быть указана на АС в станционных инструкциях по производству переключений.

Особенности переключений при других неблагоприятных погодных условиях в зависимости от конкретного типа оборудования и распределительного устройства должны быть определены на АС в местной инструкции по производству переключений и доведены до сведения соответствующего ДЦ, ЦУС.

На АС должна быть обеспечена освещенность распределительного устройства для возможности производства переключений в темное время суток (безошибочное определение положения коммутационных аппаратов, прочтение надписей на оборудовании и переключающих устройствах)

13.3 Переключения в технологических схемах

13.3.1 По программам выполняются следующие работы:

- не предусмотренные инструкциями по эксплуатации систем и оборудования или специально в них оговоренные;
- ядерно-опасные работы;
- особо радиационно-опасные работы;

– гидравлические, пневматические испытания оборудования и трубопроводов;

– специальные испытания систем и оборудования;

– периодические эксплуатационные испытания систем и оборудования;

– пусконаладочные испытания систем и оборудования на сооружаемых энергоблоках АС;

– испытания систем и оборудования на действующих блоках после монтажа, реконструкции или модернизации;

– проверки и испытания новых нетрадиционных способов эксплуатации систем и оборудования;

– ввод в работу или в резерв основного оборудования после монтажа, реконструкции или модернизации;

– сложные, ответственные или потенциально-опасные переключения в технологических и/или электрических схемах.

13.3.2 В программах переключений должны быть указаны:

– цель выполнения переключений и объект переключений;

– условия выполнения работ (исходное состояние, подготовка, включая целевой инструктаж, меры безопасности с учётом записанных в инструкции по эксплуатации или программе и методике испытаний, 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.

13.3.3 В бланке переключений должны быть указаны:

– объект переключений;

– время начала и окончания переключений;

– условия, необходимые для проведения переключений;

– меры безопасности (при необходимости, с учётом записанных в инструкции по эксплуатации или программе и методике испытаний);

– контролирующие лица;

– сведения о персонале, выполняющем переключения переключений (должность, фамилия);

– последовательность производства переключений;

– конечное состояние (положение запорной и регулирующей арматуры после окончания переключений).

13.4 Переключения в схемах тепловой автоматики и измерений

13.4.1 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 и ввод в работу для проверки канала или одного из двух комплектов аппаратуры управления и защиты) выполняются дежурным персоналом ЦТАИ под контролем НС ЦТАИ (инженерно-технических работников из состава дежурной смены) 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 пультах и панелях щитов управления выполняет оперативный персонал технологического цеха под контролем вышестоящего оперативного персонала с разрешения НС АС по распоряжению НСБ (НСО). В остальных случаях метод ввода-вывода защит определяет НС ТАИ, в соответствии с инструкцией по «Вводу-выводу защит».

13.4.2 Вывод из работы защит, блокировок или сигнализации работающего или находящегося в резерве технологического оборудования, не предусмотренный инструкциями по эксплуатации, должен осуществляться по разрешенным заявкам.

13.4.3 Переключения в цепях защит и блокировок оборудования, Отключение которого не приводит к изменению мощности блока и не влияющего на безопасность (вспомогательного оборудования), выполняет оперативный персонал ЦТАИ с разрешения лица, в оперативном управлении которого находится оборудование.

13.4.4 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).

13.4.5 Отключение автоматов питания промреле и аппаратуры защит и блокировок осуществляется, как правило, во время плановых ремонтов основного оборудования энергоблока.

13.4.6 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.

13.4.7 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.

13.4.8 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.

14 Контроль и учет электрической энергии и мощности

14.1 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 по межгосударственным перетокам.

14.2 В соответствии с требованиями Договора присоединения к торговой системе ОРЭ у всех субъектов оптового рынка должны быть созданы автоматизированные информационно-измерительные системы контроля и учета электрической энергии и мощности (АИИС КУЭ), соответствующими 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.

14.3 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.).

14.4 Метрологическое обеспечение контроля и учета электрической энергии и мощности, средств (систем) и методик контроля и учета, входящих в их состав средств и методик (методов) измерений, должно осуществляться в соответствии с 5.9.

Запрещается эксплуатировать средства измерений, в том числе измерительные системы, измерительные каналы, как самостоятельные, так и из состава более сложных систем – систем учета, контроля, мониторинга, не прошедшие поверку (калибровку) или с недействительными (с истёкшим сроком действия или поврежденными) знаками поверки (калибровки), и применять неаттестованные методики (методы) измерений, в том числе из состава методик контроля и испытаний, другой эксплуатационной документации.

14.5 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.

14.6 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.

14.7 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.

14.8 АИИС КУЭ на всех уровнях должны быть оснащены системами точного астрономического времени и гарантированным электропитанием.

15 Организация Комплексной системы связи управления эксплуатацией и противоаварийными действиями на АС

15.1 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.

15.2 КСС в соответствии с Федеральным законом [51] представляет собой технологическую сеть связи, обеспечивающую эксплуатацию АС и управление противоаварийными действиями в случае возникновения ЧС. Основная задача КСС - обеспечение противоаварийной готовности.

15.3 КСС должна использовать все доступные сети. Состав КСС определяется в соответствии с СТО 1.1.1.02.011.0821, РД ЭО 1.12.25.0329, РД ЭО 0638 и включает в себя телефонную сеть общего пользования, выделенные, технологические сети и сети специального назначения, базируется на использовании постоянно действующих и дополнительных каналов связи, основных, резервных и аварийных средств, систем и комплексов связи, телекоммуникаций.

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.

15.4 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.

15.5 В соответствии с НП-005, РД ЭО 1.12.25.0329 для обеспечения связи в чрезвычайных ситуациях, повышения живучести и надежности функционирования КСС на АС должны быть созданы три территориально разнесенных узла связи в защищённых пунктах управления противоаварийными действиями и подвижный узел связи РАР:

- УС ЗПУПД АС;
- УС ЗПУПД города;
- УС ЗПУПД РЭ;
- ПУС РАР.

Связь на маршрутах передвижений осуществляется из подвижного пункта управления РАР или подвижного узла связи АС.

КСС должна обеспечивать управление противоаварийными действиями в случае сохранения работоспособности хотя бы одного из перечисленных выше узлов связи. Преимущественным способом организации связи между УС ЗПУ ПД АС, ЗПУ ПД Г, ЗПУ ПД РЭ является топология «кольцо» или радиально-кольцевая архитектура построения сети.

ПУС РАР должен обеспечить управление противоаварийными действиями при необходимости организации автономного пункта управления на необорудованной территории.

Обслуживание и поддержание работоспособности узлов связи во всех ЗПУПД осуществляется структурными подразделениями АС.

15.6 На направлениях связи должно предусматриваться следующее количество каналов связи:

- АС - Кризисный центр - два постоянно действующий наземный цифровых канала связи с пропускной способностью не менее 10 Мбит/с и не менее двух (включая аварийный) направления по спутниковой связи, одно из направлений в ССДТС с пропускной способностью не менее 786 кбит/с;
- АС – РДУ (ОДУ) - два независимых цифровых канала связи, организованных по географически разнесенным трассам или в разных физических

средах передачи с пропускной способностью не менее 256 кбит/с. Канал связи АС - РДУ (ОДУ) должен включать канал прямой диспетчерской связи;

– Кризисный центр – Центры технической поддержки - два канала связи (основной и резервный), организованных по географически разнесенным трассам или в разных физических средах передачи с пропускной способностью не менее 256 кбит/с;

– Кризисный центр – Ситуационный кризисный центр Росатома и Кризисный центр – Информационно-аналитический центр Ростехнадзора – один цифровой канал со скоростью не менее 512 кбит/с;

– Кризисный центр - ЦДУ - один канал с пропускной способностью не менее 256 кбит/с.

15.7 Наземные цифровые каналы связи АС - Кризисный центр должны 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.

15.8 Трафик магистральных 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.

15.9 Каналы связи, обеспечивающие безопасность эксплуатации АС, должны резервироваться и заводиться на узлы связи ЗПУ ПД с возможностью коммутации их на повседневный узел связи. Их перечень определяется руководством АС и согласуется с Кризисным центром.

Основными каналами связи, обеспечивающими управление противоаварийными действиями и связь группы ОПАС, являются проводные (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, должны шифроваться с использованием сертифицированных криптографических средств.

15.10 При ЧС порядок использования каналов связи с АС в части приоритетности предоставления трафика, прав на управление коммутационным оборудованием и распределение частотной полосы пропускания каналов связи определяет КЦ.

15.11 Средства связи должны находиться в состоянии постоянной готовности для выполнения возложенных на них задач в соответствии с НП-005.

В целях повышения живучести и надежности системы связи управления эксплуатацией и противоаварийными действиями на АС должна обеспечиваться возможность оперативной коммутации каналов связи.

На АС должна быть развернута резервная внутриобъектовая радиосвязь, которая предназначена для оперативного управления и резервной связи пунктов

управления и руководящего персонала АС в чрезвычайных ситуациях, при нарушении в работе проводных каналов, недостатке наземных каналов, а также при отсутствии других средств связи в местах производства В целях обеспечения взаимодействия участников противоаварийных действий и создания сети радиосвязи, позволяющей создать единое информационное пространство, внутриобъектовая радиосвязь строится на основе общего телекоммуникационного стандарта для всех АС и группы ОПАС. Построение резервной системы радиосвязи должно соответствовать требованиям изложенным в РД ЭО 1.12.25.0329, СТО 1.1.1.02..011.0821 и методических рекомендациях [52]. Средства радиосвязи АС и группы ОПАС не должны влиять на работу систем безопасности и друг друга. Для исключения такого влияния на АС должны проводиться испытания по проверке ЭМС в соответствии с ГОСТ Р 50746 и действующими нормативными и руководящими документами Ростехнадзора, Госкорпорации «Росатом» и эксплуатирующей организации.

15.12 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;

– схемы организации 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.

Библиография

[1] Приказ ОАО «Концерн Росэнергоатом» от 31.08.2010 №1148	Положение о технологическом взаимодействии ОАО «СО ЕЭС» и ОАО «Концерн Росэнергоатом» при осуществлении ОАО «СО ЕЭС» функций оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике
[2] Федеральный закон от 26.03.2003 N 35-ФЗ	Об электроэнергетике
[3] Федеральный закон от 29.12.2004 № 190-ФЗ (в редакции от 29.06.2015)	Градостроительный кодекс Российской Федерации
[4] Федеральный закон от 01.12.2007 № 317-ФЗ (в редакции от 31.12.2014)	О Государственной корпорации по атомной энергии «Росатом»
[5] GS-R-3 МАГАТЭ 2008	Система управления для установок и деятельности. Требования безопасности
[6] Федеральный закон Российской Федерации от 21.11.1995 №170-ФЗ (с изменениями и дополнениями)	Об использовании атомной энергии
[7] АИ 1.3.2.014.0017-2014	Анализ и использование опыта эксплуатации атомных станций в ОАО «Концерн Росэнергоатом». Административная инструкция
[8] Приказ ОАО «Концерн Росэнергоатом» от 07.10.2015 № 9/1119-П	О вводе в действие методических указаний по учету опыта эксплуатации при разработке и сопровождении проектной документации атомных станций МУ-ПРО.91.00.00
[9] Приказ Госкорпорации «Росатом» от 31.10.2013 № 1/10-НПА	Об утверждении метрологических требований к измерениям, эталонам единиц величин, стандартным образцам, средствам измерений, их составным частям, программному обеспечению, методикам (методам) измерений, применяемым в области использования атомной энергии
[10] МУ 1.2.1.16.0104-2012	Методические указания по составлению технического отчета об эффективности и тепловой экономичности работы атомной электростанции

[11] Федеральный закон от 03.06.2006 №74-ФЗ (с изменениями и дополнениями, вступивших в силу с 24.07.2015)	Водный кодекс Российской Федерации
[12] Приказ ОАО «Концерн Росэнергоатом» от 07.12.2012 №9/1152-П	МР 1.2.1.14.0108 -2012 Самооценка эксплуатационной безопасности атомных станций. Методическое руководство
[13] Федеральный закон Российской Федерации от 09.01.1996 № 3-ФЗ (в редакции от19.07.2011)	О радиационной безопасности населения
[14] Федеральный закон Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (в редакции от 13.07.2015)	Трудовой кодекс Российской Федерации
[15] Постановление Правительства Российской Федерации от 15.12.2000 № 967 (в редакции от 14.03.2014)	Положение о расследовании и учете профессиональных заболеваний
[16]Федеральный закон Российской Федерации от 21.12.1994 №69-ФЗ	О пожарной безопасности
[17] Федеральный закон от 22.07.2008 № 123-ФЗ (в редакции от 13.07.2015)	Технический регламент о требованиях пожарной безопасности
[18] МР 1.3.3.05.0992-2014	Привлечение личного состава Федеральной противопожарной службы Государственной противопожарной службы и пожарной техники для ликвидации запроектных (гипотетических) аварий на атомных станциях. Методические рекомендации
[19] Федеральный закон Российской Федерации от 10.01.2002 № 7-ФЗ (в редакции от 13.07.2015)	Об охране окружающей среды
[20] Федеральный закон Российской Федерации от 24.06.1998 №89-ФЗ (в редакции от 29.06.2015)	Об отходах производства и потребления

[21] Постановление Правительства Российской Федерации от 19.07.2007 №456	Правила физической защиты ядерных материалов, ядерных установок и пунктов хранения ядерных материалов
[22] Федеральный закон от 21.12.1994 № 68-ФЗ (с изменениями на 2 мая 2015 года)	О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера
[23] Постановление Правительства Российской Федерации от 30.12.2003 № 794 (с изменениями от 14.04.2015)	О единой государственной системе предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций.
[24] Приказ Госкорпорации «Росатом» от 10.11.2010 № 1/418-П	О функциональной подсистеме предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций в организациях (на объектах), находящихся в ведении и входящих в сферу деятельности Госкорпорации «Росатом»
[25] Приказ ОАО «Концерн Росэнергоатом» от 02.11.2011 № 9/1161-П	Об утверждении и введении в действие организационных документов системы предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций в ОАО «Концерн Росэнергоатом»
[26] Федеральный закон от21.07.1997№116-ФЗ (в редакции от 04.03.2013)	О промышленной безопасности опасных производственных объектов
[27] Постановление Правительства Российской Федерации от 10.03.1999 №263	Правила организации и осуществления производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасном производственном объекте
[28] Приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 08.04.2014 №173	Порядок продления срока безопасной эксплуатации технических устройств, оборудования и сооружений на опасных производственных объектах
[29] Приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 30.06.2009 № 191	Порядок проведения технического расследования причин аварий и инцидентов на объектах, поднадзорных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору

[30] Постановление Правительства Российской Федерации от 01.03.1997 №233	Перечень медицинских противопоказаний для работников объектов использования атомной энергии
[31] Приказ Минатома России от 01.11.94 №471	Основные требования к разработке технико-экономического обоснования строительства атомной станции. Положение о порядке выбора площадки строительства, утвержденные
[32] Федеральный закон Российской Федерации от 21.07.1997 № 117-ФЗ	О безопасности гидротехнических сооружений
[33] Федеральный закон от 10.01.2003 N 17-ФЗ (ред. от 13.07.2015) (с изм. и доп., вступ. в силу с 13.08.2015)	О железнодорожном транспорте в Российской Федерации
[34] Федеральный закон Российской Федерации от 10.01.2003 № 18-ФЗ	Устав железнодорожного транспорта Российской Федерации
[35] Приказ МПС России от 21.12.2010 № 286	Об утверждении правил технической эксплуатации железных дорог Российской Федерации
[36] Федеральный закон Российской Федерации от 07.03.2001 № 24-ФЗ (в редакции от 13.07.2015)	Кодекс внутреннего водного транспорта Российской Федерации
[37] Постановление Правительства Российской Федерации от 06.05.2006 №352	Положение о системе государственного учета и контроля ядерных материалов
[38] утверждено приказом Минэнерго России от 30.06.2003 № 261	Инструкции по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках
[39] ОЭ-1559/83, утверждена ВПО «Союзатомэнерго» 23.09.1983	Типовая инструкция опробований и испытаний резервных дизель-электрических станций с дизель-генераторами 15Д-100
[40] ОЭ-1560/83, утверждена ВПО «Союзатомэнерго» 23.09.1983	Типовая инструкция опробований и испытаний Резервных дизель-электрических станций АЭС с дизель-генераторами ДГ-4000
[41] ОЭ-1829/84, утверждено ВПО «Союзатомэнерго» 07.10.1984	Типовая инструкция опробований и испытаний резервных дизель-электрических станций с дизель-генераторами мощностью 5,5 МВт производства СФРЮ (ПНР)

[42] Приказ концерна «Росэнергоатом» от 26.01.1999 №18	Инструкция по эксплуатации и техническому обслуживанию агрегатов бесперебойного питания на атомных станциях (с изменением №1 2000г.)
[43] Приказ Министерства атомной энергетики СССР от 11.07.89 №49	Руководство по техническому обслуживанию резервных дизельных электростанций АС Минатомэнерго СССР
[44] Постановление Правительства Российской Федерации от 27.12.2004 №854 (в редакции от 11.08.2014)	Правилами оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике
[45] Приказ ОАО «Концерн Росэнергоатом» от 05.05.2010 №551	Регламент формирования, согласования и исполнения в ОАО «Концерн Росэнергоатом» плановых показателей производства и поставок электрической энергии (мощности) атомных электростанций
[46] Постановление Правительства Российской Федерации от 26.07.2007 № 484 (в редакции от 16.08.2014)	О выводе объектов электроэнергетики в ремонт и из эксплуатации
[47] Приказ Министерства энергетики Российской Федерации от 07.08.2008 № 20 (в редакции Приказа Минэнерго РФ от 09.12.2008 №256)	Об утверждении перечня предоставляемой субъектами электроэнергетики информации о производственно-хозяйственной деятельности, форм и порядка ее предоставления (в редакции приказа от 09.12.2008 № 256)
[48]Постановление Правительства Российской Федерации РФ от 27.12.2004 г. N 854	Об утверждении Правил оперативно-диспетчерского управления в электроэнергетике.
[49]Постановление Правительства Российской Федерации РФ от 16.02.2008 г. N 86	О штабах по обеспечению безопасности электроснабжения
[50] Утверждено ОАО «СО ЕЭС» 08.07.2013	Положение о порядке оформления, подачи, рассмотрения и согласования диспетчерских заявок на изменение технологического режима работы и эксплуатационного состояния объектов диспетчеризации филиала ОАО «СО ЕЭС» ОДУ (РДУ)
[51] Федеральный закон от 07.07.2003 №126-ФЗ	О связи

[52] МР 1.4.1.06.011.008-2011 Системы радиосвязи атомных станций. Методические рекомендации